



Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Tesis:

“Reducción de pérdidas de energía eléctrica mediante la implementación de un sistema de telemedición con concentrador digital en una subestación eléctrica de distribución aérea en baja tensión”

Roberto Carlos Luis Bailon

para optar el Título Profesional de Ingeniero Electromecánico

Asesor: Fidel Tomas Monteza Zevallos

Lima – Perú

Enero; 2025

El siguiente trabajo obtuvo un reporte de similitud con el siguiente porcentaje:




17% Overall Similarity

The combined total of all matches, including overlapping sources, for each database.

Filtered from the Report

► Bibliography

Top Sources

- 17%  Internet sources
- 1%  Publications
- 3%  Submitted works (Student Papers)

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por sus bendiciones, de igual manera a mis padres y hermanos por su amor y apoyo incondicional, y a mi profesor por compartir su conocimiento y guía.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mi agradecimiento a la empresa Teching S.R.L. por brindarme la oportunidad de acceder a sus instalaciones y ampliar mis conocimientos en el ámbito de la Ingeniería Eléctrica, con especial reconocimiento al departamento de Balance.

RESUMEN

La presente investigación se centra en la implementación de un sistema de telemedición en la subestación SED 13284A, con el objetivo de reducir pérdidas en el sistema de energía eléctrica de un 25% a un 11%. Este sistema incluye medidores inteligentes monofásicos y tecnología ZigBee, que permiten registrar y analizar en tiempo real el consumo de energía. Entre los resultados más destacados, se logró un ahorro significativo en costos operativos gracias a la reducción de pérdidas no técnicas, con un costo-beneficio (B/C) de 1.82, lo que indica que por cada sol invertido se genera un retorno de S/ 1.82. El Valor Actual Neto (VAN) obtenido asciende a S/ 185,309.81, mientras que la Tasa Interna de Retorno (TIR) fue del 35%, confirmando la rentabilidad del proyecto. Asimismo, el tiempo de recuperación de la inversión se estimó a partir del tercer año de operación.

Adicionalmente, el análisis económico mostró una disminución promedio del costo de pérdidas diarias de S/ 620.67 antes de la implementación a S/ 132.93 después de la implementación, representando un ahorro significativo en la facturación no realizada. Este sistema permitió optimizar procesos como la toma de lecturas, la detección de anomalías y el monitoreo remoto.

En conclusión, la implementación de la telemedición no solo mejora la gestión energética, sino que también asegura beneficios económicos y ambientales.

Palabras Clave

Telemedición, pérdidas energéticas, gestión energética, análisis económico, eficiencia operativa eléctrica.

ÍNDICE

DEDICATORIA.....	II
AGRADECIMIENTOS	III
RESUMEN.....	IV
ÍNDICE	V
NOMENCLATURA	VIII
ABREVIATURAS	IX
LISTA DE FIGURAS	X
LISTA DE TABLAS	XI
INTRODUCCIÓN	XII
ALCANCE.....	XV
LIMITACIÓN.....	XV
OBJETIVO GENERAL.....	XVI
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	XVI
REVISIÓN DE LA LITERATURA ACTUAL	17
MARCO TEÓRICO	22
2.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA Y CLASIFICACIÓN	22
2.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA	24
2.2.1 PÉRDIDA TÉCNICA	25
2.2.2 PERDIDA NO TÉCNICA	28
2.2.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y PERDIDA FINANCIERA.....	30
2.3 REDUCCIÓN DE PERDIDA.....	31
2.3.1 BALANCEO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	31

2.3.2 CORRECCIÓN CADENA	32
2.4 SISTEMA DE TELEMEDICIÓN EN UNA RED ELÉCTRICA	32
2.4.1 SISTEMA DE TELEMEDICIÓN.....	32
2.4.2 Elementos y tecnologías asociadas.....	33
2.4.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS	35
2.5 NORMATIVAS APLICABLES A LOS SISTEMAS DE TELEMEDICIÓN EN REDES ELÉCTRICAS...	37
2.5.1 Normativa nacional.....	37
2.5.2 Normativa internacional	38
METODOLOGÍA DE LA SOLUCIÓN.....	40
3.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	40
3.1.1 ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN.....	40
3.1.2 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN.....	41
3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA	41
3.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS.....	42
3.3.1 VALIDEZ Y CONFIABILIDAD	43
3.4. CRITERIOS ÉTICOS	43
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	45
4.1 RESULTADOS	45
4.1.1 ETAPAS DE IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TELEMEDICIÓN EN LA SED 13284A ...	45
4.1.2 DIAGNOSTICO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA SED	48
4.1.3 MEDICIÓN DE CONSUMO EN LOS USUARIOS Y DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	52
4.1.4 INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN REMOTA.....	58
4.1.5 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS	65
4.1.6 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	70
4.2 DISCUSIÓN.....	77
CONCLUSIONES	80

RECOMENDACIONES.....	82
ANEXOS	84
GLOSARIO.....	93
BIBLIOGRAFÍA.....	95

NOMENCLATURA

Notación	Definición
----------	------------

P	Potencia Activa.
---	------------------

Q	Potencia Reactiva.
---	--------------------

V	Tensión.
---	----------

R	Resistencia.
---	--------------

I	Intensidad.
---	-------------

ABREVIATURAS

Notación	Definición
NTP	Norma Técnica Peruana
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
AT	Alta Tensión
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
AT	Alta Tensión
AP	Alumbrado Publico
SP	Servicio Particular
PLC	Controlador Lógico Programable
AMI	Infraestructura de Medición Avanzada
EPP	Equipo Protección Personal
AT	Alta Tensión
SED	Subestación Eléctrica de Distribución.
SET	Subestación Eléctrica de Transmisión.
SAB	Subestación aérea Biposte.
SAM	Subestación aérea Monoposte.
CNR	Consumo No Registrado.
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno

LISTA DE FIGURAS

Figura	Título	Página
Figura 1:	Subestación eléctrica de distribución de tipo interior	22
Figura 2:	Proceso de comercialización.....	23
Figura 3:	Subestación eléctrica de distribución de tipo aérea.....	24
Figura 4:	Proceso de comercialización.....	31
Figura 5:	Plano de ubicación de la SED 13284 y los suministros	49
Figura 6:	Medición de tensión	51
Figura 7:	Proyección de consumo marzo - agosto	53
Figura 8:	Pérdidas de Energía	55
Figura 9:	Detección de conexión clandestina	57
Figura 10:	Arquitectura de una red ZigBee	59
Figura 11:	Medidor inteligente.....	61
Figura 12:	Concentrador digital	63
Figura 13:	Perdidas de energía pretest vs postest	67
Figura 14:	Costo diario a facturar por pérdidas	70

LISTA DE TABLAS

Tabla	Título	Página
Tabla 1:	Clasificación de pérdidas eléctricas.....	25
Tabla 2:	Ventajas y desventajas de los sistemas de telemedición	36
Tabla 3:	Características de la SED 13284A	48
Tabla 4:	Parámetros de caída de tensión en el sistema de cableado de la SED	50
Tabla 5:	Parámetros de caída de tensión en el sistema de cableado de la SED	51
Tabla 6:	Consumo de los usuarios proyectado	52
Tabla 7:	Microbalance SED -13284A , MAR- AGO	54
Tabla 8:	Cargas registradas en la SED durante la hora pico	57
Tabla 9:	Equipos de Telemedición	58
Tabla 10:	Elementos de un sistema de telemedición	60
Tabla 11:	Características del Advanticsys UCM-316.....	62
Tabla 12:	Microbalance SED -13284A, SET- NOV.....	66
Tabla 13:	Pérdidas de Energía SED -13284 A: Pretest.....	69
Tabla 14:	Pérdidas de Energía en soles SED -13284 A: Postet.....	69
Tabla 15:	Comparación entre sistemas de medición.....	71
Tabla 16:	Costos de implementación de telemedición	72
Tabla 17:	Costos en balance de suministro convencional de baja tensión	73
Tabla 18:	Costeo de instalación de suministro inteligente en clientes comerciales	74
Tabla 19:	Costos por toma de lectura	74
Tabla 20:	Cash flow	75
Tabla 21:	Indicadores económicos.....	76

INTRODUCCIÓN

Las pérdidas en una red de energía eléctrica en las subestaciones de distribución representan un desafío global que afecta la eficiencia operativa y económica de las empresas eléctricas, así como la calidad del servicio brindado a los usuarios. A nivel mundial, se estima que las pérdidas de energía alcanzan aproximadamente el 8.1% de la generación total de electricidad, lo que equivale a 290 TWh anuales, según datos del Banco Mundial. En América Latina y el Caribe, países como Haití y Paraguay presentan índices alarmantes de pérdidas de energía, con 60.12% y 20.82%, respectivamente, mientras que en otras regiones como África y Asia, los valores también son preocupantes, con Argelia y Nepal registrando 17.12% y 32.21%, respectivamente [1]. Estas cifras reflejan la necesidad urgente de adoptar tecnologías y estrategias de optimización que permitan reducir dichas pérdidas y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico [2].

En el contexto nacional, Perú enfrenta desafíos similares en la reducción de pérdidas energéticas, tanto técnicas como no técnicas. En el año 2018, el país presentó un 7.1% de pérdidas en transmisión y un 8.4% en distribución, cifras que han mostrado un ligero incremento en años recientes [3]. Las pérdidas técnicas se asocian a la resistencia inherente de los conductores y transformadores, mientras que las no técnicas incluyen conexiones ilegales, errores en la medición y manipulación de equipos de medición. A pesar de los esfuerzos de las empresas distribuidoras para reducir estos índices, persisten deficiencias en la regulación y en la implementación de soluciones avanzadas, como la telemedición [4] [5]. En el caso de Electronoroeste S.A. (ENOSA), por ejemplo, las pérdidas

en transmisión durante 2020 alcanzaron el 3.26%, mientras que en distribución superaron el 10.99%, evidenciando la necesidad de estrategias más eficaces para mitigar estos valores [6].

A nivel local, en Lima Norte, la subestación de distribución aérea SED 13284A presenta niveles elevados de pérdidas energéticas, superando el 22%. Estas pérdidas tienen diversas causas, siendo los principales problemas en la infraestructura de la red, como el uso de conductores con calibres inadecuados, que generan caídas de tensión, y conexiones clandestinas que alteran la medición del consumo real de los usuarios. Estas deficiencias no solo afectan la estabilidad del suministro eléctrico, sino que incrementan los costos operativos de la empresa distribuidora y perjudican la sostenibilidad del sistema en el largo plazo.

Para abordar esta problemática, la presente investigación plantea una solución técnica integral basada en la implementación de un sistema de telemedición con concentrador digital, que permitirá monitorear en tiempo real los parámetros eléctricos críticos en la SED 13284A. Este sistema permitirá la recolección y análisis de datos energéticos de manera centralizada, lo que facilitará la identificación de pérdidas técnicas y no técnicas, optimizando la gestión de la red eléctrica y mejorando la precisión en la facturación de los usuarios.

No obstante, la reducción de pérdidas no depende exclusivamente de la implementación de la telemedición, sino también de mejoras ingenieriles complementarias en la infraestructura eléctrica. Entre ellas, se evaluará la adecuación del calibre de los conductores, ya que los análisis iniciales han determinado que el conductor 2x35+16/25 mm² no es el adecuado para las condiciones operativas actuales de la subestación. Se ha calculado que la alternativa óptima sería el uso de un conductor 3x70+25/50 mm², lo que permitiría minimizar la caída de tensión y mejorar la eficiencia del sistema. Asimismo, se plantea una redistribución de cargas y balance energético, de modo que el transformador

opere dentro de los parámetros adecuados, evitando sobrecargas que afecten su rendimiento.

Otro aspecto crítico abordado en esta investigación es la detección de conexiones irregulares. Durante el diagnóstico inicial, se identificó que 8 familias se encontraban conectadas de manera ilegal al sistema de distribución, incrementando las pérdidas no técnicas. La telemedición facilitará la identificación en tiempo real de este tipo de irregularidades, permitiendo a la empresa distribuidora tomar acciones inmediatas para regularizar el servicio y reducir las pérdidas.

Desde el punto de vista económico, se realizará un estudio comparativo del sistema de medición convencional frente a la telemedición, evaluando los costos operativos, la precisión en la facturación y los beneficios financieros asociados a la reducción de pérdidas. Este análisis empleará indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), determinando la viabilidad económica de la implementación de la telemedición. Resultados preliminares han demostrado que la propuesta es altamente rentable, con un B/C de 1.82 y una TIR de 35%, con un periodo estimado de recuperación de inversión en tres años.

La importancia de esta investigación consiste en que no solo busca demostrar la eficiencia de la telemedición como solución tecnológica, sino que también propone un enfoque integral, considerando mejoras técnicas en la infraestructura eléctrica y optimización del balance energético. Estos aspectos garantizarán que la reducción de pérdidas no sea un resultado temporal, sino una mejora sostenible en el tiempo.

En conclusión, esta investigación combina tecnología y optimización eléctrica para abordar un problema crítico en la subestación de distribución SED 13284A. Al integrar un sistema de telemedición con un concentrador digital y aplicar mejoras ingenieriles complementarias, se espera lograr una reducción significativa de pérdidas, optimizando la gestión energética y mejorando la eficiencia operativa y económica del sistema eléctrico en la zona.

Alcance

La presente investigación se concentra en la pérdida de en una red de energía eléctrica para una subestación de distribución aérea (SED) 13284A, ubicada en el distrito de Puente Piedra, provincia y región de Lima. Esta subestación está equipada con un transformador de 400 kV-0.220 kV, montado sobre una plataforma soportada por dos postes, y distribuye energía eléctrica en baja tensión a aproximadamente 19 suministros comerciales.

La finalidad de este trabajo es analizar e implementar un sistema de telemedición basado en un concentrador digital, el cual permitirá monitorear y registrar parámetros eléctricos críticos como voltaje, corriente, potencia activa, reactiva y factor de potencia. Este sistema integrará mediciones de los clientes y de la subestación en tiempo real, centralizando los datos en un servidor para su análisis. El alcance incluye la evaluación inicial del estado energético de la SED utilizando los datos recopilados por el sistema de telemedición, durante un periodo de prueba de setiembre a noviembre del 2024. Esta implementación busca identificar las pérdidas técnicas y no técnicas de manera precisa, contrastando la energía entregada con la registrada por los usuarios. Este enfoque permitirá establecer estrategias efectivas para mitigar pérdidas y optimizar la operación de la subestación, proporcionando información clave para la toma de decisiones en la gestión energética.

Limitación

Esta tesis se centrará en la evaluación y reducción de pérdidas en una red de energía eléctrica en la SED 13284A, ubicada - Puente Piedra, Lima. No se considerarán otros elementos de la red eléctrica, como líneas de transmisión o generación, ni subestaciones fuera del área de estudio. Como limitación temporal, el análisis estará basado en datos recopilados durante un periodo de setiembre a noviembre del 2024 y se limitará a tecnologías disponibles en el mercado local. Por restricciones presupuestarias, se priorizará la utilización de infraestructura existente, adaptándola al sistema de telemedición propuesto.

La implementación del sistema será conceptual, dejando abierta la validación futura de su impacto en condiciones operativas reales y a mayor escala.

Objetivo General

Determinar el impacto del sistema de telemedición en la reducción de pérdidas de energía eléctrica en la subestación SED 13284A en baja tensión, distrito de Puente Piedra, Lima 2024.

Objetivos específicos

- Determinar el impacto del sistema de telemedición en la reducción de pérdidas técnicas en la subestación SED 13284A en baja tensión, distrito de Puente Piedra, Lima 2024.
- Evaluar el impacto del sistema de telemedición en la reducción de pérdidas no técnicas en la subestación SED 13284A en baja tensión, distrito de Puente Piedra, Lima 2024.
- Analizar el impacto económico de la implementación del sistema de telemedición en la subestación SED 13284A en baja tensión, distrito de Puente Piedra, Lima 2024.

CAPÍTULO 1

REVISIÓN DE LA LITERATURA ACTUAL

En Ecuador, Maroto [8] abordó el problema de las pérdidas de energía en el sector Dignidad Popular, con el objetivo de determinar su magnitud y evaluar el estado físico del circuito eléctrico. Para ello, implementó tecnología de medidores inteligentes, que permitió recopilar datos más precisos sobre el consumo de energía y las condiciones del sistema. Su enfoque metodológico, basado en una investigación descriptiva y la observación, facilitó el análisis detallado de las pérdidas energéticas y su distribución. Entre los resultados, se identificaron los principales puntos de pérdida, lo que sirvió para optimizar el balance energético del sector, destacando la utilidad de las tecnologías modernas para reducir pérdidas y mejorar la eficiencia del sistema.

En Colombia, Téllez [9] propuso un esquema que integraba sistemas de medición avanzada (AMI) con actores y procesos clave del sector eléctrico, utilizando una metodología de investigación básica con análisis documentario y revisión bibliográfica. Este sistema AMI automatizó la toma de lecturas y permitió recibir información codificada de los medidores, reduciendo significativamente los errores humanos y los costos asociados. Además, el sistema contribuyó a disminuir las emisiones de CO₂ al optimizar el consumo energético en las plantas generadoras. La investigación concluyó que la implementación de esta tecnología requiere marcos normativos adecuados para garantizar beneficios

económicos, sociales y ambientales, destacando su potencial como herramienta clave para la gestión eficiente de la energía.

También en Colombia, Uparela [10] diseñó un sistema inteligente para la detección de usuarios fraudulentos en la Costa Caribe. Su enfoque descriptivo, basado en análisis documental, permitió desarrollar un método capaz de detectar el 94% de los casos de consumo irregular, incrementando la tasa de efectividad en un 18%. El estudio destacó la importancia de contar con bases de datos actualizadas y sistemas de análisis avanzado para garantizar la confiabilidad y efectividad en la detección de fraudes, mejorando tanto los ingresos de las empresas como la equidad en la distribución del servicio eléctrico.

En Cuba, Berenguer [11] evaluó la implementación de un programa de monitoreo y control basado en la Tecnología de Gestión Total, aplicando un diseño descriptivo-aplicativo con técnicas de observación para recopilar datos. Entre los principales resultados, se logró regularizar la tensión eléctrica, aumentar el factor de potencia a 0.96 y reducir la facturación eléctrica anual en un 4%. Además, el programa permitió disminuir las retransmisiones de CO₂ sin comprometer la operatividad del sistema. La investigación concluyó que esta tecnología mejora indicadores clave de calidad energética, como la distorsión armónica y la eficiencia en el consumo, y propuso transformaciones adicionales para consolidar una gestión energética más efectiva y sostenible.

En Ecuador, Reinoso [12] desarrolló un programa de medición inteligente destinado a monitorear el consumo energético, agua y emisiones de CO₂ en una empresa concesionaria. La investigación descriptiva permitió identificar que el sistema optimizaba el almacenamiento y análisis de datos, facilitando la medición de nueve transformadores y siete líneas de producción. Como resultado, se mejoró la eficiencia en el manejo energético, proporcionando datos más precisos para la toma de decisiones y reduciendo costos asociados al monitoreo manual.

En Brasil, Oliveira [13] desarrolló un sistema de telemedición para redes de distribución en áreas metropolitanas, utilizando una combinación de tecnología AMI y redes LTE. Los

resultados mostraron que el sistema permitió un monitoreo en tiempo real de más de 50 subestaciones, reduciendo las pérdidas no técnicas de un 25% a un 13%. Además, se identificó un impacto positivo en la satisfacción de los usuarios al ofrecer información detallada sobre su consumo.

