

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Control de pérdidas de energía mediante la implementación de
un sistema de medición inteligente en una red de distribución
secundaria**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Linder Thomas Felix Tomateo

 [0009-0001-4151-3035](https://orcid.org/0009-0001-4151-3035)

Asesor

Dr. Ing. Modesto Tomás Palma García

 [0009-0005-1371-7988](https://orcid.org/0009-0005-1371-7988)

LIMA – PERÚ

2025

Citar/How to cite	Felix Tomateo [1]
Referencia/Reference	[1] L. Felix Tomateo, “Control de pérdidas de energía mediante la implementación de un sistema de medición inteligente en una red de distribución secundaria” [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2025.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Felix, 2025)
Referencia/Reference	Felix, L. (2025). “Control de pérdidas de energía mediante la implementación de un sistema de medición inteligente en una red de distribución secundaria”. [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

A mis queridos padres, Justo Felix Guerrero y Ricardina Tomateo Torvisco, quienes siempre me recordaron la importancia de completar mi formación profesional.

Desde el inicio de mi camino universitario, confiaron en mí, brindándome su apoyo incondicional y siendo testigos de cada sacrificio y esfuerzo que este proceso implicó

A ellos, con profunda gratitud y todo mi cariño.

Agradecimientos

Expreso mi más sincero agradecimiento a todas las personas que hicieron posible este trabajo. A mi hermana Denisse y mi ahijada Carolina, fuente de inspiración y motivación. A mis abuelitas Gumerinda y Emilia, por su amor y valores que dejaron una huella imborrable en mi vida. A Anny, alguien muy importante para mí, por su apoyo constante, paciencia y confianza.

A los ingenieros Roly e Isabel, por su guía y sus valiosos aportes en la realización de este trabajo. A mis amigos Juan, Walter, Leonel y Cesar, por su compañerismo y aliento. A los ingenieros Tomás Palma García y Alberto Sandoval Rodriguez, por su orientación y motivación en este proceso.

A todos ustedes, mi más profundo agradecimiento.

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar el control de las pérdidas de energía en la red de distribución secundaria mediante la implementación de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI¹) o medidores inteligentes. Como caso de aplicación, se analiza el “Proyecto Piloto AMI” de la empresa Adinelsa, que instaló esta tecnología en la Subestación (SED) N° YA-E00003 y sus redes de distribución.

Se analiza el impacto de esta tecnología en la gestión de pérdidas de energía, realizando un balance de energía, simulaciones de flujo de carga y análisis de datos mediante herramientas como CYMDIST y Power BI, complementadas con una evaluación económica.

Los resultados evidencian que la implementación de medidores inteligentes contribuye a mejorar la calidad de la información sobre la medición, eficiencia operativa y optimización de costos, y con ello a una mejora en la gestión y control de pérdidas.

Las conclusiones del estudio indican que el Proyecto Piloto AMI es aplicable a los sistemas de distribución y es una estrategia efectiva para controlar las pérdidas de energía. Se recomienda promover la adopción de esta tecnología AMI en otras zonas del sistema de distribución, desarrollar programas de capacitación para el personal técnico y administrativo, y realizar estudios adicionales sobre el impacto de los medidores AMI en la gestión energética.

Palabras clave — Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), Proyecto Piloto AMI de Adinelsa, reducción de pérdidas de energía, medidores inteligentes, eficiencia operativa, evaluación económica, analítica de datos.

¹ AMI: Advanced Metering Infrastructure

Abstract

This study aims to evaluate energy loss control in the secondary distribution network through the implementation of Advanced Metering Infrastructure (AMI) or smart meters. As an application case, it analyzes Adinelsa's "AMI Pilot Project," which deployed this technology at Substation (SED) N° YA-E00003 and its distribution networks.

The impact of this technology on energy loss management is assessed through energy balance calculations, load flow simulations, and data analysis using tools such as CYMDIST and Power BI, complemented by an economic evaluation.

The results demonstrate that the implementation of smart meters enhances measurement data quality, operational efficiency, and cost optimization, leading to improved energy loss management and control.

The study concludes that the AMI Pilot Project is applicable to distribution systems and represents an effective strategy for energy loss control. It is recommended to promote the adoption of AMI technology in other areas of the distribution network, develop training programs for technical and administrative personnel, and conduct further studies on the impact of AMI meters on energy management.

Keywords — Advanced Metering Infrastructure (AMI), Adinelsa's AMI Pilot Project, Energy loss reduction, Smart meters, Operational efficiency, Economic evaluation, Data analytics

Tabla de Contenido

Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Introducción	xvi
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Descripción del problema de investigación.....	1
1.3 Objetivos del estudio	2
1.3.1 Objetivos específicos	2
1.4 Antecedentes investigativos	3
Capítulo II. Marco teórico y conceptual	5
2.1 Marco teórico	5
2.1.1 Control de pérdidas en sistemas de distribución	5
2.1.2 Balance de energía y gestión de pérdidas.....	9
2.1.3 Base Normativa.....	12
2.1.4 Fijación del VAD y Cargo SMI	13
2.2 Marco conceptual.....	16
2.2.1 Conceptos fundamentales usados en el control de pérdidas de energía.....	16
2.2.2 Sistema Eléctrico Peruano	21
2.2.3 Equipos de medición.....	25
2.2.4 Programas computacionales.....	27
2.2.5 Sistemas de medición inteligente	30
2.2.6 Redes inteligentes (smart grid).....	38
2.2.7 Caso de aplicación de la propuesta de infraestructura de medición inteligente (AMI)	39
2.2.8 Entidades normativas y reguladoras en Perú	40
Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación	42
3.1 Descripción del proyecto utilizado como caso de aplicación	42
3.1.1 Objetivo	43

3.1.2	Justificación	43
3.1.3	Alcances y limitaciones	44
3.2	Ubicación geográfica y alcance operativo	44
3.3	Descripción del sistema eléctrico de la Red de Distribución Secundaria (RDS)	45
3.3.1	Características técnicas	45
3.4	Gestión de implementación del Proyecto Piloto AMI	45
3.4.1	Planificación del Proyecto	45
3.4.2	Componentes del AMI.....	47
3.4.3	Aspectos relevantes.....	86
3.4.4	Impactos esperados.....	87
3.5	Metodología	87
3.5.1	Evaluación de pérdidas	87
3.6	Desarrollo del Análisis.....	90
3.6.1	SED a estudiar.....	90
3.6.2	Técnicas de evaluación.....	91
3.6.3	Simulaciones mediante Flujo de Carga	101
3.7	Análisis Situacional	117
3.7.1	Situación Inicial (línea base, antes del proyecto).....	117
3.7.2	Situación con Proyecto (a partir del Proyecto Piloto AMI).....	119
3.8	Beneficios Identificados.....	124
3.8.1	Comparación de resultados	124
3.8.2	Reducción de costos operativos (COyM)	124
3.8.3	Costos adicionales de COyM	125
3.8.4	Mejora en la precisión de mediciones	125
3.8.5	Mejora en la gestión de pérdidas	125
3.9	Evaluación Económica.....	126
3.9.1	Considerandos.....	126
3.9.2	Indicadores Económicos	128

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados	129
4.1 Resultados	129
4.1.1 Comparación de resultados	129
4.1.2 Indicadores clave	130
4.1.3 Indicadores económicos.....	130
4.2 Estudios futuros	131
Conclusiones	132
Recomendaciones	136
Referencias bibliográficas	138
Anexos.....	143

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: <i>Características de la RDS de la SED YA-E00003.</i>	45
Tabla 2: <i>Unidades básicas del medidor – Parte 1.</i>	48
Tabla 3: <i>Unidades básicas del medidor – Parte 2.</i>	49
Tabla 4: <i>Unidades básicas del medidor – Parte 3.</i>	50
Tabla 5: <i>Unidades básicas del medidor – Parte 4.</i>	51
Tabla 6: <i>Unidades básicas del medidor – Parte 5.</i>	52
Tabla 7: <i>Datos almacenados en el medidor y periodo de almacenamiento.</i>	53
Tabla 8: <i>Especificaciones técnicas del concentrador de datos – Parte 1.</i>	54
Tabla 9: <i>Especificaciones técnicas del concentrador de datos – Parte 2.</i>	55
Tabla 10: <i>Especificaciones técnicas del concentrador de datos – Parte 3.</i>	56
Tabla 11: <i>Evaluación del dispositivo.</i>	59
Tabla 12: <i>Evaluación técnica del sistema.</i>	68
Tabla 13: <i>Datos almacenados en el SIMS – Parte 1.</i>	80
Tabla 14: <i>Datos almacenados en el SIMS – Parte 2.</i>	81
Tabla 15: <i>Evaluación técnica del sistema de gestión y operación.</i>	81
Tabla 16: <i>Evaluación técnica del sistema de seguridad de datos.</i>	83
Tabla 17: <i>Comparación con otras tecnologías.</i>	85
Tabla 18: <i>Datos almacenados en el SIMS.</i>	85
Tabla 19: <i>Microbalance de la SED YA-E0003 (SE3H) entre el Punto (1) y (2), noviembre 2024.</i>	92
Tabla 20: <i>Microbalance de la SED YA-E0003 (SE3H) entre punto (2) y (3), mes noviembre 2024.</i>	93
Tabla 21: <i>Microbalance de la SED YA-E00003 (SE3H) entre punto (1) y (3), mes noviembre 2024.</i>	94
Tabla 22: <i>% Pérdidas de energía promedio día, por mes de la SED YA-E0003 (SE3H).</i>	96

Tabla 23:	<i>Características de la RDS de la SED YA-E00003.</i>	99
Tabla 24:	<i>Registros de energía del mes de máxima demanda.</i>	100
Tabla 25:	<i>Determinación de factor de carga del mes.</i>	101
Tabla 26:	<i>Energía por Suministro de la SED YA-E00003 (S03H) – Parte 1.</i>	102
Tabla 27:	<i>Energía por Suministro de la SED YA-E00003 (S03H) – Parte 2.</i>	103
Tabla 28:	<i>Datos de parámetros eléctricos.</i>	104
Tabla 29:	<i>Resumen del Análisis de Demanda la SED YAE00003 (SE03H).</i>	105
Tabla 30:	<i>Resumen de datos de la SED YA-E00003 (SE03H) en HFP y HP del día de MD.</i>	105
Tabla 31:	<i>Datos de parámetros eléctricos de la SED.</i>	106
Tabla 32:	<i>Resultados de Simulación de Flujo de Carga SED YA-E0003 (S03H) – Hora Punta (HP).</i>	108
Tabla 33:	<i>Resultados de Simulación de Flujo de Carga SED YA-E0003 (S03H) – Hora Fuera de Punta (HFP).</i>	109
Tabla 34:	<i>Resultados de Simulación de Flujo de Carga SED YA-E0003 (S03H) – Hora Fuera de Punta (HFP), efecto capacitivo.</i>	110
Tabla 35:	<i>Estimación de pérdidas de energía, simulación comportamiento estándar.</i>	114
Tabla 36:	<i>Estimación de pérdidas de energía, simulación por efecto capacitivo.</i>	114
Tabla 37:	<i>Estimación de pérdidas de energía, pérdidas técnicas.</i>	114
Tabla 38:	<i>Balance de Energía SED.</i>	115
Tabla 39:	<i>% Pérdidas de energía promedio día, por mes de la SED YAE00003 (SE3H).</i>	117
Tabla 40:	<i>Resumen de Costos de OyM, antes del Proyecto Piloto AMI.</i>	119
Tabla 41:	<i>% Pérdidas de energía promedio día, por mes de la SED YAE00003 (SE3H).</i>	119
Tabla 42:	<i>Resumen de Costos de OyM, con el Proyecto Piloto AMI.</i>	122
Tabla 43:	<i>Resumen de Inversión del Proyecto Piloto AMI asociado a la SED YA-E00003.</i>	123

Tabla 44: *Resumen de Ingresos por el Proyecto Piloto AMI asociado a la SED YA-E00003.*
..... 123

Tabla 45: *Comparación de COyM, Sin Proyecto y con Proyecto, estimación ahorro anual.*
..... 125

Tabla 46: *COyM del Proyecto, estimación anual.*..... 125

Tabla 47: *Resumen de Costos de Inversión del Proyecto.* 127

Tabla 48: *Resumen de COyM del Proyecto.* 127

Tabla 49: *Resumen de Ahorros COYM del Proyecto.* 127

Tabla 50: *Resumen de Ingresos del Proyecto.*..... 127

Tabla 51: *Resumen de Evaluación Económica del Proyecto.* 128

Tabla 52: *Comparación de Resultados, noviembre 2022 vs. noviembre 2024.* 129

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: <i>Esquema de clasificación de pérdidas.</i>	8
Figura 2: <i>Esquema de ubicación de elementos en una red de distribución.</i>	9
Figura 3: <i>Cantidades de equipos de la propuesta AMI de Adinelsa VAD 2019-2023.</i>	15
Figura 4: <i>Diagrama de carga diario.</i>	18
Figura 5: <i>Etapas del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica.</i>	22
Figura 6: <i>Esquema de conexión de acometidas a usuarios.</i>	24
Figura 7: <i>Software ADDAX AMI.</i>	29
Figura 8: <i>Infraestructura del Sistema AMI.</i>	30
Figura 9: <i>Evolución del medidor inteligente.</i>	31
Figura 10: <i>Medidor tradicional e inteligente.</i>	33
Figura 11: <i>Ubicación del concentrador de datos.</i>	34
Figura 12: <i>Diagrama de los sistemas de información de una Smart Grid.</i>	39
Figura 13: <i>Evolución de las lecturas de energía.</i>	43
Figura 14: <i>Ubicación del SED YA-E00003 (Huantán).</i>	44
Figura 15: <i>Mantenimiento de redes de BT en la localidad de Huantán.</i>	46
Figura 16: <i>Cronograma del Proyecto Piloto AMI.</i>	47
Figura 17: <i>Modelos de medidores AMI implementados.</i>	48
Figura 18: <i>Concentrador de almacenamiento.</i>	54
Figura 19: <i>Acceso al Web Server del Concentrador de Datos de la SED 03 de Huantán.</i>	59
Figura 20: <i>Lista de Medidores del Concentrador de Datos de la SED 03 de Huantán...</i>	60
Figura 21: <i>Acceso al Web Server del Concentrador de Datos de la SED 03 de Huantán- Diagnóstico.</i>	60
Figura 22: <i>Arquitectura para la transmisión de datos.</i>	61
Figura 23: <i>Arquitectura de comunicación PLC PRIME.</i>	62
Figura 24: <i>Direccionamiento PLC PRIME.</i>	63
Figura 25: <i>Intercambio de datos.</i>	64
Figura 26: <i>Mecanismo de repetición.</i>	66

Figura 27: Visualización de los medidores AMI en Centro de Control de Adinelsa.	69
Figura 28: Inicio de sesión en el cliente SIMS, ADDAX AMI.	70
Figura 29: Opciones generales de transmisión.	70
Figura 30: Registro del concentrador.	71
Figura 31: Registro del IPV4.	72
Figura 32: Gestión de medidores.	73
Figura 33: Gestión de lectura.	73
Figura 34: Lectura por demanda de registros.	74
Figura 35: Lectura por demanda de eventos y perfiles de carga.	75
Figura 36: Configuración del medidor.	76
Figura 37: Visualización gráfica.	76
Figura 38: Parámetros de recolección de datos.	77
Figura 39: Reportes automáticos.	78
Figura 40: Gestión de tareas programadas.	78
Figura 41: Gestión de cortes y reconexiones.	79
Figura 42: Esquema Típico de los procesos en la Gestión de Evaluación de Pérdidas de Energía.	89
Figura 43: Diagrama unifilar de la SED YA-E00003 (S03H).	90
Figura 44: Diagrama de Sankey de la SED YA-E00003 (S03H).	92
Figura 45: Evolución del porcentaje de pérdidas de la SED YA-E00003 (S03H).	95
Figura 46: Evolución del porcentaje de pérdidas de energía diario de la SED YA-E00003 (S03H) para el año 2024.	97
Figura 47: Máxima demanda mensual de la SED YA-E00003 (S03H) para el año 2024.	98
Figura 48: Determinación del día de máxima demanda por mes, año 2024.	98
Figura 49: Diagrama de carga mensual de la SED YA-E00003 (S03H), mes noviembre 2024, potencia activa del totalizador y AP.	99
Figura 50: Diagrama de carga diario del 06.11.2024.	100
Figura 51: Esquema del proceso de información a seguir para realizar simulación de flujo de carga.	101
Figura 52: Diagrama de carga diario del día de máxima demanda.	104

Figura 53: <i>Extractos de la ventana Load Allocation del Software CymDIST.</i>	107
Figura 54: <i>Extractos de la ventana Meter Demand del Software CymDIST.</i>	107
Figura 55: <i>Flujo de carga en HP. Datos de caída de tensión en la cabecera de SED.</i> 111	
Figura 56: <i>Flujo de carga en HP. Datos de caída de tensión en la cola de circuito de SED.</i>	111
Figura 57: <i>Flujo de carga en HFP. Datos de caída de tensión en la cabecera de SED.</i>	112
Figura 58: <i>Leyenda de caída de tensión.</i>	112
Figura 59: <i>Comparativa % de pérdidas totales y pérdidas técnicas.</i>	115
Figura 60: <i>Estimación de Pérdidas Técnicas y No Técnicas de energía.</i>	116
Figura 61: <i>% de Pérdidas de energía promedio por día, por mes, año 2022 (antes del Proyecto Piloto AMI).</i>	117
Figura 62: <i>% de Pérdidas de energía promedio por día, por mes, año 2023 y 2024 (con el Proyecto Piloto AMI).</i>	120
Figura 63: <i>Evolución del porcentaje de pérdidas de la SED YA-E00003 (S03H).</i>	124

Introducción

La gestión eficiente de la energía eléctrica se ha convertido en una prioridad global debido al aumento en la demanda, los altos costos de generación y distribución, y la necesidad de reducir las emisiones de carbono. Uno de los mayores desafíos en los sistemas de distribución eléctrica es el control de las pérdidas de energía, tanto técnicas como no técnicas. Estas pérdidas representan no solo un impacto financiero significativo para las empresas distribuidoras, sino también una disminución de la eficiencia operativa y de la calidad del servicio brindado a los usuarios.

En este contexto, los sistemas de medición avanzada (Advanced Metering Infrastructure, AMI) emergen como una solución tecnológica clave para abordar estos problemas. Los AMI integran medidores inteligentes con capacidades de comunicación bidireccional y sistemas de gestión de datos que permiten monitorear y analizar en tiempo real el consumo eléctrico. Esto facilita la identificación de pérdidas, la detección de fraudes y el diseño de estrategias para mitigar estas situaciones.

Los AMI constituyen un avance significativo en el sector eléctrico, ofreciendo una plataforma que combina tecnologías de la información, telecomunicaciones y gestión de datos energéticos. Al implementar estos sistemas, las empresas distribuidoras pueden optimizar sus operaciones mediante:

- **Monitoreo en Tiempo Real:** los AMI permiten un seguimiento constante del flujo de energía, identificando potenciales puntos de pérdida y desviaciones en el consumo esperado.
- **Análisis de Datos Avanzados:** la integración con analítica de datos, sistemas de inteligencia artificial y aprendizaje automático permite predecir patrones de consumo y detectar posibles anomalías, como fraudes o conexiones ilegales.

- Reducción de Pérdidas No Técnicas: Gracias a la precisión de los datos registrados por los medidores inteligentes, se minimizan errores de facturación y se mejora la transparencia en la relación con los usuarios finales.
- Mejora en la Eficiencia Operativa: La automatización de procesos administrativos y técnicos permite a las empresas centrarse en la mejora continua de su infraestructura.

Este estudio tiene como objetivo analizar el impacto de la implementación de AMI en la reducción de pérdidas de energía en sistemas de distribución secundaria. Se busca establecer un marco conceptual y práctico que permita a las empresas distribuidoras adoptar tecnologías avanzadas para maximizar la eficiencia y sostenibilidad de sus operaciones.

Organización del Documento, el presente documento está estructurado en los siguientes capítulos:

- Introducción: Presenta el contexto general, el enfoque en los AMI y la gestión de pérdidas, y los objetivos del estudio.
- Generalidades: Describe el problema de investigación, los objetivos específicos y antecedentes relevantes.
- Marco Teórico y Conceptual: Proporciona los fundamentos teóricos y conceptuales que sustentan la investigación.
- Metodología: Detalla los métodos y herramientas empleados para el desarrollo del estudio.
- Resultados y Discusión: Analiza los hallazgos obtenidos y su implicancia para el sector eléctrico.
- Conclusiones y Recomendaciones: Resume los principales aportes del estudio y ofrece lineamientos para investigaciones futuras.

Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

1.1 Generalidades

La gestión eficiente de la energía es un desafío crítico en los sistemas de distribución eléctrica. Las pérdidas de energía se refieren a la diferencia entre la energía generada y la energía que finalmente es consumida por los usuarios finales. Estas pérdidas pueden ser técnicas, debido a la resistencia de los conductores y otros componentes del sistema, o no técnicas, causadas por factores como el robo de energía, errores en la medición, entre otros.

La implementación de medidores inteligentes en los sistemas de distribución se presenta como una solución innovadora para reducir estas pérdidas. Los medidores inteligentes permiten una medición precisa y en tiempo real del consumo de energía, facilitando la detección de anomalías y el monitoreo continuo del sistema. Además, estos dispositivos pueden integrarse en redes inteligentes (smart grids), que optimizan la gestión de la energía y mejoran la eficiencia operativa del sistema eléctrico.

1.2 Descripción del problema de investigación

El sistema de distribución eléctrica enfrenta desafíos constantes relacionados con las pérdidas de energía. La falta de un sistema de medición confiable y en tiempo real dificulta la identificación y solución de estas irregularidades. Sin una medición precisa y continua del consumo de energía, es complicado detectar anomalías y tomar medidas correctivas oportunas. Esto no solo impacta negativamente en los ingresos de las empresas distribuidoras, sino que también afecta la calidad del servicio ofrecido a los usuarios y disminuye su confianza en el sistema eléctrico.

En ese sentido, como caso de aplicación, se estudia a la empresa Adinelsa que ha implementado un proyecto piloto al que denominaremos “Proyecto Piloto AMI”, el cual consistió en la implementación de medidores inteligentes AMI en la gestión de pérdidas de

energía, y para esta investigación en específico, se analiza su alcance en la subestación eléctrica de distribución (SED) N° YA-E00003.

1.3 Objetivos del estudio

Evaluar el control de pérdidas de energía mediante la implementación de un sistema de medición inteligente en una red de distribución secundaria, tomando como caso de aplicación, el Proyecto Piloto AMI en la subestación (SED) N° YA-E00003 de la empresa Adinelsa. Este proyecto buscó mejorar la precisión en la medición y monitoreo del consumo eléctrico. Además, se analizará su impacto en la gestión de pérdidas de energía, eficiencia operativa y la aplicación de analítica de datos para la toma de decisiones.

1.3.1 Objetivos específicos

- Objetivo específico 1: Identificar las principales fuentes de pérdidas de energía en las redes de distribución eléctrica, aplicado para la SED N° YA-E00003 como parte del Proyecto Piloto AMI, diferenciando entre pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.
- Objetivo específico 2: Describir el proceso de implementación del Proyecto Piloto AMI en la SED N° YA-E00003, detallando las gestiones de compra, selección de tecnología, características técnicas, instalación e integración de los medidores inteligentes en el sistema de monitoreo.
- Objetivo específico 3: Analizar el funcionamiento y las características técnicas de los medidores inteligentes AMI, identificando sus ventajas en la gestión de energía y reducción de pérdidas.
- Objetivo específico 4: Aplicar técnicas de análisis de datos (analítica de datos) a la información recopilada por los medidores inteligentes implementados en la SED N° YA-E00003, con el objetivo de validar la coherencia de los registros, detectar consumos anómalos y generar reportes utilizando herramientas como Power BI.
- Objetivo específico 5: Realizar el seguimiento, monitoreo y control de las pérdidas de energía, mediante el diagnóstico de la red de distribución de la SED N° YA-E00003

antes y después de la implementación de los medidores inteligentes, empleando un modelo de balance de energía. Asimismo, estimar las pérdidas técnicas mediante el uso de herramientas como CYMDIST.

- Objetivo específico 6: Evaluar el impacto de los medidores inteligentes en la eficiencia operativa de la SED N° YA-E00003, considerando indicadores clave como la reducción de pérdidas de energía, ahorros en los costos de operación y mantenimiento, la reducción de tiempos de revisión y validación, la mejora en la detección de fraudes y la optimización del mantenimiento de la red, entre otros.
- Objetivo específico 7: Comparar los indicadores técnicos de la red antes y después del Proyecto Piloto AMI, incluyendo pérdidas de energía y costos de operación y mantenimiento, con la información disponible.
- Objetivo específico 8: Determinar los beneficios económicos derivados del Proyecto Piloto AMI en la SED N° YA-E00003, considerando indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (Payback - PB).

1.4 Antecedentes investigativos

El control de pérdidas de energía en los sistemas de distribución eléctrica ha sido objeto de numerosos estudios e investigaciones. La creciente demanda de energía y la necesidad de mejorar la eficiencia operativa han impulsado a las empresas distribuidoras a buscar soluciones innovadoras para minimizar las pérdidas de energía.

Uno de los enfoques más destacados en la literatura es la implementación de sistemas de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés). Diversos estudios han demostrado que la adopción de medidores inteligentes puede reducir significativamente las pérdidas no técnicas, como el fraude y los errores de medición.

Por ejemplo, la investigación realizada por (Coronel, 2011) muestra el estudio para la implementación de un Sistema de Medición Avanzada en la Empresa Eléctrica Regional

Centro Sur S.A en Ecuador. Este estudio destaca los beneficios de los medidores inteligentes en la reducción de pérdidas de energía y la mejora de la eficiencia operativa.

Además, estudios recientes de (Arteaga, 2023) muestran la integración de un sistema de medición avanzada (AMI) basado en la tecnología PLC (Power Line Communication) con la Sub-Estación Eléctrica Parque Industrial de la ciudad de Tacna en Perú. Este estudio resalta cómo la tecnología PLC puede mejorar la precisión de las mediciones y facilitar la gestión de la energía en tiempo real.

En resumen, los antecedentes investigativos muestran que la implementación de medidores inteligentes es una estrategia efectiva para reducir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución eléctrica. La evidencia empírica y los estudios de caso en diferentes países respaldan la viabilidad y los beneficios de esta tecnología, lo que justifica su adopción en el contexto peruano.

Capítulo II. Marco teórico y conceptual

El presente capítulo desarrolla los fundamentos teóricos y conceptuales necesarios para entender la importancia y problemática de las pérdidas de energía eléctrica y las estrategias tecnológicas orientadas a su gestión como la implementación de medidores inteligentes (AMI por sus siglas en inglés). Este marco proporciona una base sólida para justificar el uso de tecnologías avanzadas, así como para comprender las implicancias normativas, operativas y técnicas involucradas en este proceso.

2.1 Marco teórico

2.1.1 Control de pérdidas en sistemas de distribución

El control de pérdidas en los sistemas de distribución eléctrica es un desafío fundamental para las empresas distribuidoras de energía, particularmente en zonas rurales donde las condiciones operativas pueden incrementar las pérdidas. Estas se clasifican en dos tipos principales: técnicas (intrínsecas) y no técnicas (extrínsecas).

2.1.1.1 Pérdidas técnicas en sistemas de distribución. Las pérdidas técnicas se deben a la energía consumida por los equipos y componentes electromecánicos para su funcionamiento respectivo, relacionados al proceso de distribución de energía eléctrica que no es facturada. Estas pérdidas están asociadas la pérdida de corriente eléctrica durante la circulación de energía por medio de conductores, transformadores y otros equipos del sistema de distribución (efecto Joule). El porcentaje de pérdidas de energía eléctrica de un sistema eléctrico de distribución es reflejo del estado de la red, lo que depende básicamente del grado de optimización de la estructura del sistema eléctrico, estado de obsolescencia y el tipo de componentes con los que se cuenta (equipos, conductores, etc.), y de las políticas de operación y mantenimiento ligados a la empresa concesionaria. Las pérdidas técnicas, de acuerdo con la revisión bibliográfica (Cañari & Bacon, 2023) se pueden clasificar en:

- **Pérdidas en Redes Primarias.** Incluyen las pérdidas por efecto Joule, las cuales aumentan con el cuadrado de la corriente que circula por los conductores y dependen de factores como la sección transversal del conductor, la distancia entre la fuente y el consumo, y la calidad del material conductor.
- **Pérdidas en Transformadores de Distribución.** Comprenden:
 - Pérdidas en el cobre: Derivadas de la resistencia de los devanados al paso de corriente.
 - Pérdidas en el Hierro: corresponden a las Pérdidas por corrientes parásitas o de Foucault, generadas por la inducción de corrientes en el núcleo del transformador y pérdidas por histéresis, causadas por la magnetización cíclica del núcleo del transformador.
- **Pérdidas en Redes Secundarias.** Asociadas al transporte de energía desde los transformadores hasta los usuarios finales, en las redes de baja tensión (BT).

- **Pérdidas en Alumbrado Público.** Pérdidas de energía en las redes del sistema de iluminación de calles y avenidas, incluida la que se pierde por diseño u operación ineficiente.
- **Pérdidas en Acometidas.** Pérdidas por resistencias en los cables de conexión entre el punto de entrega y el usuario final.
- **Pérdidas en Medidores.** Pérdidas intrínsecas al funcionamiento de los equipos de medición, aunque suelen ser menores.
- **Efectos inductivos y capacitivos:** En sistemas de distribución, la reactancia de las líneas introduce pérdidas adicionales debido al desbalance entre potencias activa y reactiva, afectando tanto la eficiencia como la calidad del suministro.

2.1.1.2 Pérdidas no técnicas en sistemas de distribución. Las pérdidas no técnicas surgen de factores externos al diseño y operación del sistema eléctrico (extrínsecos). Estas pueden representar una proporción significativa del total de pérdidas, especialmente en zonas rurales o con alta incidencia de conexiones irregulares. También son denominadas pérdidas comerciales y sus principales causas son:

- **Fallas o daños en los Sistemas de Medición.** Uso de medidores obsoletos o mal calibrados que registran consumos incorrectos.
- **Fallas administrativas:** Las fallas administrativas se producen por errores en la gestión de la información, procesos de facturación defectuosos y la falta de actualización de los registros de clientes. Ejemplos de estas fallas incluyen:
 - Errores en la lectura y registro de medidores.
 - Cálculos incorrectos de facturación.
 - Procesos ineficientes para actualizar datos de nuevos clientes o retiros del servicio.

- Ineficiencia en los sistemas de control

Para reducir estas pérdidas, es necesario implementar sistemas de gestión automatizados, auditorías periódicas y capacitación del personal administrativo.

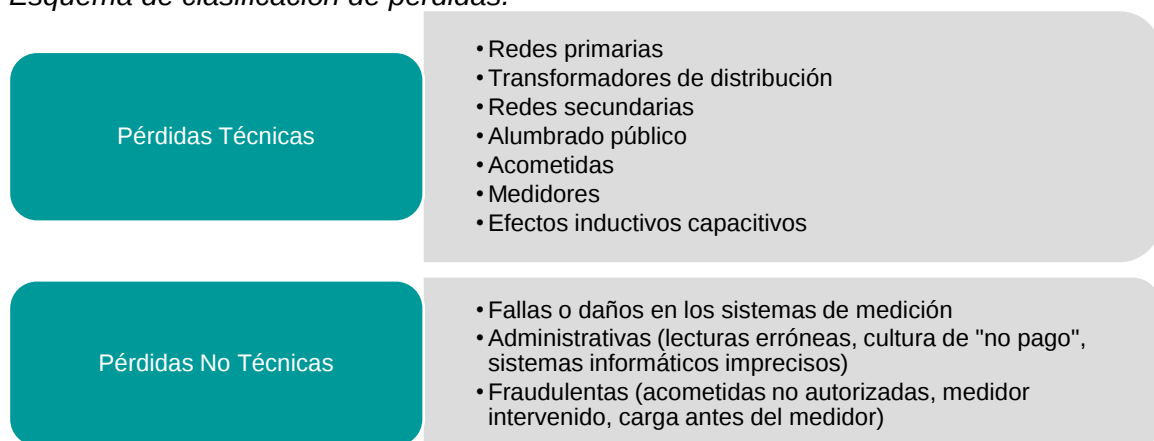
- **Fraude y hurto:** El fraude y el hurto constituyen una de las principales fuentes de pérdidas no técnicas y se manifiestan en diversas formas, como conexiones ilegales a la red eléctrica, manipulación de medidores para registrar consumos menores y el uso de energía sin contrato.

La detección y mitigación del fraude requiere un enfoque integral, que incluye:

- Instalación de medidores inteligentes para detectar anomalías en tiempo real.
- Campañas de sensibilización comunitaria sobre el impacto negativo del hurto de energía.
- Colaboración con las autoridades para sancionar prácticas ilegales.

Figura 1

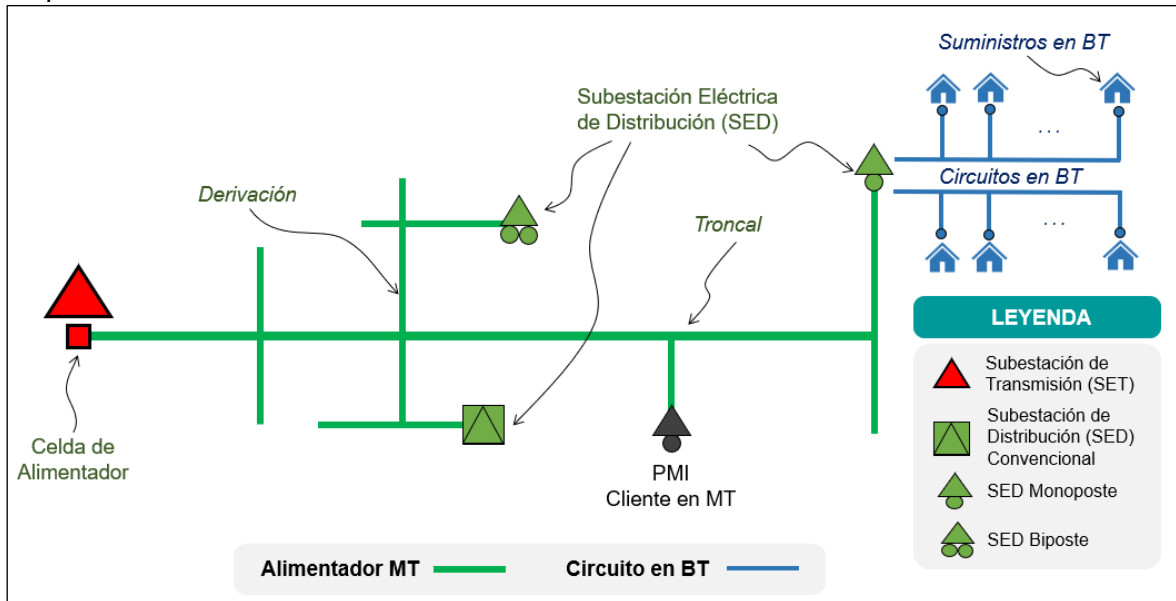
Esquema de clasificación de pérdidas.



Nota: Elaboración propia, adaptado de (Cañari & Bacon, 2023).

Figura 2

Esquema de ubicación de elementos en una red de distribución.



Nota: Elaboración propia.

2.1.2 Balance de energía y gestión de pérdidas

El balance de energía en un sistema de distribución eléctrica es una herramienta estratégica que permite determinar cómo se distribuye la energía desde el punto de inyección hasta el consumo final, identificando con precisión las pérdidas en cada etapa del sistema. Este análisis no solo es fundamental para mejorar la eficiencia operativa, sino que también proporciona insumos clave para la planificación y toma de decisiones en las empresas de distribución.

Una herramienta ampliamente utilizada para visualizar este balance es el **Diagrama de Sankey**, que permite representar gráficamente el flujo de energía, destacando las magnitudes de las pérdidas técnicas y no técnicas en cada etapa del sistema. Este enfoque facilita la identificación de puntos críticos y la priorización de medidas correctivas.

- **Pérdidas Técnicas:** estas pérdidas son estimadas mediante simulación de softwares especializados o mediciones en vacío.

- **Pérdidas No Técnicas:** estos valores son determinadas mediante la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas.

$$Pérdidas\ No\ Técnicas = Pérdidas\ Totales - Pérdidas\ Técnicas \quad (1)$$

En el Capítulo III se tomará con caso de aplicación de la propuesta de implementar AMI a la empresa Adinelsa, en la cual se aplica un balance de energía a la SED del Proyecto Piloto.

2.1.2.1 Gestión de pérdidas. La gestión de pérdidas implica el diseño e implementación de estrategias para minimizar tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas. A continuación, se presentan los enfoques principales:

A. Reducción de Pérdidas Técnicas. Las pérdidas técnicas son inevitables en su totalidad, pero pueden reducirse mediante intervenciones técnicas, tales como:

- **Reconduccionamiento de líneas (rehabilitación o modernización de redes):** Sustitución de conductores por otros de mayor capacidad o mejor tecnología para disminuir el efecto Joule.
- **Optimización de la carga en transformadores:** Implementación de transformadores de menor relación vacío-carga para mejorar su eficiencia. Implementación de Plan de Rotación de Transformadores para optimizar su cargabilidad.
- **Balanceo de cargas:** Redistribución de la demanda para reducir desequilibrios en el sistema trifásico.
- **Planificación de las redes: mejoras en la topología y nivel de tensión,** cambio en la configuración de las redes para una mejor distribución y también la evaluación de cambio de nivel de tensión. Asimismo, se pueden planificar nuevos centros de despacho para acortar las longitudes de las redes.

B. Mitigación de Pérdidas No Técnicas. Las pérdidas no técnicas pueden reducirse mediante la implementación de:

- **Implementación de medidores inteligentes:** Permiten un monitoreo en tiempo real del consumo y detección de irregularidades.
- **Programas de regularización de usuarios:** Formalización de conexiones irregulares y actualización del registro de clientes.
- **Sistemas de monitoreo y análisis de datos:** Uso de software avanzado como GIS o Cloud ADDAX AMI SIMS, software de simulación de flujo de carga como DisSILENT o CymDIST para detectar patrones de fraude o manipulación de medidores.
- **Campañas de concientización:** Educación a los usuarios sobre el impacto negativo del hurto de energía en la sostenibilidad del sistema.

La gestión de pérdidas no técnicas tiene un ámbito de gestión complejo, debido a que se trata con los usuarios finales y en algunos casos no es rentable técnica ni económicamente una mayor reducción de dichas pérdidas.

2.1.2.2 Metodologías para la estimación de pérdidas de energía. Entre las metodologías más utilizadas en la gestión de pérdidas se encuentran:

- **Fórmula de Buller Woodrow:** Método matemático que estima las pérdidas técnicas de energía en función de las pérdidas de potencia de la carga conectada en máxima demanda y el factor de carga. Se muestran las fórmulas de cálculo según lo recopilado y adaptado de (Estudios Energéticos Consultores, 2020):

$$P_e = P_p * FCP * t \quad (2)$$

$$FCP = \alpha * FC + (1 - \alpha) * FC^2 \quad (3)$$

Donde:

- P_e : Pérdidas de energía (kW.h)

- P_p : Pérdidas de potencia en la máxima demanda (kW)
- t : tiempo (h)
- FCP = Factor de Carga de Pérdidas
- α = Parámetro (usualmente se emplea 0,3)
- FC = Factor de carga del sistema
- **Análisis basado en mediciones inteligentes:** Los sistemas de medición avanzada (AMI) ofrecen una visión granular del consumo, permitiendo una evaluación precisa de las pérdidas no técnicas mediante algoritmos de detección de anomalías.

La implementación de un balance de energía combinado con tecnologías avanzadas de medición no solo mejora la eficiencia operativa, sino que también fortalece la sostenibilidad financiera y ambiental del sistema de distribución. En el caso de Adinelsa, la gestión efectiva de pérdidas es clave para garantizar un suministro confiable en zonas rurales, promoviendo el desarrollo económico y social en las comunidades atendidas.

2.1.3 Base Normativa

La distribución eléctrica en Perú es un negocio regulado, tanto operativamente como en ingresos. La regulación de tarifas de distribución eléctrica se realiza bajo la determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD) que corresponde a un estudio que aprueba el organismo regulador (Osinergmin) y se realiza cada cuatro años.

A continuación, se listan el principal marco normativo asociado a la distribución eléctrica y se detallan algunos aspectos importantes:

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y sus modificatorias.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y sus modificatorias.

- Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y sus modificatorias.
- Decreto Supremo N° 028-2021-EM, Decreto Supremo que aprueba disposiciones modificatorias relacionadas a la implementación de los Sistemas de Medición Inteligente (SMI) y otras disposiciones.
- Resoluciones de Fijación del VAD.
- Resolución Osinergmin N° 238-2022-OS/CD, Aprueban “Lineamientos, indicadores y metodología para la fiscalización del cumplimiento de la ejecución de los proyectos piloto de Sistema de Medición Inteligente – SMI.

2.1.4 Fijación del VAD y Cargo SMI

El proceso regulatorio para la fijación de las tarifas de distribución se denomina Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) el cual se realiza cada cuatro años y está a cargo del OSINERGMIN.

Para determinar los cargos tarifarios correspondientes al VAD, se realiza el estudio de costos del VAD, que consiste en el diseño de una empresa modelo eficiente que operaría de manera eficiente en la zona de estudio, esta empresa ficticia atendería de la manera más eficiente la demanda, optimizando las inversiones y los costos de operación y mantenimiento. Con este estudio, se determinan las inversiones, costos de operación y mantenimiento eficientes que van a ser remunerados por los clientes conectados a la red.

La tarifa de distribución considera los costos asociados al usuario, independiente del consumo de energía o potencia, las pérdidas estándar de energía y potencia en distribución y los costos de inversión, operación y mantenimiento. La última fijación de la tarifa de las empresas distribuidoras se realizó del VAD 2023 – 2027 (Osinergmin, 2023).

La página de este último proceso regulatorio se encuentra en la página web de Osinergmin² del cual se extrajeron los valores relevantes para la evaluación de la implementación del Proyecto Piloto AMI.

Adicionalmente, conforme lo estableció el Decreto Supremo N° 018-2016-EM y el Decreto Supremo N° 028-2021-EM, que modificó el Reglamento de Concesiones Eléctricas DS N° 009-93-EM, conforme a las disposiciones del Decreto Legislativo N° 1221 que modificó la Ley N° 28832. Se dispuso que las Empresas de Distribución Eléctrica (EDE) podrán instalar suministros con sistemas de medición inteligente, y que dichos costos de inversión y de operación y mantenimiento serán agregados al VAD mediante un cargo adicional, denominado Cargo Adicional por Implementación de Sistemas de Medición Inteligente (CISMI), tal como se menciona:

“Artículo 163.- (...)

Las EDE's podrán instalar suministros con Sistemas de Medición Inteligente, calificados como tal por OSINERGMIN. La propiedad de dichas instalaciones será de la EDE, y los respectivos costos de inversión, operación y mantenimiento de la conexión eléctrica formarán parte del Sistema Eléctrico de Distribución y considerados en el VAD (...). Fuente (MINEM, 2016) y (MINEM, 2021).

En la fijación tarifaria del VAD 2023 – 2027, aprobada mediante resolución Osinergmin N° 187-2023-OS/CD y modificatorias, se fijaron las tarifas de distribución de diversas empresas de distribución. Asimismo, mediante resolución Osinergmin N° 168-2019-OS/CD y sus informes técnicos³, en la regulación VAD 2019 - 2023 se aprobó el Cargo Adicional por Implementación de Sistemas de Medición Inteligente (CISMI) (Osinergmin, 2019) y como ejemplo para la empresa Adinelsa, se aprobó para la

² Página web de Osinergmin con los procesos regulatorios VAD: <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad>

³ <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Informe-Tecnico-503-2019-GRT.pdf>

implementación en un total de 648 medidores inteligentes, tal como se indica en la siguiente figura que muestra el extracto del Anexo 4 de la Resolución N° 168-2019-OS/CD.

Figura 3

Cantidades de equipos de la propuesta AMI de Adinelsa VAD 2019-2023.

