

IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE EN BT PARA LA MASIFICACIÓN DE LA TELEMEDIDA EN LA ZONA ESTE DE LA CONCESIÓN DE LUZ DEL SUR EN LIMA METROPOLITANA

INFORME DE ORIGINALIDAD

4%

INDICE DE SIMILITUD

4%

FUENTES DE INTERNET

1%

PUBLICACIONES

%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1

repositorio.umsa.bo

Fuente de Internet

2%

2

esacc.corteconstitucional.gob.ec

Fuente de Internet

1%

3

bibdigital.epn.edu.ec

Fuente de Internet

1%

4

www.researchgate.net

Fuente de Internet

1%

Excluir citas

Apagado

Excluir coincidencias < 1%

Excluir bibliografía

Activo



UNIVERSIDAD NACIONAL
TECNOLÓGICA DE LIMA SUR

**FORMULARIO DE AUTORIZACIÓN PARA LA
PUBLICACIÓN DE TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN EN
EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UNTELS
(Art. 45° de la ley N° 30220 – Ley)**

Autorización de la propiedad intelectual del autor para la publicación de tesis en el Repositorio Institucional de la Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur (<https://repositorio.untels.edu.pe>), de conformidad con el Decreto Legislativo N° 822, sobre la Ley de los Derechos de Autor, Ley N° 30035 del Repositorio Nacional Digital de Ciencia, Tecnología e Innovación de Acceso Abierto, Art. 10° del Rgto. Nacional de Trabajos de Investigación para optar grados académicos y títulos profesionales en las universidades – RENATI Res. N° 084-2022-SUNEDU/CD, publicado en El Peruano el 16 de agosto de 2022; y la RCO N° 061-2023-UNTELS del 01 marzo 2023.

TIPO DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

- 1). TESIS () 2). TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL (X)

DATOS PERSONALES

Apellidos y Nombres:	Rojas Cabezas Percy
D.N.I.:	72662397
Otro Documento:	
Nacionalidad:	Peruano
Teléfono:	921878284
e-mail:	percy.rojas818@gmail.com ; 2015200320@untels.edu.pe

DATOS ACADÉMICOS

Pregrado

Facultad:	Facultad de Ingeniería y Gestión
Programa Académico:	Trabajo de Suficiencia Profesional
Título Profesional otorgado:	Ingeniero Mecánico y Electricista

Postgrado

Universidad de Procedencia:	
País:	
Grado Académico otorgado:	

Datos de trabajo de investigación

Título:	Implementación del sistema de medición Inteligente en BT para la clasificación de la teledatada en la zona Este de la concesión de Luz del Sur en Lima Metropolitana
Fecha de Sustentación:	14 de diciembre de 2024.
Calificación:	Aprobado
Año de Publicación:	2025



AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN EN VERSIÓN ELECTRÓNICA

A través de la presente, autorizo la publicación del texto completo de la tesis, en el Repositorio Institucional de la UNTELS especificando los siguientes términos:

Marcar con una X su elección.

- 1) Usted otorga una licencia especial para publicación de obras en el REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR.

Si autorizo No autorizo

- 2) Usted autoriza para que la obra sea puesta a disposición del público conservando los derechos de autor y para ello se elige el siguiente tipo de acceso.

Derechos de autor		
TIPO DE ACCESO	ATRIBUCIONES DE ACCESO	ELECCIÓN
ACCESO ABIERTO 12.1(*)	info:eu-repo/semantics/openAccess (Para documentos en acceso abierto)	<input checked="" type="checkbox"/>

- 3) Si usted dispone de una **PATENTE** puede elegir el tipo de **ACCESO RESTRINGIDO** como derecho de autor y en el marco de confiabilidad dispuesto por los numerales 5.2 y 6.7 de la directiva N° 004-2016-CONCYTEC DEGC que regula el Repositorio Nacional Digital de CONCYTEC (Se colgará únicamente datos del autor y el resumen del trabajo de investigación).

Derechos de autor		
TIPO DE ACCESO	ATRIBUCIONES DE ACCESO	ELECCIÓN
ACCESO RESTRINGIDO	info:eu-repo/semantics/restrictedAccess (Para documentos restringidos)	()
	info:eu-repo/semantics/embargoedAccess (Para documentos con períodos de embargo. Se debe especificar las fechas de embargo)	()
	info:eu-repo/semantics/closedAccess (para documentos confidenciales)	()

(*) <http://renati.sunedu.gob.pe>



UNIVERSIDAD NACIONAL
TECNOLÓGICA DE LIMA SUR

Rellene la siguiente información si su trabajo de investigación es de acceso restringido:

Atribuciones de acceso restringido:

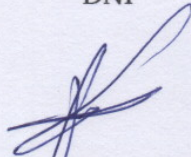
Motivos de la elección del acceso restringido:

Rojas Cabezas Percy

APELLIDOS Y NOMBRES

72662397

DNI



Firma y huella:



Lima, 13 de Enero del 20 25

UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



**“IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE
EN BT PARA LA MASIFICACIÓN DE LA TELEMEDIDA EN LA
ZONA ESTE DE LA CONCESIÓN DE LUZ DEL SUR EN LIMA
METROPOLITANA”**

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR EL BACHILLER

ROJAS CABEZAS, PERCY
ORCID: 0009-0000-1719-1681

ASESOR
MURILLO MANRIQUE, MARGARITA FREDESVINDA
ORCID: 0000-0003-2580-0082

Villa El Salvador
2024



VII Programa de Titulación por la Modalidad de Trabajo de Suficiencia Profesional
Facultad de Ingeniería y Gestión

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL PARA OBTENER EL
TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

En Villa El Salvador, siendo las ^{10:50} horas del día 14 de diciembre de 2024, reunidos en las instalaciones de la UNTELS, los miembros del Jurado Evaluador, integrado por:

PRESIDENTE: ROBERTO PFUYO MUÑOZ ORCID N°0000-0002-9131-3904 Colegiatura N°46900
SECRETARIO: SOLIN EPIFANIO PUMA CORBACHO ORCID N°0000-0003-4614-8169 Colegiatura N°224387
VOCAL : CARLOS VIDAL DAVILA IGNACIO ORCIDN°0000-0002-6337-251X Colegiatura N° 96353

Nombrados con RESOLUCIÓN DE DECANATO N°232-2024-UNTELS-R-D, de fecha 12 de diciembre de 2024, quienes dan inicio a la Sesión Pública de Sustentación del Trabajo de Suficiencia Profesional.

Acto seguido, el aspirante al Título Profesional en **Ingeniero Mecánico Electricista**.

Don: **PERCY ROJAS CABEZAS** identificado(a) con D.N.I. N°72662397; procedió con la Sustentación del Trabajo de Suficiencia Profesional Titulado:


**IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE EN BT PARA LA MASIFICACIÓN DE LA
TELEMEDIDA EN LA ZONA ESTE DE LA CONCESIÓN DE LUZ DEL SUR EN LIMA METROPOLITANA**

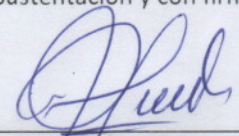
Autorizado mediante RESOLUCIÓN DE DECANATO N°234-2024-UNTELS-R-D, de fecha 12 de diciembre de 2024, de conformidad con las disposiciones del Reglamento General para el Otorgamiento de Grado Académico y Título Profesional vigente, sustentó y absolvió las interrogantes que le formularon los señores miembros del Jurado Evaluador.

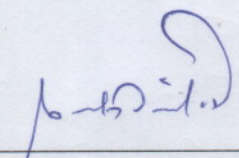
Concluida la Sustentación se procedió a la evaluación y calificación correspondiente, de acuerdo al **Art. 57°** del Reglamento General para optar el Título Profesional.

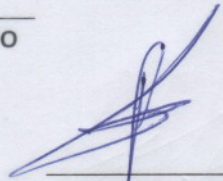
CALIFICACIÓN		CONDICIÓN	EQUIVALENCIA
NÚMERO	LETRAS		
13	Trece	Aprobado	Regular

Siendo las ^{11:20} horas del día 14 de diciembre de 2024, se dio por concluido el acto de sustentación, firmando el jurado evaluador el Acta de Sustentación y con firma del sustentante en señal de conformidad.


SOLIN EPIFANIO PUMA CORBACHO
SECRETARIO


ROBERTO PFUYO MUÑOZ
PRESIDENTE


CARLOS VIDAL DAVILA IGNACIO
VOCAL


PERCY ROJAS CABEZAS
BACHILLER

Nota: Artículo 50°. - Para el inicio y desarrollo de la sustentación se requiere la presencia física y permanente de los integrantes del jurado. De faltar algún miembro del jurado, la sustentación procederá con los dos integrantes presentes.
En caso de ausencia del presidente del jurado, ésta será asumida por el jurado de mayor categoría y antigüedad. En caso de ausencia de dos (02) integrantes del jurado, se suspenderá el acto de sustentación, pudiendo reprogramarse dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes, sin perjuicio de aplicar el artículo 62° del presente Reglamento.

INDICE

RESUMEN	v
ABSTRACT	vi
INTRODUCCION	1
CAPÍTULO I. ASPECTOS GENERALES	1
1.1 Contexto.....	2
1.1.1 Misión	2
1.1.1 Visión	3
1.2 Delimitación temporal y espacial del trabajo	3
1.2.1 Delimitación temporal	3
1.2.1 Delimitación espacial	3
1.3 Objetivos	4
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 Antecedentes	5
2.1.1 Nacionales	5
2.1.2 Internacionales.....	6
2.2 Bases teóricas.....	7
2.2.1 Medidor de energía eléctrica.....	7
2.2.2 Medidor multifunción	8
2.2.3 Medidor inteligente.....	8
2.2.4 Sistema de medición inteligente	8
2.2.5 Suministros en baja tensión.....	9
2.2.6 Sistema de telemedida	12
2.2.7 Pérdidas energéticas	12
2.2.8 Concesión eléctrica Lima este	12
2.2.9 Norma técnica y homologaciones.....	16
2.2.10 Lectura de medidores y software	17

2.2.11 Pruebas de contraste visual.....	18
2.2.12 Procedimiento para el remplazo de medidores indirectos (TS-DCCP- PO-MT-002)	21
2.2.13 Normas de seguridad.....	22
2.2.14 Herramientas y EPP's.....	22
2.2 Definición de términos básicos.....	24
CAPÍTULO III. DESARROLLO DEL TRABAJO PROFESIONAL	25
3.1 Determinación y análisis del problema.....	25
3.1.1 Situación de instalaciones eléctricas de BT en la actualidad	25
3.2 Modelo de solución propuesto	27
3.2.1 Intervención de suministro para la implementación del medidor inteligente	27
Asignación del trabajo	27
Prueba de contraste	28
Lectura de medidor.....	30
Desenergizado de medidor.....	31
Retiro de medidor	31
Instalación de nuevo medidor.....	32
Energizado de medidor y presentación final.....	33
Programación	35
Realización de Acta de instalación y formatos adicionales.....	35
3.2.2 Determinación de parámetros técnicos y mejoras para una correcta intervención del suministro	35
Problemas técnicos encontrados en el remplazo de medidores inteligentes	35
Implementación de parámetros y mejoras en el proceso de remplazo de medidores multifunción inteligentes	41
3.2.3 Verificación del correcto funcionamiento y conectividad de medidores de la red inalámbrica	44

Verificación visual del display en el medidor y fasorial correspondiente..	44
Configuración del chip y prueba de telemedida	48
3.2.4 Análisis de datos recolectados por los medidores inteligentes	49
Lecturas obtenidas por el medidor inteligente	49
Margen de error lectura manual y lectura remota	55
Impacto de la lectura por telemedida para determinar pérdidas energéticas	56
3.2.5 Evaluación económica de la implementación de este nuevo sistema.	58
3.3 Resultados	59
3.3.1 Determinación de parámetros técnicos e intervención de suministros para la implementación del medidor inteligente.....	59
3.3.2 Verificación del correcto funcionamiento y conectividad de medidores de la red inalámbrica	60
3.3.3 Análisis de datos recolectados por los medidores inteligentes	61
CONCLUSIONES.....	64
RECOMENDACIONES	65
BLIBLIOGRAFÍA	66
LISTA DE FIGURAS	69
LISTA DE TABLAS.....	72
ANEXOS	73

RESUMEN

El presente trabajo de suficiencia profesional tiene como objetivo general describir el enfoque técnico de la instalación de medidores inteligentes en Baja Tensión desde el aspecto técnico de retiro de medidor multifunción la programación y la habilitación de su conectividad para la masificación de la teledatada en la zona este de la concesión de Luz del Sur. Este enfoque planteado no solo describe el procedimiento si no también las incidencias que puedan ocurrir en campo. Se plantea con el inicio de la ejecución del trabajo este implica la ejecución del procedimiento ya establecido y la definición de nuevos parámetros técnicos incluidos a consecuencia de incidentes suscitados. En consiguiente se realiza la verificación del correcto funcionamiento del medidor y las pruebas de teledatada. Finalmente se demuestra la efectividad de la teledatada a comparación de la lectura manual y la importancia de los medidores inteligentes para la detección de perdidas energéticas. Los resultados determinan los parámetros y procedimientos técnicos ya establecidos y que la implementación de nuevos parámetros técnicos disminuyó el número de incidencias reportadas. se describieron los pasos a seguir en caso de algún fallo del medidor y la conectividad de este. Así como la comparativa positiva para los medidores inteligentes sobre los errores de medición, la determinación de perdidas energéticas y costo de la instalación de Medidores inteligentes con teledatada sobre la lectura tradicional. Finalmente se concluye la efectividad de estos medidores y sus recomendaciones para su correcto funcionamiento.

Palabras clave: Medidor inteligentes, teledatada, medidor multifunción, máxímetro, suministros, baja tensión.

ABSTRACT

The present professional competency work has the general objective of describing the technical approach to the installation of smart meters in Low Voltage, focusing on the technical aspects of the removal of multifunction meters, programming, and enabling connectivity for the mass deployment of remote metering in the eastern zone of Luz del Sur's concession area. This proposed approach not only describes the procedure but also addresses the possible incidents that may occur in the field. The work begins with the execution of the already established procedure and the definition of new technical parameters arising from incidents that occur during the process. Consequently, the correct functioning of the meter is verified, along with remote metering tests. Finally, the effectiveness of remote metering is demonstrated in comparison to manual readings, emphasizing the importance of smart meters for detecting energy losses. The results establish the already defined technical parameters and procedures, while the implementation of new parameters reduced the number of reported incidents. The steps to follow in the event of meter failure or connectivity issues are also described. Additionally, the positive comparison of smart meters is highlighted, particularly regarding measurement errors, energy loss detection, and the installation costs of smart meters with remote metering compared to traditional reading methods. In conclusion, the effectiveness of these meters is confirmed, and recommendations are provided to ensure their proper functioning.

Keywords: Smart meters, remote metering, multifunction meter, maximum demand meter, supplies, low voltage.

INTRODUCCIÓN

Energía y Organización de Sistemas S.A. (EOS S.A.) empresa contratista de Tecsur S.A.C. se especializa en logística y asesoría en ingeniería de redes eléctricas. Tiene como misión la seguridad y el compromiso de los trabajadores así asegurando un servicio de calidad. Su visión es consolidarse como líder de servicios de ingeniería enfocándose en la calidad, seguridad y cuidado del medio ambiente. El presente trabajo tiene como delimitación temporal los periodos comprendidos desde agosto del 2024 hasta diciembre del mismo año. Realizado en toda la zona este de Lima metropolitana que comprende los distritos de Ate, Santa Anita, Lurigancho-Chosica.

El trabajo de suficiencia profesional Toma como consideración base en la tesis de Salazar, J. (2022) En su tesis titulada *“Propuesta de sistema de lectura remota de medidores de energía eléctrica, para mejorar la eficiencia del Servicio Ensa – Lambayeque”*, plantea la implementación de sistemas de medición inteligente recolectando datos actuales de medidores y datos estimados para deducir como resultado que la implementación a futuro de una red interconectada de medidores hará que las empresas distribuidoras de energía reduzcan los problemas técnicos y migrar a un nuevo sistema de medición inteligente.

El trabajo de suficiencia se a formulado el problema de la siguiente manera ¿Cómo será la implementación del sistema de medición inteligente en la zona este de Lima metropolitana? Respuesta que se describirá en el método de solución El desarrollo del trabajo de suficiencia profesional consta de 3 etapas. Comienza por la Determinación de parámetros técnicos y pasos protocolares para la correcta intervención de los suministros asegurando la integridad del técnico y evitar posibles incidencias en la instalación. Luego se realiza la Verificación del funcionamiento y telemida de medidores para conectarlos a la red inalámbrica y finalmente analizar los datos extraídos por estos medidores con el fin de saber el error de lectura y su eficiencia a la hora de hallar perdidas energéticas. Por último, el trabajo finaliza con las conclusiones y recomendaciones extraídas del estudio de este escenario, así como planteamientos que puedan ayudar a futuros proyectos relacionados a la instalación de medidores inteligentes.

CAPÍTULO I. ASPECTOS GENERALES

1.1. Contexto

Energía y Organización de Sistemas S.A. (EOS S.A.) es una empresa fundada en 1995 por el ingeniero Andrés Martín Ratto Rojas. Inicialmente, se especializaba en ofrecer asesorías en el ámbito de la construcción y la arquitectura, pero con el tiempo fue innovando en su enfoque y actualmente se dedica exclusivamente al sector eléctrico. La empresa tiene su sede principal en Huancayo y cuenta con una sucursal operativa en Villa el Salvador, Lima.

EOS S.A. es contratista de Tecsur S.A.C. y ha estado activa en el sector eléctrico por más de 20 años. Durante este tiempo, ha realizado diversos trabajos eléctricos en toda la concesión de Luz del Sur (LDS), la empresa distribuidora de energía que abastece a las zonas sur y este de la metrópoli urbana, cubriendo desde el centro de Lima hacia el norte, San Mateo al este y Cañete hacia el sur.

En este contexto, EOS S.A. se encarga de realizar tareas asignadas en la concesión de LDS, enfocándose en trabajos de baja y media tensión. Entre las funciones que desempeña la empresa se incluyen el mantenimiento en baja y media tensión (BT y MT), control de pérdidas, casos puntuales, de focalización, multifunción y en baja tensión, como conexiones, derivaciones y empalmes, entre otros.

1.1.1. Misión

Comprometer a los trabajadores en la creación de un ambiente laboral seguro y saludable para asegurar servicios de calidad. Implementar y mantener normas y procedimientos de trabajo seguro con capacitación constante. Fomentar la participación activa de todos en los programas de Seguridad, Salud, Medio Ambiente y Calidad (SSTMA) para fortalecer una cultura preventiva y de seguridad en la organización.

1.1.2. Visión

El objetivo de EOS es convertirse en líder en Servicios de Ingeniería, enfocándose en la calidad, seguridad, salud laboral y cuidado del medio ambiente. Busca ofrecer a sus trabajadores un entorno seguro, libre de accidentes y enfermedades ocupacionales, lo que impulsará la productividad, competitividad y mejora continua.

1.2. Delimitación temporal y espacial del trabajo

1.2.1. Delimitación temporal

El trabajo de suficiencia se desarrolló desde el 29 de abril hasta diciembre del 2024.

1.2.2. Delimitación espacial

El trabajo de suficiencia se desarrollará en la zona este de Lima Metropolitana que comprende principalmente los distritos de Ate Lurigancho Chosica y Santa Anita en departamento de Lima, así como se visualiza en la figura 1 se muestra una vista de toda la zona donde se desarrolló el TSP.

Figura 1

Delimitación de la zona este de Lima Metropolitana.



Nota. Vista satelital de la zona este de lima metropolitana concesión eléctrica perteneciente a LDS, extraído de Google Earth (2024).

1.3. Objetivos

- Objetivo 1:** Determinar los parámetros y procedimientos técnicos para una correcta intervención del suministro y así masificar la teled medida en la zona este de la concesión de Luz del Sur.
- Objetivo 2:** Realizar las pruebas de funcionamiento del medidor inteligente y verificación la conexión remota en tiempo real para la masificación de la teled medida en la zona este de la concesión de Luz del Sur.
- Objetivo 3:** Evaluar los datos recolectados por el medidor inteligente y compararlo con el sistema de lectura tradicional para asegurar la correcta lectura y saber su impacto para identificar pérdidas energéticas de la red eléctrica.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

2.1.1 Nacionales

Aquino, (2022) En su tesis titulada *“Beneficios basado en el análisis de datos de los medidores inteligentes para el cliente final de energía eléctrica”* para optar el título profesional de ingeniero electricista, En la Universidad Nacional del Centro; estudia cual sería la el impacto positivo de la implementación de medidores inteligentes en remplazo de medidores de medición tradicional utilizando los datos que este mismo recolecta utilizando una infraestructura de medición avanzada (AMI) para monitorear a los clientes. Como resultado la implementación de la nueva tecnología de medidores inteligentes mejoro la recolección de datos del cliente y reducir las pérdidas energéticas causadas por alteraciones al medidor de las clientes registradas en su sistema.

Saavedra, (2022) En su tesis titulada *“Optimización comercial y reducción de pérdidas de energía eléctrica mediante la telemedición en clientes residenciales SED Lainas 2-90”* para optar el título profesional de ingeniero mecánico electricista En la Universidad Señor de Sipan; evaluó la implementación de medidores inteligentes, y también la reevaluación de las líneas de distribución deduciendo que no son adecuadas los conductores actuales haciendo énfasis en la perdidas energéticas por caída de tensión y también encontró una línea clandestina, como resultado de la evaluación de las lecturas de los medidores inteligentes logró encontrar las pérdidas de energía en la sed Y que la futura implementación de la telemedida tendrá un impacto positivo económico.

Salazar, (2022) En su tesis titulada *“Propuesta de sistema de lectura remota de medidores de energía eléctrica, para mejorar la eficiencia del Servicio Ensa – Lambayeque.”* Para optar el título profesional de ingeniero mecánico electricista En la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo; plantea la implementación de sistemas de medición inteligente recolectando datos actuales de medidores y datos estimados para deducir como resultado que la implementación a futuro de una red

interconectada de medidores hará que las empresas distribuidoras de energía reduzcan los problemas técnicos y migrar a un nuevo sistema de medición inteligente.

2.1.2 Internacionales

Guamani, (2023) En su tesis titulada *“Clasificación de los usuarios del servicio eléctrico a partir de los datos de telemedición comercial e industrial en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.(EEASA)”* para optar el título profesional de ingeniero electricista En la Universidad Escuela Politécnica Nacional; hace énfasis en la clasificación de usuarios comerciales e industriales mediante la utilización de equipos de telemedida, debido a la obtención de perfiles de carga se pudo analizar su comportamiento en ciertas estaciones del año, desarrollando tarifas y estrategias en la gestión de la red , este trabajo propuso una nueva metodología para agrupar clientes. En conclusión, la clasificación de los usuarios de electricidad utilizando como referencia su consumo en el tiempo ayuda a la empresa concesionaria a modificar sus tarifas y gestionar mejor su red eléctrica.

Oruño, (2023) En su tesis Titulada *“Estudio para la implementación de la medición inteligente en consumidores domiciliarios caso: empresa distribuidora de electricidad La Paz S.A. DELAPAZ”* para optar el título profesional de ingeniero electricista En la Universidad Mayor de San Andrés; A través del análisis de la futura implementación d medidores inteligentes determinó que con la implementación de la medición inteligente el proceso de atención al cliente y análisis para el registro de perdidas será optimizado ya que el control se lo podría realizar en tiempo real, lo cual lleva a beneficios a la empresa distribuidora ya sea en el tiempo empleado para este proceso y la mejora de la eficiencia en cuanto a detectar anomalías y por ende reducir las pérdidas no técnicas. En conclusión, la implementación del sistema de medición inteligente es crucial para la determinación de perdidas en tiempo real facilitando las labores técnicas para su corrección sean perdidas técnicas o sociales.

Loya, (2019) en su artículo titulado “*Analítica de datos para pronóstico de robo de energía usando medidores inteligentes*” en el journal Coloquio de Investigación Multidisciplinaria 2019 en su conclusión describe que , es posible detectar robos de energía utilizando datos y procesamiento del medidor inteligente. Los resultados indican que la detección de anomalías de consumos/producción de energía eléctrica es adecuada pero que como todo modelo de pronóstico la intervención humana juega un papel relevante en la toma de decisiones. Loya demuestra que utilizando la medición inteligente del medidor y aplicando un patrón de pronóstico se puede detectar las pérdidas energéticas por robo sin embargo la predicción y el raciocinio humano también influye en esta predicción.

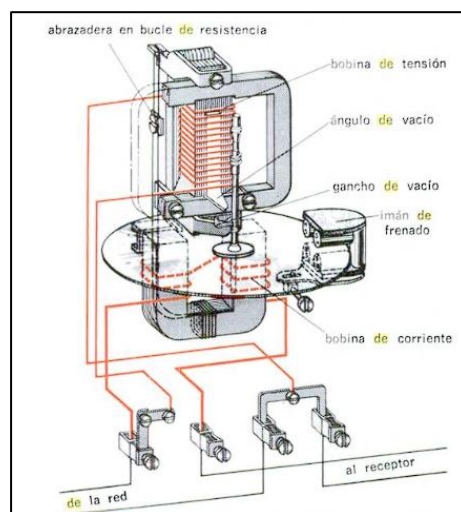
2.2 Bases teóricas

2.2.1 Medidor de energía eléctrica

Un medidor de energía eléctrica es un dispositivo diseñado para medir y registrar el consumo de energía eléctrica. Su función principal es calcular la cantidad de energía utilizada en kilovatios-hora (kWh) mediante el uso de un contador por inducción o un registrador digital. En la figura 2 se muestra un ejemplo de medidor eléctrico por inducción.

Figura 2

Esquema interno de un medidor eléctrico por inducción.



Nota. Sistema mecánico eléctrico de registro de consumo energético por inducción; Fuente: Adolf Senner (1992).

2.2.2 Medidor multifunción

Estos medidores son fundamentales para verificar con precisión el consumo de energía, por lo que se utilizan cuando es necesaria una medición más detallada sobre el uso de la energía suministrada por la red eléctrica. El portar web de la empresa MBcontrol (2022) define “Un medidor de energía multifunción supervisa y mide todos los parámetros eléctricos, como voltaje, potencia activa, potencia aparente, corriente, factor de potencia, potencia reactiva, energía activa, ángulo de fase, etc.” (párr. 4).

2.2.3 Medidores inteligentes

Oruño (2023) Define como medidores inteligentes como:

Un sistema de varios componentes de hardware y software que establece una comunicación bidireccional, a través de una infraestructura de telecomunicaciones entre el consumidor y la empresa de servicios (electricidad, agua, gas), de esta manera permite la adquisición, transmisión, almacenamiento, procesamiento y gestión de la información de consumo de energía eléctrica, datos y parámetros adicionales relacionados al servicio (p. 21).

Entonces la diferencia entre un medidor multifunción y un medidor inteligente es la conexión bidireccional que permite un enlace en tiempo real para una gestión más precisa un control de lo que pasa en el medidor y resolver problemas técnicos, así como reclamos por parte del cliente (Aquino, 2022).

2.2.4 Sistema de medición inteligente

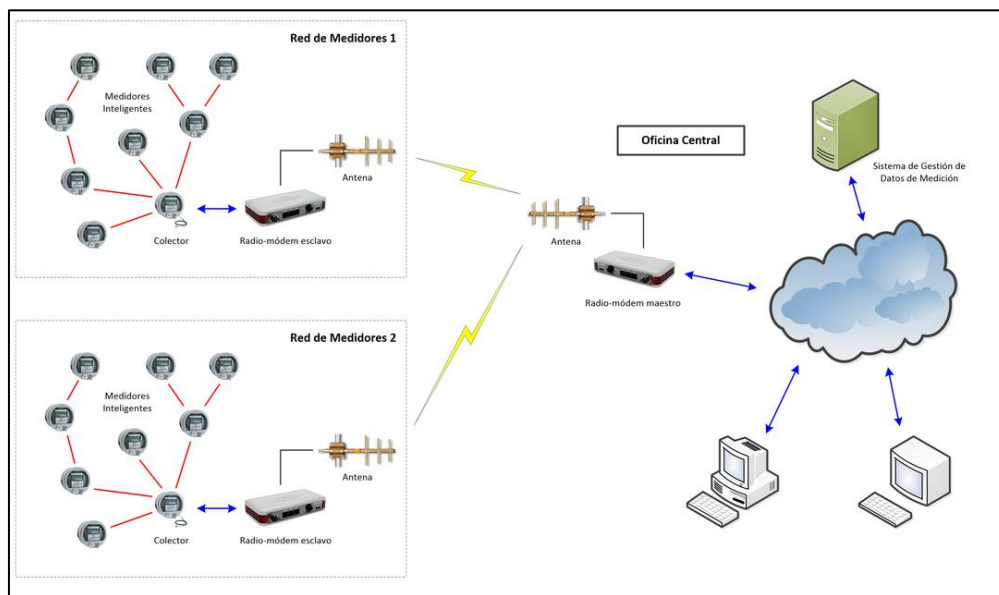
Saber que es un sistema de medición inteligente es esencial por eso Trilliant (2019) en su blog indica que un sistema de medición inteligente (SMI) es el conjunto de recursos eléctricos electrónicos y digitales que miden el consumo eléctrico, gestionan la información recolectada por los instrumentos de medición y analiza la información para mejorar la gestión de energía eléctrica.

Tiene como principal componente el medidor inteligente que es el que realiza la recolección de los datos de consumo energético del todo el sistema eléctrico a continuación se nombran los demás componentes y su relación entre sí (ver fig.3).

- Medidor inteligente
- Concentrador de datos (Modem)
- Meter Data Management (MDC)
- Red de comunicación

Figura 3

Esquema de un modelo de sistema medición inteligente.



Nota. Los medidores utilizan un modem enrutador para enviar sus datos; extraído de blog Telemetic (2018).

