

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

PROPUESTA DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE PARA
EVALUAR LA OPERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN EN EL CENTRO HISTORICO DEL CUSCO

PRESENTADO POR:

Br. Elberto Chipa Quispe

Br. Hector Grassier Choque Cahuana

PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA

ASESOR:

Dr. Jose Wilfredo Callasi Quispe

CUSCO – PERÚ

2024

INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, **Asesor** del trabajo de investigación/tesis titulada: **PROPUESTA DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE PARA EVALUAR LA OPERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL CENTRO HISTORICO DEL CUSCO**, presentado por: **Elberto Chipa Quispe** con DNI Nro.: **76512851** y por: **Hector Grassier Choque Cahuana** con DNI Nro.: **76754766** para optar el título profesional/grado académico de **Ingeniero Electricista**.

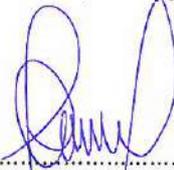
Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por **02 veces**, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de **09 %**.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto** la primera página del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 17 de julio de 2024



Firma

Post firma: José Wilfredo Callasi Quispe

Nro. de DNI 23812797

ORCID del Asesor: 0000-0003-0714-4499

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: oid: **27259:368763899**

NOMBRE DEL TRABAJO

**2. TRABAJO DE TESIS FINAL_CHIPA_CH
OQUE JULIO 16_07_2024.pdf**

AUTOR

Chipa y Choque final

RECUENTO DE PALABRAS

20424 Words

RECUENTO DE CARACTERES

125435 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

153 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

9.1MB

FECHA DE ENTREGA

Jul 17, 2024 9:46 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Jul 17, 2024 9:49 AM GMT-5**● 9% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 2% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 9% Base de datos de trabajos entregados
- 0% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● Excluir del Reporte de Similitud

- Material bibliográfico
- Material citado
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 20 palabras)

DEDICATORIAS

Dedicamos esta tesis a nuestros padres y familiares, quienes nos brindaron vida, educación, apoyo, fortaleza y consejos. También expresamos nuestro profundo agradecimiento a nuestros docentes y amigos, cuyo respaldo y motivación fueron esenciales para hacer realidad este trabajo. A todos ellos les estamos infinitamente agradecidos.

“Quiero dedicar esta tesis a mis padres, Juan Chipa Maqqe y Jesusa Quispe Quispe, quienes han dado sentido a mi vida con sus consejos y su apoyo incondicional, todo lo que soy hoy en día se lo debo a ellos. A mis hermanos Orlando, Rosmery y Anita por su apoyo, cariño y por estar en los momentos más importantes de mi vida, este logro también es de ustedes. También quiero extender mi agradecimiento a toda mi familia, que representa lo mejor y lo más valioso que Dios me ha dado”.

Elberto Chipa Quispe

“Quiero dedicar esta tesis a todas las personas por su colaboración y apoyo en el desarrollo de este proyecto, gracias a ellos se hizo realidad lo que tanto anhelamos”.

Hector Grassier Choque Cahuana

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento al Dr. Jose Wilfredo Callasi Quispe, nuestro asesor, por su invaluable orientación durante todo el desarrollo de esta tesis. Asimismo, extendemos nuestro profundo agradecimiento al Ingeniero Marco Panti Ayte y al Ingeniero Fransk Abdel Puma Flores por su apoyo incondicional y por compartir generosamente su experiencia con nosotros. También queremos reconocer a todos los ingenieros de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica que contribuyeron con sus valiosos conocimientos, especialmente al MGT. Octavio Cañihua Cayocusi y al Dr. Artemio Janqui Guzman.

PRESENTACIÓN

Señor : Decano de la facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica.

Señores: Docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica.

Señores: Miembros del Jurado.

En cumplimiento del Reglamento de Grados y Títulos de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, presentamos el presente trabajo intitulado “**PROPUESTA DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE PARA EVALUAR LA OPERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL CENTRO HISTORICO DEL CUSCO**”, elaborado con la asesoría del M.Sc. Ing. Jose Wilfredo Callasi Quispe, con la finalidad de optar el título profesional de Ingeniero Electricista.

LOS AUTORES

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiv
ACRÓNIMOS.....	xv
INTRODUCCIÓN	xvi
RESUMEN.....	xvii
ABSTRACT	xviii
1. CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES	1
1.1. Ámbito geográfico	1
1.2. Descripción de la realidad problemática.....	4
1.3. Formulación del problema.....	9
1.3.1. Problema General.....	9
1.3.2. Problemas específicos	9
1.4. Objetivos.....	9
1.4.1. Objetivo General.....	9
1.4.2. Objetivos Específicos.....	9
1.5. Justificación	10
1.5.1. Técnica	10
1.5.2. Metodológico.....	10
1.5.3. Social.....	11
1.5.4. Económicos.....	11
1.6. Alcances y Limitaciones.....	11

1.6.1.	Alcances de la Investigación.....	11
1.6.2.	Limitaciones de la Investigación	11
1.7.	Hipótesis	12
1.7.1.	Hipótesis General	12
1.7.2.	Hipótesis Específicas.....	12
1.8.	Operacionalización de Variables.....	13
1.9.	Metodología de la investigación	14
1.9.1.	Enfoque de investigación.....	14
1.9.2.	Tipo de investigación	14
1.9.3.	Nivel de investigación.....	14
1.9.4.	Diseño de investigación	14
1.9.5.	Población y Muestra.....	14
1.9.6.	Técnicas de recolección de datos	15
1.9.7.	Procesamiento de datos.....	16
1.10.	Matriz de consistencia.....	17
2.	CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	18
2.1.	Antecedentes.....	18
2.1.1.	Estudio de investigación “Design of Transformer Load Monitoring Systems By Utilizing Smart Meter Data”	18
2.1.2.	Estudio de investigación “Smart Metering and Health Monitoring Of Distribution Transformers Using RF Technology”	18
2.1.3.	Estudio de investigación “Automatic Tool for Transformer Operation Monitoring in Smartgrid”	19

2.1.4.	Estudio de investigación “A Smart Optimization of Fault Diagnosis in Electrical Grid Using Distributed Software-Defined IoT System”	20
2.2.	Sistema de distribución eléctrica	21
2.2.1.	Subestación de Transformación.....	21
2.2.2.	Red de Distribución Primaria	21
2.2.3.	Subestaciones de distribución.....	21
2.2.4.	Red de Distribución Secundaria	23
2.3.	Transformadores de distribución.....	23
2.3.1.	Por el número de fases.	24
2.3.2.	En función de los lugares de instalación.....	25
2.4.	Definición de los principales factores y características de la carga eléctrica.....	27
2.4.1.	Potencia eléctrica.....	28
2.4.2.	Demanda eléctrica	28
2.4.3.	Demanda máxima.....	28
2.4.4.	Demanda promedio	28
2.4.5.	Factor de demanda.....	28
2.4.6.	Factor de utilización	29
2.4.7.	Factor de carga.....	29
2.5.	Cargabilidad de un transformador de distribución.....	29
2.5.1.	Criterio para determinar la cargabilidad del transformador de distribución.....	30
2.6.	Sistema de medición inteligente.....	30
2.7.	Componentes principales de un sistema de medición inteligente.....	31
2.7.1.	Medidores inteligentes	32

2.7.2.	Colectores o concentradores	32
2.7.3.	Plataforma de comunicación.....	32
2.7.4.	Tecnologías de comunicación.....	33
2.7.5.	Plataforma de gestión	36
2.8.	Sistemas de medición inteligente en el mercado.....	37
2.8.1.	Wasion Holdings International	38
2.8.2.	Genus Power Infrastructures Ltd.....	40
2.8.3.	Clou Global Technology	42
2.8.4.	Hexing Electrical Co.Ltd	44
2.8.5.	Honeywell – Elster	45
2.8.6.	Itron	48
2.8.7.	Landis Gyr	50
2.8.8.	Kamstrup.....	52
2.9.	Marco Legal.....	54
3.	CAPÍTULO III ESTADO SITUACIONAL DEL PROCESO DE EVALUACIÓN DE OPERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	55
3.1.	Centros de Transformación de energía eléctrica.....	55
3.1.1.	Subestación de transformación de Quencoro.....	55
3.1.2.	Subestación de transformación de Dolorespata.....	55
3.1.3.	Subestación de Distribución de la energía eléctrica.....	58
3.2.	Ámbito de estudio: centro histórico del Cusco	59
3.3.	Descripción de los Alimentadores en Estudio: DO03, DO04 Y DO09	60
3.3.1.	Alimentador DO-03.....	60

3.3.2.	Alimentador DO-04.....	60
3.3.3.	Alimentador DO-09.....	60
3.4.	Potencia Instalada: centro histórico del Cusco.....	64
3.4.1.	Potencia instalada: DO-03	65
3.4.2.	Potencia Instalada: DO-04	66
3.4.3.	Potencia instalada: DO-09	66
3.5.	Proceso de evaluación de la capacidad operativa de los Transformadores de Distribución	67
4.	CAPÍTULO IV ANALISIS COMPARATIVO DE TECNOLOGIAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE PARA LA PROPUESTA DE MEJORA	75
4.1.	Comparación de medidores inteligentes	75
4.2.	Comparación de tecnologías de comunicación	83
5.	CAPÍTULO V PROPUESTA DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE	90
5.1.	Etapas para Implementación del Sistema de Medición Inteligente	90
5.2.	Selección de equipos y sistema a utilizar.....	91
5.2.1.	Selección del medidor inteligente	92
5.2.2.	Elección de la tecnología de comunicación.....	96
5.2.3.	Plataformas de gestión	97
5.2.4.	Diseño y elección del sistema de la interfaz gráfica	101
5.3.	Lugar de implementación	101
5.4.	Metodología de mejora con sistema de medición inteligente	103
5.5.	Aplicación del sistema inteligente como mejora.....	110
6.	CONCLUSIONES	116

7.	SUGERENCIAS Y RECOMENDACIONES.....	117
8.	BIBLIOGRAFIA.....	118
9.	RELACIÓN DE ANEXOS	123

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Mapa del departamento del Cusco</i>	2
Figura 2 <i>Ubicación Geográfica del centro histórico del Cusco</i>	3
Figura 3 <i>Crecimiento de la demanda eléctrica anual en la región Cusco del año 2016 a 2022</i> ...	5
Figura 4 <i>Crecimiento de número de clientes de Electro Sur Este S.A.A. por año en la región Cusco del año 2016 a 2022</i>	6
Figura 5 <i>Cantidad de mediciones realizadas a los Transformadores de Distribución por Alimentador en el año 2021</i>	8
Figura 6 <i>Subestación de Distribución Tipo Aérea</i>	22
Figura 7 <i>Principales Elementos del Sistema de Distribución</i>	23
Figura 8 <i>Representación de un transformador real monofásico</i>	24
Figura 9 <i>Transformador de Distribución Instalado en Subestaciones Tipo Caseta</i>	25
Figura 10 <i>Subestación de Distribución Tipo Aérea</i>	26
Figura 11 <i>Transformador de Distribución Instalado en Subestaciones Tipo Compacta</i>	27
Figura 12 <i>Componentes principales del Sistema de Medición Inteligente</i>	31
Figura 13 <i>Principales redes de área de la plataforma de comunicación</i>	33
Figura 14 <i>Tecnología de comunicación tipo PLC</i>	34
Figura 15 <i>Medidor Inteligente Indirecto Trifásico aMeter300-AC0534</i>	39
Figura 16 <i>Medidor DT inteligente Saksham TM 345</i>	41
Figura 17 <i>Medidor trifásico indirecto inteligente CL730S23 CT</i>	43
Figura 18 <i>Medidor de red trifásico (HXT300)</i>	45
Figura 19 <i>Medidor Multifunción Elster A1800</i>	47
Figura 20 <i>Medidor multifunción SENTINEL</i>	49

Figura 21 <i>Medidor Landis+Gyr S650</i>	51
Figura 22 <i>Medidor de Electricidad de Conexión Indirecta Kamstrup 351C</i>	53
Figura 23 <i>Diagrama Unifilar de Subestación de Transformación Quencoro</i>	56
Figura 24 <i>Diagrama Unifilar SET Dolorespata – Cusco</i>	57
Figura 25 <i>Clasificación de SED's según el tipo de servicio</i>	58
Figura 26 <i>Clasificación por el tipo de montaje de SED's</i>	59
Figura 27 <i>Porcentaje de subestaciones en el centro histórico del Cusco</i>	60
Figura 28 <i>Recorrido de los AMT: DO-03, DO-04 y DO-09 en el centro histórico del Cusco</i>	61
Figura 29 <i>Transformadores de Distribución en el centro histórico del Cusco pertenecientes a los Alimentadores DO-03, DO-04 y DO-09.</i>	62
Figura 30 <i>Potencia Instalada en SED's en el centro histórico del Cusco</i>	64
Figura 31 <i>Cantidad de SED's según Potencia Instalada - DO-03</i>	65
Figura 32 <i>Cantidad de SED según Potencia Instalada – DO-04</i>	66
Figura 33 <i>Cantidad de SED según Potencia Instalada – DO-09</i>	67
Figura 34 <i>Arquitectura del proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución</i>	69
Figura 35 <i>Módulo de Cargabilidad de los Transformadores de Distribución</i>	70
Figura 36 <i>Placa característica del Transformador de Distribución</i>	71
Figura 37 <i>Perfil de carga del Transformador de Distribución</i>	72
Figura 38 <i>Cantidad de mediciones en AMT: DO-03, DO-04 y DO-09 en año 2021</i>	74
Figura 39 <i>Etapas de implementación de sistemas de medición inteligente</i>	91
Figura 40 <i>Detalles técnicos del medidor Elster A1800</i>	93
Figura 41 <i>Puertos de conexión del módem 3G/4G y componentes</i>	94

Figura 42 <i>Proceso de instalación del módem 3G/4G al medidor Elster A1800</i>	95
Figura 43 <i>Diagrama de conexión del medidor a las barras por intermedio de TC</i>	96
Figura 44 <i>Tecnología de comunicación Red Celular</i>	97
Figura 45 <i>Servidor de datos ELSE</i>	98
Figura 46 <i>Etapas de inicio y proceso de información de AlphaCENTER</i>	99
Figura 47 <i>Inicialización, visualización del módulo informático SIELSE</i>	100
Figura 48 <i>Parte céntrica del centro histórico del Cusco</i>	101
Figura 49 <i>Ilustración de SED tipo Caseta y de Mayor Potencia</i>	102
Figura 50 <i>Arquitectura de sistema de medición inteligente como metodología de mejora</i>	103
Figura 51 <i>Medidor inteligente en el tablero de distribución autosoportado</i>	104
Figura 52 <i>Medidor Elster A1800, antena en el tablero de distribución autosoportado</i>	105
Figura 53 <i>Arquitectura de sistema de medición de medición inteligente</i>	106
Figura 54 <i>Interfaz entre los servidores ALPHA CENTER y SIELSE</i>	107
Figura 55 <i>Procesamiento de datos para sincronización entre "ALPHACENTER" y "SIELSE"</i> 108	
Figura 56 <i>Perfiles de Potencia, Tensión y Corriente una vez ingresada la información al módulo de cargabilidad</i>	109
Figura 57 <i>Diagrama de bloques de adquisición de datos medidos en línea</i>	112
Figura 58 <i>Arquitectura de propuesta de sistema de medición inteligente como propuesta de mejora</i>	113
Figura 59 <i>Perfiles de Tensión, Corriente, Potencia y Factor de Potencia</i>	114
Figura 60 <i>Principales procesos de gestión de carga de los transformadores de distribución</i> ...115	
Figura 61 <i>Flujograma de gestión de carga de los transformadores de distribución</i>	115

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Matriz de operacionalización de Variables: Independiente-Dependiente</i>	13
Tabla 2 <i>Matriz de Consistencia.</i>	17
Tabla 3 <i>Datos de las SED's en el centro histórico del Cusco</i>	63
Tabla 4 <i>Límites de capacidad operativa de los Transformadores de Distribución</i>	70
Tabla 5 <i>Mediciones en los Alimentadores DO-03, DO-04 y DO-09 en el año 2021</i>	73
Tabla 6 <i>Tecnologías fabricadas por empresas internacionales</i>	76
Tabla 7 <i>Capacidad de medición de variables eléctricas de los medidores estudiados.</i>	77
Tabla 8 <i>Clases de precisión de medición de los medidores estudiados</i>	78
Tabla 9 <i>Tecnología de comunicación de los medidores estudiados</i>	79
Tabla 10 <i>Precio de los medidores inteligentes estudiados</i>	80
Tabla 11 <i>Plataforma de gestión de los medidores estudiadas</i>	81
Tabla 12 <i>Distancia de separación entre la subestación de distribución y la empresa ELSE</i>	84
Tabla 13 <i>Medio físico de comunicación de tecnologías de comunicación</i>	85
Tabla 14 <i>Costo de implementación de las tecnologías de comunicación</i>	86
Tabla 15 <i>Capacitación técnica en cuanto a la implementación de tecnologías de comunicación</i>	88
Tabla 16 <i>Características de los SED's</i>	102

ACRÓNIMOS

AMT	Alimentador de Media Tensión
BT	Baja Tensión
CNE	Código Nacional de Electricidad
DO-03	Alimentador Numero 03 de la Subestación de Transformación Dolorespata
DO-04	Alimentador Numero 04 de la Subestación de Transformación Dolorespata
DO-09	Alimentador Numero 09 de la Subestación de Transformación Dolorespata
SED	Subestación Eléctrica de Distribución
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
ELSE	Electro Sur Este S.A.A.
SIELSE	Modulo informático de Electro Sur Este S.A.A.
RF	Radio Frecuencia
HAN	Red de área domestica
FAN	Red área de campo
WAN	Red de área extensa
PLC	Power Line Communication
DT	Transformador de Distribución
MDMS	Gestión de datos de medidores
P_{max}	Potencia máxima

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de tesis titulado “**PROPUESTA DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE PARA EVALUAR LA OPERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL CENTRO HISTORICO DEL CUSCO**”, consta de 5 capítulos de los cuales presentamos un breve resumen de los temas que aborda cada capítulo.

Capítulo I: En este capítulo se da a conocer todos los aspectos generales del desarrollo de la tesis, en el cual se describe el planteamiento y formulación del problema, antecedentes del estudio, alcances y limitaciones, objetivos, hipótesis y por último la metodología empleada para el desarrollo del presente trabajo de tesis.

Capítulo II: En el presente capítulo se aborda el desarrollo del marco teórico que comprende conceptos teóricos y definiciones conceptuales que contempla en el contenido del trabajo de tesis.

Capítulo III: En este capítulo se realiza el diagnóstico de la situación actual en cuanto al proceso de medición y la disponibilidad de información sobre la cargabilidad de los transformadores y asimismo sobre la evaluación de capacidad operativa de los transformadores de distribución.

Capítulo IV: En el presente capítulo se aborda el análisis comparativo de las tecnologías de medición inteligente para la propuesta de mejora.

Capítulo V: Finalmente en este capítulo se aborda sobre la propuesta de mejora aplicando sistemas de medición inteligente, dando a conocer las mejorías que podría aportar el sistema de medición inteligente para un adecuado proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución.

RESUMEN

Se espera que la modernización hacia las redes inteligentes impulse significativamente la implementación de sistemas de medición inteligente en las redes de distribución eléctrica, lo cual puede mejorar notablemente la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico. El presente trabajo de tesis se desarrolla a partir de que, en la región del Cusco la demanda de la energía eléctrica con el pasar de los años se viene incrementando debido al avance tecnológico, crecimiento poblacional, confort de los clientes e industrialización de la región; donde los cortes de energía eléctrica podrían ser originados por fallas posibles en los transformadores de distribución. Esta problemática puede tener consecuencias negativas técnicas y económicas, tales como en la calidad y continuidad del servicio eléctrico, multas por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) o deterioro de la vida útil del transformador. Todos estos acontecimientos son consecuencias por no contar con un sistema de monitoreo permanente del estado de operación de los transformadores de distribución. Este trabajo de tesis propone una arquitectura de sistema de medición inteligente destinado a automatizar el proceso de evaluación de la capacidad operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco, operada por la Empresa Electro Sur Este S.A.A. Además, se lleva a cabo un análisis exhaustivo de los principales componentes del sistema de medición inteligente para seleccionar los equipos más adecuados, considerando los aspectos técnicos en el lado secundario del transformador de distribución y el contexto específico del ámbito de estudio.

Palabras clave: Sistema de medición inteligente, evaluación operativa de transformadores, visualización de datos en línea, monitoreo de operación de transformadores.

ABSTRACT

The modernisation towards smart grids is expected to significantly boost the implementation of smart metering systems in electricity distribution networks, which can significantly improve the reliability and quality of electricity service. The present thesis work is developed from the fact that, in the Cusco region, the demand for electricity has been increasing over the years due to technological progress, population growth, customer comfort and industrialisation of the region; where power outages could be caused by possible failures in distribution transformers. This problem can have negative technical and economic consequences, such as in the quality and continuity of the electricity service, fines by the Supervisory Body for Investment in Energy and Mining (OSINERGMIN) or deterioration of the useful life of the transformer. All these events are consequences of not having a permanent monitoring system of the operating status of distribution transformers. This thesis work proposes a smart metering system architecture aimed at automating the process of evaluating the operational capacity of distribution transformers in the historic centre of Cusco, operated by Empresa Electro Sur Este S.A.A. In addition, an exhaustive analysis of the main components of the smart metering system is carried out to select the most appropriate equipment, considering the technical aspects on the secondary side of the distribution transformer and the specific context of the study area.

Keywords: Smart metering system, transformer operational assessment, online data visualisation, transformer operation monitoring.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1. **Ámbito geográfico**

El área geográfica donde se desarrolló el presente trabajo de tesis, se ubica en el centro histórico del Cusco, ubicada en la provincia y región de Cusco. Según el informe de actualización plan maestro (2018-2028) centro histórico Cusco tomo II, se encuentra enmarcada dentro de los siguientes límites:

Norte: Por el norte colinda con la delimitación del barrio San Blas, parque arqueológico Saqsaywaman.

Sur: Por el Sur colinda por todo la Avenida Ejercito, pasando por el puente Grau, puente Belén, puente Santiago y barrio Collpata.

Este: Por el Este colinda con la delimitación de la Avenida Tullumayu partiendo de Pumaqchupan, Limaqpampa, Collacalle y Recoleta.

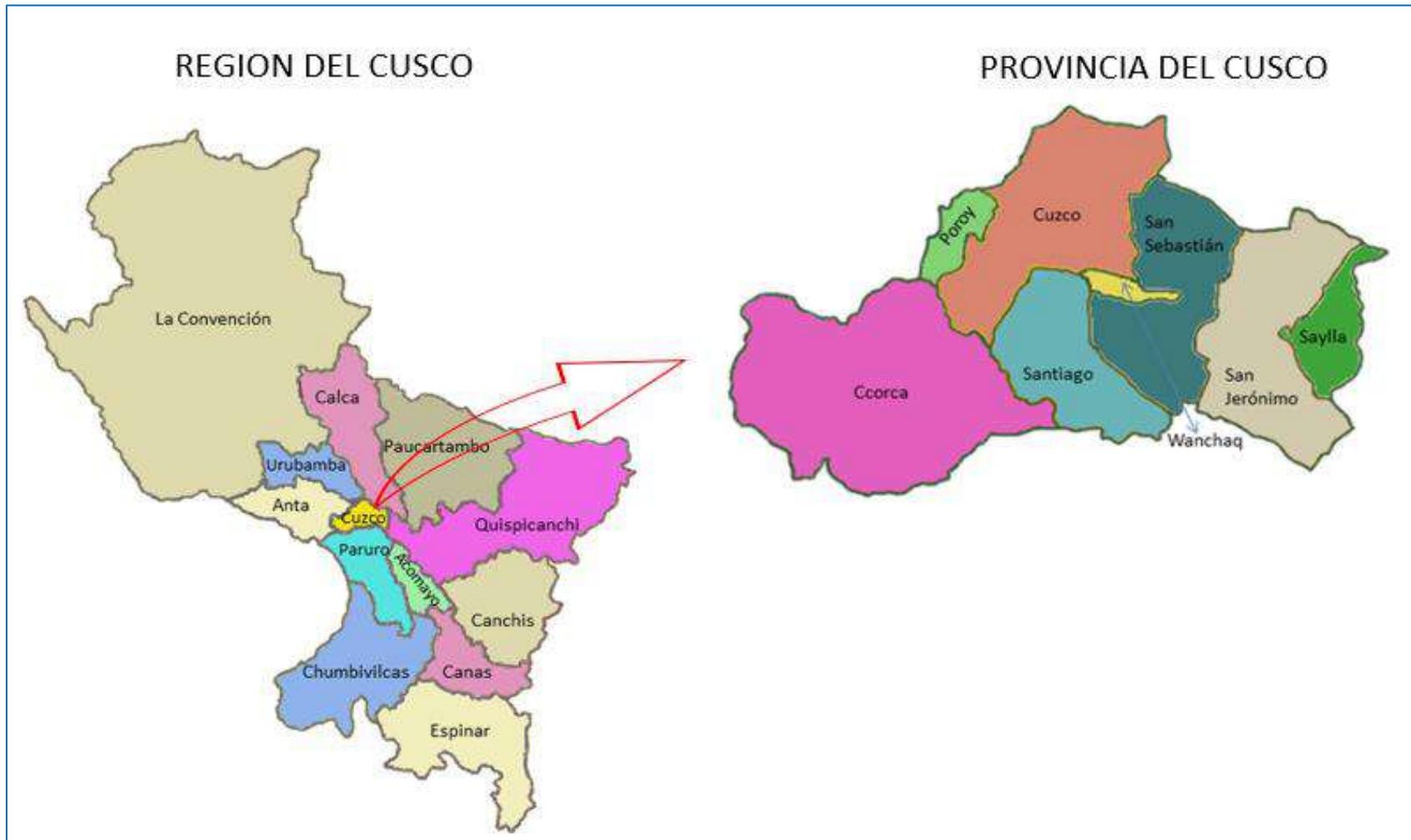
Oeste: Por el Oeste colinda con la delimitación del barrio Santa Ana, prolongación arcopata, Av. Apurimac, calle Ayahuayqo.