El cálculo monto del CAPEX por medidor se muestra en el siguiente cuadro:			
Descripción	Cantidad	Costo Unitario US\$	Sub Total US\$
Costo del Servicio de Implementación y Costo de Plataforma de Gestión (Proyecto Piloto)	1	80 000	80 000
Medidores	648	110	71 280
Concentradores	4	900	3 600
TOTAL			154 880
CAPEX por Medidor			239.01

Nota: Extracto del Anexo 4 de la resolución Osinergmin N° 168-2019-OS/CD (Osinergmin, 2019).

En ese sentido, el marco normativo establece los lineamiento, disposiciones y obligaciones con relación a la implementación de Sistemas de Medición Inteligente (SMI) o AMI. Por lo tanto, las empresas de distribución que hayan propuesto y tengan aprobadas tarifas asociadas a estos proyectos, tienen el derecho y la obligación de implementar dichos proyectos piloto para la instalación de tecnologías AMI en los usuarios finales. En el Anexo 1, se adjuntan las resoluciones tarifarias de los procesos de fijación del VAD 2019-2023 y VAD 2023-2027.

2.2 Marco conceptual

2.2.1 Conceptos fundamentales usados en el control de pérdidas de energía⁴

2.2.1.1 Energía Activa. Es la energía eléctrica útil, se mide en kW.h (kilowatts hora) por el medidor, se utiliza para hacer funcionar los equipos eléctricos.

2.2.1.2 Energía Reactiva. Es la energía que necesitan los aparatos eléctricos que necesitan crear campos magnéticos y eléctricos para funcionar, se mide en kVAr.h (kilovolt ampere reactivo hora) por el medidor.

2.2.1.3 Potencia Activa. La Potencia Activa o Potencia Real (representada por la letra P) es la potencia útil, es decir, es la capacidad de desarrollar trabajo mecánico o realizar una acción. Se mide en vatios o watts (W). Se define como la intensidad de corriente (I) por la tensión (V):

$$P = V * I \quad (4)$$

⁴ Ramírez Castaño, S. (2004). Redes de Distribución de Energía (3.^a ed.). Centro de Publicaciones de la Universidad Nacional de Colombia.

2.2.1.4 Potencia Reactiva. La potencia reactiva es la potencia que necesitan las bobinas para establecer campos magnéticos en aparatos como transformadores, motores y maquinaria industrial y que contengan bobinas para su funcionamiento. Se representa por la letra Q y se mide en voltiamperios reactivos (VAR). Aunque no es una potencia útil, sí se transporta a través de las redes de distribución. Esto reduce la capacidad para transportar potencia activa, que es la necesaria para el funcionamiento de los equipos y aparatos eléctricos.

2.2.1.5 Densidad de carga. Se expresa como la relación entre la potencia instalada total de una región o área y la superficie geográfica que dicha área abarca. En términos prácticos, mide la concentración de la carga eléctrica en un área específica y se expresa generalmente en **kW/km²** o **kVA/km²**.

$$Densidad\ de\ carga = \frac{Potencia\ Instalada}{Área\ de\ la\ zona} \frac{kVA}{km^2} \quad \text{ó} \quad \frac{kW}{km^2} \quad (5)$$

2.2.1.6 Potencia instalada (PI). Se define como la suma total de las potencias nominales de todas las cargas conectadas a un sistema eléctrico o a una parte de este. Esta se expresa comúnmente en unidades como kVA, MVA, kW o MW.

$$PI = \sum Potencias\ nominales\ de\ las\ cargas \quad (6)$$

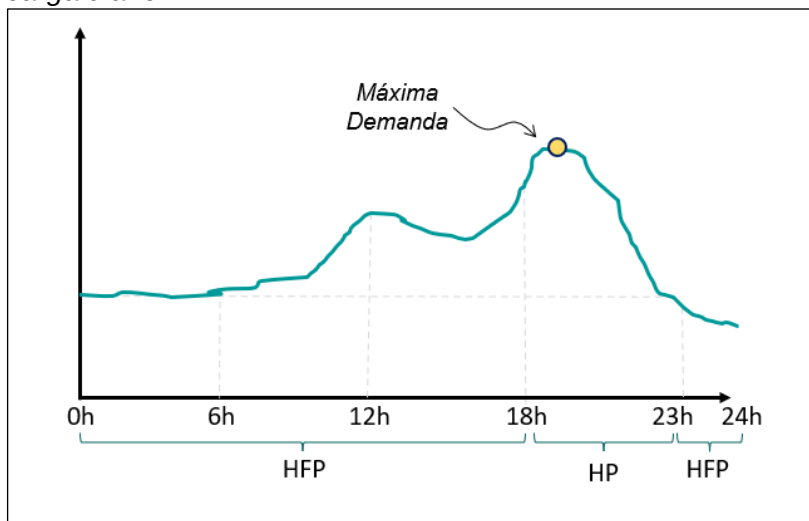
2.2.1.7 Demanda $D_{(t)}$. La demanda es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en un momento dado y que varía con el tiempo. La demanda se expresa en kVA, kW, kVAR, amperios, entre otros.

2.2.1.8 Máxima demanda D_M . También conocida como demanda máxima, se refiere a la carga más alta registrada en un sistema durante un período de trabajo establecido. Usualmente, es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y las mayores pérdidas de potencia, se mide generalmente en kW o kVAR.

2.2.1.9 Curva de carga diaria. La curva de carga diaria se dibuja considerando el día de mayor carga dentro de un período estadístico.

Figura 4

Diagrama de carga diario.



Nota: Elaboración propia.

2.2.1.10 Factor de utilización. El factor de utilización mide la relación entre la demanda máxima y la potencia instalada del sistema en un intervalo de tiempo dado.

$$F_U = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Potencia Instalada}} = \frac{D_M}{PI} \quad (7)$$

2.2.1.11 Factor de potencia ($\cos f$). El factor de potencia es la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA). Un alto factor de potencia significa que hay una alta presencia de potencia activa y baja potencia reactiva. Por el contrario un bajo factor de potencia, significa que hay una alta presencia de potencia reactiva, y por ende impacta en las pérdidas de energía activa en las redes.

$$\cos f = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Aparente}} \quad (8)$$

2.2.1.12 Factor de carga. El factor de carga es la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima en un intervalo de tiempo específico.

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Demanda Máxima}} \quad (9)$$

Un valor alto (cercano a 1) indica poca variación en la carga, mientras que un valor bajo muestra fluctuaciones significativas.

2.2.1.13 Factor de pérdidas. El factor de pérdidas es el porcentaje de tiempo que una carga pico requiere para producir pérdidas equivalentes a las generadas por las cargas reales en un intervalo de tiempo.

$$\text{Factor de pérdidas} = \frac{\text{Demanda Promedio}^2}{\text{Demanda Pico}^2} \times 100 \quad (10)$$

2.2.1.14 Pérdida de potencia y energía. Las pérdidas de potencia y energía son proporcionales al cuadrado de las corrientes de carga (I^2).

Fórmula:

$$\text{Pérdida Potencia (1f)} = I_f^2 \cdot R \quad (11)$$

$$\text{Pérdida Potencia (3f)} = 3 \cdot I_f^2 \cdot R \quad (12)$$

Donde:

- I_f = Corriente de fase

- R = Resistencia
- 1f: sistema eléctrico monofásico
- 3f: sistema eléctrico trifásico
- Durante períodos pico, se evalúan tanto las pérdidas de potencia como de energía.
- El porcentaje de pérdidas de energía puede calcularse dividiendo las pérdidas de energía entre la energía suministrada al sistema.

2.2.1.15 Porcentaje de pérdidas de energía. Es el porcentaje que representa la relación entre las pérdidas de energía ocurridas en un sistema eléctrico (kW.h de pérdidas) y la energía total suministrada al sistema en un período determinado.

$$\% \text{ Pérdidas de energía} = \frac{\text{Pérdidas de energía}}{\text{Energía total suministrada a un sistema}} \times 100 \quad (13)$$

Es importante analizar no solamente los kW.h o pérdidas de energía sino también los kW o pérdidas de potencia durante los períodos pico.

2.2.1.16 Índice sectorizado de pérdidas. Es el porcentaje de energía perdida respecto a la energía suministrada a una zona o sector específico.

$$\text{Índice Sectorizado de Pérdidas} = \frac{\text{Pérdida de energía zona}_k}{\text{Energía suministrada zona}_k} \quad (14)$$

2.2.1.17 Balance energético. El balance de energía permite analizar el uso de la energía en un sistema eléctrico, identificando pérdidas y consumos. Para una subestación de distribución, se denomina usualmente al balance de energía como microbalance.

$$E_S = E_R + E_{AP} + E_{Ptot} \quad (15)$$

$$E_{Ptot} = E_{PT} + E_{PNT} \quad (16)$$

Donde:

- E_S = Energía Suministrada

- E_R = Energía Registrada
- E_{AP} = Energía Consumida de Alumbrado Público
- $E_{P_{tot}}$ = Energía de Pérdidas Totales
- E_{PT} = Energía de Pérdidas Técnicas
- E_{PNT} = Energía de Pérdidas No Técnicas

2.2.2 Sistema Eléctrico Peruano

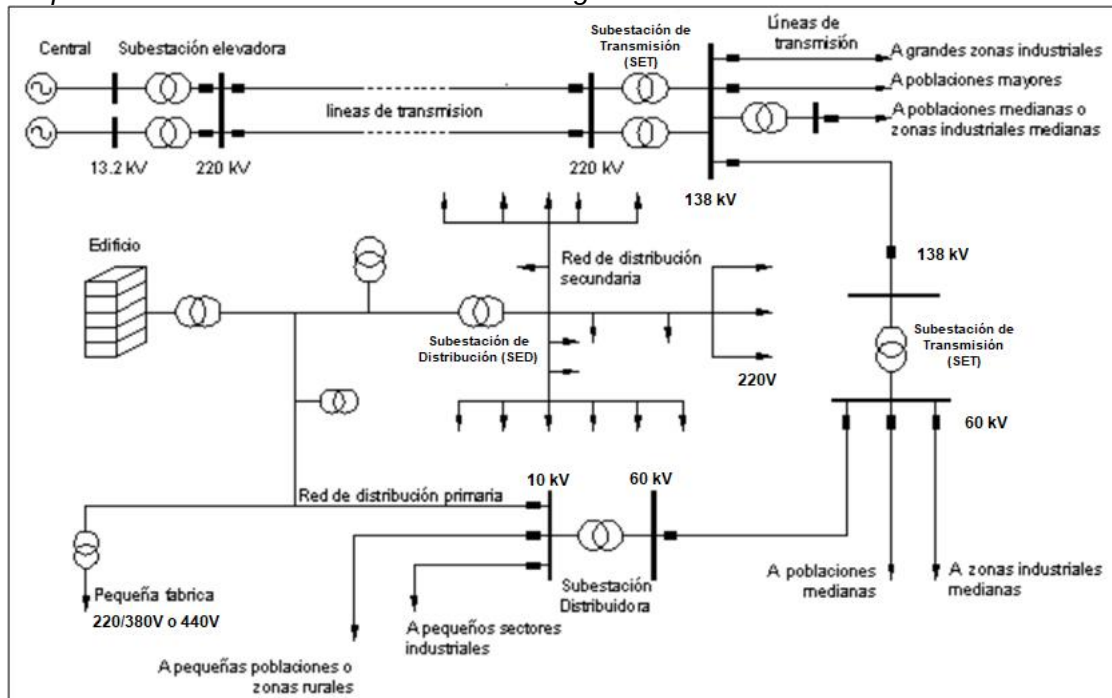
A continuación, se describe el esquema de las redes eléctrica según su nivel tensión y operación de acuerdo con el marco normativo peruano. La actividad de distribución eléctrica tiene la función de llevar el suministro de energía eléctrica desde el sistema de transmisión, típicamente de ámbito nacional, hacia cada uno de los usuarios finales del servicio eléctrico, a través de la red de distribución, cuyo ámbito es regional y local.

El proceso regulatorio para la fijación de las tarifas de distribución se denomina Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) el cual se realiza cada cuatro años y está a cargo del OSINERGMIN.

En Perú, un sistema de distribución eléctrica es la infraestructura encargada de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de transmisión hasta los consumidores finales, garantizando que llegue con los niveles de tensión adecuados según el tipo de usuario (residencial, comercial, industrial o público). Este sistema se divide en varias etapas, como la distribución primaria, que se maneja en media tensión (MT), y la distribución secundaria, que reduce la tensión a niveles bajos para su uso directo, en baja tensión (BT). Además, incluye transformadores, líneas aéreas o subterráneas y equipos auxiliares diseñados para asegurar un suministro eficiente, continuo, seguro y de alta calidad, minimizando pérdidas y adaptándose a la demanda cambiante de la población. A continuación, se presenta un diagrama que ilustra las diferentes etapas del sistema de distribución eléctrica:

Figura 5

Etapas del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica.



Nota: Elaboración propia, adaptado de (Ramírez, 2004, pág. 32).

2.2.2.1 Sistema de transmisión. El sistema de transmisión es el encargado de recibir la energía proveniente de los centros de generación a través de las líneas de transmisión, las cuales operan con niveles de alta tensión (AT), con tensiones de operación típicos en 138 kV, 220 kV ó 500 kV. Estas líneas culminan en las subestaciones de transmisión, donde el nivel de tensión se reduce, por ejemplo, de 138 kV a 60 kV o 220 a 60 kV.

2.2.2.2 Subestaciones de transmisión. Posteriormente, las redes de AT en 60 kV se conectan con subestaciones de transmisión en el ámbito de las empresas de distribución y transforman del nivel de tensión de AT a MT. Están constituidas por un conjunto de celdas, barras, transformadores de potencia de AT/MT, interruptores, y equipos de control, medición y protección. Su función principal es distribuir la energía a los circuitos primarios o redes de media tensión denominados alimentadores en MT.

2.2.2.3 Redes de media tensión (MT). También conocidas como alimentadores o circuitos primarios, son un conjunto de líneas (aéreas o subterráneas) y equipamiento de corte (interruptores, seccionadores, reclosers, etc) que transportan la energía desde las subestaciones de transmisión hasta las subestaciones de distribución. Estas redes incluyen troncales trifásicas y laterales bifásicos o monofásicos. Los niveles típicos de tensión operan en un rango de 10 kV; 13,2 kV a 22,9 kV, asegurando el transporte eficiente de la energía.

2.2.2.4 Subestaciones de distribución (SED). Las subestaciones de distribución reciben la energía de las redes de media tensión (10 kV, 13,2 kV ó 22,9 kV) y transforman los niveles de tensión a valores más bajos, baja tensión (220 V, 380 V, 440 V). Están constituidas usualmente por un conjunto de: transformador de distribución, seccionadores (tipo cut-out), tablero de distribución, entre otros.

Los transformadores de distribución se conectan a los circuitos primarios para reducir los niveles de tensión a valores utilizables por los consumidores. Pueden

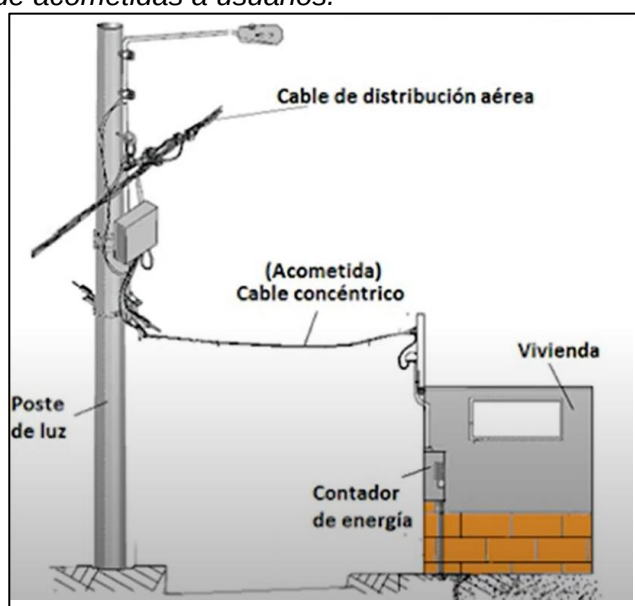
ser trifásicos, bifásicos o monofásicos y están ubicados cerca de los centros de consumo. Su instalación puede ser aérea (sobre postes), subterránea (en subestaciones subterráneas) o superficial (tipo Padmounted) o las denominadas convencional que son tipo caseta, según las necesidades del sistema.

2.2.2.5 Redes de baja tensión (BT). Estas redes son el conjunto de líneas trifásicas, bifásicas o monofásicas conectadas a los secundarios de los transformadores de distribución. Su función es distribuir la energía eléctrica a niveles de tensión adecuados para los usuarios en áreas específicas, garantizando un suministro seguro y confiable. Usualmente, las salidas de los circuitos de BT de la SED se clasifican en circuitos de Servicio Particular (SP) y circuitos de Alumbrado Público (AP).

En los circuitos de Servicio Particular (SP) aéreas, se instalan cajas de conexión o derivación para conexión de las acometidas hacia los usuarios, conectándose a sus medidores o contadores de energía. Asimismo, en el circuito de Alumbrado Público (AP) se conectan las luminarias de AP.

Figura 6

Esquema de conexión de acometidas a usuarios.



Nota: Elaboración propia (Electroprotecciones EPROC, 2021).

2.2.2.6 Alumbrado público. El sistema de alumbrado público está diseñado para iluminar espacios de libre circulación, como calles, avenidas, plazas y zonas peatonales. Este sistema incluye luminarias y accesorios de montaje, y su diseño varía según las características del sector y la infraestructura vial. Su principal objetivo es garantizar la seguridad de peatones y vehículos, mejorando también la estética nocturna de los espacios urbanos.

2.2.2.7 Acometidas. Las acometidas son las conexiones físicas que van desde la red de distribución secundaria hasta los bornes del medidor asociado al cliente. Su finalidad es vincular al usuario con la red de la empresa distribuidora, permitiendo el suministro de energía eléctrica de manera confiable.

2.2.2.8 Medidores de energía. Los medidores de energía son dispositivos destinados a registrar el consumo de energía eléctrica de los usuarios. Existen diferentes tipos de medidores, clasificados según su construcción, el tipo de energía que miden, su clase de precisión y la forma en que se conectan a la red eléctrica. Son esenciales para monitorear el uso de energía y calcular los costos del servicio, también son denominados contadores de energía.

2.2.3 Equipos de medición

Los medidores de energía eléctrica varían según su diseño, el tipo de energía que miden, su precisión y la forma en que se conectan a la red eléctrica. A continuación, se presentan los principales tipos de medidores utilizados en los sistemas eléctricos.

2.2.3.1 Medidores electromecánicos. También conocidos como medidores de inducción, estos dispositivos utilizan un convertidor electromecánico para medir el consumo de energía a través de un disco metálico cuya rotación es proporcional a la potencia demandada. Su funcionamiento se basa en la generación de campos magnéticos mediante bobinas, que inducen el movimiento del disco y registran el consumo en un mecanismo de conteo analógico. Aunque ampliamente utilizados, requieren lecturas manuales, lo que los hace menos eficientes frente a tecnologías más modernas (*Jimenez, 2014, pág. 43*).

2.2.3.2 Medidores electrónicos. A diferencia de los modelos electromecánicos, los medidores electrónicos realizan la medición y el almacenamiento de datos mediante circuitos digitales y microprocesadores. Utilizan un proceso de conversión analógico-digital para registrar el consumo de energía con mayor precisión y permiten el almacenamiento de información en memorias internas (*Jimenez, 2014, pág. 43*).

2.2.3.3 Medidores inteligentes. Los medidores inteligentes son dispositivos de última generación que no solo miden el consumo de energía, sino que también transmiten esta información de forma automática al proveedor de electricidad mediante redes de comunicación inalámbricas. Esto elimina la necesidad de realizar lecturas manuales y permite una supervisión en tiempo real del consumo energético. Entre sus principales funcionalidades se destacan:

- **Monitoreo y recolección de datos en tiempo real:** Permiten el registro y transmisión automática del consumo de energía sin necesidad de lecturas manuales, brindando información detallada y en tiempo real.
- **Detección de fallas y gestión remota:** Identifican interrupciones o anomalías en la red eléctrica y permiten a la empresa distribuidora tomar acciones inmediatas, reduciendo tiempos de respuesta y mejorando la calidad del servicio.

- **Facturación precisa:** Proporcionan mediciones exactas del consumo, eliminando errores en la facturación y permitiendo la implementación de tarifas diferenciadas según la demanda horaria.
- **Control remoto del servicio:** Permiten gestionar la conexión y desconexión del suministro eléctrico sin intervención presencial, facilitando cortes por mantenimiento o reconexiones inmediatas.

2.2.4 Programas computacionales

A continuación, se describen algunos programas computacionales relevantes para esta investigación:

2.2.4.1 Sistema de Información Geográfica (GIS). Según (Sernaque & Sandoval, 2020, pág. 36), un Sistema de Información Geográfica (SIG o GIS, por sus siglas en inglés) es una herramienta fundamental para la recopilación, análisis y visualización de información geoespacial, permitiendo la representación y el estudio detallado de la superficie terrestre y otras geografías. Su uso es clave en la planificación territorial, el desarrollo urbano, la gestión ambiental y diversas aplicaciones económicas, ya que facilita la toma de decisiones basadas en datos georreferenciados.

Una de las principales características del GIS es su capacidad para procesar información georreferenciada, es decir, datos que incluyen una ubicación precisa en el espacio. Para ello, emplea sistemas de coordenadas estandarizados derivados de proyecciones cartográficas, siendo el sistema UTM (Universal Transverse Mercator) uno de los más utilizados. Además, el GIS se destaca por integrar información proveniente de múltiples fuentes y fomentar un entorno colaborativo y multidisciplinario, lo que lo convierte en una de las tecnologías más avanzadas y versátiles en el análisis espacial y la gestión de recursos.

2.2.4.2 Software CymDIST. CymDIST es un software especializado en el análisis de redes de distribución eléctrica, diseñado para realizar estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, ya sean monofásicos, bifásicos o trifásicos, con configuraciones radiales, en anillo o malladas. Este programa incluye un editor completo de redes y ofrece diversas funciones avanzadas, tales como:

- Análisis de flujo de potencia (balanceado y desbalanceado).
- Evaluación y balance de cargas.
- Análisis detallado de fallas eléctricas.
- Optimización de la ubicación de condensadores.
- Distribución y evaluación de cargas.

CymDIST ha sido desarrollado para facilitar estudios de planificación y simular el comportamiento de las redes de distribución bajo diversas condiciones operativas y escenarios. Su capacidad de análisis permite optimizar la configuración de los sistemas eléctricos, realizar estudios de cortocircuito y mejorar la eficiencia de la red, contribuyendo a una mejor gestión y explotación de la infraestructura eléctrica (Chumbi & Verdugo, 2013, pág. 18).

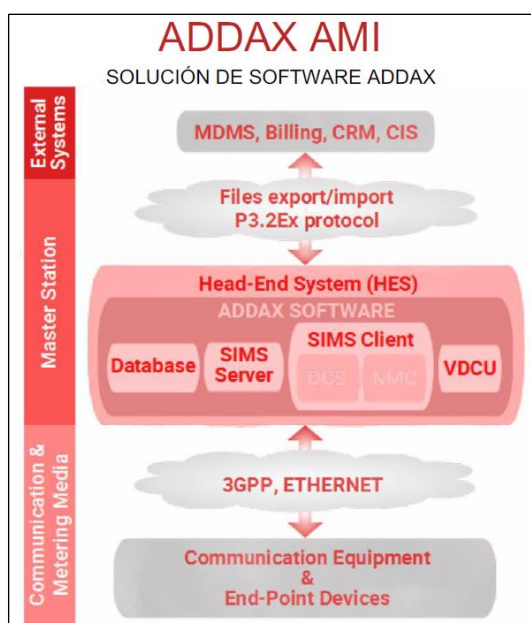
2.2.4.3 Software ADDAX AMI. El sistema de medición inteligente ADDAX IMS permite la lectura, recopilación, análisis y comunicación de datos energéticos, optimizando la gestión de redes de distribución. Ofrece funciones como control de carga, desconexión remota, medición multitarifa, protección contra fraudes y monitoreo de calidad de energía, facilitando los procesos comerciales desde la medición hasta la facturación. Sus principales características incluyen (ADDAX AMI SOLUTION, 2007, pág. 6):

- Interoperabilidad y compatibilidad con estándares abiertos (DLMS/COSEM), asegurando independencia del fabricante.

- Escalabilidad, ADDAX puede adaptarse fácilmente a diferentes proyectos, desde pequeños proyectos hasta grandes sistemas de medición.
- Fácil implementación, es sencilla gracias a su enfoque “plug & play”, lo que reduce significativamente los costos de implementación y mantenimiento. Además, su función de detección automática permite la administración eficiente de dispositivos recién incorporados.
- Seguridad avanzada mediante cifrado de datos y gestión de claves.
- Optimización de redes eléctricas, reduciendo pérdidas y mejorando la eficiencia energética.
- Medición en tiempo real y tarifas TOU (time of use) flexibles adaptadas a distintos mercados y necesidades de los clientes.
- Protección contra fraudes, detectando y previniendo robos de energía.
- Compatibilidad con redes inteligentes (Smart Grid), facilitando la automatización y el monitoreo avanzado.

Figura 7

Software ADDAX AMI.



Nota: Catálogo Software ADDAX AMI.

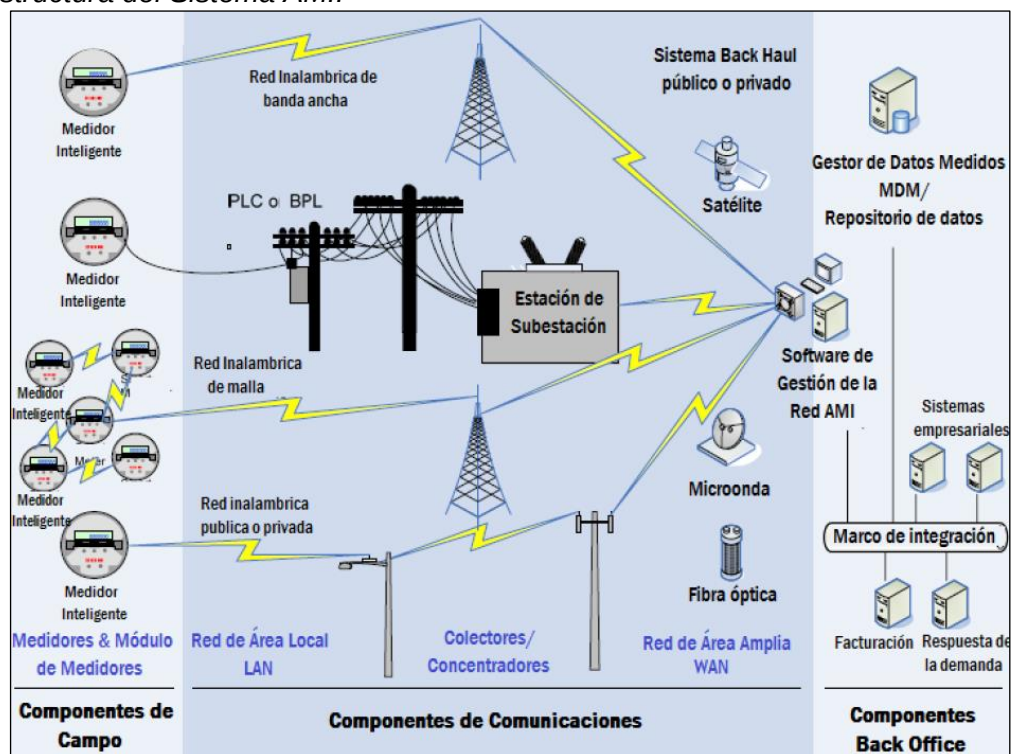
2.2.5 Sistemas de medición inteligente

El sistema de Infraestructura Avanzada de Medición (AMI) integra componentes de hardware y software para conformar una infraestructura de comunicación avanzada, teniendo como eje central el medidor inteligente. Esta infraestructura establece un sistema de comunicación bidireccional que permite el intercambio de datos en tiempo real entre la empresa proveedora de servicios eléctricos y el medidor inteligente instalado en la propiedad del usuario.

Los principales componentes de la Infraestructura Avanzada de Medición (AMI) se dividen en tres partes fundamentales, como se muestra a continuación:

Figura 8:

Infraestructura del Sistema AMI.



Nota: (Coronel, 2011, pág. 64).

2.2.5.1 Componentes de campo.

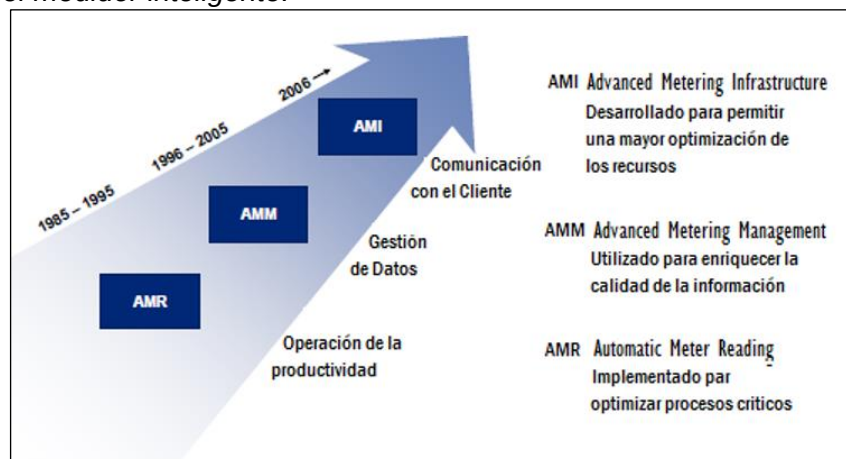
A. Medidor inteligente. El medidor inteligente, conocido como Smart Meter, es un dispositivo de medición avanzada empleado principalmente en sistemas eléctricos. Su función principal es registrar y transmitir información clave, como el consumo de energía eléctrica, los niveles de voltaje, la corriente y el factor de potencia.

Una de sus características más importantes es la comunicación bidireccional con el sistema central, lo que permite la transmisión de datos en tiempo real y mejora la eficiencia en la gestión del suministro eléctrico. Aunque los medidores inteligentes pueden integrarse dentro de una red inteligente (*Smart Grid*), por sí solos no constituyen una red inteligente.

Su propósito principal es optimizar la facturación y el monitoreo del consumo energético mediante la telemedición. A continuación, se presenta la evolución tecnológica de los medidores inteligentes:

Figura 9

Evolución del medidor inteligente.



Nota: (Coronel, 2011, pág. 80).

Las funcionalidades de un medidor inteligente pueden variar según el fabricante y el modelo. Sin embargo, conforme (Coronel, 2011) las características más comunes e importantes incluyen:

- **Comunicación bidireccional:** Compatible con radiofrecuencia en el rango de 900 MHz y/o mediante Comunicación por Línea de Potencia (*Power Line Communications* - PLC).
- **Interoperabilidad:** Comunicación basada en el protocolo IP para una integración eficiente con otros sistemas.
- **Monitoreo y notificación de eventos:** Detecta y reporta interrupciones del servicio, restauraciones y otros eventos en la red eléctrica.
- **Recolección de datos flexible:** Permite la recopilación de información de forma programada o bajo solicitud.
- **Seguridad avanzada:** Implementa cifrado y protocolos de seguridad robustos para cumplir con los estándares de la industria.
- **Actualización y configuración remota:** Soporta actualizaciones de “firmware” y programación del medidor a distancia.
- **Gestión de red:** Monitoreo continuo del enlace y optimización del enrutamiento de datos.
- **Protección contra manipulación:** Incorpora alarmas ante intentos de manipulación no autorizados.
- **Gestión de inventario:** Permite la identificación y administración eficiente de los dispositivos en la red.
- **Versatilidad en conexiones:** Compatible con configuraciones monofásicas, bifásicas y trifásicas, en conexión directa, semi-directa e indirecta.
- **Gestión tarifaria avanzada:** Soporta múltiples planes tarifarios, incluyendo tarifas diferenciadas por horarios.
- **Medición y registro de parámetros eléctricos:** Registra y transmite información sobre potencia, voltaje, corriente y factor de potencia.
- **Operaciones remotas:** Permite la desconexión y reconexión del suministro eléctrico a distancia.

- **Monitoreo en tiempo real:** Capacidad de medir valores eléctricos instantáneos.
- **Eficiencia energética:** Bajo consumo de energía, reduciendo pérdidas en la red.
- **Compatibilidad con redes HAN (Home Area Network):** Permite la comunicación con dispositivos inteligentes en el hogar.
- **Integración con aplicaciones inteligentes:** Soporta funciones como la respuesta a la demanda y gestión eficiente del consumo.
- **Diseño compacto:** Dimensiones reducidas para facilitar la instalación y optimizar el espacio.
- **Pantalla LCD mejorada:** Display amplio y de fácil lectura para minimizar errores en la visualización de datos.

Figura 10

Medidor tradicional e inteligente.



Nota: Tomado desde (Medidores inteligentes: La experiencia internacional, 2019).

B. Concentrador de datos o puerta de enlace (gateway). El medidor inteligente transmite periódicamente, o cuando es requerido, la información registrada a un sistema de cabecera (head-end), que funciona como un concentrador de datos. Este equipo, generalmente ubicado en subestaciones o transformadores de distribución, posee una mayor capacidad de almacenamiento y es responsable de recopilar los datos de múltiples medidores inteligentes. Posteriormente, transmite esta información a través de la red de comunicación hacia la empresa proveedora del servicio eléctrico.

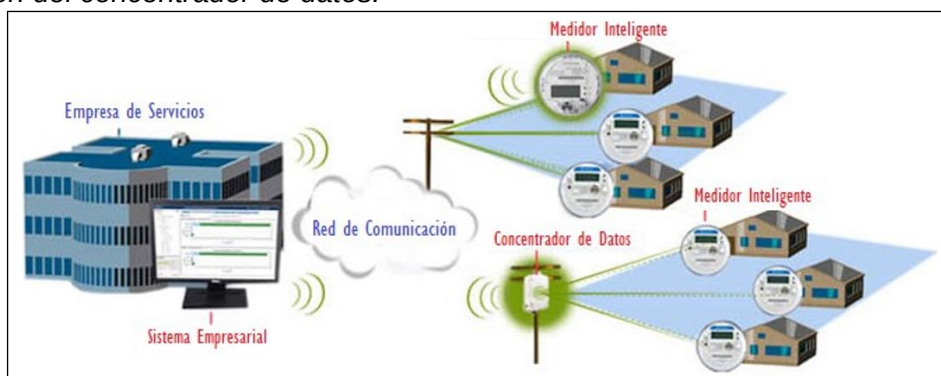
Los medidores inteligentes suelen comunicarse con el concentrador mediante radiofrecuencia o utilizando la tecnología de Comunicación por Línea de Potencia (*Power Line Communication - PLC*), cuya definición se detalla más adelante.

La recolección de datos se realiza en intervalos programados, que pueden ser cada quince minutos, cada hora o según los requerimientos del sistema. En caso de fallas en la transmisión, el sistema de cabecera puede reprogramarse automáticamente para reintentar el proceso.

Además de la recopilación de datos, el concentrador desempeña funciones clave como el enrutamiento de eventos registrados por los medidores inteligentes, la configuración remota de los dispositivos y la gestión de las sesiones de comunicación.

Figura 11

Ubicación del concentrador de datos.



Nota: Tomado desde (Coronel, 2011, pág. 83).

Las especificaciones de un concentrador de datos pueden variar según el fabricante y el modelo. Sin embargo, conforme (Coronel, 2011) las características más comunes e importantes incluyen:

- **Monitoreo en tiempo real:** Supervisa el estado y funcionamiento de los dispositivos conectados.
- **Gestión de datos avanzada:** Recopila y transmite información de los medidores, incluyendo el consumo de energía y parámetros eléctricos adicionales.
- **Detección automática:** Identifica y reconoce los medidores inteligentes durante la instalación, facilitando su integración en la red.
- **Diseño robusto:** Construcción resistente a condiciones climáticas adversas, garantizando un rendimiento confiable en diversos entornos.
- **Actualización remota:** Permite la actualización del firmware sin necesidad de intervención física.
- **Versatilidad en la instalación:** Puede ser implementado en distintos puntos de la red de distribución, según los requerimientos del sistema.
- **Conectividad flexible:** Comunicación basada en protocolos IP, ya sea mediante cableado o de forma inalámbrica.
- **Optimización del ancho de banda:** Comprime los datos antes de la transmisión para mejorar la eficiencia en el uso de la red.
- **Seguridad avanzada:** Implementa cifrado para garantizar la privacidad y protección de la información.
- **Sincronización precisa:** Mantiene la fecha y hora exacta para asegurar la integridad de los registros.
- **Compatibilidad con programas de gestión energética:** Soporta estrategias de respuesta a la demanda para optimizar el consumo eléctrico.

- **Adaptabilidad tecnológica:** Compatible con múltiples tecnologías y medios de comunicación, asegurando una integración eficiente en diferentes infraestructuras.

2.2.5.2 Red de comunicación. La red de comunicación es el vínculo que permite el intercambio de información entre el concentrador de datos y la empresa de servicios públicos. La infraestructura de comunicación de un sistema AMI puede integrar diversas tecnologías y medios de transmisión, como redes inalámbricas, microondas, Power Line Communications (PLC) y fibra óptica, entre otras. Su flexibilidad permite incluso la implementación de sistemas de comunicación híbridos, optimizando la conectividad según las necesidades específicas.

Las principales redes de comunicación utilizadas en los sistemas de medición inteligente incluyen:

- **Red Inalámbrica (Wireless Network):** Utiliza ondas electromagnéticas para establecer enlaces de comunicación entre dispositivos, lo que permite la transmisión de datos sin necesidad de una conexión física. Esta tecnología facilita el acceso a Internet de alta velocidad y reduce costos de infraestructura, especialmente en cableado. Sin embargo, su principal desventaja radica en los desafíos de seguridad que pueden comprometer la integridad de los datos transmitidos.
- **Red PLC (Power Line Communications):** Aprovecha las líneas eléctricas convencionales para la transmisión de señales de datos, transformándolas en canales digitales de alta velocidad. Esta tecnología permite diversas aplicaciones, como la comunicación en redes AMI y el acceso a Internet de banda ancha sin necesidad de infraestructura adicional.
- **Sistema Global para Comunicaciones Móviles (Groupe Special Mobile - GSM):** Es un estándar de telecomunicaciones basado en tecnología digital,

ampliamente utilizado en telefonía móvil. Su capacidad para transmitir datos y permitir la navegación por Internet lo hace una opción viable para empresas de servicios eléctricos que no cuentan con una infraestructura propia de comunicación, permitiendo la integración de datos AMI mediante redes móviles.

- **Red Backhaul (Red de Retorno):** Facilita la conexión entre los equipos de telecomunicaciones encargados del tráfico de información. Su función principal es interconectar distintas redes, sirviendo como un componente esencial dentro de los sistemas de comunicación, garantizando la transmisión eficiente y confiable de los datos en infraestructuras AMI.

2.2.5.3 Sistema de Gestión Empresarial. La información obtenida de los medidores inteligentes, que se transmite al concentrador de datos y luego a la empresa de servicios a través de la infraestructura de telecomunicaciones, debe ser procesada de manera efectiva y precisa. El sistema de gestión empresarial tiene como propósito principal optimizar la gestión de estos datos, asegurando el funcionamiento adecuado de todas las funcionalidades del sistema AMI, y promoviendo la integración de aplicaciones inteligentes que aporten valor tanto a la empresa como a los usuarios finales.

Este sistema se compone principalmente de un software de gestión, que facilita el monitoreo y control de los datos recolectados, y de dispositivos de campo que automatizan tareas como la lectura remota de medidores y la gestión de acciones, como cortes y reconexiones del servicio.

Con el despliegue cada vez más extenso de medidores inteligentes, la solución del Sistema de Gestión Empresarial AMI generalmente integra tanto el software de gestión como una plataforma MDM (Meter Data Management). Estos elementos dependen de las

capacidades ofrecidas por los proveedores de soluciones tecnológicas avanzadas y de los requisitos específicos de cada empresa de servicios que implemente el sistema AMI.

2.2.6 Redes inteligentes (*smart grid*)

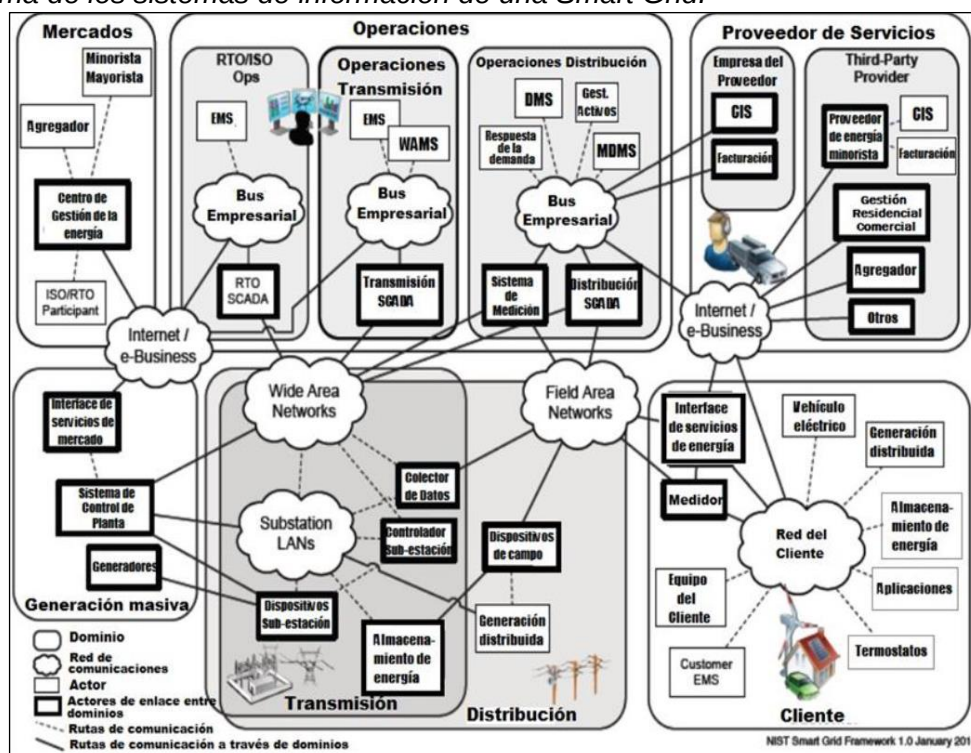
Según (Arteaga, 2023), una Smart Grid o red inteligente se entiende como la convergencia de múltiples sistemas inteligentes que operan en tiempo real para la supervisión, medición, control y automatización del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Esta red abarca todas las etapas de la energía eléctrica, desde su generación hasta el consumo final, garantizando un monitoreo continuo del transporte de energía a través de la red. La implementación de esta tecnología innovadora facilita la integración de los componentes eléctricos convencionales del SEP con los sistemas de comunicación, gracias a la infraestructura de telecomunicaciones utilizada.

Las empresas de servicios eléctricos consideran las redes inteligentes como una solución clave, ya que estos sistemas ofrecen respuestas eficaces a varios desafíos del sector eléctrico, tales como facturación incorrecta, fallos en el sistema, falta de gestión energética remota, entre otros.

Una de las principales soluciones ofrecidas por las redes inteligentes es la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI). Esta tecnología permite establecer una comunicación bidireccional entre la empresa proveedora de energía y los medidores inteligentes ubicados en las instalaciones de los usuarios, con el propósito de intercambiar información relevante de manera eficaz.

Figura 12

Diagrama de los sistemas de información de una Smart Grid.



Nota: Tomado de (Arteaga, 2023, pág. 41).

2.2.7 Caso de aplicación de la propuesta de infraestructura de medición inteligente (AMI)

Como se mencionó en anteriormente, la implementación de medidores inteligentes (AMI) se realizó como un caso de aplicación en un proyecto piloto denominado “Proyecto Piloto AMI” en la empresa Adinelsa.

Adinelsa es la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A., se dedica a la distribución de energía eléctrica en áreas rurales, aisladas y de difícil acceso en el Perú. Su cobertura abarca regiones como la sierra de Lima, Ica, el norte de Arequipa, el sur de Ayacucho y Huancavelica. Adinelsa forma parte de la Corporación FONAFE (Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado) que pertenece al Estado Peruano y atiende zonas donde ninguna otra empresa eléctrica adscrita a FONAFE posee concesión o jurisdicción.