En México, Hernández [14] realizó un estudio sobre la implementación de medidores inteligentes en la red de distribución de la Ciudad de Monterrey. El proyecto incluyó la instalación de 30 medidores inteligentes y un sistema de análisis centralizado. Los resultados mostraron que el sistema ayudó a identificar conexiones irregulares y errores en la facturación, logrando una reducción del 12% en las pérdidas totales y un retorno económico significativo en un periodo de cinco años.

En Chiclayo, Zegarra [15] propuso la implementación de tecnología ZigBee en un sistema de telemedición para reducir las pérdidas no técnicas en la línea de alimentación C221 de ENSA. Su investigación, basada en un diseño no experimental y técnicas de observación, permitió identificar pérdidas energéticas y registrar balances en tiempo real. Además, se logró una ganancia económica equivalente al 18% del total invertido, destacando la eficiencia del sistema para la detección de anomalías y la mejora del control del consumo eléctrico.

En Cuzco, Cahuana [16] evaluó los procesos de reconexión eléctrica, logrando reducir los tiempos de respuesta de 24 a 3 horas tras el pago correspondiente. Su estudio resaltó la importancia de optimizar los procesos operativos para mejorar la experiencia del cliente y la eficiencia del sistema.

En Lima, Muñoz [17] analizó los costos y beneficios de implementar un programa de medición inteligente en la capital. Su estudio concluyó que la tecnología es económicamente viable, con tasas internas de retorno (TIR) del 15% en un periodo de cuatro años y del 12% en ocho años. Además, destacó que los ahorros operativos compensan la inversión inicial, generando beneficios tanto para las empresas como para la comunidad en general.

En Arequipa, Zegarra [18] diseñó e implementó un sistema automatizado de medición remota, que permitió optimizar los procesos de facturación y mejorar los indicadores de costo-beneficio para las empresas distribuidoras. Su estudio concluyó que la tecnología es una herramienta clave para modernizar la gestión del consumo energético, beneficiando tanto a los usuarios como a las empresas.

En Piura, Cedeño [19] examinó las pérdidas técnicas y no técnicas en el sector eléctrico, destacando las ineficiencias en los procesos de mantenimiento y facturación como causas principales. Recomendó la implementación de telemedición para optimizar la toma de lecturas y garantizar una facturación precisa, concluyendo que esta tecnología reduce significativamente las pérdidas económicas y mejora la eficiencia operativa.

En Puno, Reyes [20] implementó un sistema de telegestión basado en medidores inteligentes, logrando reducir los errores de lectura entre un 20% y un 25%, además de minimizar los costos operativos. El estudio concluyó que la tecnología optimiza la calidad del servicio, mejora los tiempos de reconexión y aporta beneficios significativos tanto para las empresas como para los clientes.

En Trujillo, Vargas [21] desarrolló un sistema de telemedición aplicado a la red eléctrica urbana, con el objetivo de reducir las pérdidas no técnicas identificadas en el alimentador 2456. El estudio incluyó la instalación de medidores inteligentes trifásicos y el análisis de microbalance durante seis meses. Los resultados mostraron una disminución en las pérdidas energéticas del 18% al 9.5%, cumpliendo con los estándares regulatorios establecidos por OSINERGMIN. Además, se destacaron beneficios operativos, como la reducción del tiempo de toma de lecturas de tres días a un monitoreo en tiempo real.

En Arequipa, Morales [22] implementó un programa piloto de telemedición en la subestación Pampa de la Cruz, utilizando concentradores digitales y tecnología ZigBee. Este proyecto permitió la identificación de irregularidades en el consumo de 12 usuarios residenciales, logrando una recuperación económica del 15% en los primeros tres meses.

Los resultados concluyeron que la tecnología propuesta mejora significativamente la eficiencia operativa y la gestión de pérdidas no técnicas.

En Piura, Castro [23] diseñó un sistema de monitoreo remoto basado en tecnología PLC, enfocado en las redes de distribución rurales. Este sistema permitió detectar conexiones clandestinas en áreas alejadas, logrando reducir las pérdidas del 20% al 11%. Además, el análisis económico indicó una tasa interna de retorno (TIR) del 28% y un periodo de recuperación de la inversión de cuatro años, confirmando la viabilidad del proyecto.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 Subestación eléctrica y clasificación

El sistema de distribución se entiende como el conjunto de infraestructuras eléctricas diseñadas y dimensionadas adecuadamente, que permiten transportar la energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales, ya sea en media o baja tensión [24].

Una subestación eléctrica es una instalación que forma parte de un sistema de energía eléctrica, en la cual la energía se transforma de un nivel de voltaje a otro mediante el uso de transformadores, equipos de protección y dispositivos de control. Además, estas subestaciones permiten la regulación del suministro y la distribución de energía de manera eficiente, asegurando la calidad y continuidad del servicio [49]. Por otro lado, la IEC (International Electrotechnical Commission) define una subestación de distribución como el punto de transición entre el sistema de transmisión y la red de distribución, donde se realizan funciones de conversión de voltaje, control del flujo de energía y monitoreo de la calidad del servicio eléctrico [50].

Las subestaciones eléctricas de distribución se clasifican en tres tipos principales:

Una subestación de tipo convencional está diseñada para uso interior y se encuentra instalada en una caseta que dispone de pasillos y áreas de trabajo adecuadas. Según su ubicación, este tipo de subestación puede dividirse en dos categorías: de superficie,

ubicada en una caseta a nivel del suelo, y subterránea, instalada en los sótanos de edificaciones.

Figura 1: Subestación eléctrica de distribución de tipo interior



Una subestación de tipo compacta cuya distribución de tipo exterior que cuenta con un transformador de distribución trifásico, conocido como transformador compacto, el cual integra los dispositivos de protección y maniobra dentro de un tanque de aceite dieléctrico. Este tipo de subestación se clasifica como de tipo bóveda cuando el transformador se encuentra ubicado en una estructura de concreto subterránea bajo la acera de la vía pública, o como de tipo pedestal, cuando el transformador se coloca encima de un soporte al nivel del suelo en un espacio libre de 3x3 metros cuadrados.

Figura 2: Proceso de comercialización



La subestación de distribución de tipo aérea es una instalación exterior diseñada para operar a la intemperie, ubicada por encima del nivel del suelo y sostenida por uno o dos soportes. Cuando la subestación está montada sobre un único poste, generalmente de hormigón pretensado, se clasifica como una subestación aérea monoposte. Por otro lado, si está sostenida por dos postes conectados entre sí mediante una plataforma que sirve de base para el transformador, también de hormigón pretensado, se denomina subestación aérea biposte.

Figura 3: Subestación eléctrica de distribución de tipo aérea



2.2 Pérdidas de energía

En un sistema eléctrico las pérdidas de energía suelen dividirse en dos clases principales: las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas [19].

Tabla 1: Clasificación de pérdidas eléctricas

Tipo	Causa
Pérdidas técnicas	
Transporte	Efecto corona y Joule
Transformación	Joule, pérdidas por histéresis y parasitarias
Instalación de baja tensión	Pérdidas en acometidas
Pérdidas no técnicas	
Hurto	Conexiones clandestinas
Fraude	Manipulación de equipos de medición
Administrativas	Errores en facturación y control de energía

2.2.1 Pérdida técnica

Las pérdidas técnicas representan una fracción de la energía que no puede ser utilizada debido a que el sistema requiere consumirla para su función. Estas pérdidas ocurren durante los procesos de transmisión y distribución, como resultado del calentamiento inherente en los conductores que conduce la energía eléctrica desde las plantas generadoras. Aunque estas pérdidas son inevitables en cualquier sistema eléctrico, pueden reducirse mediante mejoras en la infraestructura de la red [15].

Reducción de pérdidas técnicas en una subestación de baja tensión

Las pérdidas técnicas en una subestación de distribución de baja tensión son resultado de la resistencia inherente en los conductores, transformadores y otros elementos eléctricos del sistema. Sin embargo, su impacto puede reducirse mediante estrategias de optimización en el diseño, operación y mantenimiento. [15].

Selección y optimización del calibre de los conductores

El calibre de los conductores influye directamente en la porción de electricidad que se desvanece en forma de calor por efecto Joule. La utilización de cables con mayor sección transversal reduce la resistencia eléctrica, disminuyendo las pérdidas técnicas. En el caso de la SED 13284A, se determinó que el conductor 2x35+16/25 mm² no era apropiado para la red, por lo que se recomendó el uso de 3x70+25/50 mm², asegurando una menor caída de tensión y mejorando la eficiencia del sistema de distribución [19].

Efecto joule

El calor que se ocasiona en los circuitos es proporcional a la potencia que se pierde. Esta incrementa con la resistencia del circuito y con la corriente.

$$P_{PC} = R_C + I^2 \quad (1)$$

Donde:

- P_{PC} : Potencia perdida del circuito (W)
- R_C : Resistencia en el circuito (Ω)
- I^2 : Corriente (A)

Resistencia del circuito

La resistencia del circuito aumenta con su longitud y disminuye con su sección.

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad (2)$$

Donde:

- ρ : Coeficiente de resistividad ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)
- L : Longitud el circuito (m)
- S : Sección del circuito (mm^2)
- R : Resistencia (Ω)

Implementación de transformadores de alta eficiencia

El transformador es un componente clave en la subestación, y sus pérdidas pueden reducirse mediante la selección de modelos más eficientes. Transformadores con menores pérdidas en vacío y en carga, núcleos de acero de grano orientado y una adecuada relación de carga pueden optimizar el rendimiento energético. Asimismo, la correcta selección del

nivel de carga evita sobrecargas y operaciones a baja demanda, condiciones que incrementan las pérdidas técnicas [19].

$$P_{MT} = P_{BT} + P_{fe} + P_{cuBT} \quad (3)$$

Donde:

- P_{MT} : Potencia en el devanado primario (KW)
- P_{BT} : Potencia en el devanado secundario (KW)
- P_{fe} : Perdidas en el hierro (KW)
- P_{cuBT} : Perdidas en el cobre (KW)

Corrección del factor de potencia

Un factor de potencia bajo genera una mayor circulación de corriente reactiva en la red, lo que incrementa las pérdidas eléctricas. Para mitigar este problema, se aconseja la colocación de bancos de condensadores en puntos estratégicos del sistema, el uso de equipos de compensación automática y el monitoreo continuo del factor de potencia mediante sistemas de telemedición, permitiendo una respuesta inmediata ante variaciones en la carga [19].

Disminución de caídas de tensión en la red de distribución

Las caídas de tensión elevadas afectan la calidad del suministro y aumentan las pérdidas técnicas. Para minimizar este efecto, se pueden rediseñar los tramos de la red, emplear reguladores de voltaje en la subestación y distribuir equitativamente las cargas entre las fases. De esta manera, se evitan sobrecargas en un solo circuito y se mejora la estabilidad del sistema eléctrico [14].

$$\Delta U = \frac{2 \times L \times I \times \cos \phi}{K \times S} \quad (4)$$

Donde:

- ΔU : Caída de tensión (V)
- L: Longitud del circuito (m)
- I: Corriente (A)
- $\cos\varphi$: Factor de potencia (KW)
- K: Conductividad del circuito (56 Cu; 35 Al)
- S: Sección del circuito (mm^2)

Implementación de sistemas de monitoreo y telemedición

El uso de sistemas de telemedición con concentradores digitales permite supervisar en tiempo real el estado de la red, identificando puntos críticos con elevadas pérdidas técnicas. Esta tecnología facilita el registro detallado del consumo energético, la detección de anomalías en el sistema y la automatización de la gestión del suministro, contribuyendo a una administración más eficiente de la energía distribuida [12].

Mantenimiento preventivo y correctivo de la infraestructura eléctrica

El mantenimiento regular de la infraestructura eléctrica es fundamental para reducir pérdidas técnicas derivadas del desgaste de equipos y conexiones deficientes. Se recomienda la inspección periódica de transformadores y conductores para identificar sobrecalentamientos, la revisión de conexiones en tableros y seccionadores para evitar puntos de alta resistencia, así como el cambio de equipos obsoletos por modelos más efectivos [13].

A través de la aplicación de estas estrategias, es posible reducir las pérdidas técnicas en la subestación de baja tensión, mejorando la eficiencia del sistema eléctrico y optimizando la calidad del suministro para los usuarios.

2.2.2 Pérdida no técnica

Las pérdidas no técnicas se refieren a la diferencia entre las pérdidas totales registradas en un sistema de distribución eléctrica y las pérdidas técnicas, ya sean estas medidas o calculadas. Este tipo de pérdidas se manifiesta exclusivamente en los sistemas de

distribución y es prácticamente inexistente en los sistemas de generación o transmisión. Son causadas por el consumo de energía por parte de clientes legales o ilegales cuya facturación es inexistente o incompleta. Estas pérdidas generalmente provienen de errores administrativos, fallas en los equipos de medición o condiciones socioeconómicas adversas que facilitan prácticas como el hurto. Usualmente, ocurren en las etapas de suministro, identificación, medición, facturación y cobro, generando pérdidas tanto comerciales como financieras. A diferencia de los procesos físicos normales relacionados con el transporte y suministro de energía, estas pérdidas están vinculadas a deficiencias o errores en la gestión del sistema [11].

Las pérdidas por hurto se generan cuando se realizan conexiones clandestinas a la red eléctrica, donde los predios involucrados no cuentan con un sistema de medición autorizado. En estas circunstancias, los clientes consumen energía eléctrica sin la autorización del concesionario, lo que implica que la totalidad de la energía utilizada no es facturada, generando un perjuicio económico para la empresa distribuidora [11].

Por otro lado, las pérdidas por fraude ocurren cuando se violan las condiciones del suministro eléctrico. Esto incluye casos en los que, a pesar de contar con un sistema de medición instalado, los clientes manipulan uno o más componentes de la conexión con el propósito de alterar la medición, el registro del consumo o incluso evitar que este sea registrado. Este tipo de pérdidas puede variar en magnitud, desde parciales hasta altamente significativas, dependiendo del nivel de manipulación [11].

Finalmente, las pérdidas administrativas están relacionadas con errores en el registro y procesamiento de la información de los consumos. Estas ocurren debido a la toma incorrecta de lecturas de los medidores o al registro inexacto de la energía entregada. Cuando el consumo real no se mide o registra adecuadamente, el valor correspondiente no puede ser cobrado con precisión, representando una pérdida económica directa para la empresa [11].

Energía distribuida por la empresa

La electricidad que distribuye la empresa comercializadora es igual a la energía facturado en los clientes y las pérdidas técnicas.

$$E_D = E_F + P_{ED} \quad (5)$$

Donde:

- E_D : Energía distribuida por la empresa
- E_F : Energía facturado en los clientes
- P_{ED} : Perdidas de energía en distribución (Técnicas y no técnicas)

Pérdidas de energía en distribución

$$P_{ED} = P_T + P_{NT} \quad (6)$$

- P_T : Perdidas técnicas
- P_{NT} : Perdidas no técnicas

2.2.3 Pérdidas de energía y perdida financiera

El proceso de comercialización de energía eléctrica involucra varias etapas críticas, desde el registro del consumo hasta la facturación y el cobro. Durante este flujo, se pueden presentar distintos tipos de pérdidas que impactan tanto en la eficiencia energética como en los resultados financieros de la empresa distribuidora.

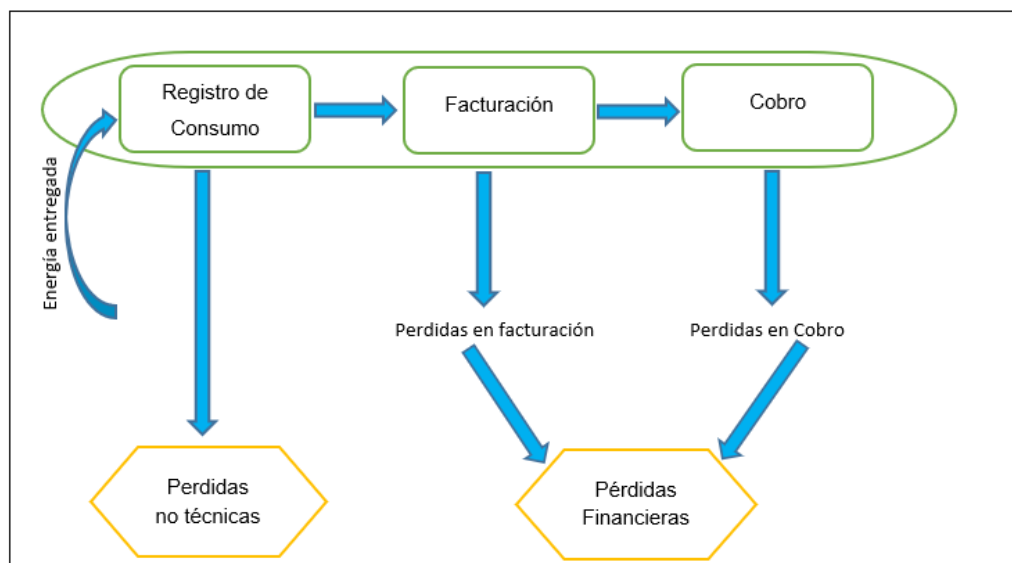
En la etapa inicial, el registro del consumo tiene como objetivo medir con precisión la energía entregada a los usuarios. Sin embargo, cuando esta medición no se realiza correctamente, se generan pérdidas no técnicas, como el hurto o el fraude, que representan energía consumida pero no registrada ni facturada.

A continuación, en la etapa de facturación, cualquier error en el cálculo o procesamiento de los datos registrados puede dar lugar a pérdidas financieras, ya que la energía

entregada no se cobra de manera adecuada o completa. Finalmente, en la etapa de cobro, las dificultades para recaudar los pagos correspondientes generan un impacto financiero adicional, incrementando las pérdidas monetarias para la empresa.

Este esquema destaca cómo las ineficiencias en cualquiera de las etapas del proceso de comercialización pueden derivar en pérdidas no técnicas y pérdidas financieras, afectando tanto la operación como la sostenibilidad económica del sistema de distribución.

Figura 4: Proceso de comercialización



2.3 Reducción de perdida

Para reducir la perdida de energía eléctrica se realiza los siguientes procedimientos de Balance y corrección cadena en donde se va a calcular los datos numéricos recolectados.

2.3.1 Balanceo de energía eléctrica

El balance energético es un método eficaz para la evolución de esta investigación, ya que permite identificar las subestaciones eléctricas de distribución (SED) con mayores niveles de pérdidas de energía. Este balance proporciona una visión detallada del flujo energético, abarcando desde la adquisición, generación, transmisión y distribución, hasta las pérdidas

y el consumo propio de la empresa distribuidora. A nivel de una SED específica, el balance compara la energía total consumida en la subestación con la suma de las energías registradas por los clientes asociados a ella, facilitando la identificación de discrepancias y pérdidas.

2.3.2 Corrección cadena

Este procedimiento se realiza para verificar los suministros pertenecientes a la subestación de la siguiente forma:

- Se hace uso de carga resistiva de 60 amperios.
- La fiabilidad depende de la carga total de la SED, en muchos casos deben realizar varias pruebas en el mismo punto por la fluctuación de la carga en la subestación.
- Requiere la participación de 4 técnicos; 2 técnicos ubicados en la subestación para la toma de carga y 2 técnicos para inyección de carga, este proceso se realiza a cada suministro y toma aproximadamente 15 minutos.

2.4 Sistema de telemedición en una red eléctrica

2.4.1 Sistema de telemedición

El sistema de telemedición se define como una herramienta tecnológica que permite registrar, monitorear y analizar parámetros eléctricos en tiempo real, facilitando una gestión eficiente y precisa de la energía eléctrica en redes de distribución [12]. Este sistema combina dispositivos inteligentes y tecnologías avanzadas de comunicación para recopilar datos de consumo y rendimiento, reduciendo significativamente las pérdidas técnicas y no técnicas [13].