En la **Figura 1** se muestra el mapa de la región y provincia del Cusco, siendo área de concesión de la empresa Electro Sur Este S.A.A.

En la **Figura 2** se muestra la ubicación geográfica y demarcación del centro histórico del Cusco.

Figura 1

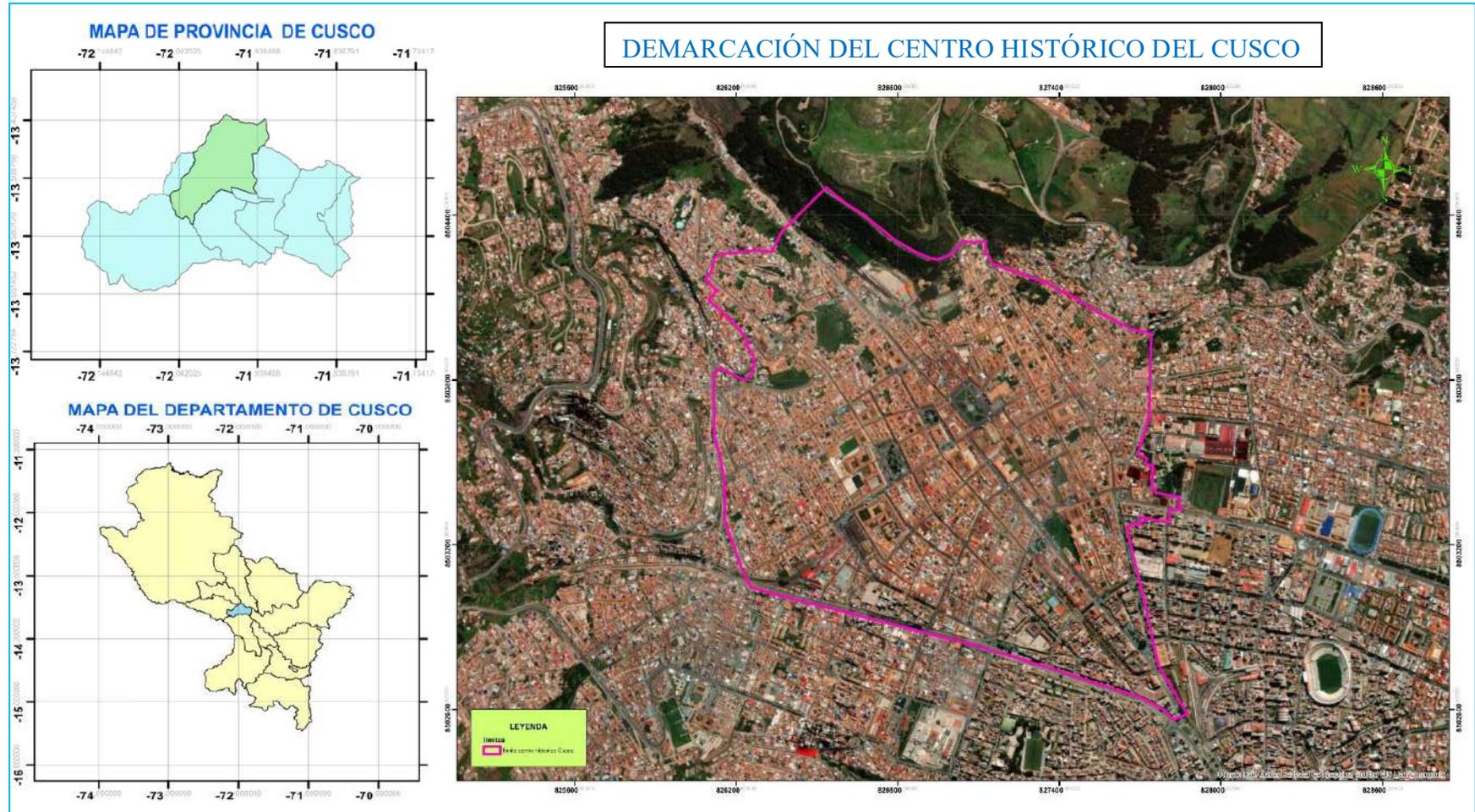
Mapa del departamento del Cusco



Fuente: Elaboración propia, adaptada con la información recopilada de Cuzco, Perú Genealogía.

Figura 2

Ubicación Geográfica del centro histórico del Cusco



Fuente: Elaboración propia con la información recopilada según plan maestro (2018-2028) tomo II.

1.2. Descripción de la realidad problemática

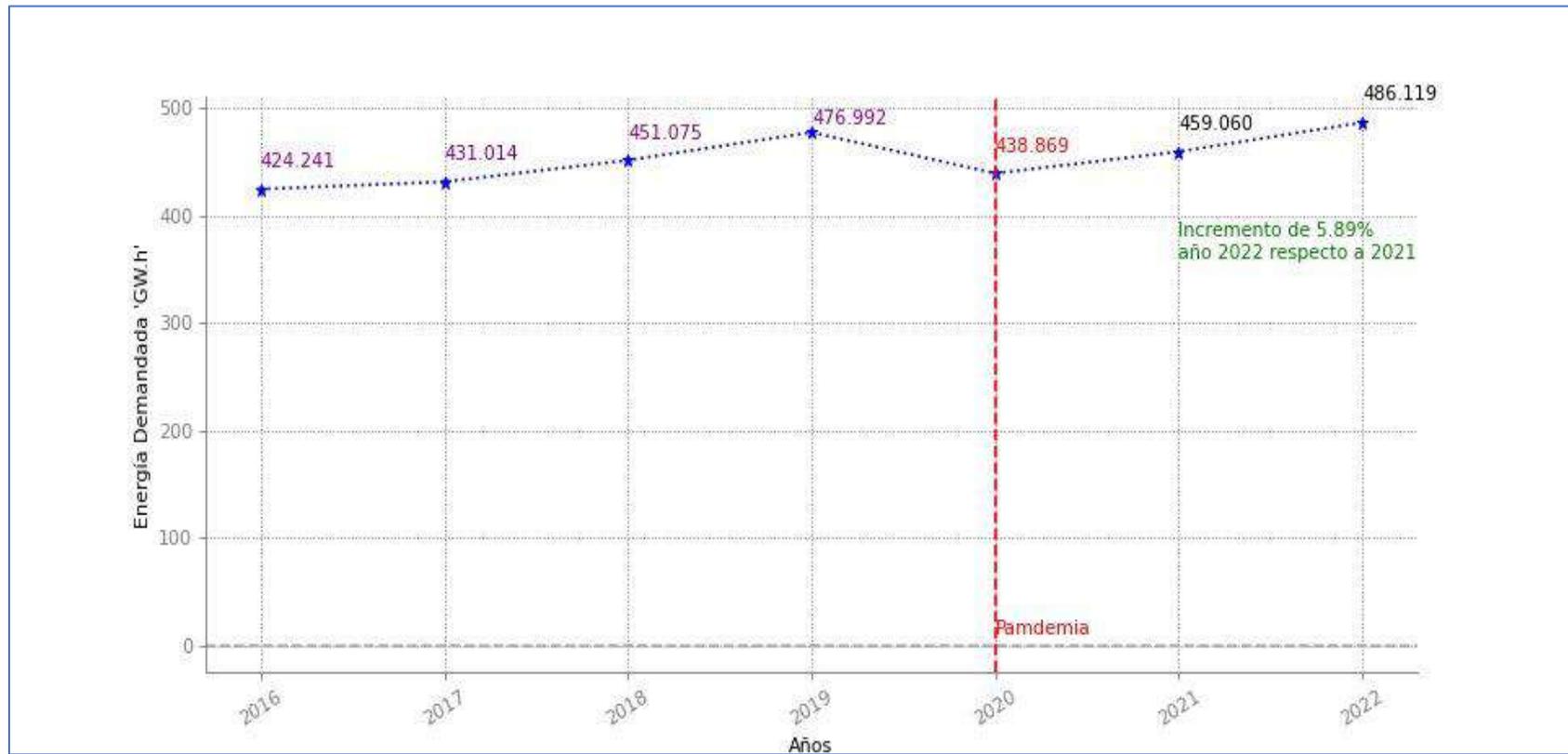
En Taiwán, el dramático crecimiento de la demanda eléctrica ha originado que los transformadores de distribución se sobrecarguen y dañen ocasionando interrupción del servicio eléctrico y deterioro de la confiabilidad del sistema. La empresa pública de distribución de energía eléctrica con la implementación de los medidores inteligentes hizo una estimación de la carga ayudando así en el diseño de un plan de evaluación para los transformadores de distribución (Lien et al., 2017).

En Brasil, en un estudio de Kalache (2016, como se citó en Puma et al., 2018) indica que las pérdidas de energía eléctrica generadas en los transformadores de distribución son aproximadamente el 33,3% de las pérdidas totales del sistema de distribución. En este contexto, las pérdidas de energía que se dan en los transformadores de distribución no se estiman con exactitud por muy bajo monitoreo de los sistemas de distribución (Puma et al., 2018).

En la región Cusco, la demanda de la energía eléctrica con el pasar de los años se viene incrementando debido al avance tecnológico, crecimiento poblacional, confort de los clientes e industrialización de la región; donde los cortes de energía eléctrica, baja confiabilidad del sistema de distribución, pérdidas de energía eléctrica y baja calidad de servicio podrían ser originados por fallas posibles en los transformadores de distribución ya sea por sobrecarga, sobredimensionamiento y/o desbalance de circuitos de baja tensión. En el año 2022, como se muestra en la **Figura 3**, en la región Cusco la energía demandada alcanzó a 486,119 MW.h , con una tasa de crecimiento de 5.89% respecto al año 2021 que fue 459,060 MW.h.; de la misma forma en cuanto al número de clientes se tuvo un crecimiento de 3.95% con respecto al año 2021, ver **Figura 4**.

Figura 3

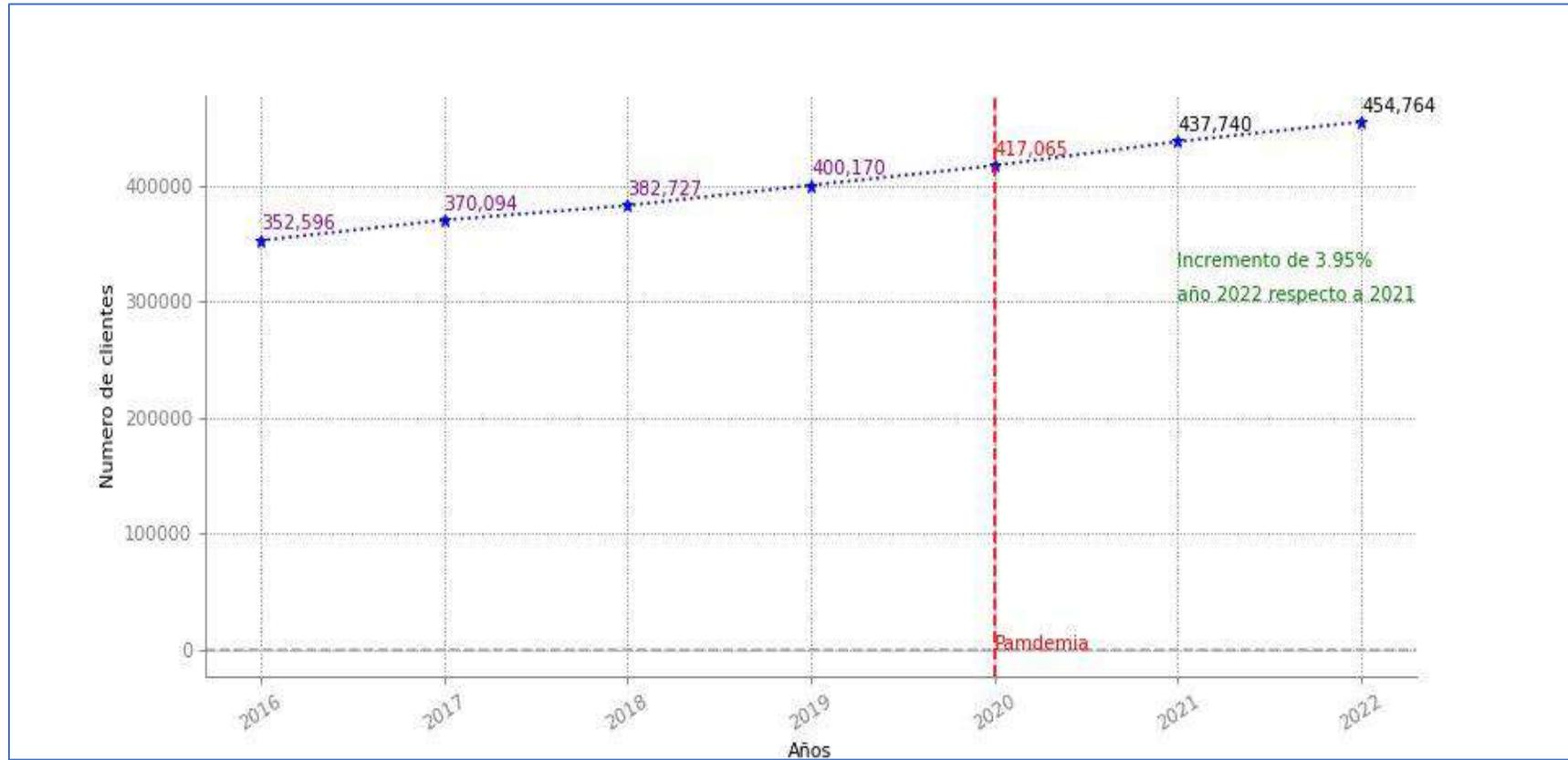
Crecimiento de la demanda eléctrica anual en la región Cusco del año 2016 a 2022



Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Memoria Anual de Electro Sur Este S.A.A. (2022)

Figura 4

Crecimiento de número de clientes de Electro Sur Este S.A.A. por año en la región Cusco del año 2016 a 2022



Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Memoria Anual de Electro Sur Este S.A.A. (2022)

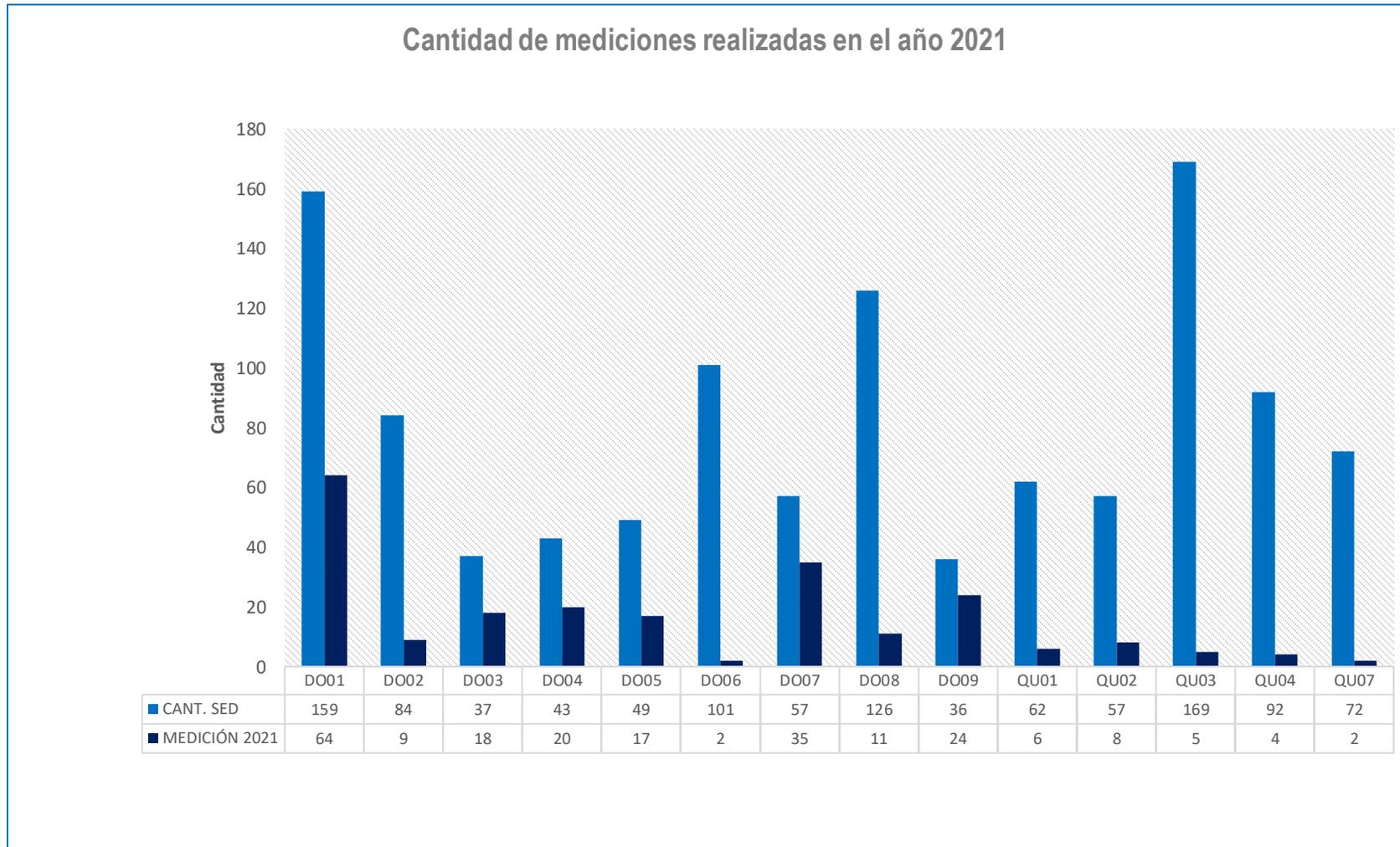
Para el proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución, la empresa distribuidora que suministra el servicio de electricidad en la región Cusco realiza la medición de los parámetros de operación de los transformadores de distribución de forma manual empleando equipos tales como registradores y analizadores de redes, pero por la cantidad de transformadores que vienen operando en la región este proceso se convierte casi imposible de realizar en su totalidad.

Según la base de datos, la empresa Electro Sur Este S.A.A. cuenta con 1 144 transformadores de distribución en la ciudad del Cusco; entre monofásicos y trifásicos alimentados por las Subestaciones eléctricas de transformación de Dolorespata y Quencoro. Según la **Figura 5**, en el año 2021 se realizaron 225 mediciones de los transformadores de distribución que representa el 19,67% del total de transformadores de distribución existentes y un 80,33% de transformadores que no fueron medidos desconociendo el estado en que vienen operando y consecuentemente las pérdidas de energía por sobrecarga o sobredimensionamiento, ocasionan pérdidas eléctricas al sistema eléctrico y los cuales deberán ser reconocidos como costos adicionales por la empresa distribuidora.

Este es un problema latente a la fecha y puede tener consecuencias negativas técnicas y económicas, tales como en la calidad y continuidad del servicio eléctrico, multas por Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) o deterioro de la vida útil del transformador. Todos estos acontecimientos son consecuencias por no contar con un sistema de monitoreo permanente del estado de operación de los transformadores de distribución.

Figura 5

Cantidad de mediciones realizadas a los Transformadores de Distribución por Alimentador en el año 2021.



Fuente: Elaboración propia con la información adaptada de Sistema Informático (SIELSE) – Electro Sur Este S.A.A.

1.3. Formulación del problema

1.3.1. Problema General

PG: ¿De qué manera la propuesta de un sistema de medición inteligente permitirá mejorar el proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco?

1.3.2. Problemas específicos

PE1: ¿Cómo se realiza actualmente el proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco?

PE2: ¿Qué tecnología de medición inteligente sería viable para la obtención de datos de operación de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco?

PE3: ¿Cómo se puede acceder desde el módulo SIELSE a los datos de operación de los transformadores de distribución proporcionados por el sistema de medición inteligente propuesto?

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

OG: Determinar una propuesta de un sistema de medición inteligente que permita mejorar el proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco.

1.4.2. Objetivos Específicos

OE1: Determinar el proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución que se realiza actualmente en el centro histórico del Cusco.

OE2: Determinar la tecnología más apropiada para la obtención de datos de operación de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco.

OE3: Desarrollar un procedimiento efectivo para obtener acceso desde el módulo SIELSE a los datos de operación de los transformadores de distribución proporcionados por el sistema de medición inteligente propuesto.

1.5. Justificación

1.5.1. Técnica

La presente investigación tiene justificación técnica porque las situaciones negativas como la carencia de información en la que operan los transformadores demuestra la falta de monitoreo frente a cualquier falla que pueda presentarse y con la implementación de un sistema de medición inteligente se puede lograr evaluar, controlar y prevenir la operación de los transformadores durante su funcionamiento.

1.5.2. Metodológico

En la actualidad a nivel mundial, la tecnología de sistemas de medición inteligente, avanza aceleradamente en todas las áreas por ende Electro Sur Este S.A.A., como empresa distribuidora de energía eléctrica, se ve en la necesidad de contar con un sistema de medición inteligente que permita controlar, evaluar y monitorear a distancia la operación de los transformadores de distribución para una mejor gestión de los transformadores de distribución y reducir elevados costos de operación y mantenimiento.

1.5.3. Social

la presente investigación tiene aporte social puesto que, al tener una mejor estimación y evaluación del estado en la cual operan los transformadores de distribución se podrá evitar a que el transformador llegue a fallar y así se podrá mejorar la confiabilidad del sistema de distribución logrando así mayor calidad y continuidad del servicio eléctrico a los usuarios finales.

1.5.4. Económicos

Se presenta una justificación económica ya que con la propuesta de implementación de un sistema de medición inteligente no será necesario contar con personal técnico y equipos de medición para la inspección y adquisición de información del estado de operación del transformador. Además de evitar pérdidas económicas por perdidas de energía eléctrica y el costo de mantenimiento que representa los transformadores de distribución.

1.6. Alcances y Limitaciones

1.6.1. Alcances de la Investigación

El presente trabajo de tesis se complementa sobre el análisis y desarrollo de sistemas de medición inteligente como propuesta de mejora para la evaluación de la capacidad operativa en tiempo real de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco pertenecientes a los Alimentadores DO-03, DO-04 y DO-09.

1.6.2. Limitaciones de la Investigación

El presente trabajo de tesis de propuesta de un sistema de medición inteligente para evaluar la operación de los transformadores de distribución se desarrolló considerando las siguientes limitaciones.

El presente trabajo de tesis se enmarca en el recorrido de los alimentadores DO-03, DO-04 y DO-09 considerando solo las subestaciones de distribución que se encuentran dentro del ámbito de estudio y asimismo el periodo de estudio fue en el año 2021.

1.7. Hipótesis

1.7.1. Hipótesis General

HG: Desarrollando el diagnóstico actual y proponiendo una arquitectura de sistema de medición inteligente se logrará mejorar el proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco.

1.7.2. Hipótesis Específicas

HE1: Con la información disponible, se buscará determinar el proceso actual de evaluación operativa de los transformadores de distribución que se lleva a cabo en el centro histórico del Cusco.

HE2: Mediante el estudio y análisis de diversas tecnologías de medición inteligente disponibles en la actualidad, se determinará cuál es la opción más viable para la evaluación operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco.

HE3: Mediante la implementación de un protocolo de comunicación adecuado entre el módulo SIELSE y el sistema de medición inteligente propuesto, será posible acceder de manera eficiente a los datos de operación de los transformadores de distribución.

1.8. Operacionalización de Variables

Tabla 1

Matriz de operacionalización de Variables: Independiente-Dependiente

Variables	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicador	Unidad
Sistema de Medición Inteligente (Variable Independiente)	Es un sistema que “brinda mayor información e influencia sobre los patrones de consumo y uso de energía de sus clientes para una mejor predicción de la demanda permitiendo la tarifación en tiempo real. Mejorando así la eficiencia, confiabilidad, seguridad de la red y del servicio eléctrico” (Arias, Barreto, & Guananga, 2017,p.3).	Sistema de comunicación a distancia capaz acceder a la información registrada por un medidor inteligente desde un centro de control.	Adquisición de datos	Tiempo	Segundos
			Almacenamiento de datos	Disponibilidad de datos	MB
Operación de los transformadores de distribución (Variable Dependiente)	Es el seguimiento que se realiza con respecto a las condiciones en que se encuentran operando los transformadores de distribución (Taday, 2016).	Es la variable que expresa las condiciones del estado de operación del transformador de distribución.	Capacidad operativa	Factor de utilización	%
			Calidad de tensión	Niveles de tensión	%

1.9. Metodología de la investigación

1.9.1. Enfoque de investigación

Según Zamora y Calixto (2021), el enfoque de investigación es de carácter Cuantitativo, “porque se empleará el análisis comparativo para probar las hipótesis” (p.76).

1.9.2. Tipo de investigación

De acuerdo Supo (2023), el tipo de investigación es de carácter Hipotético- Deductivo.

1.9.3. Nivel de investigación

Según Supo (2023), “la presente investigación es de nivel Aplicativo, porque se busca una solución ante un problema”.

1.9.4. Diseño de investigación

El diseño de investigación es No Experimental tipo transversal (Hernández y Mendoza, 2019).