2.2.5 Suministros en baja tensión

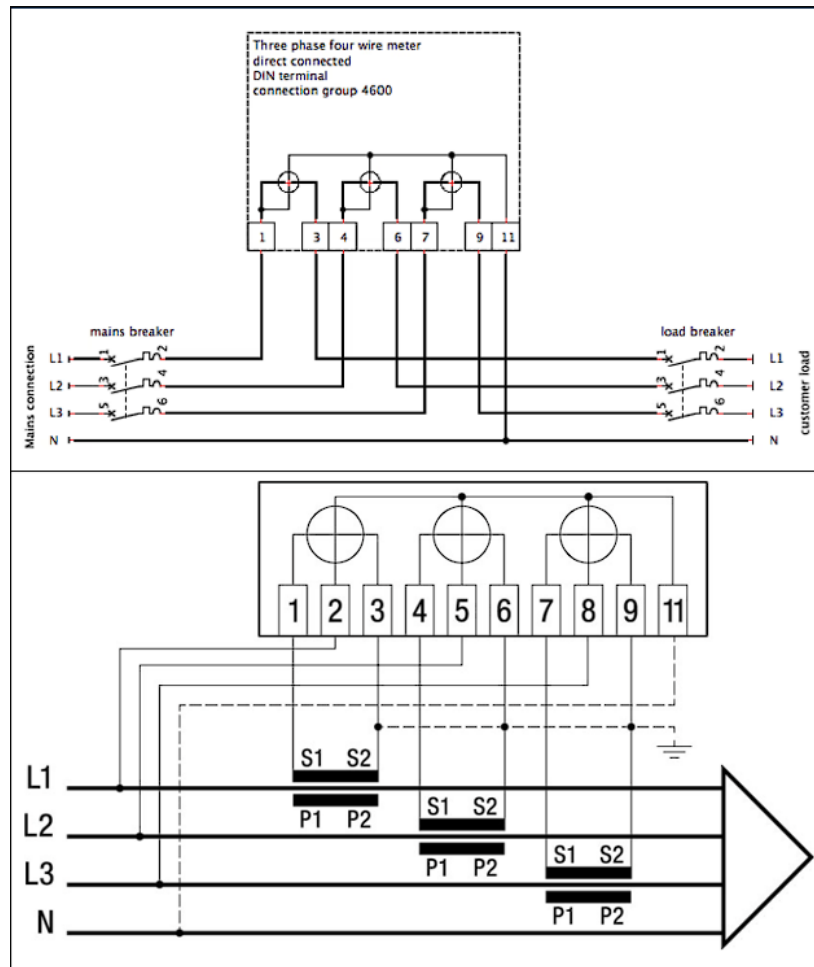
La conexión eléctrica es un conjunto de componentes requeridos para el suministro de electricidad a los usuarios desde las instalaciones de la empresa distribuidora; está compuesta por el empalme, la acometida, la caja de medición y protección, el sistema de protección y seccionamiento (interruptor termomagnético) y el medidor (“OSINERGMIN”, 2007, p.4).

Se puede clasificar los suministros de acuerdo a su potencia contratada:

- a) **Medidores de medición directa:** la energía pasa por el medidor y sus contadores.
- b) **Medidores de medición indirecta:** en los que la energía no circula por el medidor si no que es leída utilizando bobinas toroidales que reducen la corriente del circuito principal (ver fig. 4).

Figura 4

Diagrama de conexionado de un medidor trifásico directo y medidor indirecto de 9 cables.

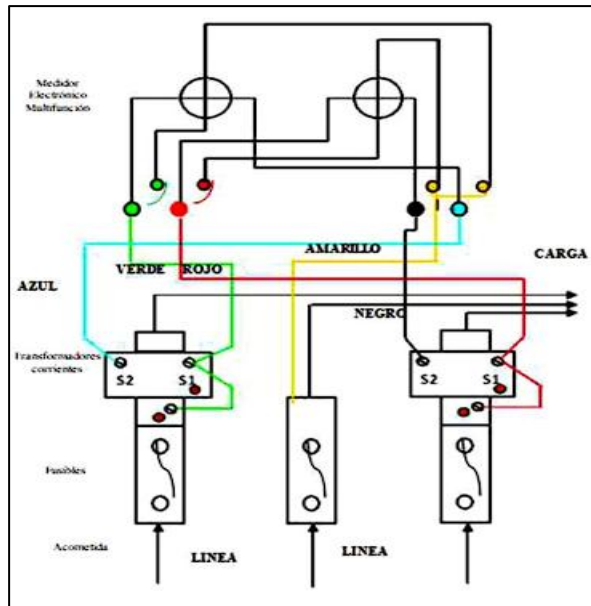


Nota. Conexión tipo DIN de un medidor trifásico 3 fases 3 hilos y esquema de un medidor indirecto de 3 fases y 4 hilos, extraído del portal CLOUGLOBAL y CIRCUTOR (s.f.).

LDS utiliza los reductores de corriente en las fases R y T y utiliza 5 cables de colores (2 cables de corriente y 3 cables de tensión) 2 de los 3 cables de tensión también son usados para corriente. Así como se muestra en la figura 5.

Figura 5

Diagrama de conexionado de un medidor multifunción de 5 cables.

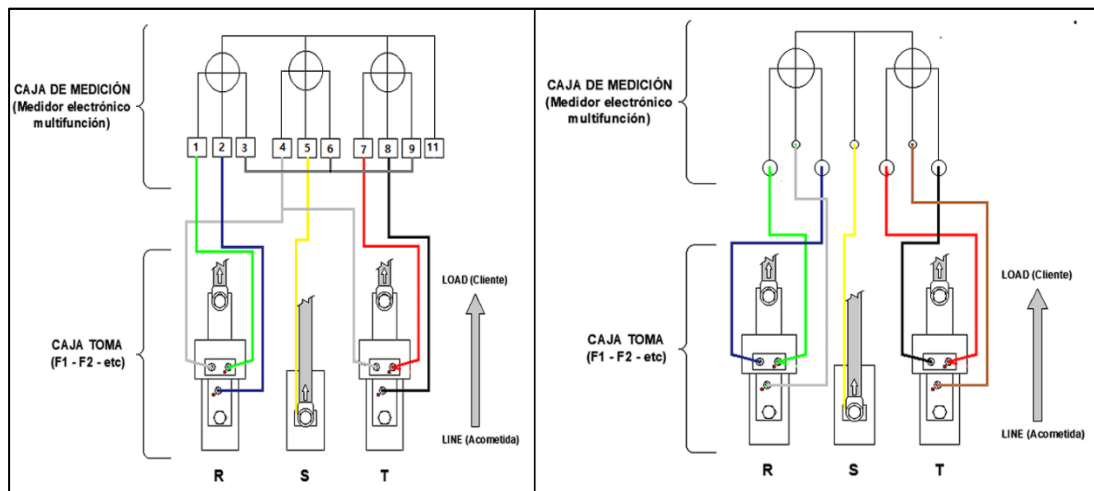


Nota. Esquema de un medidor indirecto de 3 fases y 3 hilos extraído de procedimiento de remplazo de medidor. (TECSUR, 2024, p.35).

Actualmente este sistema de cables compartidos ya no es permitido en nuevas instalaciones ya que se prohibió que un cable comparta corriente y tensión según normativa de OSINERGMIN. LDS homologó las nuevas conexiones para maxímetros utilizando ahora 6 o 7 cables (Ver fig. 6).

Figura 6

Diagrama de conexionado de un medidor inteligente de 6 cables y 7 cables.



Nota. Conexionado para medidores inteligentes de 6 cables (izquierda) usado para medidores METCOM y 7 cables (derecha) usado para medidores EMH e iTechene (TECSUR, 2024, p.36).

2.2.6 Sistema de Telemetria

La telemetria es la medición remota de los consumos energéticos que tiene cualquier instalación de electricidad con el fin de llevar acciones de gestión y ahorro de energía, se realiza el monitoreo de los consumos de electricidad mediante el uso de un modem enlazado a los contadores digitales que cuenta el. De esta manera, se consigue hacer una medición remota. Esto permite llevar a cabo acciones de seguimiento, gestión y ahorro de energía sobre los consumos de la instalación (Creara, 2021).

2.2.7 Pérdidas energéticas

El autor Oruña (2023) define 2 tipos de pérdidas:

- **Pérdidas técnicas**

Las pérdidas técnicas son aquellas que no se pueden evitar ya que éstas se producen al realizar la transmisión de energía eléctrica desde un nodo de retiro, línea de alta tensión, subestación, transformador de distribución y el consumidor. (p. 41)

- **Pérdidas no técnicas o comerciales**

Las pérdidas no técnicas también denominadas pérdidas comerciales, es común encontrarlas en circuitos de baja tensión, en puntos de suministro de energía, donde no se consideran factores técnicos de la red de distribución. (p. 42)

2.2.8 Concesión eléctrica Lima Este

Luz del Sur es la responsable de gestionar la distribución eléctrica en Lima Este. Para la lectura de consumo de energía utiliza diferentes tipos de medidores según las tarifas instaladas (ver fig. 7), la tabla 1 muestran los 14 valores extraídos para la facturación de estos medidores y la figura 8 los medidores instalados en la concesión. Estos medidores están siendo reemplazados por nuevos medidores inteligentes con telemetria. (ver fig. 13).

Figura 7

Cuadro explicativo sobre las diferentes tarifas aplicadas a medidores multifunción.

OPCIÓN TARIFARIA	SISTEMA Y PARÁMETROS DE MEDICIÓN	CARGOS DE FACTURACIÓN
BAJA TENSIÓN		
BT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta. f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta g) Cargo por energía reactiva.
BT3	Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P) Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. f) Cargo por energía reactiva.
BT4	Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P) Energía: Total del mes Potencia: Máxima del mes Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa de generación. d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. e) Cargo por energía reactiva.
BT5A	Medición de dos energías activas (2E) Energía: Punta y Fuera de Punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta. e) Cargo por exceso de potencia en horas de punta.

Nota. Características y diferencias entre los diferentes tipos de tarifas existentes (OSINERGMIN, 2018, p 2-3).

Tabla 1



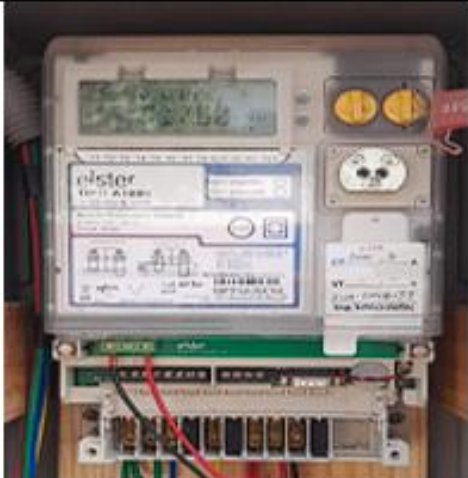



Apartados eléctricos que sirven para la facturación en diferentes tipos de tarifas.

N° código OBIS	LECTURAS OBTENIDAS POR LOS MEDIDORES MULTIFUNCIÓN
2	Total, de energía en kW/h consumida
3	Energía kWh en horas fuera de punta
4	Demanda máxima en kW en horas fuera de punta
5	Energía kW.h en horas punta
6	Demanda máxima en kW en horas punta
7	Valor previo del total de energía en kWh consumidos
8	Valor previo de energía kW.h en horas fuera de punta
9	Valor previo demanda max kW en horas fuera de punta
10	Valor previo de energía en kW.h en horas punta
11	Valor previo de demanda máxima en kW en horas punta
12	Total, de energía inductiva kVARh consumida
13	Valor previo del total de energía inductiva KVARh consumida
14	Total, de energía capacitiva kVARh (recibida)
15	Valor previo del total de energía capacitiva KVARh (recibida)

Nota. Elaboración propia.

Figura 8

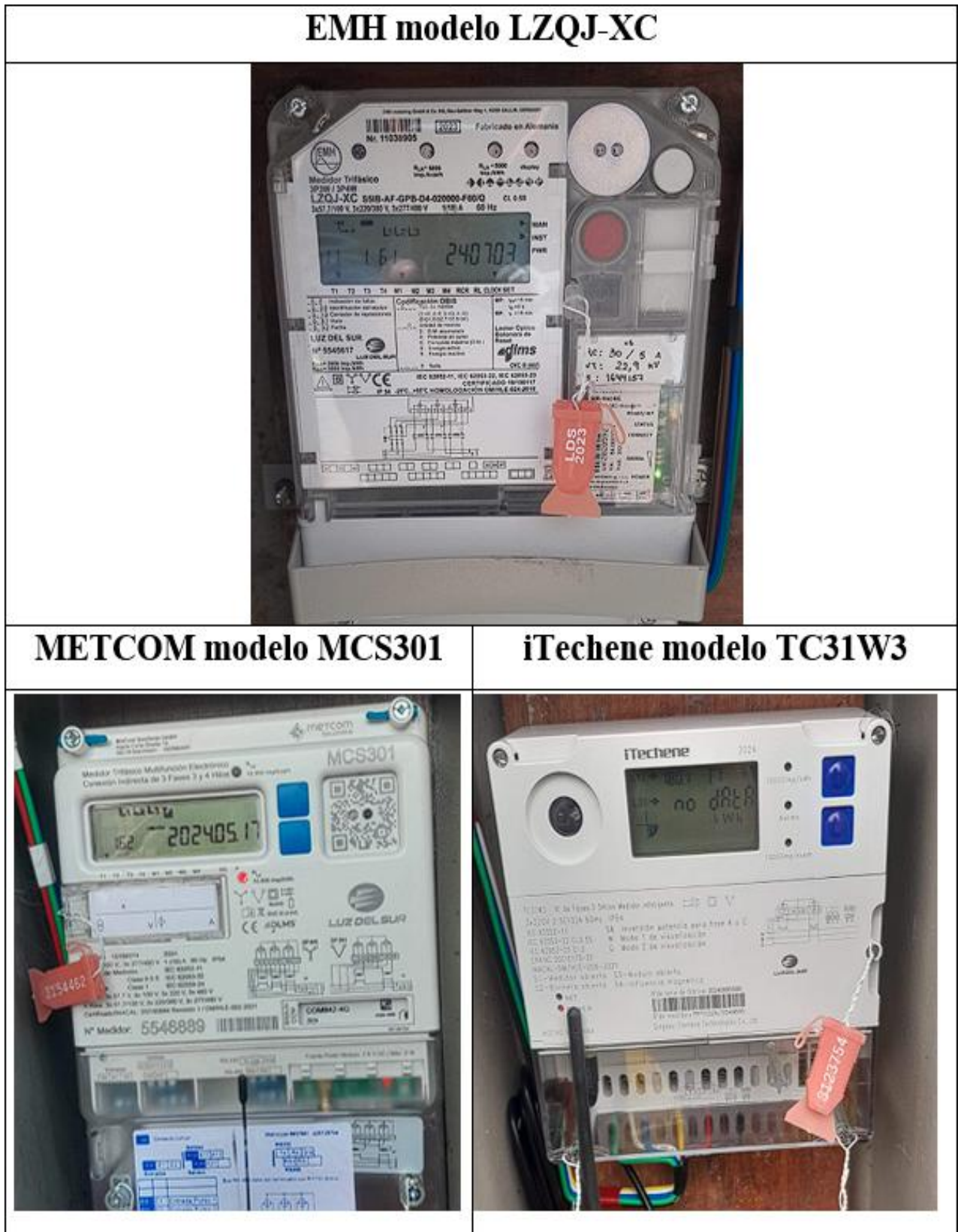
Medidores multifunción encontrados en la concesión de LDS.

Elster modelo Alpha A1RL+	ABB modelo Alpha A1R-AL
 A photograph of an Elster Alpha A1RL+ multifunction meter. The meter is white and mounted on a wall. It features a digital display showing '005' and '0000'. Below the display, there is a label with 'Medidor No: 5506703' and other technical specifications. The meter is connected to a terminal block at the bottom.	 A photograph of an ABB Alpha A1R-AL multifunction meter. The meter is white and circular. It has a digital display showing '0000'. Below the display, there is a label with 'Medidor No: 5517588' and other technical specifications. The meter is connected to a terminal block at the bottom.
Elster modelo A1800	Elster modelo A3RAL
 A photograph of an Elster A1800 multifunction meter. The meter is white and rectangular. It has a digital display showing '0000'. Below the display, there is a label with 'Medidor No: 5517588' and other technical specifications. The meter is connected to a terminal block at the bottom.	 A photograph of an Elster A3RAL multifunction meter. The meter is white and rectangular. It has a digital display showing '0000'. Below the display, there is a label with 'Medidor No: 5517588' and other technical specifications. The meter is connected to a terminal block at the bottom.
Iskraemeco modelo MT880	Itron modelo SENTINEL
 A photograph of an Iskraemeco MT880 multifunction meter. The meter is white and rectangular. It has a digital display showing '0000'. Below the display, there is a label with 'Medidor No: 5517588' and other technical specifications. The meter is connected to a terminal block at the bottom.	 A photograph of an Itron Sentinel multifunction meter. The meter is white and circular. It has a digital display showing '05816'. Below the display, there is a label with 'Medidor No: 5517588' and other technical specifications. The meter is connected to a terminal block at the bottom.

Nota. Fotos tomadas en campo, elaboración propia.

Figura 9

Medidores inteligentes en la concesión a instalar.



Nota. Medidores ya instalados previamente, elaboración propia.

2.2.9 Normas técnicas y homologaciones

Se especifican las normas técnicas con las que cuentan los medidores instalados los cuales son requisitos solicitados por OSINERGMIN y los certificados de homologación de medidores usados en el TSP.

- IEC 62052-11

Especifica los requisitos y las pruebas asociadas, con sus condiciones apropiadas para las pruebas de tipo de medidores de electricidad de CA y CC. detalla los requisitos funcionales, mecánicos, eléctricos y de marcado, los métodos de prueba y las condiciones de prueba, incluida la inmunidad a las influencias externas que cubren entornos electromagnéticos y climáticos. (IEC 62052-11, 2020)

- IEC 62053-22 Cl. (0.5S)

Se aplica únicamente a los medidores de vatios-hora estáticos operados por transformador de clases de precisión 0,1 S, 0,2 S y 0,5 S para la medición de energía eléctrica activa de corriente alterna en redes de 50 Hz o 60 Hz y se aplica únicamente a sus pruebas de tipo. (IEC 62053-22, 2020)

- IEC 62053-23 (Cl.2)

Se aplica únicamente a los medidores estáticos de VAR-hora de clases de precisión 2 y 3 para la medición de energía reactiva eléctrica de corriente alterna en redes de 50 Hz o 60 Hz y se aplica únicamente a sus pruebas de tipo. (IEC 62053-23, 2020)

- INACAL-DM/ HLE-006-2021

Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo TC31W3 medidor ITECHENE

- INACAL-DM/ HLE-002-2021

Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo MCS301 medidor METCOM

- INACAL-DM/ HLE-024-2019

Homologación del Certificado de Aprobación de Modelo LZQJ-XC medidor EMH

2.2.10 Lectura de medidores y software

Los medidores multifunción convencionales utilizan un puerto de comunicación óptico (ver fig.10) basado en la norma ANSI C12.18-1996. Este permite la comunicación entre ordenador y el medidor. Estos medidores utilizan esta conexión por puerto óptico para su programación y lectura. Se establece la comunicación mediante un software especializado para cada modelo (ver fig. 11).

Figura 10

Conector óptico EMH compatible con norma ANSI C12.18-1996.



Nota. Imagen referencial de lector óptico, extraído de página web Teching distribuidor de equipos eléctricos Smart Metering (Teching s.f.).

Figura 11

Softwares utilizados para lectura y programación de medidores.

	MODELO	SOFTWARE
MEDIDORES MULTIFUNCIÓN A RETIRAR	A1RL+	DOSBox
	A1 RAL	
	A3RAL	METERCAT
	A1800	
MEDIDORES INTELIGENTES A INSTALAR	TC31W3	METER TALK
	MCS301	Blue2Link
	LZQJ-XC	EMH-COMBI-MASTER-2000

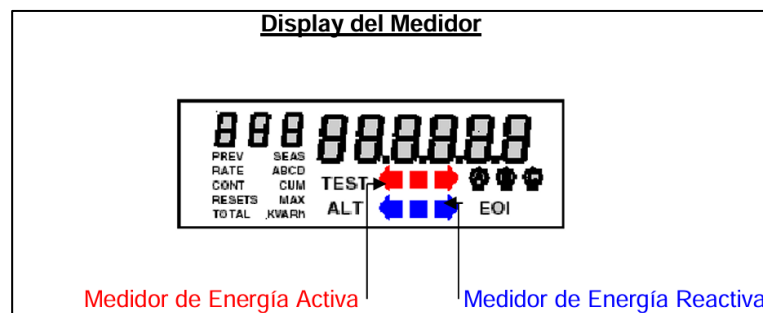
Nota. Elaboración propia

2.2.11 Pruebas de contraste visual

Un contraste es la verificación del correcto funcionamiento del medidor con respecto a la carga en el circuito primario. Para realizar este paso se tiene que ver los símbolos característicos a reconocer (ver fig. 12).

Figura 12

representación gráfica del Display encendido de un medidor multifunción.



Nota. Se visualiza caracteres correspondientes a energía activa y reactiva (TECSUR, 2024, p.23).

El medidor muestra en su display 2 apartados en el apartado de energía activa muestran 2 flechas que apuntan a la derecha o izquierda igualmente en el apartado de energía reactiva, el sentido de las flechas indica las características de la impedancia de la carga:

- E. Activa (-▶) indica conexión correcta.
- E. Activa (◀-) indica conexión invertida giro al revés.
- E. Reactiva (-▶) energía inductiva.
- E. Reactiva (◀-) energía capacitiva.

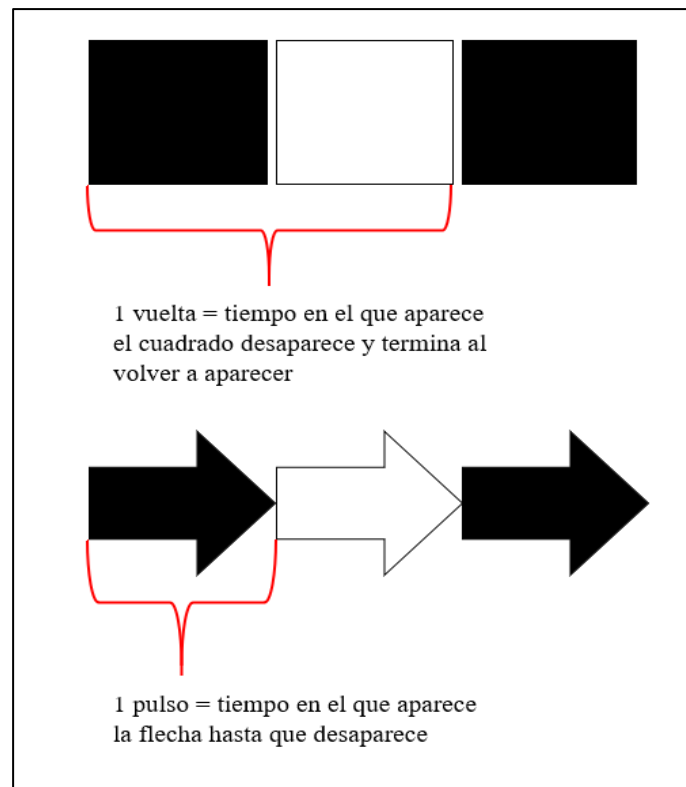
Para determinar que es una vuelta virtual tomemos como referencia 1 vuelta mecánica, en los medidores análogos tenemos una constante del medidor a 300 rev/kWh eso significa que para que el contómetro marque el consumo de 1kwh el disco tuvo que haber girado 300 veces. Ahora entendemos por 1 vuelta virtual al giro de ese disco expresado en datos procesados por el circuito integrado del medidor electrónico que comúnmente se expresan pulsos de luz en un led o en este caso indicado en el display del medidor.

De la figura 13 podemos entonces explicar lo siguiente:

- Por 1 vuelta virtual se ven 24 pulsos.
- 1 pulso se representa desde que aparece la flecha hasta que desaparece.
- 1 vuelta se representa desde que aparece el cuadrado, desaparece y termina en el instante en el que vuelve a aparecer.

Figura 13

Representación grafica de funcionamiento de los indicadores de energia.



Nota. Elaboración propia

La realización de la prueba de contraste consta de la toma de tiempo con respecto a la realización de una vuelta virtual mientras se identifican las cargas (intensidad de corriente en cada fase). A continuación, se toma el tiempo de N vueltas en los indicadores de energía activa y reactiva. Ese tiempo junto con la constante de transformación del voltaje y corriente las intensidades se reflejan en las Ecuaciones 1,2,3,4 y 5 extraídas del procedimiento de cambio de medidores con medicina indirecta (TECSUR, 2024):

- Potencia Activa

$$P = \left(\frac{3600xNxF}{KxTp} \right) Kw \quad (1)$$

- Potencia Reactiva

$$Q = \left(\frac{3600xNxF}{KxTq} \right) Kvar \quad (2)$$

- Potencia Aparente 1

$$S1 = \sqrt{3} * Ip * V Kva \quad (3)$$

- Potencia Aparente 2

$$S2 = \sqrt{(P^2 + Q^2)} Kva \quad (4)$$

- Error porcentual

$$E = \left(\frac{S2}{S1} - 1 \right) x 100 \quad (5)$$

Tabla 2

Cuadro descriptivo variables de energía en medidores multifunción.

Nomenclatura	Parámetro	Tipo de Valor	Unidad
N	Número de vueltas	Medido	Vuelta
F	Factor de Medición	Dato	S/u
K	Constante del medidor	Dato de Placa	Rev/Kwh
Tp	Tiempo de giro del disco “N” vueltas (activa)	Medido	Segundos
Tq	Tiempo de giro del disco “N” vueltas (reactiva)	Medido	Segundos
Ip	Intensidad promedio	Medido	Amperios
V	Voltaje del sistema	Medido	Voltios
P	Potencia Activa	Calculado	KW
Q	Potencia Reactiva	Calculado	KVAR
S1	Potencia aparente 1	Calculado	kVA
S2	Potencia aparente 2	calculado	kVA
E	Error porcentual	Calculado	S/u

Nota. El factor de medición F, considera la multiplicación de la Relación de Transformación de Tensión por la Relación de transformación de corriente (datos de placa) (TECSUR, 2024, p.12-14).

La finalidad de esta prueba es hallar el valor del error porcentual teniendo las siguientes premisas para la realización del cambio del medidor.

- Para corrientes primarias estables: se admite un error dentro de un rango del +/-5 %
- Para corrientes primarias variables o bajas: se admite un error dentro de un rango del +/-10 %

Caso contrario la prueba de contraste del medidor no sea exitosa no se realizará el cambio de medidor. (TECSUR, 2024, p.14).

2.2.12 Procedimiento para el remplazo de medidores con medición indirecta en baja y media tensión (TS-DCCP-PO-MT-002)

Este procedimiento es utilizado para la intervención de medidores multifunción para su remplazo en BT y MT. Tiene como objetivo, Describir las pautas a tener en cuenta y asegurar que la tarea de reemplazo del medidor electrónico multifunción con medición indirecta en se realice correctamente, con seguridad y cumpliendo la normatividad vigente y los estándares establecidos en LDS y Tecsur. El paso a paso para realizar el remplazo de medidor se indica en dicho documento indicando las siguientes pautas:

- Asignación de la tarea
- Revisión de EPP's equipos y herramientas
- Elaboración de instrucción previa a campo (IPC)
- Reconocimiento y señalización de la zona de trabajo
- Identificación y verificación de la caja toma y medida
- Visualización del medidor electrónico y mediciones
- Prueba de contraste visual (contraste tiempo-potencia en el lado de BT)
- Remplazo de medidor por mantenimiento en circuitos de baja tensión
- Revisión final del conexionado en el medidor
- Registro de acta de instalación o reemplazo del equipo de medida
- Verificación de la instalación y correcto funcionamiento del equipo de medida

2.2.13 Normas de seguridad

Las normas de seguridad establecen un conjunto de procedimientos y requisitos que deben ser cumplidos para garantizar la integridad tanto del personal técnico como de los clientes durante la instalación de los medidores inteligentes. El incumplimiento de estas normas no solo pone en riesgo la seguridad del instalador, sino que también puede generar demoras en la ejecución de los trabajos. Por ello, es fundamental que se respeten los protocolos de seguridad en cada intervención, asegurando un entorno adecuado y reduciendo los riesgos asociados a las tareas de instalación.

- **“GGT-IA-SMAC-003 Instrucción previa en campo” (IPC):** (Anexo 7), guía a los técnicos en la correcta evaluación de los riesgos en el lugar de trabajo. Describe los riesgos, peligros y medidas de control a tomar. Permite al técnico identificar factores de riesgo que puedan poner en riesgo la integridad del personal y así evitar accidentes e incidentes
- **(F02-GU-OPE-001) formato de verificación de herramientas:** (Anexo 8), verifica la condición en la que se encuentran todos los equipos, herramientas y equipos de protección personal (EPP's) asignados a los integrantes de la cuadrilla, así como al vehículo.
- **Formato de verificación de Pinza:** Para las cuadrillas que realizan labores EOS implemento el uso de un formato que verifica la condición de las pinzas amperimétricas en campo (anexo 8).

2.2.14 Herramientas y EPP's

Los Elementos de protección personal y seguridad (EPPS) sirven para la protección del usuario de los peligros como fogonazos sobrecargas y/o corto circuitos. Se visualiza (figura 14) al técnico instalador con sus EPP's, así como también se describe cada uno de ellos.

- guantes de protección dieléctricos para BT de tipo 1.
- camisa contra relámpago de arco mayor o igual a 20 Cal/cm².
- pantalón contra relámpago de arco mayor o igual a 20 Cal/cm².
- protector facial contra relámpago de arco mayor o igual a 20 Cal/cm²

- Epps de complementos: como la correa dieléctrica, botines dieléctricos y los protectores auditivos sea el caso

Figura 14

Técnico intervencionista de medidores multifunción con EPP's.



Nota. Elaboración propia

La figura 15 muestra un listado de las herramientas asignadas al técnico para la realización de su trabajo.