La telemedición es un sistema de medición remota basado en la transmisión de datos desde los medidores eléctricos a una central de monitoreo, permitiendo la supervisión continua del consumo energético y facilitando la detección de anomalías en el sistema de distribución [51].

Por otro lado, la telemedición como la integración de medidores inteligentes con infraestructuras de comunicación que permiten la recolección, análisis y almacenamiento de datos energéticos en tiempo real. Su objetivo principal es mejorar la eficiencia de la red eléctrica, optimizar los costos de operación y mejorar la experiencia del usuario al proporcionar información detallada sobre su consumo [52].

Los sistemas de telemedición están diseñados para abordar problemas clave en la gestión energética, como errores en la toma de lecturas, manipulación de medidores y conexiones clandestinas. Según Téllez [9], la implementación de sistemas de medición avanzada (AMI) automatiza la recopilación de datos, minimizando los errores humanos y optimizando los procesos de facturación. Además, estos sistemas permiten a las empresas eléctricas detectar en tiempo real irregularidades en el consumo, como fraudes o sobrecargas, mejorando la eficiencia operativa y reduciendo costos asociados a mantenimientos y supervisiones físicas.

En el contexto de redes de distribución, la telemedición no solo permite la supervisión remota de los puntos de suministro, sino que también proporciona una base de datos robusta para realizar balances energéticos precisos. Este aspecto es crucial para identificar discrepancias entre la energía entregada y la registrada, como lo demuestra Maroto [9] en su estudio sobre el circuito Dignidad Popular en Ecuador, donde se logró optimizar el flujo energético a través de la implementación de medidores inteligentes

2.4.2 Elementos y tecnologías asociadas

Medidores inteligentes

Los medidores inteligentes son dispositivos avanzados de medición que permiten registrar el consumo eléctrico en tiempo real y transmitir esta información de forma remota a sistemas centralizados para su análisis y monitoreo [12]. A diferencia de los medidores convencionales, estos equipos integran tecnologías de comunicación, como ZigBee, PLC

y 4G LTE, que facilitan la detección de anomalías, la toma de lecturas automatizada y la gestión eficiente de la red eléctrica [13].

Téllez [9] destaca que los medidores inteligentes no solo registran los parámetros básicos del consumo, como la potencia activa y reactiva, sino que también generan alertas en caso de conexiones irregulares o manipulación de los dispositivos. Esto los convierte en herramientas clave para reducir las pérdidas no técnicas y garantizar una facturación precisa. Además, al integrarse en sistemas AML, estos dispositivos permiten a los usuarios acceder a su consumo en tiempo real, fomentando un uso más responsable de la energía.

Concentradores digitales

Los concentradores digitales son dispositivos esenciales en los sistemas de telemedición, ya que permiten recopilar, procesar y transmitir los datos provenientes de múltiples medidores inteligentes hacia un servidor centralizado. Estos dispositivos actúan como intermediarios entre los medidores instalados en campo y el sistema de gestión de datos, facilitando la integración de medidores convencionales y digitales en una misma infraestructura [13]. Según Téllez [9], el uso de concentradores digitales garantiza una comunicación eficiente y en tiempo real, permitiendo detectar rápidamente variaciones en el consumo y pérdidas energéticas.

En investigaciones como la de Uparela [10], se destacó que los concentradores equipados con tecnologías como ZigBee y 4G LTE mejoraron significativamente la capacidad de identificar y registrar consumos irregulares, optimizando la respuesta ante anomalías. Además, Maroto [12] resalta que la incorporación de concentradores digitales en circuitos de alta demanda permitió un análisis más preciso de los balances energéticos, contribuyendo a la reducción de pérdidas no técnicas y a la mejora en la planificación operativa. Esto convierte a los concentradores en una herramienta clave para modernizar las redes de distribución y avanzar hacia sistemas eléctricos más eficientes y sostenible.

Protocolos y tipo de comunicación

Los protocolos y tipos de comunicación son fundamentales para el desempeño eficiente de los sistemas de telemedición, ya que aseguran la transmisión confiable y en tiempo real de los datos recopilados por los medidores inteligentes hacia los concentradores y servidores centrales [12]. Entre las tecnologías más utilizadas destacan ZigBee, Power Line Communication (PLC) y redes móviles como 4G LTE. Estas tecnologías ofrecen diferentes ventajas dependiendo del entorno y las necesidades específicas de la red eléctrica.

ZigBee, como tecnología de comunicación inalámbrica, es ampliamente utilizada debido a su bajo consumo energético, capacidad de operar en redes malladas y su efectividad en distancias cortas, lo que lo hace ideal para redes urbanas densas [13]. Por otro lado, el PLC utiliza la infraestructura eléctrica existente para transmitir datos, lo que lo convierte en una solución rentable y eficiente, especialmente en zonas rurales o de difícil acceso [14]. Adicionalmente, las redes móviles como 4G LTE proporcionan alta velocidad y alcance, siendo preferidas para conexiones de larga distancia o donde se requiere alta capacidad de datos.

El uso combinado de estos protocolos permite a los sistemas de telemedición adaptarse a distintos escenarios operativos, optimizando la transmisión de datos y asegurando la detección temprana de irregularidades. Investigaciones como las de Téllez [9] y Uparela [10] han demostrado que la implementación de estas tecnologías mejora significativamente la precisión del monitoreo y reduce los costos operativos, consolidándose como herramientas esenciales para la modernización de redes eléctricas.

2.4.3 Ventajas y desventajas

Los sistemas de telemedición han demostrado ser una herramienta eficaz para optimizar la gestión energética en redes eléctricas. Entre sus principales ventajas se encuentra la capacidad de monitorear y registrar datos en tiempo real, lo que permite identificar pérdidas técnicas y no técnicas de manera precisa [12]. Además, estos sistemas mejoran la

eficiencia operativa al automatizar la toma de lecturas, reduciendo costos operativos y errores asociados al registro manual [13]. La implementación de tecnologías como ZigBee, PLC y 4G LTE facilita una comunicación confiable y escalable, adaptándose a distintos escenarios, desde redes urbanas densas hasta áreas rurales [14]. Otra ventaja destacada es el fortalecimiento de la sostenibilidad, ya que estos sistemas es de uso más responsable de la energía y disminuyen las emisiones de CO₂ al optimizar la red eléctrica [13].

Sin embargo, también presentan ciertas desventajas. La inversión inicial para la instalación de medidores inteligentes, concentradores digitales y sistemas de comunicación puede ser significativa, representando un desafío para empresas con recursos limitados [15]. Además, la implementación requiere infraestructura tecnológica adecuada y la capacitación del personal técnico, lo que puede generar costos adicionales y un periodo de transición prolongado [14]. Por último, existe la necesidad de actualizar las normativas regulatorias para incorporar estas tecnologías, ya que en muchos casos no están contempladas en los marcos legales existentes [13].

Tabla 2: Ventajas y desventajas de los sistemas de telemedición

Aspecto	Ventajas	Desventajas
Monitoreo y registro	Datos en tiempo real, mayor precisión en la identificación de pérdidas [12].	Dependencia de infraestructura tecnológica avanzada [15].
Eficiencia operativa	Reducción de costos operativos y errores humanos [13].	Alto costo inicial de implementación [15].
Tecnología de comunicación	Escalabilidad y adaptabilidad a diversos entornos (ZigBee, PLC, 4G LTE) [14].	Requiere capacitación técnica y actualización de sistemas [14].
Sostenibilidad	Uso más eficiente de la energía, reducción de emisiones de CO ₂ [13].	Necesidad de adaptar normativas regulatorias [13].
Impacto económico	Optimización de facturación y mejora en la recuperación de ingresos [13].	Periodo de transición prolongado hasta alcanzar beneficios significativos [15].

2.5 Normativas aplicables a los sistemas de telemedición en redes eléctricas

La implementación del sistema de telemedición en la subestación SED 13284A debe cumplir con estas normativas para garantizar su eficiencia, seguridad y confiabilidad. La normativa nacional regula aspectos operativos y comerciales del servicio eléctrico, asegurando que la telemedición cumpla con las exigencias de OSINERGMIN y otros entes reguladores. Por otro lado, la normativa internacional proporciona estándares técnicos y de calidad que permiten validar la precisión de los medidores inteligentes y la confiabilidad del sistema de comunicación de datos, elementos clave para la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

2.5.1 Normativa nacional

Resolución Directoral N° 018-2002-EM/DGE

La normativa establece los procedimientos para la ejecución de proyectos y obras en sistemas de utilización en media tensión dentro de zonas de concesión de distribución. Su aplicación es relevante para la implementación de sistemas de telemedición, ya que estos deben cumplir con los estándares de diseño y ejecución que garanticen una instalación segura y eficiente dentro de la infraestructura eléctrica existente.

Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011

Este código regula las condiciones técnicas y de seguridad para la planificación, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas en el país. Para la telemedición, establece criterios de seguridad en las conexiones eléctricas, calibración de equipos de medición y protocolos de comunicación, asegurando la confiabilidad de los datos obtenidos por los medidores inteligentes.

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844

Define las condiciones bajo las cuales las empresas concesionarias operan el sistema eléctrico, incluyendo los derechos y obligaciones respecto a la medición y facturación del servicio eléctrico. La implementación de la telemedición en la SED 13284A debe cumplir

con las disposiciones de esta ley, garantizando transparencia en el registro de consumo y facilitando el cumplimiento de los estándares de calidad exigidos.

Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento

Esta normativa establece el marco legal para la operación del servicio eléctrico en el Perú, regulando la prestación del servicio, los derechos de los usuarios y las obligaciones de las empresas concesionarias. La implementación de la telemedición es una estrategia alineada con esta ley, ya que mejora la eficiencia del suministro eléctrico, reduce pérdidas no técnicas y optimiza la gestión comercial de las empresas distribuidoras.

2.5.2 Normativa internacional

International Electrotechnical Commission (IEC)

La IEC establece estándares internacionales para el diseño, instalación y operación de equipos eléctricos, incluyendo medidores inteligentes y concentradores digitales. Los sistemas de telemedición deben cumplir con normativas como IEC 62056, que regula la comunicación de datos de medidores inteligentes, y IEC 61557, que establece métodos para la medición de parámetros eléctricos en redes de baja y media tensión.

American Society for Testing and Materials (ASTM)

La ASTM establece estándares para la fabricación de componentes eléctricos, incluyendo conductores, aisladores y sistemas de protección, asegurando que los materiales utilizados en la implementación del sistema de telemedición cumplan con normas de resistencia, durabilidad y seguridad eléctrica.

Deutsche Industrie Normen (DIN)

Las normas DIN regulan la calidad y seguridad de los sistemas eléctricos en Europa. En el contexto de la telemedición, la norma DIN EN 50470 establece los requisitos de precisión y desempeño para medidores de electricidad, garantizando que las mediciones sean exactas y confiables, reduciendo errores en la facturación y mejorando la supervisión del consumo energético.

American Society of Mechanical Engineers (ASME)

Aunque principalmente enfocada en ingeniería mecánica, la ASME establece criterios de seguridad y confiabilidad estructural aplicables a la instalación de equipos eléctricos. En la implementación de telemedición, estas normas pueden aplicarse a la fabricación e instalación de soportes y estructuras para concentradores digitales y medidores inteligentes.

American National Standards Institute (ANSI)

La ANSI regula estándares técnicos en el sector eléctrico, incluyendo especificaciones para medidores de electricidad y sistemas de comunicación remota. La norma ANSI C12.20 define los requisitos de precisión para medidores de alta exactitud, lo que es crucial en la telemedición para asegurar que las lecturas de consumo sean confiables y permitan una facturación justa.

CAPITULO 3

METODOLOGÍA DE LA SOLUCIÓN

3.1. Tipo y diseño de la investigación

El tipo de investigación es aplicada, dado que se centra en resolver un problema práctico mediante la implementación de una solución tecnológica. Según [3], la investigación aplicada busca generar conocimiento con fines prácticos y dirigidos a la resolución de problemas específicos. En este caso, el problema radica en las pérdidas de energía en una subestación de distribución, y la solución se basa en la implementación de un sistema de telemedición con concentrador digital.

El diseño de la investigación es preexperimental, el cual, según [1], se utiliza cuando se aplica un tratamiento o intervención y se mide su efecto en un grupo de estudio, aunque no se controlen todas las variables externas. Este diseño es pertinente, ya que la investigación analiza el impacto de un sistema de telemedición en una subestación de distribución, evaluando los cambios en las pérdidas energéticas antes y después de su implementación, sin que exista un control completo de las condiciones externas.

3.1.1 Enfoque de la investigación

El enfoque de esta investigación es cuantitativo. Según Hernández et al. [1], el enfoque cuantitativo se caracteriza por la recolección y análisis de datos numéricos para responder preguntas de investigación y probar hipótesis, utilizando herramientas estadísticas. Este

enfoque es adecuado, ya que el presente estudio se basa en la medición y análisis de parámetros eléctricos (como voltaje, corriente y factor de potencia) obtenidos mediante un sistema de telemedición. Además, permite evaluar la eficacia del sistema implementado en la reducción de pérdidas de energía eléctrica mediante comparaciones estadísticas y cálculos precisos.

3.1.2 Nivel de la investigación

El nivel de esta investigación es explicativo, ya que busca identificar las causas y efectos de las pérdidas de energía eléctrica en una subestación de distribución, así como analizar cómo la implementación de un sistema de telemedición contribuye a reducir dichas pérdidas. Según Sampieri et al. [2], la investigación explicativa se orienta a responder el "por qué" de un fenómeno, estableciendo relaciones de causa y efecto. Este nivel es apropiado para el presente estudio, ya que pretende explicar cómo el sistema de telemedición impacta en la disminución de pérdidas técnicas y no técnicas, así como en la optimización de la gestión energética.

3.2. Población y muestra

La población de este estudio está conformada por 19 suministros eléctricos pertenecientes a la subestación de distribución aérea SED 13284A, ubicada en el distrito de Puente Piedra, Lima. Estos suministros corresponden a usuarios comerciales que reciben energía en baja tensión desde dicha subestación.

Se seleccionó una muestra de 19 suministros, elegidos bajo un muestreo censal. La selección se basó en criterios operativos y técnicos que permitieron garantizar la disponibilidad de datos para el análisis. Esta muestra proporciona una base adecuada para evaluar el impacto del sistema de telemedición implementado, considerando los parámetros eléctricos registrados y las pérdidas energéticas asociadas.

Criterios de inclusión

Para este estudio, se incluirán a los clientes comerciales que estén conectados a la subestación de distribución aérea SED 13284A, ubicada en Puente Piedra, Lima. Se seleccionarán aquellos suministros que se encuentren en estado activo, con un funcionamiento continuo durante al menos un año, y cuyos usuarios acepten participar voluntariamente en la investigación mediante el otorgamiento de su consentimiento

Criterios de exclusión

Se excluirán del estudio a los clientes que no pertenezcan a la subestación SED 13284A, así como aquellos cuyos suministros eléctricos estén inactivos, suspendidos o cortados. También quedarán fuera los usuarios que no otorguen su consentimiento para formar parte de la investigación o que presenten condiciones técnicas que impidan la obtención de datos confiables.

3.3. Técnicas e instrumentos

En este proyecto, se utilizará la técnica de observación, definida por [1] como un proceso sistemático y confiable para registrar conductas o fenómenos observables. Esta técnica permitirá recopilar datos de los parámetros eléctricos en distintos puntos de la red, proporcionando información esencial para realizar un balance energético. A través de este análisis, se podrá identificar la energía facturada y la no facturada, clasificándola en pérdidas técnicas o no técnicas. Además, se empleará el análisis documental como técnica complementaria, permitiendo recopilar información relevante proveniente de investigaciones previas y registros históricos, lo cual contribuirá a respaldar los resultados. Entre los instrumentos principales se encuentran la ficha de observación, registro y medición de lectura. Este instrumento será utilizado para recopilar datos sobre los parámetros eléctricos, las condiciones del sistema, y los eventos asociados a las pérdidas de energía. (Anexo 9).

3.3.1 Validez y confiabilidad

Se elaboró una ficha de observación diseñada para registrar las lecturas del consumo eléctrico antes y después de la implementación del sistema de telemedición en la subestación SED 13284A, ubicada en Puente Piedra, Lima. Esta ficha permitió recopilar datos clave sobre las lecturas de los medidores totalizadores y los consumos individuales de los usuarios, con el objetivo de evaluar el impacto del sistema en la reducción de pérdidas de energía.

Para garantizar la validez del instrumento, se sometió a revisión por un panel de tres expertos en investigación e ingeniería eléctrica. Este procedimiento permitió asegurar que los datos registrados en la ficha fueran relevantes y precisos para las dimensiones de análisis definidas, así como realizar ajustes necesarios para cumplir con los objetivos de la investigación.

Posteriormente, se realizó una prueba piloto para evaluar la confiabilidad de la ficha de observación. En este proceso se verificó la consistencia de los datos recopilados mediante un análisis comparativo de lecturas entre diferentes sesiones de observación, asegurando que el instrumento fuese adecuado para el análisis y la interpretación de los resultados obtenidos en el estudio.

3.4. Criterios éticos

La investigación cumple con estrictos criterios éticos que garantizan la integridad del proceso y el respeto hacia todos los involucrados. Se asegura la confidencialidad de la información proporcionada por la empresa Teching S.R.L. y los usuarios de la subestación SED 13284A, utilizando los datos exclusivamente para fines académicos y resguardando su privacidad. La investigación se desarrolla conforme a las normas del IEEE, que establecen lineamientos éticos en el manejo de datos y prácticas profesionales, así como al código de ética de la universidad, el cual promueve la transparencia, la responsabilidad y el respeto por los derechos de los participantes. Además, se respeta la propiedad

intelectual mediante la adecuada citación de fuentes bibliográficas y el uso responsable de la literatura. Finalmente, se garantiza que todos los participantes otorguen su consentimiento informado, siendo plenamente conscientes del propósito del estudio, con la opción de retirarse en cualquier momento. Este enfoque asegura un desarrollo ético y riguroso del proyecto.

CAPITULO 4

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 Resultados

4.1.1 Etapas de implementación del sistema de telemedición en la SED 13284A

La implementación del sistema de telemedición en la SED 13284A se estructurará en cinco etapas clave, permitiendo una transición eficiente desde el sistema de medición convencional hacia una infraestructura de medición avanzada (AMI - Advanced Metering Infrastructure). Este proceso garantizará la reducción de pérdidas energéticas, mejorará la eficiencia operativa y optimizará la calidad del servicio eléctrico.

Diagnóstico inicial

En esta etapa, se llevará a cabo un análisis detallado del estado actual de la subestación y sus componentes eléctricos con el objetivo de identificar deficiencias que afecten la gestión del suministro eléctrico.

- Evaluación de infraestructura eléctrica: Se inspeccionarán las condiciones del transformador, los conductores y los sistemas de protección en la subestación SED 13284A, determinando si el calibre de los conductores actuales es insuficiente y puede generar caídas de tensión fuera del rango permitido por la NTP-IEC 60038:2009.

- **Análisis de pérdidas energéticas:** Se realizará un micro balance energético, comparando las lecturas de los medidores totalizadores con los suministros individuales, con el fin de determinar el porcentaje de pérdidas existentes.
- **Detección de conexiones irregulares:** Se identificarán posibles conexiones clandestinas o fraudes que incrementen las pérdidas del sistema. Para ello, se inspeccionará la infraestructura y se analizarán los consumos proyectados en relación con los valores registrados en los medidores.