1.9.5. Población y Muestra

1.9.5.1. Población. Está conformada por 36 transformadores de distribución de Servicio Público (PU) pertenecientes a los alimentadores DO-03, DO-04, DO-09 de la empresa Electro Sur Este S.A.A., los cuales se encuentran dentro de las limitaciones geográficas del centro histórico del Cusco. A continuación, se detalla la cantidad de transformadores por Alimentador:

- Alimentador de Media Tensión DO-03: 13
- Alimentador de Media Tensión DO-04: 06
- Alimentador de Media Tensión DO-09: 17

1.9.5.2. Muestra. Se toma como muestra por conveniencia a 13 transformadores de distribución de tipo Caseta (según el tipo de montaje), de potencia instalado mayores o iguales a 400KVA. Además, se toma en consideración la dificultad de acceso a las subestaciones de distribución. A continuación, se muestra la cantidad de transformadores por Alimentador:

- Alimentador de Media Tensión DO-03: 06
- Alimentador de Media Tensión DO-04: 02
- Alimentador de Media Tensión DO-09: 05

1.9.6. Técnicas de recolección de datos

Las técnicas de recolección de datos utilizados fueron lo siguiente:

- Consultas bibliográficas, consultas en internet, revisión de documentos, normatividad vigente y la información recopilada de la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. referente a las fichas técnicas y catálogos de los sistemas de medición inteligente que fueron instalados como proyecto piloto. Así mismo, con la información actualizada de las estadísticas de mediciones realizadas de forma manual de la operación de los transformadores de distribución.
- Entrevistas con profesionales encargados de operación de los transformadores de distribución, para dicho efecto se utilizó la herramienta denominada guía de entrevista.
- Técnicas de observación, para dicho efecto se utilizó la herramienta de guía de observación.

1.9.7. Procesamiento de datos

El procesamiento de datos será aprovechando el avance de la tecnología, haciendo uso de distintos softwares tales como son: Microsoft Office, Google Earth, AutoCAD, ArcGIS y otros, para lo cual se seguirá con los siguientes procesos:

- Organizar y clasificar la información y datos recopilados.
- Crear módulos para el procesamiento de datos.
- Análisis e interpretación de los resultados obtenidos.

1.10. Matriz de consistencia

Tabla 2

Matriz de Consistencia.

TITULO: “PROPUESTA DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE PARA EVALUAR LA OPERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL CENTRO HISTORICO DEL CUSCO”					
PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES	METODOLOGIA	CONCLUSIONES
<p>Problema General:</p> <p>¿De qué manera la propuesta de un sistema de medición inteligente permitirá mejorar el proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco?</p> <p>Problema Especifico 1:</p> <p>¿Cómo se realiza actualmente el proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco?</p> <p>Problema Especifico 2:</p> <p>¿Qué tecnología de medición inteligente sería viable para la obtención de datos de operación de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco?</p> <p>Problema Especifico 3:</p> <p>¿Cómo se puede acceder desde el módulo SIELSE a los datos de operación de los transformadores de distribución proporcionados por el sistema de medición inteligente propuesto?</p>	<p>Objetivo General:</p> <p>Determinar una propuesta de un sistema de medición inteligente que permita mejorar el proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco.</p> <p>Objetivo Especifico 1:</p> <p>Determinar el proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución que se realiza actualmente en el centro histórico del Cusco.</p> <p>Objetivo Especifico 2:</p> <p>Determinar la tecnología más apropiada para la obtención de datos de operación de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco.</p> <p>Objetivo Especifico 3:</p> <p>Desarrollar un procedimiento efectivo para obtener acceso desde el módulo SIELSE a los datos de operación de los transformadores de distribución proporcionados por el sistema de medición inteligente propuesto.</p>	<p>Hipótesis General:</p> <p>Desarrollando el diagnóstico actual y proponiendo una arquitectura de sistema de medición inteligente se logrará mejorar el proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco.</p> <p>Hipótesis Especifico 1:</p> <p>Con la información disponible, se buscará determinar el proceso actual de evaluación operativa de los transformadores de distribución que se lleva a cabo en el centro histórico del Cusco.</p> <p>Hipótesis Especifico 2:</p> <p>Mediante el estudio y análisis de diversas tecnologías de medición inteligente disponibles en la actualidad, se determinará cuál es la opción más viable para la evaluación operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco.</p> <p>Hipótesis Especifico 3:</p> <p>Mediante la implementación de un protocolo de comunicación adecuado entre el módulo SIELSE y el sistema de medición inteligente propuesto, será posible acceder de manera eficiente a los datos de operación de los transformadores de distribución.</p>	<p>VARIABLE INDEPENDIENTE:</p> <p>SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE</p> <p>Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> Tiempo. Disponibilidad de datos. <p>VARIABLE DEPENDIENTE:</p> <p>OPERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN</p> <p>Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> Factor de utilización. Niveles de Tensión. 	<p>POBLACIÓN</p> <p>Está conformado por 36 transformadores de distribución pertenecientes al AMT: DO-03: 13, DO-04: 06 y DO-09: 17.</p> <p>MUESTRA</p> <p>Por conveniencia se considera a 13 transformadores de distribución pertenecientes al AMT: DO-03: 06, DO-04: 02 y DO-09: 05.</p> <p>DISEÑO DE INVESTIGACIÓN</p> <p>El diseño de investigación es No Experimental tipo transversal.</p> <p>ENFOQUE DE INVESTIGACIÓN</p> <p>El enfoque de investigación es de carácter Cuantitativo.</p> <p>TIPO DE INVESTIGACIÓN</p> <p>El tipo de investigación es de carácter Hipotético - Deductivo.</p> <p>NIVEL DE INVESTIGACIÓN</p> <p>La presente investigación es de nivel Aplicativo.</p>	<p>Conclusión General:</p> <p>Se concluye que la propuesta de implementar un sistema de medición inteligente, basado en el medidor Elster A1800 que facilita la medición y envío de datos de operación del transformador de distribución a la plataforma de gestión de datos ALPHACENTER a través de tecnología red celular, con una sincronización fluida con el servidor de datos SIELSE mediante un interfaz diseñado para este propósito; permite la adquisición remota de datos, los cuales son procesados automáticamente por un módulo de llamado CARGABILIDAD y como resultado se logra una significativa mejora en la automatización del proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco.</p> <p>Conclusión Especifico 1:</p> <p>Actualmente, el proceso de evaluación de la capacidad operativa de los transformadores de distribución es ineficiente, ya que depende de datos de medición de la operación de los transformadores. En casos donde la medición no es posible, se recurre a criterios de ingeniería para evaluar el funcionamiento de los transformadores de distribución.</p> <p>Conclusión Especifico 2:</p> <p>Las tecnologías tipo Red Celular y medidor Elster A1800 se presentan como la opción más apropiada y viable para obtener datos de operación de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco.</p> <p>Conclusión Especifico 3:</p> <p>La implementación de un servidor interfaz y prueba del protocolo de comunicación entre el módulo SIELSE y el sistema de medición inteligente propuesto es viable el acceso de manera efectiva a los datos de operación de los transformadores de distribución.</p>

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

2.1.1. Estudio de investigación “Design of Transformer Load Monitoring Systems By Utilizing Smart Meter Data”

En la universidad nacional Marine Kaohsiung en Taiwán, Lien et al. (2017); en su artículo de investigación presentaron como problemática que el crecimiento de la demanda eléctrica en áreas urbanas con mayor densidad de carga muchos transformadores de distribución llegan a fallar debido a que es muy difícil identificar los transformadores con condiciones de sobrecarga provocando así la interrupción del servicio y deterioro de la confiabilidad de sistema de distribución; tuvo como objetivo principal, diseñar un sistema de monitoreo de carga de transformadores de distribución mediante la utilización de datos teledados por los medidores inteligentes para determinar el perfil de potencia diario de los transformadores de distribución; concluyó que el sistema de monitoreo de carga de transformadores de distribución ha sido diseñado con la finalidad de determinar los niveles de carga de los transformadores de distribución de manera que ayude a identificar todos los transformadores en que condiciones están operando.

2.1.2. Estudio de investigación “Smart Metering and Health Monitoring Of Distribution Transformers Using RF Technology”

En la universidad KLE Dr. M.S.Sheshgiri en la Facultad de Ingeniería y Tecnología, Belagavi - India, Dharappanavar et al. (2018); presentó como problemática que la tasa de fallas de los transformadores reparados es aproximadamente el doble que la de un transformador nuevo, lo que

se debe principalmente a la poca inspección que se realiza sobre estado de operación de los transformadores que terminan a quemarse por sobrecarga y un mantenimiento inadecuado por falta de información; tuvo como objetivo principal diseñar y desarrollar un sistema inteligente de medición de energía y monitoreo del estado de transformadores de distribución en tiempo real utilizando tecnología inalámbrica de RF; concluyo que la solución basada en RF para el monitoreo y control de transformadores de distribución es bastante fácil y efectiva en comparación con el método de monitoreo manual.

2.1.3. Estudio de investigación “Automatic Tool for Transformer Operation Monitoring in Smartgrid”

En Vietnam, Según Quan et al.(2019); en su artículo de investigación titulada Herramienta Automática para el Monitoreo de la Operación del Transformador en Smartgrid financiada por la Universidad Politehnica de Bucarest, Rumania; presentó como problemática los parámetros de funcionamiento de los transformadores de distribución se recogían a través del sistema de medición (Meter) en la estación, requiriendo que el operador se trasladara a la ubicación, consumiendo mucha mano de obra para moverse y leer indicadores, tuvo como objetivo general implementar un Sistema de Gestión de Datos de Medidores (MDMS) en QuangNam Power Company, Vietnam, 2018 para mejorar la gestión y el funcionamiento del transformador; los resultados revelaron que la aplicación de herramientas en la gestión de operaciones ha ayudado a eliminar la sobrecarga de la operación de distribución que actualmente operan en la red Vietnamita aumentando la productividad laboral, reduciendo los costos de producción y comercialización de electricidad, mejorando la calidad del servicio al cliente; concluyo desde la aplicación de la herramienta hasta ahora, Quang Nam Power Company ha resuelto completamente la sobrecarga de transformadores además de visualizar cuando operan bajo carga y sobrecarga.

2.1.4. Estudio de investigación “A Smart Optimization of Fault Diagnosis in Electrical Grid Using Distributed Software-Defined IoT System”

En Irak, según Al Mhdawi y Saffa (2020), en el artículo científico titulada Una Optimización Inteligente del Diagnóstico de Fallas en la Red Eléctrica Utilizando un Sistema IoT Distribuido Definido por Software publicada en el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos IEEE, Irak, 2020. Presento como problemática en Irak, la demanda de energía eléctrica ha aumentado significativamente en los últimos años, los cortes de energía en las zonas locales son las fallas persistentes en los transformadores de distribución, la interrupción de la energía eléctrica se ha convertido en una gran preocupación para los proveedores de servicios públicos. A pesar de los sucesivos intentos de poner fin a este dilema, la cuestión sigue prevaleciendo, tuvo como objetivo general proponer un sistema de monitoreo y predicción de fallas utilizando un sistema internet de las cosas IoT. Con la finalidad de mejorar la fiabilidad de la red, la comprobación del estado del transformador y las prácticas de mantenimiento. Destacando la efectividad de un sistema propuesto, los resultados mostraron la predicción de fallas del 91,1%; concluyo el sistema propuesto se considera una implementación de bajo costo con administración en tiempo real que puede proporcionar una visión general total del estado de los transformadores de distribución y eliminar cualquier falla e interrupción futura que pueda ocurrir en las líneas de distribución.

2.2. Sistema de distribución eléctrica

Para definir el sistema de distribución eléctrica, Yebra (2009) precisó que:

El sistema de distribución eléctrica es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. Básicamente, la distribución de energía eléctrica comprende las líneas primarias de distribución, los transformadores de distribución, las líneas secundarias de distribución y las acometidas y medidores. (p. 2)

2.2.1. Subestación de Transformación

Una subestación de Transformación es una instalación eléctrica que está conformado tales como: transformador de potencia como elemento principal, equipos de protección, seccionamiento y medición. La principal función es reducir los niveles de tensión a niveles adecuadas.

2.2.2. Red de Distribución Primaria

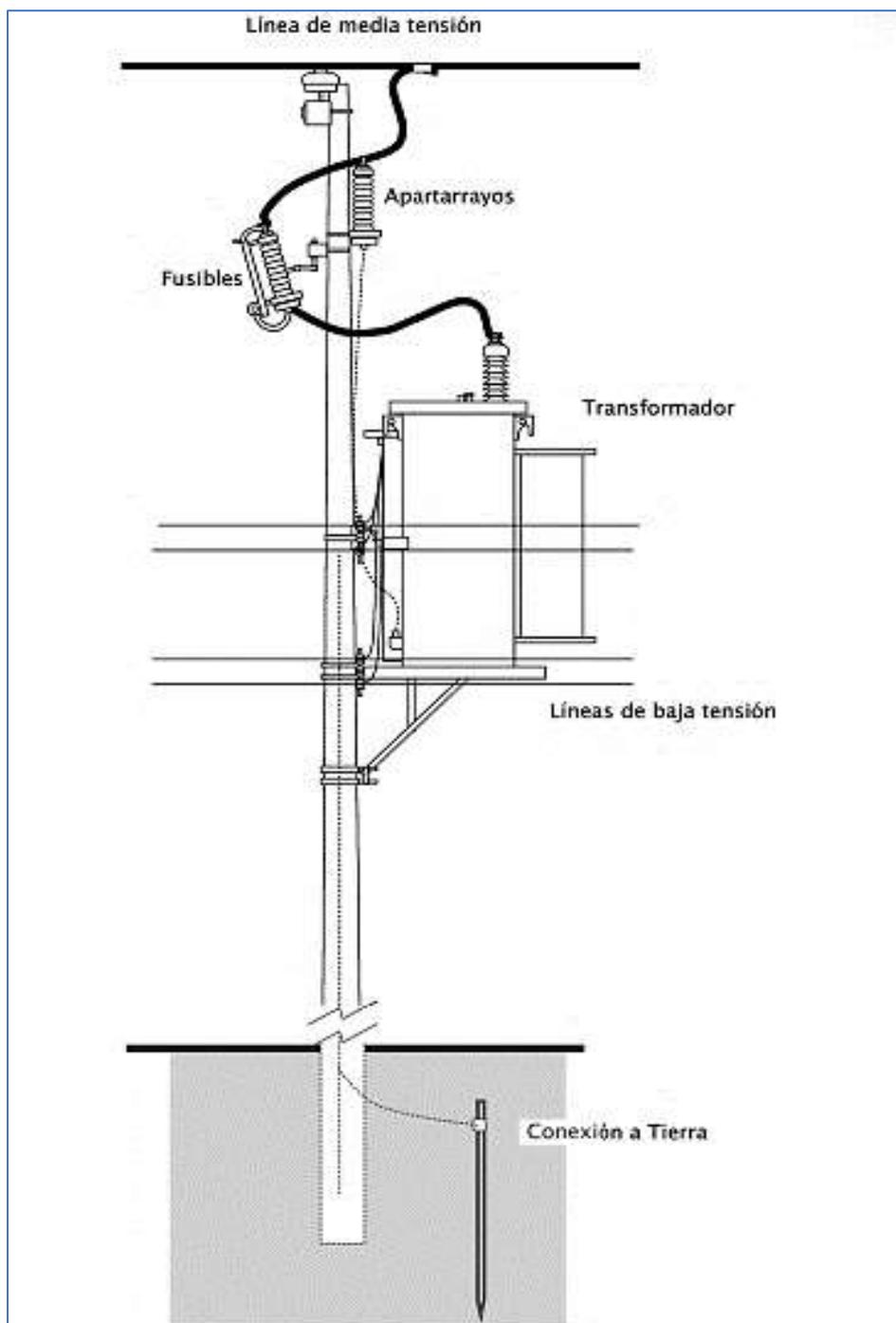
Las redes de Distribución Primaria son medios para transportar la energía eléctrica desde el punto de Subestación de Transformación hasta los puntos de Subestación de Distribución. El recorrido de estos podría ser aéreos, subterráneos o mixtos ya que depende del lugar donde se serán instalados.

2.2.3. Subestaciones de distribución

Son centros de instalación eléctrica cuya principal función es reducir los niveles de tensión que llegan de red primaria a niveles más bajos para luego ser distribuidas en redes de distribución secundaria. La subestación de distribución está conformada por un transformador de distribución, equipos de protección y seccionamiento, tablero de distribución, equipos de medición.

Figura 6

Subestación de Distribución Tipo Aérea.



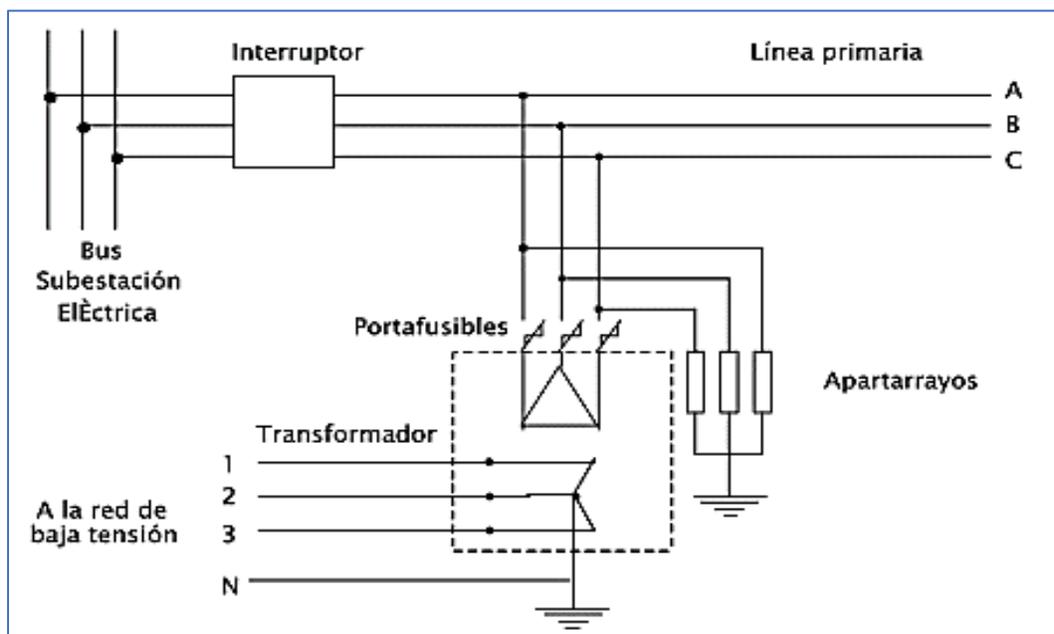
Fuente: Yebra (2009).

2.2.4. Red de Distribución Secundaria

Las redes de distribución secundaria son redes que distribuyen la energía eléctrica desde la subestación de distribución a los diferentes puntos de consumo de la energía eléctrica.

Figura 7

Principales Elementos del Sistema de Distribución.



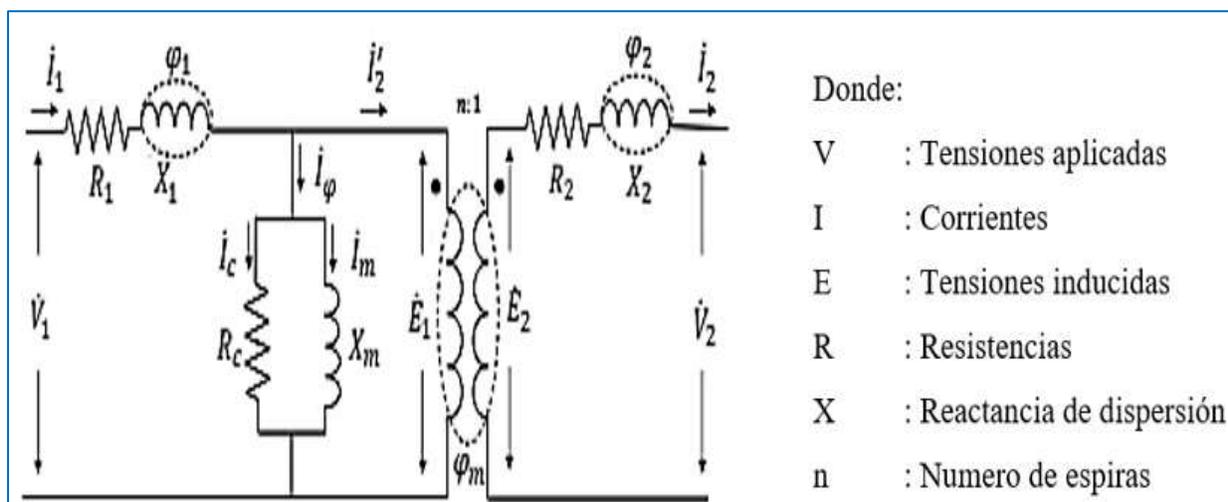
Fuente: Yebra (2009).

2.3. Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución son equipos más importantes en el sistema de distribución eléctrica por ende es el corazón de una subestación de distribución y se utilizan para reducir los niveles de tensión según los valores normalizados (Yebra, 2009). En la **Figura 8** se muestra un esquema de un transformador real monofásico.

Figura 8

Representación de un transformador real monofásico.



Fuente: Puma (2019).

Según Avelino (2008) los transformadores de distribución lo clasifican como se describe a continuación.

2.3.1. Por el número de fases.

2.3.1.1. Monofásicos. Son transformadores de distribución “que son conectados a una línea o fase y a un neutro o tierra. Tienen una sola bobina de alta tensión y una de baja tensión” (Avelino, 2008, p.5). Este tipo de transformadores se emplean para cargas de menor demanda.

2.3.1.2. Trifásicos. Para Avelino (2008), son transformadores de distribución “que son conectados a 3 líneas o fases y pueden estar o no conectados a un neutro común o tierra. Tiene 3 bobinas de alta tensión y 3 de baja tensión” (p.5). Este tipo de transformadores se emplean para cargas de mayor carga concentrada.

2.3.2. En función de los lugares de instalación.

2.3.2.1. *Tipo caseta.* Son transformadores de distribución instalados en subestaciones tipo caseta cuya instalación es de tipo interior, ver **Figura 9**.

Figura 9

Transformador de Distribución Instalado en Subestaciones Tipo Caseta.



Fuente: Elaboración propia.

2.3.2.2. *Tipo Aérea.* Son transformadores de distribución instalados en estructuras de media tensión tipo biposte o monoposte, ver **Figura 10**.

Figura 10

Subestación de Distribución Tipo Aérea.



Fuente: Elaboración propia.

2.3.2.3. Tipo compacta. Transformadores de distribución cuya instalación es de tipo exterior expuestos a la intemperie, ver **Figura 11**.

Figura 11

Transformador de Distribución Instalado en Subestaciones Tipo Compacta.



Fuente: Elaboración propia.

2.4. Definición de los principales factores y características de la carga eléctrica

A continuación, se define los principales factores y características de la carga que son utilizados para el proceso de evaluación y análisis de la capacidad operativa de los transformadores de distribución.

2.4.1. Potencia eléctrica

La potencia eléctrica “representa la razón a la cual el trabajo se efectúa en un circuito eléctrico” (Espinosa, 1990, p.60).

2.4.2. Demanda eléctrica

Cantidad de potencia eléctrica que una carga eléctrica utiliza en un intervalo de tiempo determinado.

2.4.3. Demanda máxima

Yebrá (2009) define la demanda máxima como “la mayor de todas las potencias demandadas que han ocurrido durante un periodo específico de tiempo” (p.42).

2.4.4. Demanda promedio

La demanda promedio “es el promedio de las demandas durante un período específico de tiempo” (Puma, 2019, p.29).

$$\text{Demanda promedio en un intervalo de tiempo } T = \int_0^T \frac{p(t)dt}{T} \text{ (KW)} \quad (2.1)$$

2.4.5. Factor de demanda

El factor de demanda “es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total instalada” (Espinosa, 1990, p.71).

$$\text{Factor de Demanda} = \frac{\text{Demanda maxima}}{\text{Carga conectada}} \quad (2.2)$$

2.4.6. Factor de utilización

El factor de utilización “es la relación entre la demanda máxima y la capacidad de potencia máxima instalada del sistema” (Espinosa, 1990, p.73).

$$\text{Factor de utilización} = \frac{\text{Demanda maxima}}{\text{Capacidad nominal del sistema}} \quad (2.3)$$

2.4.7. Factor de carga

Se define como la “relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo” (Espinosa, 1990, p.64).

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda maxima}} = \frac{1}{P_{max}} \int_0^T \frac{p(t)dt}{T} \quad (2.4)$$

2.5. Cargabilidad de un transformador de distribución

“La cargabilidad de los transformadores de distribución está relacionada bajo dos aspectos, uno desde el punto de vista térmico y otro por lo económico. El criterio de cargabilidad térmica está ligado con las características dieléctricas de los aislantes, pérdida de vida útil, etc. El segundo aspecto está asociado con parámetros económicos (inversión y pérdidas) que inciden en la selección de los transformadores, dependiendo de la carga, aspectos que son tratados ampliamente en modelos de manejo de carga en transformadores”. (Freire, 2012, p.32)

2.5.1. Criterio para determinar la cargabilidad del transformador de distribución.

Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en el informe técnico N.º DSE-STE-531-2019 señala que “Para dicho control y análisis se define el término “FACTOR DE USO”, el cual mide el grado de utilización de la capacidad nominal del equipo y se calcula de la siguiente manera:”

$$Factor\ de\ Uso = \frac{Maxima\ carga\ registrada\ (KVA)}{Capacidad\ nominal\ (KVA)} \quad (2.5)$$

En dicho informe clasifica en tres categorías como se describe a continuación:

0% a 75% : Operación del transformador en condiciones normarles.

75% a 100% : Operación de transformador en condiciones próximos a sobrecargarse.

>100% : Operación del transformador en condiciones de sobrecarga.

2.6. Sistema de medición inteligente

Según Aroquipa (2016), el sistema de medición inteligente es el avance acelerado de las telecomunicaciones en diferentes aplicaciones y específicamente en el sector eléctrico ha permitido el desarrollo de diferentes protocolos de comunicación para lo que se utiliza una red de comunicación mediante un medidor electrónico multifunción hasta el punto de control.

Es un sistema que “brinda mayor información e influencia sobre los patrones de consumo y uso de energía de sus clientes para una mejor predicción de la demanda permitiendo la tarificación en tiempo real. Mejorando así la eficiencia, confiabilidad, seguridad de la red y del servicio eléctrico”

(Arias, Barreto, & Guananga, 2017, p.3)

2.7. Componentes principales de un sistema de medición inteligente

En la **Figura 12** se muestra los componentes principales de un sistema de medición inteligente en el sector eléctrico.