Figura 15

Herramientas usadas por el instalador de medidores inteligentes.

<i>Herramientas dieléctricas</i>	Desarmador estrella y plano con aislamiento
	Perilleros estrella y plano con aislamiento
	Juego de alicates con aislamiento
	Cuchilla asilada de hoja curva larga
	Llave francesa 250 mm con aislamiento
<i>Herramientas de percusión y fuerzas</i>	Comba 4 lb
	Cinzel de punta plana
	Pata de cabra
<i>Herramientas eléctricas</i>	Amoladora inalámbrica
	Pinza voltamperimétrica
<i>Equipos electrónicos</i>	Laptop (con lector óptico)
	Celular corporativo

Nota. Elaboración propia

2.3 Definición de términos básicos

Display: es la pantalla o interfaz visual de un dispositivo electrónico, diseñada para mostrar información de forma gráfica o numérica.

Medidor inteligente: Es un medidor multifunción que registra las lecturas de consumo de los clientes a diferencia de los medidores convencionales estos medidores se conectan a una red centralizada de datos que gestionan en tiempo real (conexión bidireccional) la energía usada por el sistema eléctrico mediante el uso de las redes inteligentes (smart grid).

Modem: Equipo que conecta la tarjeta electrónica de lectura con la red inalámbrica utilizada para la lectura remota del medidor.

Perdidas energéticas: Diferencia registrada por los totalizadores de energía en un sistema eléctrico y la lectura en conjunto de todos los medidores pertenecientes a dicho sistema.

Telemedida: Propiedad de un medidor para conectarse a una red inalámbrica para registrar la lectura de consumo energético sea utilizando un modem u otro tipo de tecnologías para la comunicación remota.

CAPÍTULO III. DESARROLLO DEL TRABAJO PROFESIONAL

3.1 Determinación y análisis del problema

3.1.1 Situación de instalaciones eléctricas de BT en la actualidad

En la concesión total de LDS, existen diversos tipos de medidores multifunción instalados, que operan tanto con sistemas de teledatada como con lecturas manuales. Previamente, LDS estaba instalando medidores inteligentes solo en nuevos suministros y como parte de un mantenimiento correctivo en caso de fallas. Sin embargo, esta práctica no ha permitido una modernización integral del sistema eléctrico actual. La implementación de medidores inteligentes representa un esfuerzo por actualizar el sistema de medición y conectar los medidores a una red inteligente. Esta red debería ser capaz de gestionar en tiempo real el consumo energético, analizar patrones de uso, realizar una estimación precisa de costos y detectar pérdidas de energía en cada subestación (SED). No obstante, la transición hacia estos medidores ha sido desigual, lo que ha generado problemas como la coexistencia de tecnologías obsoletas que dificultan la captura y gestión precisa de la energía eléctrica. Actualmente, LDS está ejecutando planes para actualizar la totalidad de sus medidores multifunción (ver fig. 16). Sin embargo, uno de los principales desafíos sigue siendo la deficiente integración entre los medidores antiguos y la red inteligente.

Debido a los altos costos de mantenimiento y la necesidad de realizar lecturas manuales, este sistema se ha vuelto obsoleto e ineficiente, generando pérdidas tanto económicas como logísticas al dificultar la gestión y cobro preciso del consumo de energía. En contraste, la implementación de un sistema de medición inteligente, aunque inicialmente costosa, ofrece ventajas significativas a largo plazo. Teniendo esta premisa se ha formulado los siguientes problemas:

Problema 1: ¿Cuáles serán los parámetros y procedimientos técnicos para una correcta intervención del suministro y así masificar la teledatada en la zona este de la concesión de Luz del Sur?

Problema 2: ¿Como se realizarán las pruebas de funcionamiento del medidor inteligente y verificación la conexión remota en tiempo real para la masificación de la teled medida en la zona este de la concesión de Luz del Sur?

Problema 3: ¿Cómo se evaluarán los datos recolectados por el medidor inteligente y compararán con el sistema de lectura tradicional para asegurar la correcta lectura y saber su impacto para identificar perdidas energéticas de la red eléctrica?

Figura 16

Tabla de medidores existentes en toda la concesión de Luz del Sur a junio del 2024.

Estadísticas por Modelo de Medidor jun-24						
Marca	Modelo	Total	Con Teled medida	Sin Teled medida	% Avance	% Comunicación
Elster	A1800R	9,086	9,028	58	99.4 %	89.44 %
Elster	A1R(P+)	7,322	2,008	5,314	27.4 %	82.23 %
Elster	A3R	2,771	823	1,948	29.7 %	85.73 %
EMH	LZQJ-XC	2,546	2,546	0	100.0 %	87.30 %
Metcom	MCS301	1,454	1,454	0	100.0 %	78.72 %
ABB	A1R-AL	392	0	392	0.0 %	0.00 %
Iskraemeco	MT880	175	107	68	61.1 %	93.27 %
ION	ION	87	87	0	100.0 %	77.01 %
Itron	Sentinel	50	0	50	0.0 %	0.00 %
Hexing	HXE-310	29	29	0	100.0 %	100.00 %
Itechene	TC31W3	9	9	0	100.0 %	100.00 %
Hexing	HXE-110	5	5	0	100.0 %	100.00 %
Total		23,926	16,096	7,830	67.3 %	87.02 %

Nota. Avance del proyecto de instalación de teled medida en medidores de BT (Luz del Sur, 2024).

- **Impedimentos para la implementación del SMI**

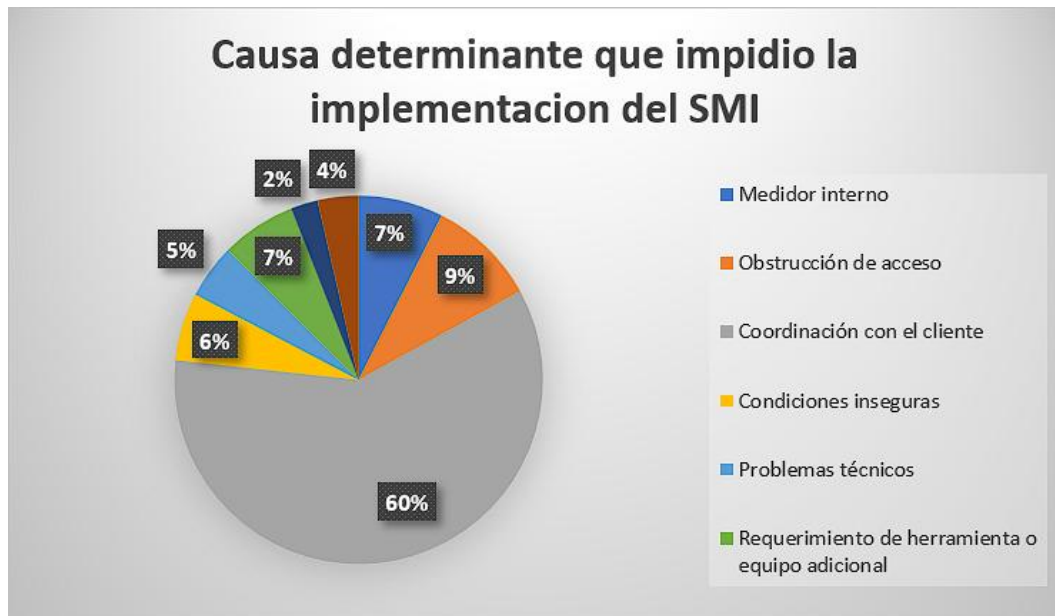
La intervención en el suministro asignado al técnico instalador, previamente coordinada mediante una carta formal (Anexo 1) o correo de notificación (Anexo 2), ha enfrentado varios inconvenientes. En muchos casos, el técnico, al llegar al lugar, se percata de que no existe ningún tipo de aviso previo, lo que dificulta la comunicación efectiva entre el cliente y el instalador, y genera retrasos en el proceso de instalación.

Existen diversas razones por las cuales la instalación del SMI no se puede llevar a cabo. Uno de los principales obstáculos es la negativa del cliente a permitir la intervención en el suministro, lo que provoca retrasos

significativos en las órdenes de trabajo debido a la falta de comunicación o consentimiento. Además, en algunos casos, las condiciones del lugar no cumplen con los estándares de seguridad requeridos para el instalador (anexos 3,4 y 5). Siguiendo los protocolos establecidos, el técnico tiene la opción de suspender la intervención si las condiciones no son seguras. La figura 17 ilustra los diferentes motivos por los cuales los técnicos no han podido completar las instalaciones, detallando tanto los problemas de seguridad como las dificultades de comunicación con los clientes.

Figura 17

Porcentaje de causas que impidieron la instalación del medidor inteligente.



Nota. Elaboración propia

3.2 Modelo de solución propuesto

3.2.1 Intervención de suministro para la implementación del medidor inteligente

a) Asignación del trabajo al técnico

La asignación de un suministro dado se da mediante orden previa por parte de LDS (ver fig. 18), estos datos que proporciona corresponden a datos esenciales del medidor, entre ellos los que son más importantes son:

- Tarifa: Permite saber principalmente si el cliente es de media o baja tensión.
- Modelo de medidor: determinación del software a utilizar
- Constante del medidor: constante importante para la programación del medidor permite identificar la capacidad del reductor de corriente
- Potencia contratada: valor determina también la capacidad de carga que puede soportar, la potencia contratada está directamente relacionada al número de fusibles que tiene el suministro.

Figura 18

Asignación del suministro 1547628 en distrito de Lurigancho Chosica.

← 1547628 🔍	
VER LEYENDA DEL MAPA	
REEMPLAZO_3105_zona este.xlsx	
COORDENADA DE LATITUD	-12.019
COORDENADA DE LONGITUD	-76.914
COORDENADAS	-12.0188185, -76.9140106
NOMBRE	TRAMONTANA TRAVERSO RICARDO
DIRECCION	RAMIRO PRIALE MZ A LT 10B UNIDAD CATASTRAL 12782
DISTRITO	LURIGANCHO-CHOSICA
TARIFA	BT4
DESC. SUCURSAL	Santa Anita
SED	A10959
MEDIDOR	55,059,561
MARCA MEDIDOR	ELS
MODELO MEDIDOR	A1R-L+
RUTA	Huachipa
CONSTANTE MEDIDOR	60
POTENCIA CONECTADA	59

Nota. Elaboración propia

b) Prueba de contraste

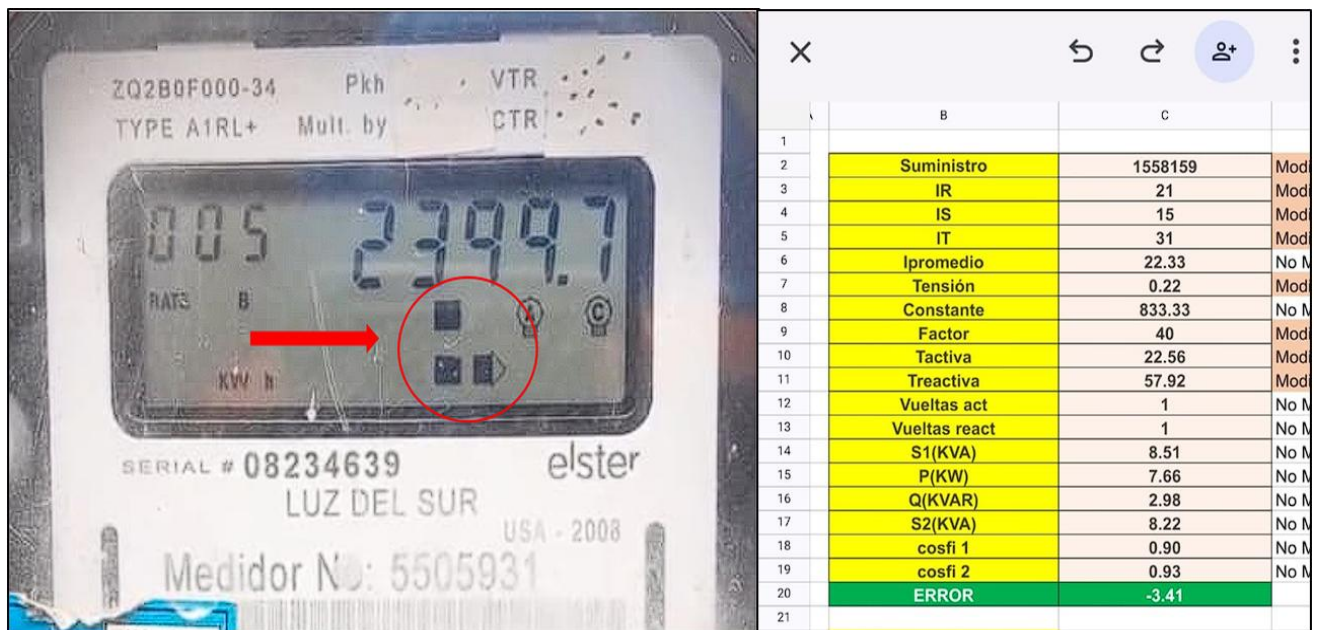
La realización de la prueba de contraste requiere la visualización del display, la identificación de la energía activa y reactiva que lee el medidor multifunción. Esta prueba es esencial para realizar el cambio de medidor, de ser exitosa el medidor puede ser cambiado.

Ahora se detallará los pasos que seguirá el técnico para la realización de la prueba:

1. Visualización de la energía activa y reactiva en el display del medidor (ver fig.19).
 2. Cronometrar los tiempos de duración de los símbolos.
 3. Llenar información en una tabla de Excel usando el smartphone (ver fig. 19).
- ✓ Corrientes en R, S y T
 - ✓ Tensión
 - ✓ Factor de reductor
 - ✓ Tiempo en Activa
 - ✓ Tiempo en Reactiva
4. La prueba finaliza cuando el Excel indica el error porcentual, la figura 19 indica una prueba exitosa.

Figura 19

Visualización del display y prueba de contraste realizada al sum 1558159 en el distrito de Santa Anita.



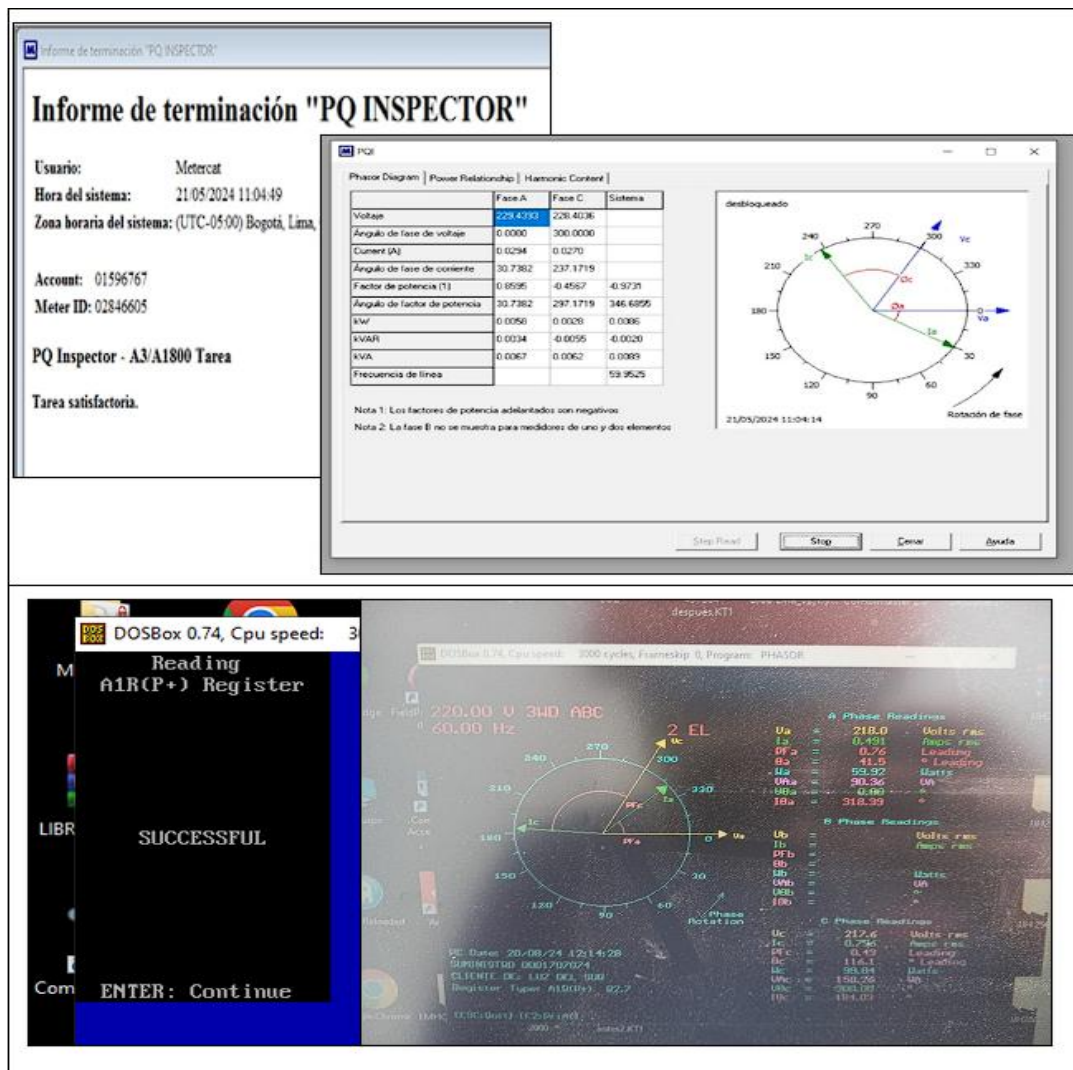
Nota. Foto tomada en campo del medidor junto a la captura de pantalla realizada en ese momento para verificar el error no sobrepase los $\pm 10\%$, elaboración propia.

c) Lectura de medidor

Los principales softwares utilizados son DOS Box 0.74(Alpha) y Meetercat (ver fig. 20). Para establecer la conexión entre el medidor y la laptop se utilizan conectores ópticos como el Unicon o el EMH (Anexo 9), que se conectan al puerto óptico del medidor. La lectura de los medidores multifunción es un paso crítico en nuestra labor, ya que los datos capturados se envían directamente al departamento de cobranzas y control de pérdidas para su correcta facturación.

Figura 20

Capturas de pantalla informe satisfactorio de lectura de medidor y diagrama fasorial correspondiente.



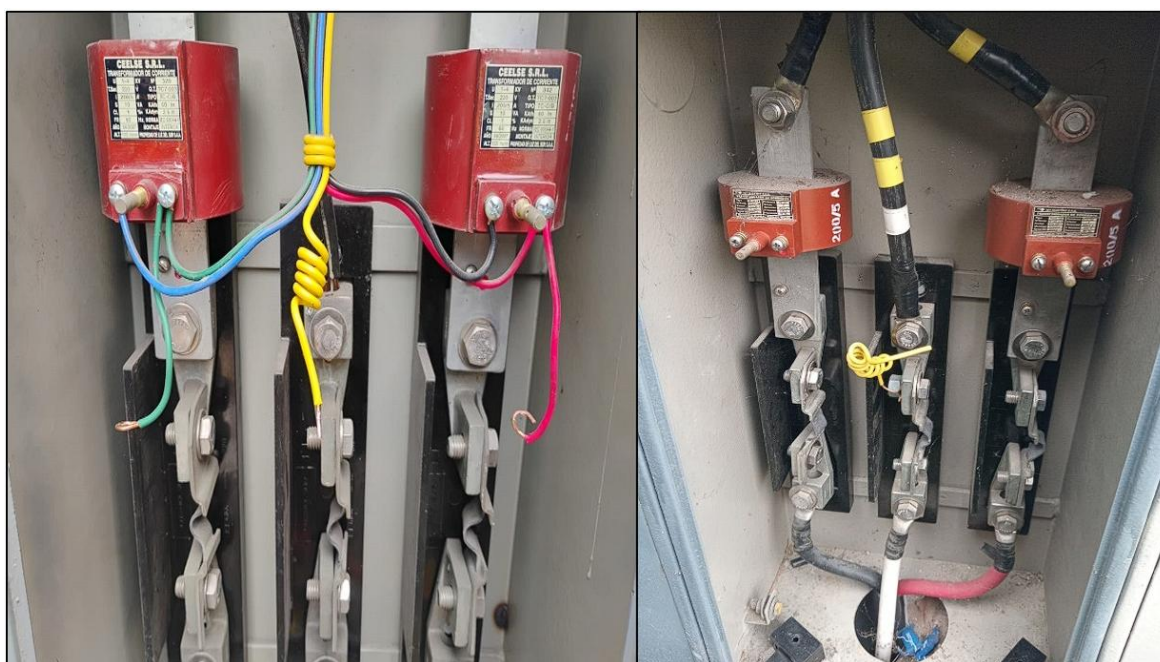
Nota. Lectura en software Meetercat (extensión PQ INSPECTOR) y software DOSBox 0.74, elaboración propia

d) Desenergizado de medidor

Desenergizar el medidor es un paso obligatorio antes de proceder con su cambio, toda manipulación del medidor se tiene que hacer con el medidor desenergizado por cuestiones de seguridad. La figura 21 muestra los pasos para el desenergizado y retiro de cables del circuito primario.

Figura 21

Desenergizado de medidor multifunción de 5 cables en circuito primario caja toma F1.



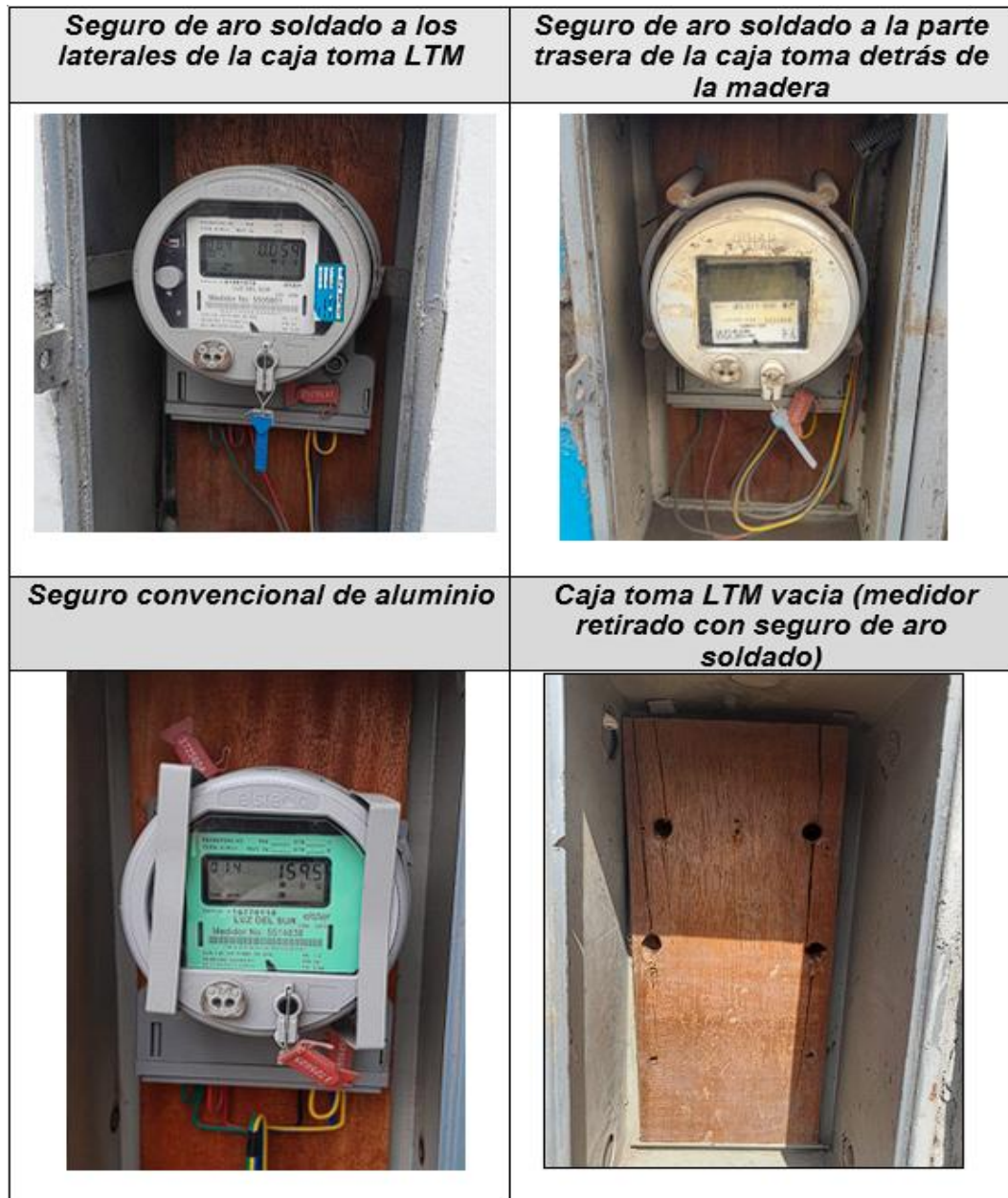
Nota. Del lado izquierdo se muestra el primer paso que es el desenergizado del medidor desconectando las 3 fases, por ultimo se retiran los cables antiguos (imagen de la derecha), elaboración propia.

e) Retiro del medidor

El medidor es retirado mediante el uso de herramientas de impacto, fuerza y palanca así también por herramientas eléctricas como lo es la amoladora siguiendo los procedimientos para el uso de herramientas eléctricas para este último. Se muestran los diferentes tipos de seguros instalados en la caja toma, así como la caja con el medidor retirado en la figura 22.

Figura 22

Seguros metálicos instalados en la concesión de LDS.



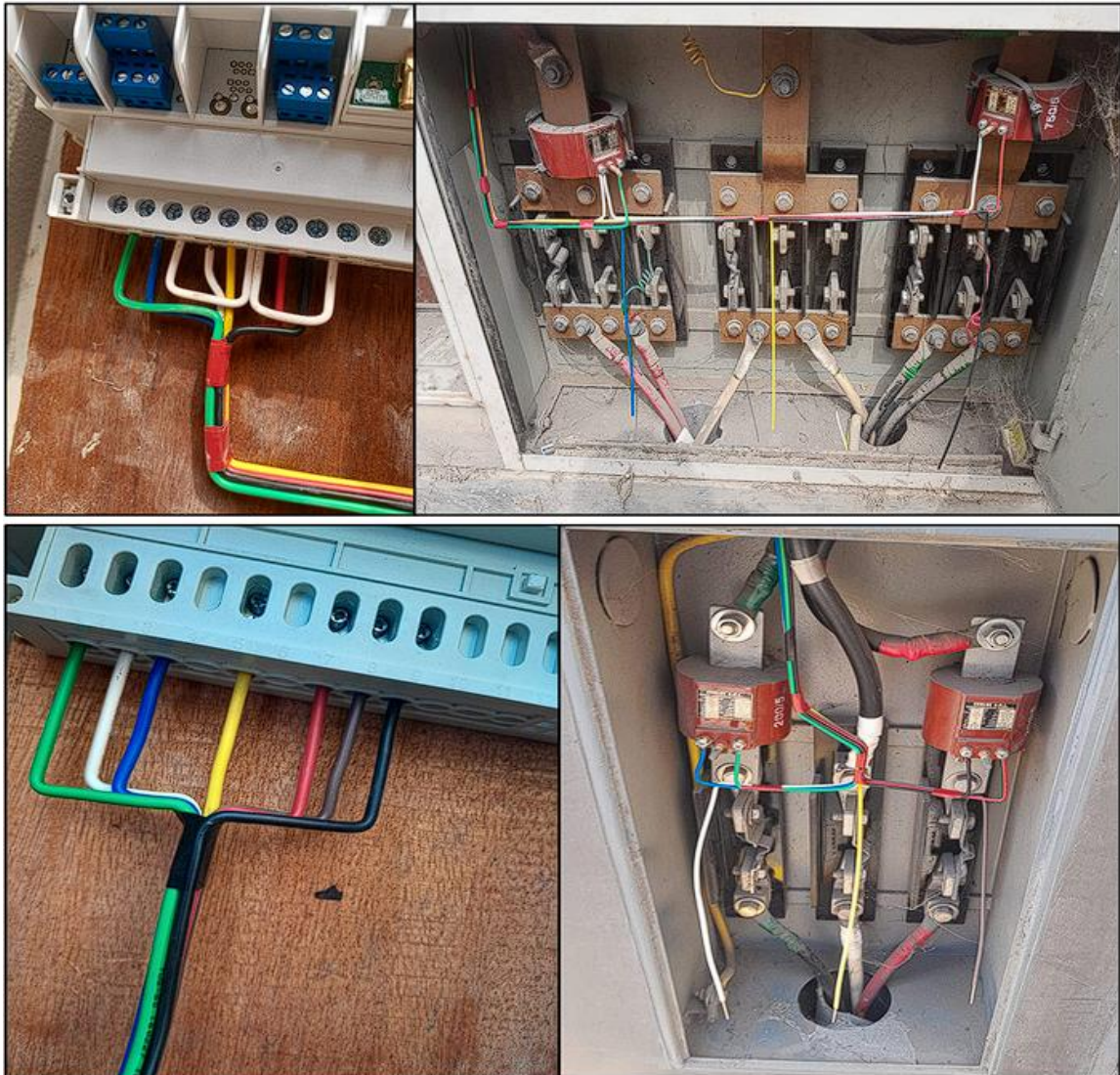
Nota. Fotos tomadas en campo, elaboración propia.

f) Instalación del nuevo medidor

Se realiza la instalación del medidor, conexas correspondiente y se verifica el conexas visualmente. Antes de energizar se envían las fotos (ver fig. 23) al técnico encargado en LDS el cual corrobora nuestro trabajo y se procede a energizar. Una mala conexión puede provocar una lectura errónea o peor un corto circuito al colocar incorrectamente la conexión en las borneras del medidor.

Figura 23

Fotos de conexionado de medidores inteligentes.