Con más de 25 años de experiencia, ADINELSA gestiona el servicio eléctrico de manera sostenible y promueve el uso de energías renovables, como los sistemas fotovoltaicos domiciliarios (SFD), facilitando el acceso a la electricidad en comunidades remotas. Además, administra diversas infraestructuras eléctricas, que incluyen pequeñas centrales hidroeléctricas, grupos térmicos, sistemas eléctricos rurales, líneas de transmisión y sistemas fotovoltaicos, asegurando una operación eficiente y confiable para el desarrollo de las poblaciones más vulnerables (Adinelsa, 2025).

2.2.8 Entidades normativas y reguladoras en Perú

A continuación, se detallan las principales entidades normativas y reguladoras del sector energético y minero en el Perú, relevantes para esta investigación:

2.2.8.1 Ministerio de Energía y Minas (MINEM). El Ministerio de Energía y Minas es el organismo gubernamental encargado de formular y supervisar las políticas nacionales en materia de energía y minería. Su objetivo es promover el desarrollo sostenible de estos sectores, asegurando el aprovechamiento eficiente de los recursos naturales y fomentando inversiones responsables que contribuyan al crecimiento económico del país. Además, el MINEM es responsable de regular y normar las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como la exploración y explotación de recursos mineros (Wikipedia, 2022).

2.2.8.2 OSINERGMIN. Es una institución pública adscrita a la Presidencia del Consejo de Ministros, encargada de supervisar que las empresas de los sectores eléctrico, hidrocarburos y minería cumplan con las normas legales vigentes. Su labor incluye la fiscalización de la calidad y seguridad de los servicios, la revisión de tarifas y la protección de los derechos de los usuarios. OSINERGMIN busca garantizar que las actividades en estos sectores se realicen de manera segura, eficiente y sostenible, promoviendo la transparencia y la competencia leal en el mercado energético y minero del país (*Wikipedia, 2023*).

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

El presente Trabajo de Suficiencia Profesional se centra en la evaluación del control de las pérdidas de energía en la red de distribución eléctrica secundaria, mediante la implementación de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) o medidores inteligentes. Para ello, se toma como caso de aplicación el proyecto piloto implementado por la empresa Adinelsa denominado “Proyecto Piloto de Sistema de Medición Inteligente (AMI)” (en adelante, Proyecto Piloto AMI) que consistió en la implementación de esta tecnología en algunas de SED y redes de distribución secundaria. Para la investigación se recopila la información y experiencia obtenida durante la implementación de este proyecto y se complementa con la validación de los resultados mediante simulaciones en software de flujo de carga y la evaluación económica del Proyecto Piloto AMI.

3.1 Descripción del proyecto utilizado como caso de aplicación

El caso de aplicación del presente trabajo ha sido aplicado en el Proyecto Piloto implementado por la empresa Adinelsa, el cual consistió en implementar un sistema de medición inteligente avanzada - AMI (Advanced Metering Infrastructure - AMI por sus siglas en inglés) en las redes de baja tensión en las localidades de Huantán y Yauyos, provincia de Yauyos, región Lima, Perú. Este sistema consiste en una solución de medición y comunicación bidireccional entre los clientes y Adinelsa, permitiendo acceso remoto a los medidores, mayor frecuencia y disponibilidad de lecturas, mecanismos antifraude más efectivos, control de la potencia demandada y una gestión energética más eficiente.

Esto permitirá mejorar la gestión de pérdidas en los sistemas eléctricos de distribución, mejorar la precisión en la facturación, facilitar la detección temprana de fallas en la red, entre otros. Además, los medidores inteligentes proporcionarán datos en tiempo real, lo que beneficiará tanto a la empresa como a los usuarios finales. Entre los principales

beneficios se incluyen la mejora en la calidad del servicio eléctrico, una mayor transparencia en el consumo, y la reducción de costos operativos asociados a la red de distribución, tal como lo menciona Adinelsa en su nota de prensa (Adinelsa, 2024).

3.1.1 Objetivo

El objetivo del Proyecto Piloto AMI es mejorar la medición y el control de la energía mediante la digitalización e implementación de tecnologías inteligentes, mejorando la eficiencia energética y la gestión del suministro eléctrico en el sector rural de las localidades de Huantán y Yauyos.

3.1.2 Justificación

Anteriormente, la medición de la energía en estas áreas rurales se realizaba mediante métodos tradicionales con lecturas manuales, lo que generaba elevados costos operativos, errores en las lecturas e insatisfacción entre los usuarios.

La implementación de medidores inteligentes (AMI) es fundamental para abordar las pérdidas en los sistemas eléctricos de distribución, ya que permite obtener mediciones precisas y en tiempo real del consumo eléctrico. Esto facilita la identificación y reducción de pérdidas técnicas y no técnicas de manera efectiva.

Figura 13

Evolución de las lecturas de energía.



Nota: Elaboración propia.

3.1.3 Alcances y limitaciones

Este trabajo de investigación se enfoca exclusivamente en la evaluación de los resultados del Proyecto Piloto AMI implementado en las redes de distribución secundaria (RDS) de la Subestación Eléctrica de Distribución (SED) identificada como SED YA-E00003, ubicada en la localidad de Huantán en el ámbito de concesión de la empresa Adinelsa.

3.2 Ubicación geográfica y alcance operativo

El ámbito de aplicación abarca la zona rural asociada a las redes de distribución secundaria (RDS) de la SED YA-E00003, localizada en Huantán, que forma parte del Sistema Eléctrico Rural (SER) Yauyos. Esta subestación fue seleccionada debido a su alta incidencia de pérdidas eléctricas, su relevancia en el consumo energético y la necesidad de modernización tecnológica.

La zona de intervención representa una muestra significativa del sistema de distribución eléctrica, lo que permite generalizar los resultados obtenidos y validar los beneficios del Proyecto Piloto AMI.

Figura 14

Ubicación del SED YA-E00003 (Huantán).



Nota: Elaboración propia.

3.3 Descripción del sistema eléctrico de la Red de Distribución Secundaria (RDS)

3.3.1 Características técnicas

Para fines prácticos el SED YA-E00003 es denominado “S03H” en los reportes AMI.

Tabla 1

Características de la RDS de la SED YA-E00003.

Equipamiento	Descripción
SED	Código GIS: YA-E00003, Código AMI: S03H, tipo: aérea monoposte
Transformadores: capacidades, tipo y estado operativo	Monofásico 1x25 kVA, 13.2 kV / 440/220V, operativo
Circuitos: estructura, diseño y capacidad	Red aérea autoportante de aluminio: 2x35 mm ² + 1x16mm ² + portante Circuitos: • 1 SP • 1 AP
Cargas: tipo, distribución y demanda	Cargas residenciales: 68 suministros, Luminarias AP: 16 luminarias de 50 W
Estado de la red: antigüedad, materiales, mantenimientos previos	• Antigüedad: 2001 • Puesta en Servicio (PES): 2022, medidores inteligentes, postes de CAC, luminarias led, red rehabilitada en 2023

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa.

3.4 Gestión de implementación del Proyecto Piloto AMI

3.4.1 Planificación del Proyecto

3.4.1.1. Trabajos previos del proyecto. Para garantizar la correcta ejecución del proyecto y asegurar la calidad del suministro eléctrico en la red de baja tensión, se realizaron trabajos previos enfocados en optimizar el sistema eléctrico y proteger los sofisticados equipos de medición instalados en los tableros de distribución y suministros de los usuarios. Las actividades realizadas fueron:

- **Mantenimiento de puestas a tierra:** Se realizó el mantenimiento del sistema de protección en la Subestación Eléctrica de Distribución (SED) y en las redes de baja tensión para garantizar la adecuada protección de los equipos ante fallos eléctricos.
- **Mantenimiento de descargadores de Línea en SED:** Se sustituyeron los descargadores de línea en la subestación y en tramos de la red de media tensión para proteger el sistema contra sobrecargas atmosféricas.

- **Mantenimiento de redes BT:** Se llevaron a cabo trabajos de mantenimiento en las redes secundarias de la SED Huantán, asegurando una comunicación eficiente entre el concentrador y los medidores inteligentes.
- **Mantenimiento de Alumbrado Público con Tecnología LED:** Se reemplazaron 16 lámparas de vapor de sodio por lámparas LED, mejorando la eficiencia energética y la iluminación pública en la localidad de Huantán.
- **Mantenimiento de la Conexión Eléctrica Domiciliaria:** Se realizó el mantenimiento integral de la conexión eléctrica domiciliaria de 68 usuarios de Huantán, garantizando la seguridad y funcionalidad de las instalaciones.

Figura 15

Mantenimiento de redes de BT en la localidad de Huantán.

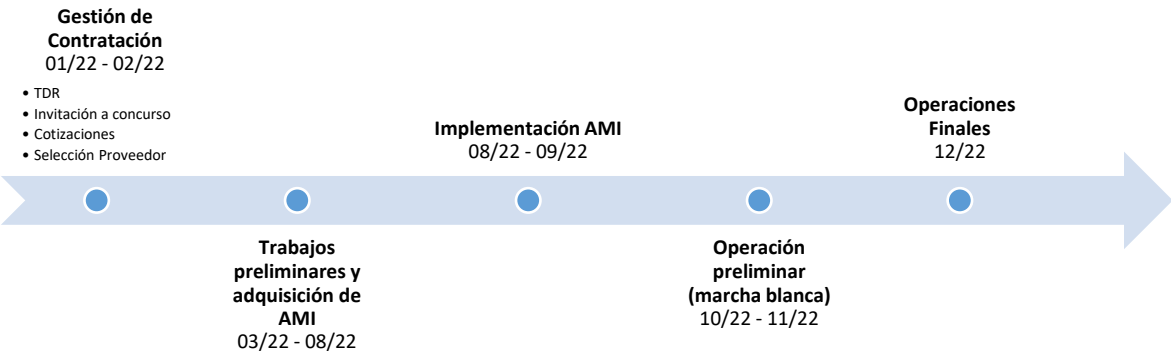


Nota: Elaboración propia.

3.4.1.2. Cronograma general del Proyecto Piloto AMI. El cronograma del Proyecto Piloto AMI se estructuró en fases que garantizan una implementación ordenada y eficiente, desde la planificación hasta la evaluación de resultados. A continuación, se detallan las etapas principales:

Figura 16

Cronograma del Proyecto Piloto AMI.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

3.4.1.3. Inversión del Proyecto Piloto AMI. La implementación total del Proyecto

Piloto AMI tuvo un costo de **S/ 890 000,00** (incluido IGV), cubriendo todas las actividades de desinstalación, adquisición e instalación de medidores AMI, concentradores, plataformas y software. Para el estudio, más adelante se realiza una aproximación por las inversiones asociadas solo a la SED YA-E00003 (S03H).

3.4.2 Componentes del AMI

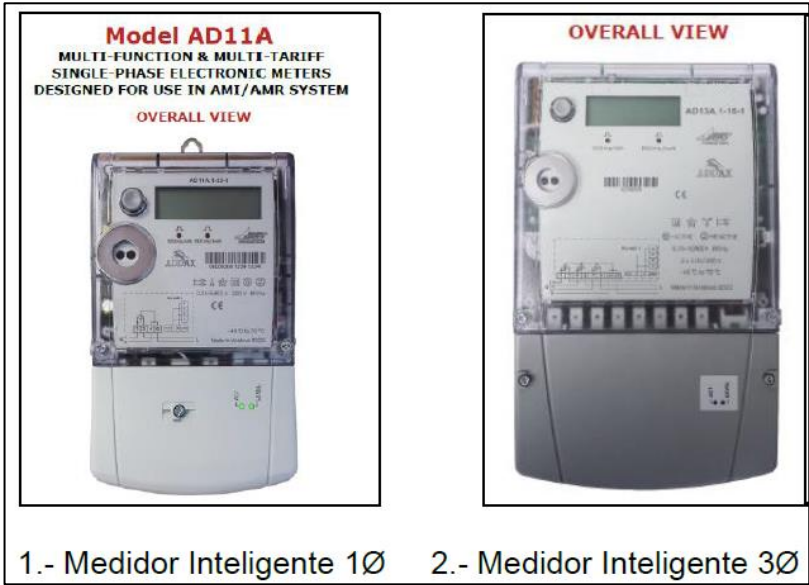
3.4.2.1 Descripción técnica y evaluación de los componentes del AMI. Los

componentes de sistema de medición inteligente de Adinelsa consta de los siguientes elementos:

A. Medidor Inteligente (Monofásico /Trifásico): Equipos instalados en los hogares de los usuarios finales que registran el consumo de energía eléctrica y transmiten la información al centro de control.

Figura 17

Modelos de medidores AMI implementados.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

A.1. Descripción detallada

Tabla 2:

Unidades básicas del medidor – Parte 1.

Parámetro	Descripción
Unidad de medición	- Componentes principales: sensores de voltaje y corriente. - Se utilizan divisores de precisión para medir el voltaje. Los divisores disminuyen el voltaje de entrada hasta un valor conveniente para el esquema de medición. La división de tensión se realiza con una linealidad óptima con un cambio de fase mínimo. - Para medir la corriente de fase se utiliza un shunt. - Medición de voltaje RMS, corriente RMS, período de red, energía activa en ambas direcciones, energía reactiva de 4 cuadrantes, energía aparente, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, ángulo entre corriente y voltaje, y temperatura y conversión de los resultados obtenidos al código digital.

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Tabla 3:*Unidades básicas del medidor – Parte 2.*

Parámetro	Descripción
MCU (Unidad de microcontrolador)	- El medidor calcula parámetros tales como frecuencia, voltaje y armónicos de corriente (hasta el 13), THD para voltaje y corriente, energía activa y reactiva total, potencia activa total y potencia reactiva total. - Almacenamiento en la memoria no volátil de datos de medición, factores de calibración y configuración, así como firmware de trabajo. - Compatibilidad con reloj en tiempo real. - Soporte de comunicación a través del puerto óptico local. - Intercambio de datos con módem PLC y extensión CM (si la hay). - Visualización de información en LCD. - Generación de señales a las salidas de pulsos de prueba (energía activa y reactiva). - Control del relé de desconexión (a través del relé básico incorporado). El medidor monitorea continuamente el estado físico del relé y registra eventos relevantes en registros especiales. - Registro de apertura de caja de medidor y bloque de terminales. - Control de sensor de campo magnético. - Mando con pulsador
Fuente de alimentación, incluida la unidad de suministro de respaldo	- Forma los voltajes necesarios para alimentar las unidades funcionales del medidor: proporciona el modo de operación normal en el rango de voltajes de la línea de suministro. - El diseño del medidor permite soportar el voltaje hasta 500 V. - Admite una batería: 20 años de vida útil. - En el modo de ahorro de energía, la unidad de suministro de respaldo proporciona: - Operación de los sensores de apertura de la caja del medidor y de la cubierta del bloque de terminales; - Posibilidad de fijar el tiempo de actuación de los sensores de apertura; - Visualización de datos en la pantalla LCD de acuerdo con la configuración preestablecida. - Después de la restauración de la energía, el medidor pasa automáticamente al modo de funcionamiento normal dentro de los 5 segundos.

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Tabla 4:

Unidades básicas del medidor – Parte 3.

Parámetro	Descripción
Unidad de Comunicación	Módulo PLC - El módem PLC garantiza el intercambio de datos a través de una línea de alimentación de CA de bajo voltaje. - El PLM está integrado y comprende: - Acoplador: una unidad para acoplar con línea eléctrica de 0,4 Kv - Unidad de módem PLC. - Módulo de detección de cruce por cero.
	Puerto óptico - Cumple con los requisitos de IEC 62056-21-2002 y proporciona una tasa de baudios de hasta 38 400 bps. Al puerto óptico se puede acceder desde cualquier dispositivo portátil y móvil (dispositivo de mano, PC, laptop, etc.), que cumpla con los requisitos especificados, utilizando un cabezal óptico IR. - El cabezal óptico para acceder al puerto se fija magnéticamente en el panel frontal del medidor y no influye en el funcionamiento normal del medidor
	RS485 - Cumple con los requisitos del estándar EIA/TIA-485A; - Dos salidas están ubicadas dentro del bloque de terminales del medidor; - Incluye 2 salidas en paralelo: RS-485-1-WAN: permite la conexión (a través de conectores WAGO) de múltiples dispositivos externos (por ejemplo, medidores) a un solo bus RS-485 para proporcionar transmisión de datos a HES a través del mismo canal de comunicación; RS-485-1-HAN: proporciona un enlace entre el medidor y un CM de extensión y asegura el suministro de energía del CM de extensión. El CM se conecta al medidor a través de la salida mini USB; - Se garantiza la protección contra corrientes cortas y sobretensiones; - Tasa de baudios - hasta 19 200 bps; - Se pueden conectar varios contadores esclavos simultáneamente. Cada medidor en el bus debe tener una dirección física única.
Sensores	- Sensores de apertura de la tapa del medidor y de la tapa del bloque de terminales - destinados a registrar los intentos de fraude correspondientes. - El sensor Hall se utiliza como sensor de campo magnético. Cuando se detecta un campo magnético extraño de 400 mT y más, la alarma correspondiente se registra en el registro de eventos de detección de fraude

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Tabla 5:

Unidades básicas del medidor – Parte 4.

Parámetro	Descripción
Unidad de control de carga	- El componente principal de esta unidad es el relé básico integrado de desconexión en el cable de fase - Tipo: relé de enganche polarizado (biestable) - Datos de la bobina: Tiempo de operación 15 ms máx. Tiempo de liberación 15 ms máx. - Material de contacto: aleación de plata - máx. potencia de conmutación: 25 000 V; - máx. voltaje de conmutación: 440 V; - máx. corriente de conmutación: 100 A - Aislamiento Entre bobina y contacto: 4 000 V, 1 min; - Aislamiento Entre contactos abiertos: 2 000 VAC, 1 min. - Vida mecánica: 1×10^6 - Vida eléctrica: 1×10^4 - Rango de temperatura de funcionamiento: - 40 to + 85 °C - La reconexión del consumidor se implementa manualmente mediante un botón o automáticamente mediante un tiempo de espera. - Si un cliente fue desconectado (por ejemplo, por deudas), el relé también se puede volver a conectar mediante un comando remoto.
Pantalla	- Se admite la pantalla de cristal líquido con retroiluminación; - Muestra datos en modo automático y manual. 8 dígitos, Alt. = 9,2 mm para mostrar datos de medición; - Símbolos especiales, identificación de datos según IEC 62056-61 (códigos OBIS)
Salidas de pulsos de prueba	- El medidor está equipado con dos LED de señal rojos (para energía activa y reactiva) en el panel frontal - La longitud de onda de la señal es de 650 nm. - Los LED parpadean en proporción al consumo de energía. La salida de pulsos permite controlar los parámetros metrológicos del medidor durante la calibración. - Cuando no hay carga, los LED se iluminan continuamente (opcional, según el firmware del medidor).

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Tabla 6:

Unidades básicas del medidor – Parte 5.

Parámetro	Descripción
RTC (Reloj en tiempo real)	- El RTC incorporado proporciona una marca de tiempo para datos y eventos de medición, compatibilidad con la medición de tarifas TOU, comandos de control de procesos de acuerdo con el cronograma establecido. - Precisión 0,5 seg por día en condiciones estándar ($t = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$) según IEC 62052-21 - La variación de la precisión del cronometraje con la temperatura es inferior a ($\pm 0,15\text{ s}/^{\circ}\text{C}/24\text{ h}$) según IEC 62054-21. - Durante la operación del medidor como parte del sistema de medición, se garantiza una sincronización externa constante del reloj del medidor con el reloj del sistema a través de la red de transferencia de datos. - La configuración local y la sincronización del reloj también es posible mediante el puerto óptico del medidor. - La batería mantiene RTC cuando está apagado.
Botón pulsador	- Reconectar manualmente la carga del cliente, manteniendo presionado el botón pulsador durante al menos 10 segundos; - Desplazarse por las pantallas de los contadores, mediante pulsaciones cortas (alrededor de 1 segundo); - Ver en la pantalla LCD los datos cuando la alimentación está apagada.

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

A.2. Funcionalidades

- **Interoperabilidad:** Brinda compatibilidad funcional e informativa del medidor con soluciones estándar de otros fabricantes de software y equipos de medición.
- **Multifunción:** Proporciona funcionalidad de medidores inteligentes como parte de una solución compatible con AMI.
- **Registro multitarifa:** Permite una estructura tarifa TOU flexible para disminuir las cargas máximas y garantizar el equilibrio del consumo total en función de los datos del intervalo de consumo.
- **Soporte de mecanismo de repetición:** Permite mejorar la accesibilidad del medidor en las largas distancias de la red cuando la distancia más cercana entre un medidor y otro es mas de 500m.

- **Comunicación bidireccional:** Permite la integración del medidor a un sistema de medición sin costo adicionales para la construcción y licenciamiento del canal de comunicación.
- **Batería:** La fuente de energía de respaldo admite la operación del reloj/medidor cuando la energía esta apagada.
- **Sensores de apertura de la cubierta del medidor y del bloque de terminales:** Controla los intentos de robo o fraude.
- **Relé básico incorporado en cable de fase:** Proporciona un control efectivo del consumo de energía.
- **Interfaz RS-485:** La interfaz RS-485 sirve como enlace entre el medidor y una PC o se puede utilizar para la comunicación con dispositivos externos.

A.3. Datos almacenados en el medidor y periodo de almacenamiento

Tabla 7

Datos almacenados en el medidor y periodo de almacenamiento.

Unidad de Memoria	Datos Almacenados	Frecuencia de Actualización	Periodo de Almacenamiento
Perfil de Carga 1	Energía Activa Incremental	15 minutos	45 días
	Importada Energía Activa		
	Incremental Exportada Energía		
	Reactiva Incremental Q1 Energía		
	Reactiva Incremental Q2 Energía		
	Reactiva Incremental Q3 Energía		
Perfil de Carga 2	Reactiva Incremental Q4	15 minutos	45 días
	Tensión L1 Tensión L2 Tensión L3		
	Corriente L1 Corriente L2 Corriente L3 Frecuencia		
Perfil de Carga 3	Energía Activa Importada	1440 minutos	365 días

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

A.4. Evaluación del dispositivo

Los medidores de medición inteligentes funcionan correctamente y sin ningún problema con respecto a perdida de información o retraso de la

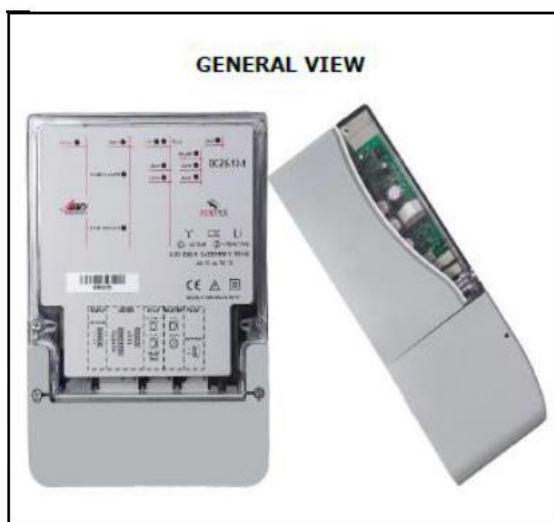
información, proporcionando información en tiempo real, eventos por manipulaciones o fraude y estado actual del medidor.

En la SED YA-E00003 de Huantán, el cual tiene 68 suministros, presenta una calidad de datos del 100%, es decir los 68 medidores envían información en tiempo real y sin ningún retraso.

B. Concentrador: Dispositivos ubicados en las subestaciones eléctricas que recopilan los datos de los medidores inteligentes y los transmiten al centro de control a través de la red de comunicaciones.

Figura 18

Concentrador de almacenamiento.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

B.1. Descripción detallada

Tabla 8

Especificaciones técnicas del concentrador de datos – Parte 1.

Parámetros	Descripción
Marca	ADDGRUP
Modelo	DC2S
Tensión de referencia, Un	$(220/380) \pm 20\% V$
Frecuencia	60 Hz $\pm 2\%$
Precisión del reloj (a 25 °C), no más de (IEC 62052-21)	0.5 s /24 h
Rango de voltaje	0.8 Un a 1.2 Un
Corriente de referencia, Iref	5 A

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Tabla 9*Especificaciones técnicas del concentrador de datos – Parte 2.*

Parámetros	Descripción
Corriente máxima, I _{max}	10 A
Clase de precisión Energía activa	0.5 (C)
Clase de precisión Energía reactiva	2
Constante Energía activa	10000 imp/kWh
Constante Energía reactiva	10000 imp/kvarh
Precisión del reloj (a 25 °C) según IEC 62052-21, no más de	0,5 s por día
Modo de comunicación de máxima potencia activa consumida	12 W
Autoconsumo sin sobrecarga de comunicación	7,5 W / 30 VA
Rango de temperatura de funcionamiento	-40°C ... +75°C
Temperatura de almacenamiento y transporte	-40°C ... +85°C
Diferencia entre la temperatura de las partes internas y el ambiente	30°C (temperatura ambiente inferior a 55°C)
Humedad relativa (a 40°)	95 %
Tensión de impulso (IEC 62052-11) entre circuitos de potencia y neutro y sus combinaciones);	12kV, 1,2/50 µs, 40 Ohm
Tensión de impulso (IEC 62052-11) entre todas las fases, neutro y tierra	6 kV, 1,2/50 µs, 500 Ohm
Campo radiante de alta frecuencia (IEC 61000-4-3)	10 V/m
Descarga electrostática (EN 61000-4-2)	15 kV
Interferencias de alta frecuencia (IEC 61000-4-4)	4 kV
Inmunidad a sobretensiones (IEC 61000-4-5)	6 kV
Fluctuaciones de voltaje, no más de	1 s
Resistencia a sobretensiones	440 VAC durante 48 horas
Clasificación del IP	IP54
Protección de aislamiento	Clase II
Tiempo medio entre fallos (con una probabilidad de fallo de 0,8)	24000 horas
Vida media, no menos de	20 años
Dimensiones (LxAxP)	241 x 170 x 88 mm

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Tabla 10

Especificaciones técnicas del concentrador de datos – Parte 3.

Parámetros	Descripción
Masa, no más de	1.25 kg
Módulo	Marca: TELIT Modelo: LE910C1-LA Número FCC ID: RI7LE910C1LA Código TAC en la GSMA: 35433810
Estándar y banda	2G: bandas 2, 3, 5 y 8 3G: bandas 1, 2, 4, 5 4G: bandas 1, 2, 3, 4, 5, 7 y 28
Potencia de transmisión (Tx)	2G:LB: 32.5dBm $\pm$ 0.5dBm HB: 29.5dBm $\pm$ 0.5dBm 3G/TD-SCDMA: 23.5dBm $\pm$ 0.5dBm 4G (FDD & TDD): 23dBm $\pm$ 0.5dBm @1RB
Sensibilidad (Rx)	108 dBm @ 2G 112 dBm @ 3G 102 dBm @ 4G FDD (BW=5 MHz)
Interfaz Externa	Ethernet 10/100 Base-TX: Dos interfaces estándar de 10/100 Mbit/s Auto MDI-X Ethernet con soporte DHCP. Conexión mediante conector RJ45; Se admite IPv4/IPv6. USB: Interfaz de host de velocidad completa estándar USB 2.0 (12 Mbps), el enchufe está ubicado en la barra frontal del controlador principal. RS-485 UPS

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

B.2. Funcionalidades

- **Multifuncionalidad:** Proporciona funcionalidad combinada de medidores inteligentes y concentradores de datos como parte de una solución compatible con AMI.
- **Control de dispositivos de red:** Detección de dispositivos nuevos/perdidos, borrado de dispositivos, intercambio de datos.
- **Comunicación bidireccional a través de Power Line:** Permite la integración de DC a un sistema de medición sin costos adicionales por construcción de canales de comunicación y licenciamiento.
- **Sincronización de tiempo:** Sincronización de la hora del reloj DC con la hora del sistema por servidor NTP, compatibilidad con el calendario gregoriano, incluidos los años bisiestos (al menos los próximos 20 años).

- **Recopilación de datos:** Sincronización continua de relojes de contadores remotos.
- **Registro de eventos DC:** El reloj utiliza la notación 00:00 a 23:59 (Visualización de fecha y hora: DD:MM:AAAA, HH:MM:SS).
- **Batería de respaldo:** Recogida de datos de medida, alarmas, eventos de cada punto de medida (al que está conectado).
- **Fuente de energía de respaldo:** Solicitudes de datos en horario, almacenamiento de datos recopilados.
- **Sensores de apertura de la cubierta y del bloque de terminales de DC:** DC registra sus eventos que pueden ser enviados a un servidor remoto si la opción de entrega está habilitada.
- **Soporte de actualización remota de software para dispositivos finales:** La actualización del firmware y la lista de dispositivos que se actualizarán se transmiten desde el HES al DC. Luego, DC transmite la actualización al dispositivo o grupo de dispositivos correspondiente.
- **Almacenamiento de datos en memoria no volátil:** Almacenamiento de datos a largo plazo. El período de almacenamiento depende de la cantidad de medidores conectados y el volumen de datos suscritos.
- **Proporciona transmisión segura de datos:** El intercambio de datos de DC se basa en el cifrado y la autenticación DLMS/COSEM.
- **Soporte de direcciones IP estáticas y dinámicas:** El usuario puede seleccionar el direccionamiento IP DC estático o dinámico de forma remota a través de la interfaz web.
- **Compatibilidad con dispositivos de punto final:** El DC soporta hasta 1 000 metros.
- **Soporte de comandos remotos y solicitudes de HES** La cantidad de dispositivos admitidos depende del volumen de datos recopilados y del estado de la red, y se puede aumentar en casos especiales.

B.3. Datos almacenados en el medidor y periodo de almacenamiento: El concentrador de datos almacena datos en su memoria no volátil. Todos los datos se escriben en la memoria no volátil inmediatamente después de recibirlos. La información sobre cada medidor registrado se almacena en la memoria no volátil:

- Tipo de medidor
- ID del medidor (número de serie)
- Estado del medidor
- ID de firmware
- Configuración de perfiles de medidor

La capacidad de la memoria DC es de 740 MB para datos y 250 MB para software. La memoria no es actualizable, pero hay un 50% de espacio libre para futuras ampliaciones.

El almacenamiento de datos admite hasta 63,000,000 objetos que permite:

- Almacenamiento de los siguientes datos (calculados para 1000 medidores) durante 63 días (perfil de carga de 15 minutos para 7 objetos; perfil de carga por hora para 10 objetos; perfil diario para 1 objeto).
- Almacenamiento de datos de 200 medidores en 90 días durante 30 minutos perfil de carga para hasta 70 registros.

Se utiliza el método FIFO para organizar y manipular el almacenamiento de datos de DC: en caso de almacenamiento completo, cada nueva entrada sobrescribe la más antigua.

En caso de corte de energía, la memoria no volátil conserva los datos durante más de 10 años.

B.4. Evaluación del dispositivo: El concentrador a lo largo de su operación ha proporcionado un enlace que cumple con las expectativas de Adinelsa entre los

sistemas HES/Backend y los dispositivos de punto final, recopila datos de medición, los envía a HES, almacena los datos y realiza una serie de funciones de aplicación.

La funcionalidad de segmentación de paquetes se proporciona para una comunicación confiable con HES y dispositivos de punto final. Además, al ser un dispositivo de red, proporciona transmisión de datos bidireccional entre los dispositivos de punto final y el HES en redes PLC y 2G/3G/4G. El DC registra dispositivos y coordina el intercambio de datos dentro de la red. De este modo, se proporciona una entrega segura y robusta de datos de dirección.

Tabla 11

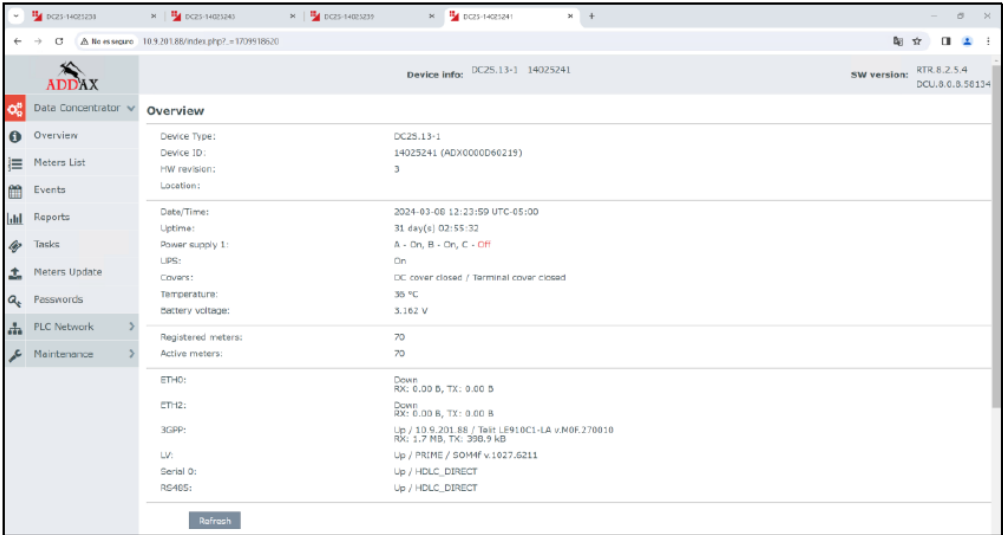
Evaluación del dispositivo.

PARÁMETRO	SED 01 YAUYOS	SED 02 YAUYOS	SED 03 YAUYOS	SED 03 HUANTÁN
Medidores Registrados	70	262	297	68
Calidad de datos	100 %	100 %	100 %	100 %

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Figura 19

Acceso al Web Server del Concentrador de Datos de la SED 03 de Huantán.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Figura 20

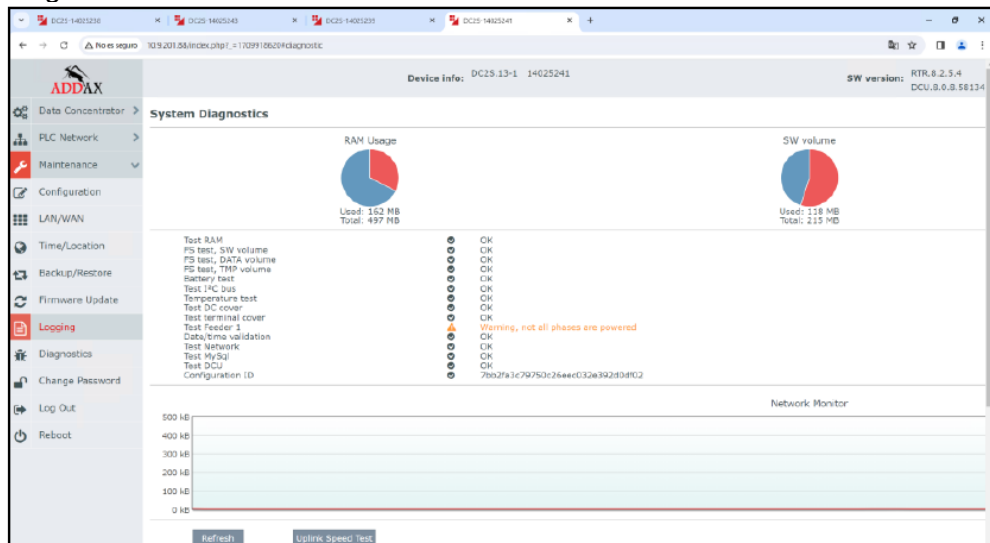
Lista de Medidores del Concentrador de Datos de la SED 03 de Huantán.

#	Name	Type	MAC Address	Status	IP Address	Revision	Last Comm	Actions
1	ADK0613997273	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-A8	Active	- / 00-2734c	2022-11-21 14:34:34	2024-03-08 11:19:10	ⓘ
2	ADK0613997276	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-A4C	Active	- / 00-2734c	2022-11-21 14:34:46	2024-03-08 12:13:21	ⓘ
3	ADK0613997277	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-A0	Active	- / 00-2734c	2022-11-21 14:34:34	2024-03-08 11:03:44	ⓘ
4	ADK0613997278	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-AE	Active	- / 00-2734c	2022-11-21 14:32:23	2024-03-08 12:12:14	ⓘ
5	ADK0613997279	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-AF	Active	- / 00-2734c	2022-00-27 09:43:13	2024-03-08 12:30:03	ⓘ
6	ADK0613997280	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-B0	Active	- / 00-2734c	2022-08-27 09:47:44	2024-03-08 12:15:10	ⓘ
7	ADK0613997281	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-B1	Active	- / 00-2734c	2022-00-27 10:41:27	2024-03-08 12:18:45	ⓘ
8	ADK0613997282	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-B2	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 10:41:15	2024-03-08 12:21:15	ⓘ
9	ADK0613997283	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-B3	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:47:44	2024-03-08 12:09:57	ⓘ
10	ADK0613997284	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-B4	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:46:35	2024-03-08 12:21:37	ⓘ
11	ADK0613997285	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-B5	Active	- / 00-2734c	2022-11-21 14:35:11	2024-03-08 12:11:54	ⓘ
12	ADK0613997286	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-B6	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:47:44	2024-03-08 12:15:44	ⓘ
13	ADK0613997287	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-B7	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 10:43:47	2024-03-08 12:18:00	ⓘ
14	ADK0613997288	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-B8	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:47:44	2024-03-08 12:27:38	ⓘ
15	ADK0613997289	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-B9	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:46:46	2024-03-08 12:35:45	ⓘ
16	ADK0613997290	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-BA	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:47:44	2024-03-08 12:08:42	ⓘ
17	ADK0613997291	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-BB	Active	- / 00-2734c	2022-00-27 09:54:59	2024-03-08 12:12:48	ⓘ
18	ADK0613997292	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-BC	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:47:44	2024-03-08 12:05:39	ⓘ
19	ADK0613997293	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-BD	Active	- / 00-2734c	2022-11-21 14:32:34	2024-03-08 12:30:25	ⓘ
20	ADK0613997294	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-BE	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:45:26	2024-03-08 12:17:40	ⓘ
21	ADK0613997315	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-D3	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:46:35	2024-03-08 12:22:10	ⓘ
22	ADK0613997316	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-D4	Active	- / 00-2734c	2022-11-21 14:32:52	2024-03-08 12:29:00	ⓘ
23	ADK0613997317	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-D5	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:50:29	2024-03-08 12:28:47	ⓘ
24	ADK0613997318	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-D6	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:47:44	2024-03-08 14:03:18	ⓘ
25	ADK0613997319	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-D7	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:47:44	2024-03-08 11:06:19	ⓘ
26	ADK0613997320	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-D8	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:50:43	2024-03-08 12:04:02	ⓘ
27	ADK0613997321	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-D9	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 10:40:19	2024-03-08 12:17:30	ⓘ
28	ADK0613997322	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-DA	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 14:18:29	2024-03-08 12:07:01	ⓘ
29	ADK0613997323	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-DB	Active	- / 00-2734c	2022-00-27 10:40:12	2024-03-08 12:25:10	ⓘ
30	ADK0613997324	AD11A-1-23-1	A0-BF-50-05-1F-DC	Active	- / 00-2734c	2022-09-27 09:47:44	2024-03-08 11:09:11	ⓘ

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Figura 21

Acceso al Web Server del Concentrador de Datos de la SED 03 de Huantán- Diagnóstico.



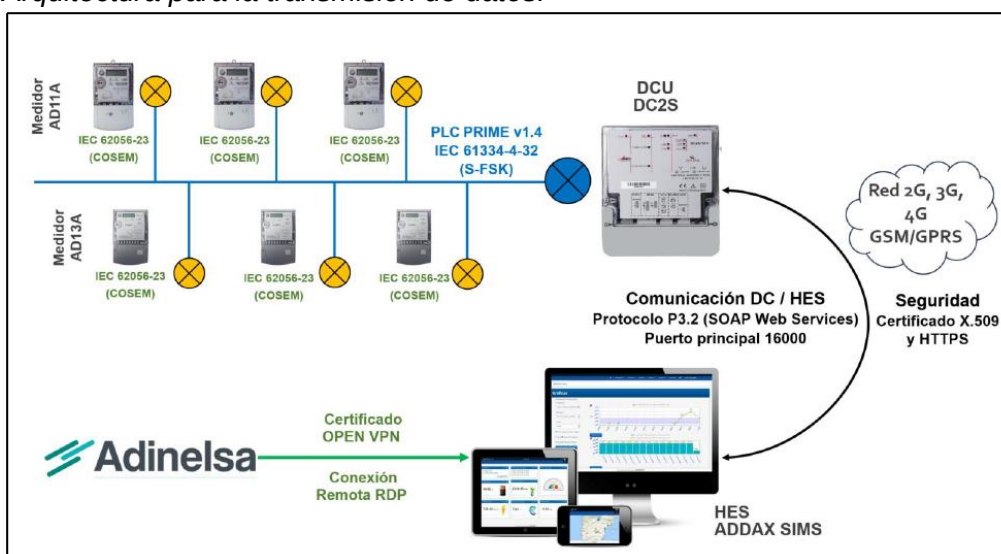
Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

C. Sistema de comunicaciones

C.1. Descripción detallada: El sistema de comunicaciones se basa en distintas tecnologías y protocolos funcionando entre sí para una transmisión de datos confiable y sin pérdidas de información.

Figura 22

Arquitectura para la transmisión de datos.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

El intercambio de información entre los medidores inteligentes y el concentrador de datos se basa en la tecnología PLC PRIME basado en el estándar IEC 61334-4-32. El intercambio de información entre el concentrador de datos DC2S y en software HES se basa en el protocolo P3.2 (SOAP Web Services).

El alcance del protocolo PLC PRIME es permitir la comunicación de datos de medición de energía eléctrica a través de la red eléctrica de baja y media tensión, utilizando la tecnología de comunicación por líneas eléctricas (PLC). PLC PRIME es un protocolo de comunicación diseñado para la transmisión de datos de medición de energía eléctrica a través de la red eléctrica de baja y media tensión.

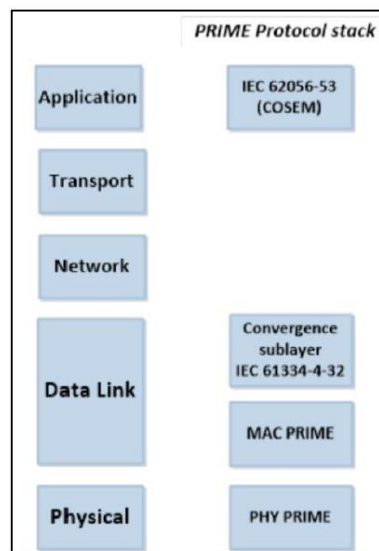
Arquitectura del protocolo PLC: La arquitectura del protocolo PLC PRIME se compone de tres capas:

- **Capa física:** define los aspectos físicos de la comunicación, incluyendo la modulación de la señal, el ancho de banda, la frecuencia y la codificación. Utiliza la tecnología de comunicación por líneas eléctricas (PLC) para transmitir los datos a través de la red eléctrica.

- **Capa de enlace de datos:** define cómo se transmiten los datos en el enlace de comunicación, incluyendo la sincronización, la corrección de errores y la gestión del flujo de datos. Se basa en la norma IEEE 802.2.
- **Capa de red:** define cómo se transmiten los datos a través de la red, incluyendo la gestión de direcciones, el enrutamiento y la seguridad. Se basa en el estándar IPv6 y utiliza el protocolo de transporte TCP/IP.

Figura 23

Arquitectura de comunicación PLC PRIME.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

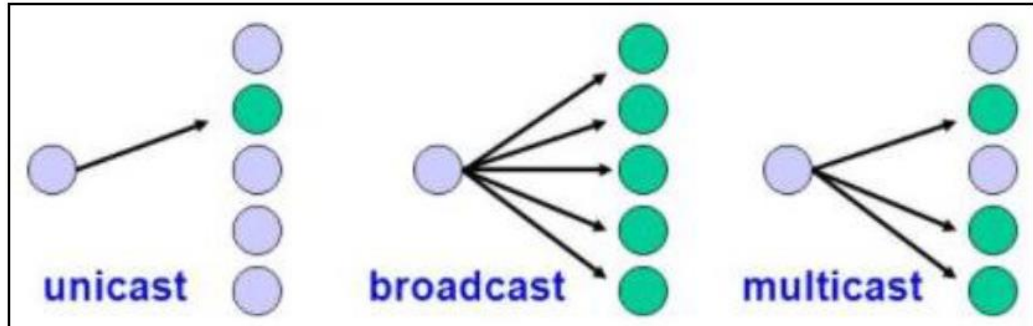
Direccionamiento: El modo de direccionamiento de los medidores inteligentes a través del protocolo PLC PRIME se basa en lo siguiente:

- **Unicast:** cuando la solicitud se envía al medidor especificado y se espera cualquier confirmación del medidor.
- **Broadcast:** cuando la solicitud se envía a todos los contadores sin confirmación obligatoria de los contadores. Los comandos de difusión se utilizan ampliamente para fines de gestión del lado de la demanda (DSM). Por ejemplo, la señal de "Emergencia" se envía a todos los medidores admitidos por el DC mediante comunicación de transmisión.