- Medidores Inteligentes
- Colectores o concentradores
- Plataforma de comunicación
- Tecnologías de comunicación
- Plataformas de gestión

Figura 12

Componentes principales del Sistema de Medición Inteligente



Fuente: Tomado de <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/medicion-inteligente.html>.

2.7.1. Medidores inteligentes

Los medidores inteligentes de electricidad básicamente son equipos de medición que miden la energía eléctrica en un intervalo de tiempo y pueden enviar la información de forma remota a un centro de control gracias a un modem y un chip que se instala en el medidor y asimismo poseen módulos de comunicación basadas en tecnologías de comunicación.

2.7.2. Colectores o concentradores

Los concentradores son equipos que recolectan la información enviada por los medidores inteligentes estos equipos pueden enviar o recibir información a la plataforma de gestión, también pueden funcionar como un nodo de comunicación de un grupo de medidores. En algunas aplicaciones los medidores también pueden funcionar como colectores.

2.7.3. Plataforma de comunicación

Es el medio de comunicación utilizado para gestionar la información de un medidor inteligente a una plataforma de gestión. Esta plataforma enlaza los medidores inteligentes con la plataforma de gestión utilizado diferentes tecnologías de comunicación existentes en el mercado. Dentro de la plataforma de comunicación las redes de área principales son:

2.7.3.1. *La red de área doméstica (HAN).* También es denominada como red de área local es la red de comunicación desde el medidor hasta los dispositivos electrónicos en una vivienda del usuario.

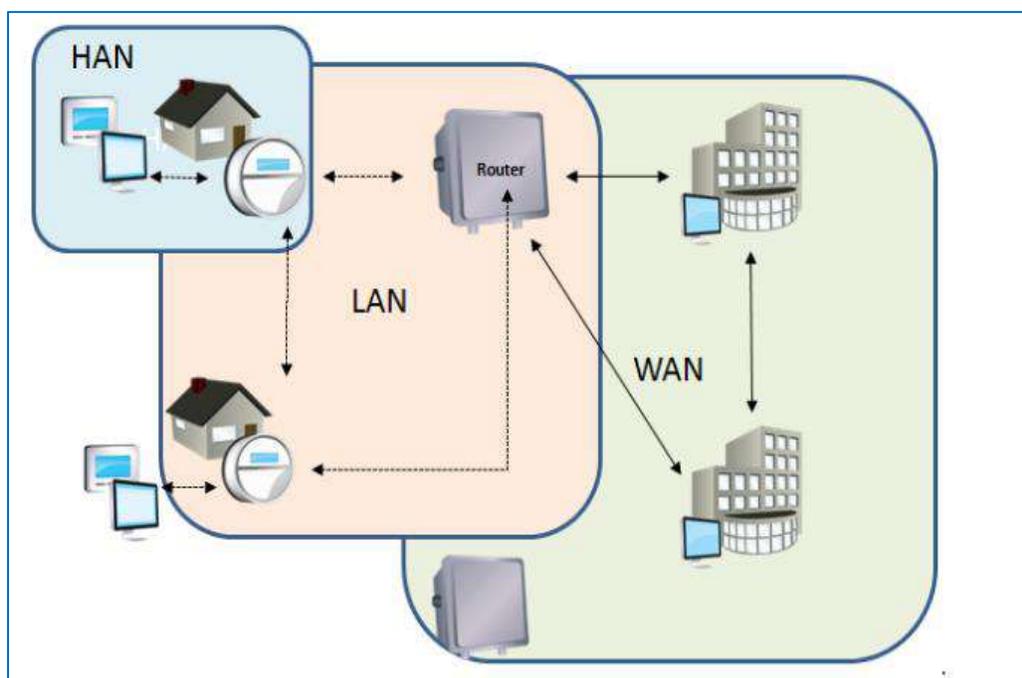
2.7.3.2. *Red de área de campo (FAN).* También es denominada como red NAN o red LAN, esta red proporciona una comunicación entre los medidores y el concentrador.

2.7.3.3. Red de área extensa (WAN). Esta red proporciona comunicación entre los concentradores o los mismos medidores con el centro de control de la empresa de servicios públicos.

En la **Figura 13** se muestra las principales redes de área de la plataforma de comunicación.

Figura 13

Principales redes de área de la plataforma de comunicación.



Fuente: Tomado de <https://powerprimer.wordpress.com/2013/03/29/han-wan-fan-nan-pan-lan/>.

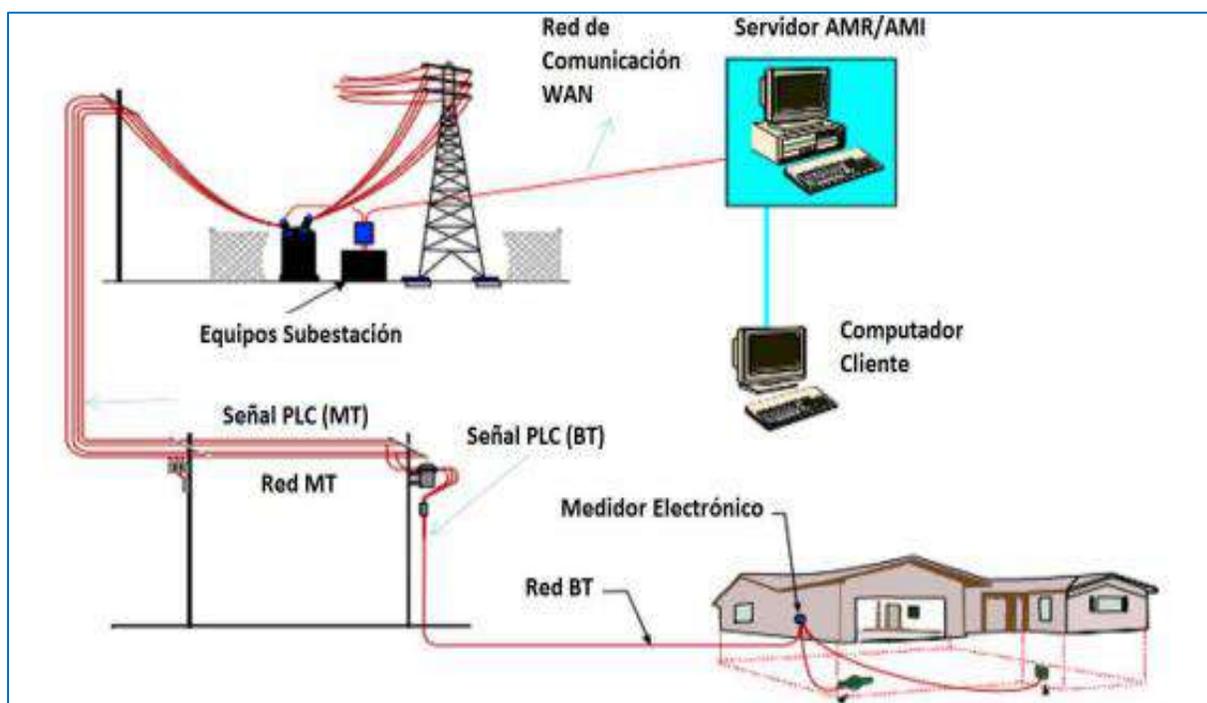
2.7.4. Tecnologías de comunicación

Las tecnologías de comunicación hacen posible la comunicación entre medidores inteligentes y la plataforma de gestión a través de una red de comunicación. La tecnología de comunicación depende de las funciones que ofrece y la adaptación a los lugares geográficos en la que se implemente, A continuación, se describe las tecnologías de comunicación más utilizadas en los sistemas de medición inteligente.

2.7.4.1. Comunicación a través de red PLC. La tecnología PLC aprovecha la red eléctrica para transferencia de información convirtiéndola en una red de transmisión de datos. Estos sistemas pueden transmitir información exclusivamente por redes de baja tensión, media tensión, o también se pueden transmitir información a través de las dos redes. (GTD Ingenieros Consultores, 2016, pp.17-18), ver **Figura 14**.

Figura 14

Tecnología de comunicación tipo PLC



Fuente: Tomado de Diagrama Red PLC Simplificada (p.18), por GTD Ingenieros Consultores, 2016.

- **PLC de Baja Frecuencia:** En esta tecnología los dispositivos internos de comunicación instalados en los medidores inteligentes envían señales a bajas frecuencias por las redes de Baja Tensión y Media Tensión sin ningún impedimento hasta un concentrador de datos ubicada en la Subestación de Potencia.

- **PLC de Alta Frecuencia:** Los medidores envían señales a altas frecuencias por las redes de Baja Tensión entre 1,6 a 30 MHz a los concentradores que están instalados en la Subestación de Distribución, el transformador de distribución es como un filtro que se opone al paso de estas señales y frente a este inconveniente se necesita de otra tecnología de comunicación que pueda enviar las señales del concentrador al centro de control.

2.7.4.2. Comunicación vía fibra óptica. Utiliza un conductor de fibra óptica para la transmisión de información en forma de luz a través de un hilo de fibra de vidrio muy delgado, como las redes de fibra óptica son instaladas en largas distancias estas generan pérdidas a lo largo de esta red y para compensar estas pérdidas de intensidad de la señal es necesario la instalación de un amplificador, el amplificador de señal aumenta la intensidad de la señal y así se logra la transmisión a mayores distancias y de esta manera se mantiene la calidad de la información transmitida. Para la alimentación eléctrica de los amplificadores de señal se tiene una capa de cobre por toda la red que transmitirá la electricidad a cada amplificador.

2.7.4.3. Comunicación por Red Celular. Es un sistema de comunicación inalámbrica, transmite la información a través de ondas de red celular que proporciona las antenas de telefonía celular. Las redes de telefonía celular tuvieron su evolución a lo largo de los años partiendo de redes donde solo podían transmitir mensajes de voz con baja calidad hasta tener comunicaciones inalámbricas en tiempo real con alta calidad, esta tecnología pretende alcanzar la comunicación 5G que básicamente será aplicación de la realidad aumentada.

2.7.4.4. Comunicación por Radio Frecuencia. La comunicación de esta tecnología es por el espacio aéreo por donde transmite la información a altas frecuencias. Esta tecnología requiere antenas repetidoras a lo largo del espacio por donde operan. Esta tecnología se clasifica en dos grupos:

Radio Frecuencia de Corto Alcance - RF Mesh: Esta tecnología tiene aplicación en medidores instalados a cortas distancias de separación y así forman una malla interconectada y para ello cada medidor inteligente tiene internamente un equipo de radiocomunicación que se comunica con otros medidores y estos medidores pueden funcionar como concentradores o colectores. Los medidores forman una conexión con otros medidores en forma de una malla interconectada extensa y a través de esta malla se puede llegar hasta el centro de control.

RF de Largo alcance: Este sistema enlaza los equipos de radiocomunicación de los medidores con la plataforma de gestión a través de una red WAN, esta conexión necesitará repetidores de señal para conseguir alcances a mayores distancias o la instalación de antenas en algunos casos. Este sistema puede alcanzar largas distancias, pero dependerá de la capacidad de alcance y cobertura de los concentradores y los repetidores de señal que se instalarán a lo largo del recorrido hasta llegar al centro de control.

2.7.5. Plataforma de gestión

También denominado centro de control o centro de mando, una plataforma de gestión cuenta con softwares instalados en las computadoras de la empresa de servicios públicos, a partir de la plataforma de gestión se puede gestionar la información que los medidores inteligentes registraron y almacenaron de los clientes como también a partir de aquí se puede tomar acciones que se envían en tiempo real.

2.8. Sistemas de medición inteligente en el mercado

En la actualidad alrededor del mundo existen empresas fabricantes de sistemas de medición inteligente que desarrollan su propia tecnología en la fabricación de equipos y desarrollo de softwares de comunicación, entre los equipos fabricados por estas empresas tenemos medidores inteligentes, concentradores de información, modem de comunicación remota de instalación externa en medidores y otros equipos tecnológicos.

Según Mordor Intelligence (2024) en su informe sobre la participación y tamaño del mercado de infraestructuras de medición avanzada, tendencias y pronósticos de crecimiento del año 2024 a 2029, hace un estudio con pronóstico en la implementación de sistemas de medición inteligente donde describe las empresas proveedoras de sistemas de medición inteligente con mayor influencia a nivel mundial.

A continuación, se describe empresas fabricantes de tecnología en sistemas de medición inteligente de las que estudiaremos el medidor inteligente y el software desarrollado aplicables a los transformadores de distribución.

2.8.1. Wasion Holdings International

Es una empresa China proveedora de medidores de energía y soluciones de gestión de energía. Wasion proporciona medidores inteligentes de calidad empleados en sistemas eléctricos, subestaciones eléctricas, sistemas eléctricos de gran potencia, aparatos electrónicos, instrumentos eléctricos y en otras aplicaciones, también proporciona soluciones personalizadas cumpliendo los requisitos propuestos por empresas de servicios públicos en todo el mundo (Wasion, 2024).

2.8.1.1. Medidor inteligente indirecto trifásico aMeter300-AC0534. Es un contador de electricidad con funciones integrales y características excepcionales para simplificar y automatizar la medición de energía eléctrica de forma teleducida.

Características:

- Conexión indirecta trifásica por transformadores de corriente
- Mediciones: kWh, kVArh, kVAh y F.P.
- Comunicación WAN: G3-PLC, BPLC, Wi-SUN, GPRS/3G/4G, CAT-M. NB-IoT y HAN: RS-485/RS-232/SSU
- Precisión: Clase C
- Voltaje/Corriente: 120/240Voltios / 2,5(10) Amperios
- Registro de eventos: Seguridad de datos, monitoreo de la calidad de la energía.

En la **Figura 15** se muestra el medidor inteligente aMeter300-AC0534 trifásico de conexión indirecta.

Figura 15

Medidor Inteligente Indirecto Trifásico aMeter300-AC0534



Fuente: Tomado de <https://en.wasion.com/IEC-Smart-Meters/aMeter300-AC0534-Three-Phase-Smart-Energy-Meter.html>.

2.8.1.2. Plataforma de gestión Meter Data Reading. Es el software de gestión de información de los medidores inteligentes Wasion, este software ayuda con la gestión de dispositivos, gestión de transformadores y monitoreo de clientes de las empresas que tienen tecnología Wasion.

2.8.2. Genus Power Infrastructures Ltd.

Es una empresa India que ofrece una gama completa de medidores de electricidad y soluciones de medición inteligente, proporciona equipos como: medidores multifuncionales monofásicos y trifásicos, medidores operados por transformadores de corriente, medidores para transformadores de distribución, medidores de prepago para empresas de servicios públicos. Genus confía en convertirse en un fabricante líder de medidores inteligentes y en soluciones en un corto período de tiempo (Genus, 2024).

2.8.2.1. *Medidor DT inteligente Saksham TM 345 con comunicación integrada.*

Es una solución de medición inteligente para transformadores de distribución operador por transformadores de corriente. Es un dispositivo de medición con un módem GPRS/GSM incorporado u opcional que realiza cálculos de parámetros, gestión y comunicación automática/remota con el servidor central, tiene aplicación en consumidores industriales, transformadores de distribución y auditoría energética.

Características:

- Mediciones: kWh, kVA_{rh}, kVA_h y F.P.
- Comunicación: GMS, GPRS.
- Precisión: 1.
- Voltaje/Corriente: 240V.
- Opciones: Control de carga, monitoreo de calidad de energía, seguridad de datos.

En la **Figura 16** se muestra el medidor inteligente SakshamTM345 trifásica de conexión indirecta.

Figura 16

Medidor DT inteligente Saksham TM 345



Fuente: Tomado de <https://genuspower.com/product/three-phase-smart-meter/?rp=arc>.

2.8.2.2. Plataforma de gestión Urja Electricity Management Server. Urja Electricity Management Server ha sido diseñado para recopilar, organizar y transmitir los datos recogidos de los contadores de energía, estos datos incluyen datos de energía, parámetros eléctricos, detalles de manipulación y datos de estudio de carga.

2.8.3. Clou Global Technology

Es una empresa China que ofrece una amplia gama de soluciones de medición y equipos de pruebas. Proporciona dispositivos de redes inteligentes y aplicaciones de software para clientes en todo el mundo. Clou Global diseña y produce medidores electrónicos de energía y ofrece soluciones para la integración avanzada de medidores (CLOU GLOBAL, 2024).

2.8.3.1. Medidor trifásico indirecto inteligente CL730S23 CT. El CL730S23 CT es un medidor inteligente trifásico indirecto diseñado para aplicaciones industriales con conexión de transformador de corriente. Tiene un módulo de comunicación PLC, radiofrecuencia y 2G/3G/4G. El medidor CL730S23 CT se puede usar con o sin módulo de comunicación.

Características:

- Medición: kWh, kVArh, kVAh y F.P.
- Comunicación: Puerto infrarrojo, RS-485, opcional , modulo intercambiable para PLC, RF, y 2G/3G/4G.
- Precisión: Energía activa clase 0.5, Energía reactiva clase 2
- Voltaje/Corriente: 240-415V/1-5Amp
- Registros: Control de carga, perfil de carga, monitoreo de calidad de energía, optimización de perdidas, seguridad de datos.

En la **Figura 17** se muestra el medidor inteligente CL730S23 CT trifásico de conexión indirecta fabricada en China.

Figura 17

Medidor trifásico indirecto inteligente CL730S23 CT



Fuente: tomado de <https://clouglobal.com/es/medidor-trifasico-inteligente-cl730s23-ct/>

2.8.3.2. Plataforma de gestión Inteligente de Distribución. El Software Inteligente de Gestión de Distribución proporciona a las empresas de servicios públicos gestión de sus redes de distribución de energía con sus capacidades de control, adquisición de datos, identificación y restauración de fallas, monitorización de transformadores, mejora la eficiencia y confiabilidad del suministro de energía.

2.8.4. Hexing Electrical Co.Ltd

Hexing es una empresa China multinacional que ofrece una variedad de equipos eléctricos y soluciones relevantes para las empresas de servicios públicos de energía nivel mundial, la solución de medición inteligente integra una amplia cartera de dispositivos electrónicos, hardware y software.

2.8.4.1. Medidor de red trifásico HXT300. Es un medidor trifásico inteligente conectado a red por transformadores de corriente, cumple con estándares IEC, HXT300 es un dispositivo con alta precisión y ofrece el más alto nivel de precisión del sistema de medición. El medidor tiene un modem inalámbrico HXM100 que permite a los medidores conectarse a una red GSM/GPRS y 3G.

Características:

- Medición: kWh, kVA_{rh}, kVA_h y F.P.
- Comunicación: 2G/3G/4G y Ethernet
- Precisión: 0,2S
- Voltaje/Corriente: 240-415V/1-10Amp
- Registros: Monitoreo de calidad de energía, optimización de pérdidas, medición de la distorsión armónica, seguridad de los datos.

En la **Figura 18** se muestra el medidor inteligente HXT300 trifásico de conexión indirecta fabricada en China.

Figura 18*Medidor de red trifásico (HXT300)*

Fuente: Tomado de https://electric.hxgroup.com/en/product_detail/id-27.html.

2.8.4.2. Plataforma de gestión de transformadores TMS. El sistema de monitoreo de transformadores TMS de Hexing está diseñado en base a una puerta de enlace multifuncional de última generación mide con precisión los parámetros eléctricos del lado de baja tensión del transformador de forma segura de la empresa de servicios públicos.

2.8.5. Honeywell – Elster

Elster es una empresa Alemana que ofrece soluciones de redes inteligentes y gestión de energía que impulsan la eficiencia energética, mejoras operativas y el ahorro de costos para consumidores, clientes comerciales e industriales y empresas distribuidoras. Utiliza su velocidad y agilidad para

impulsar la interoperabilidad y estándares abiertos, colaborando estratégicamente con los clientes y las empresas asociadas. Su línea integral de productos y soluciones de electricidad incluye avanzados medidores, sensores, comunicaciones seguras y recopilación, gestión y análisis de datos. La empresa está dedicada al éxito del cliente en más de 130 países a través de servicios profesionales de integración, soporte técnico y capacitación. (Honeywell Elster, 2024)

2.8.5.1. Medidor Multifunción ELSTER A1800. El Medidor Elster A1800, es un medidor electrónico multifunción polifásico el cual tiene funcionalidades y propiedades destacadas mide la energía activa y reactiva. El medidor Elster A1800 es perfecto para Instalaciones en Centros Comerciales, Industrias y también en Subestaciones. Con estos medidores las empresas de servicios públicos tienen opciones de implementación ya sea reemplazar los medidores o instalar los módems dentro de ellos. Estos medidores son muy utilizados con capacidad de medir perfiles de carga, medir corrientes, factor de potencia, capacidad de hacer cortes y reconexiones de manera remota.

Características:

- Medición: kWh, kVAh, kVAh y F.P.
- Comunicación: GPRS.
- Precisión: 0,2.
- Voltaje/Corriente: 120-480V/1-20Amp.
- Registros: Perfiles de carga, comunicación a distancia, valores instantaneos.

En la **Figura 19** se muestra el medidor inteligente ELSTER A1800 trifásico de conexión indirecta.

Figura 19*Medidor Multifunción Elster A1800*

Fuente: Tomado de <https://process.honeywell.com/us/en/products/utilities/electricity/commercial-and-industrial-meters/a1800>.

2.8.5.2. Plataforma de gestión Metercat y alphaCENTER. Este software está desarrollado con aplicación para medidores electrónicos multifunción de Elster ofreciendo programación, comunicación remota, pruebas de medidores, gestión de información a distancia y la generación de informes. Además de sus funciones básicas de lectura y programación de medidores el software es fáciles de instalarse en centros informáticos de cualquier empresa de servicios públicos.

2.8.6. Itron

Es una compañía Norte Americana líder mundial en servicios de infraestructura de medición inteligente brinda soluciones de lectura automatizada. Itron ofrece redes inteligentes, softwares de análisis, medidores inteligentes, y más, además construye sistemas para empresas de servicios públicos de electricidad ayudando a estas empresas a mejorar la calidad de vida de las personas en todo el mundo (Itron, 2024).

2.8.6.1. Medidor multifunción SENTINEL. El medidor multifunción SENTINEL es un medidor polifásico de estado sólido diseñado para usos comerciales, industriales y subestaciones eléctricas. SENTINEL cuenta con un módulo GPRS que permite la comunicación con un servidor por comunicación celular haciendo más fácil y rápida su implementación, también tiene un módulo de comunicación por radio frecuencia que otorga una comunicación por tecnología de radio frecuencia.

Características:

- Medición: kWh, kVARh, kVAh y F.P.
- Comunicación: GPRS y Ethernet.
- Precisión: 0,2.
- Voltaje/Corriente: 120-480V/1-5Amp.
- Registro: Perfil de carga, monitoreo de calidad de energía, control de carga, seguridad de datos.

En la **Figura 20** se muestra el medidor inteligente SENTINEL trifásico de conexión indirecta fabricada en Estados Unidos.

Figura 20

Medidor multifunción SENTINEL



Fuente: Tomado de <https://na.itron.com/products/sentinel>.

2.8.6.2. Plataforma de gestión Smart Synch. La plataforma de gestión SmartSynch gestiona todos los datos del medidor Sentinel integrados en el sistema. Con esta tecnología SENTINEL puede enviar todos sus datos y proporcionar a las empresas de servicios públicos capacidades avanzadas para las comunicaciones del medidor.

2.8.7. Landis Gyr

Landis Gyr fundado en Suiza, es una empresa proveedora de soluciones integradas de gestión energética para empresas de servicios públicos, ofrece soluciones innovadoras y flexibles para empresas de servicios públicos como aplicaciones de red inteligente, tecnologías de gestión de la demanda, análisis de datos. Los productos electrónicos y servicios de Landis Gyr se basa en la calidad, la fiabilidad y la innovación tecnológica (Landis Gyr, 2024).

2.8.7.1. Medidor de Electricidad de Conexión Indirecta Landis Gyr S650. Es una solución para el monitoreo y control de transformadores media y baja tensión, El S650 se convierte en un componente crucial para las infraestructuras avanzadas de redes de distribución de baja tensión. El medidor S650 viene acompañado por el módulo de comunicación E65C que permite la comunicación inalámbrica

Características:

- Medición: kWh, kVARh, kVAh y F.P.
- Comunicación: Fija RS-232, RS 485, Ethernet y remota LTE, UMTS o GPRS.
- Precisión: Energía activa 0,2 y Energía reactiva 0,5.
- Voltaje/Corriente: 240-415Voltios y 1-5Amperios.
- Registro: Análisis de perfil de carga, control de carga, monitoreo de calidad de energía, optimización de perdidas, medición de armónicos, seguridad de datos.

En la **Figura 21** se muestra el medidor inteligente Landis+Gyr S650 trifásico de conexión indirecta.

Figura 21

Medidor Landis+Gyr S650



Fuente: Tomado de <https://www.landisgyr.mx/product/landisgyr-s650-smart-grid-terminal-2/>.

2.8.7.2. Plataforma de gestión Gridstream Integration Suite. Proporciona a las empresas de servicios públicos el camino para obtener el máximo valor de los datos proporcionados por las soluciones de medición avanzada implementados.

2.8.8. Kamstrup

Kamstrup fundada en Dinamarca es un fabricante líder de soluciones de medición inteligentes para sistemas de suministro de energía eléctrica, basan su aplicación en la fabricación de soluciones de acuerdo con las necesidades requeridas por sus clientes (Kamstrup, 2024).

2.8.8.1. Medidor de Electricidad de Conexión Indirecta Kamstrup 351C. Son medidores trifásicos de conexión indirecta por transformador de corriente para el registro de la energía eléctrica, estos medidores de alta calidad equipados con tecnologías de comunicación desde fábrica con salidas y entradas o a través de tarjetas adicionales que pueden incorporarse a los medidores.