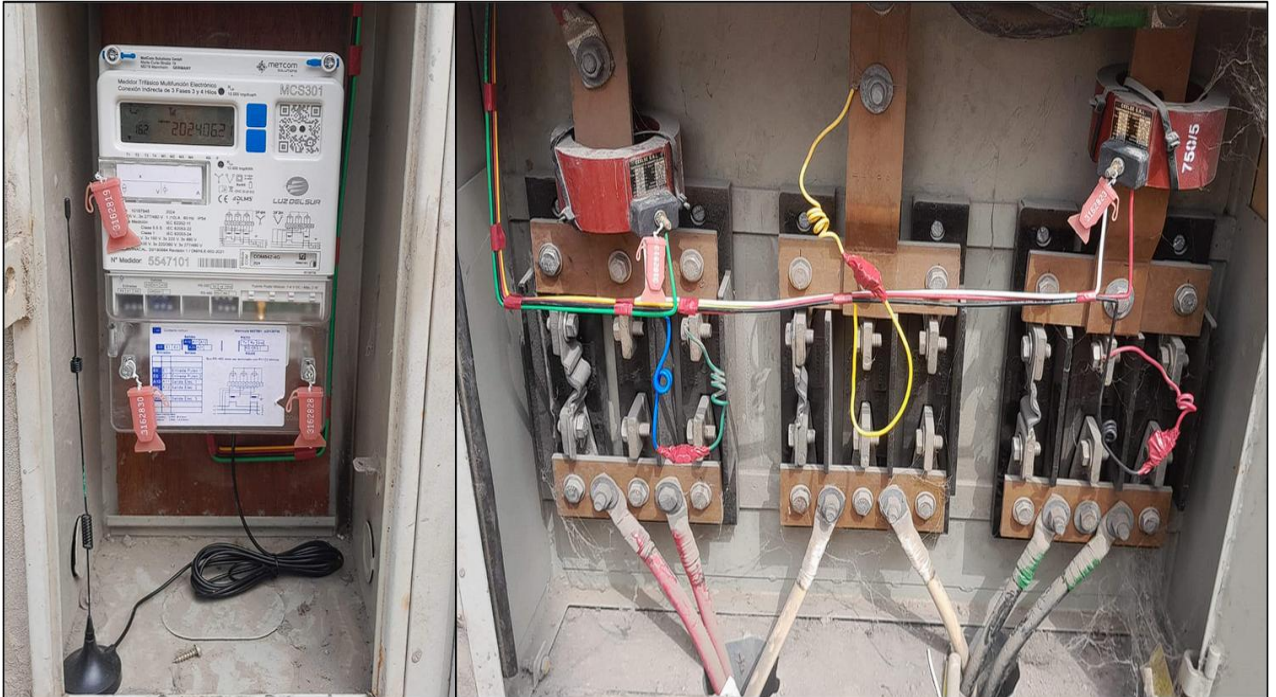
Nota. Fotos enviadas para la confirmación del trabajo, en la parte superior son fotos de un medidor Metcom en un primario tipo F3 y abajo un medidor iTechene en un primario tipo F1, elaboración propia.

g) Energizado de medidor y presentación final

Una vez realizada la confirmación del trabajo y realizado la verificación visual se procede a energizar el medidor, la colocación de precintos de seguridad y la presentación final del medidor, así como se visualiza en las figuras 24 y 25. Los medidores estarían terminando la parte de instalación y están listos para ser programados.

Figura 24

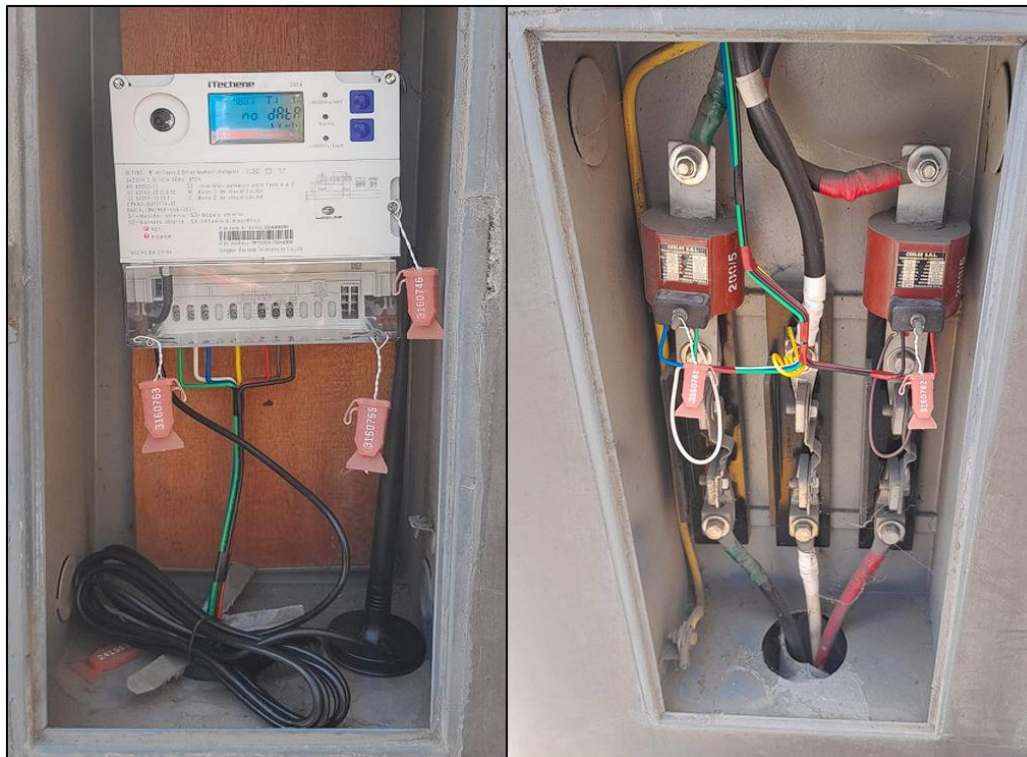
Presentación final medidor METCOM y circuito primario caja toma F3.



Nota. Fotos tomadas en campo, elaboración propia

Figura 25

Presentación final de medidor iTechene circuito primario caja toma F1.



Nota. Fotos tomadas en campo, elaboración propia

h) Programación

Para la realización de la programación se utilizan los programas correspondientes por medidor, con ello también mencionamos algunas indicaciones de los fabricantes y también pautas técnicas para realizar una correcta programación:

- Verificar el correcto funcionamiento del medidor visualizando el display, si el medidor es defectuoso no se programará y se procederá al cambio de medidor.
- No desconectar el dispositivo del puerto óptico mientras se realiza el proceso de programación, esto podría ocasionar errores de programación, archivos corruptos y fallas en la obtención de datos por lectura remota.
- No exponer el medidor al sol directo, evitar la entrada del sol a la caja toma LTM al realizar la programación la exposición del puerto óptico ocasiona errores en la comunicación entre el dispositivo y el ordenador, preferible taparlo con la tapa de la caja toma o con algún otro objeto que cubra al medidor.

i) Realización de Acta de instalación y formatos adicionales

Una vez realizado la instalación del medidor y limpieza del área se realiza la documentación correspondiente al proceso de cambio de medidor, en los anexos 16, 17, 18 y 19 se muestran las documentaciones realizadas:

- Acta de instalación
- Aviso de revisión y/o remplazó de equipo de medida
- Protocolo de verificación metrológica
- Diagrama de conexionado

3.2.2 Determinación de parámetros técnicos y mejoras para una correcta intervención del suministro

a) Problemas técnicos encontrados en el remplazo de medidores inteligentes

En cualquier actividad laboral, es natural que surjan riesgos, ya sea debido a factores ambientales, condiciones inherentes a la tarea o posibles errores humanos. En la figura 26 se muestra los incidentes ocurridos hasta ahora a las cuadrillas instaladoras de medidores inteligentes.

Figura 26

Cantidad de incidentes relacionadas a los pasos a seguir en el cambio de medidor.



Nota. Conteo de número de incidentes en campo, elaboración propia

Estos incidentes no comprometieron la integridad física de los técnicos sin embargo esto precisa una investigación correspondiente de parte de TECSUR de las causas de estos incidentes y evitar que vuelva a ocurrir. A continuación, se describirán los problemas relacionados a estos incidentes.

- **Desconexión de reductores de corriente**

El reductor de corriente es el principal elemento de comunicación entre el circuito primario y secundario. En la figura 27 se muestra un reductor de corriente y placa de especificaciones.

Figura 27

Vista frontal de reductor de corriente de Constante 40.



Nota. Elaboración propia

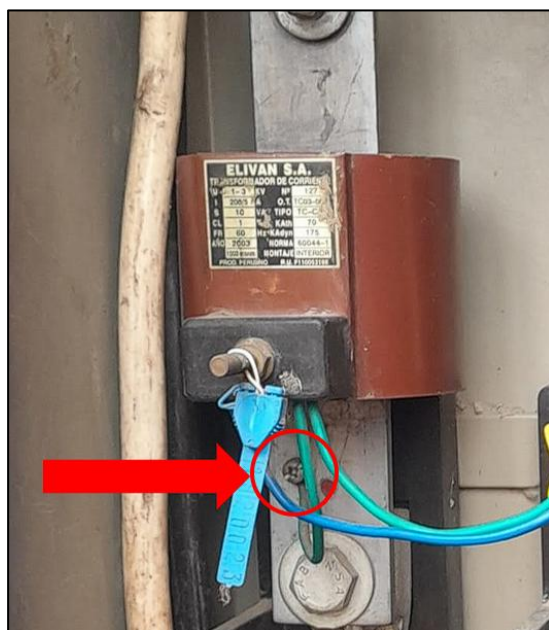
Sucede y pasa que estos elementos son muy delicados al precipitarse corrientes altas en el primario, y durante el proceso de remplazo estos son desconectados para su reconexión posterior. En el anexo 12 se muestra lo que sucedió con un reductor de corriente que permaneció demasiado tiempo desconectado y la carga alta y la variación de esta hizo que se quemara. Esto llevo a un corte de energía fortuito y a una intervención del técnico de emergencias correspondiente.

- **Energizados de medidor multifunción en elementos de sujeción**

Los medidores multifunción encontrados en campo se energizan con un cable de tensión conectado a la platina del reductor de corrientes y/o a algún perno instalado en las platinas de cobre del circuito primario como se muestra en la figura 28 y algunos detalles en el anexo 10.

Figura 28

Vista del tornillo de sujeción para la tensión del medidor.



Nota. Elaboración propia

Lo ocurrido fue que en el caso de des energizado se requería sacar la totalidad del cable el incidente paso al querer desajustar un perno que estaba comprometido directamente a la sujeción ente las platinas y el fusible se desajusto provocando un falso contacto por ende una sobrecarga en el suministro (ver anexo 11).

- **Herramientas no especificadas en el procedimiento técnico**

A diferencia de los demás apartados este no fue un incidente sin embargo se consideró como equipos críticos estas herramientas y que no estén especificadas su uso pleno en el procedimiento de remplazo implican un riesgo. Las Herramientas que son referenciadas en este apartado son:

- ✓ Comba de 4 lb
- ✓ Cincel de punta plana
- ✓ Pata de cabra 35cm
- ✓ Llave francesa de 25cm

Teniendo en cuenta sus características estas herramientas no cuentan con ningún tipo de protección dieléctrica capaz de garantizar la seguridad del técnico al realizar el cambio de medidor. Sin embargo, es posible adaptar estas herramientas para uso en entornos eléctricos aplicando un recubrimiento aislante adecuado. Este proceso debe realizarse siguiendo estrictos estándares de seguridad y asegurando que la herramienta cumpla con las normativas pertinentes para garantizar la protección del usuario.

- **Energizado y conexión de medidor inteligente**

Los errores en esta fase de la instalación son críticos para la integridad del medidor. Estos errores son provocados netamente por error humano ya sea por distracción o por apuro. El conexionado erróneo ha provocado la avería de 3 medidores inteligentes (ver fig. 29) y 3 conexiones erróneas provocaron la facturación errónea en 3 medidores (ver fig. 30).

Figura 29

Conexión errónea del reductor T y bornera del medidor (peligrosas).



Nota. Elaboración propia.

Figura 30

Conexión inversa en reductores R y T.



Nota. Foto tomada en campo, elaboración propia

- **Programación errónea de medidor inteligente**

La programación del medidor, aunque sea de los incidentes menos críticos para la seguridad del técnico es esencial para la facturación, es por eso que LDS hace énfasis en que los medidores estén bien programados. Una mala programación (ver fig. 31) significa una lectura errónea en los valores de lectura y un envío de información errónea provocaría una serie de reclamos que se tienen que atender.

Figura 31

Errores de programación de los números de suministros.

Comercial No.	Coded Address
1121583	01121583
882840	28882840
525854	5625854
1804943	184943
765816	765810
1577069	0'1577069

Nota. Cuadro extraído del informe realizado por el área de cobranzas de LDS a las empresas contratistas.

b) Implementación de parámetros y mejoras en el proceso de remplazo de medidores multifunción inteligentes

• Implementación de herramientas manuales de percusión sujeción y palanca

Estas herramientas y su uso tienen que estar normados y estipulados en el procedimiento ya que la utilización de una herramienta que no fue analizada provocaría en un futuro comprometer la seguridad del técnico instalador, su uso fue estudiado en campo determinando en que situaciones de pueden utilizar. Se sugiere que para la inclusión de estas herramientas se tendría que cumplir esta serie de pautas, estos pasos están abiertos a una serie de mejoras por parte de la empresa.

1. El aislamiento de pata de cabra es esencial para su uso en la zona de fuego ya que tener una herramienta no aislada se considera crítico para la actividad eléctrica.
2. Implementación de la llave francesa en el procedimiento de cambio de medidor, esta herramienta ya cuenta con una protección dieléctrica sin embargo no está estipulada en el procedimiento para el cambio, la utilización de esta herramienta es esencial para el fácil retiro del medidor.
3. Estas herramientas solo se utilizarán únicamente para su función principal en la caja LTM circuito secundario para el retiro del medidor.
4. Queda prohibida la utilización de estas herramientas en el circuito primario ya que para la realización de la tarea de cambio de medidor

• Implementación de la utilización de borneras de empalme

Ya se mostró en el anexo 20 imágenes de lo que fue un incidente al desenergizar la fase S (cable amarillo). Es por eso que hacer un énfasis al por ningún motivo tocar un perno que involucre la sujeción o esté en contacto directo con la platina. Como alternativa se propuso al departamento en LDS el uso de

un conector tipo bornera como se muestra en la figura 32 que permita una facilidad de maniobrabilidad al conectar la tensión al medidor inteligente así evitar desajustar algún perno que pueda comprometer la seguridad del técnico.

Figura 32

Conectores tipo bornera a utilizar.



Nota. Elaboración propia

- **Normalización de puente de cobre de seguridad y el uso de pinzas cocodrilo**

Actualmente los técnicos no utilizan ningún tipo de protección de los reductores de corrientes. Sin embargo, como método provisional se utiliza un pedazo de cable y se cortocircuita el reductor mientras se realiza el cambio de medidor (ver fig. 33). Sin embargo, a pesar de ser una práctica para proteger al reductor esta no deja de ser una acción no normada en el procedimiento, es por eso que se propone la normalización del procedimiento de cortocircuito de las corrientes en las borneras del reductor mediante el uso de pinzas tipo cocodrilo (ver fig. 33). Esta propuesta está apoyada por el mismo procedimiento, ya que este indica que para cambios de medidor en media tensión el cortocircuito de las corrientes con conectores banana vistos en el anexo 12 es obligatorio al realizar el cambio de medidor.

Figura 33

Reductores R y T cortocircuitados, pinza de medición tipo "caimán"



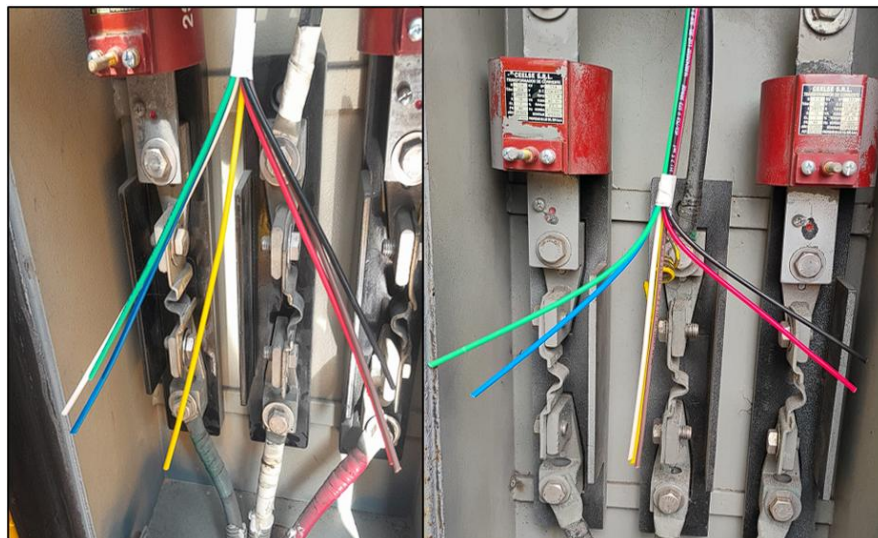
Nota. Foto del cortocircuitado de reductores tomada en campo, imagen referencia de pinza extraída del portal DisMaK (2019).

- **Proceso para la realización del conexionado de los cables de colores.**

“Separación de corrientes y tensiones”, aunque parezca un paso simple la separación de las corrientes y las fases pueden mostrar una disminución en los errores de conexionado que se podrían encontrar en campo (ver fig. 34).

Figura 34

Separación de cables de colores en campo.



Nota. Elaboración propia

3.2.3 Verificación del correcto funcionamiento y conectividad de medidores con la red inalámbrica

a) Verificación visual del display en el medidor y fasorial correspondiente

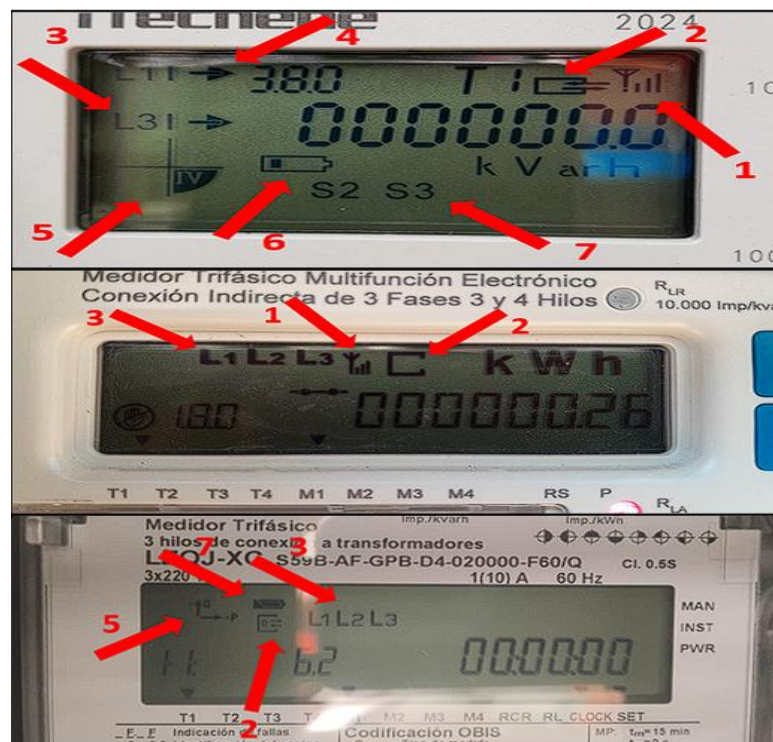
Una vez instalado el medidor se realiza las pruebas de funcionamiento correspondiente. Esta implica primero la visualización correcta del display que indica si el medidor funciona correctamente y también muestra caracteres como conectividad y parámetros del circuito primario.

- **Caracteres visibles en el display en la imagen**

Verificar estos parámetros para asegurar el correcto funcionamiento del medidor. En los diferentes medidores descritos estos parámetros se muestran en el display (ver fig.35) a excepción del medidor EMH donde el signo de intensidad de señal se muestra como leds en el mismo modem (ver anexo 13). La tabla 2 describe los diferentes tipos de errores relacionados a la inspección visual y también se indica la acción a tomar.

Figura 35

Display en medidores iTechene, METCOM y EMH.



Nota. Fotos tomadas en campo, elaboración propia

Tabla 3*Descripción de Errores encontrados relacionados y acciones a tomar.*

N°	INDICADOR	ERROR VISUALIZADO	TAREA A REALIZAR
1	Signo de intensidad de señal	Señal baja	Tratar de acomodar la antena en un lugar donde tenga buena señal dentro de la caja toma y como último recurso afuera de esta, de no ser posible mejorar la señal se reportar para la instalación de una antena de externa (domo).
		Ausencia de señal o parpadeo del signo	Este indicador se puede deber a la falla en el chip o falla en el modem de comunicación (se remplazan), muy raras veces es el medidor el que no se puede comunicar con el modem.
2	Signo de comunicación	No poder establecer comunicación con el medidor	La ausencia de este símbolo al intentarse comunicar con el medidor sea por lector óptico o por conexión remota. se reinicia el medidor desconectando y volviendo a conectar la alimentación de las fases. Si no se establece comunicación se cambia el medidor
3	Indicador de fase y voltaje	Ausencia de los indicadores	Indica la ausencia de alimentación, se procede a verificar las conexiones en el primario y las borneras medir tensión. Si no hay ningún problema en la alimentación indica que el medidor falla al detectar las tensiones y se cambia de medidor.
4	Indicador de sentido de la energía	Fechas de indicadores de sentido hacia la izquierda	Indican inversión de giro en las corrientes del primario, se sugiere revisar el sentido del conexionado en los reductores de las fases. También se puede deber a la carga interna del mismo suministro, se requiere calcular manualmente el cosfi y potencias. Caso contrario el sentido de la energía indique algo erróneo se procede a hacer el cambio por otro medidor.
5	Indicador de dirección de potencia	Dirección de Potencia en el segundo o tercer cuadrante.	El indicador de la dirección de la potencia en el segundo y tercer cuadrante también es una señal de inversión de giro, evaluar en el circuito primario si es que es o no caso contrario reportarlo como falla del medidor para cambiarlo
6	Indicador de evento	Evento ocurrido	El indicador de evento se revisa en el manual de cada medidor resolver las indicaciones señaladas y así evitar futuros problemas con el medidor
7	Indicador de batería	Indicador parpadea	Abrir el medidor y verificar si está conectado o no la batería, si no está conectada se conecta. Si no se soluciona se procede a cambiar de batería. Si el problema persiste se reportar para su cambio, posiblemente el medidor no detecta la batería.

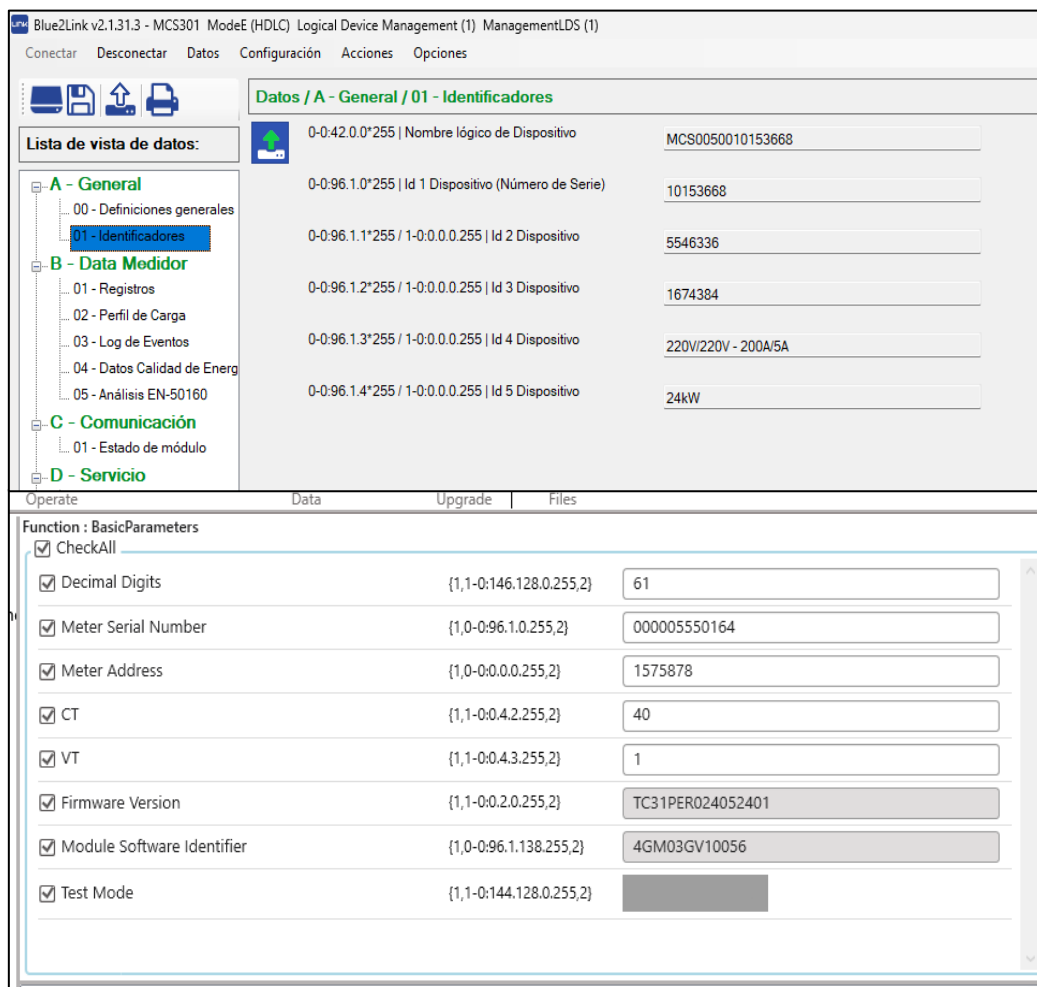
Nota. Elaboración propia.

- **Programación y Verificación del diagrama fasorial**

La programación y verificación del diagrama (ver fig. 37) es mediante la conectividad del medidor y el ordenador usando el puerto óptico. Es muy importante saber que estos parámetros son usados para la identificación y facturación del suministro un error en el número de suministro y/o en la constante del reductor puede afectar significativamente en el cobro de este. La programación de los medidores es diferente para cada medidor sin embargo se puede enfatizar los parámetros que tienen que ser grabados en los medidores (ver fig. 36):

Figura 36

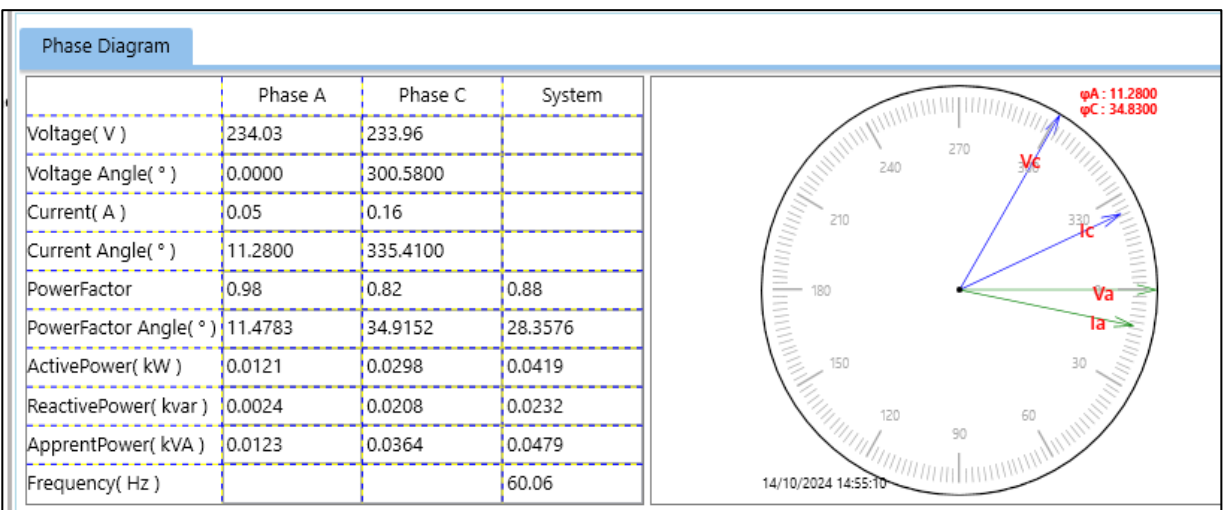
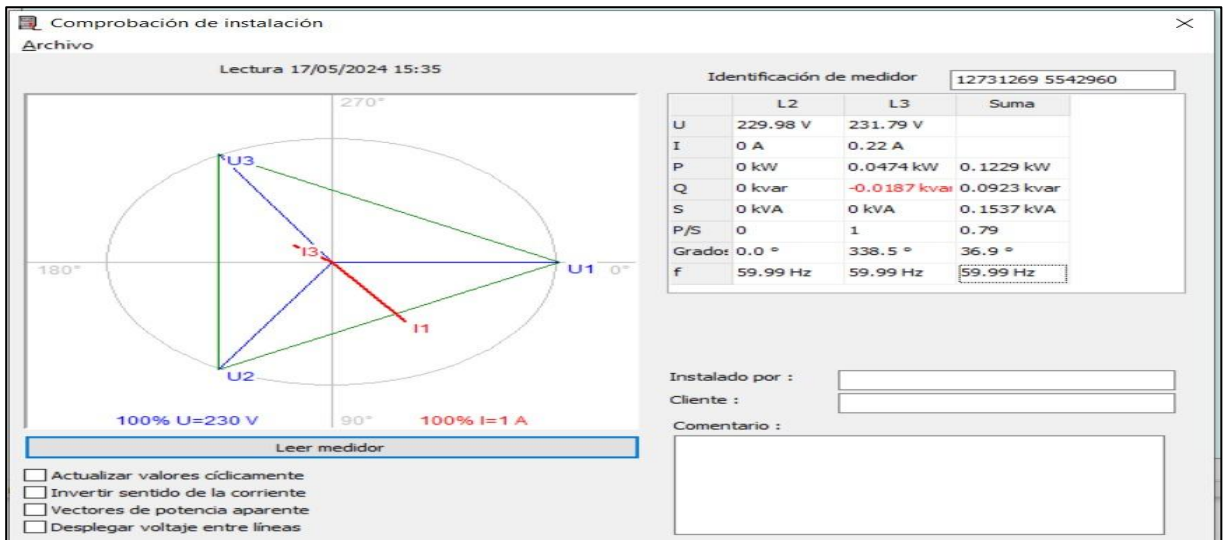
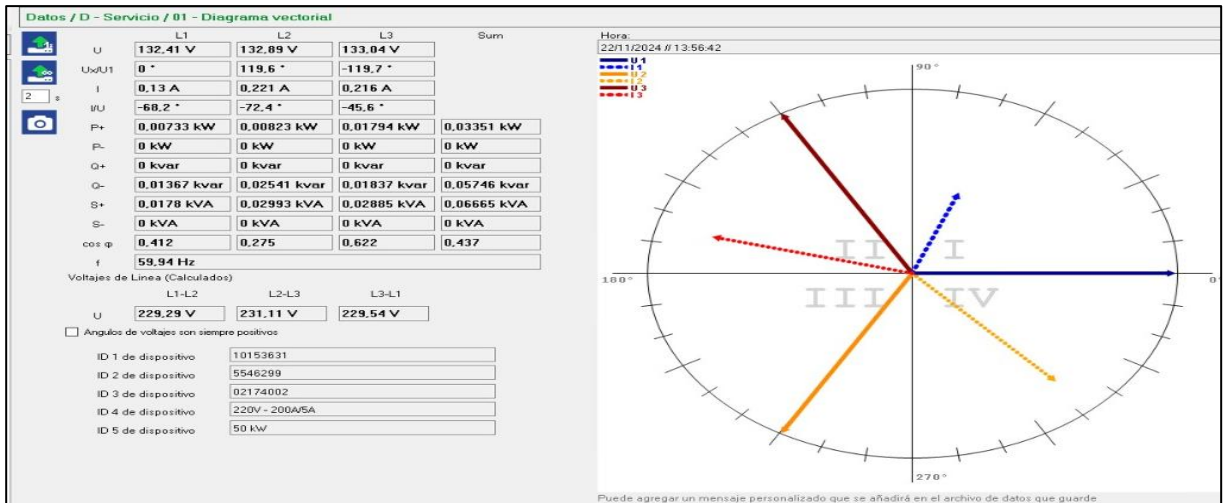
Programación de parámetros básicos identificadores en medidores Metcom e iTechene.