- **Multicast:** para transmitir la solicitud a un grupo de medidores (grupos de multidifusión), como la transferencia de imágenes de actualización de firmware.

Figura 24

Direccionamiento PLC PRIME.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Intercambio de datos: El intercambio de datos entre concentrador de datos y el medidor inteligente incluye las siguientes etapas:

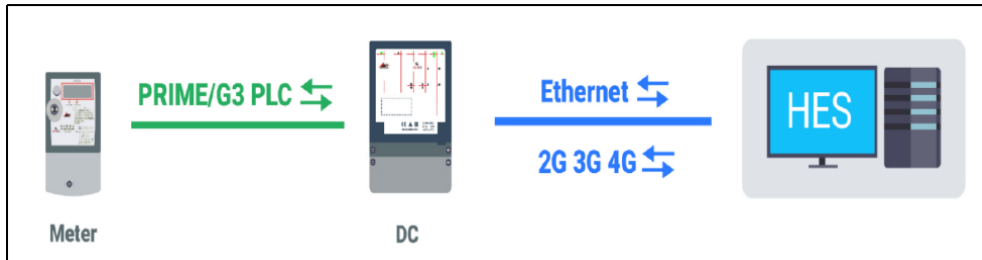
- Concentrador de datos solicita la información de los medidores de acuerdo con el horario predefinido (en el HES) o bajo demanda (desde HES o DC).
- En caso de situación de alarma, el medidor envía Notificación de Evento a DC de forma asíncrona y este último la transmite a HES.

El intercambio de datos entre concentrador de datos y el HES se puede realizar:

- A tiempo: HES solicita los datos del DC de acuerdo con el horario predefinido.
- Bajo demanda: los datos del DC y contadores que tiene asignados se pueden solicitar manualmente.
- En caso de una situación de alarma (p. ej., corte de energía), el DC envía de forma asíncrona al HES una Notificación de evento a través de Ethernet o un mensaje Last Gasp a través del módem 3GPP.

Figura 25

Intercambio de datos.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Detección y registro de los medidores inteligentes: Los principales elementos de la estructura de la red PRIME son los siguientes:

- **Nodo Base (BN):** Actúa como un Nodo maestro que proporciona conectividad a todos los elementos de la Subred. Gestiona los recursos y conexiones de la Subred. Solo hay un BN en una Subred.
- **Nodo de Servicio (SN):** Actúan como nodos esclavos en la Subred. Están inicialmente en un estado funcional Desconectado y siguen el proceso de Registro para convertirse en parte de la Subred. Los tres estados funcionales de un SN son:
 - **Desconectado:** Este es el estado funcional inicial para todos los SN. Su función principal es buscar una subred a su alcance e intentar registrarse en ella.
 - **Terminal:** Este SN puede establecer conexiones y comunicar datos, pero no puede cambiar ningún dato de otros nodos.
 - **Conmutador:** Este SN puede realizar todas las funciones de la Terminal. Además, puede reenviar datos hacia y desde otros Nodos en la misma Subred.

Cancelación del registro del dispositivo: Si después de varios intentos desde concentrador, el medidor no responde a los paquetes de mantenimiento de actividad, el medidor se cancela y se elimina de la lista de dispositivos registrados de DC.

El tiempo de almacenamiento de los datos relacionados con el medidor (no registrados) depende del tipo de datos:

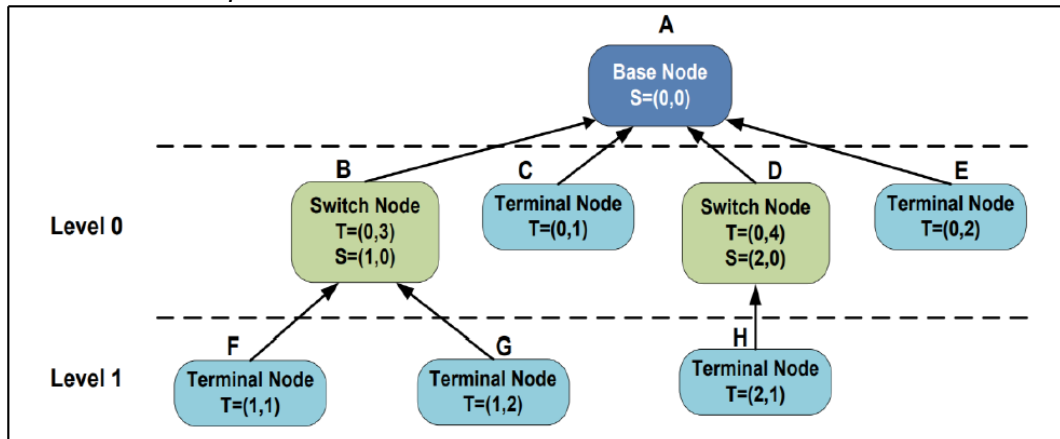
- Los datos de los perfiles se almacenan de acuerdo con las configuraciones preestablecidas.
- La estadística de comunicación se almacena al menos 10 días
- Los eventos se almacenan hasta que son reemplazados por otros nuevos (debido al mecanismo FIFO).
- Los datos de configuración del contador (número de serie, claves, fecha de la última comunicación, etc.) se almacenan hasta que se eliminan explícitamente.

Mecanismo de repetición

- La conexión directa entre el concentrador de datos y medidores inteligentes puede volverse imposible si la red eléctrica es demasiado ruidosa o demasiado largo.
- En este caso, el intercambio de datos se habilita mediante el uso del mecanismo de repetición.
- Los medidores de nivel de acceso cero son aquellos con los que se conecta directamente al concentrador. Los medidores son de primer nivel si su conexión con el concentrador se realiza a través de medidores de nivel cero y así sucesivamente.
- La función de repetición significa que cada medidor es un repetidor natural de mensajes. Esto evita el uso de equipos específicos para volver a amplificar el mensaje. La mejor ruta de comunicación se encuentra automáticamente en la red.
- Se ajusta automáticamente a las condiciones de transmisión (interferencias, cambio de impedancia en la red, etc.). Para garantizar una transferencia fiable de la señal a largas distancias, se utilizan mecanismos de repetición de fuente.

Figura 26

Mecanismo de repetición.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

C.2. Funcionalidades

- **Comunicación bidireccional:** El sistema permite la comunicación en ambas direcciones, lo que significa que los datos pueden ser enviados desde los dispositivos de campo al centro de control y viceversa.
- **Robustez y fiabilidad:** La tecnología PLC PRIME es conocida por su robustez y fiabilidad incluso en entornos adversos, lo que garantiza una comunicación estable y confiable en todo momento.
- **Integración con el sistema de medición inteligente:** El sistema de comunicaciones está diseñado para integrarse perfectamente con los dispositivos de medición inteligente, permitiendo la transmisión eficiente de datos de consumo eléctrico.
- **Gestión remota:** Permite la gestión remota de los dispositivos de campo, lo que facilita la configuración, monitoreo y mantenimiento del sistema desde el centro de control.
- **Seguridad de datos:** El sistema de comunicaciones implementa medidas de seguridad robustas para proteger la integridad y confidencialidad de los datos transmitidos. Esto incluye encriptación de extremo a extremo y autenticación de dispositivos para prevenir accesos no autorizados.

- **Escalabilidad:** El sistema de comunicaciones está diseñado para ser escalable, lo que significa que puede crecer y adaptarse fácilmente a medida que se añaden más dispositivos al sistema. Esto garantiza que el sistema pueda soportar un aumento en la carga de datos sin comprometer su rendimiento.
- **Diagnóstico remoto:** El sistema de comunicaciones permite el diagnóstico remoto de problemas en la red, lo que facilita la identificación y resolución rápida de cualquier incidencia. Esto reduce los tiempos de inactividad y mejora la eficiencia operativa del sistema.
- **Gestión de calidad de servicio (QoS):** El sistema de comunicaciones incorpora mecanismos de gestión de calidad de servicio para garantizar una transmisión de datos eficiente y sin interrupciones. Esto se logra priorizando el tráfico de datos críticos y optimizando el ancho de banda disponible para mantener un rendimiento óptimo de la red.

C.3. Evaluación técnica del sistema: La evaluación técnica del sistema de comunicaciones se basa en su capacidad para proporcionar una comunicación eficiente y confiable entre los dispositivos de medición inteligente y el centro de control. Se evaluará la estabilidad de la conexión, la velocidad de transmisión de datos y la cobertura de la red. Además, se considerará la interoperabilidad con otros sistemas y la capacidad de adaptarse a futuras expansiones.

Tabla 12*Evaluación técnica del sistema.*

PARAMETRO	EVALUACIÓN	EVALUACIÓN	EVALUACIÓN	EVALUACIÓN
	SED 01 YAUYOS	SED 02 YAUYOS	SED 03 YAUYOS	SED 03 HUANTÁN
%Calidad Comunicación	100 %	99 %	90 %	100 %
%Confiabilidad medidores	100 %	100 %	100 %	100 %
%Confiabilidad concentradores	100 %	100 %	100 %	100 %
%Estabilidad de comunicación	100 %	99 %	92 %	100 %
Velocidad transmisión de datos	2.7 MB	1.6 MB	2.3 MB	2.1 MB
Cobertura de la red	4G Claro	4G Claro	4G Claro	3G Claro
Interoperabilidad	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

D. Sistema de gestión y operación

D.1. Descripción detallada: El software HES utilizado para la gestión y monitoreo de los medidores inteligentes y concentradores de datos instalados en la localidad de Yauyos y Huantán se llama SIMS 8. La plataforma de gestión SIMS es capaz de integrarse con sistemas de terceros, como lo son los sistemas de facturación, sistemas SCADA, etc.

Está basado en la arquitectura de servicios web, permitiendo una conexión transparente con los sistemas de adquisición de datos, para el intercambio de información en forma de representación de datos XML.

Figura 27

Visualización de los medidores AMI en Centro de Control de Adinelsa.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Requisitos de instalación:

- **Hardware:** 1 servidor con las siguientes características:
 - 4xCPU - Intel Xeon E5-26300, 4xCores, 2.3 GHz o superior
 - 16 GB de RAM
 - Memoria - SSD de 250 GB y HDD de 2 TB
- **Software:**
 - Microsoft Windows Server Standard Edition 2019 R2
 - Microsoft SQL Server Standard Edition 2019

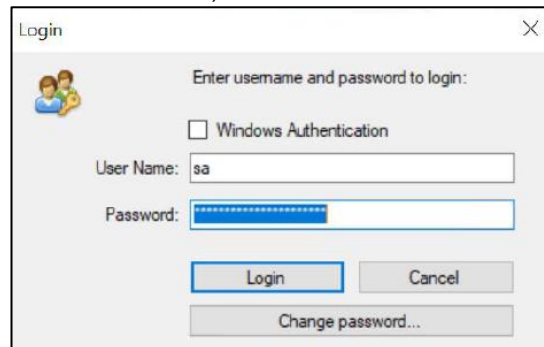
El HES de la solución ADDAX AMI está conformado por dos componentes: un servicio de recolección y almacenamiento de lecturas y el cliente Front-end tipo aplicación de escritorio.

El cliente SIMS se distribuye con un programa nativo de Windows. Para acceder al HES es necesario que el cliente esté instalado en un servidor de aplicaciones

sobre Windows Server o en los computadores de cada usuario. El inicio de sesión en el HES se encuentra autenticado por usuario y clave.

Figura 28

Inicio de sesión en el cliente SIMS, ADDAX AMI.



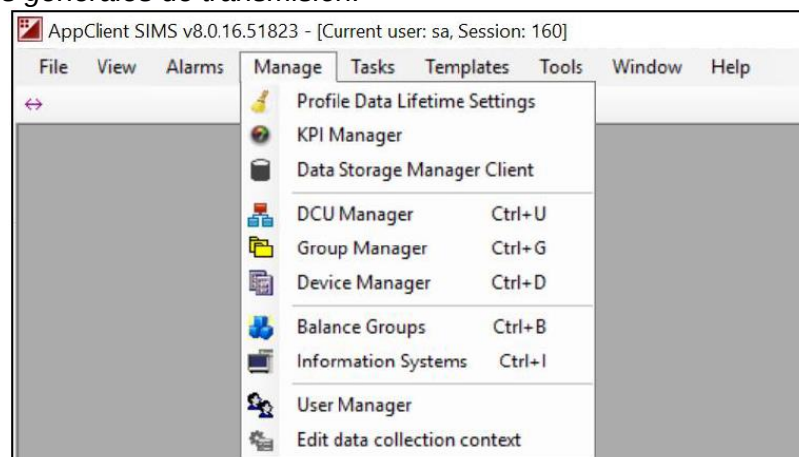
Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Gestión de entidades: Bajo el menú Manage, el HES cuenta con las siguientes opciones para administrar sus dispositivos y entidades:

- **DCU Manager:** Gestión de concentradores.
- **Group Manager:** Gestión de medidores.
- **Information Systems:** Gestión de reportes automáticos AMI.
- **User Manager:** Gestión de usuarios del HES.
- **Edit data collection context:** Gestión de tareas de recolección de datos.

Figura 29

Opciones generales de transmisión.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Dentro de DCU Manager, el HES proporciona diversas funciones para administrar los concentradores registrados:

- **Open:** Información del concentrador, lista de medidores y eventos.
- **Ping:** Valida la comunicación celular hacia el concentrador.
- **Remove/Disable:** Deshabilitar/eliminar el concentrador de la base de datos.
- **Update:** Actualizar Firmware del concentrador de forma remota.
- **Reboot:** Reiniciar el concentrador.
- **Request info from DCU:** Actualizar información por demanda del concentrador.

Figura 30

Registro del concentrador.

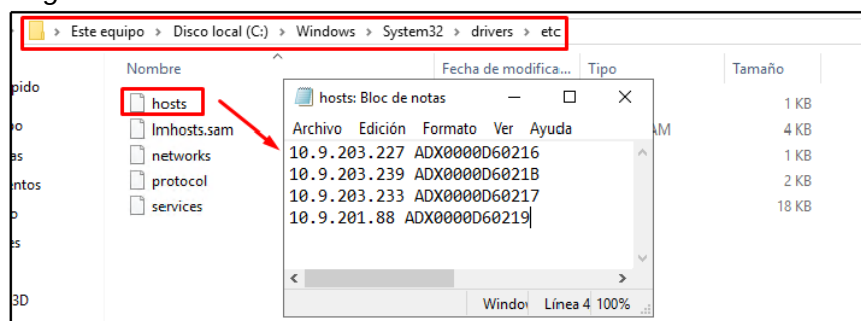
Additional Info	Name	ID	IP	Active	Allowed	Installed Date	DCU Type	Last successful connection	Connection status
SED01 YAUIVOS	ADW000D60216	14025238	http://10.9.203.227/	73	73	21/04/2023 16:33	DCU	7/11/2023 12:00	Ok
SED03 YAUIVOS	ADW000D60217	14025239	http://10.9.203.232/	296	296	21/04/2023 16:32	DCU	7/11/2023 12:33	Ok
SED03 HUANTAN	ADW000D60219	14025241	http://10.9.201.88/	69	69	21/04/2023 16:32	DCU	7/11/2023 12:32	Ok
SED02 YAUIVOS	ADW000D6021E	14025243	http://10.9.203.239/	285	285	21/04/2023 16:33	DCU	7/11/2023 12:20	Ok

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Para el registro de los concentradores, estos deben ingresarse manualmente editando el archivo hosts ubicado en la ruta C:\Windows\System32\drivers\etc. En el archivo se debe relacionar el alias del concentrador, como se requiere que aparezca en el cliente SIMS, con su dirección IPv4.

Figura 31

Registro del IPV4.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa.

En el cliente SIMS se encontrarán los alias de los concentradores listos para su creación en la base de datos.

Gestión de medidores: Al interior de Group Manager, las opciones de administración de medidores son:

- **Listar medidores vinculados al concentrador.**
- **View data:** Ver datos de perfiles almacenados.
- **Device Configuración:** Configuración remota del medidor.
- **Device Event Logs:** Lectura por demanda de eventos y perfiles del medidor.
- **Online Request:** Lectura en tiempo real de los registros del medidor.
- **Image Transfer:** Actualización remota de Firmware del medidor.

Figura 32

Gestión de medidores.

#	Device ID	Customer Code	Device Type	SED	Tarifa
1	13967215	7012600670	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
2	13967216	7012600510	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
3	13967217	7012600590	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
4	13967218	7012600540	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
5	13967219	7012600520	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
6	13967222	7012600532	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
7	13967223	7012600646	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
8	13967225	7012600550	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
9	13967227	7012600643	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
10	13967228	7012600600	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
11	13967231	7012600580	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
12	13967232	7012600610	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
13	13967233	7012600560	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
14	13967234	7012600880	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
15	13967302	10019914087	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
16	13967355	7012600644	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
17	13967356	7012600710	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
18	13967357	7012600776	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
19	13967358	7012600635	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
20	13967359	7012600700	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
21	13967360	7012600650	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
22	13967361	7012600690	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
23	13967362	7012600470	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
24	13967363	7012600647	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
25	13967365	7012600720	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
26	13967366	7012600790	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
27	13967367	7012600840	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
28	13967368	7012600506	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
29	13967370	7012600530	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5
30	13967371	7012600621	AD11A.1-23-1	S01Y	BT5

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

El concentrador tiene capacidad de reportar la lista de medidores vinculados.

Figura 33

Gestión de lectura.

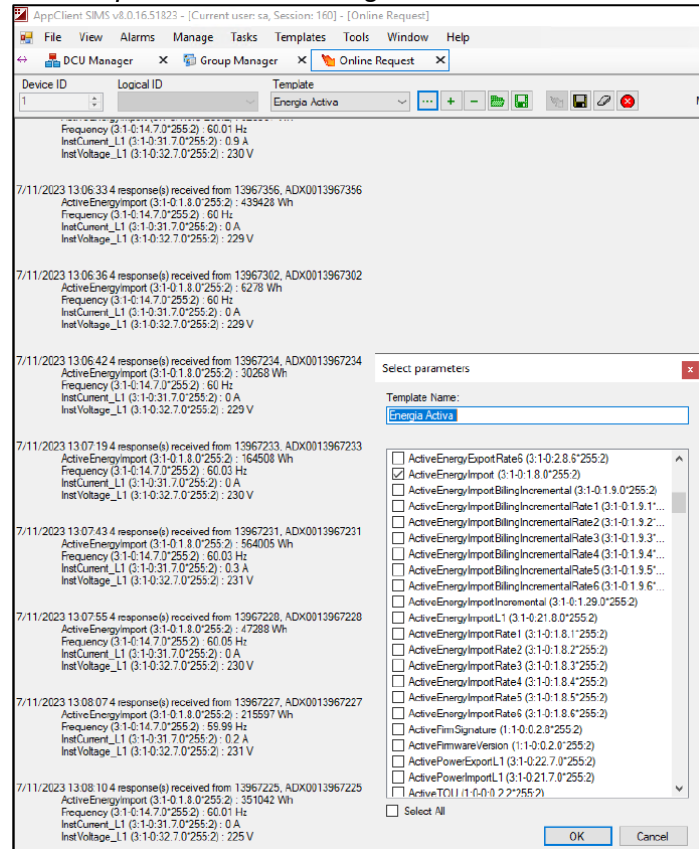
#	Date/Time	Serial No	Customer Code	ActiveEnergyImportIncremental	ActiveEnergyExportIncremental	ReactEnergyG1Incremental	ReactEnergyG2Incremental	ReactEnergyG3Incremental	ReactEnergyG4Incremental
1	7/11/2023 00:00:00	13967215	7012600670	46.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.00
2	7/11/2023 00:00:00	13967216	7012600510	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	7/11/2023 00:00:00	13967217	7012600590	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	7/11/2023 00:00:00	13967218	7012600540	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	7/11/2023 00:00:00	13967219	7012600520	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	7/11/2023 00:00:00	13967222	7012600532	8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00
7	7/11/2023 00:00:00	13967223	7012600646	4.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00
8	7/11/2023 00:00:00	13967225	7012600550	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00
9	7/11/2023 00:00:00	13967227	7012600643	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
10	7/11/2023 00:00:00	13967228	7012600600	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	7/11/2023 00:00:00	13967231	7012600580	7.00	0.00	1.00	0.00	0.00	9.00
12	7/11/2023 00:00:00	13967232	7012600610	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	7/11/2023 00:00:00	13967233	7012600560	4.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	7/11/2023 00:00:00	13967234	7012600880	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15	7/11/2023 00:00:00	13967302	10019914087	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16	7/11/2023 00:00:00	13967355	7012600644	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	7/11/2023 00:00:00	13967356	7012600710	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	7/11/2023 00:00:00	13967357	7012600776	9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00
19	7/11/2023 00:00:00	13967358	7012600635	44.00	0.00	41.00	0.00	0.00	0.00
20	7/11/2023 00:00:00	13967359	7012600700	4.00	0.00	6.00	0.00	0.00	0.00
21	7/11/2023 00:00:00	13967360	7012600650	14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00
22	7/11/2023 00:00:00	13967361	7012600690	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
23	7/11/2023 00:00:00	13967362	7012600470	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	7/11/2023 00:00:00	13967363	7012600647	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	7/11/2023 00:00:00	13967365	7012600720	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
26	7/11/2023 00:00:00	13967366	7012600790	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
27	7/11/2023 00:00:00	13967367	7012600840	3.00	0.00	2.00	0.00	0.00	0.00
28	7/11/2023 00:00:00	13967368	7012600506	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	7/11/2023 00:00:00	13967370	7012600530	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.00
30	7/11/2023 00:00:00	13967371	7012600621	30.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.00

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Lecturas por demanda de registros: Es posible invocar por demanda lecturas de medidas instantáneas y registros de un medidor. Las lecturas se pueden hacer en grupos de 20 medidores, sin importar si son de concentradores diferentes.

Figura 34

Lectura por demanda de registros.



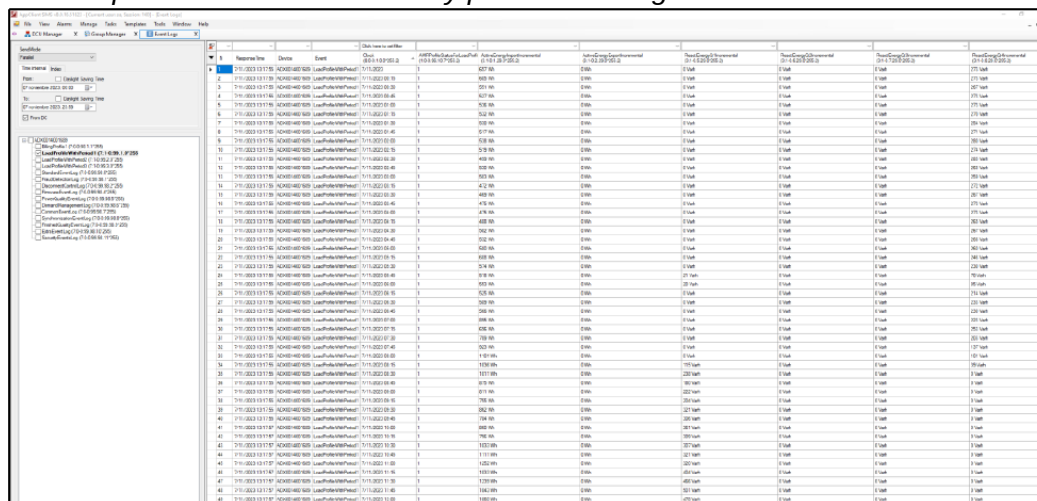
Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa.

Lecturas por demanda de eventos, perfiles de carga y perfil de facturación:

Es posible consultar por demanda y en rangos de tiempo eventos, perfiles de carga y perfil de facturación de un medidor. Se puede escoger obtener los datos desde la memoria del concentrador o directamente del medidor. La lectura puede ser individual o por grupos de medidores o concentradores.

Figura 35

Lectura por demanda de eventos y perfiles de carga.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Configuración del medidor: Se puede ajustar la configuración de un medidor de forma remota. Algunas de las opciones disponibles son:

- Conexión / desconexión del suministro
- Reloj
- Selección de alarmas
- Identificadores
- Tarifas
- Display del medidor
- Canales

Configuración del medidor.

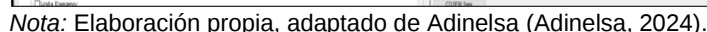
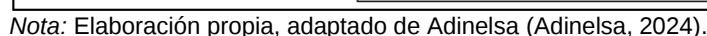


Figura 37

Visualización gráfica.

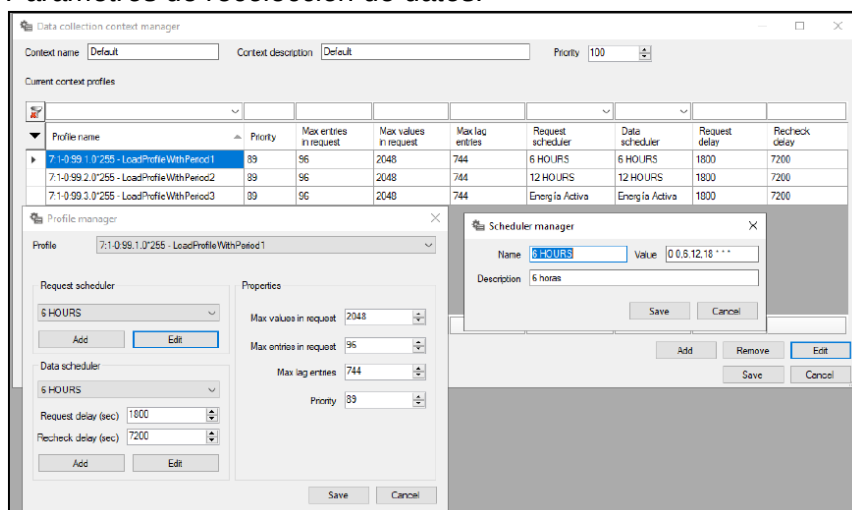


Gestión de tareas de recolección de datos: El HES cuenta con las siguientes opciones para configurar la recolección automáticamente de los perfiles del medidor.

- Configurar la fecha/hora y periodos de recolección de datos.
- Máxima cantidad de registros para almacenar.
- Prioridad en la recolección de datos.
- Selección del tipo de datos a recolectar: Eventos, perfiles de carga y perfil de facturación.

Figura 38

Parámetros de recolección de datos.

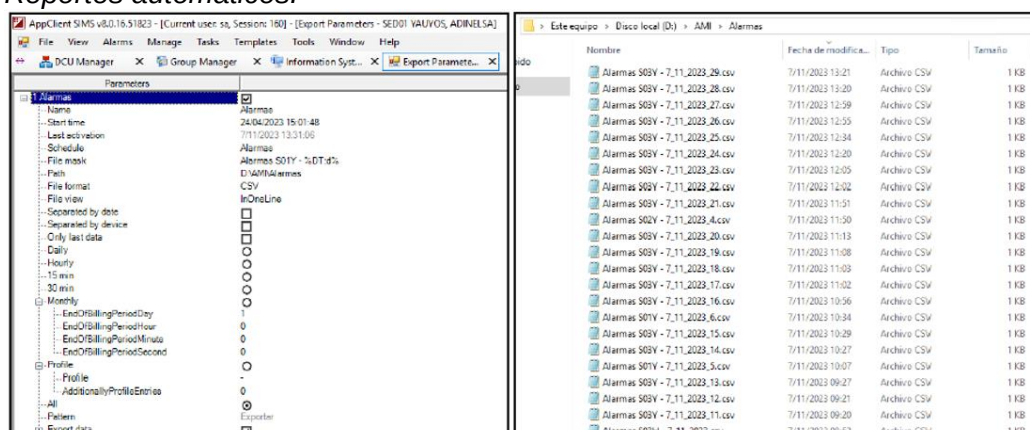


Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Gestión de reportes automáticos del AMI: El usuario puede instruir al HES para que genere periódicamente reportes con información de perfiles de carga, perfiles de facturación y eventos del AMI.

Figura 39

Reportes automáticos.



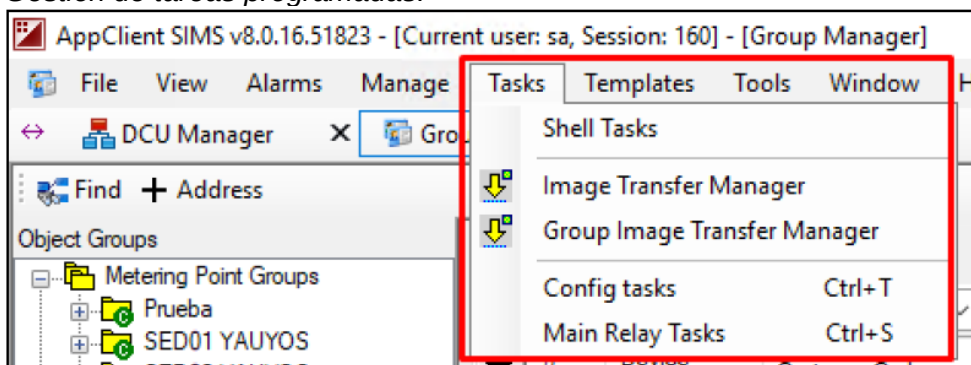
Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Gestión de tareas programadas: Además de la recolección de datos, el HES permite automatizar la configuración de los dispositivos:

- Group Image Transfer Manager: Actualización de medidores.
- Config task: Configuración de medidores.
- Main Relay Task: Corte/reconexión del suministro.

Figura 40

Gestión de tareas programadas.

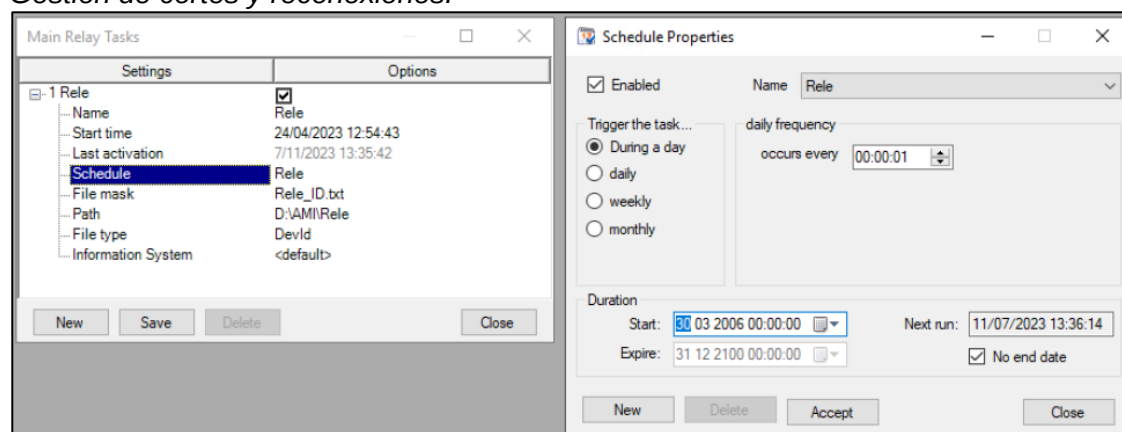


Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Corte / reconexión del suministro: El HES puede conectar/desconectar el suministro de forma masiva mediante tareas programadas. Se debe suministrar la lista de medidores en un archivo de texto con un formato específico que se debe respetar.

Figura 41

Gestión de cortes y reconexiones.



Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

D.2. Funcionalidades

- **Administración de datos:** La plataforma proporciona herramientas para administrar y almacenar datos relacionados con el consumo de energía, eventos del sistema, alarmas y otros parámetros relevantes.
- **Acceso remoto:** Permite el control remoto de dispositivos y componentes del sistema, como medidores inteligentes, relés de corte y reconexión, alarmas, etc.
- **Monitorización en tiempo real:** Proporciona una interfaz de usuario que permite la monitorización en tiempo real del estado del sistema, incluyendo datos de consumo, voltaje, corriente y otros parámetros operativos.
- **Programación de tareas automatizadas:** El sistema permite la programación de tareas automatizadas, como la lectura programada de medidores, la gestión de cortes y reconexiones, y la generación de informes periódicos. Esto aumenta la eficiencia operativa al reducir la necesidad de intervención manual y minimizar los tiempos de inactividad.
- **Gestión de alarmas y eventos:** El sistema monitorea constantemente el estado del sistema y genera alarmas y eventos en caso de anomalías, como

sobrecargas, caídas de tensión o intentos de manipulación del medidor. Esto permite una respuesta rápida y efectiva ante situaciones críticas.

- **Integración con sistemas de información externos:** El sistema puede integrarse con otros sistemas de información, como sistemas de facturación, gestión de clientes o sistemas de gestión empresarial (ERP), para compartir datos y optimizar los procesos operativos.
- **Capacidades de supervisión y control remoto:** El sistema ofrece capacidades avanzadas de supervisión y control remoto que permiten a los operadores monitorear y controlar el sistema desde cualquier ubicación con acceso a Internet, aumentando la flexibilidad y la capacidad de respuesta del personal de operaciones.

D.3. Datos almacenados en el sistema de gestión y operación: El sistema de gestión y operación del Proyecto Piloto AMI almacena una variedad de datos relevantes para monitorear, controlar y gestionar eficazmente el sistema de distribución eléctrica en las localidades de Yauyos y Huantán. Estos datos incluyen información sobre el consumo de energía, eventos del sistema, alarmas, configuraciones de dispositivos, registros de mantenimiento y otros datos operativos clave. La siguiente tabla resume los diferentes tipos de datos almacenados en el sistema y proporciona una breve descripción de cada uno de ellos.

Tabla 13

Datos almacenados en el SIMS – Parte 1.

Tipo de Dato	Descripción
Registros de energía	Registros de energía como, Energía Activa (15 min), Voltaje, Corriente, Frecuencia, energía Activa acumulada, etc.
Eventos del sistema	Registros de eventos del sistema, como cortes de energía, pérdida en la comunicación con los concentradores, etc.
Alarmas	Registros de alarmas generadas por el medidor, como cortes o reconexiones de suministro, manipulaciones de medidores, etc.
Configuraciones	Configuraciones de los medidores y parámetros del sistema.

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Tabla 14*Datos almacenados en el SIMS – Parte 2.*

Tipo de Dato	Descripción
Registros de mantenimiento	Historial de mantenimiento de equipos y componentes del sistema
Otros datos operativos	Otros datos operativos relevantes para la gestión del sistema

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

D.4. Evaluación técnica del sistema de gestión y operación

Tabla 15*Evaluación técnica del sistema de gestión y operación.*

Aspecto	Evaluación
Estabilidad del Sistema	El sistema ha demostrado una alta estabilidad en pruebas de larga duración, con mínimos incidentes o fallos.
Capacidad de respuesta	El sistema responde de manera rápida y efectiva ante eventos inesperados, garantizando la continuidad del servicio a fallos.
Escalabilidad	El sistema es altamente escalable y puede crecer para adaptarse al crecimiento del sistema de distribución eléctrica.
Seguridad de los datos	Se han implementado medidas sólidas de seguridad para proteger la integridad y confidencialidad de los datos del sistema (VPN).
Interoperabilidad	El sistema es compatible e interoperable con otros sistemas y dispositivos, facilitando la comunicación y colaboración entre plataformas (SQL).
Facilidad de uso	La interfaz de usuario del sistema es intuitiva y fácil de usar, lo que permite a los operadores gestionar el sistema de manera eficiente.
Adaptabilidad	El sistema está diseñado para adaptarse y evolucionar según las necesidades cambiantes del entorno, asegurando su relevancia a largo plazo.

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

E. Sistema de seguridad de datos

E.1. Descripción detallada: El sistema de seguridad de los datos del Head End System (HES) se basa en una arquitectura robusta que incorpora un módulo de seguridad de hardware (HSM) dedicado. Este HSM cumple con la especificación Global Platform v.2.1.1 y es utilizado para almacenar material de seguridad, como las llaves maestras, y proteger el canal entre el HSM y la Unidad de Control del Data Concentrador (DCU) mediante el protocolo PACE.

- Arranque seguro
- Actualizaciones de software
- Asegurar la comunicación con HES
- Asegurar la comunicación con los medidores inteligentes
- Acceso seguro al Concentrador de Datos
- Mitigación de ataques de Denegación de Servicio

E.2. Funcionalidades

- **Encriptación avanzada de datos:** Utiliza algoritmos de encriptación robustos para proteger los datos sensibles durante su transmisión y almacenamiento.
- **Autenticación de usuarios:** Implementa procedimientos de autenticación para verificar la identidad y autorización de los usuarios que intentan acceder al sistema.
- **Control de acceso basado en roles:** Establece niveles de acceso y privilegios según los roles y responsabilidades de cada usuario, limitando el acceso a la información y funciones específicas.
- **Registro y auditoría de actividades:** Registra y supervisa todas las actividades de acceso al sistema, incluyendo quién accede, cuándo lo hace y qué acciones realiza.
- **Gestión segura de claves:** Utiliza un módulo de seguridad de hardware (HSM) para almacenar y proteger las claves de cifrado utilizadas para acceder a los datos sensibles.
- **Protección contra ataques de denegación de servicio (DOS):** Implementa medidas para detectar, mitigar y responder a posibles ataques de denegación de servicio que puedan afectar la disponibilidad y rendimiento del sistema.

- **Cifrado de comunicaciones seguras:** Utiliza cifrado de extremo a extremo para proteger la comunicación entre los diferentes componentes del sistema, como la comunicación entre los medidores y el Data Concentrador (DC).
- **Actualizaciones de software seguras:** Las actualizaciones de software se cifran y autentican utilizando certificados firmados por el fabricante para garantizar la integridad y autenticidad de las imágenes de software.

E.3. Evaluación técnica del sistema de seguridad de datos

Tabla 16

Evaluación técnica del sistema de seguridad de datos.

Aspecto	Evaluación
Encriptación avanzada de datos	La encriptación utilizada es robusta y eficaz en proteger los datos sensibles.
Autenticación de usuarios	Los procedimientos de autenticación son sólidos y confiables para verificar la identidad de los usuarios.
Control de acceso basado en roles	El sistema de control de acceso permite una gestión eficiente y segura de los privilegios de los usuarios.
Registro y auditoría de actividades	Se registran y supervisan adecuadamente todas las actividades de acceso al sistema para garantizar la trazabilidad.
Gestión segura de claves	La gestión de claves se realiza de manera segura utilizando un módulo de seguridad de hardware dedicado (HSM).
Protección contra ataques de DOS	Se implementan medidas efectivas para detectar, mitigar y responder a posibles ataques de denegación de servicio.
Cifrado de comunicaciones seguras	La comunicación entre los diferentes componentes del sistema se realiza de forma segura mediante cifrado de extremo a extremo.
Actualizaciones de software seguras	Las actualizaciones de software se realizan de manera segura, garantizando la integridad y autenticidad de las imágenes de software.

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

3.4.2.2 Criterios de selección

A. Criterios utilizados para seleccionar la tecnología: La selección de la tecnología para el Proyecto Piloto AMI se basó en los siguientes criterios:

- **Eficiencia Energética**

- Capacidad de medir el consumo en tiempo real para optimizar la gestión energética.
- Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas en las redes de distribución.

- **Fiabilidad y robustez**

- Resistencia de los equipos frente a condiciones climáticas adversas comunes en zonas rurales.
- Garantía de funcionamiento continuo y minimización de fallas operativas.

- **Interoperabilidad**

- Compatibilidad de los medidores AMI con los sistemas existentes de la red de distribución secundaria (RDS).
- Adaptabilidad para integrarse a futuras ampliaciones o modernizaciones tecnológicas.

- **Costo – Beneficio**

- Relación entre el costo de adquisición e instalación de los equipos y los beneficios proyectados, como la reducción de pérdidas y la mejora en la calidad del servicio.

- **Facilidad de implementación**

- Capacidad técnica del personal para instalar y operar los equipos seleccionados.
- Disponibilidad de recursos y soporte técnico por parte del proveedor.

B. Comparación con otras tecnologías: Se evaluaron otras tecnologías disponibles antes de seleccionar la solución AMI. A continuación, se presenta una comparación:

Tabla 17*Comparación con otras tecnologías.*

Aspecto	Medidores AMI (Seleccionado)	Medidores Convencionales	Sistemas Prepagos
Medición en Tiempo Real	Sí	No	Limitado
Comunicación Bidireccional	Sí	No	Parcial
Detección de Pérdidas	Alta	Baja	Baja
Costo Inicial	Alto	Bajo	Moderado
Compatibilidad con Redes Modernas	Alta	Baja	Moderada

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

La elección de los medidores AMI responde a su capacidad para ofrecer funcionalidades avanzadas, como monitoreo remoto, mayor precisión en la medición y detección de fraudes, superando las limitaciones de las alternativas disponibles.

C. Términos de Referencia (TDR): Los Términos de Referencia para la selección e implementación de la tecnología incluyeron los siguientes puntos clave:

- **Objetivo de la Convocatoria:** El presente procedimiento de selección tiene por objeto la contratación de “Suministro e instalación de Sistema de Medición Avanzada – AMI”.

Tabla 18*Datos almacenados en el SIMS.*

N°	Equipo	Cantidad
1	Medidores Electrónicos Monofásicos inteligente con Modulo de Comunicación vía radio frecuencia.	648
2	Medidores Electrónicos Trifásicos inteligente con Modulo de Comunicación vía radio frecuencia.	6
3	Colector de recopilación y almacenamiento de datos con equipo modem Celular (GPRS/3G/4G) para estación base y envío de información a instalaciones de Adinelsa.	7
4	Software MDC (Meter Data Collector).	1

Nota: elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024)

- **Especificaciones Técnicas:**
 - Medidores con comunicación bidireccional y medición en tiempo real.
 - Concentradores de datos con capacidad de almacenamiento y procesamiento avanzado.
- **Alcance de la Implementación:**
 - Instalación de equipos en 68 suministros de baja tensión, luminarias LED y un medidor totalizador en la SED.
- **Criterios de Evaluación de Propuestas:**
 - Experiencia del proveedor en proyectos similares.
 - Garantía técnica y soporte postventa.
- **Cronograma y Presupuesto:**
 - Definir plazos y costos asociados, asegurando el cumplimiento de los objetivos del Proyecto Piloto AMI.

En el Anexo 3 se detalla las características técnicas de los medidores AMI seleccionados por Adinelsa.

3.4.3 Aspectos relevantes

- **Desafíos técnicos:** Integración de nuevos medidores con sistemas existentes, tanto en los sistemas de comunicación, como el procesamiento de datos y el aseguramiento de la precisión de la medición.
- **Logística:** Aprendizaje de nueva tecnología AMI, gestión de materiales, cambio de equipos antiguos por los nuevos y mantenimiento de los equipos con nueva tecnología, coordinación de la instalación en múltiples ubicaciones y gestión de inventarios.
- **Regulaciones:** Cumplimiento con normativas locales e internacionales de medición y seguridad.

3.4.4 Impactos esperados

Como parte del Proyecto AMI, se esperan los siguientes impactos:

- **Sinceramiento en los registros de medición:** con el Proyecto AMI, se espera el sinceramiento de los valores de los registros de medición de los clientes, de alumbrado público y totalizador.
- **Reducción de pérdidas:** con el sinceramiento de los valores, obtener el % pérdidas sincerado, mejora en la gestión del control y reducción de pérdidas.
- **Mejora en la calidad del servicio:** mayor precisión en la medición y respuesta rápida a problemas en la red.
- **Eficiencia operativa:** reducción de costos operativos y optimización de la gestión energética, lectura de medición y gestión de corte y reconexión.
- **Beneficios económicos:** Ahorro en costos de operación y aumento en la satisfacción del cliente.