Selección y dimensionamiento de equipos

Una vez identificado el estado actual de la subestación, se procederá a definir los dispositivos tecnológicos requeridos para optimizar la medición y el control del suministro de energía.

- **Selección de medidores inteligentes:** Se elegirán medidores monofásicos de última generación, los cuales permitirán la transmisión remota de datos y garantizarán registros de consumo con mayor precisión.
- **Incorporación de concentrador digital:** Se implementará un concentrador de datos con conectividad 4G LTE y protocolo ZigBee, capaz de recibir y gestionar las lecturas de todos los medidores de la subestación.

Instalación y configuración del sistema

En esta fase se procederá a la instalación física de los equipos y su configuración para asegurar su apropiado funcionamiento.

- **Reemplazo de medidores convencionales:** Se instalarán medidores inteligentes en los 19 suministros eléctricos de la subestación, asegurando que cada usuario cuente con un dispositivo de lectura remota.
- **Instalación del concentrador digital:** Se ubicará el concentrador en un punto estratégico de la subestación, permitiendo la comunicación con todos los medidores mediante ZigBee y la retransmisión de datos al servidor a través de 4G LTE.

- Configuración de los dispositivos: Se ajustarán los parámetros de medición y se calibrarán los rangos de tensión, corriente y factor de potencia para garantizar lecturas precisas.
- Pruebas de conexión y operatividad: Se verificará la correcta transmisión de datos entre los medidores, el concentrador y la plataforma de monitoreo.

Pruebas y puesta en marcha

Una vez instalados los dispositivos, se realizarán pruebas operativas para evaluar su desempeño en condiciones reales y garantizar su efectividad en la reducción de pérdidas.

- Monitoreo del consumo eléctrico: Se registrarán las lecturas antes y después de la implementación del sistema, con el fin de comparar las pérdidas energéticas y validar la reducción obtenida.
- Detección de variaciones en el consumo: Se analizarán las fluctuaciones en la demanda de los usuarios y se identificarán posibles intentos de manipulación o fraude, permitiendo una acción correctiva inmediata.
- Validación de datos transmitidos: Se compararán los registros obtenidos mediante telemedición con mediciones manuales para asegurar la precisión de los nuevos dispositivos.

Evaluación de resultados y optimización

- En la fase final, se llevará a cabo un análisis integral de los beneficios obtenidos tras la implementación del sistema de telemedición.
- Análisis del impacto económico: Se evaluará el retorno de inversión del sistema a través de indicadores financieros como Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y costo-beneficio (B/C), con el fin de determinar su viabilidad y rentabilidad.

4.1.2 Diagnostico y dimensionamiento de la SED

En la Tabla 3 se detallan las características de la subestación de distribución SED 13284A, que pertenece a la empresa concesionaria Pluz Energía Perú S.A.A.

Tabla 3:Características de la SED 13284A

Concesionaria	Pluz Energía Perú S.A.A.
Ubicación	Puente Piedra, Lima
Alimentador	HV-03
Set/Tensión	10/0.220 kV
Código técnico	SED-13284A
Conexión	Monofásica
Cap. transformador	400 kVA
Cantidad usuarios	19 usuarios
Cantidad de E.B.T.	19
Calibre de conductor	2x35+16+25 mm ²
Sector típico	Comercial
Cantidad circuitos	2
Tipo de conductor	Autoportante, aluminio
Seccionamiento	Tipo NH
Fusible	Tipo Chocote – 5 Amp.

Esta subestación está ubicada en el distrito de Puente Piedra, Lima, con un sistema alimentador HV-03 y una tensión de 10/0.220 kV. La capacidad del transformador es de 400 kVA, y el calibre del conductor es 2x35+16+25 mm². La SED atiende a un total de 19 usuarios distribuidos en un sector.

Figura 5: Plano de ubicación de la SED 13284 y los suministros

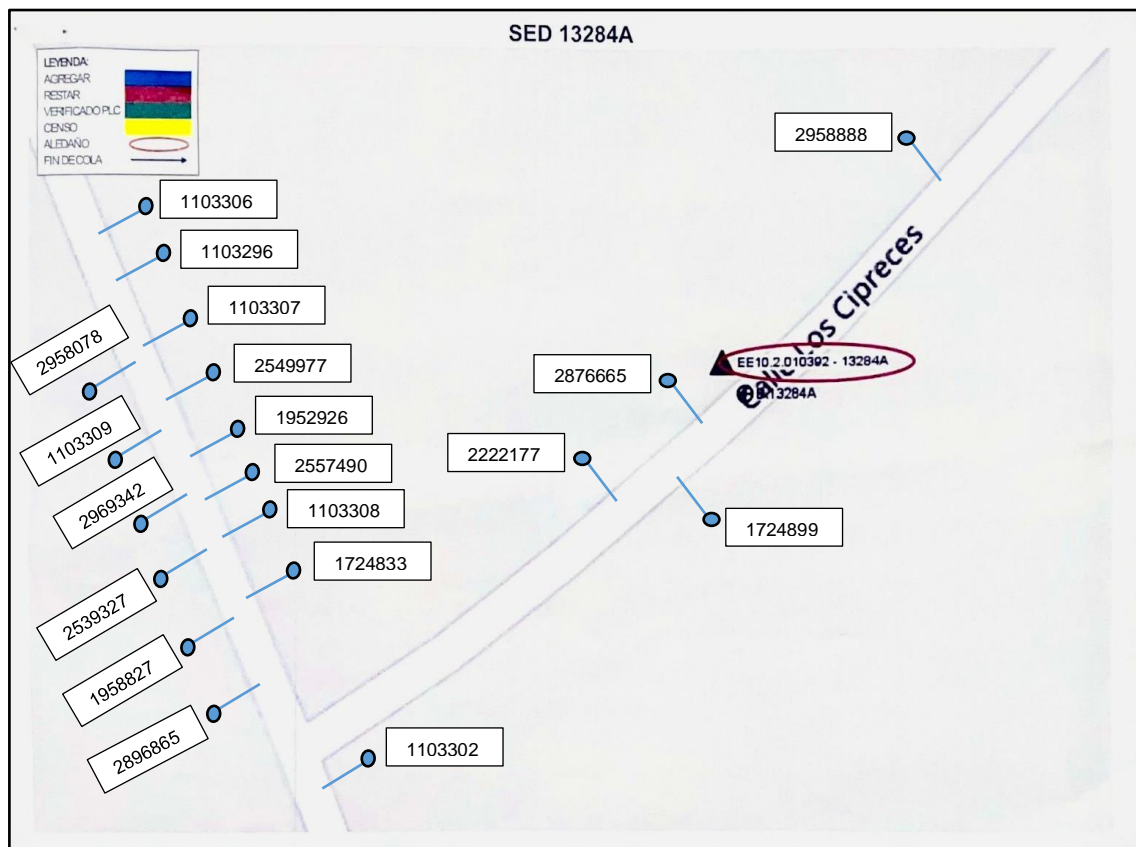


Tabla 4: Parámetros de caída de tensión en el sistema de cableado de la SED

Formación	Resistencia del conductor de fase (Ohmio/Km)		Resistencia del conductor de alumbrado (Ohmio/Km)		Resistencia del conductor de alumbrado (Ohmio/Km)		Resistencia inductiva (Ohmio/Km)		Factor de caída de tensión			Capacidad de corriente 40° C (A)	
	A 20° C	A 40° C	A 20° C	A 40° C	A 20° C	A 40° C	XL (3F)	XL (1F)	K(380-220V)	K(440-220V)	K(220VAP)	Cond. Fase	Cond. AP
3X70 + 25/50	0.443	0.47	1.2	1.29	0.681	0.69	0.1		0.89			196	81
3X70 + 25/50	0.868	0.929	1.91	2.045	1.38	1.478	0.094	0.123	0.1607			102	64
3X70 + 25/50	1.2	1.285	1.91	2.045	1.38	1.478	0.1	0.116	2.223			83	64
3X70 + 25/50	1.91	2.045	1.91	2.045	1.38	1.478	0.11	0.11	3.538			64	64
3X35/25	0.868	0.929			1.38	1.478	0.091		1.607			102	
3X35/25	1.2	1.285			1.38	1.478	0.095		2.223			83	
3X16/25	1.91	2.045			1.38	1.478	0.103		3.538			64	
2X35 + 16/25	0.868	0.929	1.91	2.045	1.38	1.478	0.086	0.114		1.858	3.272	102	64
2X25 + 16/25	1.2	1.285	1.91	2.045	1.38	1.478	0.093	0.109	1.607	2.57	3.272	83	64
2X16 + 16/25	1.91	2.045	1.91	2.045	1.38	1.478	0.096	0.096	2.223	4.09	3.272	64	64
2X35/25	0.868	0.929			1.38	1.478		0.114	3.538	1.858	3.272	64	
2X25/25	1.2	1.285			1.38	1.478		0.109		2.57	3.272	64	
2X16/25	1.91	2.045			1.38	1.478		0.096		4.09	3.272	64	
1X16/25	1.91	2.045			1.38	1.478		0.094		4.09	3.272	64	

En el presente estudio, se realizó el cálculo de la caída de tensión y el dimensionamiento de los conductores empleados en la subestación SED 13284A. Tras las inspecciones técnicas, se determinó que la formación más adecuada para las condiciones actuales de operación es 3x70 + 25/50 con una sección de 70 mm². Sin embargo, debido a las necesidades específicas y los parámetros del sistema, actualmente se está utilizando el conductor 2x35 + 16/25 con una sección de 35 mm², asegurando un desempeño óptimo y eficiente en la red.

Tabla 5: Parámetros de caída de tensión en el sistema de cableado de la SED

Letra equivalente	Formación	Sección de cálculo (mm ²)
a	3x70 + 25/50	70
b	3x35 + 16/25	35
c	3x25 + 16/25	25
d	3x16 + 16/25	16
b1	3x35/25	35
c1	3x25/25	25
d1	3x16/25	16
g	2x35 + 16/25	35
i	2x25 + 16/25	25
k	2x16 + 16/25	16
h	2x35/25	35
j	2x25/25	25
l	2x16/25	16
n	1x16/25	16

Se llevó a cabo la medición de voltaje en los extremos de la línea del circuito, evidenciándose una caída de tensión que supera el rango permitido de ± 5 V, según lo establecido por la Norma Técnica Peruana (NTP) para un sistema de 220 V.

Figura 6: Medición de tensión



Se realizó un microbalance energético con el propósito de analizar el consumo de los 19 usuarios conectados a la SED 13284A. Este estudio abarcó el periodo de marzo - agosto de 2024 y permitió examinar el comportamiento energético a partir de las lecturas individuales registradas para cada usuario. Este procedimiento facilitó la identificación de patrones de consumo y posibles pérdidas de energía asociadas.

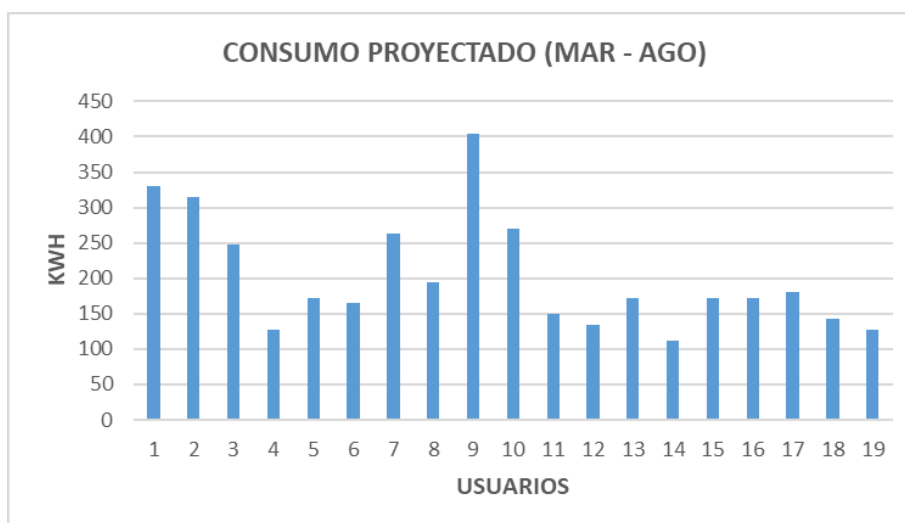
4.1.3 Medición de consumo en los usuarios y de pérdidas de energía

El microbalance se llevó a cabo específicamente en marzo y agosto de 2024 para evaluar el consumo energético de los 19 usuarios de la SED 13284A. El análisis permitió describir detalladamente el comportamiento del consumo energético basándose en las lecturas iniciales y finales registradas para cada usuario.

Tabla 6: Consumo de los usuarios proyectado

Ítem	Código	Primera lectura	Segunda lectura	Diferencia	Factor	Diferencia Lecturas	Consumo Proyectado
1	1103306	245	289	44	1	44	330
2	1103296	307	349	42	1	42	315
3	1103307	501	534	33	1	33	247.5
4	2549977	1483	1500	17	1	17	127.5
5	1952926	2928	2951	23	1	23	172.5
6	2557490	578	600	22	1	22	165
7	1103308	1099	1134	35	1	35	262.5
8	1724833	756	782	26	1	26	195
9	2958078	1224	1278	54	1	54	405
10	1103309	2054	2090	36	1	36	270
11	2969342	462	482	20	1	20	150
12	2539327	821	839	18	1	18	135
13	1958827	1410	1433	23	1	23	172.5
14	2896865	987	1002	15	1	15	112.5
15	1103302	1247	1270	23	1	23	172.5
16	2222177	3789	3812	23	1	23	172.5
17	2876665	904	928	24	1	24	180
18	1724899	2431	2450	19	1	19	142.5
19	2958888	1637	1654	17	1	17	127.5

Figura 7: Proyección de consumo marzo - agosto



La tabla 7 muestra el consumo energético correspondiente a los 19 usuarios registrados en la SED 13284A durante el mes de marzo y agosto de 2024. En ella se detalla la relación entre las lecturas iniciales y finales, así como el consumo estimado para cada usuario.

En particular, se resalta que el usuario 2958078 presentó el mayor consumo estimado del mes, alcanzando 405 kWh y perteneciendo al circuito. En contraste, el usuario 2896865 registró el menor consumo estimado, con 112.5 kWh. Estos datos permiten analizar los patrones de consumo y las diferencias en los hábitos de uso de energía entre los usuarios.

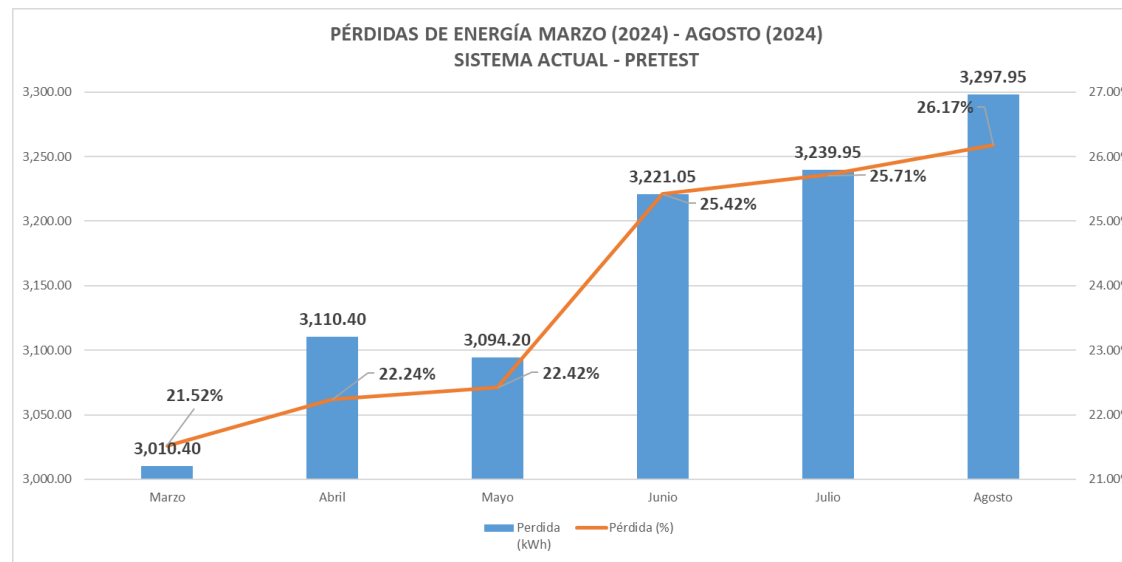
Tabla 7: Microbalance SED -13284A , MAR- AGO

Periodo	Tipo	Lectura Inicial	Lectura Final	Diferencia	Factor de medición	Consumo de energía (kWh)	Dias transcurridos	Ratio Consumo por día	Proyección de consumo mensual	Perdida (kWh)	Pérdida (%)
20-03-24 24-03-24	Medidor Totalizador	61,365	61,411.62	46.62	40	1,864.80	4	466.2	13,986	3,010.40	21.52%
	Medidor AP	8,674	9,586.00	912.00	1	912.00	4	228	6,840		
	Consumo suministro						4,875.20				
20-04-24 24-04-24	Medidor Totalizador	62,485	62,531.62	46.62	40	1,864.80	4	466.2	13,986	3,110.40	22.24%
	Medidor AP	8,763	9,552.70	789.70	1	789.70	4	197.425	5,923		
	Consumo suministro						4,975.20				
20-05-24 24-05-24	Medidor Totalizador	63,810	63,856.00	46.00	40	1,840.00	4	460	13,800	3,094.20	22.42%
	Medidor AP	8,873	9,652.70	779.70	1	779.70	4	194.925	5,848		
	Consumo suministro						4,934.20				
20-06-24 24-06-24	Medidor Totalizador	64,358	64,400.24	42.24	40	1,689.60	4	422.4	12,672	3,221.05	25.42%
	Medidor AP	8,962	9,763.30	801.30	1	801.30	4	200.325	6,010		
	Consumo suministro						4,910.65				
20-07-24 24-07-24	Medidor Totalizador	64,953	64,995.00	42.00	40	1,680.00	4	420	12,600	3,239.95	25.71%
	Medidor AP	9,150	9,862.00	712.00	1	712.00	4	178	5,340		
	Consumo suministro						4,919.95				
20-08-24 24-08-24	Medidor Totalizador	65,954	65,996.00	42.00	40	1,680.00	4	420	12,600	3,297.95	26.17%

Medidor AP	9,252	9,964.00	712.00	1	712.00	4	178	5,340
Consumo suministro						4,977.95		

Se analizaron las lecturas de consumo registradas en el medidor totalizador de la SED 13284A para los meses comprendidos entre marzo y agosto. En el análisis comparativo de los datos de consumo del medidor totalizador, se identificaron pérdidas que varían de la siguiente manera: 21.52% en marzo, 22.24% en abril, 22.42% en mayo, 25.42% en junio, 25.71% en julio y 26.17% en agosto. Estas cifras reflejan fluctuaciones en las pérdidas a lo largo del periodo evaluado, proporcionando una base para identificar oportunidades de mejora en la gestión energética de la subestación.

Figura 8: Pérdidas de Energía



Se observó un elevado porcentaje de pérdidas energéticas en la SED 13284A. Durante el periodo comprendido entre marzo y agosto, las pérdidas fluctuaron entre un 21.52% y un 26.17%, como se detalla en la gráfica correspondiente. Además, se realizó una inspección técnica de campo el 11/07/24, en la que se identificó una conexión no autorizada en la red de baja tensión (BT), registrada con el código NTCSE: 436737 y asociada a la SED 13284A del alimentador pertinente. Este hallazgo subraya la necesidad de implementar medidas correctivas para optimizar la gestión energética en la subestación.