Nota. Uso del programa Blue2link y MeterTalk para programación de los medidores, se ingresan datos como N° de suministro constante de transformación potencia contratada y actualización de fecha y hora, elaboración propia

Figura 37

Diagrama fasorial de medidor iTechene, Metcom y EMH.



Nota. Uso de los softwares Blue2link, MeterTalk y EMH-COMBI-MASTER-2000 para visualizar parámetros eléctricos del medidor, elaboración propia

b) Configuración de chip y prueba de telemedida

Se ingresa primero el Access Point Name (APN) para la conectividad del medidor con la red inalámbrica, se utilizó las redes inalámbricas de Entel y Claro.

- ✓ ldstelemedida.pe para chips Entel
- ✓ luzdelsur.claro.pe para chips Claro

En la figura 38 se puede observar el apartado de programación de estos parámetros para medidores iTechene y Metcom. cabe resaltar que para medidores EMH la programación de APN e IP se realiza al mismo modem mediante un programa aparte llamado MK9 (se muestra en el anexo 15).

Figura 38

Configuración de APN en medidores Metcom e iTechene.

The image shows two screenshots of the Blue2Link v2.131.3 - MCS301 ModeE (HDLC) Logical Device Management (1) ManagementLDS (1) software interface.

The left screenshot displays the 'Configuración / C - Comunicación / 02 - Módulos' window. The 'Lista de configuración' on the left shows a tree view with 'C - Comunicación' expanded to '02 - Módulos'. The main area shows the 'Ajustes generales' for 'COM200-COM842' (COM300 (Ethernet)). The 'Configuración de APN' section is active, with the APN field set to 'luzdelsur.claro.pe'. Other fields include 'Nombre de usuario' and 'Contraseña'. A log window at the bottom shows successful configuration messages.

The right screenshot displays the 'Datos / C - Comunicación / 01 - Estado de módulo' window. The 'Lista de vista de datos' on the left shows a tree view with 'C - Comunicación' expanded to '01 - Estado de módulo'. The main area shows the 'Estado de módulo' for a 'Módulo Celular' (Type: COM200 non-iso, Version FW: 2.8). Key data points include: Dirección IP: 10.37.169.85; Operador: HazloRealidad Claro; Registro: Registrado en red local; Paquetes conmutados: LTE; Info del Celular: ID-Celular 192933481, Intensidad de señal (RSSI) -73 dBm, Calidad de la señal (RSRQ) <= -3 dB; Código de país: 716; Código de red: 10; Número de canal: 675; Info Celular (Adyacente): ID-Celular, Calidad de la señal (RSSI); WDSservice persistente; IMEI: 863427044947029; Lectura: jueves, 21 de noviembre de 2024 11:22:17.

The bottom screenshot shows the 'Function : GPRS' configuration window. It has a 'CheckAll' checkbox checked. The 'Demanda' section contains three rows of configuration:

Function	IP Address	Value
Primary APN(Client)	{45,0-1:25.4.0.255,2}	ldstelemedida.pe
Server Primary TCP-UDP Port(Client)	{41,0-1:25.0.0.255,2}	7418
Server Primary Server IP Address(Client)	{42,0-1:25.1.0.255,3}	10.105.17.128

Nota. Uso del software Blue2link y Metertalk para visualizar y programar parámetros de red del medidor, elaboración propia.

Finalmente se procede a realizar la prueba de telemedida la cual es realizada por el operador de conectividad de LDS y el técnico instalador, otorgando los datos del chip e IP de la operadora de red. El software utilizado en medidores EMH y Metcom es el mismo a diferencia los medidores iTechene son leídos mediante un servidor del mismo fabricante (anexo 14).

3.2.4 Análisis de datos recolectados por los medidores inteligentes

a) Lecturas obtenidas por el medidor inteligente

A continuación, se realizó la evaluación estadística de las lecturas a los periodos siguientes de la instalación, como se sabe estos medidores recolectan datos en tiempo real de parámetros como demanda de potencia, energía total consumida, energía reactiva total todo esto dentro y fuera de horas punta. Los datos recolectados por los medidores inteligentes son reservados por la empresa concesionaria y el cliente sin embargo se mostrará el cómo se extraen los datos de los medidores al ser leídos por telemedida, esto consta de 4 archivos:

- **Valor de lecturas a facturar (T1)**

Apartado que nos indica las 14 lecturas y sus valores para la facturación del suministro (ver fig. 39).

- **Perfil de carga energía total (P1)**

Apartado que nos indica la el valor de la energía activa y reactiva en un margen de 15 minutos comenzando desde el min 00:00 horas hasta las 00:15 y así sucesivamente hasta finalizar el día (ver fig. 40).

- **Perfil de carga demanda de potencia (P2)**

Apartado que nos indica la el valor de los voltajes corrientes máximos y mínimos junto al valor del factor de potencia en esos instantes obtenidos en un margen de 15 minutos (tal y como se explicó en el perfil anterior) (ver fig. 41).

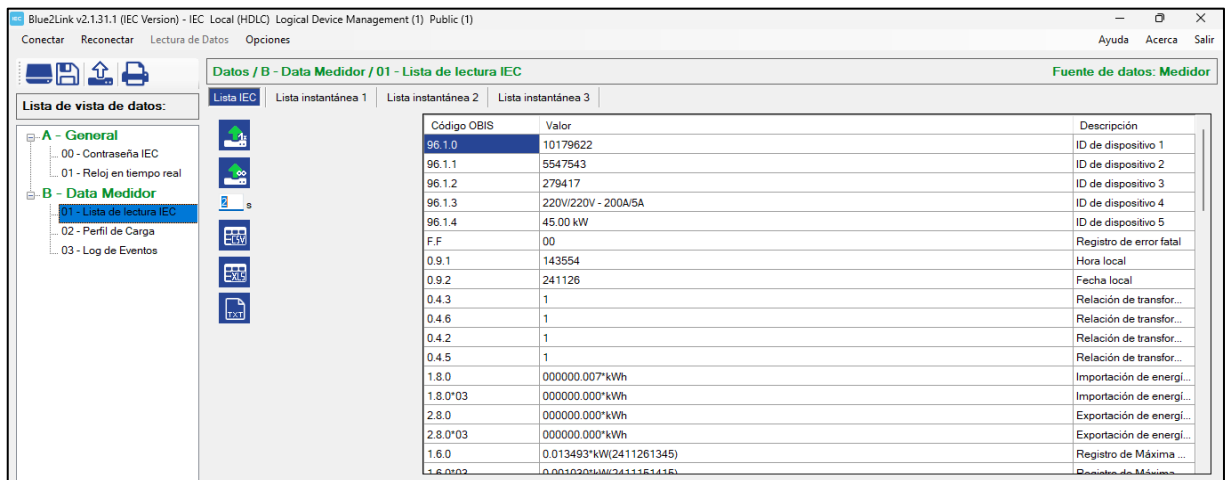
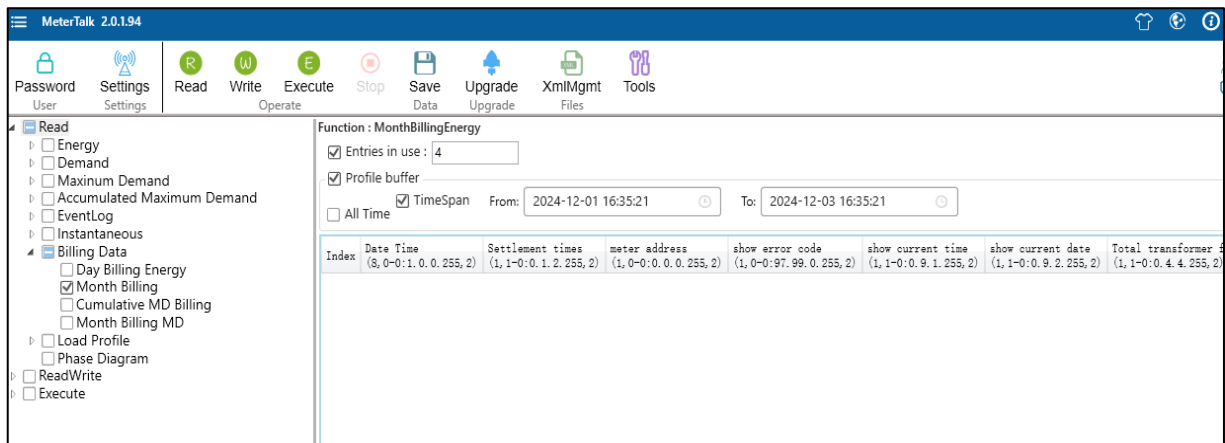
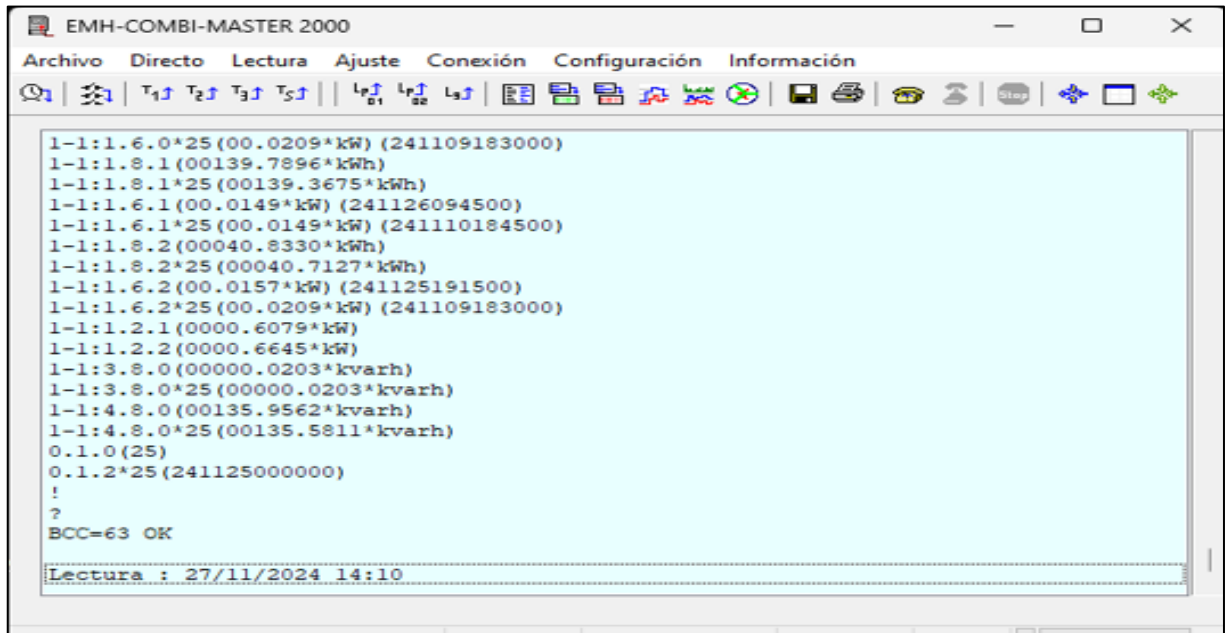
- **Log de eventos (TS)**

Apartado que nos indica los eventos suscitados en el último mes relacionados con el medidor y los valores obtenidos de este del circuito primario (ver fig. 42) por ejemplo:

- ✓ Apagado y encendido
- ✓ Medidor abierto (bornera y/o tapa de modem)
- ✓ Ausencia y/o remplazo de batería
- ✓ Intentos de fraude
- ✓ Cambio de contraseña
- ✓ Relojes no validos
- ✓ Error en sistema de medición
- ✓ Error relacionado a Ram y/o memoria
- ✓ Instalación de nuevos puertos de comunicación (BUS)
- ✓ Reversión y/o secuencia incorrecta de fases
- ✓ Valores de ausencia de corriente en R S o T
- ✓ Valores de ausencia de Voltaje en R S o T
- ✓ Anomalía en voltajes en R, S o T
- ✓ Línea abierta en reductores R, S o T

Figura 39

Visualización de lecturas en medidores EMH, iTechene y Metcom.



Nota. Uso del software EMH-COMBY-MASTER-2000, MeterTalk y Blue2link para visualizar la lectura y datos energéticos del medidor (archivo T1), elaboración propia.

Figura 40

Visualización de lecturas perfil de energía en medidores EMH, iTechene y Metcom.

EMH-COMBI-MASTER 2000

Archivo Directo Lectura Ajuste Conexión Configuración Información

Fecha	Inicio	Fin	1-1:1.29 kWh	1-1:2.29 kWh	1-1:5.29 kvarh	1-1:6.29 kvarh	1-1:...
24/10/2024	00:00	00:15	0.00132	0.0	0.0	0.0	0.00241 0000 0000
24/10/2024	00:15	00:30	0.00141	0.0	0.0	0.0	0.00239 0000 0000
24/10/2024	00:30	00:45	0.00137	0.0	0.0	0.0	0.00249 0000 0000
24/10/2024	00:45	01:00	0.00132	0.0	0.0	0.0	0.00248 0000 0000
24/10/2024	01:00	01:15	0.00137	0.0	0.0	0.0	0.00242 0000 0000
24/10/2024	01:15	01:30	0.00123	0.0	0.0	0.0	0.00248 0000 0000
24/10/2024	01:30	01:45	0.00139	0.0	0.0	0.0	0.00225 0000 0000
24/10/2024	01:45	02:00	0.00144	0.0	0.0	0.0	0.00204 0000 0000
24/10/2024	02:00	02:15	0.0014	0.0	0.0	0.0	0.00206 0000 0000
24/10/2024	02:15	02:30	0.00135	0.0	0.0	0.0	0.00222 0000 0000
24/10/2024	02:30	02:45	0.00132	0.0	0.0	0.0	0.00222 0000 0000
24/10/2024	02:45	03:00	0.00132	0.0	0.0	0.0	0.00229 0000 0000
24/10/2024	03:00	03:15	0.00121	0.0	0.0	0.0	0.00238 0000 0000
24/10/2024	03:15	03:30	0.00126	0.0	0.0	0.0	0.00225 0000 0000
24/10/2024	03:30	03:45	0.00127	0.0	0.0	0.0	0.00225 0000 0000
24/10/2024	03:45	04:00	0.00136	0.0	0.0	0.0	0.00222 0000 0000
24/10/2024	04:00	04:15	0.00143	0.0	0.0	0.0	0.00224 0000 0000
24/10/2024	04:15	04:30	0.00124	0.0	0.0	0.0	0.00242 0000 0000
24/10/2024	04:30	04:45	0.00118	0.0	0.0	0.0	0.00245 0000 0000
24/10/2024	04:45	05:00	0.0013	0.0	0.0	0.0	0.00231 0000 0000
24/10/2024	05:00	05:15	0.00136	0.0	0.0	0.0	0.00195 0000 0000

MeterTalk 2.0.194

Password Settings Read Write Operate Stop Save Upgrade XmlMgmt Tools

Function: LoadProfileA

Entries in use: 927

Profile buffer

TimeSpan From: 2024-12-01 16:37:25 To: 2024-12-03 16:37:25

All Time

Index	Date Time	Status	Imp Wh Total	Exp Wh Total	Q1 Reactive Energy	Q2 Reactive Energy	Q3 Reac
1	2024-06-03 04:30:00	80 (PDN)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	2024-06-03 04:45:00	00 (Normal)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	2024-06-03 05:00:00	00 (Normal)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4	2024-06-03 05:15:00	00 (Normal)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5	2024-06-03 05:30:00	00 (Normal)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6	2024-06-03 05:45:00	00 (Normal)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
7	2024-06-03 06:00:00	00 (Normal)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8	2024-06-03 06:15:00	00 (Normal)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9	2024-06-03 06:30:00	00 (Normal)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10	2024-06-03 06:45:00	00 (Normal)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
11	2024-06-03 07:00:00	00 (Normal)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
12	2024-06-03 07:15:00	00 (Normal)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
13	2024-06-03 07:30:00	80 (PDN)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
14	2024-06-03 07:45:00	80 (PDN)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

24-12-03 16:40:12:365 COM205 Send: 7E A0 07 03 03 53 80 D7 7E

Blue2Link v2.1.31.1 (IEC Version) - IEC Local (HDLC) Logical Device Management (1) Public (1)

Conectar Reconectar Lectura de Datos Opciones

Datos / B - Data Medidor / 02 - Perfil de Carga

Lista de vista de datos:

General

B - Data Medidor

02 - Perfil de Carga

Seleccionar datos a leer

Lectura Total

Lectura Parcial por Rango de Tiempo

Desde: 24/10/2024

Hasta: 27/11/2024

00:01

00:00

Horario de verano

Horario de verano

Hoy

Ayer

Current week

Semana pasada

Current month

Mes pasado

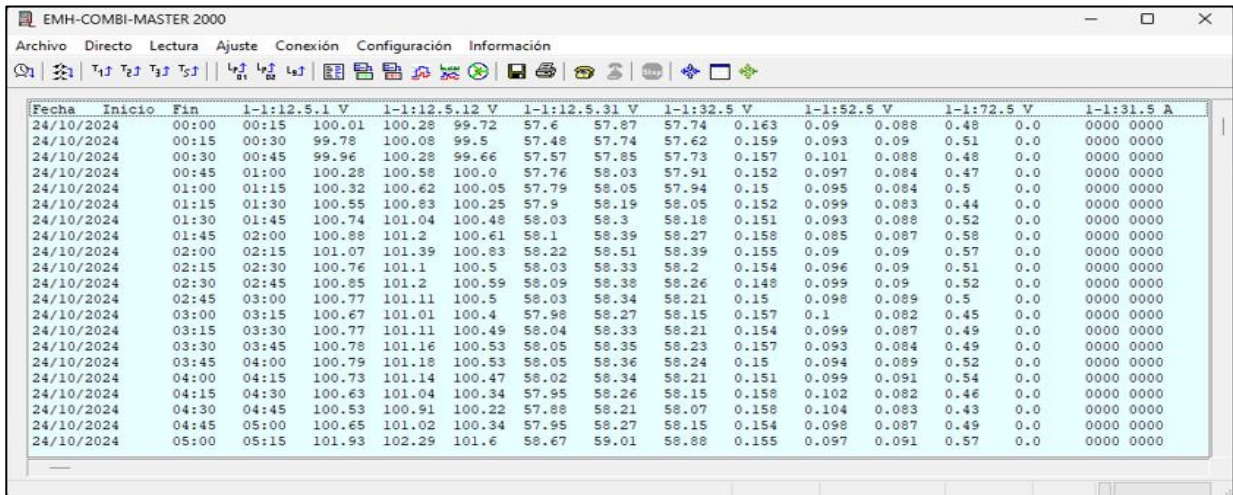
Personalizado

(0) - 0-0-1.0.0*255, 2 (Reloj)	(1) - 0-0-96.10.1*255, 2 (Estado del Perfil (Perfil de carga 1))	(2) - 1-0-1.29.0*255, 2 (Importación de energía activa (+A) (intervalo))	(3) - 1-0-2.29.0*255, 2 (Exportación de energía activa (-A) (intervalo))	(4) - 1-0-5.29.0*255, 2 (Energía reactiva R1 (intervalo))	(5) - 1-0-6.29.0*255, 2 (Energía reactiva R2 (intervalo))	(6) - 1-0-7.29.0*255, 2 (Energía reactiva R3 (intervalo))	(7) - 1-0-8.29.0*255, 2 (Energía reactiva R4 (intervalo))
24/10/2024 0:15:00	0	000000.09 kWh	000000.00 kWh	000000.04 kvarh	000000.00 kvarh	000000.00 kvarh	000000.00 kvarh
24/10/2024 0:30:00	0	000000.10 kWh	000000.00 kWh	000000.03 kvarh	000000.00 kvarh	000000.00 kvarh	000000.00 kvarh
24/10/2024 0:45:00	0	000000.09 kWh	000000.00 kWh	000000.03 kvarh	000000.00 kvarh	000000.00 kvarh	000000.00 kvarh
24/10/2024 1:00:00	0	000000.09 kWh	000000.00 kWh	000000.04 kvarh	000000.00 kvarh	000000.00 kvarh	000000.00 kvarh
24/10/2024 1:15:00	0	000000.10 kWh	000000.00 kWh	000000.03 kvarh	000000.00 kvarh	000000.00 kvarh	000000.00 kvarh
24/10/2024 1:30:00	0	000000.09 kWh	000000.00 kWh	000000.03 kvarh	000000.00 kvarh	000000.00 kvarh	000000.00 kvarh

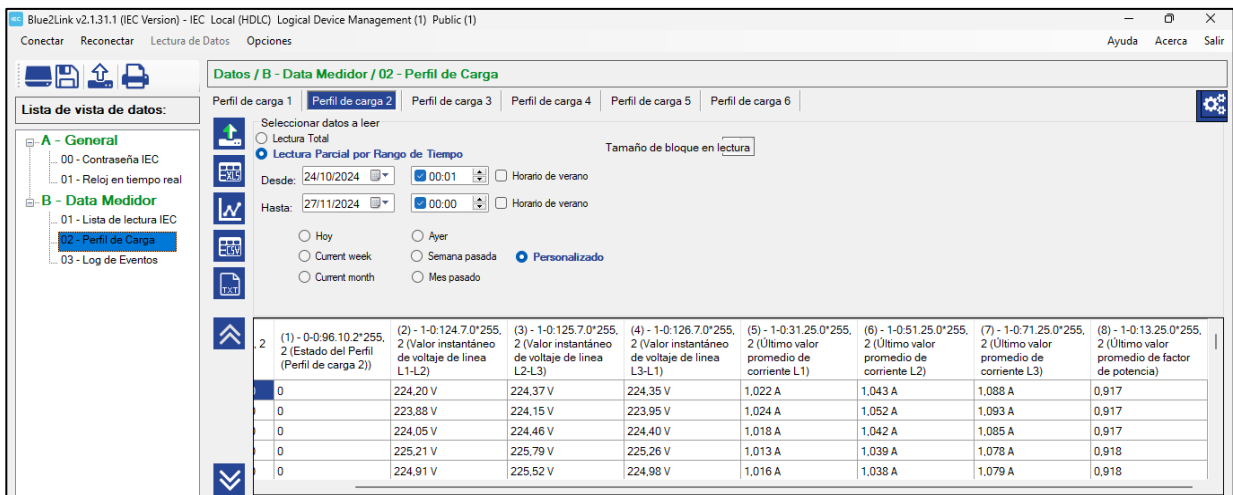
Nota. Uso del software EMH-COMBY-MASTER-2000, MeterTalk y Blue2link para visualizar la lectura de energía y máxima demanda del medidor (archivo P1), elaboración propia.

Figura 41

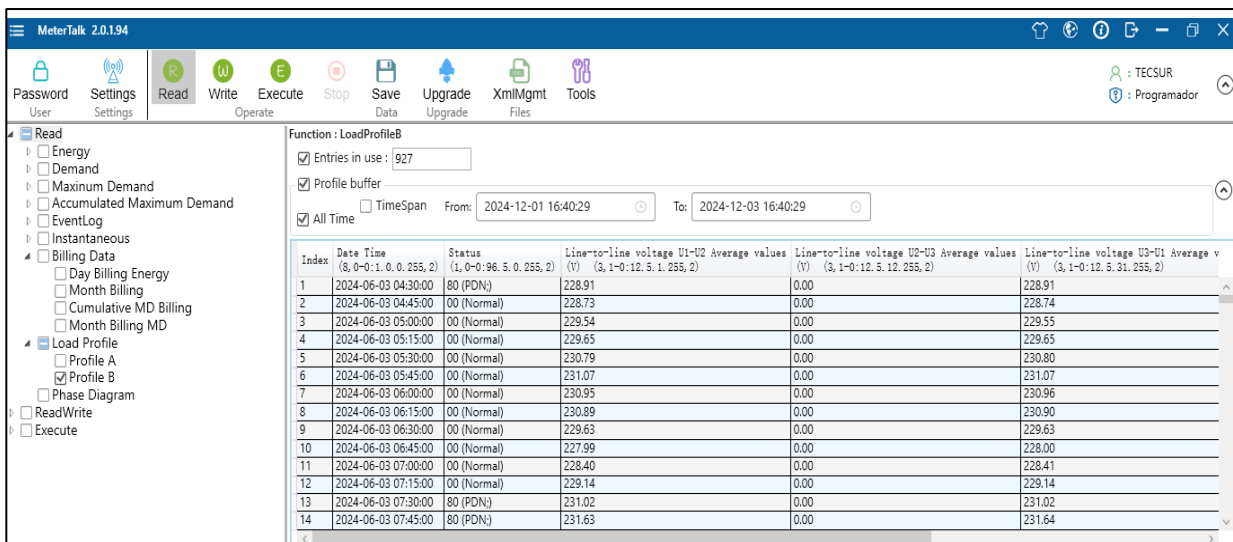
Visualización de lecturas perfil demanda de potencia en medidores EMH, iTechene y Metcom.