3.5 Metodología

3.5.1 Evaluación de pérdidas

3.5.1.1 Metodologías. Conforme se detalla en el Capítulo 2, para la gestión de evaluación de pérdidas de energía, se realizan:

- **Balances / Microbalances de Energía por SED,** se comienza realizando un balance de energía en cascada desde SET, alimentadores MT, y al final se realizan los denominados “microbalance” que se evalúan por SED y circuitos BT. Para esta investigación se centrará en la aplicación de los microbalances, empleando la información disponible de los medidores,
- **Análisis de flujo de carga y simulaciones** para evaluar las pérdidas técnicas,
- **Análisis comparativo de datos de consumo,** triangulación de resultados de microbalances comerciales con simulaciones,

- **Auditorías o inspecciones en campo** para identificar pérdidas técnicas y no técnicas.

3.5.1.2. Herramientas. Uso de softwares de simulación de flujo de carga, como DigSilent, CymDIST, ADDAX AMI y sistemas de gestión de datos como Power BI, Excel, entre otros.

3.5.1.3. Resultados esperados. Mediante las plataformas de datos de ADDAX AMI y análisis de datos con Power BI y Excel para obtener los resultados de energía de totalizadores, energía del circuito de alumbrado público y la suma de energía de los clientes o suministros de BT, para determinar la pérdida de energía por SED.

Aplicando softwares de simulación de flujo de carga, como el CYMDIST, se determinarán la estimación de pérdidas técnicas por SED y serán contrastados con los resultados de las pérdidas obtenidas por los sistemas de gestión de datos del AMI.

3.5.1.4. Gestión de Pérdidas. Se muestra a continuación, la secuencia típica en la gestión de evaluación de pérdidas en las empresas distribuidoras. Esta información ha sido obtenida producto de la recopilación de información disponible como los lineamientos que realizan las empresas distribuidoras como Pluz Energía, que es la empresa de distribución eléctrica de la zona norte de Lima (Pluz Energía Perú S.A.A., 2024) y complementado con los resultados las entrevistas realizadas a los especialistas y expertos del sector que se adjuntan en el Anexo 2.

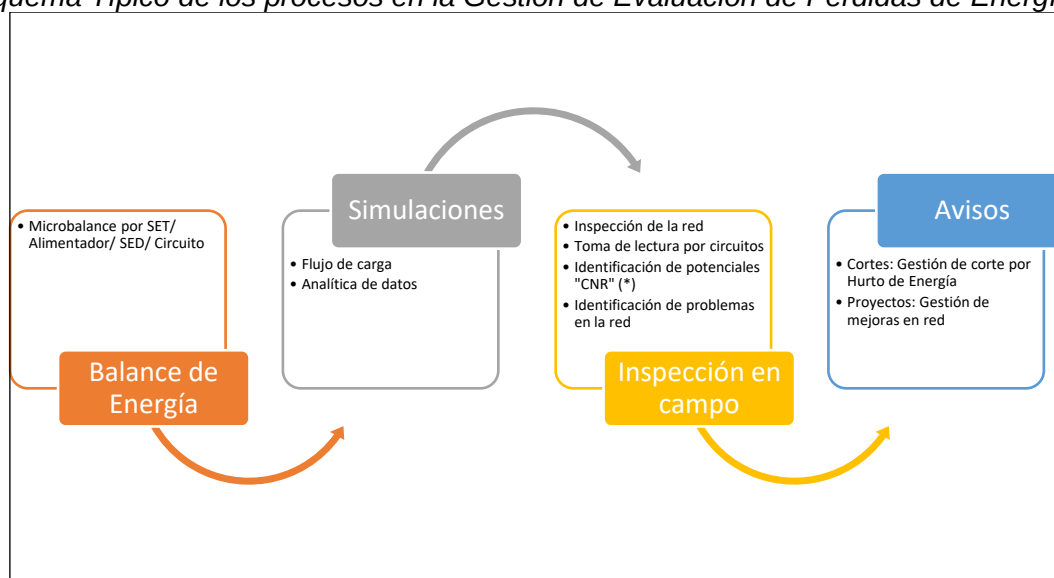
- **Área de Pérdidas:** usualmente esta área se realiza el análisis de energía en gabinete, con la información comercial de los consumos de cada cliente, registros de los concentradores y de los medidores de alumbrado público. Realiza un balance de energía en cascada desde nivel SET/Alimentador/SED/Circuito. Con los datos que superen o se tengan

resultados atípicos se envía la información al área de supervisión para que realicen la inspección en campo respectiva.

- **Área de supervisión:** usualmente esta área realiza inspecciones en campo, con los resultados del área de pérdidas, para identificar potenciales averías o problemas en la que estén incrementando las pérdidas técnicas y toma de lecturas por circuitos y clientes para detectar potenciales pérdidas no técnicas. Asimismo, emplean equipamiento especializado para detección de instalación de cableado clandestino.
- **Área de Cortes:** una vez identificado el suministro con Consumo No Registrado (CNR) o que esté cometiendo el delito de hurto de energía, esto se deriva al área de corte para las gestiones respectivas.
- **Área de Proyectos/Mantenimiento:** en caso se identifiquen averías en la red o equipos, como cables o conductores deteriorados, fugas a tierra, conexiones con falso contacto, equipos descalibrados, entre otros, esto se reporta al área de proyectos o mantenimiento para la planificación de una rehabilitación de las redes.

Figura 42

Esquema Típico de los procesos en la Gestión de Evaluación de Pérdidas de Energía.



Nota: Elaboración propia, adaptado de las entrevistas del Anexo 2.

(*) CNR: Consumo No Registrado.

3.6 Desarrollo del Análisis

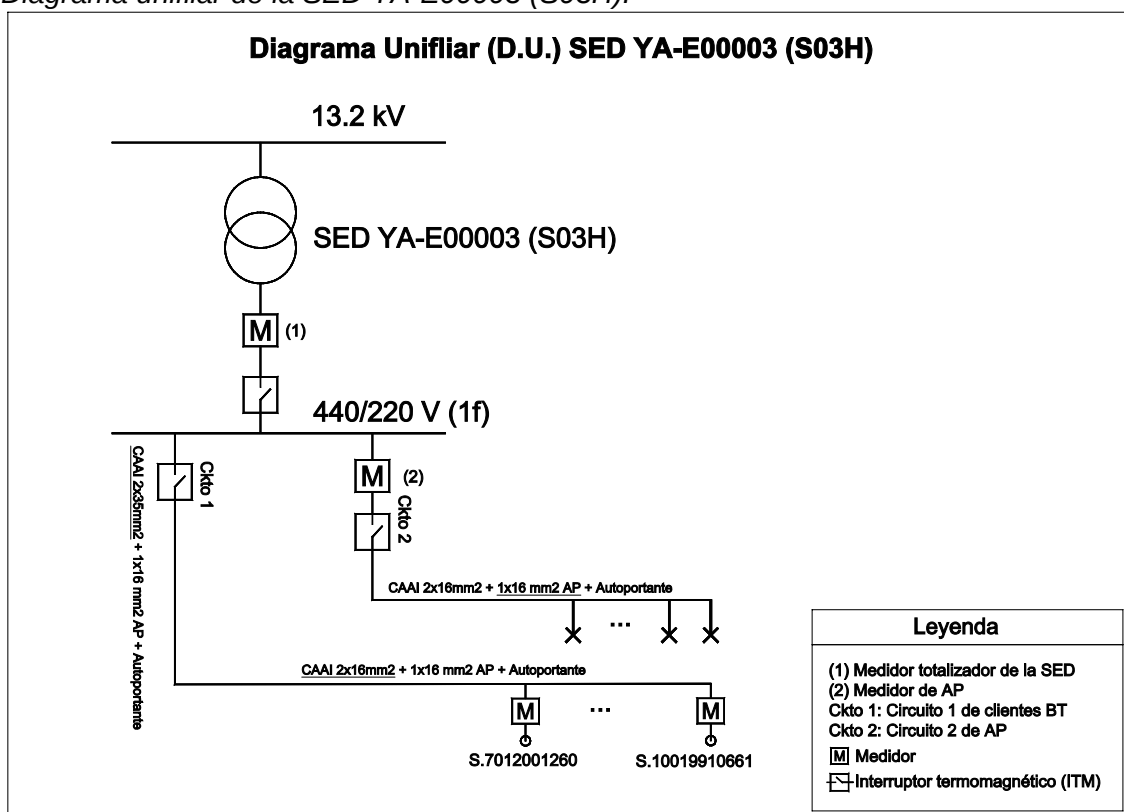
3.6.1 SED a estudiar

La SED para estudiar para la investigación corresponde a la SED YA-E00003 (S03H), conforme a lo indicado en la Tabla 1, consta de un transformador de distribución de 25 kVA, de 13,2 kV/ 440 – 220 V (1f), tiene dos circuitos en BT:

- 1) Circuito de Servicio Particular con red aérea autoportante de aluminio: 2x35 mm² SP + 1x16mm² AP + portante, consta con 68 suministros del tipo residencial, y
- 2) Circuito de Alumbrado Público AP en BT y 16 luminarias de 50 W. Este circuito usa la red de 1x16mm² AP del autoportante antes mencionado.

Figura 43

Diagrama unifilar de la SED YA-E00003 (S03H).



Nota: Elaboración propia. En el Anexo 7 se adjunta el archivo autocad (.dwg) del diagrama unifilar de la SED.

3.6.2 Técnicas de evaluación

3.6.2.1 Balance de energía por SED (microbalance). Se realiza el microbalance por cada SED, según lo descrito en el capítulo 2. Para ello se emplean los medidores de los totalizadores, de AP y de todos los suministros de BT, a este balance también es denominado balance comercial, debido a que resulta de la información comercial de los medidores. Se determina los siguientes valores por un mismo intervalo de tiempo, típicamente este balance se realiza de manera mensual:

- **Energía de ingreso (E_i),** corresponde a la energía de ingreso al sistema.
- **Energía de salida (E_s),** corresponde a la energía de ingreso al sistema.
- **Pérdida total de energía (E_p),** corresponde a la diferencia entre la Energía de ingreso y la Energía de salida. Esta pérdida incluye las pérdidas técnicas y no técnicas.

$$E_p = E_i - E_s \quad (17)$$

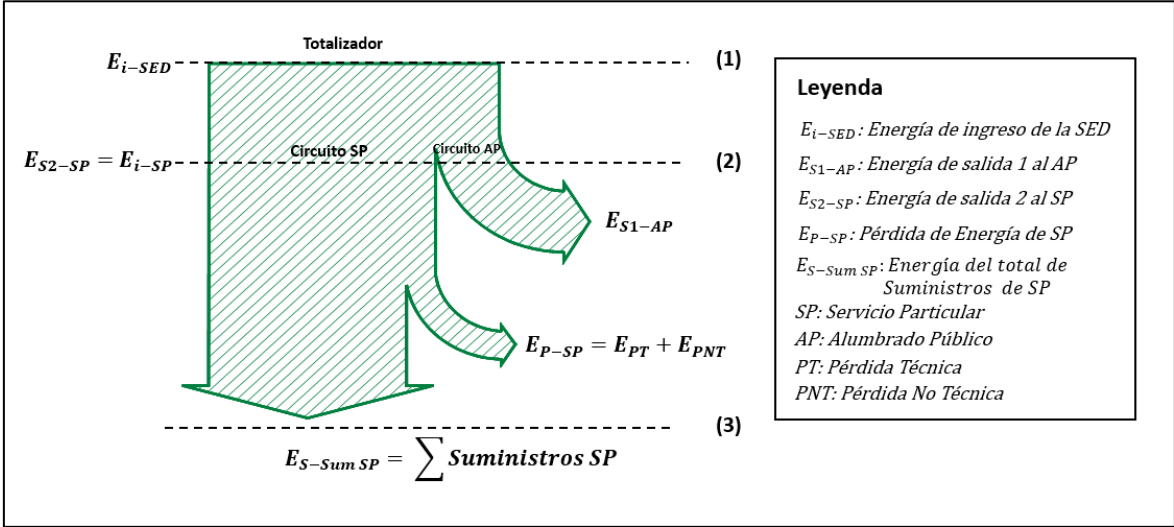
$$E_p = \frac{E_p}{E_i} \quad (18)$$

De acuerdo con el análisis mostrado en el ítem 3.6.2.2, la máxima demanda mensual para el año 2024 se registra en el mes de noviembre (ver figura 47). En este contexto, se realiza el balance de energía de la SED YA-E00003 (S03H) para este mes.

En la siguiente figura muestra el diagrama de Sankey. Para realizar el cálculo de las pérdidas se requiere realizar un balance entre el punto (1) y (2), que corresponde a la energía del totalizador y la salida a los circuitos de AP y SP. Asimismo, se realiza un balance entre el punto (2) y (3) que corresponde a la energía de ingreso al circuito SP (que es la misma que la de salida al circuito SP hallada anteriormente) y los medidores de los suministros.

Figura 44

Diagrama de Sankey de la SED YA-E00003 (S03H).



Nota: Elaboración propia.

Balance entre (1) y (2):

En la Tabla 12, se muestra el resultado del microbalance para la SED YA-E00003 (S03H), para el mes de noviembre 2024. Este balance se realiza entre el punto (1) y (2) y corresponde al balance de energía entre el totalizador y la salida hacia los circuitos de SP y AP. Con esto se obtiene la energía de salida al circuito de Servicio Particular (E_{S2-SP}).

$$E_{i-SED} = E_{S1-AP} + E_{S2-SP} \quad (19)$$

$$E_{S2-SP} = E_{i-SED} - E_{S1-AP} \quad (20)$$

Tabla 19

Microbalance de la SED YA-E0003 (SE3H) entre el Punto (1) y (2), noviembre 2024.

ÍTEM	PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN	VALORES (kW.h)
A	Energía Ingreso (E_{i-SED})	Medidor del Totalizados de la SED	3640,63
B	Energía de Salida 1 (E_{S1-AP})	Medidor de AP	301,81
C = A - B	Energía de Salida 2 (E_{S2-SP})	Salida hacia circuito de SP	3338,82

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa Información AMI e Información Comercial (Adinelsa, 2024).

Balance entre (2) y (3):

En la Tabla 13, se muestra el resultado del microbalance para la SED YA-E00003 (S03H) entre el punto (2) y (3) que corresponde al balance de energía al ingreso del circuito de SP E_{i-SP} y los suministros $E_{S-Sum SP}$. Con esto se obtiene la pérdida de energía del SP (E_{P-SP}) y el % de pérdidas del SP con respecto a la energía de ingreso al SP $\%E_{P-SP}$.

$$E_{S2-SP} = E_{i-SP} \quad (21)$$

$$E_{i-SP} = E_{S-Sum SP} + E_{P-SP} \quad (22)$$

$$E_{P-SP} = E_{i-SP} - E_{S-Sum SP} \quad (23)$$

$$E_{P-SP} = E_{PT} + E_{PNT} \quad (24)$$

$$\%E_{P-SP} = \frac{E_{i-SP} - E_{S-Sum SP}}{E_{i-SP}} \quad (25)$$

Tabla 20

Microbalance de la SED YA-E0003 (SE3H) entre punto (2) y (3), mes noviembre 2024.

ÍTEM	PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN	VALORES (kW.h)
D	Energía Ingreso (E_{i-SP})	Total energía ingreso al Circuito SP	3.338,82
E	Energía de Salida ($E_{S-Sum SP}$)	Suma de Medidor de Suministros BT	3.111,41
F = D - E	Pérdidas de Energía del SP (E_{P-SP})		227,41
G = F/D	% Pérdidas de Energía del SP ($\%E_{P-SP}$)		6,8%

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa Información AMI e Información Comercial (Adinelsa, 2024).

Referencia de las pérdidas de energía del SP con respecto a la E_{i-SED} , entre (1) y (3):

En la Tabla 14, se ha determinado el % de pérdidas de energía del SP respecto al ingreso de la SED, y que son resultado del Balance Comercial. Con esto se obtiene la el % de pérdidas del SP con respecto a la energía de ingreso a la SED ($\%E_{P-SP/SED}$). Se debe precisar que la empresa Adinelsa, determina los % de pérdidas con esta metodología, es decir, referencia las pérdidas del sistema de distribución respecto al ingreso total de SED (totalizador). De aquí en adelante, los % de pérdidas de la red de distribución secundaria o SP se realiza con referencia al ingreso de SED.

Tabla 21

Microbalance de la SED YA-E00003 (SE3H) entre punto (1) y (3), mes noviembre 2024.

ÍTEM	PARÁMETRO	PARÁMETRO	VALORES
A	Energía Ingreso (E_{i-SED}) (kW.h)	Energía de ingreso a nivel de la SED, según medidor totalizador	3.640,63
B	Pérdidas de Energía del SP (E_{P-SP}) (kW.h)	Pérdida de energía del SP	227,41
C	% Pérdidas ($\%E_{P-SP/SED}$)	% Pérdidas respecto al ingreso de la SED (del Balance Comercial)	6,25 %

Nota: Elaboración propia.

3.6.2.2 Análisis de medidores de totalizador, AP y suministros

Con la información de los registros de medidores AMI, se procesan los datos mediante Power BI y Excel para obtener los resultados de máxima demanda, pérdidas de energía por SED. El análisis se procede bajo el siguiente enfoque:

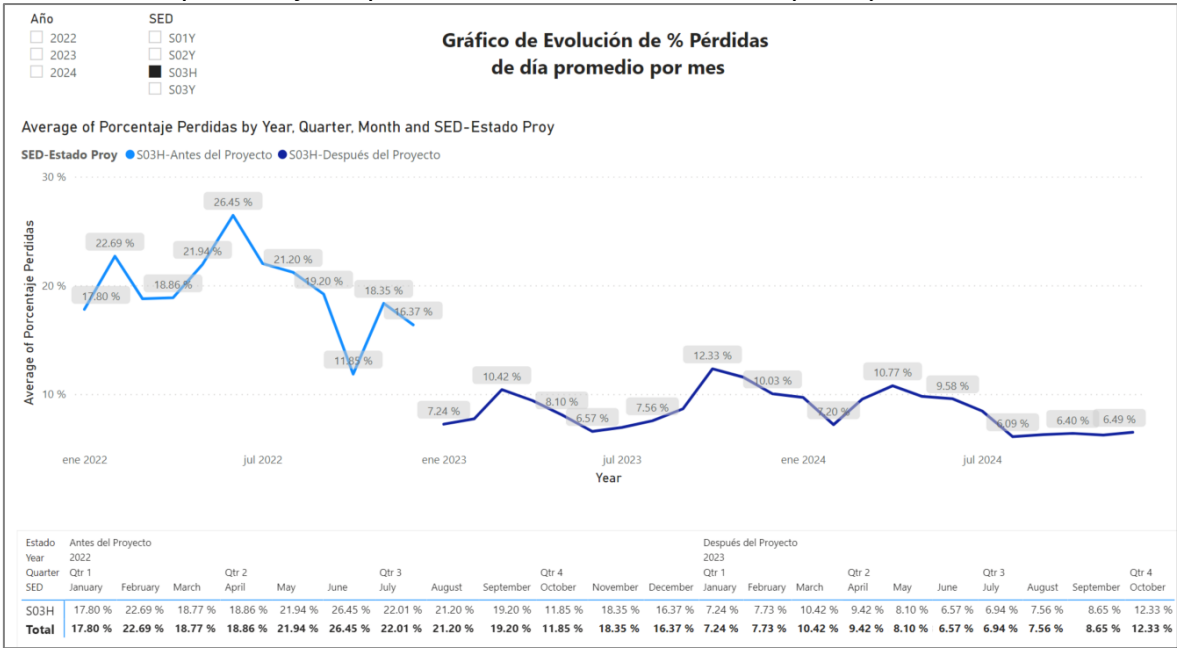
- **Análisis de Embudo:** Este tipo de análisis se utiliza para identificar patrones y tendencias en los datos. Se comienza con un panorama general (por ejemplo, análisis anual) y se va afinando el enfoque hacia periodos más específicos (mensual, diario) para detectar variaciones y puntos críticos.
- **Análisis Ex-Ante y Ex-Post:** El análisis ex-ante se realiza antes de la implementación de una intervención o proyecto, con el fin de establecer una línea

base. El análisis ex-post se lleva a cabo después de la implementación para evaluar los resultados y el impacto de la intervención.

- **Identificación de Patrones:** Al desglosar los datos en periodos más cortos, se pueden identificar patrones específicos que no serían visibles en un análisis más amplio. Esto es útil para detectar periodos de alta demanda o eventos anómalos.
- **Máxima Demanda:** En el contexto de pérdidas de energía, es crucial identificar los periodos de máxima demanda, ya que estos pueden ser indicativos de ineficiencias o problemas en la red.
- **Herramientas de Análisis:** Utilizar herramientas como Power BI y Excel permite manejar grandes volúmenes de datos y realizar visualizaciones que facilitan la identificación de patrones y tendencias.
- **Análisis Ex-Ante y Ex-Post:** en la siguiente figura y tabla, se muestra la evolución del % pérdidas de energía, antes y después del Proyecto AMI. Evidenciando que ha disminuido, sincerado, el valor de % de pérdidas de energía.

Figura 45

Evolución del porcentaje de pérdidas de la SED YA-E00003 (S03H).



Fuente: archivo Power BI "PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix".

Tabla 22

% Pérdidas de energía promedio día, por mes de la SED YA-E0003 (SE3H).

Estado	Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Sin Proyecto	2022	17.80%	22.69%	18.77%	18.86%	21.94%	26.45%	22.01%	21.20%	19.20%	11.85%	18.35%	16.37%
Con Proyecto	2023	7.24%	7.73%	10.42%	9.42%	8.10%	6.57%	6.94%	7.56%	8.65%	12.33%	11.57%	10.03%
Con proyecto	2024	9.70%	7.20%	9.54%	10.77%	9.79%	9.58%	8.45%	6.09%	6.28%	6.40%	6.25%	6.49%

Fuente Power BI "PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix".

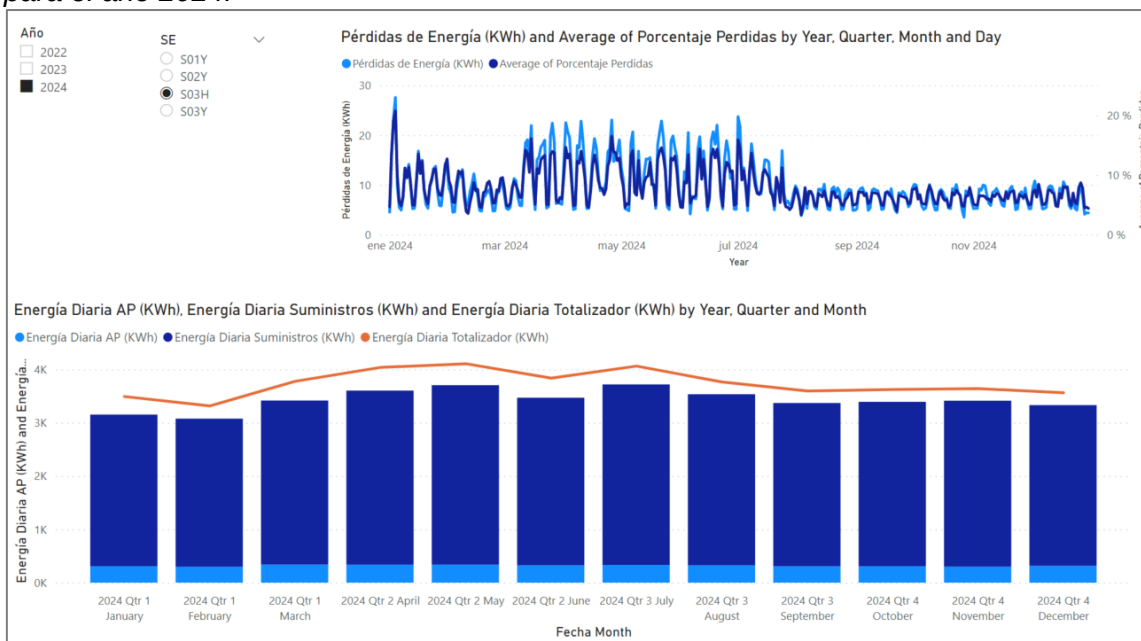
Como se evidencia en la tabla 15, el porcentaje (%) de pérdidas de energía promedio por día – mes del año 2022 se reduce de 16,37% en diciembre 2022 a 7,24% en enero 2023. Para ello, se debe tomar en cuenta las condiciones antes y después del proyecto:

- **Condiciones Ex – ante del Proyecto Piloto AMI:** las redes de BT de la SED YA-E00003 (S03H) contaban con cierto nivel de deterioro tanto en los circuitos de servicio particular (SP) como en los equipos de medición. También, no se contaba con información confiable en el proceso de descarga de la información de los medidores totalizador y de AP de la SED debido a que dicha descarga se realiza por técnicos operarios con eventualmente y no con cierta frecuencia establecida.
- **Condiciones Ex – post del Proyecto Piloto AMI:** el Proyecto AMI para la SED YA-E00003 (S03H) comprendió la rehabilitación de las redes de BT, modernización de equipos y la implementación de medidores AMI en el totalizador de la SED, en el circuito de AP y en cada suministro de BT. La puesta en servicio del proyecto fue en enero 2023.

Análisis de Embudo: para los cálculos y análisis se evalúa el año 2024, luego un análisis mensual y del día de máxima demanda. En la siguiente figura se muestra la evolución de la pérdida de energía mensual en el año 2024, comparando la energía total de ingreso (del totalizador), la energía en AP y la energía de los suministros.

Figura 46

Evolución del porcentaje de pérdidas de energía diario de la SED YA-E00003 (S03H) para el año 2024.



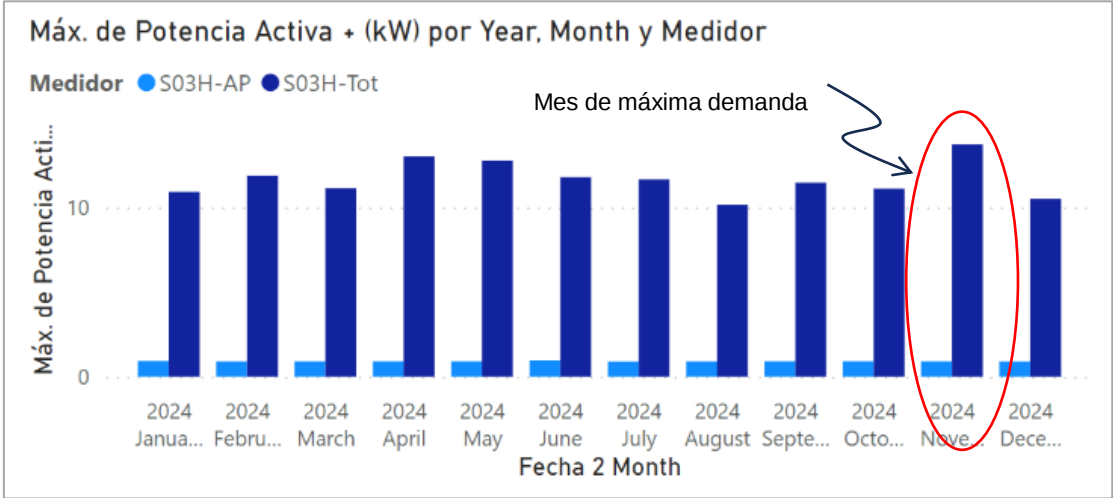
Fuente: Power BI "PBI_Análisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix" (Adinelsa, 2025).

Análisis de Máxima Demanda: para el año 2024, con los registros de medición de energía activa cada 15 minutos, se determina el mes de máxima demanda, para luego determinar el día de máxima demanda y revisar su diagrama de carga diario.

En las siguientes figuras, se muestran las máximas demandas mensuales por año, determinándose que el mes de máxima corresponde al mes de noviembre 2024 y que el día de mayor demanda fue el 06 de noviembre de 2024. Con los tableros de Power BI y análisis de datos, se obtiene de manera rápida las gráficas anuales, mensual y diario del mes, día y hora de máxima demanda.

Figura 47

Máxima demanda mensual de la SED YA-E00003 (S03H) para el año 2024.



Fuente: Power BI “PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix” (Adinelsa, 2025).

En la pestaña “MD día mes” del Power BI “PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix” se obtienen los valores de potencia activa y reactiva coincidente para dicha fecha y hora de máxima demanda por mes.

Figura 48

Determinación del día de máxima demanda por mes, año 2024.

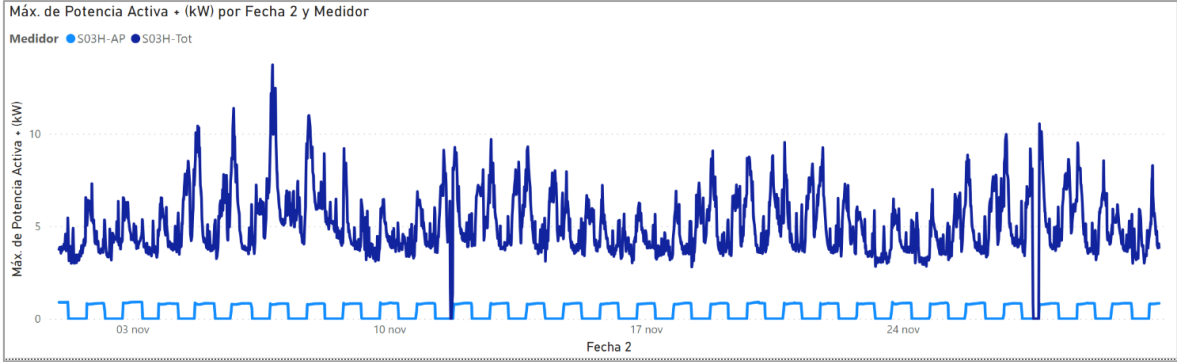
Medidor	AÑO	MES	MD	Fecha_MD_1	P kW_Día MD	P kVAR+_Día MD	P kVAR-_Día MD	Energía Activa kW.h mes	Energía Reactiva Cap kVAR.h mes	Energía Reactiva Ind kVAR.h mes
S03H-Tot	2024	1	10,932	04/01/2024 19:15:00	10,932	0,000	1,08	3491,81	1205,16	1,86
S03H-Tot	2024	2	11,888	11/02/2024 20:00:00	11,888	0,008	0,37	3315,01	1147,36	3,41
S03H-Tot	2024	3	11,152	18/03/2024 18:15:00	11,152	0,000	1,34	3772,71	1077,04	5,68
S03H-Tot	2024	4	13,020	04/04/2024 16:30:00	13,020	0,004	0,41	4037,53	1027,52	3,70
S03H-Tot	2024	5	12,780	28/05/2024 19:15:00	12,780	0,044	0,22	4106,11	955,09	5,10
S03H-Tot	2024	6	11,796	12/06/2024 19:15:00	11,796	0,044	0,18	3836,24	891,93	9,07
S03H-Tot	2024	7	11,672	02/07/2024 13:00:00	11,672	0,000	1,00	4061,79	1006,80	8,15
S03H-Tot	2024	8	10,156	07/08/2024 19:15:00	10,156	0,000	1,21	3763,99	954,03	4,66
S03H-Tot	2024	9	11,476	19/09/2024 18:45:00	11,476	0,000	0,35	3595,53	1076,92	3,55
S03H-Tot	2024	10	11,124	22/10/2024 18:30:00	11,124	0,096	0,02	3623,76	1055,70	3,72
S03H-Tot	2024	11	13,728	06/11/2024 19:45:00	13,728	1,044	0,00	3640,65	1089,38	6,34
S03H-Tot	2024	12	10,508	17/12/2024 19:30:00	10,508	0,044	0,14	3561,36	1225,69	1,33

Fuente: Power BI “PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix” (Adinelsa, 2025).

Además, se puede obtener para el mes de máxima demanda (noviembre de 2024), los registros potencia activa del medidor totalizador de la SED (S03H-Tot) y del medidor de alumbrado público (S03H-AP).

Figura 49

Diagrama de carga mensual de la SED YA-E00003 (S03H), mes noviembre 2024, potencia activa del totalizador y AP.



Fuente: Power BI “PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix” (Adinelsa, 2025).

Como se puede visualizar el comportamiento de la demanda del totalizador (—) de la SED YA-E00003 (S03H) es del tipo residencial - rural. El gráfico del medidor de AP (—) se corrobora su funcionamiento programado horario, es decir, se enciende al iniciar las 06:00 p.m. y se apaga a las 06:00 a.m.

A continuación, para el mes y día de máxima demanda se resumen los principales datos como potencia activa y reactiva coincidente del día y hora de máxima demanda, registros energía activa y reactiva total del mes por medidor.

Tabla 23

Características de la RDS de la SED YA-E00003.

Medidor	Año	Mes	Horario	Fecha y hora de MD	P. Act. (kW)	P. React. Ind. (kVAR)	P. React. Cap. (kVAR)
S03H-Tot	2024	11	HP	06/11/2024 07:45 p.m.	13.73	1.04	-
S03H-Tot	2024	11	HFP	06/11/2024 09:00 a.m.	7.23	-	- 1.58

Nota: Elaboración propia, datos de potencia activa y reactiva en el día de máxima demanda. Archivo Power BI “PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix” (Adinelsa, 2025).

Tabla 24

Registros de energía del mes de máxima demanda.

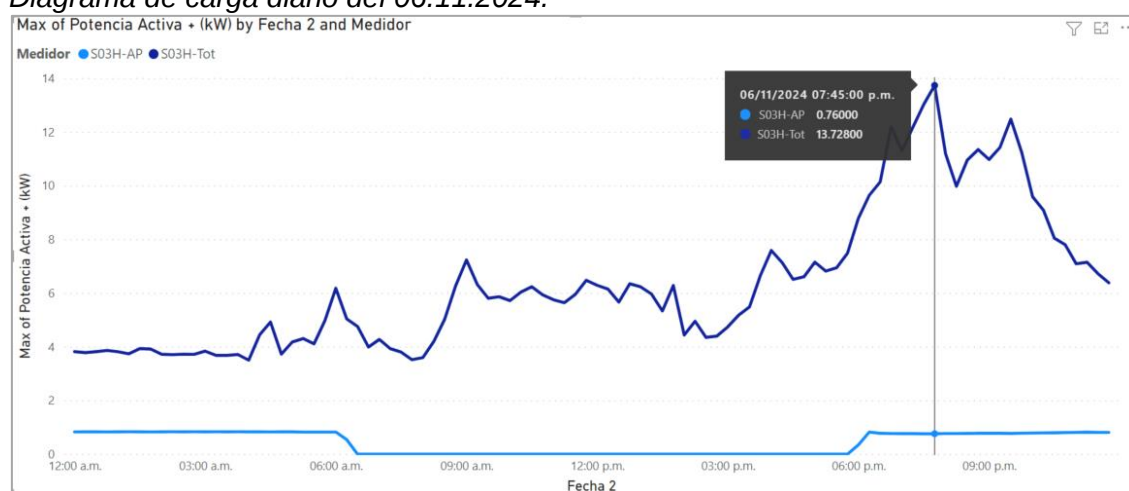
Medidor	Año	Mes	Energía Activa kW.h/mes	Energía Reactiva Cap kVAR.h/mes	Energía Reactiva Ind kVAR.h/mes
S03H-Tot	2024	11	3,640.65	1,089.38	6.34
S03H-AP	2024	11	301.83	11.74	3.51

Nota: Elaboración propia, datos de potencia activa y reactiva en el día de máxima demanda. Archivo Power BI “PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix” (Adinelsa, 2025).

A continuación, se determina el diagrama de carga diario de día de máxima demanda 06.11.2024, en el cual se visualiza la potencia activa del medidor totalizador y de AP.

Figura 50

Diagrama de carga diario del 06.11.2024.



Fuente: Power BI “PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix” (Adinelsa, 2025).

Con los resultados de energía y máxima demanda del mes se determina el factor de carga (FC) mensual. Este valor de FC es empleado para la estimación de las pérdidas técnicas de energía, que se determinan en función de las pérdidas de potencia (en kW) y mediante aproximación por la fórmula de Buller Woodrof mostrada en las ecuaciones 2 y 3. Estos cálculos se explican en el ítem “3.6.3.6 Estimación de pérdidas técnicas y no técnicas”.

Tabla 25

Determinación de factor de carga del mes.

Mes	P (kW)	E (kW.h)	Horas/Día	#Días	Horas/mes	FC
nov-24	13,73	3 640,65	24	30	720	0,37

Fuente: archivo Power BI "PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix" (Adinelsa, 2025).

3.6.3 Simulaciones mediante Flujo de Carga

El objetivo de esta evaluación es simular el cálculo de pérdidas técnicas energía de manera teórica, para posteriormente comparar con los resultados reales obtenidos del microbalance de los medidores de cada SED. Para este caso empleamos el software de flujo de carga CymDIST rev.4.7, que es un software especializado para la simulación de redes de distribución en media y baja tensión.

3.6.3.1 Proceso de Simulación en software especializado para flujo de carga

(CYMDIST). En el Anexo 6 se detalla el proceso para preparación de la data para realizar la simulación mediante flujo de carga.

Figura 51:

Esquema del proceso de información a seguir para realizar simulación de flujo de carga.



Nota: Elaboración propia.

3.6.3.2 Preparación de data

Información de energía: Con los resultados de los análisis, se prepara la información de la energía de los clientes, agrupándolos por puntos de conexión con los códigos de postes.

Tabla 26*Energía por Suministro de la SED YA-E00003 (S03H) – Parte 1.*

SUM	COD POSTE	ENERGÍA 202411 (kW.h)	SED AMI
7012001260	YA-P000118	1.0	S03H
7012001270	YA-P000118	13.0	S03H
7012001280	YA-P000118	4.0	S03H
7012001290	YA-P000118	12.0	S03H
7012001293	YA-P000118	19.0	S03H
7012000280	YA-P000971	1.0	S03H
7012000290	YA-P000971	302.0	S03H
7012000250	YA-P000973	357.0	S03H
7012000260	YA-P000973	19.0	S03H
7012000270	YA-P000973	70.0	S03H
7012001340	YA-P000975	316.0	S03H
10019909568	YA-P000975	211.0	S03H
10019918142	YA-P000975	9.0	S03H
7012000370	YA-P000976	10.0	S03H
10019912940	YA-P000976	21.0	S03H
7012000380	YA-P000978	1.0	S03H
7012000390	YA-P000978	24.0	S03H
7012000400	YA-P000978	3.0	S03H
10019907922	YA-P000978	3.0	S03H
7012000407	YA-P000980	27.0	S03H
7012000410	YA-P000980	2.0	S03H
10019918423	YA-P000980	9.0	S03H
10019920506	YA-P000980	7.0	S03H

Nota: Elaboración propia, adaptado de la información comercial de Adinelsa (Adinelsa, 2025).

Tabla 27*Energía por Suministro de la SED YA-E00003 (S03H) – Parte 2.*

SUM	COD POSTE	ENERGIA 202411 (kW.h)	SED AMI
7012000692	YA-P000981	2.0	S03H
7012001240	YA-P000981	31.0	S03H
7012001255	YA-P000981	5.0	S03H
7012002450	YA-P000981	75.0	S03H
7012001295	YA-P000982	95.0	S03H
7012001300	YA-P000982	8.0	S03H
7012001310	YA-P000982	39.0	S03H
10019918422	YA-P000982	20.0	S03H
7012000440	YA-P000983	70.0	S03H
7012000450	YA-P000983	5.0	S03H
7012000460	YA-P000983	2.0	S03H
7012000470	YA-P000983	9.0	S03H
7012000480	YA-P000987	48.0	S03H
7012000510	YA-P000987	25.0	S03H
10019920447	YA-P000987	5.0	S03H
7012000310	YA-P001976	108.0	S03H
7012000330	YA-P001976	20.0	S03H
7012000485	YA-P001977	1,125.0	S03H
7012000488	YA-P001977	68.0	S03H
10019918421	YA-P001977	9.0	S03H
7012000312	YA-P002148	42.0	S03H
7012001330	YA-P002148	3.0	S03H
10019910661	YA-P002148	37.0	S03H

Nota: Elaboración propia, adaptado de la información comercial de Adinelsa (Adinelsa, 2025).

Información de cables/conductores: con información de referencia catálogos de conductores y RD N° 031-2003-EM/DGE (MINEM, 2003) se establecen los parámetros de los conductores CAAI 2x35 y CAAI 2x16 para SP, y CAAI 2x16 para AP.

Tabla 28

Datos de parámetros eléctricos.

FORMACIÓN	R 20° C (ohm/km)	R 40° C (ohm/km)	X1 (ohm/km)	CAPACIDAD a 40°C (A)
CAAI 2x35	0,868	0,929	0,086	102
CAAI 2x16	1,910	2,045	0,086	64

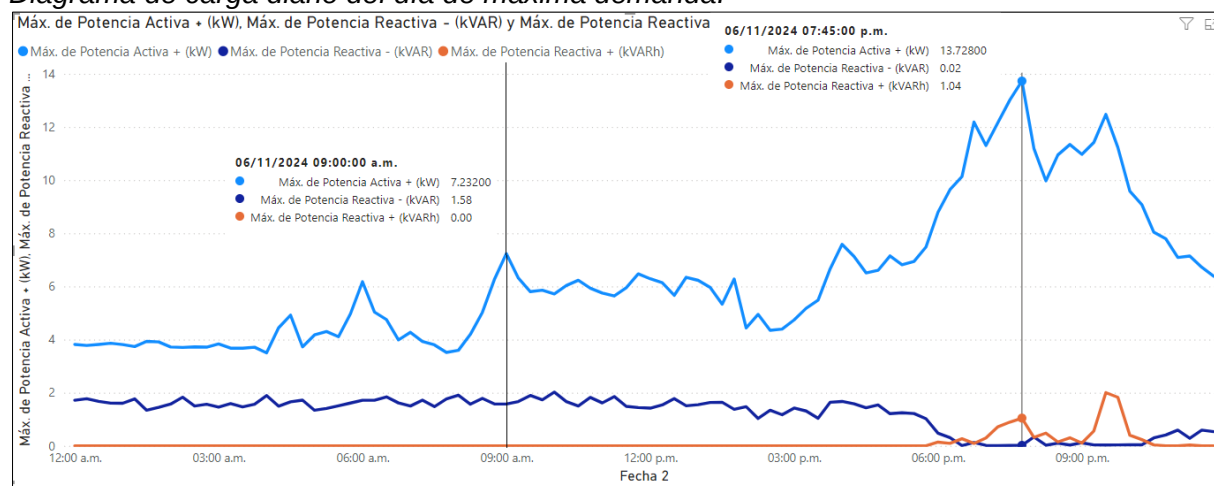
Fuente: RD N° 031-2003-EM/DGE (MINEM, 2003).

- R 20°C es la resistencia eléctrica del conductor a 20° C en ohm/km.
- R 40°C es la resistencia eléctrica del conductor a 40° C en ohm/km.
- X1 es la reactancia inductiva del conductor en ohm/km.

Información de MD en HP y HFP: Posteriormente, se analiza el día de MD, obteniendo su diagrama de carga diario y obtener las MD en HP y HFP y realizar las simulaciones en dichos periodos. Para este caso, en el horario de HFP se va a emplear los picos de MD cercanos al medio día para evitar tomar los datos cercanos a la HP.

Figura 52

Diagrama de carga diario del día de máxima demanda.



Fuente: archivo Power BI "PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix" (Adinelsa, 2025).

Como se puede visualizar el comportamiento de la potencia activa (—) del totalizador la SED YA-E00003 (S03H) tiene un comportamiento residencial - rural y los datos de potencia reactiva capacitiva (—) se presenta en los horarios de hora fuera de punta (HFP) de baja demanda desde las 11:00 p.m. hasta las 06:00 p.m., y los datos de

potencia reactiva inductiva (—) se presenta en los horarios de hora punta (HP). La presencia de potencia reactiva capacitiva (—) en los bloques horarios de baja demanda, se puede explicar por el efecto “capacitivo” de las redes eléctricas, lo que ocasiona incremento de las pérdidas de energía, conforme lo relatado por los especialistas de Adinelsa, conforme las entrevistas realizadas en el Anexo 2.

Los principales datos utilizados para la realización del flujo de carga se resumen en las siguientes tablas:

Tabla 29

Resumen del Análisis de Demanda la SED YAE00003 (SE03H).

EQUIPAMIENTO	DESCRIPCIÓN / VALOR
SED:	S03H (YA-E0003)
Localidad:	Huantán
N° Clientes:	68
Año de análisis:	2024
Mes de Máxima demanda:	Nov-24
Día de MD:	miércoles, 6 de noviembre de 2024
Fecha y hora del Día de MD (HP):	06/11/2024 07:45:00 p.m.
Fecha y hora del Día de MD (HFP):	06/11/2024 09:00:00 a.m.

Fuente: archivo Power BI “PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix” (Adinelsa, 2025).