Durante la evaluación de las cargas en la SED 13284A, se confirmó la presencia de un transformador de 400 kVA en óptimas condiciones operativas. Durante la medición de barras en baja tensión (BT) en hora punta, se registraron tensiones de 390 V entre fases y 226 V entre fases y neutro. Las corrientes por fase fueron de 25.4 A, 23.6 A y 22.9 A, respectivamente. Se determinó una máxima demanda de 4.95 kW, con un factor de utilización del 99%, reflejando un alto nivel de eficiencia en la operación de la subestación.

Tabla 8: Cargas registradas en la SED durante la hora pico

Alimentador	Localidad	Ubicación	Potencia instalada	Fecha	Hora	Medición en barras BT en hora punta						Máxima demanda KW SED	Factor de utilización
						Tensión entre fases y neutro			Corriente por fase				
						Vr - s	Vr - n	Vr - n	Ir	Is	In		
13284A	Puente Piedra	Chillón - Los Tulipanes - Las Magnolias	400 KVA	11/8/2022	19:00	390	226	226	25.4	23.6	22.9	4.95	99%

Se detectó una conexión no autorizada que utilizaba seis postes de concretos reciclados y adaptados. Esta conexión clandestina estaba conectada a través de un conductor autoportante con una sección de 2x25+25 mm², suministrando energía de manera irregular a ocho familias.

Figura 9: Detección de conexión clandestina



4.1.4 Instalación del sistema de medición remota

El enfoque técnico del proyecto propone la instalación de un sistema de telemedición orientado a mejorar la eficiencia en el proceso de registro de consumo de energía eléctrica. Para ello, se plantea sustituir el medidor totalizador actual y los 19 medidores monofásicos empleados por los usuarios de la SED 13284A. Este sistema estará diseñado con equipos de medición monofásica y se conectará a un concentrador de datos inalámbrico, permitiendo la transmisión de información en tiempo real a través de tecnología 4G LTE. La instalación del sistema de telemedición contempla cuatro componentes principales: medición, comunicación, plataforma en la nube y monitoreo energético. Estos componentes trabajarán conjuntamente para recolectar, transmitir, analizar y gestionar la información sobre el consumo eléctrico de los usuarios, optimizando la operación y reduciendo las pérdidas de energía

Tabla 9: Equipos de Telemedición

Alimentador	Medición remota
13284A	
Servicio	1
Alumbrado	1
Clientes comerciales	19
Total	21

El objetivo principal de esta implementación es facilitar la gestión remota del consumo eléctrico, proporcionando datos precisos en tiempo real que permitan una detección más eficiente de anomalías, así como un mejor control del suministro energético.

Medidores de Energía Monofásicos:

- Modelo: ZIV 5CTME
- Características principales: Diseñado para proporcionar medición precisa del consumo eléctrico en aplicaciones comerciales. Cuenta con compatibilidad para integración en sistemas avanzados de gestión energética.

Concentrador de Datos:

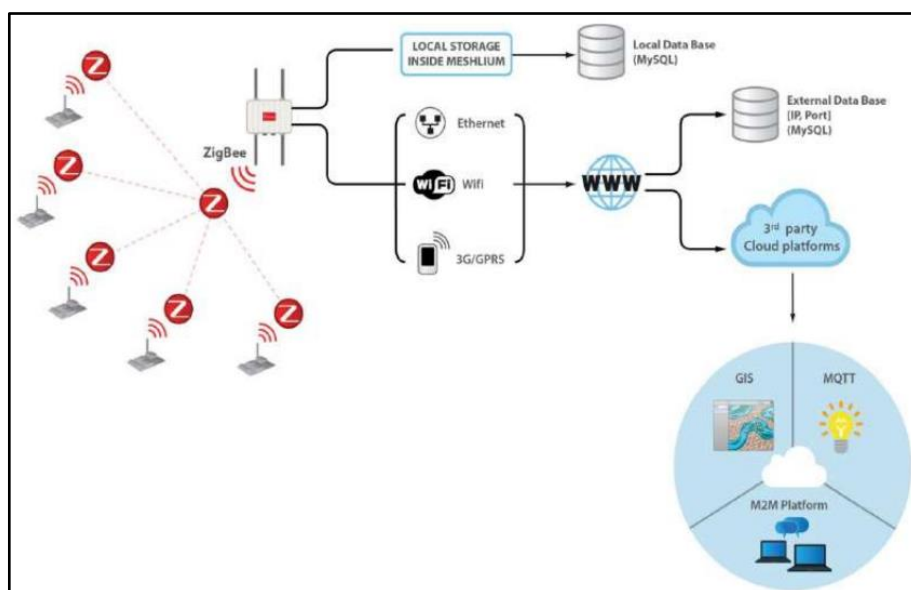
- Modelo: UCM-316
- Tecnología: Incorporación de conectividad ZigBee y 4G LTE.
- Funciones: Este dispositivo permite recolectar y transmitir lecturas de consumo de manera inalámbrica en tiempo real hacia una plataforma centralizada. Ideal para entornos donde se requiere monitoreo continuo y análisis remoto de datos.

Beneficios del Sistema

- Transmisión en Tiempo Real: Los datos de consumo serán enviados de manera instantánea mediante conectividad 4G LTE, lo que asegura una respuesta rápida ante cualquier eventualidad. [24]
- Gestión Eficiente: La tecnología ZigBee habilita una comunicación eficiente y de bajo consumo energético entre los medidores y el concentrador.
- Compatibilidad: Estos equipos son adecuados para entornos comerciales y pueden integrarse fácilmente en sistemas avanzados de gestión de energía.

Esta configuración permitirá optimizar los procesos de medición y monitoreo, agilizar el análisis de la energía consumida, y minimizar la energía perdida asociadas a anomalías o fraudes.

Figura 10: Arquitectura de una red ZigBee



El sistema propuesto integra medidores inteligentes tipo AMI (Advanced Metering Infrastructure), diseñados para el monitoreo y gestión eficiente del consumo eléctrico en tiempo real. Estos dispositivos cuentan con características avanzadas que facilitan la recopilación, procesamiento y transmisión de datos, permitiendo una gestión energética más precisa y eficiente

Tabla 10: Elementos de un sistema de telemedición

Elemento	Característica
Medidores inteligentes	- Dispositivo monofásico con capacidad de lectura en tiempo real.
	- Registra eventos como sobrecargas y desconexiones.
	- Notifica consumos atípicos o irregularidades de manera inmediata.
	- Transmite datos de manera remota utilizando protocolos seguros.
Redes de comunicación	- Utilizan tecnología ZigBee y 4G LTE para consolidar información en tiempo real.
	- Garantizan la protección de datos mediante encriptación avanzada.
	- Permiten el procesamiento y almacenamiento de datos para análisis estadísticos.
Plataforma Cloud	- Ejecuta notificaciones automáticas y tareas de mantenimiento preventivo.
	- Optimiza la gestión energética mediante reportes automatizados.

Se instalará un prototipo con medidores ZIV 5CTME equipados con módulos de comunicación ZigBee y UCM-316 con tecnología 4G LTE, los cuales permitirán registrar y transmitir las lecturas de consumo en tiempo real a una plataforma en la nube. Estos dispositivos se integrarán en la SED 13284A para monitorear 19 suministros comerciales, contribuyendo a reducir pérdidas de energía y optimizar la gestión del sistema.

Figura 11: Medidor inteligente



La implementación del concentrador de datos propuesto, modelo Advanticsys UCM-316, cuenta con una serie de características técnicas diseñadas para optimizar la medición de energía y el control de consumos. Este dispositivo incluye elementos avanzados que mejoran la precisión en la lectura y el monitoreo de energía en tiempo real.

Entre sus características generales, el medidor opera con un rango de alimentación de 9 a 36 Vcc y está protegido contra sobrevoltajes superiores a 1000 V por un máximo de 5 segundos. Además, su consumo energético es inferior a 10 VA, lo que asegura un bajo impacto en la red eléctrica. El equipo también cuenta con una batería interna de 3,7 V y 750 mAh, que le permite continuar funcionando en caso de cortes eléctricos.

En términos de condiciones de trabajo, el medidor soporta temperaturas operativas entre 25 y 60 °C y puede ser almacenado en rangos de hasta 40 °C. Asimismo, su diseño físico compacto, con dimensiones de 147x128x50 mm y un peso de 400 gramos, facilita su instalación en entornos diversos. Está fabricado con materiales resistentes como PC/ABS y cuenta con protección estándar IP20.

Funciones avanzadas:

- Registrar datos precisos: Incluye un reloj en tiempo real (RTC) sincronizado mediante protocolo NTP.

- Conectividad versátil: Permite la comunicación mediante RS232, RS485, USB, Ethernet y tecnología 4G global.
- Gestión eficiente: Incorpora un maestro de bus que permite controlar hasta 20 dispositivos y seis entradas analógicas, lo cual posibilita la supervisión de variables como corriente, tensión, resistencia y temperatura.
- Funciones adicionales: Cuenta con cuatro entradas digitales (contacto, contador de impulsos y alarma) y dos salidas de relé programables, además de un programador semanal automático.
- Almacenamiento y compatibilidad: Incluye una tarjeta microSD de 8 GB y es compatible con diversos protocolos como Modbus RTU, TCP/IP, M-Bus, MQTT y FTP, lo que facilita la gestión y exportación eficiente de datos.

Tabla 11: Características del Advanticsys UCM-316

Alimentación	Entre 9 a 36 Vcc
Protección sobretensión	> 1000 V (máx. 5 s)
Consumo	< 10 VA
Batería interna	3,7 V 750 mAh
Temperatura de trabajo	25 ± 60 °C
Temperatura de almacenamiento	-40 ± 60 °C
Rango de humedad	5 a 95%
Dimensiones	147x128x50 mm
Peso	400 g
Material	PC/ABS
Tipo de protección	IP20

Figura 12: Concentrador digital



Plano Unifilar para la Implementación del Sistema de Telemedición en la SED 13284

El diagrama unifilar del tablero de control en la SED 13284A presenta la arquitectura del sistema eléctrico y la integración de los dispositivos necesarios para la implementación del sistema de telemedición. A continuación, se detallan sus importantes componentes y características:

Transformador de Potencia Trifásico

- Capacidad: 400 kVA
- Niveles de tensión: 10/0.22 kV
- Configuración: Dyn5
- Frecuencia de operación: 60 Hz
- Voltaje de cortocircuito: 5.5% Vcc
- Función: Este transformador suministra energía eléctrica a la subestación y permite la reducción de voltaje a niveles adecuados para el suministro en baja tensión.

Medidores Inteligentes (ZIV-5CTME)

- Tipo: Medidor monofásico de telemedición
- Función: Capturan los valores de consumo eléctrico en tiempo real para cada usuario de la subestación.

- Conexión: Integrados al concentrador de datos para su transmisión y análisis.

Concentrador Digital de Datos (UCM-316)

- Tecnología: 4G LTE y ZigBee
- Función: Recopila las lecturas de los medidores inteligentes y las transmite al sistema central de monitoreo en la sala de control.
- Integración: Se conecta a través de protocolos Ethernet y ZigBee para una comunicación efectiva con los equipos de medición.

Interruptor Termomagnético

- Tipo: Regulación térmica y magnética variable
- Función: Protección del sistema contra sobrecargas y cortocircuitos.
- Ubicación: Instalado en la alimentación a los tableros TTA, TG y TBC.

Controlador Automático del Factor de Potencia

- Pantalla gráfica: 128x64 píxeles
- Parámetros medidos: Voltaje, corriente, factor de potencia, potencia activa (kW), potencia aparente (kVA), potencia reactiva (kVAR), distorsión armónica de voltaje (THD-V) y de corriente (THD-I).
- Función: Mantiene un factor de potencia óptimo para minimizar pérdidas eléctricas y optimizar el rendimiento de la red.

Sistema de Puesta a Tierra

- Pozo de puesta a tierra para garantizar la seguridad operativa y la correcta disipación de fallas en el sistema.

Sistema de Comunicación y Monitoreo Remoto

- Digital Sentry DS SRV Server: Servidor central donde se procesan los datos de telemedición.
- Router de comunicación: Permite la conectividad de los dispositivos con el sistema de monitoreo.

- Estaciones de trabajo LED HD 24": Monitores utilizados para la visualización y supervisión en la sala de control.

Diagrama de Cableado y Conexiones

- Se establecen líneas de comunicación mediante Ethernet y ZigBee para asegurar una transmisión de datos estable y confiable.
- Se especifican calibres de conductores para cada sección, garantizando que cumplen con las normas de seguridad y eficiencia energética.

Este plano de implementación ha sido incluido como Anexo 8 en la presente investigación, con el código CT-01, aprobado en febrero de 2025 por el ingeniero supervisor

4.1.5 Comparación de los resultados

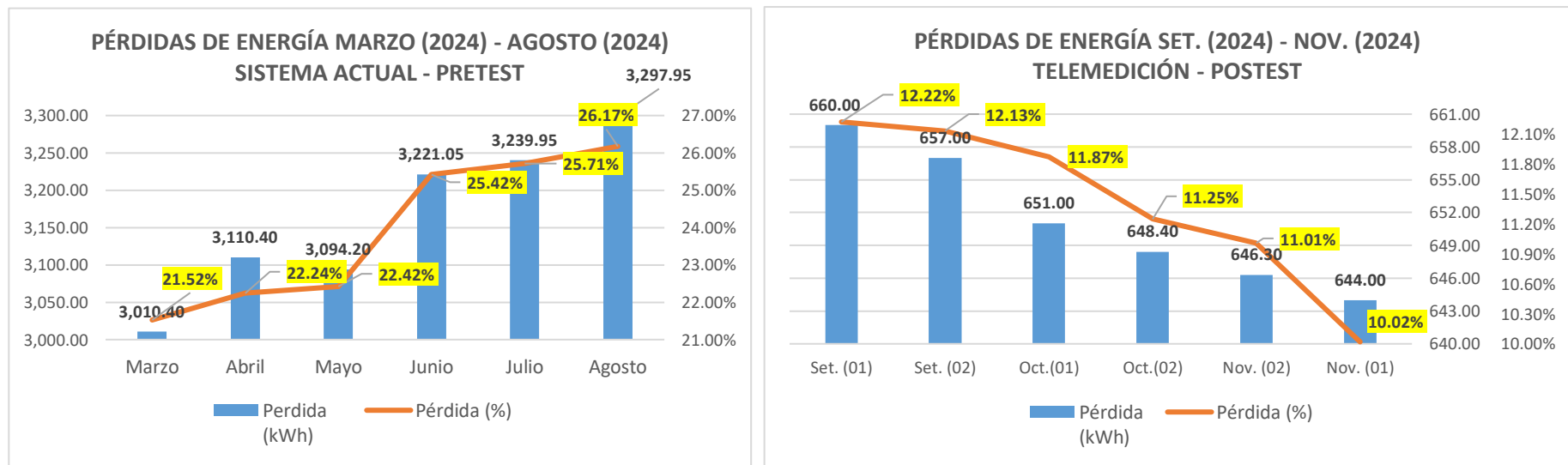
Posterior a la instalación, se llevará a cabo un análisis de los consumos energéticos mediante micro balances para comparar las pérdidas antes y después de la implementación del sistema. Este enfoque permitirá medir la efectividad de la tecnología implementada en la reducción de pérdidas energéticas. La fecha de medición se realizó entre los meses de 01/09/24 al 28/11/24.

Tabla 12: Microbalance SED -13284A, SET- NOV

Fechas	Tipo	Lectura Inicial	Lectura Final	Diferencia	Factor de medición	Energía consumida (kWh)	Días transcurridos	Ratio por día	Proyección de consumo por mes	Pérdida (kWh)	Pérdida (%)
01-09-24 al	Medidor	719	1,439.00	720.00	1	720.00	4	180	5,400	660.00	12.22%
	Totalizador										
05-09-24	Medidor AP	91	183.00	92.00	1	92.00	4	23	690		
	Consumo suministro						1,380.00				
26-09-24 al	Medidor	740	1,462.00	722.00	1	722.00	4	180.5	5,415	657.00	12.13%
	Totalizador										
30-09-24	Medidor AP	115	208.00	93.00	1	93.00	4	23.25	698		
	Consumo suministro						1,379.00				
01-10-24 al	Medidor	1,465	2,196.00	731.00	1	731.00	4	182.75	5,483	651.00	11.87%
	Totalizador										
05-10-24	Medidor AP	208	294.00	86.00	1	86.00	4	21.5	645		
	Consumo suministro						1,382.00				
23-10-24 al	Medidor	1,675	2,444.00	768.60	1	768.60	4	192.15	5,765	648.40	11.25%
	Totalizador										
27-10-24	Medidor AP	217	324.00	107.00	1	107.00	4	26.75	803		
	Consumo suministro						1,417.00				
01-11-24 al	Medidor	1,710	2,493.00	782.70	1	782.70	4	195.675	5,870	646.30	11.01%
	Totalizador										

05-11-24	Medidor AP	219	333.00	114.00	1	114.00	4	28.5	855		
	Consumo suministro	1,429.00									
24-11-24 al	Medidor Totalizador	1,786	2,643.00	857.00	1	857.00	4	214.25	6,428	644.00	10.02%
28-11-24	Medidor AP	245	346.00	101.00	1	101.00	4	25.25	758		
	Consumo suministro	1,501.00									

Figura 13: Pérdidas de energía pretest vs postest



Después de hacer el microbalance luego de instalar los medidores inteligentes en la SED 13284A, se observaron los siguientes resultados y mejoras significativas:

Incremento en el consumo mensual registrado

- Los usuarios ahora reflejan consumos reales, eliminando irregularidades anteriores y permitiendo sincerar los datos registrados en el sistema.

Detección de irregularidades:

- Se identificaron medidores puenteados en la bornera, líneas invertidas en la conexión de los medidores y puentes internos en algunos dispositivos.
- Se detectaron conexiones clandestinas en el circuito de alumbrado público (AP), donde aproximadamente 8 predios se encontraban conectados de forma ilegal. Estas conexiones fueron retiradas de manera definitiva el 27/08/2024, mejorando la eficiencia del sistema.

Optimización del sistema de medición:

- El sistema previo utilizaba un medidor multifuncional trifásico sobredimensionado, con un factor de medición de 40, que resultaba inapropiado para la demanda real de la subestación. Se reemplazó por un sistema monofásico más adecuado, optimizando su capacidad y funcionamiento.

Reducción de pérdidas de energía:

- Las pérdidas energéticas se redujeron del rango de 26.17% en agosto (sistema previo) a un 10.02% en noviembre (sistema implementado), cumpliendo con el rango permitido por la Norma Técnica Peruana (NTP) para zonas rurales.

Impacto comercial y técnico:

- Los consumos de energía previamente no facturados debido a irregularidades fueron registrados correctamente, aumentando los ingresos por facturación.
- No se llevó a cabo el cálculo de recuperación de energía establecido en la Resolución 227-2013-OS/CD, debido a que la implementación del nuevo sistema de medición requirió ajustes técnicos y operativos.