Fecha	Inicio	Fin	1-1:12.5.1 V	1-1:12.5.12 V	1-1:12.5.31 V	1-1:32.5 V	1-1:52.5 V	1-1:72.5 V	1-1:31.5 A
24/10/2024	00:00	00:15	100.01	100.28	99.72	57.6	57.87	57.74	0.163
24/10/2024	00:15	00:30	99.78	100.08	99.5	57.48	57.74	57.62	0.159
24/10/2024	00:30	00:45	99.96	100.28	99.66	57.57	57.85	57.73	0.157
24/10/2024	00:45	01:00	100.28	100.58	100.0	57.76	58.03	57.91	0.152
24/10/2024	01:00	01:15	100.32	100.62	100.05	57.79	58.05	57.94	0.15
24/10/2024	01:15	01:30	100.55	100.83	100.25	57.9	58.19	58.05	0.152
24/10/2024	01:30	01:45	100.74	101.04	100.48	58.03	58.3	58.18	0.151
24/10/2024	01:45	02:00	100.88	101.2	100.61	58.1	58.39	58.27	0.158
24/10/2024	02:00	02:15	101.07	101.39	100.83	58.22	58.51	58.39	0.155
24/10/2024	02:15	02:30	100.76	101.1	100.5	58.03	58.33	58.2	0.154
24/10/2024	02:30	02:45	100.85	101.2	100.59	58.09	58.38	58.26	0.148
24/10/2024	02:45	03:00	100.77	101.11	100.5	58.03	58.34	58.21	0.15
24/10/2024	03:00	03:15	100.67	101.01	100.4	57.98	58.27	58.15	0.157
24/10/2024	03:15	03:30	100.77	101.11	100.49	58.04	58.33	58.21	0.154
24/10/2024	03:30	03:45	100.78	101.16	100.53	58.05	58.35	58.23	0.157
24/10/2024	03:45	04:00	100.79	101.18	100.53	58.05	58.36	58.24	0.15
24/10/2024	04:00	04:15	100.73	101.14	100.47	58.02	58.34	58.21	0.151
24/10/2024	04:15	04:30	100.63	101.04	100.34	57.95	58.26	58.15	0.158
24/10/2024	04:30	04:45	100.53	100.91	100.22	57.88	58.21	58.07	0.158
24/10/2024	04:45	05:00	100.65	101.02	100.34	57.95	58.27	58.15	0.154
24/10/2024	05:00	05:15	101.93	102.29	101.6	58.67	59.01	58.88	0.155



	(1) - 0-0.96.10.2*255, 2 (Estado del Perfil (Perfil de carga 2))	(2) - 1-0.124.7.0*255, 2 (Valor instantáneo de voltaje de línea L1-L2)	(3) - 1-0.125.7.0*255, 2 (Valor instantáneo de voltaje de línea L2-L3)	(4) - 1-0.126.7.0*255, 2 (Valor instantáneo de voltaje de línea L3-L1)	(5) - 1-0.31.25.0*255, 2 (Último valor promedio de corriente L1)	(6) - 1-0.51.25.0*255, 2 (Último valor promedio de corriente L2)	(7) - 1-0.71.25.0*255, 2 (Último valor promedio de corriente L3)	(8) - 1-0.13.25.0*255, 2 (Último valor promedio de factor de potencia)
0	224.20 V	224.37 V	224.35 V	1.022 A	1.043 A	1.088 A	0.917	
0	223.88 V	224.15 V	223.95 V	1.024 A	1.052 A	1.093 A	0.917	
0	224.05 V	224.46 V	224.40 V	1.018 A	1.042 A	1.085 A	0.917	
0	225.21 V	225.79 V	225.26 V	1.013 A	1.039 A	1.078 A	0.918	
0	224.91 V	225.52 V	224.98 V	1.016 A	1.038 A	1.079 A	0.918	

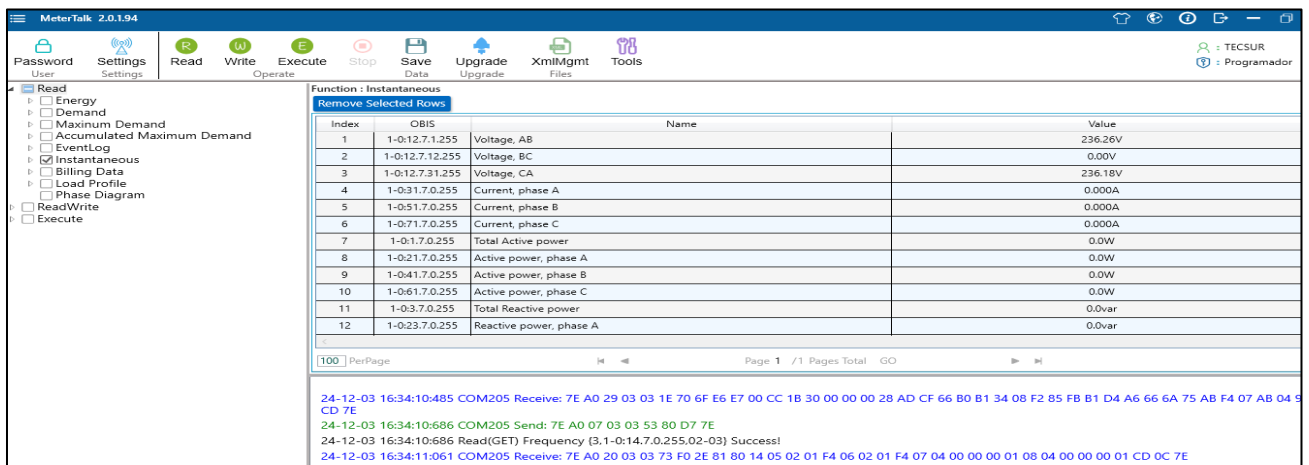
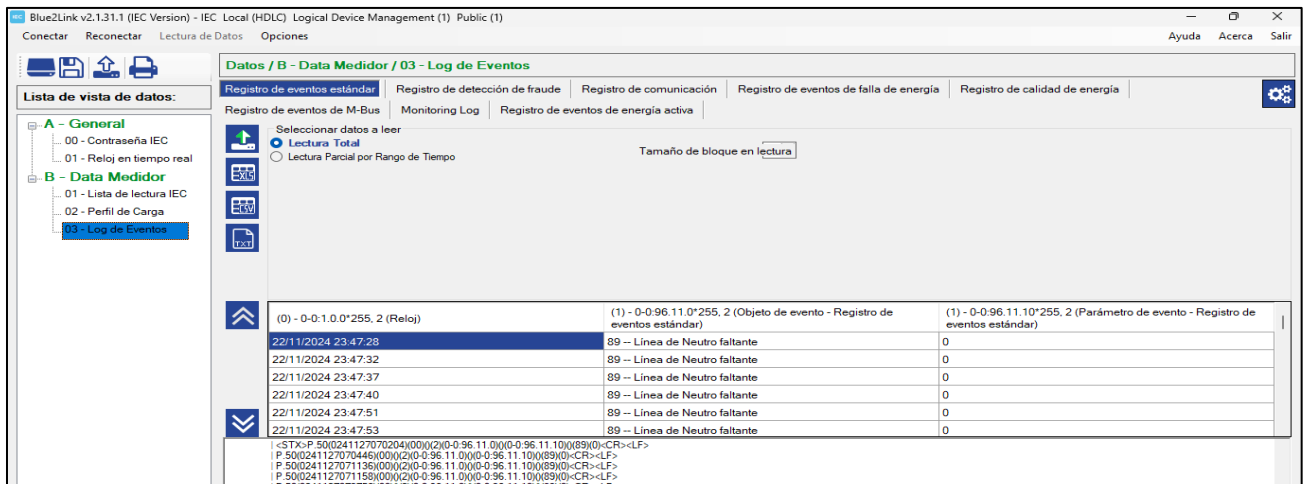
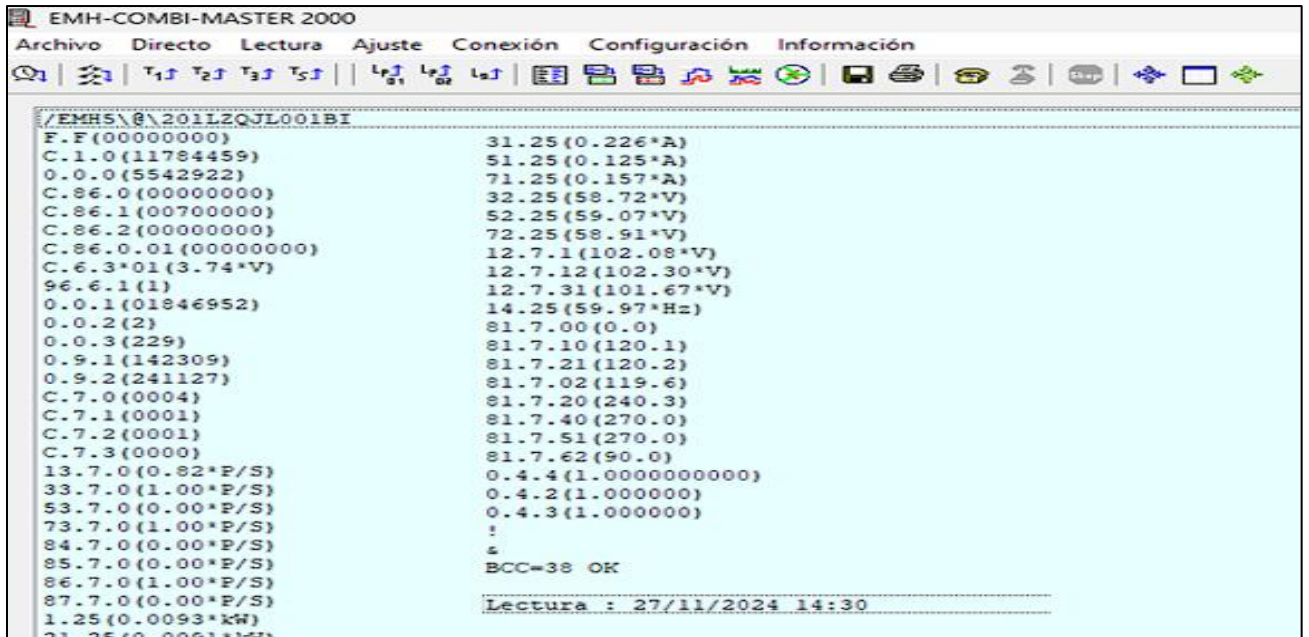


Index	Date Time	Status	Line-to-line voltage U1-U2 Average values (V)	Line-to-line voltage U2-U3 Average values (V)	Line-to-line voltage U3-U1 Average values (V)
1	2024-06-03 04:30:00	80 (PDN)	228.91	0.00	228.91
2	2024-06-03 04:45:00	00 (Normal)	228.73	0.00	228.74
3	2024-06-03 05:00:00	00 (Normal)	229.54	0.00	229.55
4	2024-06-03 05:15:00	00 (Normal)	229.65	0.00	229.65
5	2024-06-03 05:30:00	00 (Normal)	230.79	0.00	230.80
6	2024-06-03 05:45:00	00 (Normal)	231.07	0.00	231.07
7	2024-06-03 06:00:00	00 (Normal)	230.95	0.00	230.96
8	2024-06-03 06:15:00	00 (Normal)	230.89	0.00	230.90
9	2024-06-03 06:30:00	00 (Normal)	229.63	0.00	229.63
10	2024-06-03 06:45:00	00 (Normal)	227.99	0.00	228.00
11	2024-06-03 07:00:00	00 (Normal)	228.40	0.00	228.41
12	2024-06-03 07:15:00	00 (Normal)	229.14	0.00	229.14
13	2024-06-03 07:30:00	80 (PDN)	231.02	0.00	231.02
14	2024-06-03 07:45:00	80 (PDN)	231.63	0.00	231.64

Nota. Uso del software EMH-COMBY-MASTER-2000, MeterTalk y Blue2link para visualizar la lectura de voltajes corrientes y factor de potencia del medidor (archivo P2), elaboración propia.

Figura 42

Visualización de lecturas Log de eventos en medidores EMH, iTechene y Metcom.



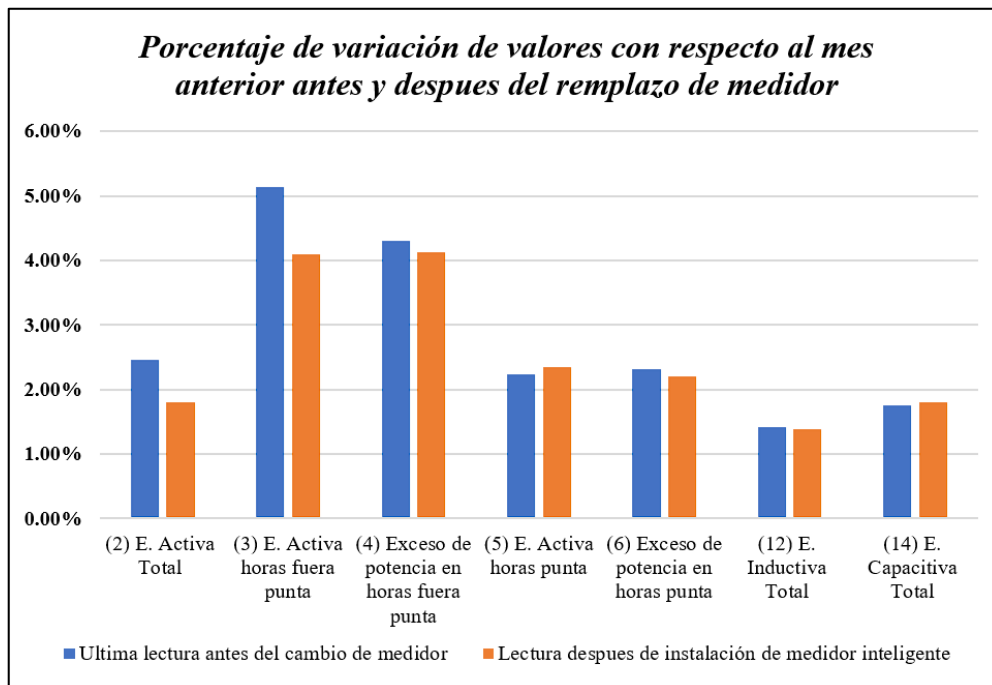
Nota. Uso del software EMH-COMBY-MASTER-2000, MeterTalk y Blue2link para visualizar la lectura de eventos del medidor (archivo TS), elaboración propia.

b) Margen de error entre lectura manual y lectura remota

Se realizó una comparativa de las lecturas manuales de los medidores multifunción vs la lectura por telemedida de los medidores inteligentes con el fin de saber el margen de error que tienen este nuevo sistema de lectura con respecto al sistema tradicional. Saber el error de la lectura nos garantiza la efectividad de estos sistemas de medición y poder garantizar la efectividad de este nuevo sistema de medición e implementarlo en lo que resta de la concesión de LDS. A continuación, se visualiza en la figura 43 lo que es la variación de consumo energético en porcentaje leído por medidores multifunción antes de la instalación a comparación de medidores inteligentes después de su instalación. Se logra visualizar que la variación es de alrededor de un 1 % lo cual no es un indicador de riesgo o falla al medir con estos nuevos medidores. En la figura 44 la variación en porcentaje de estos mismos valores a 4 meses después de su instalación.

Figura 43

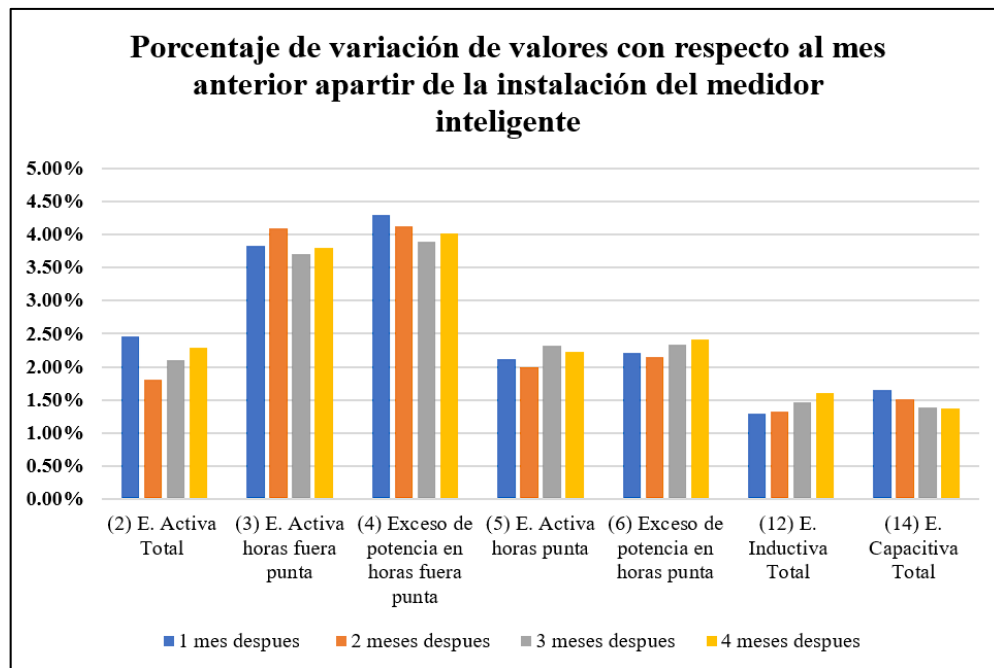
Variación en proporción de valores leídos antes y después del cambio.



Nota. Tabulación de datos extraído de consumo registrado por lectura tradicional y el sistema de telemedida, elaboración propia.

Figura 44

Variación en proporción de valores leídos por el medidor inteligente.



Nota. Tabulación de datos extraído de consumo registrado por el sistema lectura por teled medida, elaboración propia.

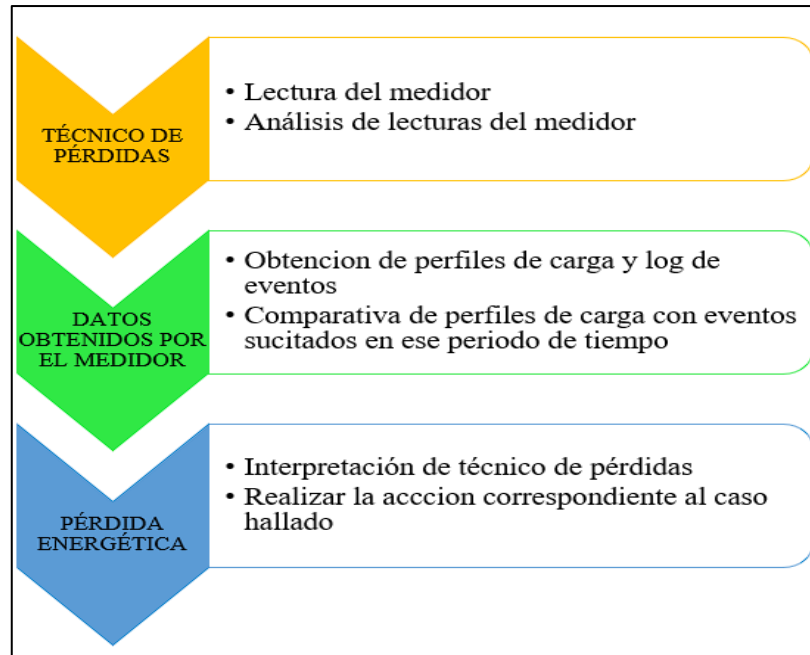
c) Impacto de la lectura por teled medida para determinar pérdidas energéticas

Se realizó una comparativa de datos recolectados por estos medidores para saber el impacto que tuvieron al encontrar y reducir las pérdidas energéticas en el la red eléctrica. El medidor inteligente se encarga de la recolección de datos y perfiles de carga que permiten interpretar alguna anomalía en el consumo de energía potencia y variaciones notables en voltaje y corriente. Para este fin el técnico evalúa los perfiles de energía total y demanda de potencia y los relaciona con el log de eventos para así poder encontrar una incidencia o algún tipo de relación que lleve a encontrar que está sucediendo.

Actualmente la interpretación de estos valores está a cargo de los técnicos del área de pérdidas que realizan las intervenciones. Todo este proceso esta descrito en una secuencia de pasos en la figura 45. La figura 46 se muestra como la recolección de datos por teled medida de medidores inteligentes influyeron en la detección de pérdidas energéticas en el sistema eléctrico.

Figura 45

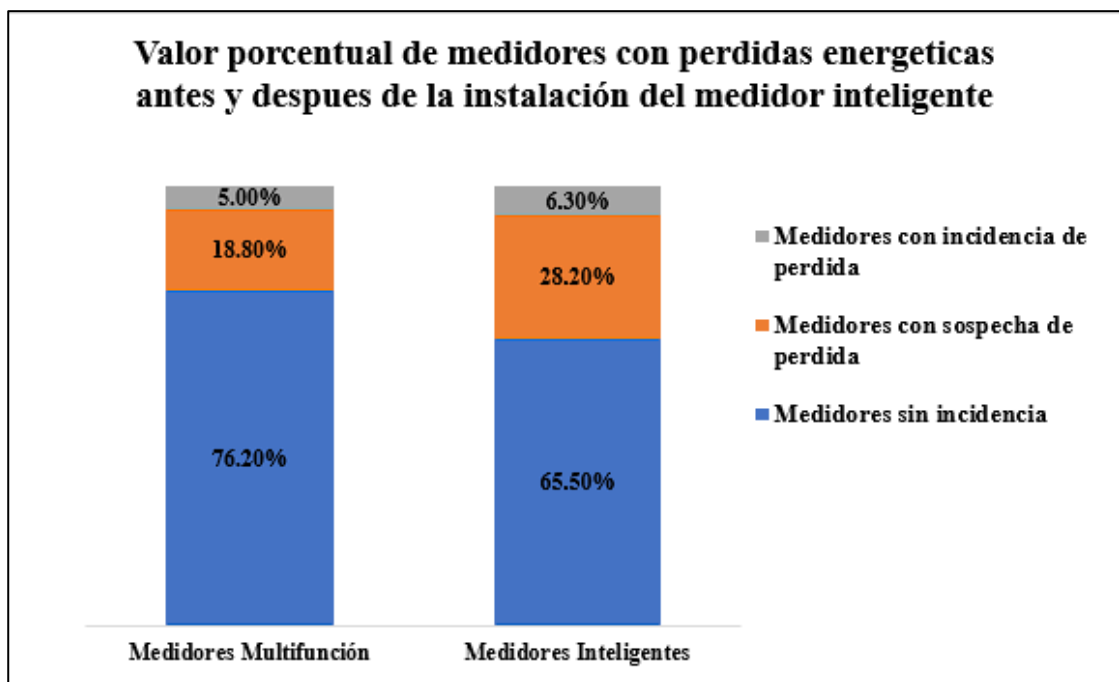
Secuencia de pasos para la intervención de un suministro por sospecha de pérdida.



Nota. Esquema en secuencia lineal para explicar cómo se intervienen los suministros máxímetros, elaboración propia.

Figura 46

Valor porcentual de medidores multifunción en pérdida antes y después de cambio.



Nota. Se explica como varió en un valor porcentual en análisis de consumo de medidores multifunción e inteligentes, elaboración propia.

3.2.5 Evaluación económica de la implementación de este nuevo sistema

Este análisis debe considerar no solo el precio de adquisición de los nuevos dispositivos, sino también los costos asociados a su instalación, transporte, capacitación del personal y posibles impedimentos de instalación. Sin embargo, es importante tener en cuenta que, al pertenecer a una contratista, la remuneración se basa en las horas trabajadas y no en la cantidad de medidores instalados. Esto significa que el tiempo requerido para completar la instalación de cada medidor será un factor clave en el cálculo de los costos laborales. A diferencia de un esquema de pago por unidad instalada, este modelo de pago por horas permite una mayor flexibilidad para abordar tareas adicionales o solucionar problemas que puedan surgir durante el proceso, pero también requiere una planificación detallada para optimizar los recursos disponibles y evitar sobrecostos.

Teniendo en cuenta lo último explicado no podemos estimar cuánto le cuesta a LDS implementar unitariamente esta tecnología en cada medidor y tampoco tenemos conocimiento del presupuesto estimado total que ellos manejan, sin embargo, podemos abarcar el costo de operación de una cuadrilla trabajando diariamente para las empresas contratistas, esta estimación es aproximada ya que cada contratista maneja sus cifras con TECSUR.

Tabla 4

Estimación Aproximada de coste por día de una cuadrilla que realiza cambio de medidores en BT.

N°	Descripción	Costo unitario por día
1	Técnico instalador	160.14
2	Epp's de protección	156.45
3	Herramientas	120.18
4	Equipos especiales (Amoladora)	55.20
5	Movilidad (4 pasajeros)	210.00
6	Conductor	120.14
7	Celular corporativo	50.09
COSTE TOTAL		872.20

Nota. Estimación realizada por contratista EOS por el coste de una cuadrilla sujeta a modificaciones del cliente TECSUR, elaboración propia.

3.3 Resultados

3.3.1 Determinación de parámetros técnicos e intervención de suministro para la implementación del medidor inteligente

Se determino entonces los parámetros técnicos a utilizar para la correcta intervención de los suministros en baja tensión a fin de reducir accidentes y evitar el mal funcionamiento de la medición por teledatada es por eso que se agregaron 2 de 4 parámetros técnicos nuevos que se sugirieron, la implementación del uso de borneras en empalmes e implementar la conducta de separar los cables de colores por tensiones y corrientes. A partir de la implementación de los nuevos parámetros en el procedimiento para la realización de cambio de medidores indirectos en BT se realizó un nuevo cuadro de incidentes descrito en la figura 47 indica el número de incidentes descritos desde la implementación de los nuevos parámetros técnicos hasta ahora.

Figura 47

Incidentes suscitados en el proceso de cambio de medidor a partir de aplicación de las mejoras en el procedimiento.



Nota. Esquema en secuencia por fase de instalación del número de accidentes referidos a cada fase, elaboración propia.

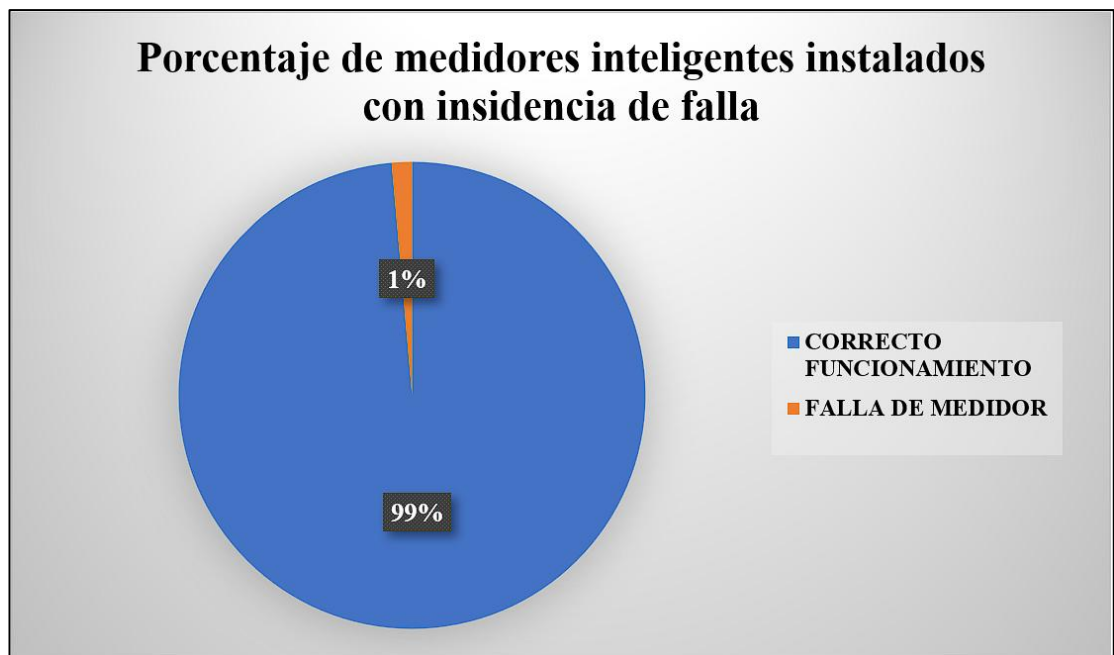
3.3.2 Verificación del correcto funcionamiento y conectividad de medidores con la red inalámbrica

Se realizaron las correctas pruebas de funcionamiento de medidores para verificar la correcta lectura de estos por el sistema de telemedida. Se realizó un conteo de incidencias de medidores con fallas después de su instalación (ver fig. 48). Estos medidores fueron detectados y reemplazados en su totalidad, se realizaron las pruebas correspondientes para determinar una falla de fábrica o una falla en el proceso de instalación.

También se realizó un análisis sobre las causas de la no conectividad en algunos suministros instalados en la figura 49.

Figura 48

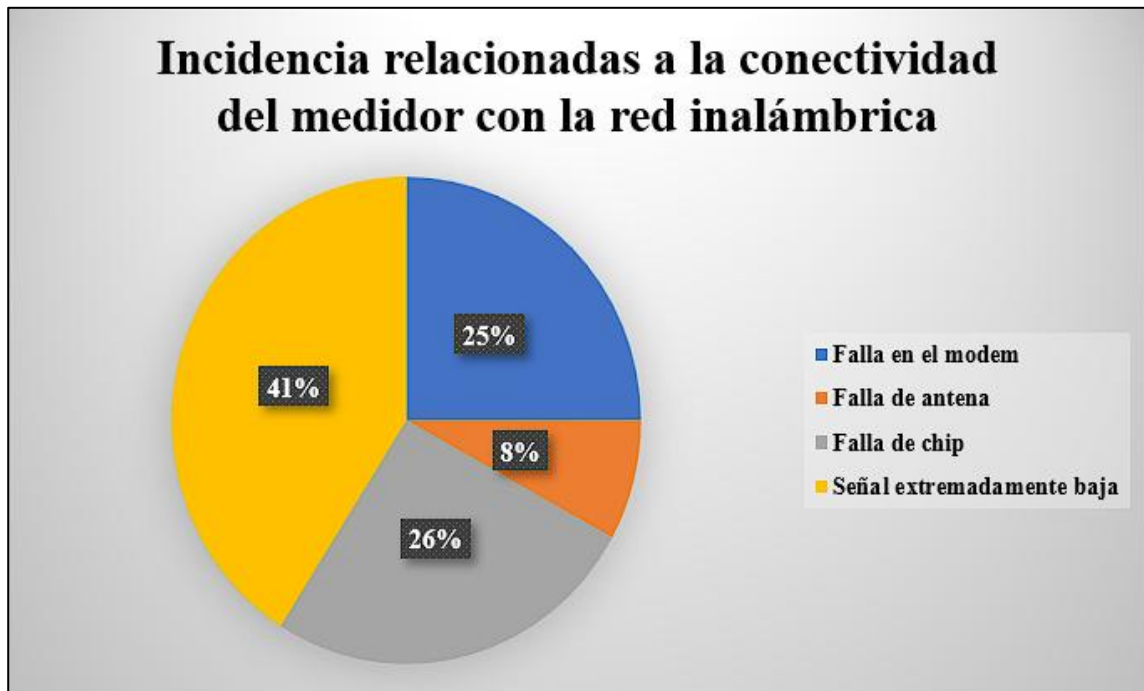
Esquema de valor porcentual de medidores inteligentes con fallas técnicas.



Nota. Gráfico de proporción refiere a fallas que es su mayoría involucra a falla del proveedor y/o fabricante sin embargo se evalúa alguna incidencia en la instalación, elaboración propia.

Figura 49

Valor proporcional de causas no conexión por teled medida de medidores inteligentes instalados



Nota. Salvo con el apartado de la falta de señal las demás fallas encontradas en los medidores ya instalados fueron resueltas reemplazando el equipo dañado, elaboración propia.