Tabla 30

Resumen de datos de la SED YA-E00003 (SE03H) en HFP y HP del día de MD.

Medidor	Día - Horario	Potencia Activa P (kW)	Potencia Reactiva Capacitiva Qc (kVAR)	Potencia Reactiva Inductiva Qi (kVARh)
S03H-Tot	HP 06/11/2024 07:45 pm	13.728	0.02	1.04
S03H-Tot	HFP 06/11/2024 09:00 am	7.232	1.58	0.00
S03H-AP	HP 06/11/2024 07:45 pm	0.896	0.06	0.21
S03H-AP	HFP 06/11/2024 09:00 am	0.00	0.00	0.00

Fuente: archivo Power BI “PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix” (Adinelsa, 2025).

Tabla 31

Datos de parámetros eléctricos de la SED.

Parámetro	Valor / Configuración
Voltaje de Salida de SED	220 V - Y
Sistema	Monofásico
Modo de simulación	Load Allocation

Nota: Elaboración propia.

Información de metrados y topología de la red: con los datos del GIS de Adinelsa exportados a archivos de formato Autocad (.dwg), se realiza el redibujo de la red en el software CymDIST, considerando las distancias y metrados del GIS, asimismo, se seleccionan los calibres de cables/conductores según el tramo que corresponda.

3.6.3.3 Validación/Depuración

Se realiza una validación de los datos de los conductores, validación de las máximas demandas y depuración de fechas o datos con consumos atípicos.

3.6.3.4 Estimación de MD por Cliente

CymDIST tienen una modalidad de simulación denominada “Load Allocation” (asignación de carga) mediante la cual con los datos de Potencia Activa (P) y Potencia Reactiva (Q) del medidor totalizador de la entrada de la SED, se realiza un reparto de demanda o reparto de carga a cada punto de carga aguas abajo, en proporción a los datos de potencia o energía o N° de suministros en cada uno de ellos.

Para este caso, se realiza la simulación de reparto de demanda en función al registro de energía mensual. En la siguiente figura, se muestran extractos de las ventanas que se emplean para la simulación de distribución de carga con los datos de entrada de potencia activa y reactiva del medidor totalizador.

Figura 53

Extractos de la ventana Load Allocation del Software CymDIST.

Load Allocation

Select Network(s):

- ☐ Substations
 - ☐ PRUEBA3F
 - ☒ SE03H
 - ☐ SED01H

Method: Consumption (kWh)

Tolerance: 1.00 %

Demand Type: ☐ Global demand ☒ Metering point(s)

Options:

- ☐ Ignore Motors
- ☐ Ignore Shunt Capacitors
- ☐ Unlock all Fixed Loads
- ☐ Compute the Diversity Factors of Substation Transformers

Buttons: All, None, 1 / 3, Demand >>, Run, Save, Cancel

Fuente: Simulación CymDIST.

Figura 54

Extractos de la ventana Meter Demand del Software CymDIST.

METER DEMAND

Location:

Network Id: SE03H

Meter Id: 114 (S)

Demand:

Type: KW-KVAR ☐ Total

	kW	kVAR
A	13.73	1.04
B	0.00	0.00
C	0.00	0.00

Buttons: Next, Previous, Downstream

Utilization Factors:

☐ Enable

	UF (%)	PF (%)
Residential	0	0
Commercial	0	0
Industrial	0	0
Other	0	0

Buttons: OK, Cancel

Fuente: Simulación CymDIST.

3.6.3.5 Simulaciones y resultados de los flujos de carga con CYMDIST

Con los datos de los medidores totalizador y de AP, y la energía por cada cliente, se realiza la simulación de flujo de carga en HP y HFP, para evaluar las pérdidas en HP y HFP y la situación de las redes con los indicadores de caída de tensión y factor de utilización de las redes.

Adicionalmente, de la analítica de datos, se obtuvo el diagrama de carga de la SED, ver Fig. 52, en la cual se identifica un comportamiento con presencia de energía reactiva capacitiva, principalmente en los horarios de hora fuera de punta. Por ese motivo, se realiza una simulación adicional en HFP para la estimación de las pérdidas por este efecto capacitivo.

Resultados en hora punta (HP)

Tabla 32

Resultados de Simulación de Flujo de Carga SED YA-E0003 (S03H) – Hora Punta (HP).

Parámetro	Valor / Configuración
Datos de Salida (Totalizador)	
Tensión	220 V
Potencia Activa (kW)	13,84 kW
Potencia Reactiva (KVAr)	1,04 kVAr
Circuito AP	
Potencia Activa	0,76 kW
Potencia Reactiva	0,02 kVAr
Circuito SP	
Potencia Activa (ingreso) (kW)	13,08 kW
Σ Suministros (kW)	12,29 kW
Pérdidas (kW)	0,79 kW
Pérdidas (%)	6,03 %
Caída de Tensión	
Tensión menor	208 V
Caída de Tensión	- 5,45 %
Sobrecarga	
Factor de Utilización (%)	< 100%

Nota: Elaboración propia.

De los resultados en HP, se obtiene que caída de tensión en la cola de un circuito es superior a 5%, no se identifican sobrecargas. Con estos resultados de las pérdidas en HP y el factor de carga (FC) mensual se realizará el cálculo de la estimación de pérdidas de energía en el ítem 3.6.3.7 “Estimación de pérdidas técnicas y no técnicas”.

Resultados en hora fuera de punta (HFP)

Tabla 33

Resultados de Simulación de Flujo de Carga SED YA-E0003 (S03H) – Hora Fuera de Punta (HFP).

Parámetro	Valor / Configuración
Datos de Salida (Totalizador)	
Tensión	220 V
Potencia Activa (kW)	7,24 kW
Potencia Reactiva (KVAr)	- 1,58 kVAr
Circuito AP	
Potencia Activa	0,00 kW
Potencia Reactiva	0,00 kVAr
Circuito SP	
Potencia Activa (ingreso) (kW)	7,24 kW
Σ Suministros (kW)	7,03 kW
Pérdidas (kW)	0,21 kW
Pérdidas (%)	2,84 %
Caída de Tensión	
Tensión menor	213 V
Caída de Tensión	- 3,00 %
Sobrecarga	
Factor de Utilización (%)	< 100%

Nota: Elaboración propia.

De los resultados, se obtiene que no se tiene ni caída de tensión ni sobrecargas. Debido a que los resultados en HFP son menores a los obtenidos en HP, estos resultados solo son de carácter referencial.

Resultados en hora fuera de punta (HFP) – para estimación pérdidas por energía reactiva capacitiva

Debido al efecto capacitivo detectado, se realiza una simulación adicional en HFP para la estimación de las pérdidas por este efecto capacitivo. Para esto, con el dato de potencia reactiva capacitiva en HFP se efectúa la simulación de reparto de carga hacia los suministros. Posteriormente, se realiza el flujo de carga de la red y se determinan las pérdidas de potencia activa de la red causadas por este efecto.

Tabla 34

Resultados de Simulación de Flujo de Carga SED YA-E0003 (S03H) – Hora Fuera de Punta (HFP), efecto capacitivo.

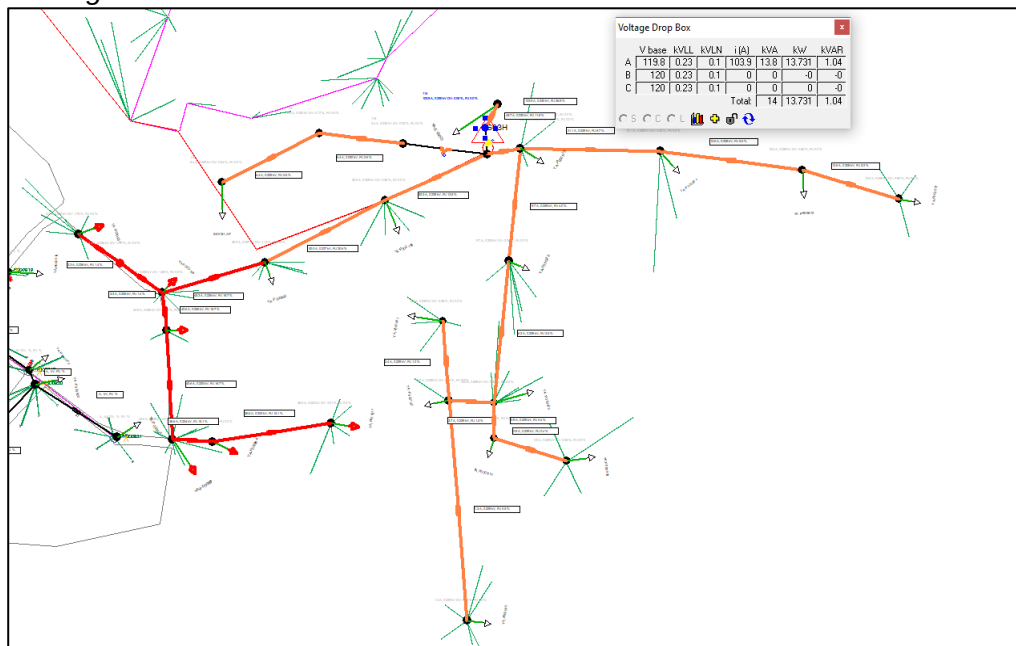
Parámetro	Valor / Configuración
Datos de Salida (Totalizador)	
Tensión	220 V
Potencia Activa (kW)	2,19 kW
Potencia Reactiva (KVAR)	- 2,19 kVAR
Circuito AP	
Potencia Activa	0,00 kW
Potencia Reactiva	0,00 kVAR
Circuito SP	
Potencia Activa (ingreso) (kW)	1,00 kW
Σ Suministros (kW)	0,97 kW
Pérdidas (kW)	0,03 kW

Nota: Elaboración propia.

Con el valor de pérdidas de potencia (kW) para este caso, y el factor de carga (FC) mensual de HFP con presencia de energía reactiva capacitiva, se realizará el cálculo de la estimación de pérdidas de energía en el ítem 3.6.3.7 “Estimación de pérdidas técnicas y no técnicas”.

Figura 55

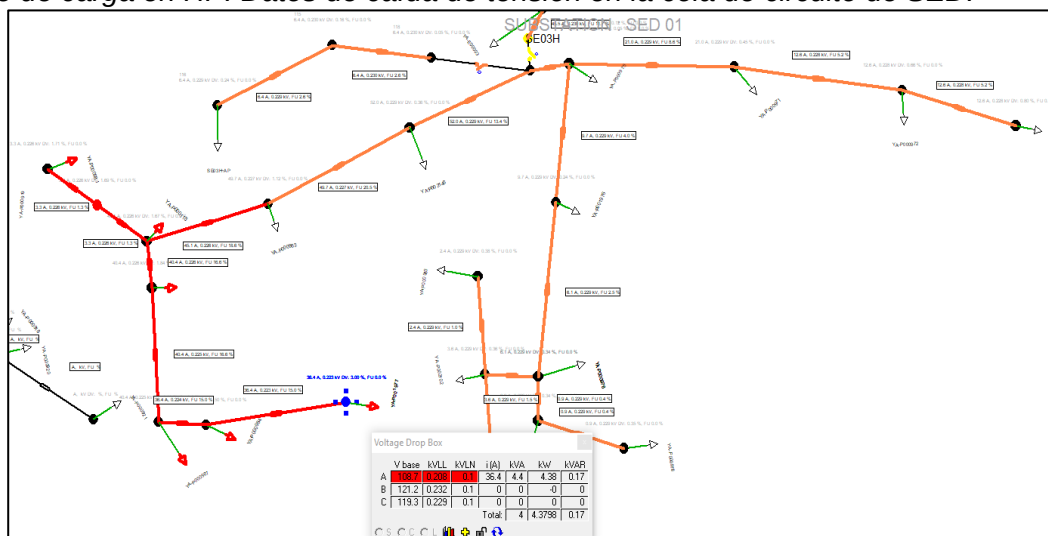
Flujo de carga en HP. Datos de caída de tensión en la cabecera de SED.



Nota: Elaboración propia.

Figura 56

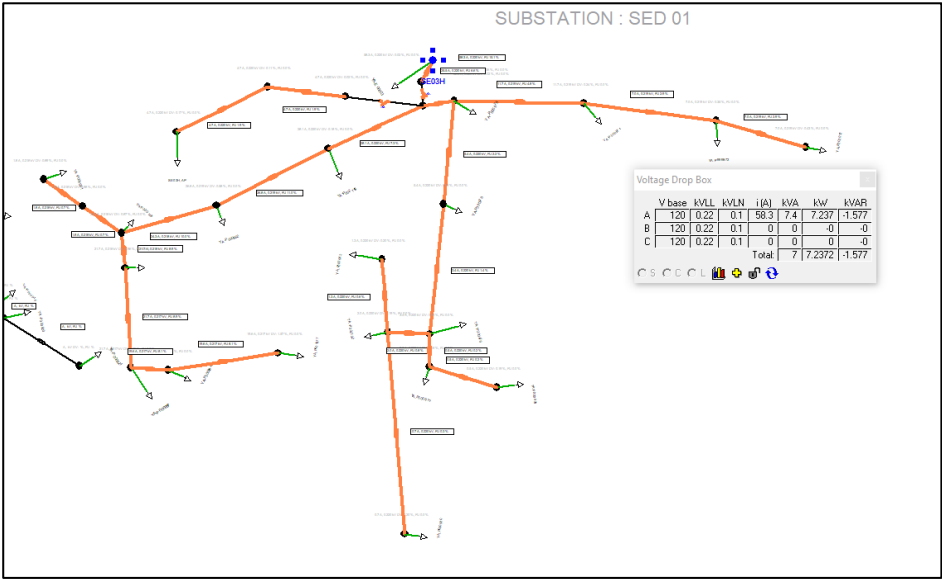
Flujo de carga en HP. Datos de caída de tensión en la cola de circuito de SED.



Nota: Elaboración propia.

Figura 57

Flujo de carga en HFP. Datos de caída de tensión en la cabecera de SED.



Nota: Elaboración propia.

Figura 58

Leyenda de caída de tensión.

Leyenda de Colores	
	Redes con caída tensión dentro del rango normal +/- 5%
	Redes con caída de tensión > 5%

Nota: Elaboración propia.

3.6.3.6 Estimación de pérdidas técnicas y no técnicas

Para estimar el valor de pérdidas técnicas y no técnicas, primero se debe estimar, mediante simulaciones de flujo de carga, el valor estimado de pérdidas técnicas, y luego, descontarlas de las pérdidas totales para obtener el valor estimado de pérdidas no técnicas.

$$E_{P_{tot}} = E_{PT} + E_{PNT} \quad (26)$$

$$E_{PNT} = E_{P_{tot}} - E_{PT} \quad (27)$$

Dónde:

$E_{P_{tot}}$: Pérdidas de energía totales

E_{PT} : Pérdidas de energía técnicas

E_{PNT} : Pérdidas de energía no técnica

Para este caso en particular por el comportamiento de la carga con presencia de potencia reactiva capacitiva (efecto capacitivo de las redes), se va a determinar las pérdidas técnicas como la suma de lo que denominaremos para este estudio “Pérdidas técnicas por comportamiento estándar” que corresponden a la estimación de pérdidas conforme la metodología tradicional en base las pérdidas en máxima demanda y extrapolarlas a energía mediante la fórmula de Buller Woodrow (Estudios Energéticos Consultores, 2020) y las “Pérdidas técnicas por efecto capacitivo (aproximación)” que corresponden al cálculo de la estimación de pérdidas por el efecto capacitivo presente en las redes.

Para el cálculo de las pérdidas de energía, se emplean las ecuaciones 2 y 3 del ítem 2.1.2.2: $P_e = P_p * FCP * t$ y $FCP = \alpha * FC + (1 - \alpha) * FC^2$ y se aplicará el principio de superposición de efectos, es decir, para determinar las pérdidas técnicas totales, se sumarán los efectos de estimar las pérdidas por comportamiento estándar más las estimación de pérdidas por efecto capacitivo.

Pérdidas técnicas por comportamiento estándar: para la estimación de pérdidas técnicas, primero se calculan las pérdidas de potencia en kW y mediante aproximación por la fórmula de Buller Woodrof se determinan el equivalente de pérdidas de energía (kW.h). Para este caso particular, al tener pérdidas por efecto capacitivo, se estima un valor por estas pérdidas adicionales.

Pérdidas técnicas por efecto capacitivo (aproximación): Asimismo, debido a la particularidad del comportamiento de la carga, se trata de estimar las pérdidas por el efecto capacitivo, para lo cual en HFP se estiman las pérdidas técnicas de potencia activa mediante la distribución de carga en el software CymDIST.

Para la estimación total de pérdidas técnicas, se suman los valores obtenidos por simulación de comportamiento estándar y por efecto capacitivo.

Tabla 35

Estimación de pérdidas de energía, simulación comportamiento estándar.

Ítem	Parámetro	Valores
A	Pérdidas de Potencia (kW)	0.79
B	t (h)	720.00
C	Potencia Ingreso (kW)	13.08
D	Energía Ingreso (kW.h)	3,338.82
E	FC	35%
F	FCP	19%
G	Pérdidas de Energía - mes (kW.h)	110.54

Nota: Elaboración propia, resultados del flujo de carga, archivo Excel "01.Calculos Perdidas.xlsx" del Anexo 5.

Tabla 36

Estimación de pérdidas de energía, simulación por efecto capacitivo.

Ítem	Parámetro	Valores
A	Pérdidas de Potencia (kW)	0.03
B	t (h)	690.50
C	Q energía capacitiva	1,077.64
D	Q pérdida capacitiva	2.19
E	FC	71%
F	FCP	57%
G	Pérdidas de Energía - mes (kW.h)	11.79

Nota: Elaboración propia, resultados del flujo de carga, archivo Excel "01.Calculos Perdidas.xlsx" del Anexo 5.

Con los resultados parciales de los valores estimados de pérdidas de energía, se obtienen las pérdidas técnicas totales.

Tabla 37:

Estimación de pérdidas de energía, pérdidas técnicas.

Ítem	Parámetro	Valores
A	Pérdidas de energía – Comportamiento estándar (kW.h)	110.54
B	Pérdidas de energía - Efecto capacitivo (kW.h)	11.79
C = A + B	Pérdidas de energía técnicas (kW.h)	122.33

Nota: Elaboración propia, calculado con respecto al ingreso de la SED, archivo Excel "01.Calculos Perdidas.xlsx" del Anexo 5.

Con los resultados parciales de los valores estimados de pérdidas de energía, se obtienen las pérdidas técnicas totales.

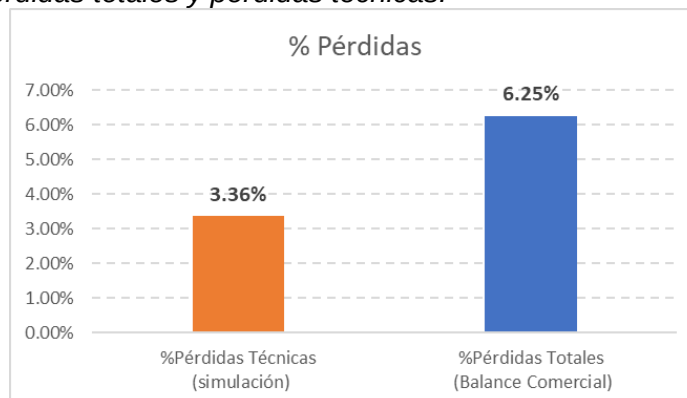
Tabla 38*Balance de Energía SED.*

Ítem	Parámetro	Valores
A	Energía total ingreso, SED (kW.h)	3,640.63
B	Energía total ingreso, circuito SP (kW.h)	3,338.82
C	Suma Ventas SP (kW.h)	3,111.41
D	Pérdidas de Energía Totales - mes (kW.h)	227.41
E	Pérdidas Técnicas de Energías - mes (kW.h)	122.33
F	Pérdidas No Técnicas de Energías - mes (kW.h)	105.08
G	%Pérdidas Técnicas	3.36%
H	%Pérdidas No Técnicas	2.89%
I	%Pérdidas Totales	6.25%

Nota: Elaboración propia, calculado con respecto al ingreso de la SED.

3.6.3.7 Comparación de resultados: revisión de resultados simulación vs AMI

Con los resultados estimados de pérdidas de energía técnicas totales, obtenidos de las simulaciones de flujo de carga, se comparan con los resultados obtenidos de los medidores AMI procesados mediante el microbalance de energía o balance comercial.

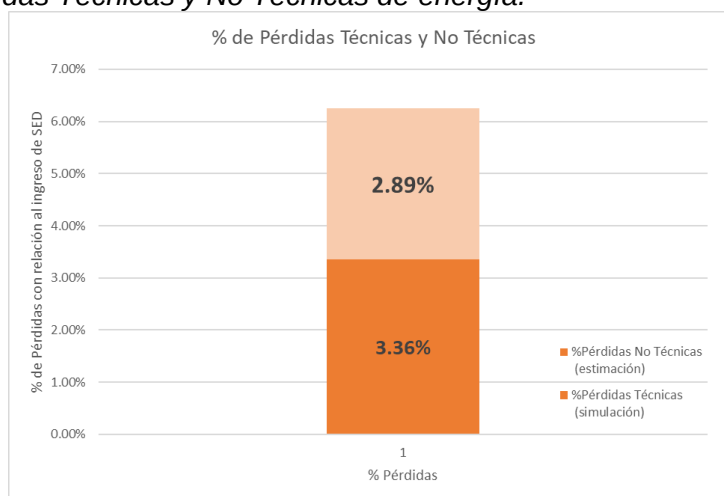
Figura 59*Comparativa % de pérdidas totales y pérdidas técnicas.*

Nota: Elaboración propia.

Como se puede apreciar de la figura anterior, al comparar las pérdidas técnicas resultantes de la simulación (que incluyen las pérdidas por comportamiento estándar y la aproximación de pérdidas por efecto capacitivo) obtenemos 3,36%; y las pérdidas totales resultantes del Microbalance de Energía o Balance Comercial de 6,25%.

Figura 60

Estimación de Pérdidas Técnicas y No Técnicas de energía.



Nota: Elaboración propia.

Con los resultados obtenidos de las simulaciones, con las pérdidas técnicas estimadas en 3,36% y las pérdidas totales resultantes del Microbalance de Energía o Balance Comercial de 6,25%; por diferencia encontramos las pérdidas no técnicas obteniendo un valor de 2,89%.

Cabe indicar que la estimación de pérdidas técnicas es resultado de una simulación matemática de valores teóricos de resistencia de conductores y no necesariamente contempla todos los efectos reales de las redes eléctricas, como, por ejemplo, incremento de pérdidas por efecto de antigüedad de las redes, desgaste de empalmes, pérdidas de aislamiento, entre otros. Asimismo, debido a la particularidad del comportamiento de la carga por efecto capacitivo, la aproximación de estimación de pérdidas por este fenómeno es probable que no se contemplen en las simulaciones todos los efectos reales que ocurren en las redes de distribución.

3.7 Análisis Situacional

3.7.1 Situación Inicial (línea base, antes del proyecto)

3.7.1.1 Indicadores técnicos

Pérdidas de energía: de los registros históricos de Adinelsa, el % pérdidas de energía promedio por día, por mes, del año 2022 que corresponde antes del Proyecto Piloto AMI, varían entre 11,85% a 26,45% con respecto a la energía de ingreso en la SED (medidor totalizador), con un valor promedio de 19,62%.

Tabla 39

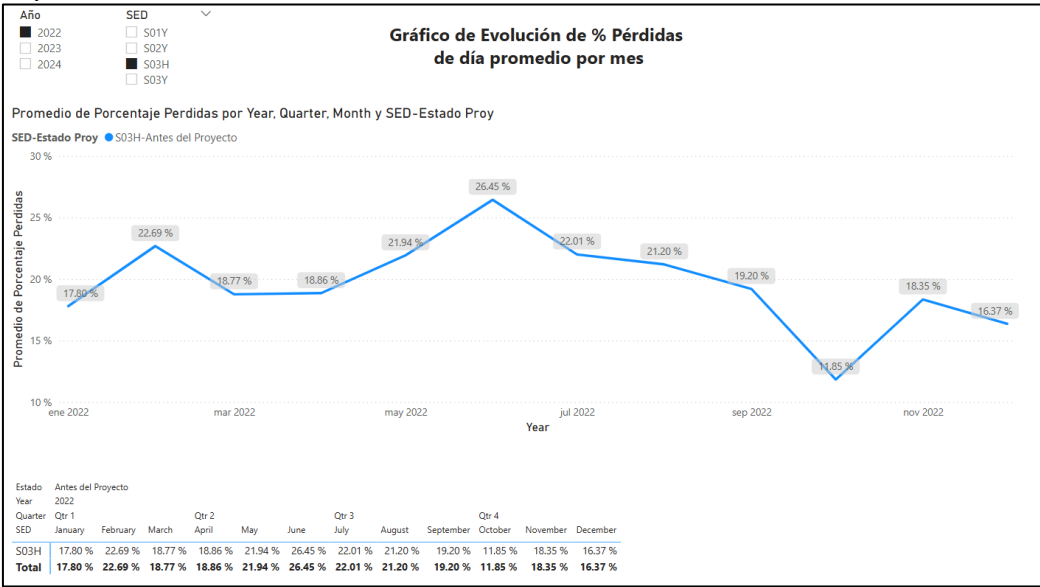
% Pérdidas de energía promedio día, por mes de la SED YAE00003 (SE3H).

Estado	Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
Sin Proyecto	2022	17.80%	22.69%	18.77%	18.86%	21.94%	26.45%	22.01%	21.20%	19.20%	11.85%	18.35%	16.37%	19,62%

Nota: elaboración propia

Figura 61

% de Pérdidas de energía promedio por día, por mes, año 2022 (antes del Proyecto Piloto AMI).



Fuente: archivo Power BI "PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix" (Adinelsa, 2025).

Estado de las redes: antes del Proyecto Piloto AMI, las redes de la SED YA-E00003 (S03H) estaban bastante deterioradas, con luminarias de tecnología vapor sodio de 70 W y medidores del tipo electromecánico y algunos electrónicos convencionales.

3.7.1.2 Costos asociados a la operación y mantenimiento (COyM)

Lectura de medidores: Antes del Proyecto Piloto AML, las actividades de lectura de medidores de clientes del SP (Servicio Particular) y lectura de medidores de la SED (totalizador y AP), se realizaban de manera presencial y con la descarga de información individual desde el medidor.

Validación de información: Debido a que la lectura se realizaba de manera manual, existen riesgos de pérdida de información, mal registro de los datos, entre otros, los cuales mediante trabajo de gabinete realizado por un especialista comercial realizaba las actividades de validación y consistencia de información. Y en caso de encontrar un error, la gestión a seguir corresponde a la realización y la toma de una nueva lectura, lo cual implica mayores costos y tiempos de ejecución.

Corte y Reconexión: Conforme la gestión comercial, en caso de incumplimiento de pago por parte de los clientes por más de dos meses consecutivos, se realiza el corte de energía. Para ello, se realiza la ejecución mediante un técnico en campo que se dirige hasta el domicilio y realiza el corte. Para la reconexión, una vez cancelada la deuda, se realiza una actividad similar, en la que un técnico se desplaza hasta el domicilio y realiza la reconexión del suministro.

Estimación de costos y cantidades: para este caso, los costos unitarios han sido obtenidos o aproximados con la información de costos de la regulación VAD 2023 – 2027 para Adinelsa (Osinergmin, 2023) y el criterio de expertos. Asimismo, para la información de costos de corte y reconexión, se han obtenido de los costos regulados indicados en los pliegos tarifarios (Osinergmin, 2025). En el Anexo 5 se detallan los criterios y asunciones para la estimación de costos unitarios y metrados o cantidades.

Tabla 40*Resumen de Costos de OyM, antes del Proyecto Piloto AMI.*

Actividad	Costo Unitario (USD/Ciente-mes o USD/Und)	Cantidad	Unidad	Total – mes (USD)	Total – año (USD)
Lectura de medidores					989.08
Lectura medidor Clientes	0.97	68	N° Medidores	65.94	791.26
Validación de información Clientes	0.24	68	N° Medidores	16.48	197.82
Lectura de medidores SED					78.96
Lectura medidor Totalizador	4.85	1	N° Medidores	4.85	58.18
Lectura medidor AP	1.73	1	N° Medidores	1.73	20.78
Validación de información Otros Medidores					524.83
Validación de información Otros Medidores	10.93	4	h/mes	43.74	524.83
Corte y Reconexión					52.99
Corte	3.74	0.5	h/mes	1.87	22.41
Reconexión	5.10	0.5	h/mes	2.55	30.58
Total Año (USD)					1,645.86

Nota: Elaboración propia.**3.7.2 Situación con Proyecto (a partir del Proyecto Piloto AMI)****3.7.2.1 Indicadores técnicos**

Pérdidas de energía: de los registros históricos de Adinelsa, el % pérdidas de energía promedio por día, por mes, del año 2023 que corresponde al inicio de puesta en servicio del Proyecto Piloto AMI, varían entre 6,57% a 12,33% con respecto a la energía de ingreso en la SED (medidor totalizador), y para el año 2024, varía entre 6,09% a 10,77%.

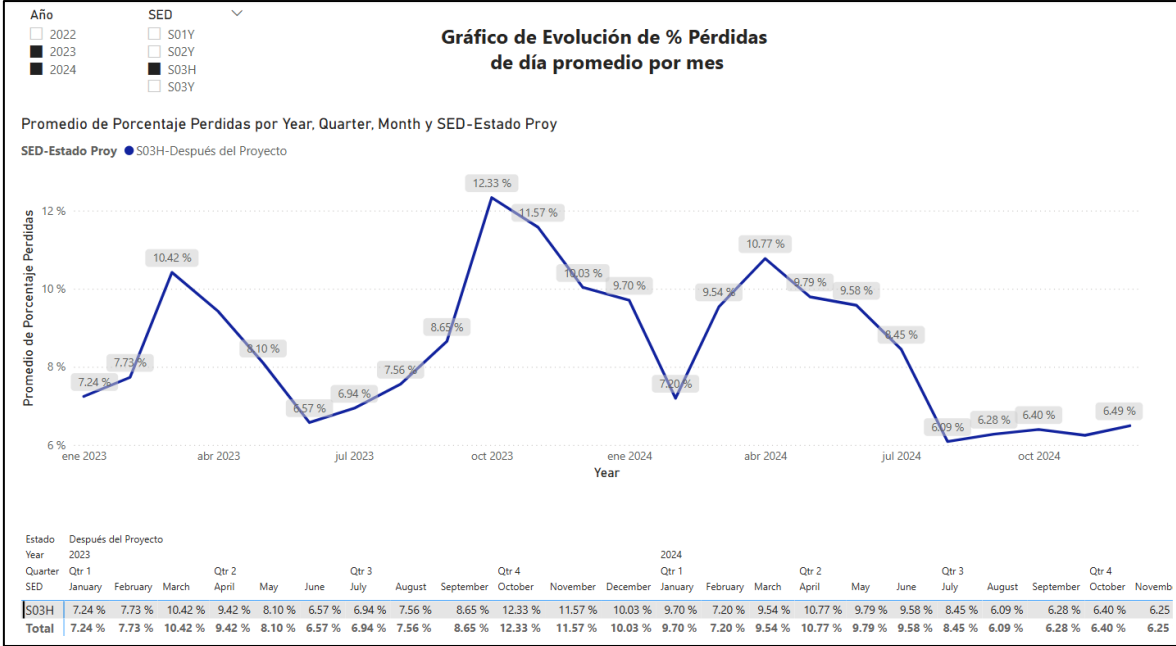
Tabla 41*% Pérdidas de energía promedio día, por mes de la SED YAE00003 (SE3H).*

Estado	Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
Con Proyecto	2023	7.24%	7.73%	10.42%	9.42%	8.10%	6.57%	6.94%	7.56%	8.65%	12.33%	11.57%	10.03%	8,88%
Con Proyecto	2024	9.70%	7.20%	9.54%	10.77%	9.79%	9.58%	8.45%	6.09%	6.28%	6.40%	6.25%	6.49%	8,05%

Nota: Elaboración propia.

Figura 62

% de Pérdidas de energía promedio por día, por mes, año 2023 y 2024 (con el Proyecto Piloto AMI).



Fuente: archivo Power BI “PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix” (Adinelsa, 2025).

Estado de las redes: con el Proyecto Piloto AMI, las redes de la SED YA-E00003 (S03H) se realizaron la renovación de ciertos tramos de redes en mal estado y cambio de las luminarias de vapor de sodio a luminarias LED. Estas renovaciones han contribuido a la reducción total de pérdidas. Asimismo, se realizaron el cambio de los medidores de los clientes del SP, medidor de AP y medidor totalizador por medidores de la tecnología AMI, tal como ha sido descrito anteriormente.

3.7.2.2 Costos asociados a la operación y mantenimiento (COyM)

Lectura de medidores: Con el Proyecto Piloto AMI, las actividades de lectura de medidores de clientes del SP y lectura de medidores de la SED (totalizador y AP), se realizan de manera virtual, la información viaja desde los medidores hacia un concentrador y de este hacia el Centro de Control para su procesamiento mediante la plataforma del Software ADDAX AMI.

Validación de información: Ahora con el Proyecto Piloto AMI, la calidad de la lectura de información ha mejorado, evitando los errores humanos y reduciendo los riesgos

de errores de registro. Asimismo, las actividades de validación y consistencia de información se ha reducido en tiempo debido que las automatizaciones con la analítica de datos implementada mediante el mismo software ADDAX AMI y la implementación de Dashboards de Power BI implementados, facilitan la validación respectiva.

Corte y Reconexión: la gestión comercial en casos de incumplimiento de pago por parte de los clientes en la que implique el corte de energía ahora se puede realizar de manera remota. Esto implica que se tienen ahorros por los costos de corte y reconexión.

Estimación de costos y cantidades: de manera similar al caso anterior, se han empleado los mismos costos unitarios han sido obtenidos o aproximados de la regulación VAD 2023 – 2027 para Adinelsa (Osinerghmin, 2023) y de los costos regulados indicados en los pliegos tarifarios (Osinerghmin, 2025). Se han estimado una reducción en la cantidad en las horas de procesamiento de información de 4 h/mes a 2 h/mes y una reducción hasta el 10% de los costos unitarios, debido a que estos trabajos se realizan de manera remota y con menor tiempo. En el Anexo 5 se detallan los criterios y asunciones para la estimación de costos unitarios y metrados o cantidades.

Tabla 42

Resumen de Costos de OyM, con el Proyecto Piloto AMI.

Actividad	Costo Unitario (USD/Ciente-mes o USD/Und)	Cantidad	Unidad	Total – mes (USD)	Total – año (USD)
Lectura de medidores					98.91
Lectura medidor Clientes	0.10	68	N° Medidores	6.59	79.13
Validación de información Clientes	0.02	68	N° Medidores	1.65	19.78
Lectura de medidores SED					7.90
Lectura medidor Totalizador	0.48	1	N° Medidores	0.48	5.82
Lectura medidor AP	0.17	1	N° Medidores	0.17	2.08
Validación de información Otros Medidores					262.41
Validación de información Otros Medidores	10.93	2	h/mes	21.87	262.41
Corte y Reconexión					5.30
Corte	0.37	0.5	h/mes	0.19	2.24
Reconexión	0.51	0.5	h/mes	0.25	3.06
Total Año (USD)					374.52

Nota: Elaboración propia.

Otros de costos de COyM: el Proyecto Piloto AMI al ser de una nueva tecnología y plataformas diferentes también tienen un costo de operación y mantenimiento asociado (COYM), para este caso se ha estimado un 2,5% de la inversión inicial.

3.7.2.3 Inversión del Proyecto Piloto AMI asociadas a la SED YA-E00003 (S03H)

La implementación total del Proyecto Piloto AMI tuvo un costo de S/ 890 000,00 (incluido IGV). A continuación, para el presente estudio se realiza una aproximación por las inversiones asociadas solo a la SED YA-E00003 (S03H). Se identificaron los costos por medidor, concentrador y prorratio del Software ADDAX por cada SED y se expresaron a USD con el tipo de cambio 3,82 S/ / USD:

Tabla 43

Resumen de Inversión del Proyecto Piloto AMI asociado a la SED YA-E00003.

Actividad	Costo Unitario (USD/Ciente ó USD/und)	Metrado	Costo Total (USD)
Medidor 1f	243.53	68	16,560.10
Concentrador	2,193.43	1	2,193.43
Software ADDAX por SED	3,003.00	1	3,003.00
Total (USD)			21,756.53

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa (Adinelsa, 2024).

Con esta aproximación, la inversión asociada del Proyecto Piloto AMI para la instalación de los medidores AMI en la SED YA-E00003 (S03H) asciende a USD 21 756,53 (sin IGV).

3.7.2.4 Ingresos del Proyecto Piloto AMI

Ingresos regulados: conforme lo estableció la regulación VAD 2019 – 2023, para Adinelsa se aprobó la instalación de medidores AMI (Osinergmin, 2019). Y de acuerdo con las estadísticas de ingresos por año se tiene un ingreso promedio anual de S/ 92 895,4; se realiza un equivalente a USD 24 318,2 al tipo de cambio 3,82 S/ / USD. Posteriormente, debido a que este ingreso corresponde a todo el proyecto, se determina un ingreso unitario por medidor instalado que corresponde a USD 37,53/año. Luego, determinando el ingreso asociado solo a los 68 medidores instalados en la SED YA-E00003 corresponde a USD 2 551,91/año.

Tabla 44

Resumen de Ingresos por el Proyecto Piloto AMI asociado a la SED YA-E00003.

Año	Ingresos (S/) sin IGV	Equivalente en USD
2020	82 366,9	
2021	103 424,0	
Promedio Anual (S/):	92 895,4	24 318,2
N° Medidores totales		648
Promedio por medidor (USD/medidor-año)		37,53
N° Medidores SED S03H		68
Ingresos VAD (USD-año):		2 551,91

Nota: Elaboración propia.

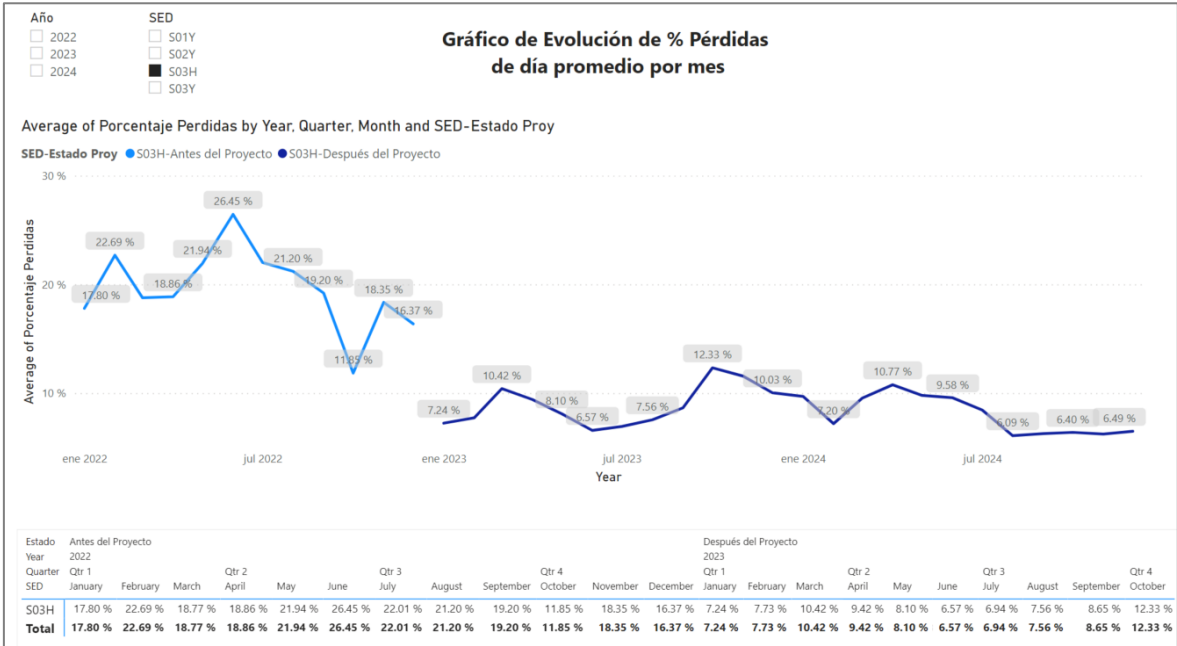
3.8 Beneficios Identificados

3.8.1 Comparación de resultados

Pérdidas de energía: como se mencionó anteriormente, el % de pérdidas con la implementación del Proyecto Piloto AMI se ha reducido.

Figura 63

Evolución del porcentaje de pérdidas de la SED YA-E00003 (S03H).



Fuente: archivo Power BI “PBI_Análisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix”.

Esto significa que la calidad de información ha mejorado, permitiendo establecer mejores valores de % pérdidas para los análisis y gestiones respectivos.

3.8.2 Reducción de costos operativos (COyM)

Como se aprecia en los cuadros anteriores, el COyM se identifica un ahorro anual de USD 1 271,35 por año.

Tabla 45

Comparación de COyM, Sin Proyecto y con Proyecto, estimación ahorro anual.

Actividad	COYM sin Proyecto (USD - año)	COYM con Proyecto (USD - año)	Ahorro Total (USD - año)
Lectura de medidores	989,08	98,91	890,17
Lectura de medidores SED	78,96	7,90	71,06
Validación de información Otros Medidores	524,83	262,41	262,41
Corte y Reconexión	52,99	5,30	47,70
Total Año (USD)	1 645,86	374,52	1 271,35

Nota: Elaboración propia.

3.8.3 Costos adicionales de COyM

Como se mencionó anteriormente, el Proyecto Piloto AMI tiene costos asociados a su operación y mantenimiento. Este costo fue estimado en USD 543,91 por año correspondiente al 2,5% del valor de inversión.

Tabla 46

COyM del Proyecto, estimación anual.

Concepto	Valor
Inversión (USD)	21 756,53
COYM %	2,50%
COYM (USD)	543,91

Nota: Elaboración propia.

3.8.4 Mejora en la precisión de mediciones

Como se indicó, la determinación del % de pérdidas con la implementación del Proyecto Piloto AMI ha mejorado. Se tiene mejor información de los consumos de los clientes, menos revisiones o validaciones de datos y con ello se pueden realizar análisis detallado de cada caso.

3.8.5 Mejora en la gestión de pérdidas

Como resultados de las evaluaciones el % de pérdidas totales se sinceró, reduciéndose el % de pérdidas promedio diaria de 19,62% a 8,05%. Con estos datos se

identificó que el % de pérdidas técnicas y no técnicas estaría en el orden de: 3,36% y 2,89% respectivamente.

3.9 Evaluación Económica

3.9.1 Considerandos

Conforme lo descrito anteriormente, se detallan los considerandos para la realización de la evaluación económica:

- **Costo de inversión inicial:** se considera solo el valor de inversión asociado al Proyecto AMI para la SED YA-E00003 (S03H) correspondiente a la implementación de medidores AMI en el totalizador de la SED, en el circuito de AP y en cada suministro de BT.
- **Costos de operación y mantenimiento:** el propio Proyecto AMI requiere operación y mantenimiento de los nuevos equipamientos, por ello, conforme lo descrito anteriormente, se estima un 2,5% del valor de inversión.
- **Beneficios/Ahorros:** con la implementación del Proyecto AMI, se obtienen ahorros en las gestiones comerciales tradicionales, tales como: en la lectura de medidores, revisión y validación de los datos, costos de corte y reconexión.
- **Ingresos:** con la implementación del Proyecto AMI conforme la regulación VAD, se tienen unos cargos asociados como ingresos por este proyecto. Se estiman los ingresos asociados a los medidores instalados en la SED S03H.
- **Tasa de descuento:** se considera el valor de 12%, que corresponde a la tasa regulatoria del sector eléctrico, establecida en el art. 79° de la Ley de Concesiones Eléctrica.
- **Periodo:** se considera para este tipo de proyectos un periodo de 20 años, correspondiente al periodo de vida útil del equipamiento. Asimismo, para fines de

comparación también se realizan una evaluación a 30 años, consistente con el periodo de evaluación que se realiza en la regulación de la distribución.

En las siguientes tablas, se resumen los datos empleados para la evaluación económica:

Tabla 47

Resumen de Costos de Inversión del Proyecto.