La tabla 13 muestra en kWh todas las pérdidas de energía, junto con la red de medición actual, las tarifas aplicadas por kWh y el costo a facturar correspondiente a cada período entre marzo y agosto. Las pérdidas oscilan entre 3,010.40 kWh y 3,297.95 kWh, con tarifas de S/0.78 y S/0.79, resultando en costos que van desde S/2,348.11 hasta S/2,605.38. Estos datos reflejan las pérdidas bajo el sistema convencional

Tabla 13: Pérdidas de Energía SED -13284 A: Pretest

Periodo	Pérdida (kWh)	Sistema de medición	Tarifa BT5B	Costo para facturar
20/03 - 24/03	3,010.40	Actual	0.78	2,348.11
20/04 - 24/04	3,110.40	Actual	0.79	2,457.22
20/05 - 24/05	3,094.20	Actual	0.78	2,413.48
20/06 - 24/06	3,221.05	Actual	0.78	2,512.42
20/07 - 24/07	3,239.95	Actual	0.79	2,559.56
20/08 - 24/08	3,297.95	Actual	0.79	2,605.38

La tabla 14 presenta las pérdidas de energía en kWh después de la implementación del sistema de telemedición, junto con las tarifas aplicadas y el costo correspondiente a facturar para cada período entre septiembre y noviembre. Las pérdidas varían entre 644.00 kWh y 660.00 kWh, con tarifas de S/0.81 y S/0.82, generando costos a facturar que oscilan entre S/528.08 y S/534.60. Esto evidencia una reducción significativa en las pérdidas en comparación con el sistema convencional.

Tabla 14: Pérdidas de Energía en soles SED -13284 A: Postet

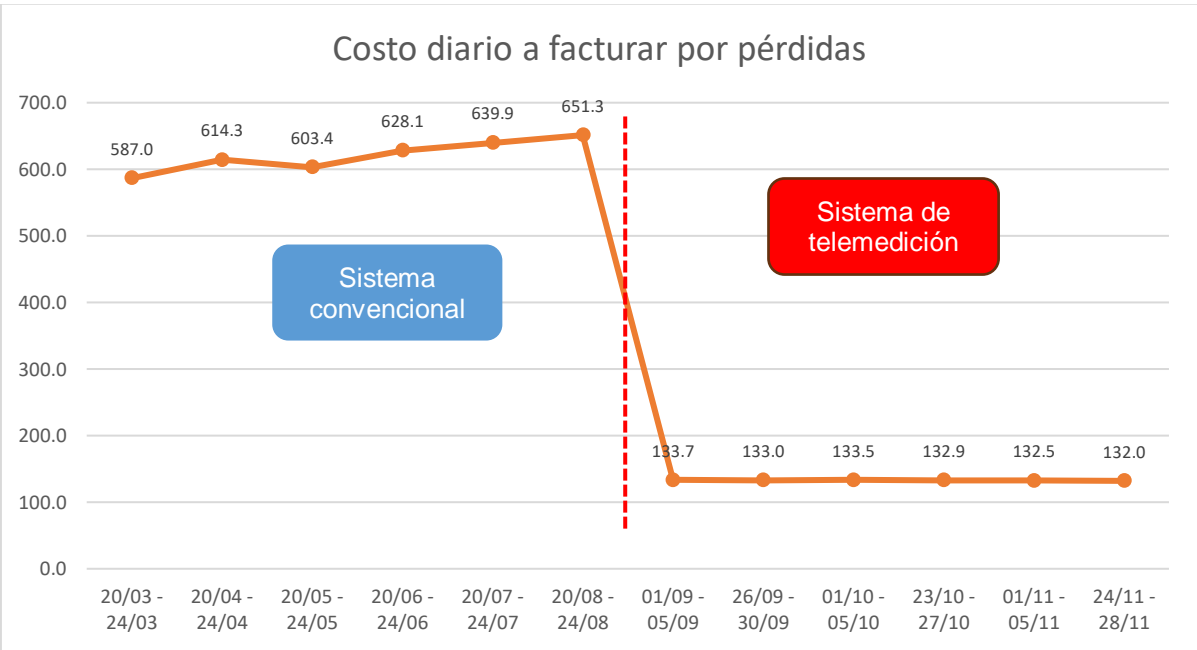
Periodo	Pérdida (kWh)	Sistema de medición	Tarifa BT5B (S/.)	Costo a facturar
01/09 - 05/09	660.00	Telemedición	0.81	534.60
26/09 - 30/09	657.00	Telemedición	0.81	532.17
01/10 - 05/10	651.00	Telemedición	0.82	533.82
23/10 - 27/10	648.40	Telemedición	0.82	531.69
01/11 - 05/11	646.30	Telemedición	0.82	529.97
24/11 - 28/11	644.00	Telemedición	0.82	528.08

En el análisis presentado, se calcularon los costos diarios promedio de las pérdidas energéticas antes y después de la implementación del sistema de telemedición. Para el

sistema convencional, el costo promedio por día en pérdidas fue de S/620.67, mientras que después de la implementación del sistema de telemedición, este costo disminuyó significativamente a S/132.93 por día.

Este cálculo se obtuvo dividiendo el costo mensual a facturar entre los días del período correspondiente, lo que demuestra una mejora sustancial en la gestión de las pérdidas energéticas.

Figura 14: Costo diario a facturar por pérdidas



4.1.6 Análisis económico

La tabla a continuación presenta una comparación entre el sistema de medición convencional actualmente en uso y la propuesta de telemedición basada en tecnologías avanzadas. Este análisis destaca las principales diferencias operativas y los beneficios asociados a la implementación del sistema de telemedición, que busca optimizar los procesos de gestión energética, reducir pérdidas, y mejorar la eficiencia y confiabilidad del suministro eléctrico.

Tabla 15: Comparación entre sistemas de medición

Ítem	Proceso Actual	Implementación de Telemedición
1	Altos costos operativos asociados al desplazamiento de personal.	Lectura automatizada elimina la necesidad de desplazamiento, reduciendo costos operativos.
2	No hay monitoreo virtual para verificar la calidad del servicio eléctrico.	Implementación de monitoreo remoto de calidad de energía en tiempo real.
3	Verificación manual de lecturas con alta probabilidad de errores y demoras.	Lecturas precisas y automatizadas eliminan errores y permiten generar balances de energía de manera eficiente.
4	Proceso de toma de lecturas lento y dependiente de dispositivos externos.	Registro instantáneo de lecturas, con acceso en línea a datos históricos y actuales.
5	Falta de control en la demanda de clientes con altos consumos.	Inspección y control automatizado de consumos mayores, optimizando la gestión de la demanda energética.
6	Procedimientos operativos costosos para identificar irregularidades en el sistema.	Reducción de costos operativos mediante detección remota de fallas e irregularidades.
7	Altos riesgos de observaciones regulatorias por inconsistencias en registros.	Registro exacto y en línea, cumpliendo con normativas y evitando pe

La implementación del sistema de telemedición ofrece los siguientes beneficios clave:

- **Monitoreo remoto en tiempo real:** Permite la supervisión de la demanda eléctrica en 51 subestaciones de distribución (SEDs) del Alimentador HV-03, incluyendo dos dispositivos de control en media tensión (MT).
- **Captura y análisis en tiempo real:** Facilita la recopilación de datos desde medidores de servicios particulares (SP) y alumbrado público (AP), identificando anomalías en el consumo energético y evaluando la potencia activa y reactiva. Esto contribuye a detectar irregularidades en las conexiones, tanto de usuarios comerciales como de alumbrado público.
- **Optimización del control energético:** La instalación de dispositivos ZigBee mejora la precisión en la detección de pérdidas energéticas, minimiza errores en facturación y proporciona estadísticas detalladas sobre consumos y balances en línea. También permite identificar fallas de manera temprana y expandir la escalabilidad mediante tecnologías ZigBee y Wi-Fi.

- Reducción de costos operativos: Disminuye gastos en supervisión de pérdidas de energía, cortes, reconexiones y lecturas de medidores, al optimizar recursos como cuadrillas y unidades móviles, reduciendo tiempos de gestión administrativa a cinco días por ciclo.
- Cumplimiento en la toma de lecturas: Mitiga retrasos en la facturación y asegura la correcta aplicación de penalidades en caso de consumos elevados, promoviendo una facturación precisa.
- Mejoras normativas: Evita observaciones regulatorias, especialmente en alumbrado público, al garantizar un registro adecuado de consumos conforme a los estándares establecidos.

La tabla 16 detalla los costos asociados a la implementación del sistema, ajustados a las necesidades del proyecto. Este incluye tecnología avanzada y servicios esenciales para una instalación eficiente, destacando el reemplazo de medidores en un plazo de 07 días.

Tabla 16: Costos de implementación de telemedición

Item	Cant.	Detalle	Costo
Suministro	19	Medidor monofásico avanzado ZIV 5CTME (modelo ajustado a normativa técnica).	S/ 16,250.00
Suministro	1	Concentrador digital UCM-316 - 4G LTE.	S/ 4,100.00
Servicio	1	Transporte de personal y herramientas, retiro de medidores antiguos, instalación de medidores inteligentes, inspección de acometidas y normalización, caída de tensión, pruebas de los servicios, y revisión de redes en postería y empalmes.	S/ 14,890.00
Total			S/ 35,240.00

Para determinar el impacto en el sistema de telemedición en la SED 13284A, se analizaron los costos actuales asociados a la toma de lecturas manuales realizadas por contratistas especializados. Esta actividad es ejecutada una vez al mes al final de cada periodo y abarca costos de personal y logística.

El costo anual total asciende a S/ 13,800.00, incluyendo supervisores, técnicos, apoyo logístico, alquiler de unidades móviles y combustible. Específicamente para la SED 13284A, el gasto proporcional es de S/ 394.28 al año.

Con la implementación del sistema de telemedición, estos costos serán eliminados o reducidos significativamente, permitiendo lecturas automatizadas y en tiempo real, optimizando recursos y mejorando la eficiencia en el control y facturación del consumo energético.

Tabla 17: Costos en balance de suministro convencional de baja tensión

Descripción	Costo Unitario (S/)	Cantidad	Costo por Día de Lectura (S/)	Costo Anual (S/)
Ingeniero Supervisor	220	1	220	2,640.00
Ingeniero Supervisor de Seguridad	190	1	190	2,280.00
Supervisor de Cuadrilla	110	1	110	1,320.00
Técnico + Conductor	85	2	170	2,040.00
Apoyo	55	1	55	660.00
Unidad Móvil Alquiler	320	1	320	3,840.00
Combustible	85	1	85	1,020.00
Total				13,800.00

En la tabla 18 se presenta el costo asociado a la instalación de nuevos suministros eléctricos para clientes comerciales, tanto en sistemas monofásicos como trifásicos, en configuraciones de fachada, cruce de calle y subterráneas. Los valores incluyen el costo de los servicios nuevos, la cantidad de instalaciones diarias y los costos proyectados mensuales y anuales.

Con la implementación del sistema de telemedición, se busca optimizar las actividades relacionadas con la instalación y control de nuevos suministros. Este cambio no solo permite mayor eficiencia en la operación, sino que también representa un ingreso promedio proyectado anual de S/ 57,861.00, beneficiando significativamente a la empresa y reduciendo los costos operativos relacionados.

Tabla 18: Costeo de instalación de suministro inteligente en clientes comerciales

Instalación	Costeo de nuevos servicios		Cant por día	Costeo mensual	Total anual
Monofásicos	Fachada	365.5	5	5,482.50	65,790.00
	Cruce de Calle	550	3	4,950.00	59,400.00
	Subterráneo	710	2	4,260.00	51,120.00
Trifásicos	Fachada	690	4	4,968.00	59,616.00
	Cruce de Calle	725	3	4,350.00	52,200.00
	Subterráneo	820	2	4,920.00	59,040.00
Total					347,166.00
Valor Promedio					57,861.00

En la tabla 19 se presentan los costos unitarios asociados a la tarea de medición de lectura la subestación SED 13284A. Según el proceso actual, la empresa asume un costo unitario de S/ 18.75 por lectura. Con un total de 19 medidores en la SED, el costo mensual alcanza los S/ 356.25 y el costo anual proyectado asciende a S/ 4,275.00.

La implementación de un sistema automatizado de telemedición permitiría eliminar estos costos operativos recurrentes, optimizando recursos y mejorando la eficiencia en la gestión de las lecturas.

Tabla 19: Costos por toma de lectura

Descripción de Actividad	Unidad	Costo Unitario (S/)	Número de medidores en SED	Costo total por mes (S/)	Costo total por año (S/)
Toma de lectura	Lecturas	18.75	19	356.25	4,275.00

Tabla 20: Cash flow

Año	0	1	2	3	4	5	6	7
Inversión en equipamiento	S/ 35,240.00							
Inversión en instalación y mano de obra	S/ 57,861.00							
Ahorros en costos en balance de suministro convencional de baja tensión	S/ 13,800.00	S/ 13,800.00	S/ 13,800.00	S/ 13,800.00	S/ 13,800.00	S/ 13,800.00	S/ 13,800.00	S/ 13,800.00
Ahorro en toma de lecturas de clientes residenciales	S/ 4,275.00	S/ 4,275.00	S/ 4,275.00	S/ 4,275.00	S/ 4,275.00	S/ 4,275.00	S/ 4,275.00	S/ 4,275.00
Ahorro en compra de papel termico de impresión	S/ 650.00	S/ 650.00	S/ 650.00	S/ 650.00	S/ 650.00	S/ 650.00	S/ 650.00	S/ 650.00
Ahorro en pérdidas	S/ 47,854.80	S/ 47,854.80	S/ 47,854.80	S/ 47,854.80	S/ 47,854.80	S/ 47,854.80	S/ 47,854.80	S/ 47,854.80
Total de ingresos	S/ 66,579.80	S/ 66,579.80	S/ 66,579.80	S/ 66,579.80	S/ 66,579.80	S/ 66,579.80	S/ 66,579.80	S/ 66,579.80
Costeo de servicios								
- Desarrollo de Software	S/ 8,500.00							
- Mantenimiento de software	S/ 1,200.00	S/ 1,200.00	S/ 1,200.00	S/ 1,200.00	S/ 1,200.00	S/ 1,200.00	S/ 1,200.00	S/ 1,200.00
Mano de obra								
- Supervisor	S/ 11,000.00	S/ 11,000.00	S/ 11,000.00	S/ 11,000.00	S/ 11,000.00	S/ 11,000.00	S/ 11,000.00	S/ 11,000.00
- Depreciación	S/ 350.00	S/ 350.00	S/ 350.00	S/ 350.00	S/ 350.00	S/ 350.00	S/ 350.00	S/ 350.00
Total de egresos	S/ 12,550.00	S/ 12,550.00	S/ 12,550.00	S/ 12,550.00	S/ 12,550.00	S/ 12,550.00	S/ 12,550.00	S/ 12,550.00
Utilidad Operativa	-S/ 101,601.00	S/ 54,029.80	S/ 54,029.80	S/ 54,029.80	S/ 54,029.80	S/ 54,029.80	S/ 54,029.80	S/ 54,029.80
Flujo económico	-S/ 101,601.00	-S/ 47,571.20	S/ 6,458.60	S/ 60,488.40	S/ 114,518.20	S/ 168,548.00	S/ 222,577.80	S/ 276,607.60

A continuación, se presenta la tabla 21 con indicadores de datos financieros.

Tabla 21: Indicadores económicos

Indicadores Económicos	Valor
VAN (*)	S/ 185,309.81
TIR	35%
Beneficio / Costo	S/ 1.82
(*) Tasa Referencial	12%

Interpretación de los Indicadores:

- **Costo-beneficio (B/C):** Este indicador muestra que, por cada sol invertido, la organización recibe un retorno de S/ 1.82, lo que confirma que la inversión resulta rentable y beneficiosa para la empresa.
- **Tiempo de recuperación:** Según el análisis realizado, la inversión se recupera a partir del tercer año, lo que demuestra la viabilidad económica del proyecto.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** Con un valor del 35%, la TIR supera considerablemente el umbral de referencia del 12%, lo que reafirma la rentabilidad y la factibilidad de llevar a cabo la propuesta de inversión.

La implementación del sistema de telemedición ha generado ahorros significativos en distintos rubros, permitiendo optimizar los costos operativos a pesar de la inversión inicial de S/ 93,101.00 en equipamiento e instalación. Entre los principales ahorros se encuentra la reducción en costos de toma de lectura de clientes residenciales, con un ahorro anual de S/ 4,275.00, al eliminar la necesidad de desplazamiento de personal para realizar mediciones manuales. Asimismo, se ha identificado un ahorro en la compra de papel térmico para impresión de recibos, estimado en S/ 650.00 anuales, gracias a la digitalización del proceso de facturación.

Otro ahorro relevante es el obtenido en la optimización del balance de suministro convencional en baja tensión, que alcanza S/ 13,800.00 por año, debido a una mejor distribución de la carga y a la reducción de pérdidas energéticas. En conjunto, estos

ahorros generan ingresos anuales de S/ 66,579.80, lo que permite recuperar la inversión inicial en aproximadamente tres años.

Desde el punto de vista financiero, el Valor Actual Neto (VAN) de S/ 185,309.81 refleja un beneficio neto positivo, demostrando la rentabilidad del proyecto. La Tasa Interna de Retorno (TIR) del 35% supera ampliamente la tasa referencial del 12%, lo que confirma la viabilidad de la inversión. Finalmente, el análisis costo-beneficio (B/C) de 1.82 indica que por cada sol invertido se obtiene un retorno de S/ 1.82, validando la sostenibilidad económica del sistema de telemedición.

4.2 Discusión

Los resultados que se obtuvieron en nuestra investigación se basan en la implementación del sistema de telemedición en la subestación 13284A, evidencian una notable reducción en las pérdidas energéticas, pasando de valores superiores al 22% en el sistema convencional a cifras cercanas al 11% con la telemedición. Estos hallazgos son consistentes con lo señalado por Maroto [8], quien identificó puntos críticos de pérdida en el circuito Dignidad Popular en Ecuador al implementar medidores inteligentes. En nuestro caso, la detección de caídas de tensión y conexiones clandestinas destaca la necesidad de tecnologías que permitan un monitoreo preciso y oportuno.

La incorporación del sistema AMI en nuestra investigación respalda lo propuesto por Téllez [9], quien enfatizó la capacidad de estos sistemas para automatizar la toma de lecturas y detectar variaciones de consumo en tiempo real. Al igual que en el caso colombiano, nuestro estudio muestra cómo la tecnología facilita la identificación de irregularidades en el sistema, como conexiones ilegales que abastecían a familias no registradas, y optimiza el control del consumo mediante balances en línea.

Por otro lado, el estudio de Uparela [10] sobre detección de usuarios fraudulentos encuentra paralelismo con nuestro diagnóstico, donde se identificaron conexiones clandestinas que vulneraban el circuito de alumbrado público (AP). Mientras que Uparela reportó una efectividad del 94% en la detección de fraudes, en nuestro caso la implementación permitió eliminar el 100% de las conexiones irregulares detectadas durante el diagnóstico inicial, reflejando el impacto positivo de la telemedición en la regulación del consumo energético.

El impacto económico también fue significativo. Estudios como el de Muñoz [17] en Lima y Zegarra [18] en Arequipa resaltaron la viabilidad económica de implementar medidores inteligentes, destacando tasas internas de retorno (TIR) superiores al 12%. En nuestra investigación, se obtuvo un Valor Actual Neto (VAN) de S/ 185,309.81 y un costo-beneficio (B/C) de 1.82, lo que demuestra que por cada sol invertido se genera un retorno considerable. Esto, a su vez, permite optimizar los costos operativos y garantizar una facturación más precisa. Estos resultados coinciden con lo señalado por Mamani [19], quien concluyó que la implementación de sistemas de telegestión no solo reduce significativamente los errores de lectura, sino que también disminuye los costos operativos y mejora la sostenibilidad financiera de las empresas eléctricas.

Desde una perspectiva técnica, la detección de caídas de tensión y el análisis de los calibres de conductores refuerzan los hallazgos de Zegarra [18], quien utilizó tecnología ZigBee para identificar pérdidas y realizar balances en tiempo real. En nuestra investigación, se concluyó que el calibre de 2x35+16/25 mm² era insuficiente, siendo necesario un conductor de mayor capacidad (3x70+25/50 mm²) para cumplir con los estándares normativos. Esto resalta cómo los sistemas de telemedición pueden complementar los diagnósticos tradicionales para optimizar la infraestructura eléctrica.