3.3.3 Análisis de datos recolectados por los medidores inteligentes

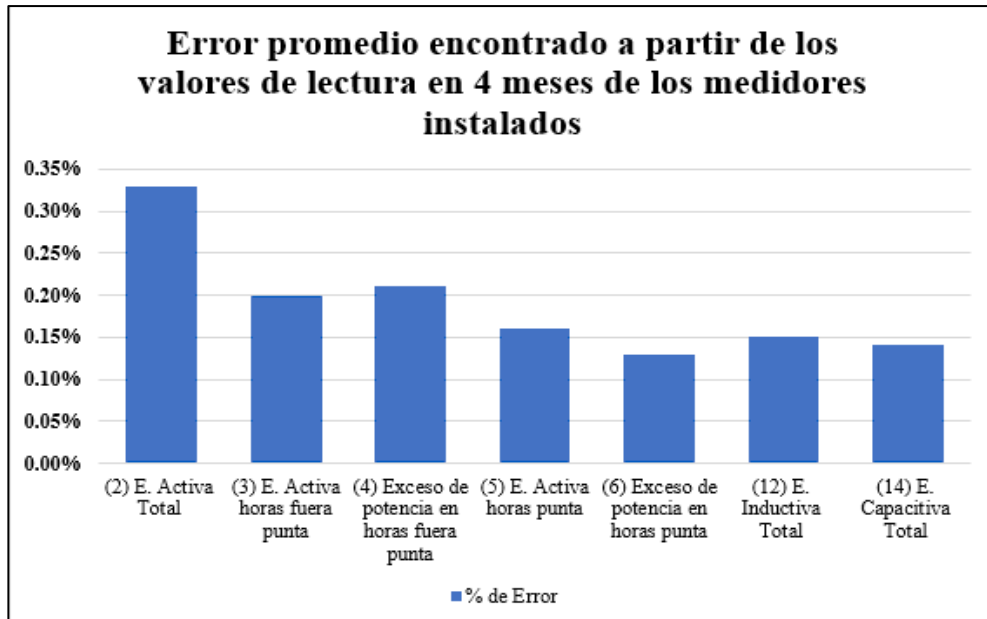
Se determina de las figuras 44 y 45 que los medidores inteligentes a comparación de los medidores multifunción no representan ningún peligro para la recolección de datos que proporciona el suministro.

Se resuelve entonces en la figura 50 el porcentaje de error que los medidores inteligentes tienen al realizar su lectura por teled medida y que está dentro de los rangos establecido de la normativa IEC 62053-23 de un +-2% de error. Actualmente sabemos que las pérdidas energéticas en la concesión se ven reducidas a menos de un 7% (energía distribuida no facturada). De estas pérdidas energías una parte (2 %) son pérdidas técnicas estimadas lo que nos deja con un 5 % de pérdidas no técnicas.

La figura 51 muestra un gráfico con las intervenciones realizadas a Sub estaciones para encontrar pérdidas y sus causas más comunes, cabe resaltar que estas intervenciones se enfocaron únicamente a clientes y/o terceros con medidores inteligentes.

Figura 50

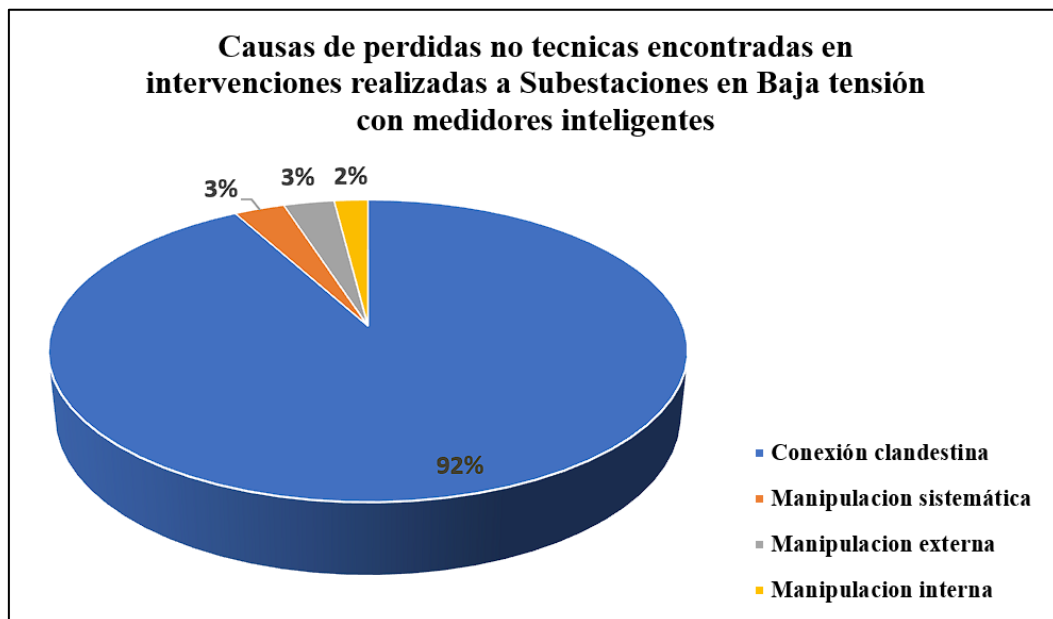
Error promedio de lecturas en consumos energéticos de valores extraídos por el sistema de teled medida.



Nota. Error promedio deducido por la variación de valores en consumo de energías y potencias, elaboración propia.

Figura 51

Perdidas no técnicas encontradas en intervenciones relacionadas a medidores inteligentes.



Nota. Medidores que mostraron un patrón de consumo inusual y algunas evaluaciones de balance realizadas a las subestaciones para encontrar la pérdida, elaboración propia.

Como se puede visualizar alrededor del 92% de casos de robo de energía son realizados por conexión clandestina desde la matriz hasta el usuario final. Esto quiere decir que, el suministro como tal no es en su mayoría el lugar donde se suscita la pérdida de energía. Pero eso no quiere decir que no sea posible ya que como se muestra el 8% son casos de robo relacionados con el suministro el medidor inteligente o en el circuito primario.

CONCLUSIONES

1. La implementación de nuevos parámetros técnicos ocasionó que los incidentes relacionados a energizado y des energizado de medidor se redujeron en un 92 %. A partir de la implementación de las mejoras del proceso de cambio de medidor en BT se disminuyó considerablemente el número de incidentes en un 71 %.
2. Se realizaron las pruebas necesarias para la habilitación del medidor como equipo funcional estas incluyeron su correcto funcionamiento, así como la conectividad por teledatada así asegurar la eficacia de la lectura remota.
3. Estos equipos no tienen índice de error de lectura por lo que aseguramos una correcta interpretación de los valores extraídos de los medidores por el nuevo método de teledatada. Los medidores inteligentes no ayudan como tal en el aumento de la detección de pérdidas energéticas del sistema eléctrico sin embargo la teledatada es una herramienta clave para la fácil evaluación del consumo energético y esto ayudaría a detectar con más rapidez cualquier otro tipo de anomalía eléctrica en el sistema como tal.

RECOMENDACIONES

1. Enfatizar en la coordinación del trabajo para el cambio de medidor por parte de la concesionaria de energía, resolver este problema para el avance de la zona centro y sur de la concesión.
2. La intervención correcta del suministro siguiendo las pautas expuestas en el procedimiento de cambio de medidor y sus futuras modificaciones es esencial para una evitar incidentes como los que se suscitó con anterioridad.
3. La implementación de un sistema integrado completo que pueda abarcar medidores directos, indirectos y clientes libres para gestionar la energía ayudaría significativamente a mejorar la gestión energética y podría ayudar a aumentar la detección de posibles pérdidas energéticas en el sistema eléctrico.
4. La implementación de cuadrillas de mantenimiento de estos medidores es esencial, ya que tener conectados estos medidores a la red es prescindible para gestionar mejor la red eléctrica y realizar la lectura de facturación por teledatada.

BIBLIOGRAFÍA

- Adolf Senner (1992) *Principios de electrotecnia*. Editorial Reverté.
https://www.reverte.com/libro/principios-de-electrotecnia_81687/
- Aquino Flores, M. (2022). *Beneficios basado en el análisis de datos de los medidores inteligentes para el cliente final de energía eléctrica* [Tesis de Pregrado, Universidad del centro del Perú]. Archivo digital.
<https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/9277>
- CIRCUTOR.COM. (s.f.). *Contadores facturación 410-MT5A-A0B10*.
<https://circutor.com/productos/metering/contadores-facturacion/product/QBH40/>
- CLOU GLOBAL Technology Co LTD. (s.f.) *Tipos de conexiones en los terminales de medidores de energía*.
<https://clouglobal.com/es/cableado-de-terminales-para-medidores-de-energia-electrica/>
- Comisión electrotécnica internacional (IEC). (2020). Equipos de medida de electricidad. Requisitos particulares. Parte 22: Contadores estáticos de energía activa de corriente alterna (clases 0,1S, 0,2S y 0,5S) (IEC 62053-22). <https://webstore.iec.ch/en/publication/29987>
- Comisión electrotécnica internacional (IEC). (2020). Equipos de medida de electricidad. Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo. Parte 11: Equipos de medida (IEC 62052-11).
<https://webstore.iec.ch/en/publication/28212>
- Comisión electrotécnica internacional (IEC). (2020). Equipos de medida de electricidad. Requisitos particulares. Parte 23: Contadores estáticos de energía reactiva (clases 2 y 3) (IEC 62053-23).
<https://webstore.iec.ch/en/publication/29239>
- CREARA CONSULTORES S.L. (2021). *Telemida y gestión energética*.
<https://www.creara.es/telemida-gestion-consumo/#:~:text=La%20telemida%20es%20la%20medici%C3%B3n,gesti%C3%B3n%20y%20ahorro%20de%20energ%C3%ADa.>

- DisMaK Company. (2019). Pinzas de cocodrilo aisladas 2 piezas LIMIT 200580207. <https://www.dismak.com/Pinzas-de-cocodrilo-aisladas>
- Guamani Monta, J. (2023). *Clasificación de los usuarios del servicio eléctrico a partir de los datos de telemedición comercial e industrial en el área de concesión de la empresa eléctrica Ambato regional centro norte S.A. (EEASA)* [Tesis de Pregrado, Escuela Politécnica Nacional]. Archivo digital. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/24387?locale=de>
- Loya Ayala, Y., Olivares Rojas, J., Reyes Archundia, E., Mendieta Jiménez, A., Jasso Carbajal C. (2019) Analítica de datos para pronóstico de robo de energía usando medidores inteligentes. Coloquio de Investigación Multidisciplinaria, 7(1), 1918-1925. <https://www.researchgate.net/publication/338633878> Analítica de datos para pronóstico de robo de energía usando medidores inteligentes
- Luz de sur (LDS). (2024). Proyecto de instalación de telemedida en medidores de BT
- MB Control & Systems Pvt Ltd. (2022) *Medidor de energía multifunción: 5 datos que debes conocer.* https://www-mbcontrol-com.translate.goog/multifunction-energy-meter-5-must-know-facts/?x_tr_sl=en&x_tr_tl=es&x_tr_hl=es&x_tr_pto=rq#:~:text=A%20Multifunction%20energy%20meter%20monitors,phase%20angle%20and%20so%20on.
- Oruño Mamani, M. (2023). *Estudio para la implementación de la medición inteligente en consumidores domiciliarios caso: Empresa Distribuidora de Electricidad La Paz SA DELAPAZ* [Tesis de pregrado, Universidad Mayor se San Andrés]. Archivo digital. <https://repositorio.umsa.bo/handle/123456789/34304>
- OSINERGMIN. (2007). Proceso de determinación de los costos de conexión a la red de distribución eléctrica correspondiente a la fijación del periodo 2007-2011. *El Informativo*, 11(4), (p.4).

- OSINERGMIN. (2018). Opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final. *El Informativo*, 23(4), (p.2-3).
- Saavedra Falen, C. (2022). *Optimización comercial y reducción de pérdidas de energía eléctrica mediante la telemedición en clientes residenciales SED LAINAS 2-90* [Tesis de pregrado, Universidad Señor de Sipán]. Archivo digital. <https://repositorio.uss.edu.pe/handle/20.500.12802/11300>
- Salazar Peralta, J. (2022). *Propuesta de sistema de lectura remota de medidores de energía eléctrica, para mejorar la eficiencia del Servicio Ensa – Lambayeque*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo] Archivo digital. <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/10969>
- TECNOLOGÍAS EOS, S. A. (2011), *Tipos De Pérdidas De Energía Eléctrica*. <https://tec-eos.com/tipos-de-perdidas-de-energia-electrica/>
- TECSUR. (2024) Reemplazo de equipo de medida con medición indirecta en baja y media tensión TS-DCCP-POMT-002. *Procedimientos operativos*, 1(1).
- TELEMETIC, Telemetría y Tecnología Especializada. (2018). *Redes de Comunicación para Medición Eléctrica AMI*. <https://www.telemetic.com.mx/redes-de-comunicacion-para-medicion-electrica-ami.html>
- Trilliant Company. (2019) Aplicación de tecnologías de medición avanzada AMI. <https://primestone.com/aplicacion-tecnologias-de-medicion-avanzada-ami/>

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1: Delimitación de la zona este de Lima Metropolitana	3
Figura 2: Esquema interno de un medidor eléctrico por inducción.	7
Figura 3: Esquema de un modelo de sistema medición inteligente	9
Figura 4: Diagrama de conexionado de un medidor trifásico directo y medidor indirecto de 9 cables.	10
Figura 5: Diagrama de conexionado de un medidor multifunción de 5 cables.	11
Figura 6: Diagrama de conexionado de un medidor inteligente de 6 cables y 7 cables.	11
Figura 7: Cuadro explicativo sobre las diferentes tarifas aplicadas a medidores multifunción	13
Figura 8: Medidores multifunción encontrados en la concesión de LDS.....	14
Figura 9: Medidores inteligentes en la concesión a instalar	15
Figura 10: Conector óptico EMH compatible con norma ANSI C12.18-1996.....	17
Figura 11: Softwares utilizados para lectura y programación de medidores	17
Figura 12: Representación gráfica del Display encendido de un medidor multifunción	18
Figura 13: Representación gráfica de funcionamiento de los indicadores de energía	19
Figura 14: Técnico intervencionista de medidores multifunción con EPP's	23
Figura 15: Herramientas usadas por el instalador de medidores inteligentes	23
Figura 16: Tabla de medidores existentes en toda la concesión de Luz del Sur a junio del 2024	26
Figura 17: Porcentaje de causas que impidieron la instalación del medidor inteligente	27
Figura 18: Asignación del suministro 1547628 en distrito de Lurigancho Chosica ..	28
Figura 19: Visualización del display y prueba de contraste realizada al sum 1558159 en el distrito de Santa Anita	29
Figura 20: Capturas de pantalla informe satisfactorio de lectura de medidor y diagrama fasorial correspondiente.....	30

Figura 21: Desenergizado de medidor multifunción de 5 cables en circuito primario caja toma F1.	31
Figura 22: Seguros metálicos instalados en la concesión de LDS.....	32
Figura 23: Fotos de conexionado de medidores inteligentes	33
Figura 24: Presentación final medidor METCOM y circuito primario caja toma F3	34
Figura 25: Presentación final de medidor iTechene circuito primario caja toma F1 ...	34
Figura 26: Cantidad de incidentes relacionadas a los pasos a seguir en el cambio de medidor	36
Figura 27: Vista frontal de reductor de corriente de Constante 40.....	37
Figura 28: Vista del tornillo de sujeción para la tensión del medidor	38
Figura 29: Conexión errónea del reductor T y bornera del medidor (peligrosas)	39
Figura 30: Conexión inversa en reductores R y T.....	40
Figura 31: Errores de programación de los números de suministros.....	40
Figura 32: Conectores tipo bornera a utilizar	42
Figura 33: Reductores R y T cortocircuitados, pinza de medición tipo "caimán"	43
Figura 34: Separación de cables de colores en campo.	43
Figura 35: Display en medidores iTechene, METCOM y EMH	44
Figura 36: Programación de parámetros básicos identificadores en medidores Metcom e iTechene	46
Figura 37: Diagrama fasorial de medidor iTechene, Metcom y EMH	47
Figura 38: Configuración de APN en medidores Metcom e iTechene	48
Figura 39: Visualización de lecturas en medidores EMH, iTechene y Metcom.....	51
Figura 40: Visualización de lecturas perfil de energía en medidores EMH, iTechene y Metcom	52
Figura 41: Visualización de lecturas perfil demanda de potencia en medidores EMH, iTechene y Metcom.....	53
Figura 42: Visualización de lecturas Log de eventos en medidores EMH, iTechene y Metcom	54

Figura 43: Variación en proporción de valores leídos antes y después del cambio ...	55
Figura 44: Variación en proporción de valores leídos por el medidor inteligente	56
Figura 45: Secuencia de pasos para la intervención de un suministro por sospecha de pérdida	57
Figura 46: Valor porcentual de medidores multifunción en pérdida antes y después de cambio	57
Figura 47: Incidentes suscitados en el proceso de cambio de medidor a partir de aplicación de las mejoras en el procedimiento	59
Figura 48: Esquema de valor porcentual de medidores inteligentes con fallas técnicas.	60
Figura 49: Valor proporcional de causas no conexión por telemedida de medidores inteligentes instalados.....	61
Figura 50: Error promedio de lecturas en consumos energéticos de valores extraídos por el sistema de telemedida	62
Figura 51: Pérdidas no técnicas encontradas en intervenciones relacionadas a medidores inteligentes	62


LISTADO DE TABLAS

Tabla 1: Apartados eléctricos que sirven para la facturación en diferentes tipos de tarifas.	13
Tabla 2: Cuadro descriptivo variables de energía en medidores multifunción. ...	20
Tabla 3: Descripción de Errores encontrados relacionados y acciones a tomar..	45
Tabla 4: Estimación Aproximada de coste por día de una cuadrilla que realiza cambio de medidores en BT	58

ANEXOS

ANEXO 1:

Carta de aviso Reemplazo de medidor:

 **LUZ DEL SUR**
Llevamos más que luz

Lima, 29 de mayo de 2024

Señor:
ASOC DE PROP DEL CENTRO COMERCIAL ALAMED
MZ CH URB ALAMEDA DE ATE II ETAPA, SANTA ANITA
Presente.-

Asunto: Reemplazo de medidor

Referencia: Número de Suministro N° 1558159

De nuestra consideración:

Sirva la presente para saludarlo, e informarles que con el propósito de asegurar la oportuna facturación de sus consumos mensuales estamos implementando la lectura remota del equipo de medida, para lo cual se ha programado el cambio de su medidor por uno nuevo de la marca Metcom.


Cabe resaltar que, las actividades a realizar para ejecutar el cambio señalado, no generará corte del servicio eléctrico en su domicilio ni costo alguno de cargo del cliente.

Para tal efecto, nuestro personal técnico PERCY ROJAS CABEZAS debidamente identificado con el DNI 72662397, se acercará a su domicilio para realizar el reemplazo del medidor, entre las 9:00 am y 6:00 pm, por lo que agradeceremos se sirva brindarnos las facilidades del caso.

Para cualquier consulta adicional, agradeceremos comunicarse a nuestro teléfono 271-9090, anexo 6317, Celular 944008930.

Sin otro particular, le reiteramos nuestro compromiso de brindarle cada vez un mejor servicio.

Atentamente,



Luis Enrique Villarreal Quinto
Departamento de Control de
Cobranzas y Pérdidas


*Recibido
04-06-24
Marta Chirizque*

Av. Canaval y Moreyra 380, San Isidro, Lima, Perú | (01) 271 9000 - (01) 2719090
www.luzdelsur.pe

ANEXO 2:

Correo de Notificación Cambio de medidor:

Cambio de medidor - suministros 1767630 y 1767631



Jennifer Medina Luque
Para Galarcon973@gmail.com
CC Luis Villarreal Quinto; Lucio Ayala Olivares; Personal de Reemplazo 21; Antonio Huapaya Malásquez

Responder Responder a todos Reenviar ...

miércoles 4/09/2024 14:06

1767630.pdf 166 KB

1767631.pdf 166 KB

Estimado,
Buenas tardes.

Agradeceré permitirnos el acceso para realizar el reemplazo del medidor por actualización de tecnología. La actividad va a consistir netamente en cambiar el medidor con el que cuentan por uno inteligente y moderno.

Algunos puntos a tener en cuenta con respecto al trabajo:

1. No habrá corte del servicio eléctrico durante el reemplazo de medidor.
2. No se incurrirá en algún costo adicional. Forma parte del servicio que brinda Luz del Sur.



A continuación, la información necesaria respecto a la programación de la actividad:

Datos de la Programación

- **Fecha:** Viernes 04 de Septiembre
- **Técnico:** PERCY ROJAS CABEZAS
- **DNI:** 72662397

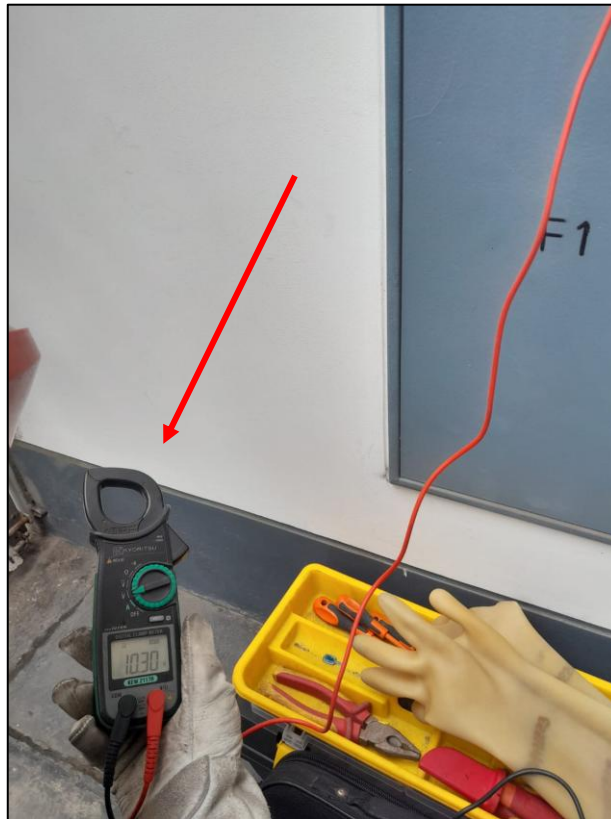
Sin más, adjunto la comunicación, y en caso tenga alguna duda o consulta no dude en contactarse con nosotros por este medio.

Saludos,



ANEXO 3:

Medidor con voltaje de electrizamiento:



ANEXO 4:

Medidor con contacto sulfatado:



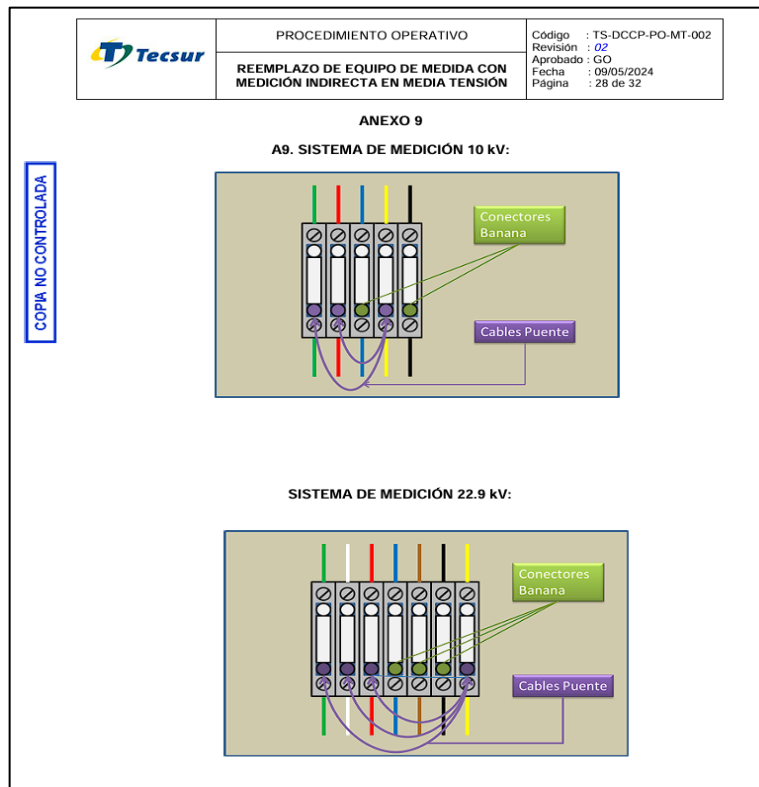
ANEXO 5:

Medidor obstruido por estructura móvil:



ANEXO 6:

Esquema de cortocircuito de corrientes en cambio de medidores en MT:



ANEXO 9:

Conector EMH (izquierda) y Conector Unicom (derecha):



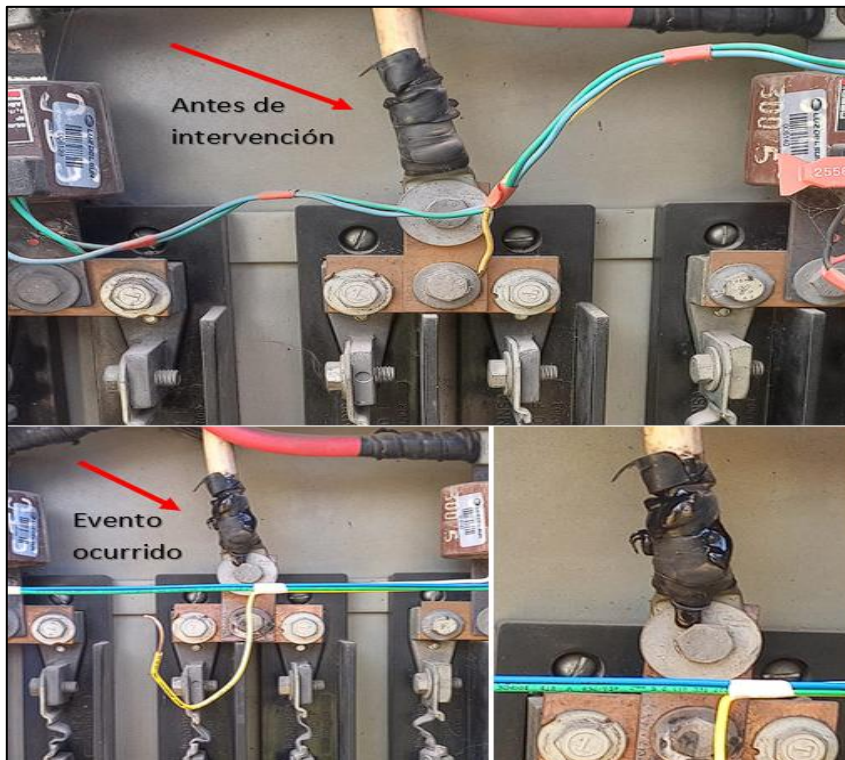
ANEXO 10:

Detalle de alimentación de tensión peligrosa:



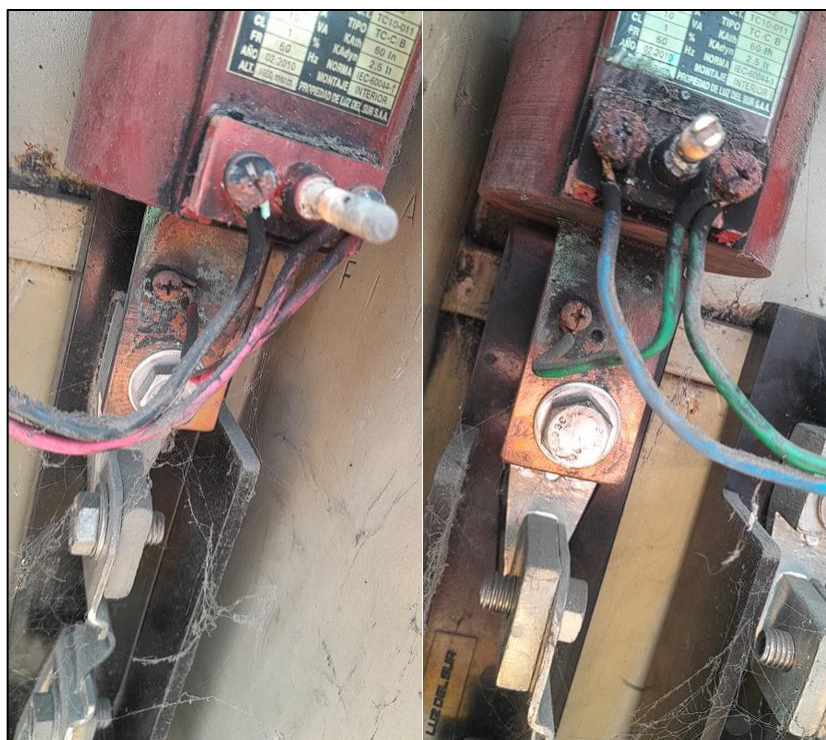
ANEXO 11:

Detalle de incidente acontecido falso contacto:



ANEXO 12:

Detalle de incidente suscitado en reductores de corriente:



ANEXO 13:

Módems para medidores EMH Metcom e iTechene:



ANEXO 14:

Servidor de medidores iTechene para lectura por teledioda:

Comcore PowerGate

Welcome

Powerline: B00P0000_MA0000000000 Meter No: Commercial No: 1007221 Expand

No.	Meter No.	Commercial No.	Consumer No.	Consumer Name	Meter Address
1	000005400000	1007221	24371900000023	BRADOSCREAD S.A.C	RIO AMAZONAS MZ G LT 21 RIT 55GG URB LOS ALAMOS

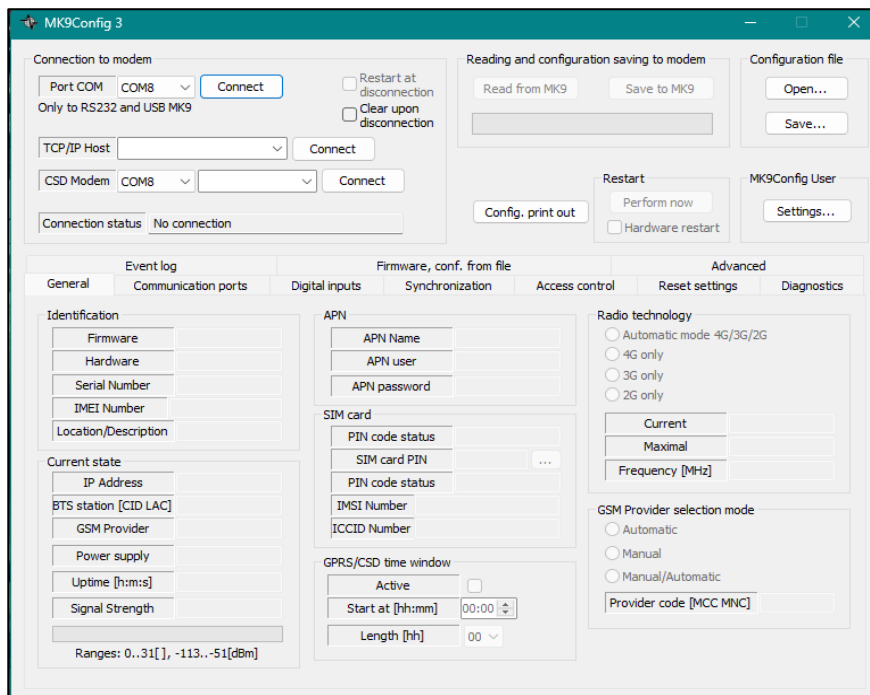
Total 1 15page

	Phase A	Phase C	System
Voltage(V)	228.8919	250.1676	
Voltage Angle(°)	0.8908	300.0908	
Current(A)	0.1584	0.1088	
Current Angle(°)	43.3800	275.4388	
Power Factor	0.7288	0.8248	0.9991
Power Factor Angle(°)	43.3612	333.3883	5.6743
Total Active Power(KW)	0.0263	0.0378	0.0634
Total Reactive Power(KVar)	0.0248	-0.0198	0.0050
Apparent Power(KVA)	0.0382	0.0414	0.0637
Frequency(Hz)			60.0000

2024-11-21 13:47:28

ANEXO 15:

Programa MK9 para programar APN e IP en Modems de medidores EMH:



ANEXO 16:

Aviso de revisión y/o reemplazó de equipo de medida:

LUZ DEL SUR

AVISO PARA LA REVISIÓN Y/O REEMPLAZO DEL EQUIPO DE MEDIDA

Nº 020294

DMIBT-FR-035
REV 03

Señor(a): Fecha:

Que por disposición del Art.º 171 de D.S. 0009-93-E M - Reglamento de la Ley Concesiones Eléctricas, comunicamos Ud. que procederemos a revisar y/o reemplazar el equipo de medida correspondiente al, Suministro N°:..... Medidor N°:..... que registra una lectura de..... KWh.