Concepto	Valor
Costos de Inversión SED S03H	Valor (USD)
Medidor	16 560,10
Concentrador	2 193,43
Software ADDAX	3 003,00
Subtotal COYM (USD/año)	21 756,53

Nota: Elaboración propia.

Tabla 48

Resumen de COYM del Proyecto.

Concepto	Valor
Costos de Operación y Mantenimiento (COYM)	Valor (USD/año)
Costo Mantenimiento AMI (2,5%)	543,91
Subtotal COYM (USD/año)	543,91

Nota: Elaboración propia.

Tabla 49

Resumen de Ahorros COYM del Proyecto.

Concepto	Valor
Ingresos / Ahorros Anuales	Valor (USD)
Ahorro en Lectura de Medidores Sum.	890,17
Ahorro en Lectura de Medidores Tot	71,06
Ahorro en Validación de Datos	262,41
Ahorro en Corte y Reconexión	47,70
Subtotal Ahorro COYM (USD/año)	1 271,35

Nota: Elaboración propia.

Tabla 50

Resumen de Ingresos del Proyecto.

Concepto	Valor
Ingresos / Ahorros Anuales	Valor (USD)
Ingresos VAD Proyecto AMI	2 551,91
Subtotal Ingresos (USD/año)	2 551,91

Nota: Elaboración propia.

3.9.2 Indicadores Económicos

Como parte de los indicadores económicos a evaluar del proyecto, se determinará:
Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Pay Back (PB).

En el Anexo 5 se adjunta el archivo de cálculo en Excel sobre la evaluación económica del Proyecto Piloto AML.

Tabla 51

Resumen de Evaluación Económica del Proyecto.

Parámetro / Indicador	Evaluación a 20	Evaluación a
	años	30 años
Tasa	12%	12%
Periodo (años)	20	30
VAN (USD)	2 738	4 659
TIR	13,97%	14,84%
PB (años)	6,4	6,4

Nota: Elaboración propia.

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

4.1 Resultados

Los resultados obtenidos tras la implementación de los medidores inteligentes y las estrategias de monitoreo se presentan a continuación. Se han identificado mejoras significativas en la reducción de pérdidas de energía, así como en la eficiencia operativa del sistema de distribución secundaria. Los datos recolectados evidencian una disminución % de pérdidas promedio por día en alrededor de un 11,57%; lo que significa una mejora en la calidad de información y por ende, una mejora en la gestión de revisión y validación de datos, optimizando los recursos.

Asimismo, conforme a las entrevistas realizadas del Anexo 2, existen ahorros o beneficios en la reducción de lectura de medidores, gestión de cortes y reconexión, reducción en el tiempo de procesamiento y análisis de balance de energía, entre otros. Estos beneficios se traducen en beneficios tanto para la empresa distribuidora como para los usuarios finales.

4.1.1 Comparación de resultados

De los resultados del análisis de datos, de las evaluaciones el % de pérdidas totales se sinceró, comparamos un mismo mes. En este caso, el % de pérdidas promedio diaria en noviembre 2022 es 18,35% y para noviembre 2024 es de 6,19%.

Tabla 52

Comparación de Resultados, noviembre 2022 vs. noviembre 2024.

A	B	C	D = B - C
Indicador	Antes Proyecto AMI noviembre 2022	Después del Proyecto AMI noviembre 2024	Diferencia (B - C)
Pérdidas Totales promedio por día (kW.h)	22,36 kW.h	7,58 kW.h	14,78 kW.h
Pérdidas Totales promedio por día (%)	18,35%	6,19%	12,16%

Nota: Elaboración propia, adaptado de Adinelsa.

4.1.2 Indicadores clave

Se muestran los principales indicadores clave, en el cual se compara la situación antes y después de la implementación del Proyecto AMI.

- **Reducción de pérdidas técnicas:** conforme la Tabla 52, en promedio las pérdidas por día mes, se han reducido de 18,35% a 6,19%, obteniendo una reducción de 12,16% para el mismo mes de comparación noviembre.
- **Beneficios/Ahorros:** con la implementación del Proyecto AMI, se obtienen ahorros en las gestiones comerciales tradicionales, tales como: en la lectura de medidores, revisión y validación de los datos, costos de corte y reconexión. Este ahorro estimado se encuentra en el orden de 1 271,35 USD/año tal como se mostró en la Tabla 51.
- **Ingresos:** el Proyecto AMI tiene ingresos tarifarios asociados con el Cargo Adicional por Implementación de Sistemas de Medición Inteligente (CISMI) (Osinergrmin, 2019), este monto estimado anual de 2 551,91 USD/año conforme lo detallado en la Tabla 50.
- **Otros Beneficios:** adicionalmente con el Proyecto AMI, se obtienen beneficios como mejora de la satisfacción del cliente, debido a mejora en la precisión y atención de reconexiones, también se mejora la percepción de la empresa Adinelsa como una compañía a la vanguardia tecnológica, así como en el personal por adquirir nuevos conocimientos y capacidades asociadas a la nueva tecnología AMI.

4.1.3 Indicadores económicos

Se muestran los principales indicadores económicos asociados a la implementación del Proyecto AMI, conforme la Tabla 51:

- **Evaluación a 20 años:** se obtiene un VAN de USD 2 738 (con una tasa de descuento de 12%), una TIR de 13,97% y un Pay Back de 6,4 años.
- **Evaluación a 30 años:** se obtiene un VAN de USD 4 659 (con una tasa de descuento de 12%), una TIR de 14,84% y un Pay Back de 6,4 años.

4.2 Estudios futuros

A partir de los resultados obtenidos, se sugieren las siguientes líneas de investigación futura:

- Integración de energías renovables con los sistemas de medición avanzada para analizar su impacto en la eficiencia de la red.
- Implementación de algoritmos avanzados de inteligencia artificial para mejorar la predicción de patrones de consumo.
- Análisis del impacto socioeconómico de los AMI en comunidades vulnerables.
- Profundizar la investigación del efecto capacitivo en las redes de distribución, producido por la baja demanda de las zonas rurales y revisión de las cargas de los clientes para determinar si tiene equipamiento que produzcan o sean susceptibles a producir efectos capacitivos.

Conclusiones

El presente estudio demuestra que la implementación de medidores inteligentes AMI en la red de distribución secundaria de la SED YA-E0003 como parte del Proyecto Piloto AMI implementado por la empresa Adinelsa, constituye una estrategia efectiva para la gestión y control las pérdidas de energía, cumpliendo satisfactoriamente con el objetivo general de evaluar el impacto de esta tecnología. Los principales hallazgos, alineados con los objetivos planteados, se presentan a continuación:

- **Identificación de pérdidas energéticas (Objetivo específico 1)**

- Se logró el cumplimiento de este objetivo, determinando que las pérdidas técnicas representaban el 3,36% y las pérdidas no técnicas el 2,89%, mediante análisis de balances energéticos.

- **Proceso de implementación AMI (Objetivo específico 2)**

- Se logró el cumplimiento de este objetivo, con el desarrollo en el Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación en los ítems 3.1 y 3.4, en el que se documentó el proceso de implementación del Proyecto Piloto AMI, incluyendo:
 - Adquisición y selección tecnológica
 - Características técnicas de los medidores
 - Integración con sistemas de monitoreo

- **Funcionalidades de los medidores AMI (Objetivo específico 3)**

- Se logró el cumplimiento de este objetivo, con el desarrollo en el Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación en los ítems 3.1 y 3.4, en el que se describe y analiza el funcionamiento y las características técnicas, demostrando capacidades destacadas en:
 - Interoperabilidad de sistemas
 - Gestión remota
 - Almacenamiento y comunicación de datos

- **Analítica de datos (Objetivo específico 4)**

- Se logró el cumplimiento de este objetivo, con el desarrollo en el Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación en los ítems 3.5 y 3.6, en el que se detalla la aplicación de técnicas de analítica de datos a la información recopilada por los medidores inteligentes implementados en la SED N° YA-E00003. La implementación de reportes en Power BI (archivo “PBI_Analisis Medidores AMI 15min_v2.0.pbix” del Anexo 4) permitió: validación de registros, detección de consumos anómalos y generación de reportes automatizados.

- **Reducción de pérdidas (Objetivo específico 5)**

- Se logró el cumplimiento de este objetivo con el desarrollo en el Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación en los ítems 3.5, 3.6, 3.8 y, 4.1.2, mediante el cual se detalla los balances de energía para realizar el seguimiento, monitoreo y control de las pérdidas de energía, mostrando los resultados comparativos antes y después del proyecto:
 - Disminución de pérdidas promedio diarias de 18,35% a 6,19% (mes comparativo noviembre)
 - Reducción total del 12,16%
 - Validación mediante simulaciones CYMDIST

- **Eficiencia operativa (Objetivo específico 6)**

- Se logró el cumplimiento de este objetivo con el desarrollo en el Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación en los ítems 3.5, 3.6, 3.8 y, 4.1, al evaluar el impacto de los medidores inteligentes en la eficiencia operativa de la SED N° YA-E00003, considerando indicadores clave (ver ítem 4.1.2. Indicadores clave) como la reducción de pérdidas de energía. Las mejoras cuantificables incluyeron:
 - Ahorros estimados anuales de 1 271,35 USD
 - Reducción de tiempos de revisión

- Optimización de procesos operativos
- **Comparativa técnica (Objetivo específico 7)**
 - Se logró el cumplimiento de este objetivo, con el desarrollo en el Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación en los ítems 4.1.1 y 4.1.2, al comparar los indicadores técnicos de la red antes y después del Proyecto Piloto AMI, el análisis comparativo demostró mejoras significativas en:
 - Niveles de pérdidas energéticas
 - Costos operativos
- **Beneficios económicos (Objetivo específico 8)**
 - Se logró el cumplimiento de este objetivo, con el desarrollo en el Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación en los ítems 3.5, 3.6, 3.8 y, 4.1, en el que con los siguientes indicadores financieros (evaluado a 20 años):
 - VAN: +2 738 USD (tasa 12%)
 - TIR: 13,97%
 - Payback: 6,4 años

Asimismo, como parte del desarrollo de la investigación se tienen los siguientes hallazgos clave:

- Reducción de pérdidas energéticas
 - Disminución comprobada del 12.16% en pérdidas totales
 - Mejor diferenciación entre pérdidas técnicas/no técnicas
- Precisión en medición
 - Mejora sustancial en exactitud de medición
 - Optimización de procesos comerciales
- Ventajas económicas
 - Rentabilidad demostrada mediante indicadores financieros
 - Ahorros operativos recurrentes
- Optimización operacional

- Automatización de procesos administrativos
 - Reducción de errores mediante analítica de datos
- Gestión energética mejorada
 - Monitoreo en tiempo real
 - Toma de decisiones basada en datos
- Finalmente, estos resultados guardan relación con los antecedentes investigativos, los cuales también concluyen que la adopción de medidores inteligentes son una estrategia efectiva para reducir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución eléctrica, al mejorar la gestión y control de las pérdidas, como el fraude, los errores de medición y facilitar la gestión de la energía en tiempo real.

Recomendaciones

Con base en los hallazgos obtenidos, se proponen las siguientes recomendaciones:

- **Promover la Adopción de AMI:** Se recomienda promover la adopción de sistemas de medición avanzada en otros sistemas de distribución para replicar los beneficios observados en la subestación YA-E00003. Esto está en línea con el objetivo de proponer estrategias complementarias y que es viable su aplicación a los sistemas de distribución, para mejorar la gestión de pérdidas.
- **Desarrollar Programas de Capacitación:** Es fundamental desarrollar programas de capacitación para el personal técnico y administrativo en el uso y mantenimiento de los sistemas AMI, asegurando una correcta implementación y operación. Esto se relaciona con el objetivo de describir el proceso de implementación del Proyecto Piloto AMI, garantizando que el personal esté preparado para manejar la nueva tecnología.
- **Fomentar la Investigación y Desarrollo:** Se sugiere fomentar la colaboración con instituciones académicas y tecnológicas para impulsar la investigación y desarrollo en el área de medición avanzada y gestión de energía. Esto está alineado con el objetivo de aplicar técnicas de análisis de datos a la información recopilada por los medidores inteligentes, promoviendo la innovación continua.
- **Implementar Estrategias Complementarias:** Basado en los resultados obtenidos, se deben proponer estrategias complementarias para mejorar la gestión de pérdidas en la red de distribución eléctrica, incluyendo la actualización de equipos y la optimización de procesos. Esto cumple con el objetivo de proponer estrategias complementarias para mejorar la gestión de pérdidas.
- **Sensibilización de Usuarios:** Diseñar campañas de sensibilización para los usuarios finales sobre el uso eficiente de la energía y los beneficios de los medidores inteligentes, promoviendo una cultura de ahorro y eficiencia energética. Esto se relaciona con el objetivo de mejorar la precisión en la medición y facturación del

consumo de energía, asegurando que los usuarios comprendan y apoyen las iniciativas de eficiencia energética. Promover la adopción de sistemas de medición avanzada en otras partes del sistema de distribución.

- **Proseguir investigación sobre los efectos capacitivos en las redes de distribución:** conforme a los resultados obtenidos, se tiene una componente de energía capacitiva en las redes de distribución rurales, por lo cual, se requiere seguir investigando sobre sus impactos en las redes de distribución y su naturaleza.

Referencias bibliográficas

- ADDAX AMI SOLUTION. (2007). *ADDGRUP*. Recuperado el 7 de Febrero de 2025, de https://addgrup.com/wp-content/uploads/2020/10/ADDAX-Solutions_GD-en_v1_sh.pdf
- Adinelsa. (2024). *Adinelsa*. Recuperado el 5 de febrero de 2025, de <https://www.adinelsa.com.pe/adinelsaweb/index.php/noticias/301-yaayos-y-huantan-ya-abrieron-las-puertas-del-futuro>
- Adinelsa. (20 de Diciembre de 2024). Información Comercial. *Información Comercial*. Lima, Perú. Recuperado el 20 de Diciembre de 2024
- Adinelsa. (2024). *Informes de Proyecto Piloto AMI*. Informe Interno, Lima. Recuperado el 20 de Diciembre de 2024
- Adinelsa. (7 de Febrero de 2025). *Acerca de Adinelsa*. Obtenido de <https://www.adinelsa.com.pe/adinelsaweb/index.php/conocenos/acerca-de-adinelsa>
- Adinelsa. (15 de enero de 2025). Información registros AMI e Información Comercial. *Información registros AMI, Comercial*. Lima, Perú. Recuperado el 15 de enero de 2025
- Arteaga, A. (3 de Mayo de 2023). *Integración de un sistema de gestión de medición avanzada (AMI) basado en la tecnología PLC (Power Line Communication), con la Sub-Estación Eléctrica Parque Industrial de la ciudad de Tacna, año 2022*. Recuperado el 3 de Febrero de 2025, de Repositorio Universidad Privada de Tacna: <https://repositorio.upt.edu.pe/handle/20.500.12969/3004>

- Cañari, K., & Bacon, M. (3 de Agosto de 2023). *Análisis del control de pérdidas y recupero de energía eléctrica del alimentador A4005 en la Unidad de Negocios Ayacucho, 2023*. Recuperado el 10 de Enero de 2024, de Repositorio Constitucional Continental: <https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/13202>
- Chumbi, R., & Verdugo, T. (2013). *Universidad Cuenca*. Recuperado el 7 de Febrero de 2025, de <https://dspace.ucuenca.edu.ec/items/871195dd-c819-4e55-93a8-2ff3d9f42df4>
- Coronel, M. (Junio de 2011). *Universidad Politécnica Salesiana Ecuador*. Recuperado el 8 de Enero de 2025, de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1104/14/UPS-CT002098.pdf>
- Electroprotecciones EPROC. (2021). *youtube*. Obtenido de Electroprotecciones EPROC: https://www.youtube.com/watch?v=Agj_vfVBcSo
- Estudios Energéticos Consultores. (7 de febrero de 2020). Recuperado el 15 de enero de 2025, de energypedia: https://energypedia.info/images/d/df/Integraci%C3%B3n_Final_-_D%C3%ADa_3.pdf
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2022). Style IEEE. *Journal*, 1(1), 1-33.
- Jimenez, L. (30 de Mayo de 2014). *Repositorio Universidad Nacional del Callao*. Recuperado el 2025 de Febrero de 7, de <https://repositorio.unac.edu.pe/handle/20.500.12952/907>
- Kothari, D., & Nagrath, I. (2003). Recuperado el 2 de Febrero de 2025, de <https://devanush.github.io/naidu.git.io/PSA/Modern%20Power%20System%20Analysis%20by%20Nagrath%20Kothari.pdf>

- MINEM. (2003). *Norma DGE "Bases para el Diseño de Líneas y Redes Secundarias con Conductores*. (M. d. Minas, Ed.) Recuperado el 20 de enero de 2025, de <https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/4775274-031-2003-em-dge>
- MINEM. (24 de julio de 2016). MINEM. (*Decreto Supremo N° 018-2016-EM*). Lima, Lima, Perú. Recuperado el 2 de enero de 2025
- MINEM. (24 de noviembre de 2021). Decreto Supremo que aprueba disposiciones modificatorias relacionadas a la implementación de los Sistemas de Medición Inteligente (SMI) y otras disposiciones. *Decreto Supremo que aprueba disposiciones modificatorias relacionadas a la implementación de los Sistemas de Medición Inteligente (SMI) y otras disposiciones*. Lima, Lima, Perú: El Peruano. Recuperado el 5 de febrero de 2025, de <https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/2015195-1>
- OSINERGMIN. (s.f.). Recuperado el 2 de Febrero de 2025, de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad>
- Osinergmin. (2019). *Fijación VAD 2019*. Recuperado el 20 de enero de 2025, de <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Osinergmin-168-2019-OS-CD.pdf>
- Osinergmin. (2023). *VAD 2023 - 2027*. Recuperado el 20 de enero de 2025, de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad>
- Osinergmin. (2025). *Costos Regulados de Pliego tarifario*. Lima. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/pliegos-tarifarios/electricidad>

Pluz Energía Perú S.A.A. (23 de Diciembre de 2024). <https://www.pluz.pe/es/ayuda/hurto-de-energia.html>. Recuperado el 23 de Diciembre de 2024, de Pluz: <https://www.pluz.pe/es/ayuda/hurto-de-energia.html>

Ramírez Castaño, S. (Enero de 2009). *Universidad Nacional de Colombia*. Obtenido de Repositorio Institucional UNAL: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/7095>

Ramírez, S. (2 de Enero de 2004). *Universidad Nacional de Colombia*. Recuperado el 2 de Febrero de 2025, de Redes de Distribución de Energía: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/7095>

Sernaque, O., & Sandoval, J. (2020). *Repositorio Universidad Ricardo Palma*. Recuperado el 7 de Febrero de 2025, de <https://repositorio.urp.edu.pe/entities/publication/bddad45e-14fd-45ea-b79a-5953e93daa32>

Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. (8 de Noviembre de 2021). *Desde adentro*. Recuperado el 3 de Febrero de 2025, de <https://www.desdeadentro.pe/2021/11/enel-inicio-la-instalacion-del-segundo-piloto-de-medidores-inteligentes-en-lima-y-callao/>

Systep. (1 de April de 2019). Recuperado el 3 de Febrero de 2025, de <https://systep.cl/es/medidores-inteligentes-la-experiencia-internacional/>

Tecnologías EOS. (31 de Enero de 2025). *Tecnologías EOS*. Obtenido de <https://tec-eos.com/tipos-de-perdidas-de-energia-electrica/>

Wikipedia. (Diciembre de 2022). Recuperado el 6 de Febrero de 2025, de https://es.wikipedia.org/wiki/Ministerio_de_Energ%C3%ADa_y_Minas_%28Per%C3%BA%29?

Wikipedia. (Agosto de 2023). Recuperado el 6 de Febrero de 2025, de
https://es.wikipedia.org/wiki/Organismo_Supervisor_de_la_Inversi%C3%B3n_en_Energ%C3%ADa_y_Miner%C3%ADa?

Anexos

Anexo 1: VAD Adinelsa.....	1
Anexo 2: Entrevistas a especialistas del sector eléctrico	2
Anexo 3: Datos técnicos de medidores AMI.....	22
Anexo 4: Analítica de datos	23
Anexo 5: Excel de cálculo.....	24
Anexo 6: Flujo de carga	31
Anexo 7: Diagrama unifilar SED	50
Anexo 8: Panel fotográfico.....	52

Anexo 1: VAD Adinelsa

1.1 VAD 2023 – 2027, Adinelsa

Se adjuntan en el repositorio las resoluciones del VAD 2023 – 2027 y los informes de las tarifas de distribución aprobadas para Adinelsa.

- Página web de Osinergmin del proceso VAD 2023 – 2027:
<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2022-2026-y-2023-2027>
- Resolución Osinergmin N° 187-2023-OS/CD, mediante el cual se publica la resolución que fija los cargos de las tarifas de distribución VAD 2023 – 2027:
<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2023/Osinergmin-187-2023-OS-CD.pdf>

Ver el directorio: \TSP_Linder_Felix\02.Anexos\Anexo 1 VAD\VAD 2023-2027

1.2 VAD 2019 – 2023, Adinelsa

Se adjuntan en el repositorio las resoluciones del VAD 2019 – 2023 y los informes de las tarifas de distribución aprobadas para Adinelsa.

- Página web de Osinergmin del proceso VAD 2019 – 2023:
<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2019-2023>
- Resolución Osinergmin N° 168-2019-OS/CD, mediante el cual se publica la resolución que fija los cargos de las tarifas de distribución VAD 2019 – 2023:
<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Osinergmin-168-2019-OS-CD.pdf>

Ver el directorio: \TSP_Linder_Felix\02.Anexos\Anexo 1 VAD\VAD 2019-2023

Anexo 2: Entrevistas a especialistas del sector eléctrico

Se adjuntan el formato empleado para la recopilación de información mediante entrevistas a especialistas del sector eléctrico y las fichas de entrevistas realizadas a especialistas del sector.

Ver el directorio: \TSP_Linder_Felix\02.Anexos\Anexo 2 Entrevistas

2.1. Formato Guía de Entrevista

Se presentan a continuación las preguntas recomendadas, organizadas por secciones y temáticas, para recopilar información sobre la gestión de pérdidas a profesionales y especialistas del sector eléctrico.

Estructura y recomendaciones para la entrevista:

- Inicio con una breve presentación del entrevistador e introducción a la investigación,
- Explicación de las secciones de preguntas,
- Formulación de las preguntas guía. Según las respuestas del entrevistado y la información proporcionada, estas pueden ajustarse para profundizar aspectos más específicos que contribuyan al desarrollo de la investigación,

Tabla A01.1

Parte Introductoria.

Introducción	
Nombre de entrevistador:	
Nombre de entrevistado:	
Grado Académico/CIP	
Empresa en la que trabaja:	
Datos de Contacto:	

Tabla A01.2

Guía de Entrevista.

Pregunta	Respuesta
Sección 1: Contexto General de la Gestión de Pérdidas	
1. ¿Considera que es importante para la empresa de distribución la gestión y control de pérdidas de energía?	
2. ¿Qué porcentaje promedio representan las pérdidas técnicas y no técnicas en redes de distribución según su experiencia?	
3. ¿Cuáles son los mayores desafíos para reducir las pérdidas en una red de distribución?	

Sección 2: Gestión de Pérdidas	
1. ¿Cómo realizan la gestión y control de pérdidas? ¿tienen áreas específicas? ¿cómo se relacionan?	
2. ¿Qué sistemas de gestión de información se utilizan para coordinar las actividades de reducción de pérdidas?	
3. ¿Qué estrategias se implementan para reducir las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas en la red de distribución?	
Sección 3: Análisis de Pérdidas	
1. ¿Qué herramientas y técnicas utiliza para analizar las pérdidas técnicas y no técnicas en la red de distribución?	
2. ¿Cómo se identifican y clasifican las pérdidas en las diferentes etapas del proceso de distribución?	
3. ¿Qué indicadores clave de rendimiento (KPIs ¹) se monitorean para evaluar las pérdidas de energía?	
4. ¿Cómo se realiza el análisis de datos históricos para identificar patrones de pérdidas o identificación de hurtos de energía?	

¹ KPI: Key Performance Indicator

Sobre efectos capacitivos En la zona de Huantán se han identificado energía reactiva capacitiva, ¿a qué cree que se debe y considera que esto influye en las pérdidas?	
---	--

Firma del Entrevistador

Firma del Entrevistado

2.2. Entrevistas realizadas

Se resumen las respuestas de las entrevistas realizadas sobre la gestión de pérdidas a profesionales y especialistas del sector eléctrico.

Se resumen los principales apuntes de las entrevistas realizadas.

Entrevista N° 1

Tabla A02.1

Parte Introductoria.

Datos Generales	
Datos del entrevistador	
Nombre de entrevistador:	Linder Thomas Felix Tomateo
Datos de Contacto:	coordinadormorosidad@adinelsa.com.pe
Datos del entrevistado	
Nombre de entrevistado:	Gustavo Arturo Fuentes Flores
Grado Académico	Ingeniería Eléctrica - CIP: 118723
Empresa en la que trabaja:	ADINELSA
Datos de Contacto:	gfuentes@adinelsa.com.pe

Disclaimer: los datos recopilados en esta entrevista son de carácter informativo y solo son para uso educativo.

FUENTES
FLORES Gustavo
Arturo FAU
20425809882
hard

Firmado digitalmente
por FUENTES FLORES
Gustavo Arturo FAU
20425809882 hard
Fecha: 2025.02.27
11:33:10 -05'00'

Tabla A02.2

Guía de Entrevista.

Pregunta	Respuesta
Sección 1: Contexto General de la Gestión de Pérdidas	
1. ¿Considera que es importante para la empresa de distribución la gestión y control de pérdidas de energía?	Sí, porque es importante para determinar los niveles de compra de energía.
2. ¿Qué porcentaje promedio representan las pérdidas técnicas y no técnicas en redes de distribución según su experiencia?	El promedio de las pérdidas se encuentra entre 5% a 6%. Las principales causas de las pérdidas están relacionadas a: • Redes Sub-dimensionadas, generando pérdidas por efecto joule, • Pérdidas en transformadores, relacionado a pérdidas por corriente de Foucault Reducir más los niveles de pérdidas no es factible técnica y económicamente, debido a los costos para detectar o evitar hurtos o grandes inversiones de para reconductorización de las redes. Los mayores desafíos se basan en: • Correcto dimensionamiento de la red, y el redimensionamiento para la atención de las cargas futuras, • Gestión del mantenimiento de la infraestructura, para evitar pérdidas por fallas o falsos contactos o contaminación en las redes y conexiones, • Coordinación efectiva entre las áreas técnicas y comerciales para el control de las pérdidas
Sección 2: Gestión de Pérdidas	
1. ¿Cómo realizan la gestión y control de pérdidas? ¿tienen áreas específicas? ¿cómo se relacionan?	La gestión de pérdidas se realiza desde dos vertientes: • Control técnico: se enfoca en la infraestructura y atención de la demanda. Abarca a las áreas o unidades de Proyectos y Operaciones, DMS, Protecciones, planificación de la expansión por proyectos de crecimiento vegetativo de la demanda, • Control Comercial: se enfoca en las pérdidas no técnicas, hurto de energía. El análisis de pérdidas se realiza mediante un balance de energía, identificando por alimentadores, por nodos y se realiza un monitoreo por tramos de redes, circuitos, para identificar los potenciales desbalances,

Firmado digitalmente por
Fuentes Flores Gustavo
Gustavo Arturo
FAU 20425809882
hard
Fecha: 2025.02.27
11:33:48 -05'00'

	En Baja Tensión: se realiza un balance en la SED por circuitos, también se emplean los datos de los medidores AMI de BT por circuito y subcircuito, Un punto importante a tener en cuenta es correlación que debe existir entre la información de campo y gabinete (comercial), los datos de ruta-medidor-cliente. La calidad, correlación y veracidad de la información es crucial para un buen análisis, y generalmente es dónde se tienen problemas.
2. ¿Qué sistemas de gestión de información se utilizan para coordinar las actividades de reducción de pérdidas?	Se emplean los sistemas de Georeferenciación (GIS), Diagramas Unifilares (DU), Base de Datos comercial, SQL. Las estrategias se pueden clasificar según el tipo de pérdidas: Pérdidas Técnicas: correcta planificación de red (dimensionamiento), gestión de mantenimiento revisión de aislamiento, cambio de aceite en transformadores, revisión preventiva de ramas de árboles (debido a que pueden existe pérdidas por inducción) Pérdidas No Técnicas: Plataforma comercial (TI), datos correctos (conexión, cliente, Potencia Contratada, Máxima Demanda), verificación de reclamos de medidores manipulados, entre otros.
Sección 3: Análisis de Pérdidas	
1. ¿Qué indicadores clave de rendimiento (KPIs ¹) se monitorean para evaluar las pérdidas de energía?	Indicadores: balances entre compra y venta, % de pérdidas por alimentadores, circuitos, ramales, zonas de hurto, trabajo de campo, economía de movimiento focalizando las zonas "calientes" y de reincidencia, También es importante establecer canales de comunicación y denuncias, e identificar las tasas de éxito de los casos referidos (recupero), Como operativos inopinados, los equipos salen a revisión / inspección de circuitos a las zonas suspicaces de pérdidas, como un indicador clave es cuántos casos se logran recuperar.
2. ¿Cómo se realiza el análisis de datos históricos para identificar patrones de pérdidas o identificación de hurtos de energía?	Se utilizan patrones históricos para identificar posibles fraudes, como la discrepancia entre la potencia contratada y el consumo real, y caídas abruptas en el consumo que indican manipulación de medidores.

¹ KPI: Key Performance Indicator

Firmado digitalmente
FUENTES FLORES
 Gustavo Arturo
 FAU 20425809882
 hard

por FUENTES FLORES
 Gustavo Arturo FAU
 20425809882
 Fecha: 2025.02.27
 11:34:22 -05'00'

	Se tiene casos de detección por reducción de consumo que cae a 1/3 o 2/3 del consumo habitual, esto se debe usualmente a que han manipulado el medidor quitándole una o dos señales.
Sección 4: Preguntas varias	
Sobre pérdidas por efecto capacitivos	Energía reactiva capacitiva, está generando estática, se inyectan armónicos y también pueden generar pérdidas en las redes. En los casos en los que los clientes no consumen mucho, con lo cual no realizan mucho el uso de la red. También se tienen casos en que los clientes colocan condensadores en los medidores (fenómeno social) al pretender reducir su consumo. En MT los fraudes típicos se basan en el funcionamiento de los PMI, estos funcionan por inducción, algunos clientes invierten la polaridad, con lo cual se pierde entre el 18% - 20% del registro de medición.



Linder Thomas Felix
Tomateo

FUENTES FLORES Firmado digitalmente
 Gustavo Arturo FLORES
 Gustavo Arturo FAU
 FAU 20425809882 20425809882 hard
 Fecha: 2025.02.27
 11:35:07 -05'00'

Gustavo Arturo Fuentes Flores
CIP: 118723

Entrevista N° 2

Tabla A02.1

Parte Introductoria.

Datos Generales	
Datos del entrevistador	
Nombre de entrevistador:	Linder Thomas Felix Tomateo
Datos de Contacto:	coordinadormorosidad@adinelsa.com.pe
Datos del entrevistado	
Nombre de entrevistado:	Roly Lopez Villaverde
Grado Académico	Ingeniería Eléctrica - CIP: 184892
Empresa en la que trabaja:	ADINELSA
Datos de Contacto:	riopez@adinelsa.com.pe

 Firmado digitalmente por:
LOPEZ VILLAVARDE Roly
FAU 20425809882 hard
Fecha: 27/02/2025 11:38:57

Disclaimer: los datos recopilados en esta entrevista son de carácter informativo y solo son para uso educativo.



Firmado digitalmente por:
LOPEZ VILLAVERDE Roly
FAU 20425809882 hard
Fecha: 27/02/2025 11:38:57

Tabla A02.2

Guía de Entrevista.

Pregunta		Respuesta
Sección 1: Contexto General de la Gestión de Pérdidas		
1. ¿Considera que es importante para la empresa de distribución la gestión y control de pérdidas de energía?		Sí, la gestión de pérdidas de energía es importante para la empresa, debido a su impacto en la eficiencia operativa, la sostenibilidad financiera y la calidad del servicio.
2. ¿Qué porcentaje promedio representan las pérdidas técnicas y no técnicas en redes de distribución según su experiencia?		una visión general de los porcentajes promedio de pérdidas técnicas y no técnicas en las redes de distribución, destacando que las pérdidas técnicas varían del 1.6% al 1.8%, mientras que las pérdidas no técnicas pueden alcanzar del 4% al 6%. Los principales desafíos identificados para reducir estas pérdidas incluyen:
3. ¿Cuáles son los mayores desafíos para reducir las pérdidas en una red de distribución?		Detección y control del fraude energético , la detección mediante balances energéticos e inspecciones,
		Modernización de la infraestructura e Infraestructura antigua : Se tienen casos en que la infraestructura es antigua y los calibres de los conductores no son los adecuados para la atención de la demanda.
		Implementación de tecnologías avanzadas , como la medición inteligente como los AMI.
		Sensibilización del Usuario : es importante la implementación de campañas de sensibilización para los usuarios para abordar el impacto de las pérdidas no técnicas, como el robo de energía, en el consumo general y la calidad del servicio.
Sección 2: Gestión de Pérdidas		
1. ¿Cómo realizan la gestión y control de pérdidas? ¿tienen áreas específicas? ¿cómo se relacionan?		Gestión del Balance Energético : el proceso de gestión del balance energético implica calcular la diferencia entre la energía comprada y vendida, y además se tienen tres tipos de balances energéticos: por sistema eléctrico, alimentador y subestación de distribución. Inspección de Suministros con Consumo Cero : el proceso de inspección de suministros con consumo cero, implica analizar los datos históricos de consumo y

Firmado digitalmente por:
LOPEZ VILLAVERDE Roly
FAU 20425809882 hard
Fecha: 27/02/2025 11:38:57

	realizar inspecciones de campo para identificar posibles fallos en los medidores o robo de energía. Mantenimiento y Recupero de Energía: se realizan actividades de mantenimiento para totalizadores y medidores de alumbrado público, así como el proceso de recuperación de energía, que incluye la facturación retroactiva por robo de energía identificado. Power BI, la implementación de dashboard y analítica de datos mediante Business Intelligence, permite la revisión rápida y efectiva para evaluar el control de pérdidas por cada Subestación, GIS, se emplea para la revisión de la infraestructura y datos técnicos, SIELSE, es un sistema comercial para obtener la información de venta de energía, Diseño de redes, para atender de manera efectiva la demanda, Mantenimiento preventivo y revisión de redes, detectar redes sobrecargadas, se tiene pérdidas por calentamiento, para el control de las pérdidas técnicas se requiere reforzar las redes y se requiere trabajar con el área técnica para el mantenimiento. Alta variabilidad en consumos: existen casos en los que los consumos varían abruptamente y desde valores muy inferiores a temporadas con altos consumos sin un patrón aparente. Alertas medidores AMI: los clientes al pretender alterar el medidor, el medidor AMI envía una señal al Centro de Control. Esto da alerta a los equipos de control de pérdidas para realizar las inspecciones y recuperos de energía, ahorrando costos de desplazamiento, inspección y análisis. Inspecciones periódicas: se debe controlar o llevar el control de quienes hurtan y hacer una periódicamente una inspección para poder identificar si es que se vuelven reincidentes. Control de las pérdidas por subestación, se realiza monitoreo de los consumos, al detectar algunas subidas abruptas y se informa el área de pérdidas, y realizando un operativo anti hurto, por ejemplo no el cual es identificar en toda la subestación quién está hurtando a través de varios técnicos con varias cuadrillas, ejecutan una inspección masiva.
2. ¿Qué sistemas de gestión de información se utilizan para coordinar las actividades de reducción de pérdidas?	
3. ¿Qué estrategias se implementan para reducir las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas en la red de distribución?	


 Firmado digitalmente por:
 LOPEZ VILLAVEDE Roly
 FAU 20425809882 hard
 Fecha: 27/02/2025 11:38:57

Sección 3: Proyecto AMI	
1. ¿Cuál fue el alcance del Proyecto AMI?	La adquisición, instalación y reforzamiento de las redes de BT de las SED.
2. ¿Cuáles fueron los principales desafíos en la implementación??	Renovación de redes, las redes son antiguas y con deterioros significativos. El Proyecto en su alcance contemplaba la Si la red tiene fallas o falsos contactor, origina problemas de comunicación entre los medidores AMI Fallas en la red de comunicación en zonas rurales, se empleó un multiSIM,
3. ¿Cuáles fueron las lecciones aprendidas del Proyecto?	Logística, en su oportunidad los medidores AMI no entraban en las cajas originales Antes del Proyecto, se tenía red antigua y puesta a tierra fuera de rango. Alta variación de los niveles de tensión. Medidores con lectura incorrecta, detección de hurtos. Las pérdidas técnicas y no técnicas 15% - 18% Después del Proyecto, renovación de redes, se mejoraron los niveles de puesta a tierra y las pérdidas técnicas y no técnicas 5% - 6%.
5. De la revisión de los datos se ha detectado energía capacitiva, ¿a qué cree que se debe y cómo puede impactar en las pérdidas?	Si se refleja como pérdidas de energía, pero no debería tener mucho impacto. Se tiene previsto realizar un mayor estudio para profundizar en el tema.
6. ¿Qué siguientes pasos o nuevos proyectos se tiene en perspectiva?	Proyectos futuros: incorporación de generación distribuida en oficina de atención al cliente, se estima que tenga una reducción de pérdidas y mejora de la calidad de servicio.



Linder Thomas Felix
Tomateo



Firmado digitalmente por:
LOPEZ VILLABERDE Roly
FAU 20425809882 hard
Fecha: 27/02/2025 11:38:57
Roly Lopez Villaverde
CIP: 184892

Entrevista N° 3

Tabla A02.1

Parte Introductoria.

Datos Generales	
Datos del entrevistador	
Nombre de entrevistador:	Linder Thomas Felix Tomateo
Datos de Contacto:	coordinadormorosidad@adinelsa.com.pe
Datos del entrevistado	
Nombre de entrevistado:	Darwin Jesús Medina Ormeño
Grado Académico/CIP	Mag. Gestión de la Energía / Ing. Mecánica y Eléctrica – CIP 155268
Empresa en la que trabaja:	Red de Energía del Perú S.A.
Datos de Contacto:	di.medinao@gmail.com

Disclaimer: los datos recopilados en esta entrevista son de carácter informativo y solo son para uso educativo.

Tabla A02.2

Guía de Entrevista.

Pregunta	Respuesta
Sección 1: Contexto General de la Gestión de Pérdidas	
1. ¿Considera que es importante para la empresa de distribución la gestión y control de pérdidas de energía?	Sí, en la experiencia de trabajo en empresas de distribución eléctrica en la región Ica (Electrodunas) y Lima (Luz del Sur), las empresas realizan evaluaciones periódicas de los niveles de pérdidas, evaluaciones e inspecciones para la detección de pérdidas no técnicas. Asimismo, de acuerdo a los estudios y evaluaciones, las empresas proponen inversiones correspondientes a planes de obras o proyectos de renovación para la reducción de estas pérdidas.
2. ¿Qué porcentaje promedio representan las pérdidas técnicas y no técnicas en redes de distribución según su experiencia?	En promedio de las pérdidas totales se encuentran generalmente entre 5% a 8%, dependiendo la zona, nivel de tensión y configuración de las redes eléctricas. Las pérdidas en las empresas de distribución se clasifican en pérdidas técnicas y no técnicas. Cabe indicar que en la fijación de tarifas de distribución (VAD) reconocen % de pérdidas de energía y potencia estándar. Este valor reconoce tanto las pérdidas técnicas y no técnicas eficientes.
3. ¿Cuáles son los mayores desafíos para reducir las pérdidas en una red de distribución?	Con relación a las pérdidas técnicas, los mayores desafíos se basan en: • Evaluación continua de balances de energía, • Inspecciones de campo, para detección de redes en mal estado, desgaste, entre otros, • Renovaciones y reforzamientos de redes oportunos, implementación de equipamiento como compensadores, regulación de tensión, entre otros, • Estudios de planificación eléctrica para renovación y reconfiguración de redes, cambio de nivel de tensión, entre otros, Con relación a las pérdidas no técnicas, los mayores desafíos se basan en: • Detección de zonas denominadas "focos calientes", • Ejecución efectiva de cortes por hurto de energía en zonas de alta peligrosidad, • Recuperación efectiva de CNR (Consumos No Registrados), • Reconocimiento tarifario del % real de pérdidas no técnicas, • Implementación de tecnología o mecanismos para bloquear o realizar el corte de energía a los clientes que hurtan energía,

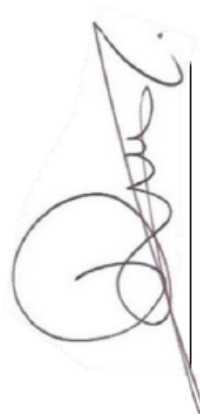
Sección 2: Gestión de Pérdidas	
1. ¿Cómo realizan la gestión y control de pérdidas? ¿tienen áreas específicas? ¿cómo se relacionan?	En general las actividades y áreas involucradas a la gestión de pérdidas son: • Área de planeamiento eléctrico/comercial: realizan simulaciones de flujo de carga y balances de energía a nivel de transmisión y distribución, en cascada, por SET, alimentador MT, SED y circuitos en BT. • Área de control de pérdidas: evalúan en campo e inspeccionan las redes y suministros para detectar hurtos de energía, ejecutan el corte de suministro en caso de detección de hurtos, • Áreas técnicas o de operación y mantenimiento: se enfoca en la inspección de las redes, mantenimiento, reparación y rehabilitación de redes. • Áreas de Proyectos: realizan la ejecución de proyectos de renovación, reconfiguración e implementación de equipamiento para reducción de pérdidas, • Área comercial: se encarga de realizar el registro y evaluación de los CNR (Consumos no registrados) y la gestión de recuperos.
2. ¿Qué sistemas de gestión de información se utilizan para coordinar las actividades de reducción de pérdidas?	• Sistema comercial: realizan simulaciones de flujo de carga y balances de energía a nivel de transmisión y distribución, en cascada, por SET, alimentador MT, SED y circuitos en BT. • Sistema de Información Georeferenciada (GIS): evalúan en campo e inspeccionan las redes y suministros para detectar hurtos de energía, ejecutan el corte de suministro en caso de detección de hurtos, • Software de simulación: para simulación de las redes mediante flujo de carga, • Bases de datos técnicos: información técnica de las redes, suministros y equipos, • Sistemas de procesamiento: hojas de cálculo, DashBoard de Power BI u otros para procesamiento de la información de medidores, simulaciones y resultados de manera masiva.
3. ¿Qué estrategias se implementan para reducir las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas en la red de distribución?	Pérdidas Técnicas: • Planificación y optimización del diseño de la red, planificación eléctrica, refuerzo de la infraestructura y reconfiguración de redes para reducir la longitud de las líneas y mejorar la eficiencia. • Gestión eficiente del voltaje y la carga: Implementación bancos de capacitores, para reducción de energía reactiva inductiva y regulación de voltaje para reducir pérdidas por calentamiento en los conductores,

	• Modernización de equipos: sustitución de transformadores ineficientes por modelos de menor pérdida y reducción de sobrecargas en equipos de distribución, • Rotación de transformadores: realiza la rotación de transformadores de distribución según su factor de utilización (o de uso) para optimizar las pérdidas, • Incorporación de tecnologías: para monitoreo de mediciones, y automatización de equipos de corte control, Pérdidas No Técnicas: • Mejora en los sistemas de medición y bloqueo del corte de suministro: Implementación de medidores inteligentes o sistemas de telemetría para detectar fraudes y consumos anómalos en tiempo real. O equipos que bloqueen de manera efectiva el hurto de energía, • Auditorías y controles periódicos: Inspecciones regulares para detectar conexiones ilegales, manipulación de medidores y errores administrativos. • Automatización: Automatización de procesos comerciales, facturación y análisis de datos para identificar irregularidades en el consumo, • Digitalización de la red: carga de la información técnica y comercial en plataformas digitales y con datos confiables, • Colaboración con autoridades: participación conjunta con la fuerza policial y autoridades para ejecución de cortes de manera efectiva, • Campañas de concienciación y regularización: Programas para incentivar la formalización de usuarios informales y concientizar sobre el impacto del fraude eléctrico,
Sección 3: Análisis de Pérdidas	
1. ¿Qué indicadores clave de rendimiento (KPIs ¹) se monitorean para evaluar las pérdidas de energía?	% de pérdidas por zonas y niveles de tensión, SET, alimentadores, SED y circuitos de BT, Balances de energía y microbalances por SED, CNR

¹ KPI: Key Performance Indicator

2. ¿Cómo se realiza el análisis de datos históricos para identificar patrones de pérdidas o identificación de hurtos de energía?	Se realiza una identificación de patrones y análisis estadístico de consumo de los clientes, Mapeo de "zonas calientes", Correlación y actualización de datos técnicos en las bases de datos.
Sobre las simulaciones de flujo de carga, que tan confiable son los resultados.	Las simulaciones de flujo de carga son una aproximación de la realidad mediante métodos matemáticos que estiman los fenómenos y comportamiento de las redes eléctricas. En algunos casos no reflejan la totalidad de los efectos de las redes, tales como la contaminación, desajustes en empalmes, problemas de aislamiento y desbalances de las redes. La precisión de los resultados, dependen de las comprobaciones y contrastaciones de los resultados que se obtiene en campo y las simulaciones, para ir ajustando los parámetros propios de las redes.