Características:

- Medición: kWh, kVARh, kVAh y F.P.
- Comunicación: Serial RS-485 o RS-232, telelectura vía red GSM/GPRS y red de malla por Radio Frecuencia.
- Precisión: La precisión en Energía Activa es 1 y en Energía reactiva es 2.
- Voltaje/Corriente: 230/400Voltios y 1/5Amperios.
- Funciones: Análisis de perfil o curva de carga, control de carga, seguridad de los datos, detección de hurto y pérdidas de energía, monitoreo de calidad de energía.

En la **Figura 22** se muestra el medidor inteligente Kamstrup 351C trifásico de conexión indirecta fabricada en España.

Figura 22

Medidor de Electricidad de Conexión Indirecta Kamstrup 351C



Fuente: Tomado de <https://www.kamstrup.com/en-en>.

2.8.8.2. Plataforma de gestion Power Intelligence de Kamstrup - METEROOL HCW. Esta plataforma proporciona información de la red de distribución, pudiendo analizar, entender e interpretar los datos. Esta plataforma supervisa la red por usted y le avisa, por correo electrónico o mensaje de texto, si hay algo que requiera su atención para permitirle tomar medidas rápidamente, los eventos se muestran en un mapa para ofrecer una vista general esto le ayuda a detectar las irregularidades, tratarlas más rápidamente y reducir posibles daños. METEROOL HCW es un software que se conecta al medidor a través de un lector óptico con el punto óptico ubicado en la parte frontal del medidor.

2.9. Marco Legal

- Decreto Ley N.º 25844. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)
- Código Nacional de Electricidad-Suministro, aprobado por Resolución Ministerial N.º 214-2011-MEM/DM.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobado por Decreto Supremo N.º 020-97-EM.
- El Decreto supremo DS-018-2016.

CAPÍTULO III

ESTADO SITUACIONAL DEL PROCESO DE EVALUACIÓN DE OPERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

En el presente capítulo se da a conocer sobre el estado situacional del proceso de evaluación de la capacidad operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco pertenecientes a los Alimentadores DO-03, DO-04 y DO-09. Además, se da a conocer una breve descripción de las subestaciones de Transformación y Distribución.

3.1. Centros de Transformación de energía eléctrica

En la ciudad del Cusco se tiene instalado 02 Centros de Transformación de energía eléctrica identificado como Dolorespata y Quencoro que distribuyen la energía en toda la ciudad del Cusco.

3.1.1. Subestación de transformación de Quencoro

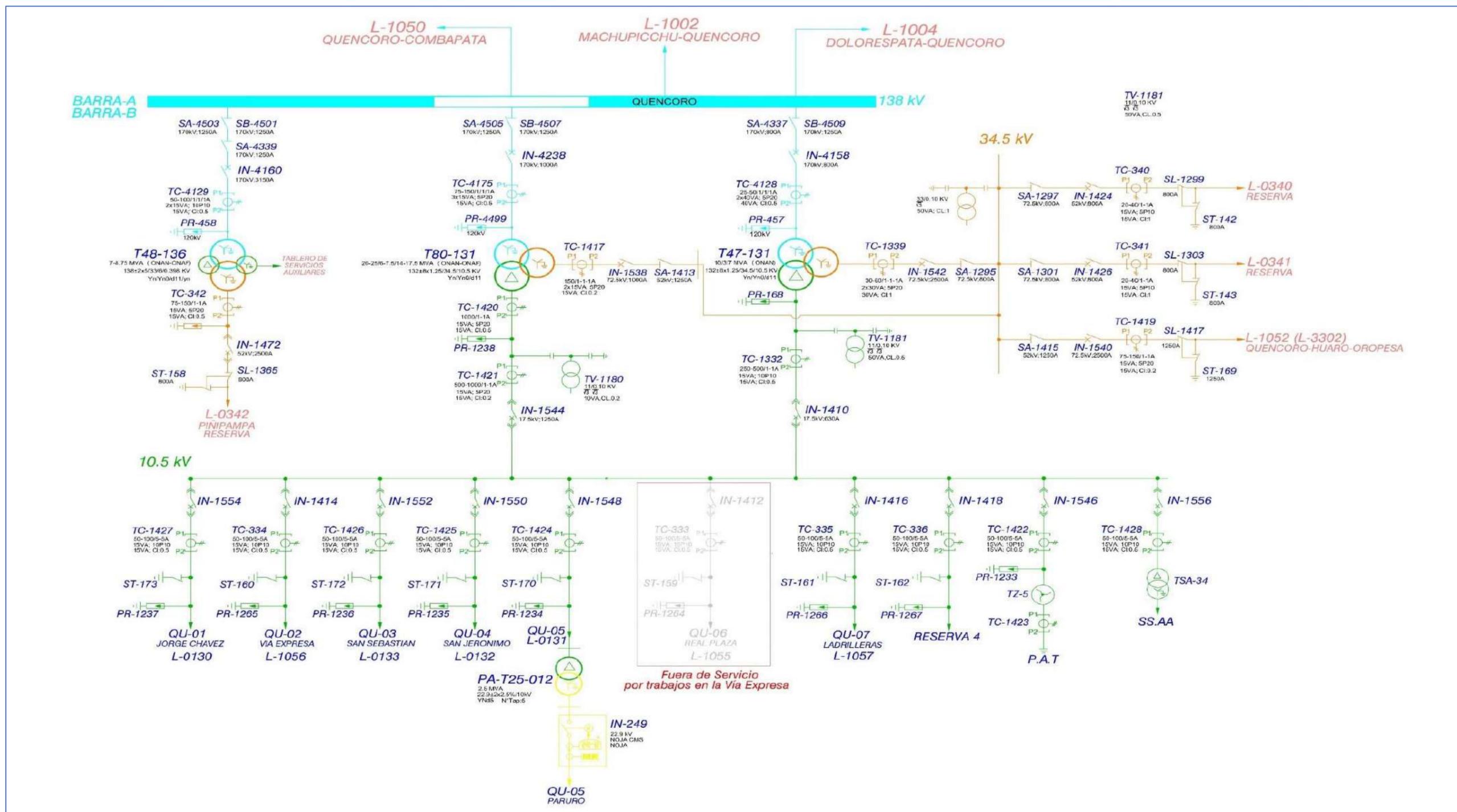
La subestación de Transformación de Quencoro opera con 02 transformadores de potencia, que mediante una barra distribuye a 06 alimentadores en 10.5 kV que suministra la zona urbana del Cusco y 01 alimentador de 22.9 kV que suministra la energía eléctrica a sector Paruro- zona rural (mediante un elevador de transformador de 10.5kV a 22.9Kv), ver **Figura 23**.

3.1.2. Subestación de transformación de Dolorespata

Actualmente la subestación de transformación de Dolorespata, que viene operando a la tensión de 138 kV en el lado primario y 10.5 kV en el lado secundario, compuesto por 02 transformadores de potencia de 12,2 MVA y un transformador de potencia de 30MVA y cuenta con 09 Alimentadores de Media Tensión. Ver **Figura 24**.

Figura 23

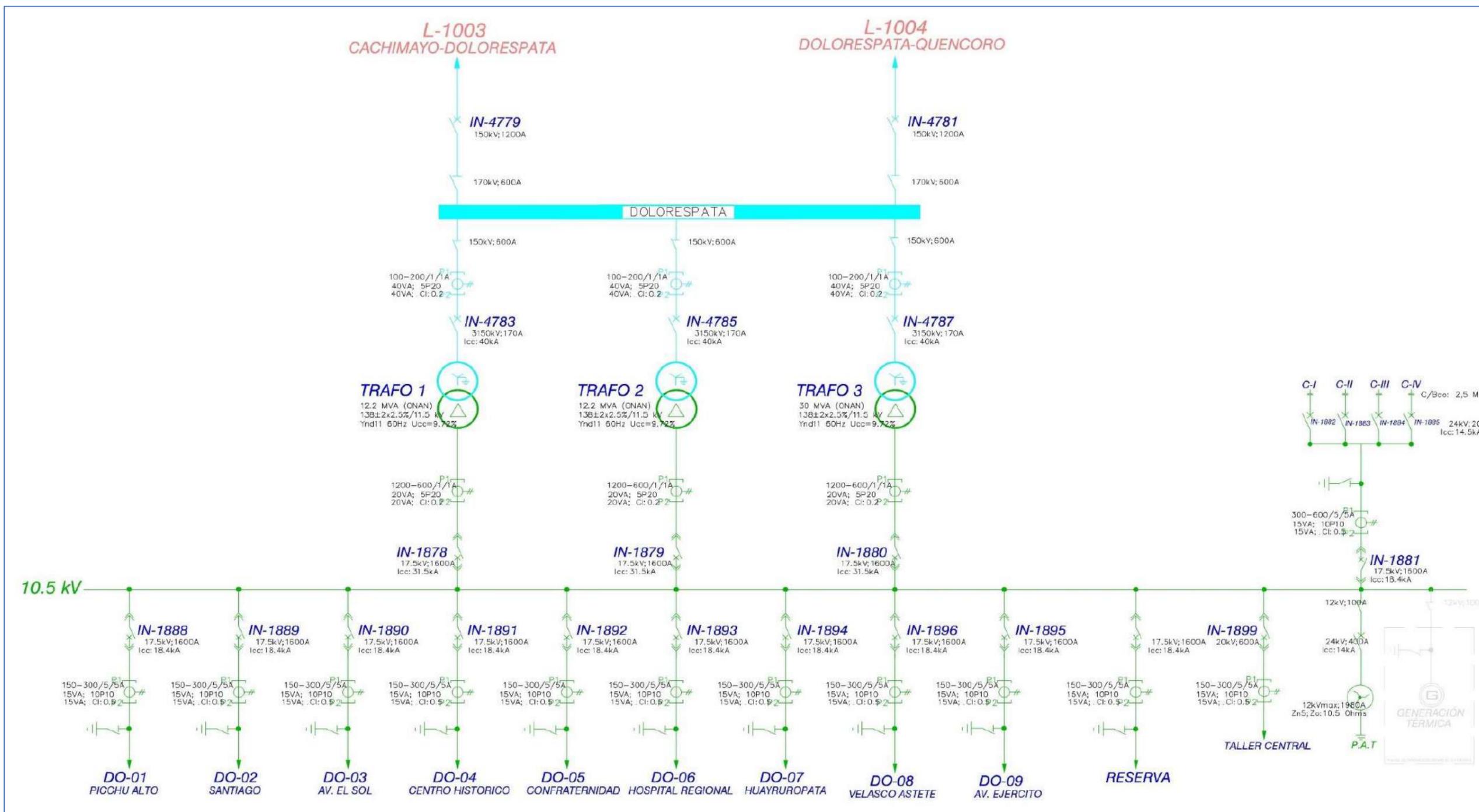
Diagrama Unifilar de Subestación de Transformación Quencoro



Fuente: Centro de Control Electro Sur Este.

Figura 24

Diagrama Unifilar SET Dolorespata – Cusco



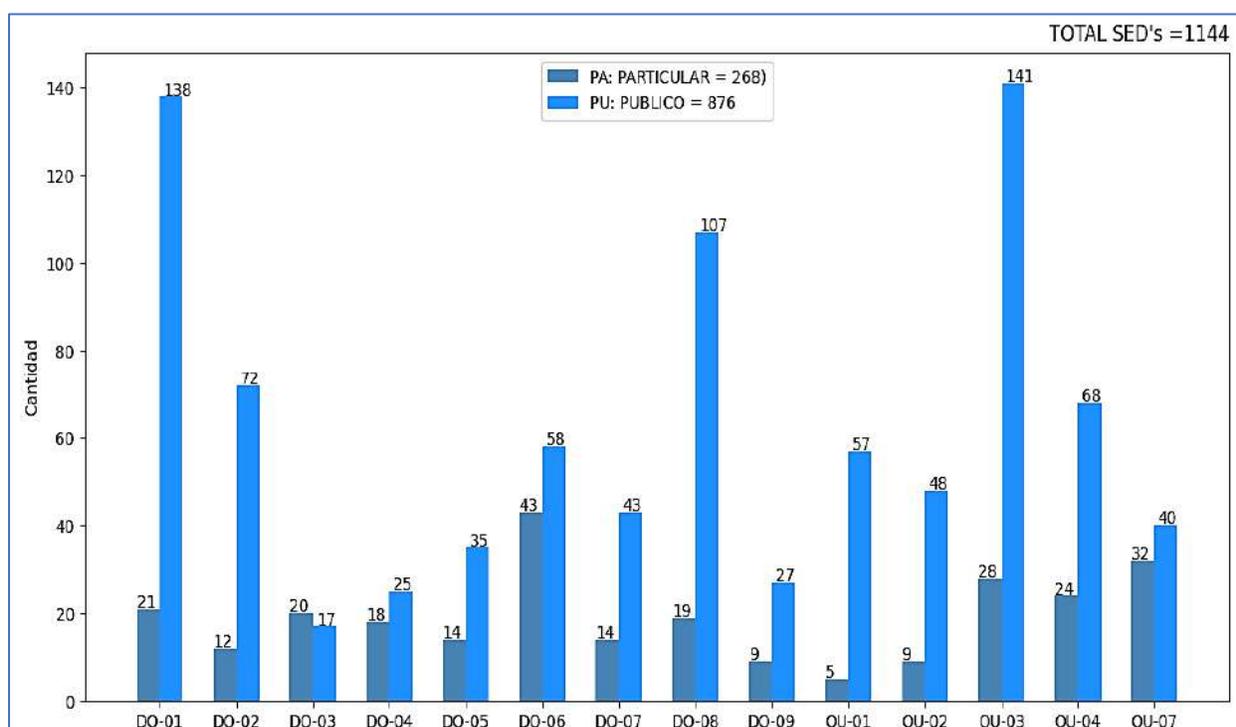
Fuente: Centro de Control Electro Sur Este.

3.1.3. Subestación de Distribución de la energía eléctrica

Actualmente, en la ciudad del Cusco, se encuentran instaladas un total de 1144 subestaciones de distribución, de las cuales 268 son de propiedad particular (PA) y 876 son de propiedad pública (PU). La **Figura 25** muestra la clasificación entre las subestaciones de servicio público y privado para cada Alimentador de Media Tensión.

Figura 25

Clasificación de SED's según el tipo de servicio

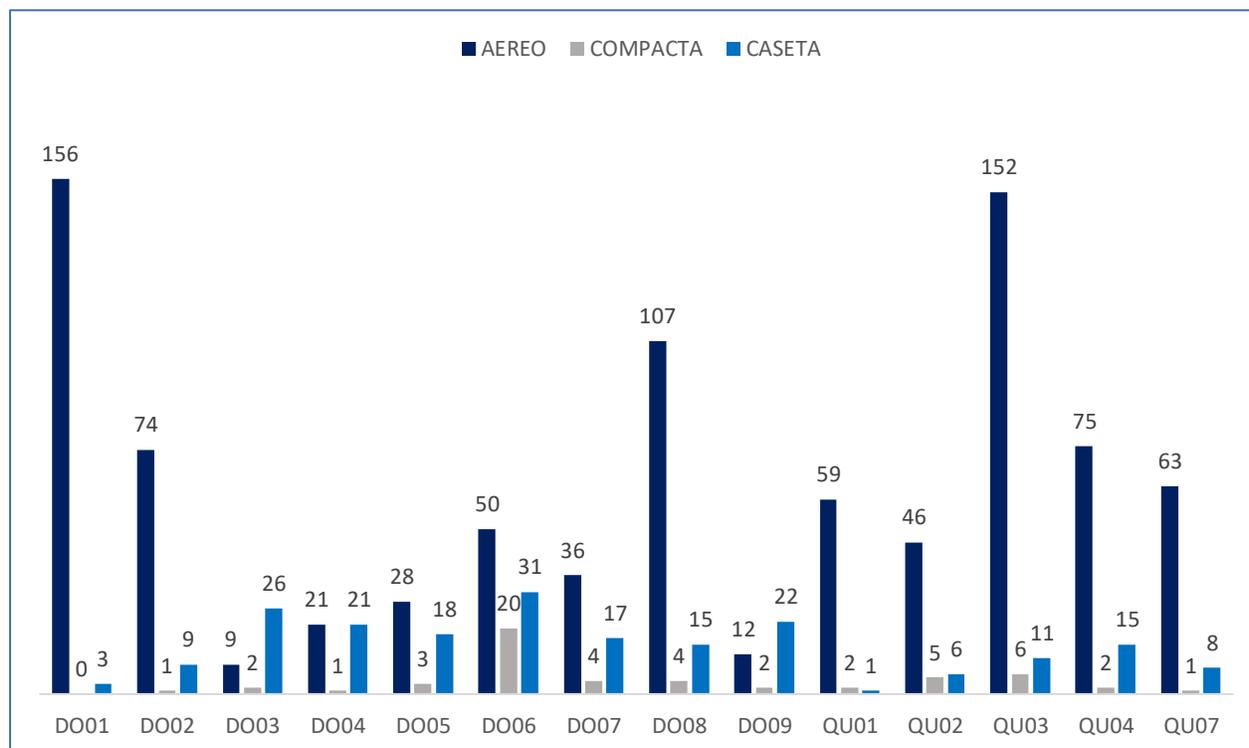


Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Base de Datos GIS Electro Sur Este.

En la **Figura 26** se presenta la clasificación de los transformadores de distribución según el tipo de montaje en las subestaciones de distribución de la ciudad del Cusco, correspondientes a cada Alimentador de Media Tensión. De estas, 888 subestaciones de distribución son de tipo Aéreo, 53 son del tipo Compacta, y 203 son del tipo Caseta.

Figura 26

Clasificación por el tipo de montaje de SED's



Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Base de Datos GIS Electro Sur Este.

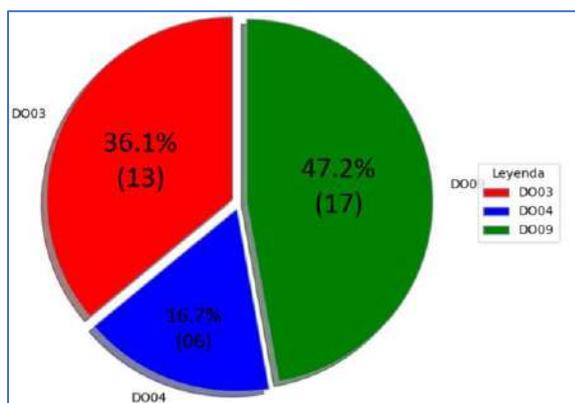
3.2. **Ámbito de estudio: centro histórico del Cusco**

Para el estudio, se consideran los transformadores de distribución ubicados en los Alimentadores de Media Tensión DO-03, DO-04 y DO-09 en el centro histórico del Cusco, destinados al servicio público (PU). Es importante señalar que no se incluyeron los transformadores de servicio particular (PA) en nuestro análisis, dado que la empresa distribuidora no es responsable de su Mantenimiento.

En la **Figura 27**, se presenta el porcentaje de transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco. El color rojo indica los transformadores del Alimentador DO-03, el azul corresponde al Alimentador DO-04 y el verde al Alimentador DO-09.

Figura 27

Porcentaje de subestaciones en el centro histórico del Cusco



Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Base de Datos GIS - ELSE.

3.3. Descripción de los Alimentadores en Estudio: DO03, DO04 Y DO09

3.3.1. Alimentador DO-03

Distribuye la energía eléctrica a una parte del centro histórico del Cusco recorriendo específicamente por los lugares tales como: Av. el Sol, pasaje Hermoza, plaza Regocijo y Saphi, en su trayecto de recorrido distribuye a 13 subestaciones de distribución, ver **Figura 28**.

3.3.2. Alimentador DO-04

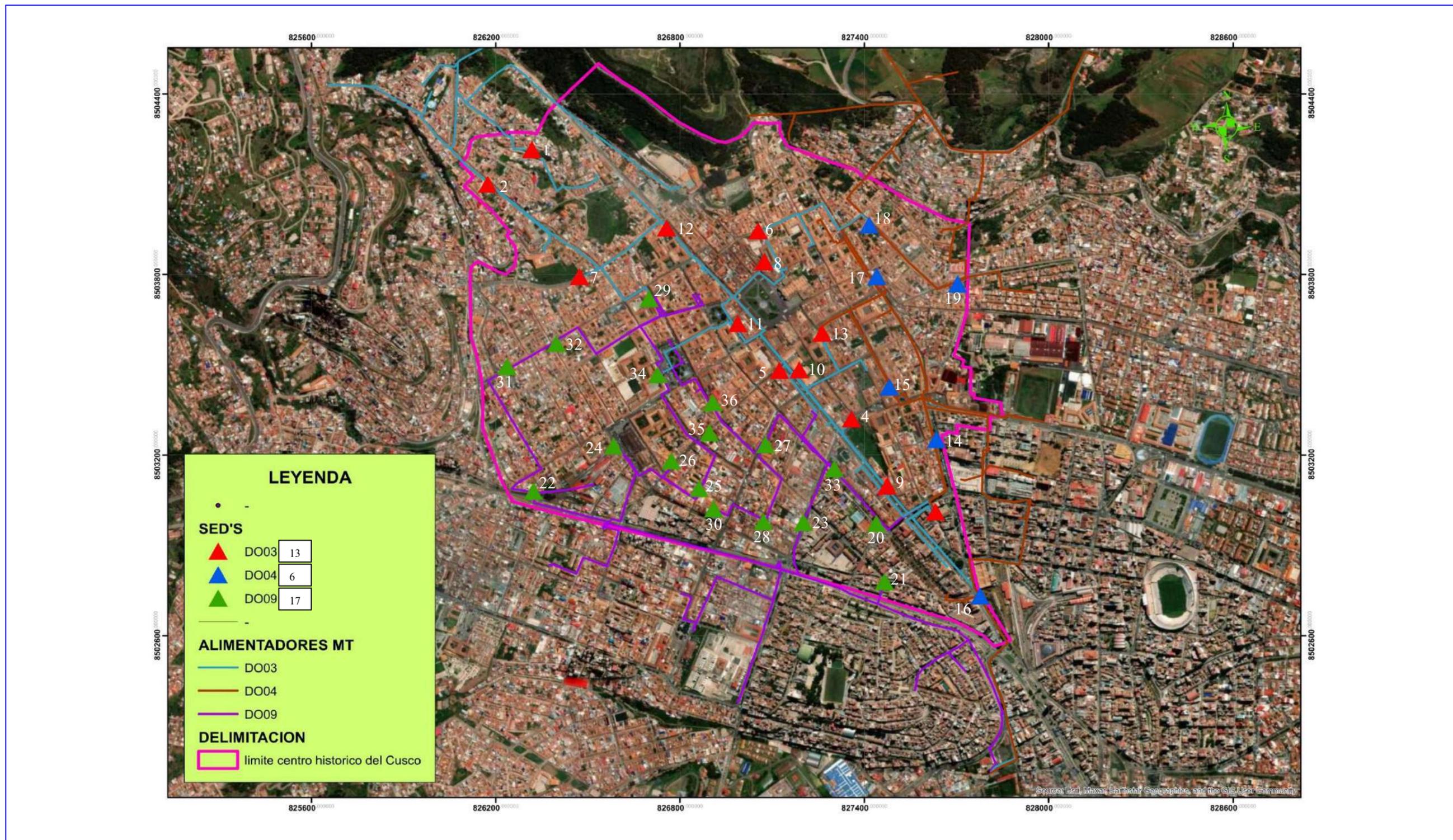
La distribución de energía eléctrica abarca una parte del centro histórico del Cusco, incluyendo lugares emblemáticos como San Agustín, la plaza Limaqpampa, Choquechaca, San Blas y sus alrededores. Esta red abastece a 6 subestaciones a lo largo de su recorrido, ver **Figura 28**.

3.3.3. Alimentador DO-09

Distribuye la energía eléctrica a una parte del centro histórico del Cusco específicamente por los lugares tales como: plaza san francisco, san pedro, av. Pardo, calle Ayacucho, calle nueva, y otros, en su recorrido distribuye a 17 subestaciones de distribución, ver **Figura 28**.

Figura 28

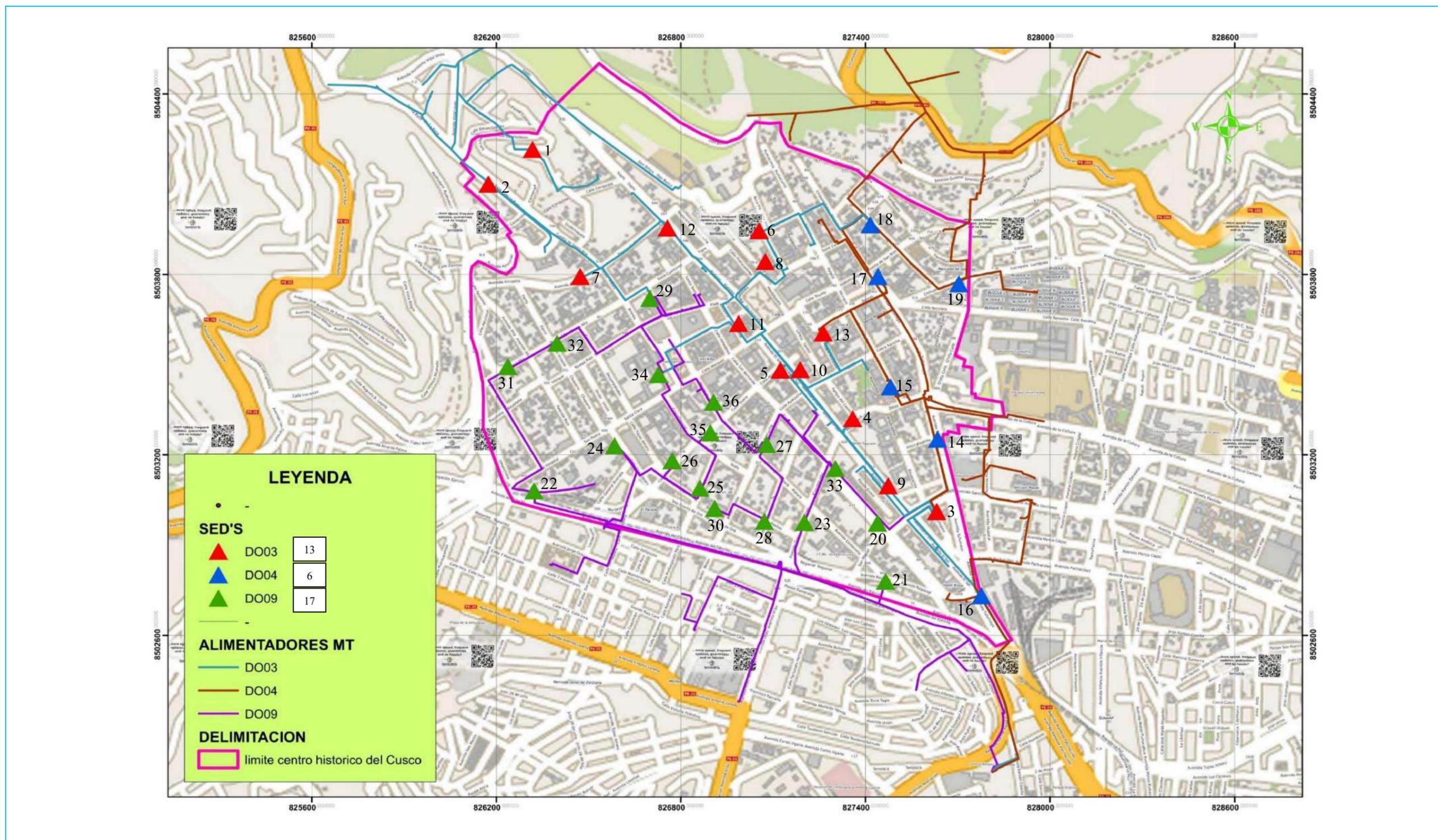
Recorrido de los AMT: DO-03, DO-04 y DO-09 en el centro histórico del Cusco



Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Base de Datos GIS Electro Sur Este.