¿El usuario informa cuenta con maquinas rotativas trifásicas? SI No

¿La actividad del usuario es PANADERIA? SI No

EOS s.a.
ENERGIA Y ORGANIZACIÓN DE SISTEMAS
CONTRATISTA PRESTANDO SERVICIO PARA LUZ DEL SUR
R.U.C. 20281244222

Firma del técnico Firma:

Nombre del técnico Usuario:

Código: DNI/LE:


(*)

(*) La empresa tercerizada que hace uso del formato deberá consignar la información que figura en el recuadro

CLIENTE

ANEXO 17:

Acta de instalación:



LUZ DEL SUR

FORMATO

ACTA DE REEMPLAZO DE EQUIPO DE MEDIDA CON MEDICIÓN INDIRECTA

Código: CM8ET-FR-030
 Revisión: 05
 Aprobador: SGCMD
 Fecha: 24/06/2020

ACTA DE REEMPLAZO DE EQUIPO DE MEDIDA CON MEDICIÓN INDIRECTA

UBICACION DEL EQUIPO DE MEDIDA: INTERIOR EXTERIOR EN SS.EE. SUPERF. SUBT. PM. PMS. CARINA. CEPS. N° **05492**

TIPO DE CLIENTE: ELECTRONICO TOTALIZADOR ELECT.MEC.

TARIFA: TD1 MT4 MT3 MT2 BT1 BT2 BT3 BT5-A

CAJA MEDIDOR: 3B 3C LT LTM LTM1 OTRO

CAJA TOMA: LTT F1 F2 F3 F4 OTRO LLAVE N° _____

TERMINO: SI NO A MARCA _____

SEGURO DEL MEDIDOR: TIENE NO TIENE PRUEBAS VISUALES

CANDADO CAJA MEDIDOR: SI NO DISPLAY ENCENDIDO SI NO MUESTRA MENSAJE DE ERROR SI NO

CANDADO VENTANA LECTURA: SI NO MOD. ALTERNATIVO _____ N° DE ERROR _____

TENSION: MT 10 22.9 2.3 MOD. ALTERNATIVO _____ N° DE ERROR _____

LTV 230 OTRO CARGA _____ KW FECHA _____ HORA _____

SECUENCIA R-S-T: SI NO


NUMERO DE CHIP O CODIGO: _____

ORIGEN DE ORDEN DE TRABAJO: AREA _____ CODIGO SUCURSAL _____

V _{R-S} _____	V _{T-S} _____	V _{R-T} _____	COSφ _____
I _R _____ A	I _S _____ A	I _T _____ A	

SUMINISTRO: _____

N° **05492**



LUZ DEL SUR

ACTA DE REEMPLAZO DE EQUIPO DE MEDIDA CON MEDICIÓN INDIRECTA

Código: CM8ET-FR-030
 Revisión: 05
 Aprobador: SGCMD
 Fecha: 24/06/2020

SEÑOR CLIENTE _____ FECHA: _____

DIRECCIÓN _____ URBANIZACIÓN _____ DISTRITO _____

LE COMUNICAMOS QUE ESTAMOS PROCEDIENDO A REEMPLAZAR SU EQUIPO DE MEDIDA CON LAS SIGUIENTES CARACTERISTICAS: MEDIDOR REDUCTOR

EQUIPO DE MEDIDA RETIRADO						SELLOS DEL MEDIDOR QUE SE RETIRA
N° DE MEDIDOR	MARCA	N° DE FABRICA	TIPO	FACTOR	CONST.	
						CAPSULA _____
						TAPA BORNE _____
						BORNERA SECCIONABLE _____
						RESET _____

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE						SELLOS DEL MEDIDOR QUE SE INSTALA
MARCA	RELAC.TRNSF.	N° DE SERIE	C/S BARRA	SELLOS		
FASE R						CAPSULA _____
FASE S						TAPA BORNE _____
FASE T						BORNERA SECCIONABLE _____
						RESET _____

EQUIPO DE MEDIDA QUE SE INSTALA						SELLOS DEL MEDIDOR QUE SE INSTALA
N° DE MEDIDOR	MARCA	N° DE FABRICA	TIPO	FACTOR	CONST.	
						CAPSULA _____
						TAPA BORNE _____
						BORNERA SECCIONABLE _____
						RESET _____

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE						SELLOS DEL MEDIDOR QUE SE INSTALA
MARCA	RELAC.TRNSF.	N° DE SERIE	C/S BARRA	SELLOS		
FASE R						TRAFOMX <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
FASE S						CELDA MODULAR <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
FASE T						MUESTRA ACERE _____

TRANSFORMADORES DE TENSION						SELLOS DEL MEDIDOR QUE SE INSTALA
MARCA	RELAC.TRNSF.	N° DE SERIE	C/S BARRA	SELLOS		
FASE R						
FASE S						
FASE T						

FIRMA DEL TECNICO _____ FIRMA DEL CLIENTE _____

CODIGO _____ DNI _____

NOMBRE _____ NOMBRE _____

OBSERVACIONES _____


LECTURAS	E. INSTAL.		E. RETIRO	
2 Total de energía en kWh consumida				
3 Energía kWh en horas fuera de punta				
4 demanda maxima en kW en horas fuera de punta				
5 energía kWh en horas punta				
6 demanda maxima en kW en horas punta				
7 valor previo del total de energía en kWh consumida				
8 valor previo de energía kW h en horas fuera de punta				
9 valor previo demanda max kW en horas fuera de punta				
10 valor previo de energía en kW h en horas punta				
11 valor previo de demanda max en kw en horas punta				
12 total de energía inductiva kvarh consumida				
13 valor previo del total de energía inductiva KVAR h consumida				
14 total de energía capacitiva kvarh (recibida)				
15 valor previo del total de energía capacitiva KVAR h (recibida)				

CLIENTE _____


84

ANEXO 18:

Protocolos de verificación metrológica iTechene Metcom y EMH:



UNIDAD DE VERIFICACIÓN METROLÓGICA
AUTORIZADA POR INACAL-DM
Nº DE REGISTRO: UVM 011



CERTIFICADO DE VERIFICACIÓN INICIAL Nº 202409010483

1. Datos del Instrumento:

Marca	iTechene	Tensión de referencia (V_n)	3x220 V
Modelo	TC31W3	Corriente de base (I_n)	2.5A
Número de serie	202409010483	Corriente máxima (I_{max})	10A
Fabricante	Qingdao iTechene Technologies, Co., LTD	Frecuencia de referencia	60Hz
Procedencia	China	Constante	10000 imp/kWh
Año de fabricación	2024	Clase	0.5S
Normas de Aprobación de Modelo	IEC 62052-11 IEC 62053-22	Clase de protección	II
Certificado de Homologación (*)	DM/HLE-006-2021	Número de hilos	3
Visualizador	LCD	Fases	3

(*) Emitido por la Dirección de Metrología del INACAL.

2. Resultados:

Ensayos realizados de acuerdo a la NMP 021:2015 (Ref. IEC 62058-31), Temperatura: $23 \pm 2^\circ\text{C}$

Inspección visual	Tensión en c.a.	Vacío	Arranque
Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Corriente	0,01 I_n		I_n			I_{max}
	l		l	R	T	0,5 Ind
f.p. (cos ϕ)	Equilibrada		Equilibrada			Equilibrada
Carga	-0,199	0,024	0,016	0,055	0,086	0,040
Error (%)	± 1.0	± 0.5	± 0.6	± 0.6	± 0.6	± 0.5
Lim. Error (%)	Verificación del registro Cumple					

Ep. Factor de potencia

Fecha de verificación: 2024-09-11

3. Trazabilidad:

Equipo de ensayo de medidores de energía eléctrica marca SHENGDI, modelo HS-6303E, N° serie SD1808288, y clase de precisión 0.05%, con certificado de calibración E08-20232192, emitido por SDIM Shandong Institute of Metrology con fecha calibración 20/04/2023.

Equipo de ensayo con tensión alterna marca Aimuo Instrument, modelo AN9632X, N° serie B209960111; con certificado de calibración GC 240377882, emitido por Shenzhen Guangce Test Technology Co., Ltd. el día 11/03/2024.

4. Conclusiones:


El medidor verificado cumple con los requisitos establecidos en la NMP 021:2015 (Ref. IEC 62058-31).

5. Observaciones


Nº de serie de Luz del Sur: ITPTO324/5552826


6. Lugar y fecha de emisión:

Qingdao, China 2024-09-12




Yaguang Wang
Gerente de Fabricación





Wei Liu
Gerente de control de calidad





UNIDAD DE VERIFICACIÓN METROLÓGICA
AUTORIZADA POR INACAL-DM
N° DE REGISTRO: UVM 036



CERTIFICADO DE VERIFICACIÓN INICIAL N° 12658226

1. Datos del Instrumento:

Marca	EMH	Tensión de referencia (Vn)	3 x 57,7/100 V
Modelo	LZQJ-XC	Corriente asignada (In)	1 A
Número de serie	12658226	Corriente máxima (Imax)	10 A
Fabricante	EMH metering GmbH & Co. KG	Frecuencia de referencia	60,00Hz
Procedencia	Alemania	Constante	5 000 Imp./kWh
Año de fabricación	2023	Clase	0,5 S
Normas de Aprobación de Modelo	NMP 014:2012 (Equiv. IEC 62052-11) NMP 022:2016 (Equiv. IEC 62053-22)	Clase de protección	II
Certificado de Homologación (*)	DM/HLE - 024 - 2019	Número de hilos	4
Visualizador	LCD	Fases	3

(*) Emitido por la Dirección de Metrología del INACAL

2. Resultados:

Ensayos realizados de acuerdo a la NMP 021:2015 (Ref. IEC 62058-31); Temperatura: ...23 (±2)...°C.

Inspección visual	Tensión en c.a.	Vacío	Arranque
CONFORME	CONFORME	CONFORME	CONFORME

f.p. (cos φ)	0,01 In		In			Imax	
	Equilibrada	Equilibrada	R-N	S-N	T-N	Equilibrada	Equilibrada
Carga	Equilibrada	Equilibrada	0,00 %	0,00 %	0,03 %	0,01 %	0,02 %
Error (%)	-0,03 %	0,02 %	±0,6	±0,6	±0,6	±0,6	±0,5
Lím. Error (%)	±1,0	±0,5					
Verificación del registro	CONFORME						

Fecha de verificación: 2023-03-15

3. Trazabilidad:

Equipo de ensayo de medidores de energía eléctrica marca EMH Energie-Messtechnik GmbH, modelo SRS 200.3, número de serie 30046 y clase de exactitud 0.02; con certificado de calibración 6075 emitido por D-K-12011-01-00 el día 2023-01-08.
Equipo de ensayo con tensión alterna marca Elabo, modelo 37-3C, número de serie 0105148 y clase de precisión 2%; con certificado de calibración 257194-06 emitido por D-K-15019-01-00 el día 2022-11-10.

4. Conclusiones:

El medidor verificado cumple con los requisitos establecidos en la NMP 021:2015 (Ref. IEC 62058-31).

5. Observaciones:

El medidor se ha probado a la tensión de 57,7V entre fase y neutro.

6. Lugar y fecha de emisión:

Gallin (Alemania), 2023-03-15



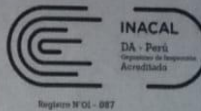
Número de serie de la empresa de servicios públicos: 5543060

Verificación Inicial, Empleado

Sebastian Hall
Verificación Inicial, Jefe de Grupo



ORGANISMO DE INSPECCION ACREDITADO POR EL
 ORGANISMO DE ACREDITACION INACAL-DA
 CON REGISTRO N° 01-087
 UNIDAD DE VERIFICACIÓN METROLÓGICA
 RECONOCIDA POR INACAL-DM
 N° DE REGISTRO: UVM 066



CERTIFICADO DE VERIFICACION INICIAL N° 01671

1. Datos del Solicitante:

Razón Social: CADMO SOLUCIONES SAC Fecha de Emisión: 2024-02-26
 Dirección: Av. Guardia Civil N° 1321 Ofic. 1104 - Surquillo - LIMA

2. Datos del Instrumento:

Marca	METCOM	Tensión de referencia (Vn)	3 x 220 V
Modelo	MCS301	Corriente nominal (In)	1 A
Número de serie	10165928	Corriente máxima (Imax)	10 A
Fabricante	METCOM GmbH	Frecuencia de referencia	60 Hz
Procedencia	ALEMANIA	Constante	10000 imp/kWh
Año de fabricación	2023	Clase	0,5S
Normas de Aprobación de Modelo	NMP 014:2012; NMP 022-2016	Clase de protección	II
Certificado de Homologación (*)	INACAL-DM/HLE-002-2021	Número de hilos	3
Visualizador	LCD	Fases	3

(*) Emitido por la Dirección de Metrología del INACAL

3. Lugar de Verificación:

Laboratorio de INSPEER SAC, Av. Tomas Valle Mz. D Lt. 08 - AH 5 de agosto - Los Olivos - Lima.

4. Resultados:

Ensayos realizados de acuerdo a la NMP 021:2015 (Ref. IEC 62058-31); Temp. mínima: 22.80°C / Temp. máxima: 25.70°C

Inspección visual	Tensión en c.a.	Vacío	Arranque
CONFORME	CONFORME	CONFORME	CONFORME

Corriente	0,001 In	In			0,5	Imax
f.p. (cos φ)	1	1			0,5	1
Carga	Equilibrada	Equilibrada	R	T	Equilibrada	Equilibrada
Error (%)	-0.01	0.01	-0.01	0.04	0.01	0.02
Lím. Error (%)	± 1,0	± 0,5	± 0,6	± 0,6	± 0,6	± 0,5

Verificación del registro: CONFORME
 f.p. Factor de potencia
 Fecha de verificación: 2024-02-26

5. Trazabilidad:

Equipo de ensayo de medidores de energía eléctrica marca APPLIED PRECISION modelo PTE 2300E serie 2611090351 con Clase de exactitud 0,02% y certificado de Calibración LPE-106-2023 emitido el 2023-03-16 .
 Equipo de Ensayo con tensión alterna marca MICOR modelo ATM - M1 serie M1-001 con Clase de exactitud 7% con certificado de Calibración LPE-331-2023 , emitido por el Laboratorio de Energía y Potencia del INACAL el 2023-11-21 .

6. Conclusiones:

El medidor verificado CUMPLE con los requisitos establecidos en la NMP 021:2015 EQUIPOS DE MEDICIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (c.a.). Inspección de aceptación - Parte 31: Requisitos particulares para medidores estáticos de energía activa (clases 0,2 S, 0,5 S, 1 y 2).

7. Observaciones:

Los ensayos se realizaron a la tensión de 220V y corrientes alternas de 60 Hz sinusoidales.
 A pedido del usuario los ensayos se realizaron a una tensión de 3x220V.
 Número de serie asignado por Luz del Sur 5546743

Ing. Miguel Cornejo Larrea
 Nombre del personal técnico
 quien realiza la verificación


Carlos López Villanueva
 Nombre y firma del personal
 responsable autorizado a firmar

FIN DEL DOCUMENTO

INSPEER S.A.C.
 Av. Tomás Valle Mz. D Lt. 08 AH 5 de Agosto (Alt. de San Germán) – Los Olivos – Lima
 Correo: administracion@inspersac.com Teléfono: (01) 747-1752 Celular: 985 847 587

ANEXO 19:

Diagrama de conexionado:

	FORMATO	Código: XXXXX-XX-XXX
	LISTA DE VERIFICACION CONEXIONADO DE SISTEMA DE MEDICION INDIRECTA EN BT - 220V	Revisión: 01
		Aprobado: XXXXXX
		Fecha: 07/11/2023
		Página: 1 de 2

DATOS DE LA ACTIVIDAD

Suministro SST Manser CR
 Fecha Hora Inicio Hora Término Tiempo Tot hrs

VERIFICACIÓN DOCUMENTOS PREVIA INSTALACIÓN SISTEMA MEDICIÓN (MEDIDOR -TRANSFORMADORES)

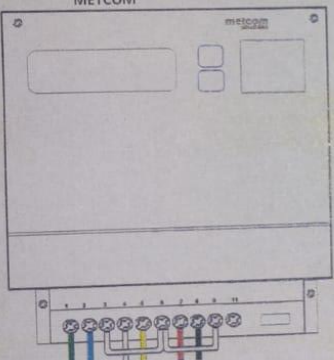
Protocolo Medidor	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C	Chip	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C
Protocolo transformador corriente	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C	Modem	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C
Orden de trabajo (SST/MANSER)	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C	Antena	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C
Pedido programación (LDS-FR-041)	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C	Corresponde programación:	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C
Reporte programación (metrología TECSUR)	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C	Numero de Sum, factor, PC	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C

REVISIÓN FINAL DE LA INSTALACIÓN CONEXIONADO SECUNDARIO * C = Conforme N/C = No conforme

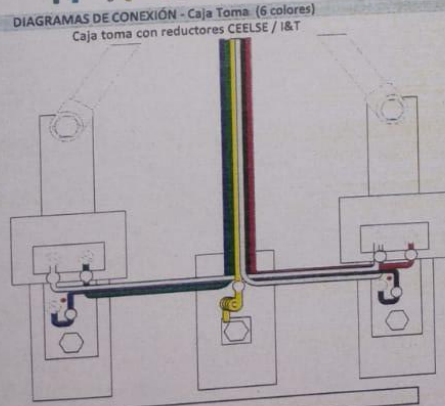
Conexionado Equipos de medida	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C	Vista fotográfica	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C
Conexionado en medidor	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C	Vista fotográfica	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C
Conexionado en transformadores de corriente	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C	Vista fotográfica	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C
Conexionado en modem	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C	Vista fotográfica	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C
Indicadores leds	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C	Vista fotográfica	<input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> N/C

DIAGRAMAS DE CONEXIÓN - Medidor Multifunción * C = Conforme N/C = No conforme

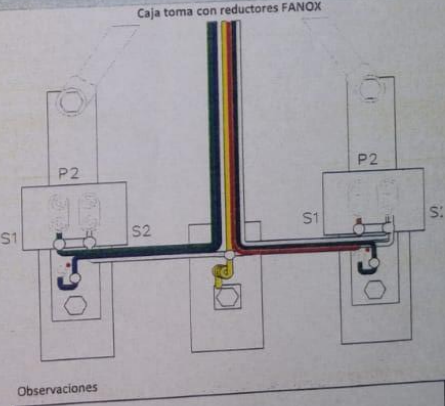
METCOM



DIAGRAMAS DE CONEXIÓN - Caja Toma (6 colores)
Caja toma con reductores CEELSE / I&T



Caja toma con reductores FANOX



Nombre
 Firma
 Resultado final Conexionado conforme

Observaciones

ANEXO 19:

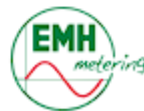
Ficha técnica medidores EMH, METCOM e iTechene:

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MEDIDOR ELECTRÓNICO MULTIFUNCIÓN EMH LZQJ-XC

Peso	EMH LZQJ-XC Clase 1.0: 1.4 Kg. EMH LZQJ-XC Clase 0.5S: 1.2 Kg. EMH LZQJ-XC Clase 0.2S: 1.2 Kg.
Carcasa	Dimensiones: 180 x 285 x 80 (ancho x alto x fondo) mm Grado de protección: IP54 (opcional IP51)
Tensión	EMH LZQJ-XC Clase 1.0: 3x57.7/100V – 3x240/415V EMH LZQJ-XC Clase 0.5S: 3x57.7/100V – 3x277/480V EMH LZQJ-XC Clase 0.2S: 3x57.7/100V – 3x277/480V
Corriente	EMH LZQJ-XC Clase 1.0: 5(100)A EMH LZQJ-XC Clase 0.5S: 1(10)A EMH LZQJ-XC Clase 0.2S: 1(10)A
Frecuencia	60 Hz
Sistema de medición	Trifásico, Bidireccional, de 3 y 4 hilos
Tipos de medida	Energía activa: +kWh, -kWh, +kW, -kW Energía reactiva: +kVarh, -kVarh, kVarh1, kVarh2, kVarh3, kVarh4, +kVar, -kVar +kVA, +kVAh, -kVA, -kVAh, Armónicos de U y I hasta la 31ªava, THDV, THDI, Flicker.
Constante de impulsos	EMH LZQJ-XC Clase 1.0: 1600 Imp./kWh (configurable) EMH LZQJ-XC Clase 0.5S: 5000 Imp./kWh (configurable) EMH LZQJ-XC Clase 0.2S: 10000 Imp./kWh (configurable)
Registadores de energía	32 registradores tarifables + 16 cont. no tarifables, >= 32 registradores históricos (total, HP y HFP)
Registadores de demanda	32 registradores de máxima demanda >= 32 registradores históricos (total, HP y HFP); 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30, 60 minutos configurables
Perfil de carga / Perfil de instrumentación, para cada perfil	Hasta 32 canales Hasta 3 años (un canal con intervalo de 15 minutos) Periodo de registro 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30 y 60 minutos configurable
Precisión de reloj	Precisión +/-5 ppm

www.teching.com.pe



	Batería de reserva > 20 años
Preservación de datos	Hasta 10 años tras desconexión en memoria EEPROM
Pantalla	Pantalla VDEW, 80 mm x 24 mm Altura de los dígitos 8 mm Pantalla de buen contraste y visible en ángulo Resistente a exposición solar Permite visualizar unidades de medición en el display (kW, kWh, V, A, etc.) Hasta 8 dígitos en pantalla Número de enteros y decimales configurables por software >= 4 decimales
Interfaces de comunicación	Interfaz óptica D0 Interfaz eléctrica RS485, RS232 y/o CL0 Protocolo de comunicación DLMS e IEC 62056-21
Módulo de comunicaciones (Plug&Play)	Modem GSM/GPRS/2G/3G/4G y/o Ethernet Protocolo de comunicación DLMS e IEC 62056-21
Entradas S0 / Tensión de línea	EMH LZQJ-XC Clase 1.0: máx. 1/máx. 5 (en total hasta 5 entradas) EMH LZQJ-XC Clase 0.5S: máx. 2/máx. 9 (en total hasta 10 entradas) EMH LZQJ-XC Clase 0.2S: máx. 2/máx. 9 (en total hasta 10 entradas)
Salidas	Cantidad máxima 8 Relés de alta capacidad máx. 250 V AC/DC, 10A (máx. 2 de cierre)
Alimentación	Trifásica redundante
Consumo de voltaje por fase	EMH LZQJ-XC Clase 1.0: Circuito de voltaje < 1.2 VA/<0.75W EMH LZQJ-XC Clase 0.5S: Circuito de voltaje < 1.2 VA/<0.75W EMH LZQJ-XC Clase 0.2S: Circuito de voltaje < 1.2 VA/<0.75W
Consumo de corriente por fase	EMH LZQJ-XC Clase 1.0: Circuito de corriente < 0.01 VA EMH LZQJ-XC Clase 0.5S: Circuito de corriente < 0.004 VA EMH LZQJ-XC Clase 0.2S: Circuito de corriente < 0.004 VA
Rango de temperatura	Fijo de operación: -25°C + 55°C Límite de operación, almacenamiento y transporte: -40°C ... +70°C

33 Technical data of the MCS301

Nominal voltage	4-wire, 3 Solutions 3-wire, 2 Solutions	3 x 58/100 V ... 3x63/110V; or 3 x 230/400 V; +/-20% or 3x58/100 ... 3x240/415V or 3x277/480V, -20/+15%
Nominal / maximum current	Indirect Connection Direct Connection Short circuit current Start-up current	1(2) A; 1(6) A; 1.5(6) A; 5(6) A; 5(10) A; 5 (15) A 5(60) A; 5(80) A; 5(100) A; Half cycle / 0.5s at rated frequency, 30 x I _{max} <0.1% (indirect) / 0.4% (direct) of reference current
Frequency		50 or 60 Hz ±5%
Accuracy class	Indirect Connection Direct Connection Reactive energy	Class C or B (EN 50470-3); or Class 0.2S (IEC 62053-22) Class B or A (EN 50470-3); Class 1 or 2 (IEC 62053-21) Class 0.5 or 1 or 2 (IEC 62053-23 and IEC 62053-24)
Temperature / Environmental influences	Operation/storage temp. Humidity Temperature coefficient Ingress protection Protection class	- 40°C ... +70°C / - 40°C ... +85°C 95% rel. humidity, non-condensing Average value (typical): < ±0.01% / °K IP54 Class II to IEC 62052-11 ☑
Electromagnetic Compatibility	Surge withstand 1.2/50 μs Insulation strength other Environmental conditions	6 kV (optional 12kV), R _{source} = 40 Ω, and 4kV, R _{source} = 2 Ω, 4 kVrms, 50 Hz, 1 min. Conducted disturbances from 2 kHz to 150kHz acc. 61000-4-19 MID E2
Real time clock	Accuracy Supercap Internal / external battery	Crystal < 5 ppm = < 3 min./year (at T = +23°C) 2 days 10 years (without main power), 15 year life time / external battery (optional)
Internal tariff source	Acc. EN 62052	Up to 8 tariffs, 4 seasons, weekday dependent tariff scheme
Display	Characteristics number of digits digit size Read-out without power	Type: LCD liquid crystal display, back lightened Value field: up to 8; index field: up to 7 Value field: 4 x 8 mm; index field: 3 x 6 mm With external battery (option)
Power supply	Power supply type	Transformer based power supply or switch power supply
Power consumption (per phase)	Voltage path Current path Auxiliary voltage	< 1,1 W; < 2,3 VA (transformer power supply) <0,65W, <1VA (wide range power supply) <0,01W, <0.01VA <1,9W, <4VA
Inputs and Outputs (option)	Control- or alarm-input 50 pulse inputs Output (electronic) Bistable mech. relay	Up to 2; Control voltage U _s 50 – 276 V Up to 2; acc. IEC 62053-31; Class A (max. 27 V DC) Up to 6: 12 to 230 V AC/DC (+15%); 100 mA Up to 1: 230 V AC (+/- 15%); 10A
Pulse LED (test)	Type / Number Impulse frequency / length meter constant	LED red / 2 – function kWh / kvarh; kWh / kVAh Programmable; max. 64Hz / 7.8 ms Programmable
Communication Interfaces	Optical interface Electrical interface Exchangeable Communication module	Infrared, serial, half-duplex; max. 19.200 bps; DLMS RS485, half-duplex 2 wires; max. 38.400 bps; DLMS RS232, half-duplex 2 wires; max. 38.400 bps; DLMS Ethernet interface (IPv4/V6)
Housing	Dimensions Material Environmental conditions	DIN 43857 part 2; DIN 43859 Polycarbonate (Lexan), partly glass-fiber reinforced, flame- retardant, self-extinguishing plastic, recyclable MID M1
Connections	Indirect Connection Direct Connection Auxiliary connections	Screw type terminals with cages; Diameter 5.0 mm Pozidrive Combi No. 2; tightening torque max. 1.4 Nm Screw type terminals with cages; Diameter 9.5 mm Pozidrive Combi No. 2; tightening torque max. 2.5 Nm Screw terminals 2.5mm, conductor cross section: 1.5 to 2.5mm ² Head screw size 2 (slit); tightening torque max. 1.0 Nm
Weight	Direct / Indirect Connection	1.3 / 1.2kg
Terminal cover	Standard advanced cover	40 mm free space, height 100mm (also in transparent version) 70 mm free space, height 100mm, supporting installation of external modem/Gateway

1.1 Parámetros técnicos

Los parámetros técnicos del TC31W3 a continuación:

Nombre de Parámetros	Requerimientos técnicos
U_n	3*220V
I_b	2.5A
I_{max}	10A
Exactitud	Clase 0.5 para energía activa
	Clase 2 para energía reactiva
I_{st}	5mA (2% I_b)
Constante de pulso del medidor	10000 imp/kWh, 10000imp/kvarh
Frecuencia	60Hz
Temperatura de operación	-25°C~+60°C
Temperatura de almacenamiento	-40°C~+70°C
Humedad relacionada	≤95% (sin condensación)
Nivel de protección	IP54
Aislamiento	Grado II
Prueba de ráfagas transitorias rápidas	4kV
Descargas electrostáticas	descarga de contacto:8kV, descarga de aire:15kV
Prueba de voltaje AC	4kV, 60Hz para un min
Voltaje de impulso	6 kV