Linder Thomas Felix
Tomateo
Entrevistador



Darwin Medina
CIP 155268
Entrevistado

Anexo 3. Datos técnicos de medidores AMI

Se adjuntan los catálogos de medidores AMI monofásicos y trifásicos, y software ADDAX.

Ver el directorio: \TSP_Linder_Felix\02.Anexos\Anexo 3 Datos Tecnicos AMI

Anexo 4. Analítica de datos

Se adjuntan los DashBoard de Power BI empleados para el análisis de datos.

Ver el directorio: \TSP_Linder_Felix\02.Anexos\Anexo 4 Analitica de datos

Anexo 5. Excel de cálculo

Se adjuntan los archivos de cálculos en Excel, con los resultados de las simulaciones de flujo de carga, balances de energía y evaluación económica.

Ver el directorio: \TSP_Linder_Felix\02.Anexos\Anexo 5 Excel Calculo

Anexo 5.1 Considerandos para los cálculos económicos

Para los cálculos estimados de ingresos y costos, se consideran valores en dólares americanos (USD). Los montos expresados en soles (S/) se convierten a USD utilizando el tipo de cambio (TC) de 3,82 S/ / USD, empleado en los cálculos de las tarifas de distribución VAD 2023 – 2027. La información de costos se basa en los precios y costos de actividades establecidos en el VAD 2023 – 2027. Asimismo, los valores o metrados de las actividades se determinaron utilizando los mismos valores del Proyecto Piloto AMI, como la cantidad de medidores involucrados, o se estimaron en función del criterio de expertos. Estos criterios fueron validados por un especialista del sector.

5.1.1 Estimación de costos unitarios y metrados

Se detallan los criterios y asunciones para la estimación de costos unitarios de las actividades o tareas impactadas por la implementación del Proyecto Piloto AMI.

- Costos unitarios y metrados, antes del proyecto:

Tabla A05.1.1.
Estimación de costos unitarios y metrados, antes del proyecto

Lectura de medidores	Costo Unitario	0.97 USD/Cliente – mes	Se realiza el cálculo del costo total anual por los 809 clientes de CFE (Simple medición de energía) para luego determinar el valor mensual por cliente/medidor y convertir de S/ a USD con TC de 3,82 S/ / USD.												
	Fuente: Hoja: "C.Com.Todos", archivo: "ADI COYM v1.xlsm", regulación VAD 2023 - 2027														
	Metrado	88	Se consideran los 88 medidores de los usuarios del SP ¹ de la SED YA-E0003.												
Validación de información Clientes	Costo Unitario	0.24 USD/Cliente – mes	Se considera el 25% del Costo de lectura de medidores												
	Metrado	88	Se consideran los 88 medidores de los usuarios del SP de la SED YA-E0003.												
	Costo Unitario	4.85 USD/Cliente - mes	Se realiza el cálculo del costo total anual por los 4 clientes de CFH (Doble medición horaria de energía y potencia), para luego determinar el valor mensual por cliente/medidor y convertir de S/ a USD con TC de 3.82 S/ / USD.												
Lectura medidor Totalizador	Costo Unitario	4.85 USD/Cliente - mes	Se realiza el cálculo del costo total anual por los 4 clientes de CFH (Doble medición horaria de energía y potencia), para luego determinar el valor mensual por cliente/medidor y convertir de S/ a USD con TC de 3.82 S/ / USD.												
	Fuente: Hoja: "C.Com.Todos", archivo: "ADI COYM v1.xlsm", regulación VAD 2023 - 2027														
	Metrado	1	Se considera 1 medidor totalizador de la SED YA-E00003												

¹ SP: Servicio Particular

Lectura medidor AP															
Costo Unitario	1,73 USD/Cliente - mes														
Se realiza el cálculo del costo total anual por 1 medidor de Alumbrado Público (CFEAP - Simple medición de energía del AP), para luego determinar el valor mensual por cliente/medidor y convertir de \$/a USD con TC de 3.82 \$/ / USD.															
Fuente: hoja: "C.Com.Todos", archivo: "ADI CoYM v1.xlsm", regulación VAD 2023 - 2027															
Validación de información Otros Medidores	Costo Unitario	10.93 USD/h-h	1	Se considera 1 medidor de AP de la SED YA-E00003											
	Remuneración Unitaria por cargo sin PTU (\$/) ADI MODELO														
	Otros														
	Jerarquía	Básica	Gratificación	Vacaciones	Otros (s)	Subtotal	CTS	ESSALUD	Seguro de Vida	Seguro de Accidentes	SEINATI	Capitacion	Otros (2)	Subtotal	Total (4)
	Directores	70,921	19,474	27,024	49,295	166,714	10,929	9,333	411	547	0	475	0	21,895	188,409
	Gerente General	86,782	23,424	33,060	60,306	203,551	13,370	11,418	503	669	0	581	0	26,541	230,492
	Asesores	42,344	10,557	0	23,588	76,490	6,222	5,848	252	360	0	559	0	13,251	89,741
	Jefe Depto	72,997	14,179	5,405	22,623	115,174	8,465	8,382	453	512	41	945	0	18,798	133,972
	Profesional	42,955	8,535	3,634	23,349	78,473	4,974	4,947	285	305	18	758	0	11,288	89,741
	Supervisor	48,544	9,402	3,618	15,345	77,098	5,607	5,611	303	342	27	633	0	12,583	89,682
Administrativo	18,976	3,972	1,473	17,635	42,098	2,009	2,471	119	149	1	611	0	5,680	47,719	
Tecnico	15,028	4,383	1,946	22,899	45,125	2,573	2,784	111	171	220	502	0	6,300	51,426	
Se consideran el costo de un especialista (profesional) y se incorporan 5% de costos de herramientas, asociado al uso de equipos de cómputo y softwares, para al final determinar un costo unitario de h-h (USD/h – h). Esto se ha seguido, bajo los mismos criterios establecidos en el VAD 2023 - 2027.															
Fuente: Hoja: "Remuneraciones", archivo: "ADI CoYM v1.xlsm", regulación VAD 2023 - 2027															
Profesional	Horas Año	\$/ / h-h	%	Herramienta	\$/ / h-h	USD / H-h									
89,740.63	2,256.00	39.78	5.0%		41.77	10.93									
Se consideran 4 h al mes para realizar el análisis y validación de la información.															
Metrado	4 h / mes														
Costo Unitario	3.74 USD/Und														
Corte	0.5 / mes														
Metrado	0.5 / mes														
Corte	14.27														
Metrado	0.5 / mes														
Corte	3.74														
Se consideran el costo de corte (otras empresas del SEIN) del pliego tarifario de conexiones, y cortes y reconexión, y convertidos de \$/a USD con TC de 3.82 \$/ / USD															
Fuente: Pliego Tarifario vigente al 04.01.2025 https://www.osineregin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/pliegos-tarifarios/electricidad															

4.03.01	Tipo de Conexión	Trifásica Hasta 20 MW 8.534.475\$-8.116.487\$-8.173.5	Reconexión					Otras Partidas M/M	
			Costo Total (S/)						
			Tipos	Medibilidad	Mediciones	Unidad del S/	S/		
			Corte		5,30	7,25	8,40		14,27
			Parada o interruptor (liga sin rearsa)		11,20	9,37	10,04		17,85
			Interruptor (liga con rearsa)		12,40	9,73	11,13		18,06
			Caja de medición (ajustamiento aéreo)		28,40	27,54	35,06		59,97
			Reconexión		15,27	12,62	14,47		24,66
			Parada o interruptor (liga sin rearsa)		17,02	14,13	15,79		24,66
			Caja de medición (ajustamiento aéreo)		36,52	35,93	36,39		37,13

Se consideran el costo de corte (otras empresas del SEIN) del plegio tarifario de conexiones, y cortes y reconexión, y convertidos de S/ a USD con TC de 3.82 S/ / USD

Fuente: Plegio Tarifario vigente al 04-01-2023 <https://www.osineremin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/plegios-tarifarios/electricidad>

Reconexión	S/ / Actividad	USD / Actividad
Reconexión	19.47	5.10

Se consideran 1 reconexión por cada 2 meses.

Métrico	0.5 / mes
---------	-----------

Costo Unitario

5.10 USD/Und

Reconexión

- Costos unitarios y metrados, posterior a la implementación del proyecto:

En general, con la implementación del proyecto, muchas actividades como la lectura, el corte y la reconexión ya no requieren desplazamientos ni actividades directas en campo, lo que se traduce en ahorros de costos. Por ello, se asume una reducción de estos costos hasta el 10% de los costos originales. Asimismo, se considera una reducción en la cantidad de horas de validación y revisión de los datos, pasando de 4 h/mes a 2 h/mes.

Tabla A05.1.2.
Estimación de costos unitarios y metrados, posterior al proyecto

Actividad	Concepto	Valor	Fuente, consideraciones
Lectura de medidores	Costo Unitario	0,10 USD/Cliente – mes	Por la implementación del proyecto, se considera una reducción de costos, hasta el 10% del costo original.
	Metrado	68	Se consideran los 68 medidores de los usuarios del SP ² de la SED YA-E0003.
	Costo Unitario	0,02 USD/Cliente – mes	Por la implementación del proyecto, se considera una reducción de costos, hasta el 10% del costo original.
Validación de información Clientes	Metrado	68	Se consideran los 68 medidores de los usuarios del SP de la SED YA-E0003.
	Costo Unitario	0,48 USD/Cliente - mes	Por la implementación del proyecto, se considera una reducción de costos, hasta el 10% del costo original.
Lectura medidor Totalizador	Metrado	1	Se considera 1 medidor totalizador de la SED YA-E00003
	Costo Unitario	0,17 USD/Cliente - mes	Por la implementación del proyecto, se considera una reducción de costos, hasta el 10% del costo original.
Lectura medidor AP	Metrado	1	Se considera 1 medidor de AP de la SED YA-E00003
	Costo Unitario	10,83 USD/h-h	Se considera el mismo valor de costos de h-h del profesional
Validación de información Otros Medidores	Metrado	4 h / mes	Se consideran una reducción de 4 h / mes a 2 h/ mes para realizar el análisis y validación de la información.

2 SP: Servicio Particular

Corte	Costo Unitario	0.37 USD/Und	Por la implementación del proyecto, se considera una reducción de costos, hasta el 10% del costo original.
	Medrado	0.5 / mes	Se consideran las misma cantidad, 1 corte por cada 2 meses.
Reconexión	Costo Unitario	0.51 USD/Und	Por la implementación del proyecto, se considera una reducción de costos, hasta el 10% del costo original.
	Medrado	0.5 / mes	Se consideran las misma cantidad, 1 corte por cada 2 meses.

Anexo 5.2 Evaluación Económica

Resultados de la evaluación económica del Proyecto AMI a 20 años y 30 años.

Tabla A05.1
Cuadro de evaluación económica a 20 años

Año:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversión																					
Medidor	-	16,560																			
Concentrador	-	2,193																			
Software AODAX	-	3,003																			
	-	21,757																			
Costos																					
Costo Ntto AMI	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-
	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-
Ingresos / Ahorros																					
Ingresos VAO Proyecto AMI	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552	2,552
Ahorro en Lectura de Medidores Sum.	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890
Ahorro en Lectura de Medidores Tot	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Ahorro en Validación de Datos	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262
Ahorro en Corte y Reconexión	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
	-	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823
Costos	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-
Ingresos	-	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823
Flujo de caja:	-	21,757	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279	3,279

Nota: elaboración propia

Tabla A05.2
Cuadro de evaluación económica a 30 años

Mésc	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Inversión																																
Medidor	-	21,560																														
Controlador	-	3,023																														
Software ACDAX	-	21,797																														
	-	21,797	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544
Gastos																																
Cuota Año AMI	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544
	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544
Ingresos / Ahorros																																
Ingresos VAO Proyecto AMI	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	2,652	
Ahorros en Lectura de Medidores Sum.	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	
Ahorros en Lectura de Medidores Tot.	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	
Ahorros en Validación de Datos	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	
Ahorros en Corte y Reconexión	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	
	-	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	
Gastos																																
Cuota	-	21,797	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544	-	544
Ingresos	-	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	
Flujo de caja	-	21,797	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	3,023	

Nota: elaboración propia

Tabla A05.3
Resumen de Evaluación Económica del Proyecto

Parámetro / Indicador	Evaluación a 20 años	Evaluación a 30 años
Tasa	12%	12%
Periodo (años)	20	20
VAN (USD)	2 738	4 659
TIR	13,97%	14,84%
PB (años)	6,4	6,4

Nota: elaboración propia

Anexo 6. Flujo de carga

Se adjuntan los archivos empleados para las simulaciones de flujo de carga en CYMDIST.

Ver el directorio: \TSP_Linder_Felix\02.Anexos\Anexo 6 Flujo de carga

6.1 Preparación de información para evaluar un flujo de carga en redes de Baja Tensión (BT)

Para realizar una simulación de flujo de carga en redes de baja tensión utilizando CYMDIST, DigSILENT u otro software especializado, se deben seguir los siguientes pasos detallados, adaptados a la estructura de cada proyecto:

6.1.1 Preparación de Datos

Antes de realizar la simulación, es esencial recopilar y organizar los datos necesarios:

Datos de la red eléctrica:

- Longitudes y características de las líneas.
- Impedancias (resistencia y reactancia).
- Configuración de las redes (radial, mallada, etc.).
- Capacidad y características de transformadores, cables, conductor, equipos de protección, medición y seccionamiento.

Datos de la carga:

- Consumo energético por nodo (puede provenir de medidores AMI instalados).
- Factores de potencia.
- Variabilidad horaria o estacional de las cargas.

Otros datos relevantes:

- Tensión nominal de operación.
- Datos meteorológicos, si se consideran efectos climáticos (e.g., temperatura para cables).

6.1.2 Configuración de CYMDIST

Crear un nuevo proyecto:

- Inicia CYMDIST y crea un nuevo archivo de proyecto.
- Define la red como de baja tensión.

Definir la topología de la red:

- Diseña el sistema ingresando nodos, líneas y transformadores.
- Utiliza las herramientas gráficas para representar físicamente las conexiones de la red.

Ingresar parámetros eléctricos:

- Configura la impedancia de las líneas según las características específicas de los conductores.
- Agrega datos de las cargas (consumo en kW o kVA, factor de potencia) a cada nodo.

Configurar condiciones operativas:

- Especifica las tensiones de suministro en los puntos de entrada.
- Define el tipo de análisis (balanceado o desbalanceado, según la configuración de la red).

6.1.3 Simulación del Flujo de Carga

Seleccionar el tipo de análisis:

- Opta por un flujo de carga trifásico para obtener resultados detallados en redes de baja tensión.

Ejecutar la simulación:

- CYMDIST calculará:
- Tensiones en cada nodo.
- Pérdidas técnicas en las líneas y transformadores.
- Corrientes en cada segmento de la red.

Validar resultados:

- Verifica que los valores de tensión estén dentro de los límites aceptables (por ejemplo, $\pm 5\%$ de la tensión nominal).
- Identifica nodos con problemas de subvoltaje o sobrecarga.

6.1.4 Análisis de Resultados**Evaluación técnica:**

- Identifica segmentos de la red con mayores pérdidas.
- Localiza puntos críticos, como sobrecargas en transformadores o caídas excesivas de tensión.

Visualización:

- Utiliza las herramientas de reporte y gráficos de CYMDIST para generar diagramas que resalten los puntos críticos.
- Exporta datos para análisis complementarios (por ejemplo, en Excel o Power BI).

6.1.5 Optimización del Sistema**Propuesta de soluciones:**

- Cambiar la configuración de la red (rediseñar tramos sobrecargados).
- Reforzar secciones de la red o redistribuir las cargas.

- Instalar reguladores de tensión si es necesario.

Re-simulación:

- Implementa los cambios sugeridos y ejecuta nuevamente la simulación para validar la mejora.

Voltage Drop Summary

Substation
Source
Source Voltage

SE03H
SE03H_0
0.22 kVLL, 0.00 Deg.

Parameters

Analysis Type
Flag Levels
Load Model
Period
Load Factor

Unbalanced Voltage Drop
Summer, Nominal
DEFAULT
Nominal
1.00 x (kW) 1.00 x (kVAR)

Load Summary

	Total Load			
	kW	kVAR	kVA	PF(%)
Power from sources	13.84	1.15	13.89	99.66
Load read (Non-adjusted)	13.05	0.85	13.08	99.79
Load used (Adjusted)	13.05	0.85	13.08	99.79
Shunt capacitors (Adjusted)		-0.00		
Shunt reactors (Adjusted)		0.00		
Induction motors	0.00	0.00	0.00	0.00
Synchronous motors	0.00	0.00	0.00	0.00
Synchronous generators	0.00	0.00	0.00	0.00
Induction generators	0.00	0.00	0.00	0.00
Electronically Coupled Generators	0.00	0.00	0.00	0.00
Power to others	0.00	0.00	0.00	0.00
Conductor capacitance		0.00		
Losses	0.79	0.30	0.84	93.31

Generation Summary

Device Id	Type	Phase	Rating kVA	Generation	
				kW	kVAR
SE03H_0	Source	A	0.0	13.84	1.15
		B	0.0	-0.00	0.00
		C	0.0	0.00	0.00

Abnormal Conditions

	Phase	Count	Worst Condition	%
Overload	A	1	114	109.34
	B	0		0.00
	C	0		0.00
Low Voltage	A	26	74	88.38
	B	0	SE03H	100.00
	C	0	SE03H	100.00
High Voltage	A	0	SE03H	100.00
	B	0	SE03H	100.00
	C	0	SE03H	100.00

Cost of the system losses

Annual cost 0.21 k\$/year

Study
Company
Author

D:\Personal\DEnergia\08.Cliente Tesis Adinelsa\Study Cym\01.A.SE

Generation	
kVA	PF
13.89	99.66
-0.00	0.00
0.00	0.00

ID SE03H 2.2 1fm HP 31.01.20

01/31/25 21:11:05

2/2

Voltage drop - Complete2 SE03H

Voltage drop - Complete2 SE03H

	Node Id	Feeder Id	Section Id	Equipment Id	Code	Loading A (%)	Thru Power A (kW)
1	1	SE03H	1	1	Node	0.0	13.840
2		SE03H	109	CAAI2X35	Conductor	84.8	13.840
3	114	SE03H	114	114	Node	0.0	13.813
4		SE03H	114	DEFAULT	Switch	109.3	13.813
5	109	SE03H	109	109	Node	0.0	13.813
6		SE03H	118	DEFAULT	Switch	6.7	0.760
7	118	SE03H	118	118	Node	0.0	0.760
8		SE03H	115	CAAI2X16	Conductor	8.2	0.760
9	115	SE03H	115	115	Node	0.0	0.757
10		SE03H	116	CAAI2X16	Conductor	8.2	0.757
11	116	SE03H	116	116	Node	0.0	0.754
12		SE03H	117		Spot Load	0.0	0.754
13		SE03H	2	CAAI2X35	Conductor	43.0	7.015
14	2	SE03H	2	2	Node	0.0	6.922
15		SE03H	3	CAAI2X16	Conductor	65.5	6.624
16	4	SE03H	4	4	Node	0.0	6.431
17		SE03H	102		Spot Load	0.0	0.590
18		SE03H	5	CAAI2X16	Conductor	59.5	5.841
19	6	SE03H	6	6	Node	0.0	5.715
20		SE03H	103		Spot Load	0.0	0.179
21		SE03H	17	CAAI2X16	Conductor	4.3	0.412
22	19	SE03H	19	19	Node	0.0	0.412
23		SE03H	19	CAAI2X16	Conductor	4.3	0.412
24	18	SE03H	18	18	Node	0.0	0.412
25		SE03H	108		Spot Load	0.0	0.412
26		SE03H	44	CAAI2X16	Conductor	53.4	5.125
27	44	SE03H	44	44	Node	0.0	5.089
28		SE03H	104		Spot Load	0.0	0.000
29		SE03H	45	CAAI2X16	Conductor	53.4	5.089
30	45	SE03H	45	45	Node	0.0	4.987
31		SE03H	105		Spot Load	0.0	0.485
32		SE03H	73	CAAI2X16	Conductor	48.2	4.503
33	73	SE03H	73	73	Node	0.0	4.472
34		SE03H	106		Spot Load	0.0	0.000
35		SE03H	74	CAAI2X16	Conductor	48.2	4.472
36	74	SE03H	74	74	Node	0.0	4.379
37		SE03H	107		Spot Load	0.0	4.379
38		SE03H	89		Spot Load	0.0	0.299
39		SE03H	75	CAAI2X35	Conductor	37.0	6.038
40	75	SE03H	75	75	Node	0.0	6.020
41		SE03H	76	CAAI2X16	Conductor	27.2	2.785
42	76	SE03H	76	76	Node	0.0	2.751
43		SE03H	78	CAAI2X16	Conductor	16.3	1.647
44	78	SE03H	78	78	Node	0.0	1.634
45		SE03H	79	CAAI2X16	Conductor	16.3	1.634
46	79	SE03H	79	79	Node	0.0	1.625
47		SE03H	94		Spot Load	0.0	1.625
48		SE03H	93		Spot Load	0.0	0.000
49		SE03H	92		Spot Load	0.0	1.104
50		SE03H	77	CAAI2X16	Conductor	12.5	1.281
51	77	SE03H	77	77	Node	0.0	1.275
52		SE03H	81	CAAI2X16	Conductor	7.9	0.809
53	81	SE03H	81	81	Node	0.0	0.806
54		SE03H	82	CAAI2X16	Conductor	4.7	0.478
55	82	SE03H	82	82	Node	0.0	0.478
56		SE03H	83	CAAI2X16	Conductor	3.1	0.314
57	83	SE03H	83	83	Node	0.0	0.313

Voltage drop - Complete2 SE03H

	Thru Power A (kVAR)	IA (Amps)	VA (%)	Total Loss (kVAR)	Total Loss (kW)	Total Dw Losses (kW)	Total Dw Losses
1	1.149	109.3	100.00	0.0000	0.0000	0.7882	0.30
2	1.149	109.3	99.80	0.0168	0.0269	0.7882	0.30
3	1.132	109.3	99.80	0.0000	0.0000	0.7613	0.29
4	1.132	109.3	99.80	0.0000	0.0000	0.7613	0.29
5	1.132	109.3	99.80	0.0000	0.0000	0.7613	0.29
6	0.369	6.7	99.80	0.0000	0.0000	0.0062	0.00
7	0.369	6.7	99.80	0.0000	0.0000	0.0062	0.00
8	0.369	6.7	99.33	0.0013	0.0038	0.0062	0.00
9	0.367	6.7	99.33	0.0000	0.0000	0.0024	0.00
10	0.367	6.7	99.03	0.0008	0.0024	0.0024	0.00
11	0.367	6.7	99.03	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
12	0.367	6.7	99.03	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
13	0.499	55.5	98.43	0.0578	0.0926	0.6718	0.25
14	0.441	55.5	98.43	0.0000	0.0000	0.5792	0.19
15	0.429	53.1	95.53	0.0644	0.1923	0.5792	0.19
16	0.365	53.1	95.53	0.0000	0.0000	0.3870	0.13
17	0.023	4.9	95.53	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
18	0.342	48.2	93.44	0.0421	0.1256	0.3870	0.13
19	0.300	48.2	93.44	0.0000	0.0000	0.2614	0.09
20	0.007	1.5	93.44	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
21	0.016	3.5	93.37	0.0001	0.0003	0.0006	0.00
22	0.016	3.5	93.37	0.0000	0.0000	0.0003	0.00
23	0.016	3.5	93.30	0.0001	0.0003	0.0003	0.00
24	0.016	3.5	93.30	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
25	0.016	3.5	93.30	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
26	0.277	43.2	92.78	0.0120	0.0357	0.2608	0.09
27	0.265	43.2	92.78	0.0000	0.0000	0.2251	0.08
28	-0.000	0.0	92.78	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
29	0.265	43.2	90.90	0.0341	0.1017	0.2251	0.08
30	0.231	43.2	90.90	0.0000	0.0000	0.1233	0.04
31	0.019	4.2	90.90	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
32	0.212	39.0	90.27	0.0104	0.0310	0.1233	0.04
33	0.201	39.0	90.27	0.0000	0.0000	0.0924	0.03
34	-0.000	0.0	90.27	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
35	0.201	39.0	88.38	0.0309	0.0924	0.0924	0.03
36	0.170	39.0	88.38	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
37	0.170	39.0	88.38	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
38	0.012	2.4	98.43	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
39	0.265	47.7	99.49	0.0112	0.0179	0.0833	0.03
40	0.254	47.7	99.49	0.0000	0.0000	0.0654	0.02
41	0.125	22.1	98.25	0.0115	0.0344	0.0559	0.02
42	0.113	22.1	98.25	0.0000	0.0000	0.0215	0.01
43	0.070	13.2	97.49	0.0042	0.0126	0.0215	0.01
44	0.066	13.2	97.49	0.0000	0.0000	0.0089	0.00
45	0.066	13.2	96.95	0.0030	0.0089	0.0089	0.00
46	0.063	13.2	96.95	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
47	0.063	13.2	96.95	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
48	-0.000	0.0	97.49	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
49	0.043	8.9	98.25	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
50	0.053	10.1	99.04	0.0019	0.0058	0.0095	0.00
51	0.051	10.1	99.04	0.0000	0.0000	0.0036	0.00
52	0.033	6.4	98.67	0.0010	0.0029	0.0036	0.00
53	0.032	6.4	98.67	0.0000	0.0000	0.0007	0.00
54	0.019	3.8	98.60	0.0001	0.0003	0.0006	0.00
55	0.019	3.8	98.60	0.0000	0.0000	0.0003	0.00
56	0.012	2.5	98.52	0.0001	0.0002	0.0002	0.00
57	0.012	2.5	98.52	0.0000	0.0000	0.0000	0.00

Voltage drop - Complete2 SE03H

	Node Id	Feeder Id	Section Id	Equipment Id	Code	Loading A (%)	Thru Power A (kW)
58		SE03H	100		Spot Load	0.0	0.313
59		SE03H	88	CAAI2X16	Conductor	1.6	0.164
60	88	SE03H	88	88	Node	0.0	0.164
61		SE03H	101		Spot Load	0.0	0.164
62		SE03H	99		Spot Load	0.0	0.000
63		SE03H	85	CAAI2X16	Conductor	1.1	0.113
64	85	SE03H	85	85	Node	0.0	0.113
65		SE03H	87	CAAI2X16	Conductor	1.1	0.113
66	87	SE03H	87	87	Node	0.0	0.113
67		SE03H	98		Spot Load	0.0	0.113
68		SE03H	97		Spot Load	0.0	0.000
69		SE03H	96		Spot Load	0.0	0.215
70		SE03H	95		Spot Load	0.0	0.466
71		SE03H	91		Spot Load	0.0	1.953
72		SE03H	90		Spot Load	0.0	0.000

Voltage drop - Complete2 SE03H

	Thru Power A (kVAR)	IA (Amps)	VA (%)	Total Loss (kVAR)	Total Loss (kW)	Total Dw Losses (kW)	Total Dw Losses
58	0.012	2.5	98.52	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
59	0.006	1.3	98.56	0.0000	0.0001	0.0001	0.00
60	0.006	1.3	98.56	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
61	0.006	1.3	98.56	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
62	-0.000	0.0	98.60	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
63	0.004	0.9	98.66	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
64	0.004	0.9	98.66	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
65	0.004	0.9	98.63	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
66	0.004	0.9	98.63	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
67	0.004	0.9	98.63	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
68	-0.000	0.0	98.66	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
69	0.008	1.7	98.67	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
70	0.018	3.7	99.04	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
71	0.076	15.5	99.49	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
72	0.000	0.0	100.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.00

Voltage Drop Summary--SE03H

Voltage Drop Summary

Substation	SE03H
Source	SE03H_0
Source Voltage	0.22 kVLL, 0.00 Deg.
Parameters	
Analysis Type	Unbalanced Voltage Drop
Flag Levels	Summer, Nominal
Load Model	DEFAULT
Period	Nominal
Load Factor	1.00 x (kW) 1.00 x (kVAR)

Load Summary

	Total Load			
	kW	kVAR	kVA	PF(%)
Power from sources	7.24	-1.58	7.41	-97.71
Load read (Non-adjusted)	7.03	-1.65	7.22	-97.34
Load used (Adjusted)	7.03	-1.65	7.22	-97.34
Shunt capacitors (Adjusted)		-0.00		
Shunt reactors (Adjusted)		0.00		
Induction motors	0.00	0.00	0.00	0.00
Synchronous motors	0.00	0.00	0.00	0.00
Synchronous generators	0.00	0.00	0.00	0.00
Induction generators	0.00	0.00	0.00	0.00
Electronically Coupled Generators	0.00	0.00	0.00	0.00
Power to others	0.00	0.00	0.00	0.00
Conductor capacitance		0.00		
Losses	0.21	0.08	0.22	93.29

Generation Summary

Device Id	Type	Phase	Rating kVA	Generation	
				kW	kVAR
SE03H_0	Source	A	0.0	7.24	-1.58
		B	0.0	-0.00	0.00
		C	0.0	0.00	0.00

Abnormal Conditions

	Phase	Count	Worst Condition	%
Overload	A	0	114	58.31
	B	0		0.00
	C	0		0.00
Low Voltage	A	0	74	95.15
	B	0	SE03H	100.00
	C	0	SE03H	100.00
High Voltage	A	0	SE03H	100.00
	B	0	SE03H	100.00
	C	0	SE03H	100.00

Cost of the system losses

Annual cost 0.05 k\$/year

Study D:\Personal\DEnergia\08.Cliente Tesis Adinelsa\Study Cym\01.A.SE
 Company
 Author

Generation	
kVA	PF
7.41	-97.71
-0.00	0.00
0.00	0.00

D SE03H 2.2 1fm 31.01.2025.x

01/31/25 21:06:27

2/2

Voltage drop - Complete2 SE03H

Voltage drop - Complete2 SE03H

	Node Id	Feeder Id	Section Id	Equipment Id	Code	Loading A (%)	Thru Power A (kW)
1	1	SE03H	1	1	Node	0.0	7.236
2		SE03H	109	CAAI2X35	Conductor	45.2	7.236
3	114	SE03H	114	114	Node	0.0	7.229
4		SE03H	114	DEFAULT	Switch	58.3	7.229
5	109	SE03H	109	109	Node	0.0	7.229
6		SE03H	118	DEFAULT	Switch	6.7	0.760
7	118	SE03H	118	118	Node	0.0	0.760
8		SE03H	115	CAAI2X16	Conductor	8.2	0.760
9	115	SE03H	115	115	Node	0.0	0.756
10		SE03H	116	CAAI2X16	Conductor	8.2	0.756
11	116	SE03H	116	116	Node	0.0	0.754
12		SE03H	117		Spot Load	0.0	0.754
13		SE03H	2	CAAI2X35	Conductor	21.6	3.406
14	2	SE03H	2	2	Node	0.0	3.383
15		SE03H	3	CAAI2X16	Conductor	32.9	3.230
16	4	SE03H	4	4	Node	0.0	3.182
17		SE03H	102		Spot Load	0.0	0.301
18		SE03H	5	CAAI2X16	Conductor	29.8	2.880
19	6	SE03H	6	6	Node	0.0	2.849
20		SE03H	103		Spot Load	0.0	0.091
21		SE03H	17	CAAI2X16	Conductor	2.2	0.210
22	19	SE03H	19	19	Node	0.0	0.210
23		SE03H	19	CAAI2X16	Conductor	2.2	0.210
24	18	SE03H	18	18	Node	0.0	0.210
25		SE03H	108		Spot Load	0.0	0.210
26		SE03H	44	CAAI2X16	Conductor	26.6	2.547
27	44	SE03H	44	44	Node	0.0	2.539
28		SE03H	104		Spot Load	0.0	0.000
29		SE03H	45	CAAI2X16	Conductor	26.6	2.539
30	45	SE03H	45	45	Node	0.0	2.513
31		SE03H	105		Spot Load	0.0	0.247
32		SE03H	73	CAAI2X16	Conductor	24.0	2.266
33	73	SE03H	73	73	Node	0.0	2.258
34		SE03H	106		Spot Load	0.0	0.000
35		SE03H	74	CAAI2X16	Conductor	24.0	2.258
36	74	SE03H	74	74	Node	0.0	2.235
37		SE03H	107		Spot Load	0.0	2.235
38		SE03H	89		Spot Load	0.0	0.153
39		SE03H	75	CAAI2X35	Conductor	19.6	3.063
40	75	SE03H	75	75	Node	0.0	3.058
41		SE03H	76	CAAI2X16	Conductor	14.4	1.409
42	76	SE03H	76	76	Node	0.0	1.399
43		SE03H	78	CAAI2X16	Conductor	8.6	0.836
44	78	SE03H	78	78	Node	0.0	0.832
45		SE03H	79	CAAI2X16	Conductor	8.6	0.832
46	79	SE03H	79	79	Node	0.0	0.830
47		SE03H	94		Spot Load	0.0	0.830
48		SE03H	93		Spot Load	0.0	0.000
49		SE03H	92		Spot Load	0.0	0.564
50		SE03H	77	CAAI2X16	Conductor	6.7	0.652
51	77	SE03H	77	77	Node	0.0	0.650
52		SE03H	81	CAAI2X16	Conductor	4.2	0.412
53	81	SE03H	81	81	Node	0.0	0.411
54		SE03H	82	CAAI2X16	Conductor	2.5	0.244
55	82	SE03H	82	82	Node	0.0	0.244
56		SE03H	83	CAAI2X16	Conductor	1.6	0.160
57	83	SE03H	83	83	Node	0.0	0.160

Voltage drop - Complete2 SE03H

	Thru Power A (kVAR)	IA (Amps)	VA (%)	Total Loss (kVAR)	Total Loss (kW)	Total Dw Losses (kW)	Total Dw Losses
1	-1.576	58.3	100.00	0.0000	0.0000	0.2054	0.08
2	-1.576	58.3	99.91	0.0048	0.0076	0.2054	0.08
3	-1.580	58.3	99.91	0.0000	0.0000	0.1977	0.07
4	-1.580	58.3	99.91	0.0000	0.0000	0.1977	0.07
5	-1.580	58.3	99.91	0.0000	0.0000	0.1977	0.07
6	0.368	6.7	99.91	0.0000	0.0000	0.0062	0.00
7	0.368	6.7	99.91	0.0000	0.0000	0.0062	0.00
8	0.368	6.7	99.45	0.0013	0.0038	0.0062	0.00
9	0.367	6.7	99.45	0.0000	0.0000	0.0024	0.00
10	0.367	6.7	99.14	0.0008	0.0024	0.0024	0.00
11	0.366	6.7	99.14	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
12	0.366	6.7	99.14	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
13	-0.979	27.9	99.39	0.0146	0.0235	0.1682	0.06
14	-0.994	27.9	99.39	0.0000	0.0000	0.1448	0.05
15	-0.945	26.7	98.16	0.0162	0.0485	0.1448	0.05
16	-0.961	26.7	98.16	0.0000	0.0000	0.0963	0.03
17	-0.097	2.5	98.16	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
18	-0.864	24.1	97.28	0.0105	0.0314	0.0963	0.03
19	-0.875	24.1	97.28	0.0000	0.0000	0.0649	0.02
20	-0.029	0.8	97.28	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
21	-0.068	1.8	97.25	0.0000	0.0001	0.0002	0.00
22	-0.068	1.8	97.25	0.0000	0.0000	0.0001	0.00
23	-0.068	1.8	97.21	0.0000	0.0001	0.0001	0.00
24	-0.068	1.8	97.21	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
25	-0.068	1.8	97.21	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
26	-0.778	21.6	97.00	0.0030	0.0089	0.0647	0.02
27	-0.781	21.6	97.00	0.0000	0.0000	0.0558	0.02
28	-0.000	0.0	97.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
29	-0.781	21.6	96.21	0.0085	0.0253	0.0558	0.02
30	-0.789	21.6	96.21	0.0000	0.0000	0.0306	0.01
31	-0.080	2.1	96.21	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
32	-0.710	19.4	95.94	0.0026	0.0077	0.0306	0.01
33	-0.712	19.4	95.94	0.0000	0.0000	0.0229	0.01
34	-0.000	0.0	95.94	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
35	-0.712	19.4	95.15	0.0077	0.0229	0.0229	0.01
36	-0.720	19.4	95.15	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
37	-0.720	19.4	95.15	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
38	-0.049	1.3	99.39	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
39	-0.969	25.3	99.79	0.0031	0.0050	0.0233	0.01
40	-0.972	25.3	99.79	0.0000	0.0000	0.0182	0.01
41	-0.443	11.7	99.24	0.0032	0.0096	0.0156	0.01
42	-0.446	11.7	99.24	0.0000	0.0000	0.0060	0.00
43	-0.265	7.0	98.90	0.0012	0.0035	0.0060	0.00
44	-0.266	7.0	98.90	0.0000	0.0000	0.0025	0.00
45	-0.266	7.0	98.67	0.0008	0.0025	0.0025	0.00
46	-0.267	7.0	98.67	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
47	-0.267	7.0	98.67	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
48	-0.000	0.0	98.90	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
49	-0.181	4.7	99.24	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
50	-0.208	5.4	99.59	0.0006	0.0016	0.0027	0.00
51	-0.209	5.4	99.59	0.0000	0.0000	0.0010	0.00
52	-0.132	3.4	99.43	0.0003	0.0008	0.0010	0.00
53	-0.132	3.4	99.43	0.0000	0.0000	0.0002	0.00
54	-0.078	2.0	99.40	0.0000	0.0001	0.0002	0.00
55	-0.078	2.0	99.40	0.0000	0.0000	0.0001	0.00
56	-0.051	1.3	99.36	0.0000	0.0001	0.0001	0.00
57	-0.051	1.3	99.36	0.0000	0.0000	0.0000	0.00

Voltage drop - Complete2 SE03H

	Node Id	Feeder Id	Section Id	Equipment Id	Code	Loading A (%)	Thru Power A (kW)
58		SE03H	100		Spot Load	0.0	0.160
59		SE03H	88	CAAI2X16	Conductor	0.9	0.084
60	88	SE03H	88	88	Node	0.0	0.084
61		SE03H	101		Spot Load	0.0	0.084
62		SE03H	99		Spot Load	0.0	0.000
63		SE03H	85	CAAI2X16	Conductor	0.6	0.058
64	85	SE03H	85	85	Node	0.0	0.058
65		SE03H	87	CAAI2X16	Conductor	0.6	0.058
66	87	SE03H	87	87	Node	0.0	0.058
67		SE03H	98		Spot Load	0.0	0.058
68		SE03H	97		Spot Load	0.0	0.000
69		SE03H	96		Spot Load	0.0	0.110
70		SE03H	95		Spot Load	0.0	0.238
71		SE03H	91		Spot Load	0.0	0.997
72		SE03H	90		Spot Load	0.0	0.000

Voltage drop - Complete2 SE03H

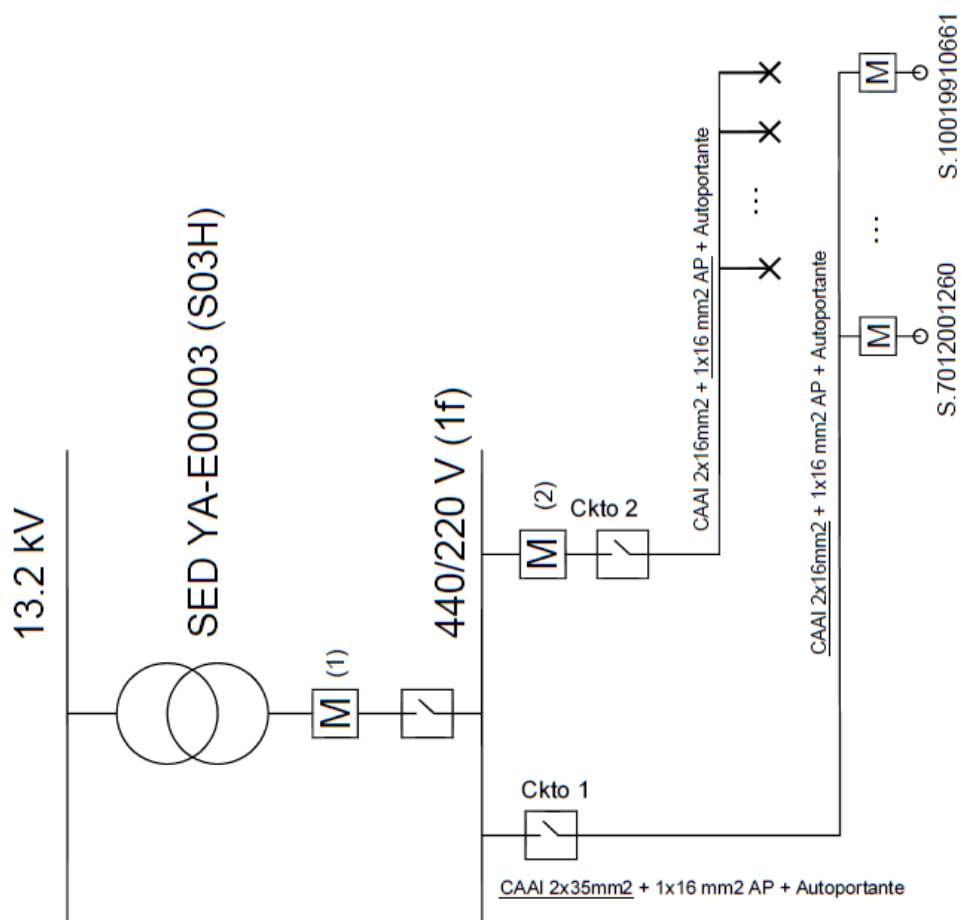
	Thru Power A (kVAR)	IA (Amps)	VA (%)	Total Loss (kVAR)	Total Loss (kW)	Total Dw Losses (kW)	Total Dw Losses
58	-0.051	1.3	99.36	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
59	-0.027	0.7	99.38	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
60	-0.027	0.7	99.38	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
61	-0.027	0.7	99.38	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
62	-0.000	0.0	99.40	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
63	-0.019	0.5	99.42	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
64	-0.019	0.5	99.42	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
65	-0.019	0.5	99.41	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
66	-0.019	0.5	99.41	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
67	-0.019	0.5	99.41	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
68	-0.000	0.0	99.42	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
69	-0.035	0.9	99.43	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
70	-0.077	2.0	99.59	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
71	-0.321	8.3	99.79	0.0000	0.0000	0.0000	0.00
72	0.000	0.0	100.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.00

Anexo 7. Diagrama unifilar SED

Se adjuntan los archivos en .dwg de la SED YA-E00003 (SE03H).

Ver el directorio: \TSP_Linder_Felix\02.Anexos\Anexo 7 DU SED

Diagrama Unifilar (D.U.) SED YA-E00003 (S03H)



Leyenda

(1) Medidor totalizador de la SED

(2) Medidor de AP

Ckto 1: Circuito 1 de clientes BT

Ckto 2: Circuito 2 de AP

M Medidor

Interruptor termomagnético (ITM)

← Luminaria de Alumbrado Público (AP)

Anexo 8. Panel fotográfico

Se adjuntan los archivos fotográficos de los trabajos realizados en la rehabilitación de redes e instalación de equipos AMI.

Ver el directorio: \TSP_Linder_Felix\02.Anexos\Anexo 8 Panel Fotográfico