Finalmente, la reducción en los tiempos operativos lograda en nuestra implementación coincide con lo planteado por Cahuana [16], quien destacó la importancia de optimizar los procesos de reconexión y respuesta al cliente. Nuestro sistema permite la supervisión y operación remota de medidores, lo que reduce significativamente los tiempos de atención y mejora la calidad del servicio, alineándose con las tendencias modernas de gestión energética eficiente y sostenible.

CONCLUSIONES

Respecto al objetivo general, que busca determinar el impacto del sistema de telemedición en la reducción de pérdidas de energía eléctrica en la subestación SED 13284A, los resultados obtenidos evidencian una disminución significativa en las pérdidas de energía tras la implementación de la tecnología AML. Antes de la telemedición, las pérdidas energéticas superaban el 22%, afectando la eficiencia del sistema. Con la instalación del sistema, se logró reducir dichas pérdidas a 11%. Esta reducción valida la telemedición como una herramienta eficaz para optimizar el control del consumo energético y garantizar una distribución más eficiente, mitigando las pérdidas en la red eléctrica.

En cuanto al primer objetivo específico, que plantea determinar el impacto del sistema de telemedición en la reducción de pérdidas técnicas en la subestación SED 13284A, se identificaron factores estructurales que generaban pérdidas excesivas en la red. Se determinó que el conductor existente ($2 \times 35 + 16/25 \text{ mm}^2$) no era adecuado para las demandas del sistema, lo que ocasionaba caídas de tensión fuera del rango permitido por la normativa técnica peruana (NTP $\pm 5V$). Tras un análisis de caída de tensión, se concluyó que el calibre óptimo para garantizar una distribución eficiente de la energía era $3 \times 70 + 25/50 \text{ mm}^2$, permitiendo minimizar las pérdidas técnicas asociadas a la infraestructura y mejorando la estabilidad del suministro.

Con relación al segundo objetivo específico, que busca evaluar el impacto del sistema de telemedición en la reducción de pérdidas no técnicas en la subestación SED 13284A, la implementación permitió identificar y eliminar conexiones clandestinas que afectaban la medición real del consumo. Se evidenció que ocho familias estaban conectadas ilegalmente a la red, generando un consumo no registrado que incrementaba las pérdidas. La tecnología de telemedición permitió detectar y corregir estas irregularidades reduciendo las pérdidas de energía eléctrica de 25% a 11%, asegurando un control preciso del suministro eléctrico, optimizando la gestión de facturación y fortaleciendo la confiabilidad del sistema.

En cuanto al tercer objetivo específico, que analiza el impacto económico de la implementación del sistema de telemedición, se determinó que la propuesta es viable y rentable. Se obtuvo un Valor Actual Neto (VAN) de S/ 185,309.81, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 35%, y un costo-beneficio (B/C) de 1.82, lo que indica que por cada sol invertido se genera un retorno de S/ 1.82. Asimismo, se proyectó un periodo de recuperación de la inversión a partir del tercer año, lo que confirma que la telemedición no solo reduce pérdidas de energía, sino que también optimiza costos operativos y mejora la sostenibilidad financiera de la empresa distribuidora.

Finalmente, la investigación demuestra que la implementación del sistema de telemedición con concentrador digital no solo permitió optimizar la gestión energética, sino que también fortaleció la supervisión del consumo, redujo pérdidas técnicas y no técnicas, y mejoró la rentabilidad del sistema eléctrico. La telemedición se consolida como una estrategia clave para la modernización de la infraestructura eléctrica, alineándose con los estándares regulatorios y contribuyendo al desarrollo de una red más eficiente y sostenible.

RECOMENDACIONES

Se recomienda que futuras investigaciones amplíen el estudio del sistema de telemedición a otras regiones, con el propósito de evaluar su impacto en la optimización de la facturación, detección de pérdidas y eficiencia operativa. La integración de estas tecnologías permitiría mejorar el control de consumo en tiempo real y garantizar una mayor precisión en la gestión de recursos.

Se sugiere a los organismos reguladores del sector eléctrico establecer normativas actualizadas que promuevan la adopción obligatoria de sistemas de telemedición en subestaciones de distribución y redes de baja tensión. Estas regulaciones deben garantizar que las concesionarias implementen estándares de monitoreo y control remoto, lo que permitiría reducir pérdidas, optimizar la gestión operativa y mejorar la calidad del servicio eléctrico.

Se exhorta a las empresas concesionarias y distribuidoras de energía a destinar recursos en sus presupuestos de inversión para la implementación de medidores inteligentes y concentradores digitales, priorizando zonas con altos índices de pérdidas energéticas. Este enfoque contribuirá a la reducción de pérdidas no técnicas, mejorando la rentabilidad del sistema y asegurando una mejor gestión de la demanda energética.

Se sugiere a la empresa instruir a su personal técnico en la instalación, operación y mantenimiento de sistemas de medición inteligente, garantizando un adecuado manejo de la infraestructura y optimizando el uso de las nuevas tecnologías. Esta capacitación debe

incluir la detección y prevención de fraudes eléctricos, el análisis de datos obtenidos por el sistema y la automatización de la supervisión de consumos.


ANEXOS

Anexo 1: Ficha técnica concentrador de datos UCM-316



UCM-316
4G Modbus TCP controller with multi-protocol I/O, MQTT, and remote management

Overview



- Advanced datalogger with real-time timestamping (RTC) synchronized via NTP.
- Multiple communication interfaces: RS232, RS485, USB, Ethernet, and global 4G connectivity.
- M-Bus master supporting up to 20 devices.
- I/O Capabilities: 6 analog inputs (current, voltage, resistance, or temperature probes) and 4 digital inputs (contact, impulse counter, alarm).
- Relay Control: Supports up to 2 relay outputs (230VAC, 3A) with automatic weekly scheduling.
- Analog Outputs: Dimmer functionality with up to 2 analog outputs (0-10V).
- 8GB microSD card for local data storage.
- FTP client for periodic data transfer in CSV format.
- Remote configuration and firmware updates via 4G.
- Supports Modbus RTU, Modbus TCP/IP, M-Bus, MQTT, and FTP protocols.

Characteristics

General		Supported protocols	
Power supply:	9 – 36VDC	Modbus RTU, Modbus TCP/IP, M-Bus, MQTT, FTP (server/client)	
Overvoltage protection:	>1000V (max. 5 sec)		
Consumption:	<10 VA		
Internal battery:	3.7V, 750 mAh		

Specifications		LED Indicators	
CPU:	Cortex M4	Power supply status	
Flash:	8 MB, up to 5 years storage.	Discrete I/O signal status for each port	
GSM:	850/900/1800/1900 MHz	3G connection status	
WCDMA:	B1/B2/B4/B5/B6/B8/B19	Ethernet connection status	
LTE-FDD:	B1/B2/B3/B4/B5/B7/B8/B12/B13/ B18/B19/B20/B25/B26/B28/B66	On/Off status of each digital input	
LTE-TDD:	B34/B38/B39/B40/B41		
External storage:	8GB microSD card		

Interfaces		Working conditions	
RS232:	Up to 15m, speed up to 57600 bps	Working temperature:	-25°C to +60°C
RS485:	Up to 1.2 km, speed up to 57600 bps	Storage temperature:	-40°C to +60°C
M-Bus:	Supports up to 20 devices	Humidity range:	5 to 95% (non-condensing)
USB:	Type B, ver. 2.0		
Ethernet:	RJ45, 10/100 Mbps, range up to 100m		

Digital inputs/outputs		Regulatory approvals	
Digital inputs:	4 sink/contact inputs	EN 55022:2000+A1+AC:2002+A2:2003	
Relay outputs:	2 relay outputs (NO/NC, 230V AC, 3A)	EN 55024:2000+A1:2003+A2:2003	

Analog inputs		Physical characteristics	
Current:	0/4-20mA (error: 0.15%)	Dimensions:	147x128x50 mm
Voltage:	0-10V (error: 0.15%)	Weight:	400 g
Temperature:	PT100 or PT1000 sensors	Material:	PC/ABS
		Protection rating:	IP20
		Mounting:	DIN rail compatible

Analog outputs		Other features	
Voltage:	2 outputs (0-10V, load up to 5mA)	Made in the EU	



Anexo 2: Matriz de consistencia

Reducción de pérdidas de energía eléctrica mediante la implementación de un sistema de telemedición con concentrador digital en una subestación eléctrica de distribución aérea en baja tensión						
PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL	VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	METODOLOGÍA
¿Cuál es el impacto del sistema de telemedición en la reducción de pérdidas de energía eléctrica en la subestación SED 13284A en baja tensión, distrito de Puente Piedra, Lima 2024?	Determinar el impacto del sistema de telemedición en la reducción de pérdidas de energía eléctrica en la subestación SED 13284A en baja tensión, distrito de Puente Piedra, Lima 2024.	El sistema de telemedición impacta significativamente en la reducción de pérdidas de energía eléctrica en la subestación SED 13284A en baja tensión, distrito de Puente Piedra, Lima 2024.	Sistema de telemedición	Equipamiento técnico	Cantidad de medidores	TIPO: Aplicado DISEÑO: Preexperimental
PROBLEMAS ESPECÍFICOS	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	HIPÓTESIS ESPECÍFICA		Protocolos de comunicación	Zigbee	ENFOQUE: Cuantitativo NIVEL: Transversal ALCANCE: Explicativo
¿Cuál es el impacto del sistema de telemedición en la reducción de pérdidas técnicas en la subestación SED 13284A en baja tensión, distrito de Puente Piedra, Lima 2024??	Determinar el impacto del sistema de telemedición en la reducción de pérdidas técnicas en la subestación SED 13284A en baja tensión, distrito de Puente Piedra, Lima 2024.	El sistema de telemedición impacta significativamente en la reducción de pérdidas técnicas en la subestación SED 13284A en baja tensión, distrito de Puente Piedra, Lima 2024.	Rendimiento Subestación SED 13284A	Pérdidas técnicas	N° de perdidas tecnicas (kWh)	POBLACIÓN: 19 suministros MUESTRA: Censal TECNICA: Análisis documental
¿Cuál es el impacto económico de la implementación del sistema de telemedición en la subestación SED 13284A en baja tensión, distrito de Puente Piedra, Lima 2024??	Analizar el impacto económico de la implementación del sistema de telemedición en la subestación SED 13284A en baja tensión, distrito de Puente Piedra, Lima 2024.	El sistema de telemedición impacta económicamente en la subestación SED 13284A en baja tensión, distrito de Puente Piedra, Lima 2024.		Pérdidas no técnicas	N° de perdidas tecnicas (kWh)	INTRUMENTO: Ficha de registro

Anexo 3: Ficha técnica de medidor inteligente ZIV 5CTM

	Single Phase (5CTM)	Three Phase (5CTD)
Active energy accuracy	Class B (EN 50470-3)/ class 1 (IEC 62053-21)	Class B (EN 50470-3)/ class 1 (IEC 62053-21)
Reactive energy accuracy	Class 2 (IEC 62053-23)	Class 2 (IEC 62053-23)
Verification test constant	1000 pulses / kWh (kvarh)	1000 pulses / kWh (kvarh)
Current reference value	5 A	3 x 10 A
Starting current	20 mA	40 mA
Maximum current	80 A	80 A
Power absorbed by the current circuit (I_{ref})	< 0.3 VA	< 0.1 VA
Voltage rated values	127 – 230 V	3 x 127 – 230 V / 220 – 400 V
Consumption	< 10 VA ^(*) ^(*) IEC 62053-61	< 10 VA ^(*) ^(*) IEC 62053-61
Specified operating range	-25°C to +70°C	-25°C to +70°C
Power free output (depending on the model)	280 V _{AC} / 0.5 AacMax	280 V _{AC} / 0.5 AacMax
Built-in breaker nominal values	80 A / 250 V _{AC}	80 A / 250 V _{AC}
Built-in breaker number of operations	10 ⁶	10 ⁶
Optical port	According to IEC 62056-21	According to IEC 62056-21
RS485 serial port (optional)	2 wires / RJ11 connector	2 wires / RJ11 connector
PLC service node	Built-in	Built-in
Dimensions (mm)	212.27 x 123.78 x 64.03	293 x 165 x 66

Anexo 4: Lectura de los suministros antes de la implementación



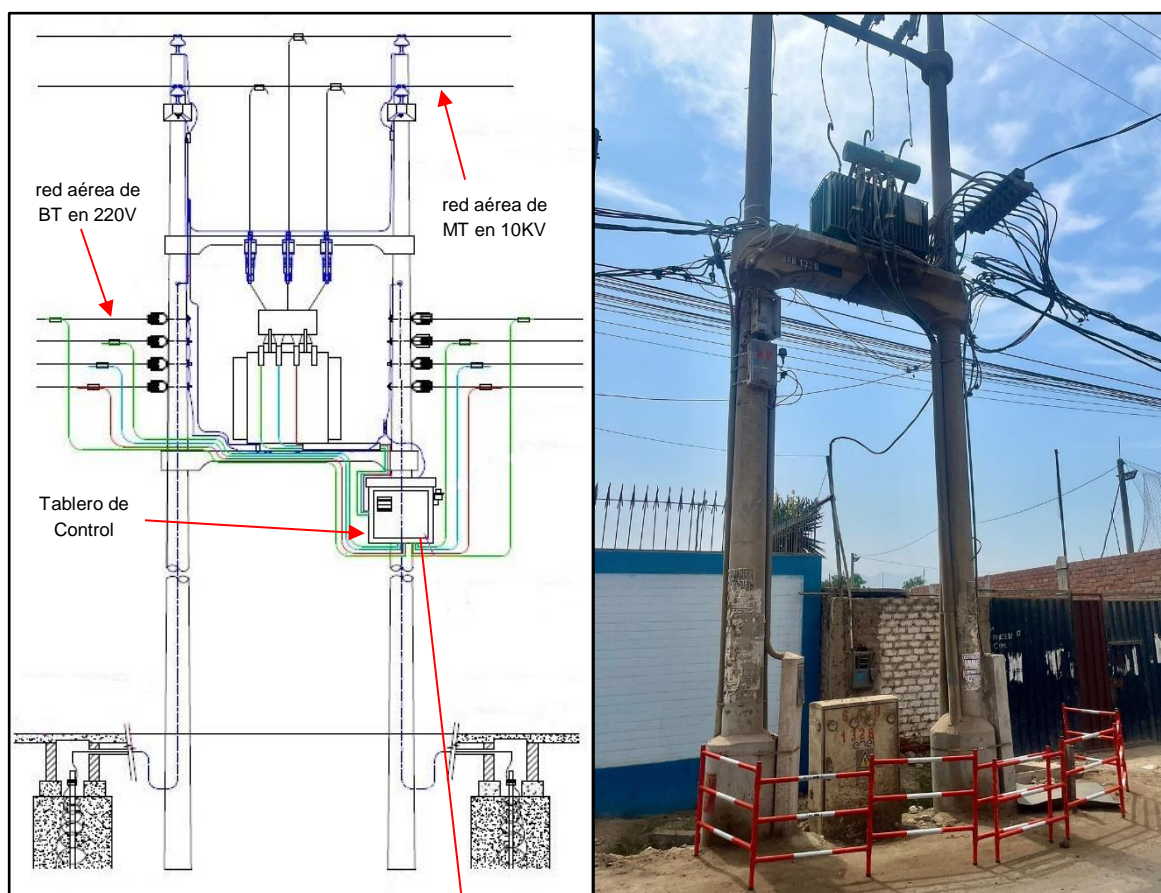
Anexo 5: Instalación de los medidores inteligentes en los clientes comerciales



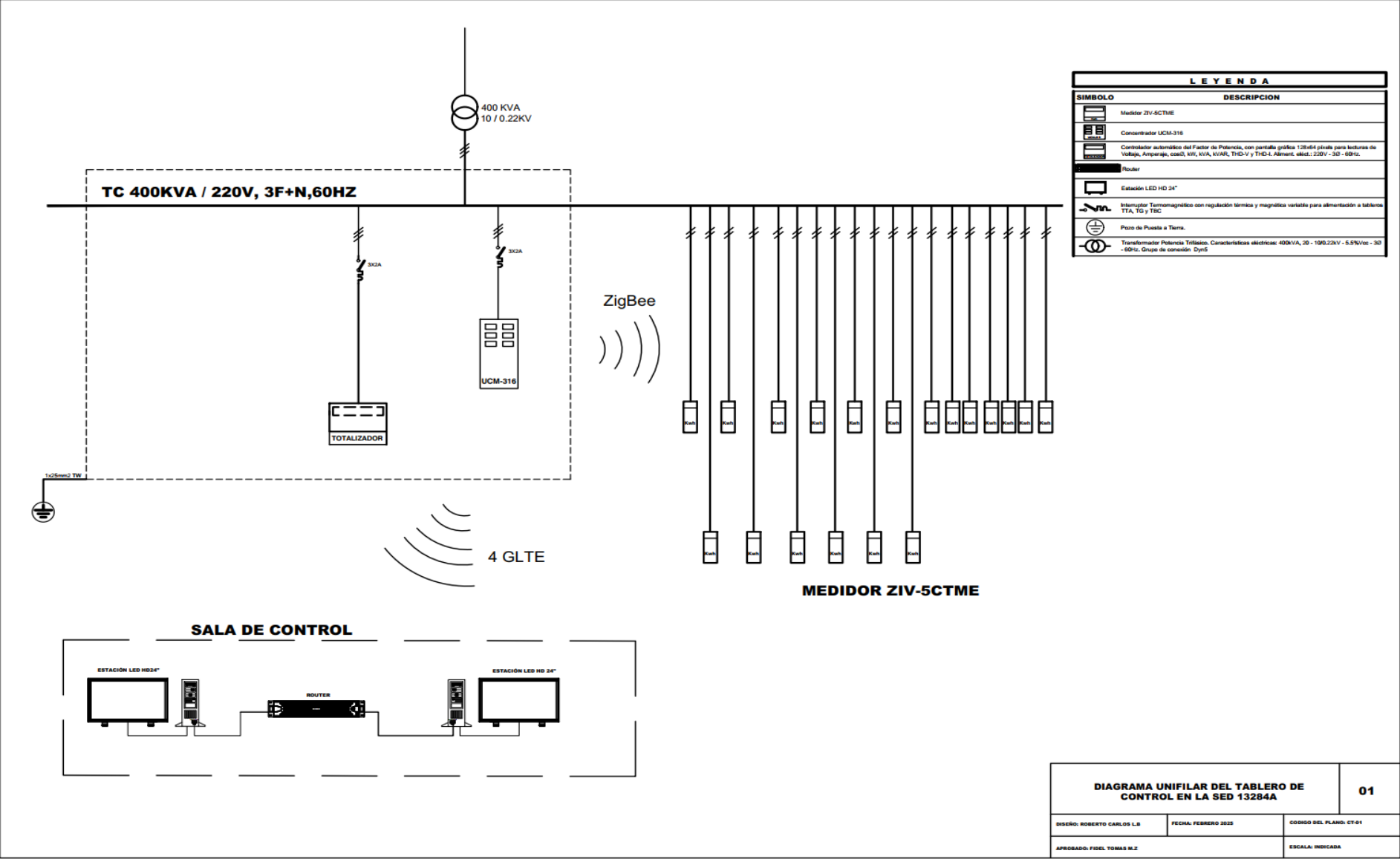
Anexo 6: Conexiones clandestinas




Anexo 7: Ubicación del totalizador con el concentrador en la SED 13284A



Anexo 8 : Plano Unifilar



Anexo 9 : Ficha de Registro



LISTADO DE INSPECCION DE CLIENTES - FOCALIZACIÓN

FECHA

23/11/2024

SED

13284A

NOMBRE	FACTOR	LECTURA 1	LECTURA 2	KWH
TOTALIZAD	400	28793.9	28883.4	35800.0
ALP1				0.0
ALP2				0.0
CLIENTES				35742.6
TOTALIZADOR - FACTURADOS				57.4