Figura 29

Transformadores de Distribución en el centro histórico del Cusco pertenecientes a los Alimentadores DO-03, DO-04 y DO-09.



Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Base de Datos GIS Electro Sur Este.

Tabla 3*Datos de las SED's en el centro histórico del Cusco*

N°	SED's	DIRECCIÓN SED	AMT	TENSIÓN	CAPACIDAD (KVA)
1	10011	SAN CRISTOBAL	DO03	10.5/0.22kV	50
2	10205	AV. DE LA RAZA	DO03	10.5/0.22kV	160
3	10196	PASAJE HERMOSA	DO03	10.5/0.22kV	500
4	11108	CALLE ARRAYAN-CCORICANCHA	DO03	10.5/0.22kV	250
5	10010	CALLE ALMAGRO	DO03	10.5/0.22kV	630
6	10203	HUAYNAPATA	DO03	10.5/0.22kV	400
7	10154	AV. ARCOPATA	DO03	10.5/0.22kV	400
8	10171	BALCON CUSQUEÑO	DO03	10.5/0.22kV	400
9	10197	AV. SOL	DO03	10.5/0.22kV	400
10	10201	AV. EL SOL	DO03	10.5/0.22kV	400
11	10459	PORTAL ESPINAR " A "	DO03	10.5/0.22kV	1300
12	10042	CALLE SAPHI	DO03	10.5/0.22kV	500
13	10041	PLAZOLETA STA. CATALINA	DO03	10.5/0.22kV	800
14	10009	CONJ. HAB. AMAUTA	DO04	10.5/0.22kV	250
15	10208	SAN AGUSTIN	DO04	10.5/0.22kV	400
16	10206	AV. SAN MARTIN (ENAFER)	DO04	10.5/0.22kV	400
17	10209	HUARANCALLQUI	DO04	10.5/0.22kV	640
18	10296	CARMEN ALTO SAN BLAS	DO04	10.5/0.22kV	400
19	10210	CHIHUAMPATA	DO04	10.5/0.22kV	250
20	11110	AV. PARDO	DO09	10.5/0.22kV	250
21	10593	AV. REGIONAL	DO09	10.5/0.22kV	250
22	10050	PUENTE ALMUDENA	DO09	10.5/0.22kV	160
23	10912	ESQUINA AV. GRAU CON MATARA	DO09	10.5/0.22kV	160
24	10049	ESTACION SAN PEDRO	DO09	10.5/0.22kV	400
25	10189	CALLE PERA	DO09	10.5/0.22kV	750
26	11241	CALLE NUEVA	DO09	10.5/0.22kV	400
27	10200	CALLE AYACUCHO	DO09	10.5/0.22kV	800
28	10488	CALLE PAVITOS	DO09	10.5/0.22kV	400
29	10194	CALLE TEATRO	DO09	10.5/0.22kV	500
30	11047	CALLE BELÉN	DO09	10.5/0.22kV	400
31	10192	CALLE NUEVA ALTA I	DO09	10.5/0.22kV	250
32	10193	NUEVA ALTA II	DO09	10.5/0.22kV	250
33	10199	AV. PARDO I	DO09	10.5/0.22kV	400
34	10190	PLAZA SAN FRANCISCO	DO09	10.5/0.22kV	400
35	10337	EDIFICIO EL CARMEN	DO09	10.5/0.22kV	100
36	10191	TEATRO MUNICIPAL	DO09	10.5/0.22kV	600

Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Base de Datos GIS Electro Sur Este.

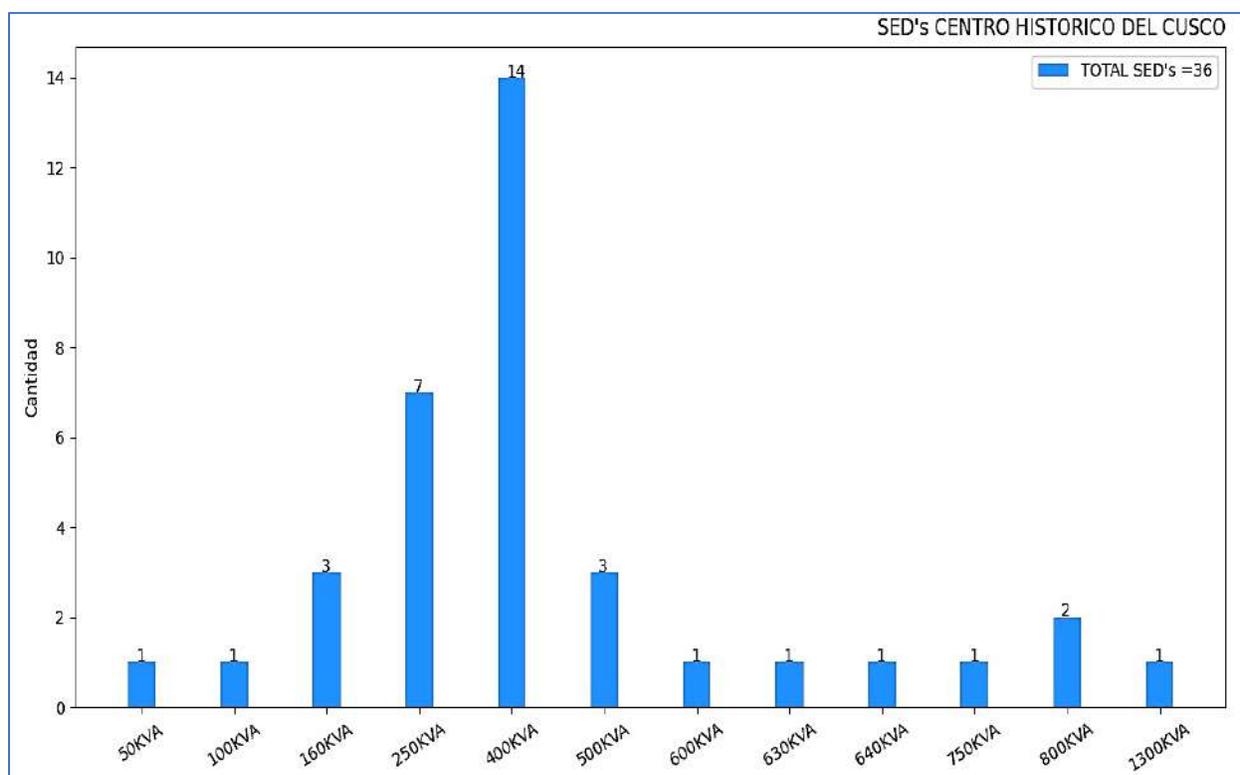
En la **Tabla 3**, se muestra las características técnicas de las subestaciones de distribución en el centro histórico del Cusco, pertenecientes a los Alimentadores de Media Tensión DO-03, DO-04 y DO-09.

3.4. Potencia Instalada: centro histórico del Cusco

La potencia instalada de las 36 subestaciones de distribución que distribuyen la energía eléctrica en el centro histórico del Cusco varía entre 50KVA a 1300 KVA, ver **Figura 30**.

Figura 30

Potencia Instalada en SED's en el centro histórico del Cusco



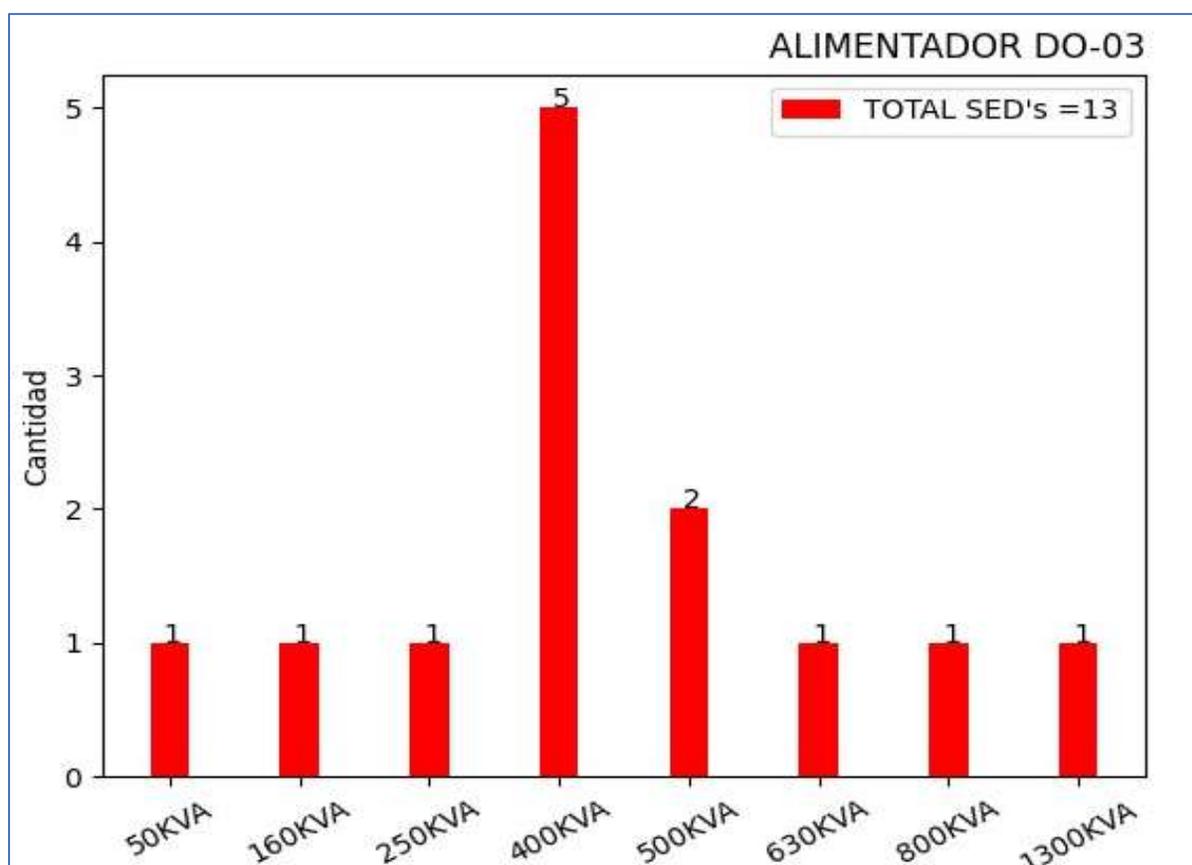
Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Base de Datos GIS Electro Sur Este.

3.4.1. Potencia instalada: DO-03

La potencia instalada de las 13 subestaciones de distribución en el centro histórico del Cusco pertenecientes al Alimentador DO-03 varía entre 50 KVA a 1300 KVA como se muestra en la **Figura 31**.

Figura 31

Cantidad de SED's según Potencia Instalada - DO-03



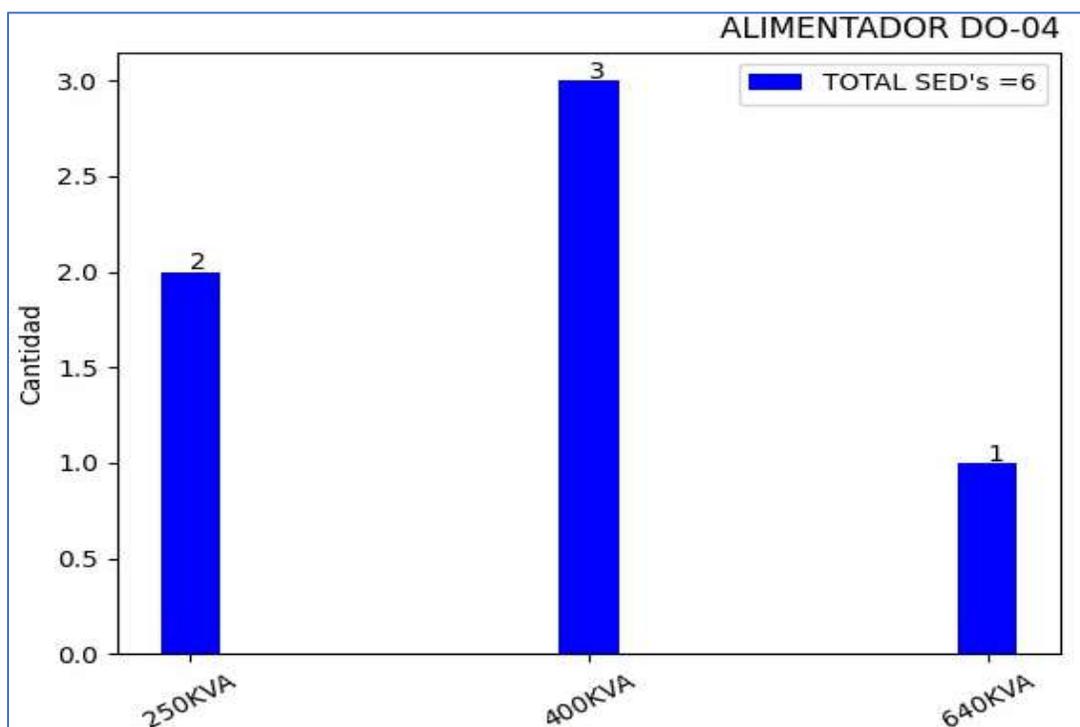
Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Base de Datos GIS Electro Sur Este.

3.4.2. Potencia Instalada: DO-04

La potencia instalada de las 06 subestaciones de distribución pertenecientes al Alimentador DO-04, varía entre 250 KVA a 640 KVA, ver **Figura 32**.

Figura 32

Cantidad de SED según Potencia Instalada – DO-04



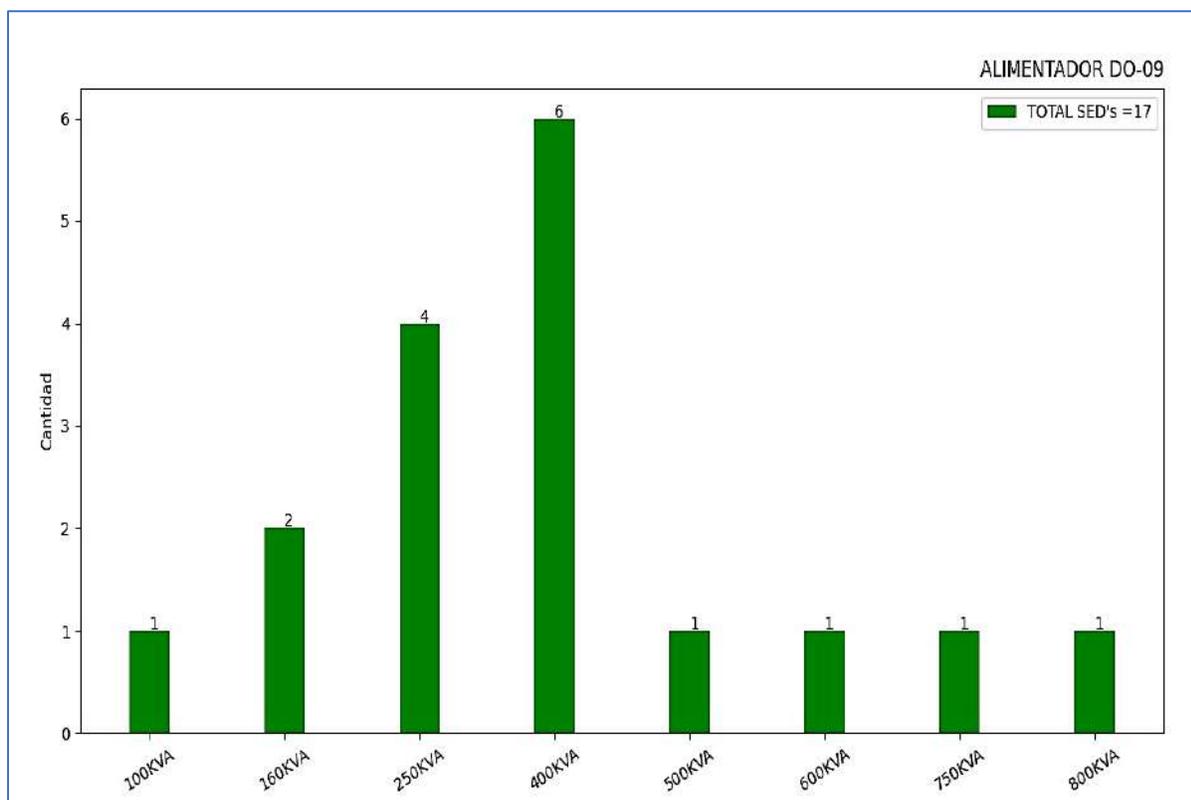
Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Base de Datos GIS Electro Sur Este.

3.4.3. Potencia instalada: DO-09

La potencia instalada de las 17 subestaciones de distribución en el centro histórico del Cusco pertenecientes al Alimentador DO-09 varía entre 100 KVA a 800 KVA, ver **Figura 33**.

Figura 33

Cantidad de SED según Potencia Instalada – DO-09



Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Base de Datos GIS Electro Sur Este.

3.5. Proceso de evaluación de la capacidad operativa de los Transformadores de Distribución

En la actualidad, el proceso de evaluación de la capacidad operativa de los transformadores de distribución se lleva a cabo mediante una plataforma de gestión llamada SIELSE. Los resultados se presentan en un módulo denominado “cargabilidad”, que permite determinar si el transformador está operando a su carga nominal, sobrecargado (por encima de la carga nominal) o subcargado

(por debajo de la carga nominal). Para ello, es necesario importar la información sobre los parámetros de operación de los transformadores de distribución a la plataforma SIELSE.

Aunque la oficina de Control de Calidad de Electro Sur Este S.A.A. (ELSE), responsable del sector eléctrico en la ciudad del Cusco, realiza mediciones de Calidad de Tensión en el lado de baja tensión de los transformadores de distribución, estas mediciones son limitadas, ya que no se llevan a cabo en todos los transformadores. El proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución implica los siguientes pasos:

1. El personal técnico asignado se dirige a cada subestación para instalar equipos de medición (analizadores de redes o registradores de redes) durante 7 días en zonas urbanas y 3 días en zonas rurales.
2. Después de transcurridos los días establecidos, se desinstala el equipo al día siguiente.
3. La información almacenada por el equipo se descarga en formato txt. y se importa a la plataforma SIELSE para su procesamiento.
4. La información se procesa y finalmente se muestran los resultados de la evaluación de la capacidad operativa de los transformadores de distribución.

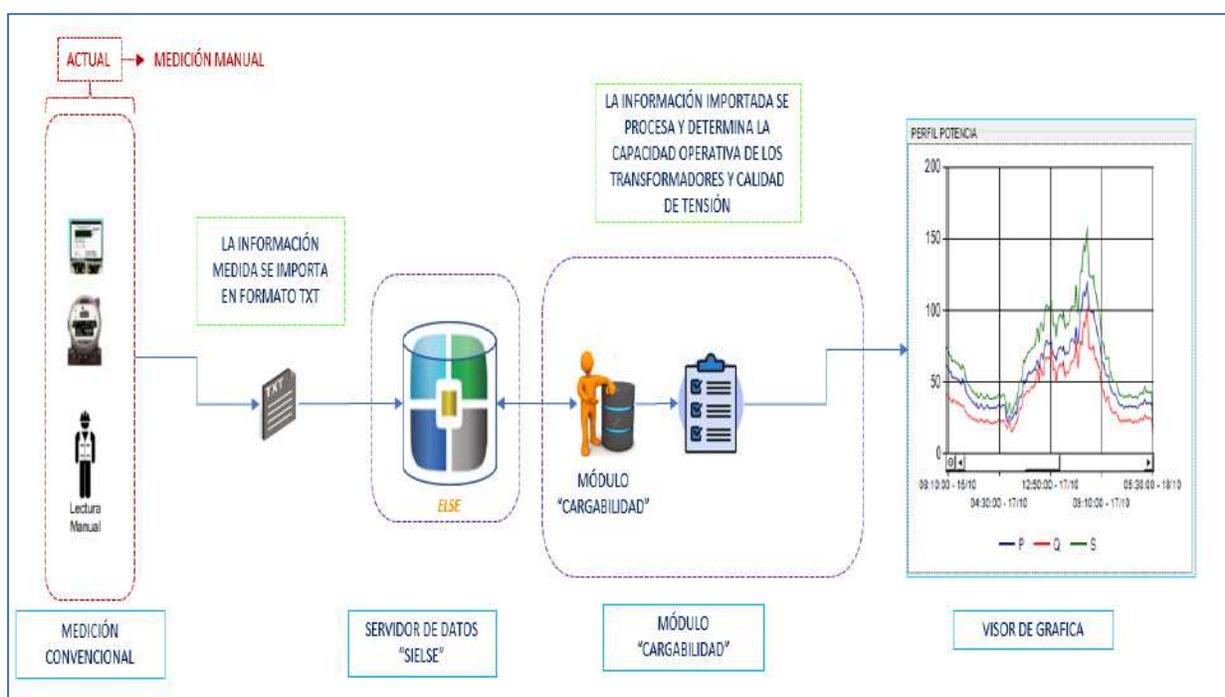
Sin embargo, repetir este proceso para cada transformador se vuelve casi imposible debido a la gran cantidad de transformadores que operan en la ciudad, en específico en el centro histórico del Cusco. Además, las mediciones en el lado de baja tensión de los transformadores se realizan solo una vez al año o cuando sea necesario, como en caso de un incremento de carga. Esto impide conocer con precisión la demanda suministrada por el transformador en un período determinado, lo que conduce a una evaluación y mantenimiento deficientes del transformador. Además, cuando

ocurre una falla en o cerca del transformador, el centro de control no lo detecta, lo que requiere que los usuarios cercanos informen sobre la situación.

En la **Figura 34** se muestra el proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución que actualmente se viene realizando.

Figura 34

Arquitectura del proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, en la **Tabla 4** se muestra los límites para evaluar la capacidad operativa y bajo ese criterio la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. evalúa los transformadores de distribución.

Tabla 4*Límites de capacidad operativa de los Transformadores de Distribución*

Descripción	Normal	Regular	Sobrecargado
Límites	$F_c < 0,50$	$0,50 < FC < =0,90$	$0,90 < FC$

Nota: Elaboración propia

En la **Figura 35** se muestra la interfaz de los resultados de la evaluación de operación de los transformadores de distribución después de haber procesado la información descargada de los equipos de analizadores y/o registradores de redes.

Figura 35*Módulo de Cargabilidad de los Transformadores de Distribución*

Código	Estado	Sucursal	Código NTCSE	Ubicación Eléctrica	Dirección Eléctrica	Capacidad Carga	Carga %	Tipo Tensión	F. H. Instalación	F. H. Retiro
53	Medido	CUSCO	0010388	SOCORROPATA	DO05	Regular	70.00	Baja Tensión	09/01/2015 11:10	10/01/2015 16:00
1089	Medido	CUSCO	0010388	SOCORROPATA	DO05	Regular	70.00	Baja Tensión	24/09/2015 11:40	26/09/2015 9:10
2951	Cerrado	CUSCO	0010388	SOCORROPATA	DO05	Regular	76.00	Baja Tensión	07/04/2017 15:00	12/04/2017 11:30
5336	Cerrado	CUSCO	0010388	SOCORROPATA	DO05	Regular	72.00	Baja Tensión	15/11/2018 12:00	19/11/2018 11:10
6939	Medido	CUSCO	0010388	SOCORROPATA	DO05	Sobrecarga	96.00	Baja Tensión	02/10/2019 16:45	08/10/2019 15:15
7065	Medido	CUSCO	0010388	SOCORROPATA	DO05	Normal	45.00	Baja Tensión	10/10/2019 12:40	14/10/2019 16:40
8021	Medido	CUSCO	0010388	SOCORROPATA	DO05	Regular	61.00	Baja Tensión	13/10/2020 13:50	17/10/2020 15:20
10582	Medido	CUSCO	0010388	SOCORROPATA	DO05	Regular	64.00	Baja Tensión	21/02/2022 18:20	01/03/2022 13:20
13040	Medido	CUSCO	0010388	SOCORROPATA	DO05	Regular	61.00	Baja Tensión	10/07/2023 18:30	18/07/2023 9:30

Fuente: Tomado de Base de Datos SIELSE – Electro Sur Este S.A.A.

En la **Figura 36** se muestra la ventana de la placa de característica del transformador evaluado en el módulo de CARGABILIDAD -SIELSE.

Figura 36

Placa característica del Transformador de Distribución

Archivo Edición Ir Ayuda

Retornar estado anterior Adjuntar archivo Ver adjuntos Notificar sobrecarga Cerrar cargabilidad

Código NTCSE : 0010488 Código Cargabilidad : 10260 Estado : Medido

DATOS CARGABILIDAD MEDICIONES DE CARGABILIDAD RESUMEN

Ubicación eléctrica: 0010488 CALLE PAVITOS CALLE PAVITOS D009

Equipo Medición: POBOX 100 BASIC M1521-120 Tipo SED: Trifásico Tipo Sistema: DELTA

Responsable Instalación: EDWARD CUBA TORRES Fecha Instalación: 18/11/2021 12:20:00 Tipo Tensión: Baja Tension

Responsable Retiro: EDWARD CUBA TORRES Fecha Retiro: 26/11/2021 13:10:00 Tension: 12 VCC

DATOS BASICOS PLACA

Potencia (KVA): 400.00

R/T: 10500 / 230

Posición Tap: 3

Año Fabricación: 1992

Observación:

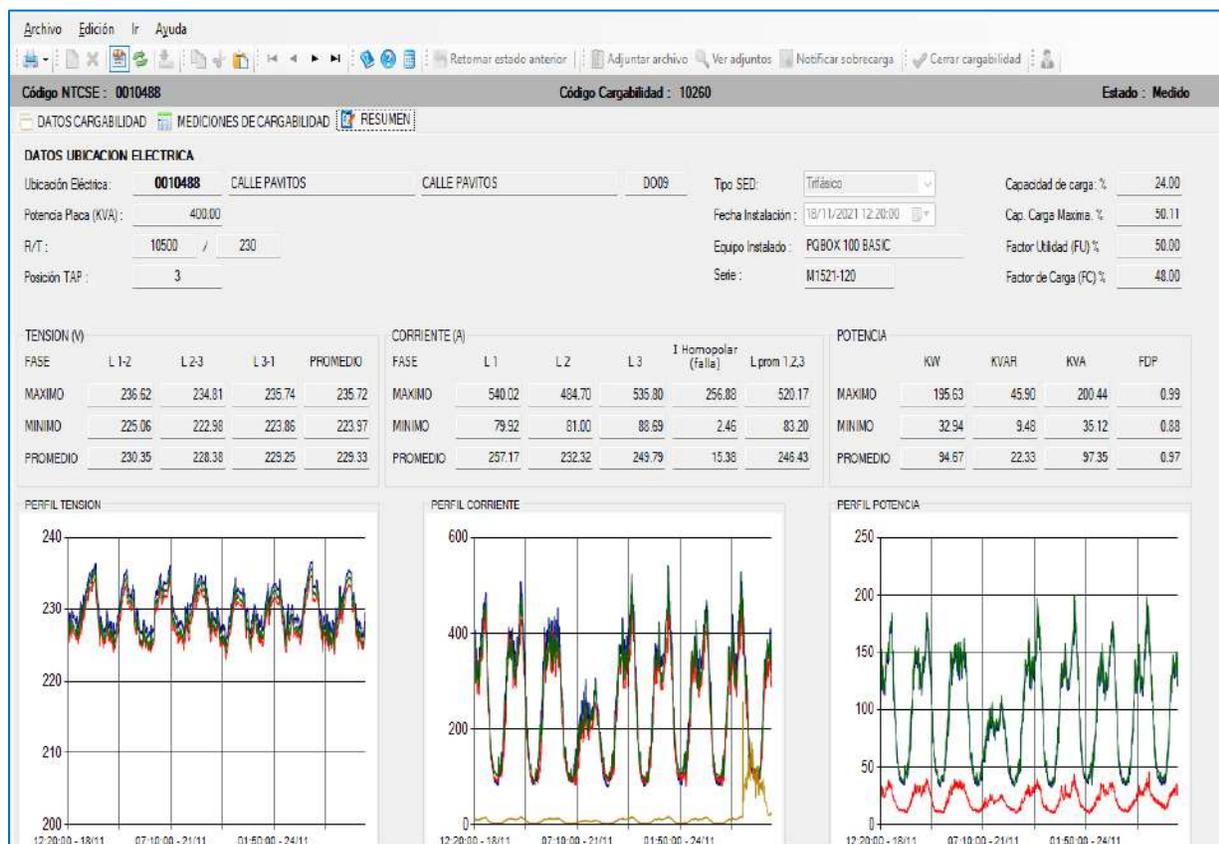
Cargar imagen placa Cargar imagen tap

Fuente: Tomado de Base de Datos SIELSE - Electro Sur Este S.A.A.

En la **Figura 37** se muestra la ventana de tensión, corriente y potencia después de haber procesado la información en el módulo de CARGABILIDAD – SIELSE.

Figura 37

Perfil de carga del Transformador de Distribución



Fuente: Tomado de Base de Datos SIELSE - Electro Sur Este S.A.A.

En la **Tabla 5**, se muestra la cantidad de mediciones realizadas en las subestaciones de distribución que suministra la energía eléctrica en el centro histórico del Cusco en el año 2021.

Tabla 5

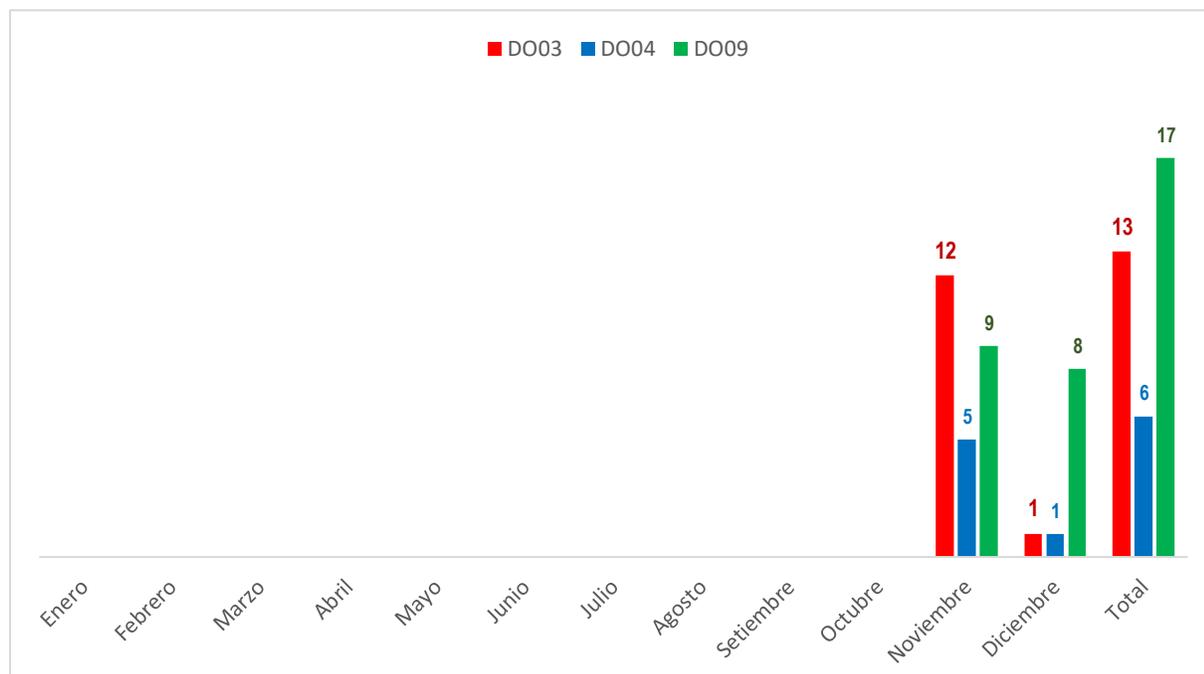
Mediciones en los Alimentadores DO-03, DO-04 y DO-09 en el año 2021

MES	DO-03(13)	DO-04(6)	DO-09(17)
Enero			
Febrero			
Marzo			
Abril			
Mayo			
Junio			
Julio			
Agosto			
Setiembre			
Octubre			
Noviembre	12	5	9
Diciembre	1	1	8
Cant. de mediciones	13	6	17

Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Base de Datos SIELSE – ELSE.

Figura 38

Cantidad de mediciones en AMT: DO-03, DO-04 y DO-09 en año 2021



Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de Base de Datos SIELSE - ELSE.

En la **Figura 38** se muestra la cantidad de mediciones por mes, revelando que únicamente en noviembre y diciembre del año 2021 se llevaron a cabo las mediciones en su totalidad. Este indicador es desfavorable para el Área de Mantenimiento, ya que dificulta la elaboración del plan operativo de mantenimiento de los transformadores. La falta de mediciones regulares, que se realizan solo una vez al año y sin una programación establecida para los meses de ejecución, junto con la escasez de información y datos precisos, contribuye a esta situación. Finalmente, el cambio dramático en el comportamiento de los usuarios y la pronunciada incorporación de vehículos eléctricos, la importancia de evaluar la capacidad operativa de los transformadores de distribución se vuelve aún más relevante. Sin embargo, el proceso actual de evaluación de dicha capacidad se considera ineficiente.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS COMPARATIVO DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE PARA LA PROPUESTA DE MEJORA

La finalidad de este capítulo es comparar las principales características técnicas de las tecnologías de medición inteligente disponibles actualmente en el mercado, para determinar la tecnología más apropiada para la elección como propuesta de mejora.

4.1. Comparación de medidores inteligentes

Para el análisis comparativo se considera a 08 fabricantes y/o marcas de medidores inteligentes de diferentes fabricantes que vienen implementándose en el sector eléctrico a nivel mundial como se citó detalladamente cada una de ellas en el capítulo II. La comparación se realiza entre los medidores que pueden proporcionar los datos de operación tales como:

- Niveles de Tensión
- Niveles de Corriente
- Potencia Activa
- Potencia Reactiva
- Potencia Aparente
- Factor de Potencia

Que son datos fundamentales para el proceso de evaluación de la capacidad operativa de los transformadores de distribución y calidad de tensión.

En la **Tabla 6** se muestra los diferentes fabricantes de tecnología en sistemas de medición inteligente de las que estudiaremos el medidor inteligente aplicable a los transformadores de distribución.

Tabla 6

Tecnologías fabricadas por empresas internacionales

Ítem	Tecnología	Medidor Inteligente	País
1	Wasion Holdings International	Wasion aMeter300-AC0534	China
2	Genus Power Infrastructures Ltd.	Genus Saksham TM 345	India
3	Clou Global Technology	Clou CL730S23 CT	China
4	Hexing Electrical Co.Ltd	Hexing HXF300	China
5	Honeywell – Elster	Alpha A1800	Alemana
6	Itron	Itron Sentinel	Estados Unidos
7	Landis Gyr	Landis Gyr S650	Suiza
8	Kamstrup	Kamstrup 351C	España

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestra los cuadros comparativos de los medidores inteligentes considerando los diferentes aspectos técnicos que los diferencia.

En la **Tabla 7** se muestra la capacidad de medición de variables eléctricas de los diferentes medidores inteligentes, donde se observa que todos los medidores inteligentes estudiados tienen las mismas capacidades de medición.

Tabla 7

Capacidad de medición de variables eléctricas de los medidores estudiados.

Medidor Inteligente	Tensión	Corriente	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia Aparente	F.P.
Wasion aMeter300-AC0534	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Genus Saksham TM 345	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Clou CL730S23 CT	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Hexing HXF300	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Alpha A1800	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Itron Sentinel	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Landis Gyr S650	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Kamstrup 351C	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, en la **Tabla 8** se muestra una comparación según la clase de precisión de los medidores estudiados, donde el rango de precisión varía entre 0.2 y 2 según la norma europea (IEC) a excepción del medidor Wasion aMeter300-AC0534 que tiene una clase de precisión tipo C fabricado según la norma americana (NEMA).

Tabla 8

Clases de precisión de medición de los medidores estudiados

Item	Medidor Inteligente	Clase de Precisión
1	Wasion aMeter300-AC0534	Clase C
2	Genus Saksham TM 345	1
3	Clou CL730S23 CT	0,5-2,0
4	Hexing HXF300	0,2S
5	Alpha A1800	0,2
6	Itron Sentinel	0,2
7	Landis Gyr S650	0,2 – 0,5
8	Kamstrup 351C	0,5 – 1 - 2

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 9** se muestra el cuadro comparativo según la tecnología de comunicación compatible de los medidores inteligentes estudiados, donde todos tienen la compatibilidad en la transmisión de datos con la tecnología Red Celular a excepción de los medidores Wasion aMeter300-AC0534 y Clou CL730S23 CT que tienen comunicación adicional por tecnología PLC y RF.

Tabla 9

Tecnología de comunicación de los medidores estudiados

Item	Medidor Inteligente	Tecnología de comunicación
1	Wasion aMeter300-AC0534	Red Celular -PLC
2	Genus Saksham TM 345	Red Celular
3	Clou CL730S23 CT	PLC, RF, Red Celular
4	Hexing HXF300	Red Celular
5	Alpha A1800	Red Celular
6	Itron Sentinel	Red Celular
7	Landis Gyr S650	Red Celular
8	Kamstrup 351C	Red Celular

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 10** se muestra el cuadro comparativo según el precio de los medidores inteligentes estudiados donde se aprecia que el único medidor Alpha A1800 del fabricante Honeywell Elster brinda su costo (\$ 706,47) en el mercado incluido el costo de envío y los medidores restantes no especifican el precio en sus catálogos.

Tabla 10

Precio de los medidores inteligentes estudiados

Ítem	Medidor Inteligente	Precio
1	Wasion aMeter300-AC0534	No especifica
2	Genus Saksham TM 345	No especifica
3	Clou CL730S23 CT	No especifica
4	Hexing HXF300	No especifica
5	Alpha A1800	\$ 706,47
6	Itron Sentinel	No especifica
7	Landis Gyr S650	No especifica
8	Kamstrup 351C	No especifica

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 11** se muestra el cuadro comparativo según la plataforma de gestión de los medidores inteligentes estudiados, donde cada medidor tiene su propia plataforma de gestión desarrollada por su propio fabricante y es adquirida con la compra del medidor inteligente.

Tabla 11

Plataforma de gestión de los medidores estudiadas

Ítem	Medidor Inteligente	Plataforma de Gestión
1	Wasion aMeter300-AC0534	Meter Data Reading (MDR)
2	Genus Saksham TM 345	Urja Electricity Management Server
3	Clou CL730S23 CT	Gestión de Distribución (DMS)
4	Hexing HXF300	Sistema de monitoreo de transformadores (TMS)
5	Alpha A1800	ALPHA CENTER y Metercat
6	Itron Sentinel	Sistema de monitoreo de transformadores (TMS)
7	Landis Gyr S650	Gridstream Integration Suite
8	Kamstrup 351C	Plataforma Power Intelligence Kamstrup

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar en las tablas de comparación según criterios técnicos considerados a los medidores inteligentes se obtuvieron los siguientes resultados:

Según la **Tabla 7**, en cuanto a la capacidad de recolección de información sobre la operación de los transformadores de distribución (Tensión, Corriente, Potencia Activa, Reactiva, Aparente, F.P.) todos los medidores tienen la capacidad de obtener los datos que son fundamentales para evaluar la capacidad operativa de los transformadores.

En cuanto a la clase de precisión de medición de datos como se muestra en la **Tabla 8**, en la gran mayoría de los medidores (65,5%), tienen una clase de precisión buena de 0,2.

Según **Tabla 9**, en cuanto a las facilidades de comunicación ya sea con plataforma de gestión o equipos concentradores de datos, el 100% de los medidores tienen la compatibilidad con la Red Celular y adicionalmente 2 medidores tienen la compatibilidad con PLC y RF.

Según la **Tabla 10**, con respecto al costo del medidor el 87,5% no especifican el precio, solo el medidor Elster A1800 especifica el precio en sus catálogos.

En cuanto a la plataforma de gestión, todos los medidores inteligentes tienen su propio software de gestión de datos.

Finalmente después de haber realizado una comparación exhaustiva entre los medidores descritos anteriormente, se puede concluir que todos los medidores inteligentes pueden cumplir con la función de obtención de datos de operación de los transformadores de distribución, sin embargo entre los medidores estudiados el medidor Elster A1800 tiene mayor facilidad de adquirir en el mercado eléctrico y asimismo este medidor cuenta con una homologación y/o permisos en nuestro país Perú, por ende para nuestro estudio se opta por el medidor Elster A1800.

4.2. Comparación de tecnologías de comunicación

Para la transmisión de datos del medidor inteligente a la plataforma de gestión o servidor de datos se requiere de una tecnología de comunicación confiable, para nuestro caso de estudio realizaremos en base a sus ventajas y desventajas que puedan ofrecer cada uno de ellos. Para realizar esta comparación consideraremos los siguientes tipos de tecnología de comunicación.

- PLC Baja Frecuencia
- PLC Alta Frecuencia
- RF corto alcance
- RF largo alcance
- Red Celular
- Fibra óptica

Para analizar las tecnologías de comunicación que podrían implementarse en el centro histórico del Cusco, se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- La distancia de separación entre los transformadores y la empresa concesionaria ELSE.
- Medio físico de medio de comunicación.
- Costo de implementación.
- Capacitación técnica.

En la **Tabla 12** se muestra la comparación de tecnologías de comunicación considerando la distancia de separación entre las subestaciones de distribución y la empresa eléctrica ELSE.

Tabla 12

Distancia de separación entre la subestación de distribución y la empresa ELSE

Tecnologías de Comunicación	Distancia
PLC Baja Frecuencia	No Recomendable
PLC Alta Frecuencia	No Recomendable
RF Corto Alcance	No Recomendable
RF Largo Alcance	Recomendable
Red Celular	Muy recomendable
Fibra Óptica	Recomendable

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se detalla el Análisis de la **Tabla 12**.

PLC Baja Frecuencia: Cada medidor instalado en cada subestación envía señales a bajas frecuencias utilizando la red de Media Tensión hasta la subestación de potencia y adicionalmente necesitaría de otra tecnología que permita transmitir la información hasta la empresa eléctrica.

PLC Alta Frecuencia: En este caso las señales se envían a altas frecuencias y los transformadores de distribución impiden el paso de las señales por lo que es necesario la utilización de otra tecnología de comunicación para enviar la señal al centro de control de la empresa eléctrica.

RF Corto Alcance: Los transformadores de distribución no podrán formar interconexiones a causa de la distancia de separación entre los transformadores.

RF Largo Alcance: Para la aplicación de esta tecnología de comunicación se requiere la instalación de concentradores a lo largo red eléctrica hasta llegar a la empresa eléctrica.

Red Celular: La distancia entre los transformadores de distribución y la empresa eléctrica no es inconveniente para esta tecnología porque utiliza la red telefónica para la transmisión de datos y además se tiene la disposición de diferentes operadoras de señal celular en el lugar.

Fibra óptica: Es una buena alternativa, pero mientras no se tenga una infraestructura instalada de fibra la transmisión de datos no es factible.

En la **Tabla 13** se muestra la comparación de tecnologías de comunicación considerando el medio físico de comunicación.

Tabla 13

Medio físico de comunicación de tecnologías de comunicación

Tecnologías de Comunicación	Medio físico de comunicación
PLC Baja Frecuencia	Se tiene
PLC Alta Frecuencia	Se tiene
RF Corto Alcance	No requiere
RF Largo Alcance	No requiere
Red Celular	No requiere
Fibra Óptica	No se tiene

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se detalla el Análisis de la **Tabla 13**.

PLC Alta Frecuencia: Además de utilizar las redes eléctricas como medio de comunicación requiere de otro medio para transmitir la información desde los concentradores al centro de control.

PLC Baja Frecuencia: Utiliza las redes eléctricas como medio de comunicación.

RF Corto Alcance: No requiere de medio

RF Largo Alcance: Requiere de concentradores y amplificadores de señal para la transmisión de información a grandes distancias.

Red Celular: Utiliza la señal celular para la transmisión de datos.

Fibra óptica: Requiere de una instalación de redes de fibra óptica para la transmisión de datos.

En la **Tabla 14** se muestra tecnologías de comunicación considerando el costo de implementación.

Tabla 14

Costo de implementación de las tecnologías de comunicación

Tecnologías de Comunicación	Costo de implementación
PLC Baja Frecuencia	Costoso
PLC Alta Frecuencia	Costoso
RF Corto Alcance	Relativamente económico
RF Largo Alcance	Relativamente económico
Red Celular	Económico
Fibra Óptica	Costoso

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se detalla el Análisis de la **Tabla 14**.

PLC Baja Frecuencia: Se requiere de equipos como un transformador de modulación y adicional de otra tecnología de comunicación.

PLC Alta Frecuencia: Requiere de concentradores y de otra tecnología de comunicación para el envío de datos a la empresa eléctrica.

RF Corto Alcance: Necesita de un concentrador que reciba la señal para la formación de una red interconectada.

RF Largo Alcance: Además de los concentradores de señal necesita amplificadores de señal para la transmisión de información.

Red Celular: Solo necesita la conexión de un modem de comunicación (en algunos medidores ya vienen incorporado) y un plan de datos para la tarjeta SIM.

Fibra óptica: La implementación de una red de fibra óptica por todo el alimentador representa un costo.

En la **Tabla 15** se muestra la comparación de tecnologías de comunicación considerando la capacitación técnica.

Tabla 15

Capacitación técnica en cuanto a la implementación de tecnologías de comunicación

Tecnologías de Comunicación	Capacitación técnica
PLC Baja Frecuencia	Se tiene
PLC Alta Frecuencia	Se tiene
RF Corto Alcance	No se tiene
RF Largo Alcance	No se tiene
Red Celular	Se tiene
Fibra Óptica	Se tiene

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se detalla el Análisis de la **Tabla 15**.

PLC Baja Frecuencia: Se tiene capacitación por el proyecto piloto instalado en sistema eléctrico de Combapata.

PLC Alta Frecuencia: Debido a la combinación de dos tecnologías de comunicación dificultaría un poco por la elección de la segunda tecnología a considerar para la transmisión de datos.

RF Corto Alcance: Requiere capacitación para la implementación de esta tecnología de comunicación.

RF Largo Alcance: Se requiere la capacitación en dos tecnologías de comunicación para la combinación.

Red Celular: Se tiene capacitación en el uso de esta tecnología de comunicación.

Fibra Óptica: Requiere capacitación de la tecnología de comunicación.

Según las tablas de evaluación comparativa de las diferentes tecnologías de comunicación se obtuvieron los siguientes resultados.

La tecnología PLC de alta y baja frecuencia a pesar de que es una tecnología de comunicación beneficioso puesto que utiliza las mismas redes eléctricas para el envío de datos, requiere de otra tecnología para que la información teledatada llegue a la plataforma de gestión.

La tecnología RF de corta y largo alcance también requiere de otra tecnología de comunicación para el envío de datos a la plataforma de gestión, además de equipos adicionales como amplificadores de señal y concentradores. Por ende, este tipo de tecnología no es recomendable.

La tecnología Fibra Óptica es una buena alternativa, sin embargo, requiere de una infraestructura instalada a lo largo del recorrido de las redes eléctricas.

Según los cuadros comparativos de las tecnologías de comunicación se puede observar que la tecnología de comunicación más apropiada a implementarse es la tecnología de comunicación tipo Red Celular.

Finalmente, para la transmisión de datos de operación de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco a la plataforma de gestión, se propone la tecnología de comunicación tipo Red celular que es la más recomendable y además la cobertura de señal telefónica es garantizada (ver Anexos 1, 2, 3 y 4).

CAPÍTULO V

PROPUESTA DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE

En el presente capítulo se realiza una descripción sobre el sistema de medición inteligente propuesto considerando los requerimientos técnicos basados en el lado secundario del transformador de distribución que está a 230 voltios, donde se propone instalar el medidor inteligente para la medición de los parámetros eléctricos de operación de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco pertenecientes a los Alimentadores DO-03, DO-04 y DO-09.

5.1. Etapas para Implementación del Sistema de Medición Inteligente

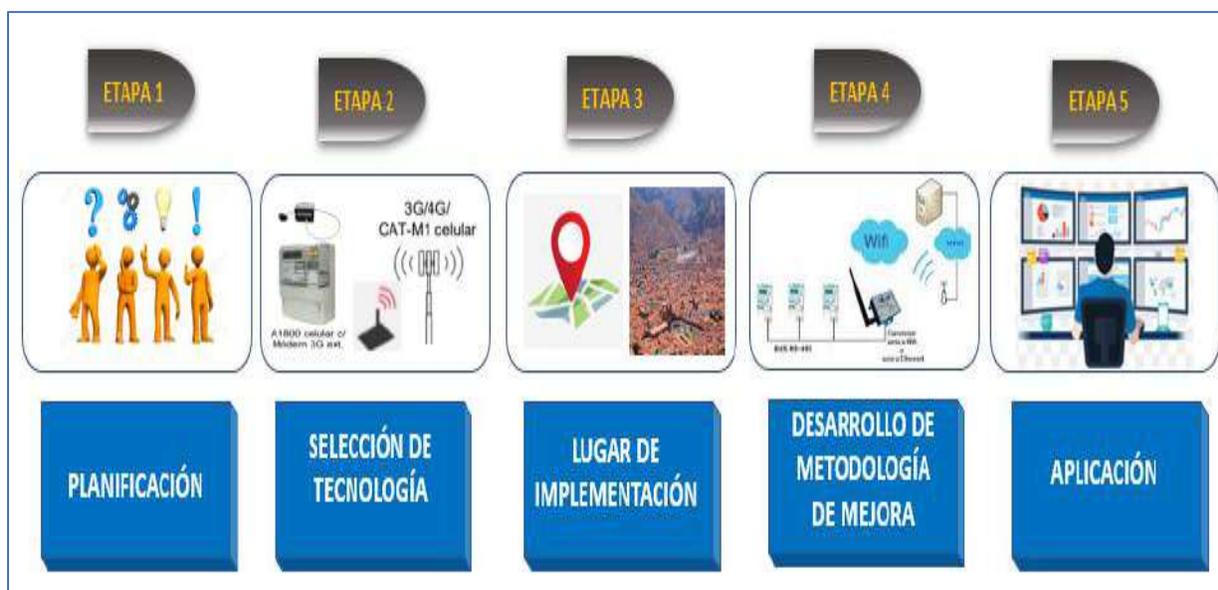
Para la implementación de sistemas de medición inteligente implica seguir un proceso de ruta tecnológica como es la selección de tecnología, lugar de implementación, desarrollo de la metodología y finalmente la aplicación. En la **Figura 39** se muestra las etapas de implementación de sistemas de medición inteligente a seguir.