Item	SED	Cuenta	Nombre	Direccion	Distrito	Estado_Cliente	Medidor	Marc_a	Fase	Factor	Cod_ActComerc	RUTA_LECTURA	Ultima_Lectura_Terreno	Fecha_Ultima_Lectura_Terreno	Ultimo_Consumo	Lectura 1	Lectura 2	Consumo 1 y 2	Observaciones	Giro de Negocio	Código de Giro	Tipo de Medidor	Tipo Acomet
2	13284A	1958827	ANTERO	CHILLON	PUENTE PIEDRA	Habilitado	38151	SNX	T	1		87-112-5010	3443	22/10/2024	0	3446	3446	0.0	plc				
3	13284A	2539327	ZUÑIGA MERCEDES FREDITH HERNAN	CA LAS VIOLETAS M2 J LT 8A LOT. CHILLON I ETAPA	PUENTE PIEDRA	Habilitado	77453	SHE	T	1		87-112-5020	0	22/10/2024	0	retirado	retirado	-					
4	13284A	1103309	TORREJON CHAVEZ HERMINES	M2 J LT. 8 LOTIZACION CHILLON I ETAPA	PUENTE PIEDRA	Habilitado	41202	SNX	T	1	A0	87-112-5030	16545	22/10/2024	1070	17611	17958	347.0					
5	13284A	2958078	BECERRA ZUÑIGA JESUS	CA LAS VIOLETAS M J-L 8A LOT. CHILLON	PUENTE PIEDRA	Habilitado	52206	HEX	T	1	A	87-112-5031	53576	22/10/2024	1160	54153	54204	51.0					
6	13284A	1724833	LIDER GAS E.I.R.L.	M2 J LT 7 LOTIZACION CHILLON IERA ETAPA	PUENTE PIEDRA	Habilitado	36508	SHE	T	1	AD2	87-112-5040	72447	22/10/2024	711	73182	73438	256.0					
7	13284A	2557490	FUNDICION LIMA S.A.C	M J-L 6B LOT. CHILLON IERA ETP	PUENTE PIEDRA	Habilitado	3958	SHE	T	1		87-112-5050	307317	22/10/2024	3049	309362	310625	1263.0					
8	13284A	1103308	FUNDICION LIMA S.A.C	CHILLON M J SUB-L 06 URB. LOTIZACION CHILLON IERA ETAPA	PUENTE PIEDRA	Habilitado	7037231	EMH	T	20	A0	87-112-5060	4616	22/10/2024	3200	4735.568	4800.138	1291.4					
9	13284A	2549977	DEL RIO CASTRO JORGE MIGUEL	CA LOS CEREZOS M J SUB-L 6 A URB. SEMI RUSTICA CHILLON	PUENTE PIEDRA	Habilitado	3423	SHE	T	1	A	87-112-5070	16027	22/10/2024	255	16215	16264	49.0					
10	13284A	3152343			PUENTE PIEDRA	Habilitado	225319	HEX	T	1	A	87-112-5075	916	22/10/2024	74	1010	1018	8.0	plc				
11	13284A	1103307	GENOVEVA CCANSAYA PUMA	LOTIZACION CHILLON IERA ETAPA M2-JLT-5	PUENTE PIEDRA	Habilitado	2205040	CMP	M	1	AD2	87-112-5080	2076	22/10/2024	86	2154	2186	32.0	plc				
12	13284A	3069185	ANDRADE ARTEAGA MARCO ANTONIO	CA LOS CEREZOS M J SUB-L 10 URB. GRANJA EXPERIMENTAL-PUENTE PIEDRA	PUENTE PIEDRA	Habilitado	9731	ELS	T	40	A	87-112-5090	3436	22/10/2024	8800	3575.241	3621.571	1853.2	plc				
13	13284A	3239086			PUENTE PIEDRA	Habilitado	422701	HEX	M	1	A	87-112-5099	27664	22/10/2024	4188	restar	restar	-					
14	13284A	1103306	REYES VILLACORTA MARIO CLYDE	LOTIZACION CHILLON IERA ETAPA M2-JLT-4	PUENTE PIEDRA	Habilitado	736630	GAN	M	1	AD2	87-112-5100	66411	22/10/2024	241	66661	66752	91.0	plc				
15	13284A	1103296	MARIA TRINIDAD HERRERA CANO VDA DE HUANAY	LOTIZACION CHILLON IERA ETAPA M2-G LT-8	PUENTE PIEDRA	Habilitado	383502	HEX	M	1	E0	87-112-5110	9257	22/10/2024	181	restar	restar	-					
16	13284A	1103302	RUIZ CERNA MANUEL ANCELMO	LOTIZACION CHILLON IERA ETAPA M2-LT-24	PUENTE PIEDRA	Habilitado	2193812	CMP	T	1	A0	87-112-5190	15954	22/10/2024	410	16364	16547	183.0					
17	13284A	2896865	KING GROUP S.A.C	CA LOS CEREZOS M J SUB-L 10 URB. GRANJA	PUENTE PIEDRA	Habilitado	6309	ELS	T	60	A	87-112-5191	186	22/10/2024	1080	221.868	244.031	1329.8					
18	13284A	2222177	EDELNOR-TOTAL SAB 13284A	CALLOS CEREZOS M J-L 10 LOT. CHILLON	PUENTE PIEDRA	Habilitado	267374	HEX	M	1	N4	87-112-51970	0	22/10/2024	19769	TOTA	TOTA	-					
19	13284A	3092542			PUENTE PIEDRA	Habilitado	188272	HEX	T	1	A	87-112-51975	77521	22/10/2024	321	77750	77750	0.0					

GLOSARIO

AMI (Advanced Metering Infrastructure): Infraestructura de medición avanzada que integra medidores inteligentes, sistemas de comunicación y plataformas de análisis para monitorear y gestionar el consumo eléctrico en tiempo real.

Caída de Tensión: Pérdida de energía eléctrica en forma de voltaje a lo largo de un conductor debido a la resistencia del material.

Concentrador Digital: Dispositivo que recopila datos de medidores inteligentes y los transmite a un sistema centralizado para su análisis. Es un componente clave en los sistemas de telemedición.

Factor de Relación de Medición: Proporción utilizada para ajustar las lecturas de los medidores cuando estos están conectados a transformadores de corriente o potencial, garantizando mediciones precisas.

Medidor Inteligente: Dispositivo que registra el consumo eléctrico y transmite datos en tiempo real, facilitando la detección de irregularidades, la facturación precisa y la gestión eficiente de la energía.

Microbalance Energético: Método de análisis que compara la energía registrada en un medidor totalizador con el consumo medido en los usuarios de una subestación para detectar pérdidas.

Pérdidas Técnicas: Energía disipada debido a procesos inherentes al transporte y transformación de electricidad, como el calentamiento de conductores y transformadores.

Pérdidas No Técnicas: Energía no facturada debido a errores administrativos, conexiones irregulares o fraudes en los sistemas de distribución eléctrica.

Telemedición: Tecnología que permite monitorear y registrar datos eléctricos en tiempo real de manera remota, optimizando la gestión y el control de redes eléctricas.

TIR (Tasa Interna de Retorno): Indicador financiero que mide la rentabilidad de una inversión, utilizado para evaluar la viabilidad económica de proyectos como la implementación de sistemas de telemedición.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] BID, "Pérdidas eléctricas en América Latina y el Caribe: un problema crónico para la sostenibilidad del sector," *Blogs del BID*, May 10, 2018. [Online]. Available: <https://blogs.iadb.org/energia/es/perdidas-electricas-en-america-latina-y-el-caribe-un-problema-cronico-para-la-sostenibilidad-del-sector/>.
- [2] A. F. Jiménez Jiménez, "La eficiencia energética en los sistemas eléctricos de distribución: un reto para la sostenibilidad," *Redalyc*, vol. 79, no. 323, pp. 31-40, May 2017. [Online]. Available: <https://www.redalyc.org/pdf/4977/497779323003.pdf>.
- [3] Osinergmin, *Industria eléctrica en el Perú: 25 años de transformaciones*, 1st ed. [Online]. Available: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/607055/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf>.
- [4] UPME, "Unidad de Planeamiento Minero Energético," 2017. [En línea]. Available: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>.
- [5] MINEM, "Estadísticas Eléctricas Mensuales: Comportamiento mensual del subsector eléctrico," MINEM, Lima, 2021.
- [6] ENOSA, "Memoria Anual ENOSA 2020.," Mesa directorio Grupo Distriluz, 2020.
- [7] IEA, "International Energy Agency.," 2021. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/smart-grids>
- [8] J. L. Maroto Espinoza, "Estudio de redes de baja tensión para reducir el hurto y pérdidas técnicas de energía en el sector de la Coop Dignidad Popular (sur), mediante la tecnología medidores inteligente 'M.I.'," Tesis de Grado, Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo, Universidad Católica de Santiago de Guayaquil (UCSG), Guayaquil, Ecuador, 2025.. [Online]. Available: <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/12526>.

- [9] S. M. Téllez Gutiérrez, J. Rosero García, y R. Céspedes Gandarillas, "Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades," *Ingeniería y Desarrollo*, vol. 36, no. 2, pp. 469-488, 2018. [Online]. Available: <https://www.redalyc.org/journal/852/85259689012/html/>.
- [10] M. Uparela Cantillo, J. Jiménez Mares, y C. G. Quintero Monroy, "Intelligent system for non-technical losses management in residential users of the electricity sector," *Ingeniería e Investigación*, vol. 38, no. 2, pp. 52-60, 2018. [Online]. Available: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6629783>.
- [11] M. R. Berenguer Ungaro, N. R. Hernández Rodríguez, y R. E. Conde García, "Gestión de la calidad de la energía eléctrica," *Centro Nacional de Electromagnetismo Aplicado*, vol. 58, no. 8, pp. 65-72, 2020. [Online]. Available: <https://www.redalyc.org/journal/3291/329158888009/>.
- [12] J. Reinoso y G. Salazar, "Sistema de Medición Inteligente de Energía Eléctrica en la Empresa The Tesalia Springs Company S.A.: Implementación y Análisis de Resultados," *Revista Politécnica*, vol. 39, no. 2, pp. 33-40, mayo-julio 2017. [Online]. Available: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=688773641003>
- [13] R. Oliveira, "Implementação de um sistema de telemedição para redes de distribuição metropolitanas no Brasil," *Revista Brasileira de Engenharia Elétrica*, vol. 45, no. 3, pp. 25-38, Jul. 2020.
- [14] M. Hernández, "Implementación de medidores inteligentes en la red de distribución de Monterrey," *Ingeniería y Tecnología Mexicana*, vol. 37, no. 2, pp. 89-102, May 2021.
- [15] E. Zegarra Cueva, "Propuesta de implementación de telemedición con tecnología Zigbee para reducir el índice de pérdidas no técnicas en el alimentador C-221 de la empresa Electronorte S.A.," Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería, Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo (USAT), Chiclayo, Perú, 2021. [Online]. Available: <https://tesis.usat.edu.pe/handle/20.500.12423/3935>.
- [16] R. D. Cahuana Yapo, "Implementación del sistema de tele-medición mediante la aplicación de tecnología Two Way Automatic Communication System (TWACS) en el sistema eléctrico Combapata de Electro Sur Este S.A.A.," Informe técnico de experiencia profesional, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica, Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco (UNSAAC), Cusco, Perú, 2020. [Online]. Available: <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/12526>.
- [17] C. A. Muñoz Medina, F. I. Pérez Cortez, M. J. Murrieta Vásquez, y S. F. Vela Coral, "Análisis de costos y beneficios para el despliegue de un sistema de medición inteligente en Lima Metropolitana,"

Tesis de Maestría, Programa de la Maestría en Gestión de la Energía, ESAN Graduate School of Business, Lima, Perú, 2019. [Online]. Available: <https://repositorio.esan.edu.pe/server/api/core/bitstreams/ec45cdc6-beba-4cf4-b6f6-eb58651d0ba7/content>.

[18] M. A. Zegarra Pinto, "Análisis de nuevo sistema de medición centralizada de energía eléctrica con medidores inteligentes en área de la región Arequipa," Trabajo de Suficiencia Profesional, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa (UNSA), Arequipa, Perú, 2017. [Online]. Available: <https://repositorio.unsa.edu.pe/items/1cf34387-a0de-4a3b-9acf-53c86bef6822>.

[19] J. A. Cedeño Mendoza, "Análisis de pérdidas de energía eléctrica de CNEL EP. Unidad de negocios Milagro del periodo 2017–2018," Tesis de Maestría, Escuela de Posgrado, Universidad César Vallejo (UCV), Piura, Perú, 2019. [Online]. Available: <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/43215>.

[20] C. Reyes Fermín, "Diseño de un sistema de medición remoto de energía eléctrica, tarifa BT5, para reducir costos operativos en Herzab S.A.C-Piura 2018," Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería, Universidad César Vallejo (UCV), Chiclayo, Perú, 2018. [Online]. Available: <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/29301>.

[21] J. Vargas, "Sistema de telemedición aplicado a la red eléctrica urbana de Trujillo," Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Trujillo (UNT), Trujillo, Perú, 2019.

[22] R. Morales, "Programa piloto de telemedición utilizando tecnología ZigBee en la subestación Pampa de la Cruz," Tesis de Grado, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa (UNSA), Arequipa, Perú, 2020.

[23] L. Castro, "Diseño de un sistema de monitoreo remoto basado en tecnología PLC para redes rurales en Piura," Tesis de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad de Piura (UDEP), Piura, Perú, 2021.

[24] D. J. Fuentes, "Design of a Long Distance Wi-Fi network for the populated centers of Peru, to reduce the digital divide and times of national emergency such as Covid-19 in rural areas," in Proceedings of the LACCEI International Multi-Conference for Engineering, Education and Technology, vol. 2023-July, Latin American and Caribbean Consortium of Engineering Institutions, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.18687/laccei2023.1.1.1070>

- [25] S. Bhattacharyya, "Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance. Springer.," 2011.
- [26] J. Vaca y A. Cruz, "Estrategia de eficiencia en el consumo de energía eléctrica y mitigación en la estructura productiva de México.," *Contaduría y administración*, vol. 66, nº 2, p. 8, 2021.
- [27] K. y. M. M. Ruiz, "Análisis del sector de energía eléctrica en el Perú," Universidad de Piura, Piura, 2021.
- [28] D. Giraldo y M. León, "Análisis de pérdidas técnicas en redes de distribución secundaria.," Universidad tecnológica de Pereira, Pereira, 2019.
- [29] W. Asencio, "Estudio sectorizado del alimentador 1303 para el control y reducción de las pérdidas de energía - Talara," UCV, Trujillo, 2020.
- [30] D. Suriyamongkol, "Pérdidas no técnicas en sistemas eléctricos de potencia," Universidad de Ohio, 2002.
- [31] M. Castro. y E. Florián, "Programa de Reducción y Control de Pérdidas no técnicas en el alimentador chs032 – 7ma. Sur, de la empresa Hidrandina S.A.," Universidad Nacional del Santa, Chimbote, 2016.
- [32] Massaferro, "Detección de pérdidas no técnicas en redes eléctricas en un contexto de migración tecnológica y maximizando el retorno económico," Universidad de la República, Montevideo, 2022.
- [33] C. Arias, M. Casas, L. Cervantes y A. Dávila, "La Creación del Agente Comercializador de Energía Eléctrica en el Perú," ESAN Graduate school of Business, Lima, 2021. Cotrina y F. Gutierrez, "Mercado de Clientes Regulados y la Comercialización de Energía Eléctrica en la Concesión de la Empresa Egepsa, Satipo - 2019," Universidad Peruana los Andes, Huancayo, 2021.
- [36] D. Fink, H. Wayne y J. Carroll, *Stándard Handbook for Electrical Engineers*, New York: McGraw-Hil, 1981.
- [37] L. Quiroz, *Sistemas de Telemida: Centro Internacional de la Física.*, 2017.
- [38] P. Guicharrousse, "Las redes eléctricas del futuro.," vol. 29, nº 3, pp. 403 - 405, 2021.
- [39] S. Sahoo, D. Nikovski y T. Muso, "Detección de robo de electricidad utilizando datos de medidores inteligentes.," pp. 1 - 5, 2015.

- [40] D. Idrovo y S. Reinoso, "Análisis de factibilidad para la implementación de un sistema AMI (Advanced Metering Infrastructure) mediante contadores inteligentes por parte de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.," 2012.
- [41] M. Salinas y J. Villanueva, "Diseño de un prototipo de medidor inteligente para análisis de calidad de energía en instalaciones industriales," UCV, Trujillo, 2022.
- [42] S. Hernández y C. Mendoza, Metodología de la Investigación - Las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta, Ciudad de México: McGraw - Hill Education, 2018, p. 714.87
- [43] P. Indu y K. Vidhukumar, "Research designs - an overview.," *Kerala Journal of Psychiatry*, vol. 32, nº 1, pp. 64 - 67, 2019.
- [44] L. Quiroz, "Sistemas de Telemedida," *Centro Internacional de la Física*, 2017.
- [45] J. Martínez, D. Gonzales, R. Pereira y R. Rangel, "Sampling: how to select participants in my research study?..," *Revista Anais Brasileiros de Dermatologia*, vol. 94, nº 3, pp. 326 - 330, 2016.
- [46] T. Otzen y C. Manterola, "Técnicas de Muestreo sobre una Población a Estudio," *Int. J. Morphol*, vol. 35, nº 1, pp. 227 - 232, 2017.
- [47] N. Elangovan y E. Sundravel, "Method of preparing a document for survey instrument validation by experts," *Methodx*, 2021.
- [48] D. Carl, "The reliability of a two-item scale: Pearson, Cronbach, or SpearmanBrown?," *International Journal of Public Health*, vol. 58, nº 4, pp. 637 - 642, 2013.
- [49] D. V. Toquica, C. G. Bustos, y A. N. Cubillos, "Análisis de confiabilidad en subestaciones eléctricas tipo maniobra implementando el transformador de tensión con núcleo de potencia," *Ingeniería*, vol. 22, no. 1, Bogotá, pp. XX-XX, abr. 2017. DOI: 10.14483/udistrital.jour.reving.2017.1.a09.
- [50] W. Chiluquinga y P. Robles, "Consideraciones en el diseño de subestaciones eléctricas, incluyendo el efecto del gradiente de potencial en las estructuras metálicas circundantes," *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*, núm. 28, pp. 9-24, jul. 2022. DOI: 10.17163/ings.n28.2022.01.
- [51] J. R. Gómez Sarduy, P. R. Viego Felipe y A. Ruiz Pérez, "Empleo de Telemedición para Calcular Pérdidas de Transformación Considerando Problemas de Calidad de la Energía," *INGE CUC*, vol. 10, no. 2, pp. 20-26, dic. 2014. Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/4977/497779323003.pdf>.

[52] J. Barragán Charry, J. J. Silva Londoño, C. S. Garcés Quintero, O. C. Jaramillo Ramírez, F. Hoyos Daza y L. C. Bravo Gómez, "Sistema de Monitoreo de Señales Eléctricas y Control Automático para Eficiencia Energética con Integración IoT," PML, vol. 17, no. 2, 2024. DOI: 10.22507/pml.v17n2a4.