- **Planificación:** Automatizar la medición de los parámetros de operación de los transformadores de distribución.
- **Selección de tecnología:** En esta ruta se opta por elegir las tecnologías y/o equipos más apropiados para la medición remota.
- **Lugar de implementación:** Se especifica el lugar donde se propone implementar el sistema de medición inteligente.

- **Desarrollo de metodología de mejora:** Desarrollo de infraestructura de comunicación entre el medidor y servidor de datos.
- **Aplicación:** Operación del sistema de medición inteligente propuesto para evaluar la capacidad operativa de los transformadores de distribución.

Figura 39

Etapas de implementación de sistemas de medición inteligente



Fuente: Elaboración propia

5.2. Selección de equipos y sistema a utilizar

A continuación, se procede a seleccionar los componentes que conforman el sistema de medición inteligente según la propuesta de tesis, tales como medidor inteligente, tecnología de comunicación, plataforma de gestión e interfaz gráfica.

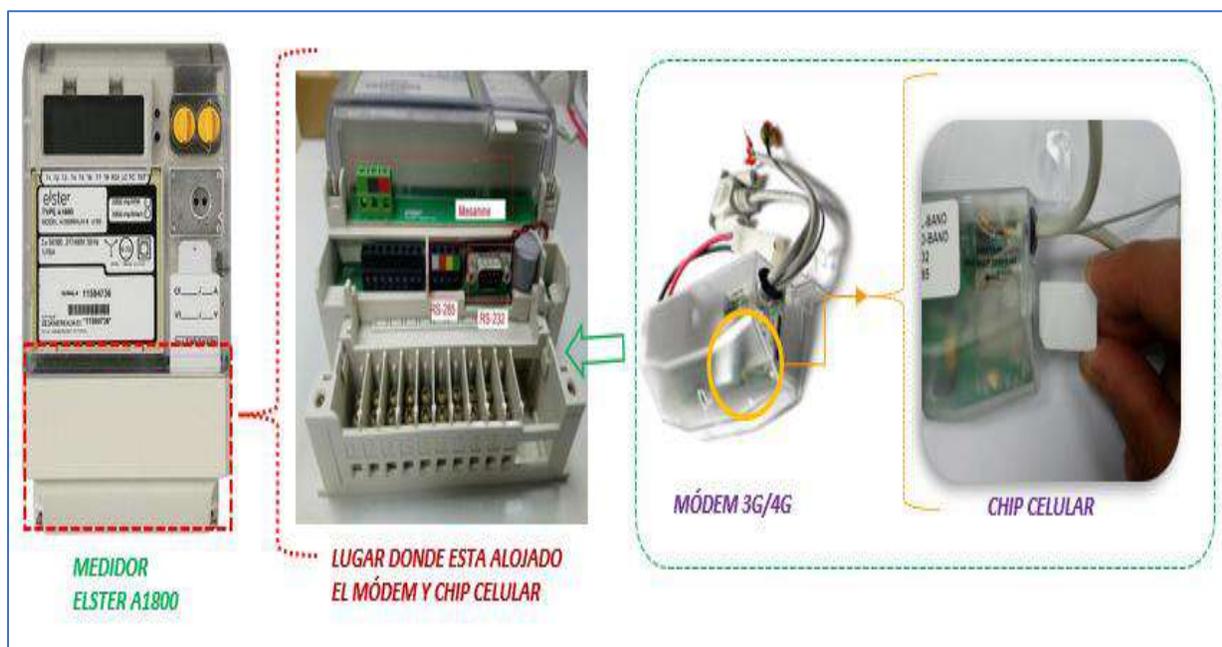
5.2.1. Selección del medidor inteligente

La elección del medidor inteligente se realiza tomando en cuenta los parámetros técnicos y eléctricos en el lado secundario del transformador, ya que en dicho lado es en donde se propone instalar el medidor inteligente.

Después de haber realizado una comparación entre los medidores existentes en la actualidad citados en el capítulo IV, se opta por el medidor inteligente Elster 1800 que presenta características ventajosas y también cumple con todo los requerimientos técnicos y eléctricos establecidos y asimismo este medidor cuenta con una homologación por ELSE y actualmente utiliza el área comercial para la facturación de sus clientes mayores de forma de telemedición.

5.2.1.1. Medidor multifuncional Elster A 1800. El medidor Elster A1800 es un medidor para fines industriales modular avanzado que está preparado para la gestión de múltiples funciones y para ello requiere de un **módulo 3G/4G** y de un **chip celular** que convierte el medidor en un centro de datos que es capaz de enviar datos en tiempo real. Esto quiere decir que el medidor también integra un **módem 3G/4G** y un **chip celular** para permitir la comunicación remota y gracias a este **módem** que se fija al medidor procesa señales, recibe y transmite datos hacia y desde el sistema de gestión de datos y en cambio el **chip celular** establece la conexión con la red celular permitiendo la comunicación bidireccional entre el medidor y el sistema de gestión de datos.

Finalmente, para potenciar el alcance de la cobertura celular tiene una antena que se conecta al medidor y esta se instala en un lugar más cercano a la intemperie para captar una buena señal de envío. En conjunto estos componentes permiten la recopilación de datos precisos, comunicación de manera eficiente y monitoreo de datos de manera remota, ver **Figura 40**.

Figura 40*Detalles técnicos del medidor Elster A1800*

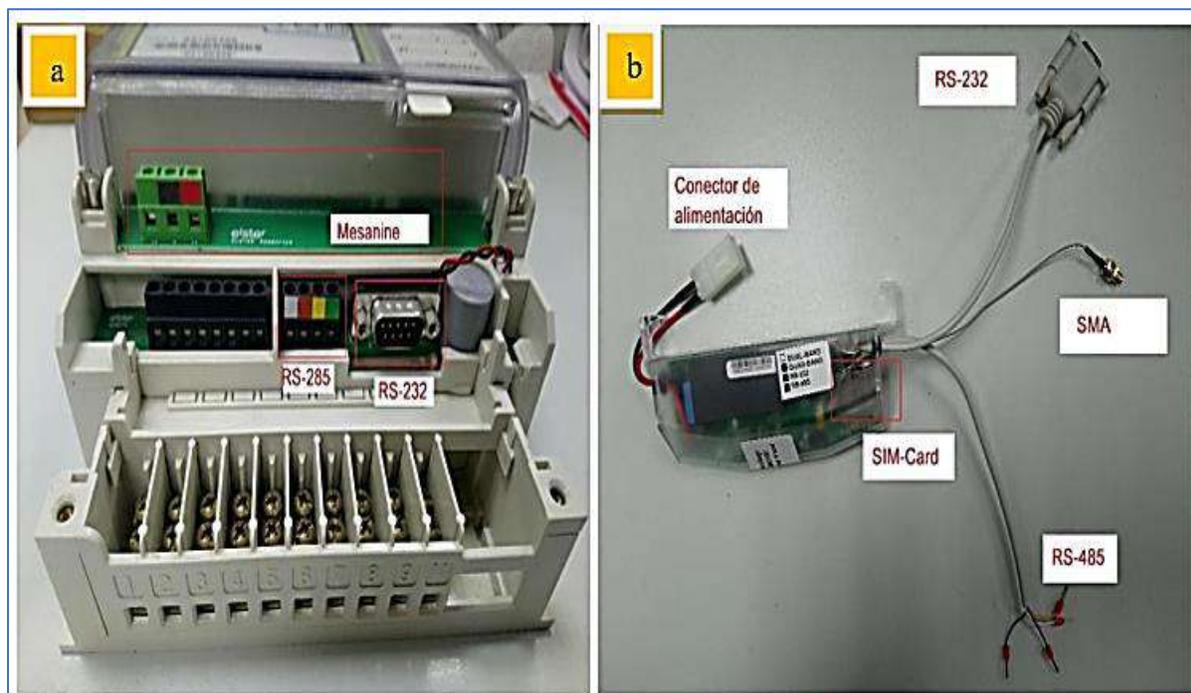
Fuente: Elaboración propia

Para la instalación de módem y chip celular al medidor es importante la identificación de las partes fundamentales para la conexión de los equipos auxiliares en tal sentido en la parte inferior del medidor dispone de los puertos “RS-232 y 485” que son entradas para la conexión con el modem 3G/4G y el puerto “Mesanine” para suministrar la energía, ver **Figura 41 (a)**.

Por su parte el modem 3G/4G cuenta con las siguientes entradas y salidas tales como una salida DB-9 para la comunicación RS-232, 4 cables de colores para la comunicación RS-485, una salida SMA para conectar la antena celular, un conector de alimentación y una entrada para la tarjeta SIM-Card, ver **Figura 41 (b)**.

Figura 41

Puertos de conexión del módem 3G/4G y componentes



Fuente: Elaboración propia con la información recopilada de manual de instalación de módem 3G/4G (Honeywell Perú S.A.)

Para la instalación del módem 3G/4G y el chip celular al medidor Elster A1800 se deberán tener en cuenta los siguientes pasos:

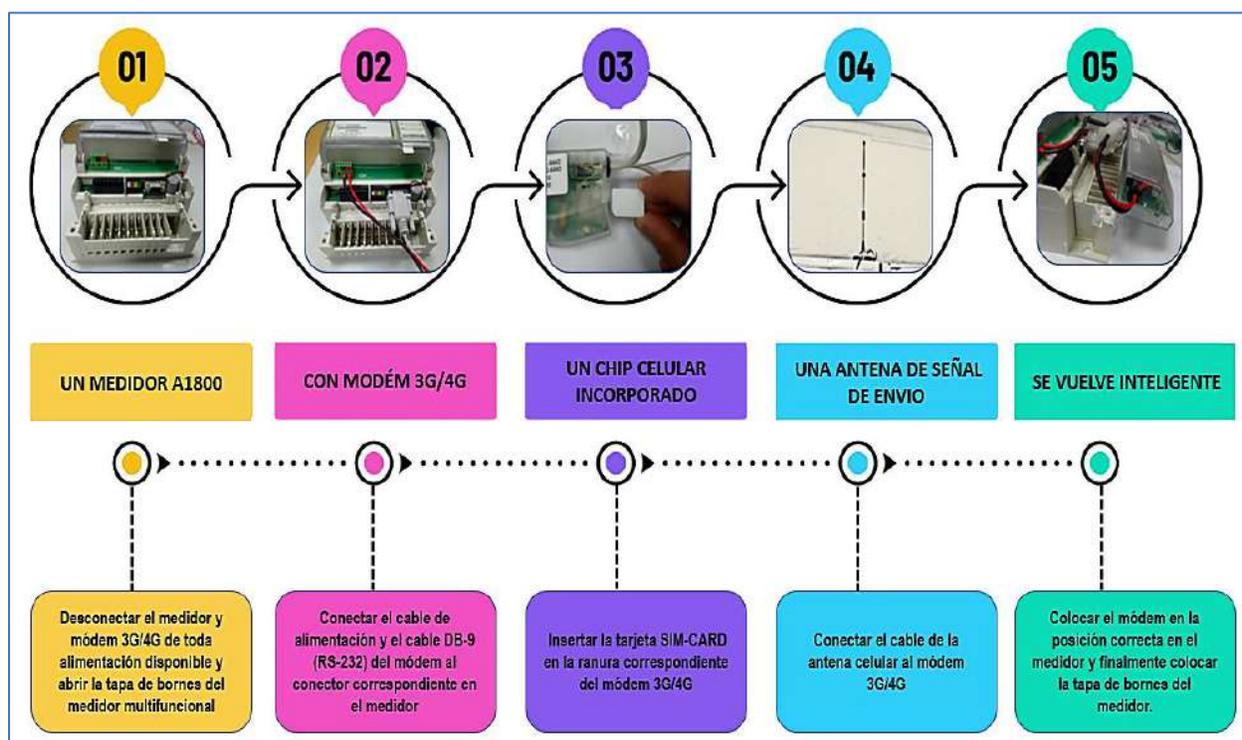
Previamente, desconectar el medidor y módem de toda alimentación disponible y abrir la tapa de bornes del medidor.

Seguidamente conectar el cable de alimentación que viene con el módem a la bornera de alimentación “Mesanine. A continuación, colocar la tarjeta SIM-Card en la ranura correspondiente del módem. Luego de haber realizado las conexiones correspondientes del medidor en su bornera de alimentación, conectar el cable de alimentación del “Mesanine” al módem y el cable DB-9 (RS-

232) del módem al conector correspondiente en el medidor. Después, conectar el cable de la antena celular al módem. De seguida colocar el módem en la posición correcta en el medidor mediante las orejas que tiene el módem en sus extremos superiores y acomodar de modo que no obstruya los orificios de los tornillos de la tapa de bornes. Últimamente, colocar la tapa de bornes al medidor teniendo cuidado de que los tornillos encajen en los orificios correspondientes sin que algún cable los obstruya y asegurarse que se tenga un correcto cierre de la tapa, ver **Figura 42**.

Figura 42

Proceso de instalación del módem 3G/4G al medidor Elster A1800



Fuente: Elaboración propia

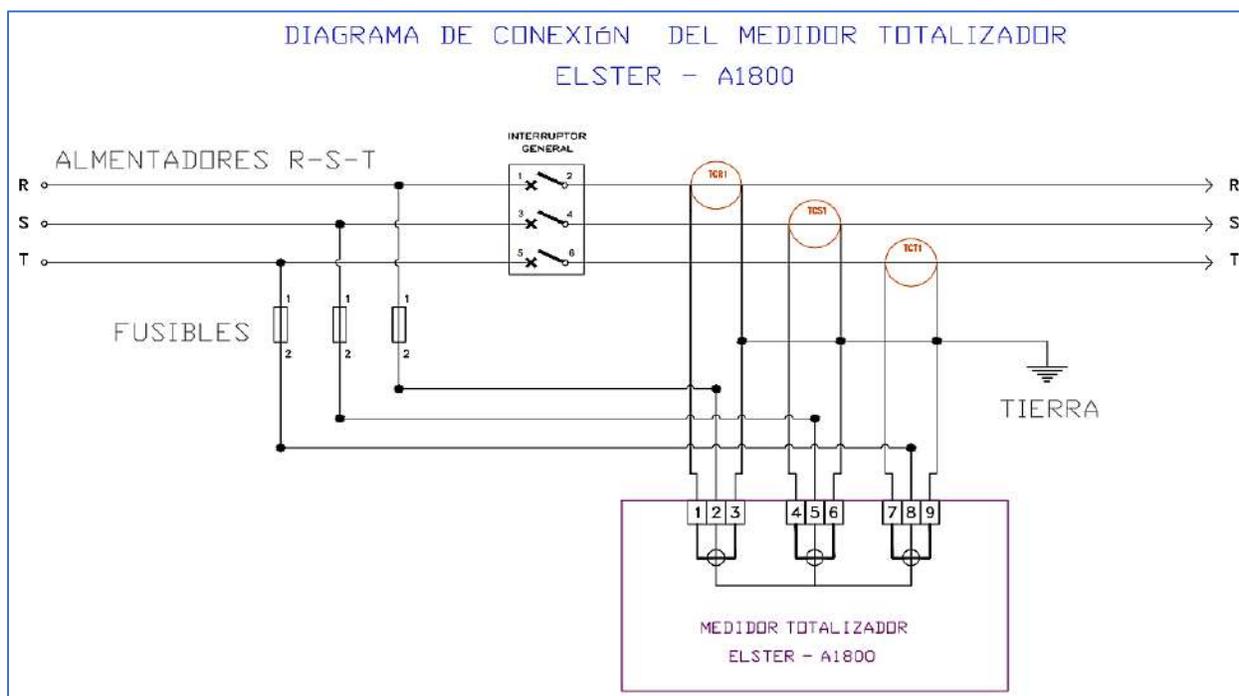
5.2.1.1. Elección del transformador del corriente

Por la magnitud de la corriente que circula en el lado secundario del transformador se requiere un transformador de corriente (TC) para que reduzca la magnitud de la corriente y recién conectar el

medidor inteligente propuesto Elster A1800. Para lo cual los TC deben situarse en las barras de las fases del lado secundario del transformador de forma adecuada para garantizar que las mediciones sean correctas, en la **Figura 43**. se muestra el diagrama de conexión del medidor a las barras por intermedio de transformadores de corriente (TC).

Figura 43

Diagrama de conexión del medidor a las barras por intermedio de TC



Fuente: Elaboración propia

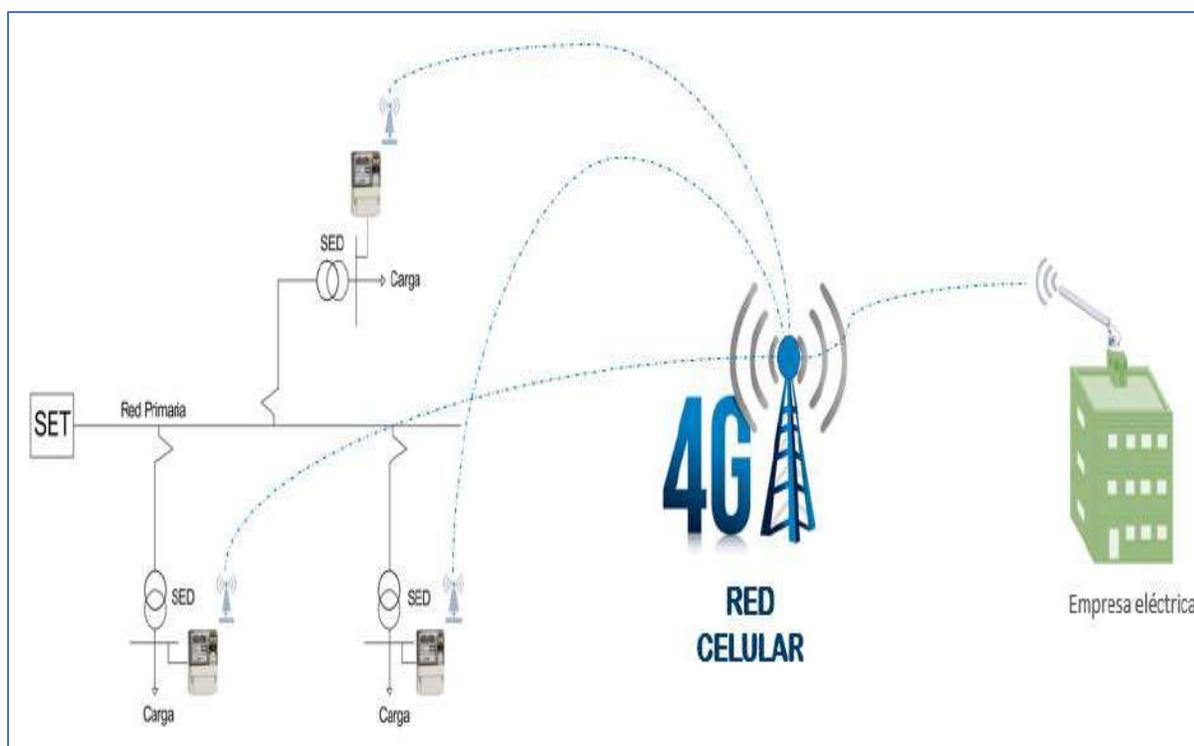
5.2.2. Elección de la tecnología de comunicación

La tecnología de comunicación hace posible el envío de los datos almacenados del medidor inteligente al servidor de datos por un medio de comunicación presente en el lugar geográfico donde se desea implementar. En base a lo citado en el capítulo IV, la elección de la tecnología de comunicación más apropiado y con mayores ventajas es la tecnología de comunicación “red

celular” y adicionalmente este tipo de medio de comunicación también es utilizado en las redes de ELSE, por lo cual se propone instalar en la parte céntrica del centro histórico del Cusco.

Figura 44

Tecnología de comunicación Red Celular



Fuente: Elaboración propia

5.2.3. Plataformas de gestión

Si bien es cierto que la mayoría de los casos el fabricante de cada medidor inteligente desarrolla su propia plataforma de gestión. En tal sentido el medidor multifuncional Elster A1800 tiene su plataforma de gestión denominado “ALPHACENTER” y por su parte ELSE tiene su modulo informático llamado “SIELSE”, ver **Figura 45**.

Figura 45

Servidor de datos ELSE



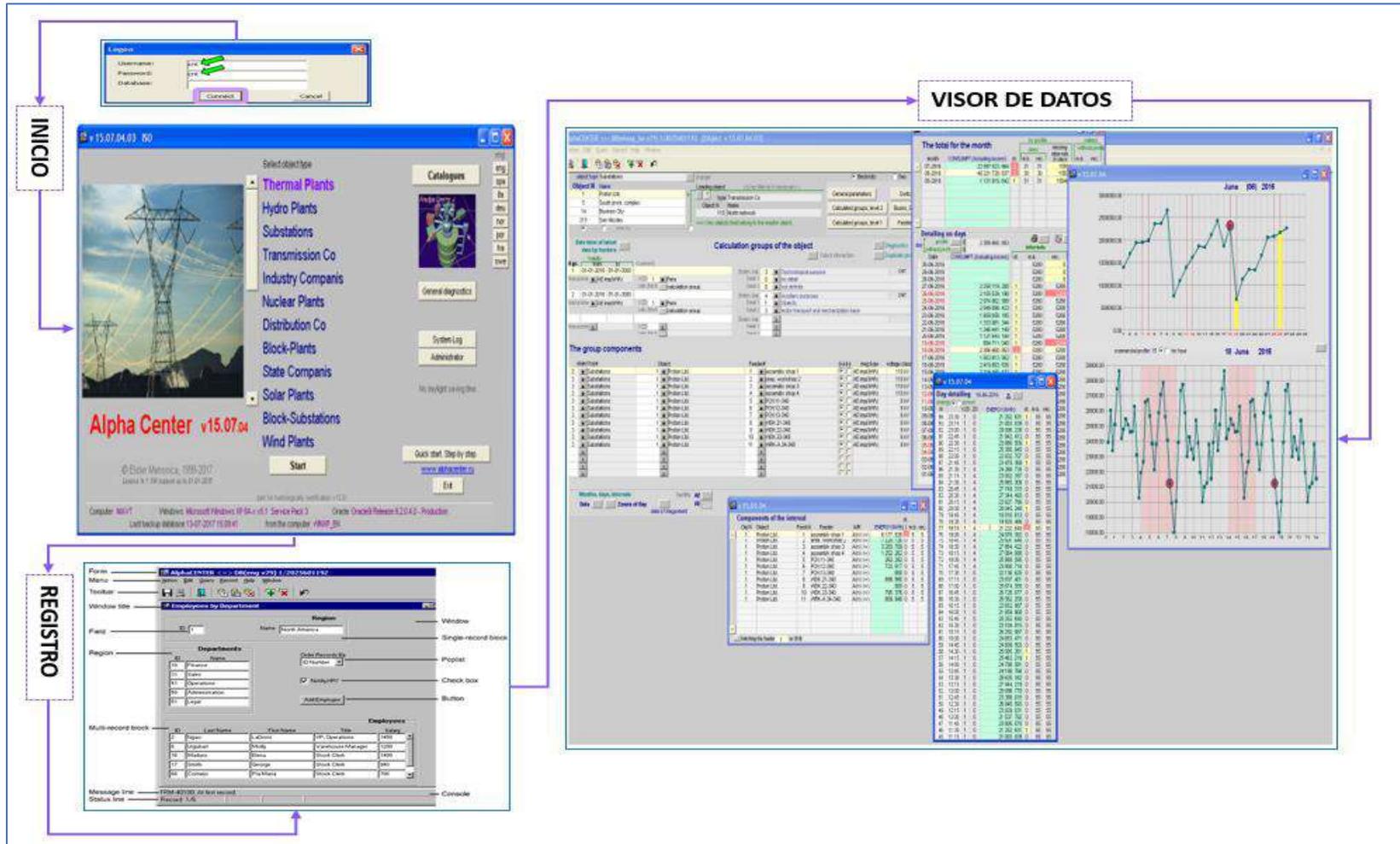
Fuente: Elaboración propia

5.2.3.1. AlphaCENTER. Es un conjunto de productos de software para sistemas automatizados de recopilación de datos de medidores utilizados para el procesamiento, diagnóstico y análisis de datos. Para iniciar la sesión para un sistema multiusuario solicitara ingresar datos como nombre del usuario, contraseña y base de datos y cuando es un sistema de un solo usuario solo necesitara los dos primeros datos, dejando el tercero en blanco, después de ingresar mostrara un interfaz del programa que consta de un conjunto de formularios de pantalla y cada formulario tiene una ventana principal y subventanas con información detallada y a la vez tienen un mecanismo de control estandarizado. En la **Figura 46** se muestra los principales pasos sobre el inicio y proceso de información de la plataforma de gestión “ALPLACENTER”.

5.2.3.2. Modulo informático SIELSE. El módulo informático “SIELSE” es un sistema de información orientados a la gestión de datos, que en la actualidad la empresa ELSE emplea este sistema. Para iniciar la sesión solicitará ingresar datos como nombre del usuario y contraseña, seguidamente se abrirá la pestaña principal el cual se encuentra dentro de un módulo llamado “Sistema Distribución”, dentro del cual se encuentra el módulo de cargabilidad. En la **Figura 47** se muestra los interfaces de inicialización del módulo “SILESE”.

Figura 46

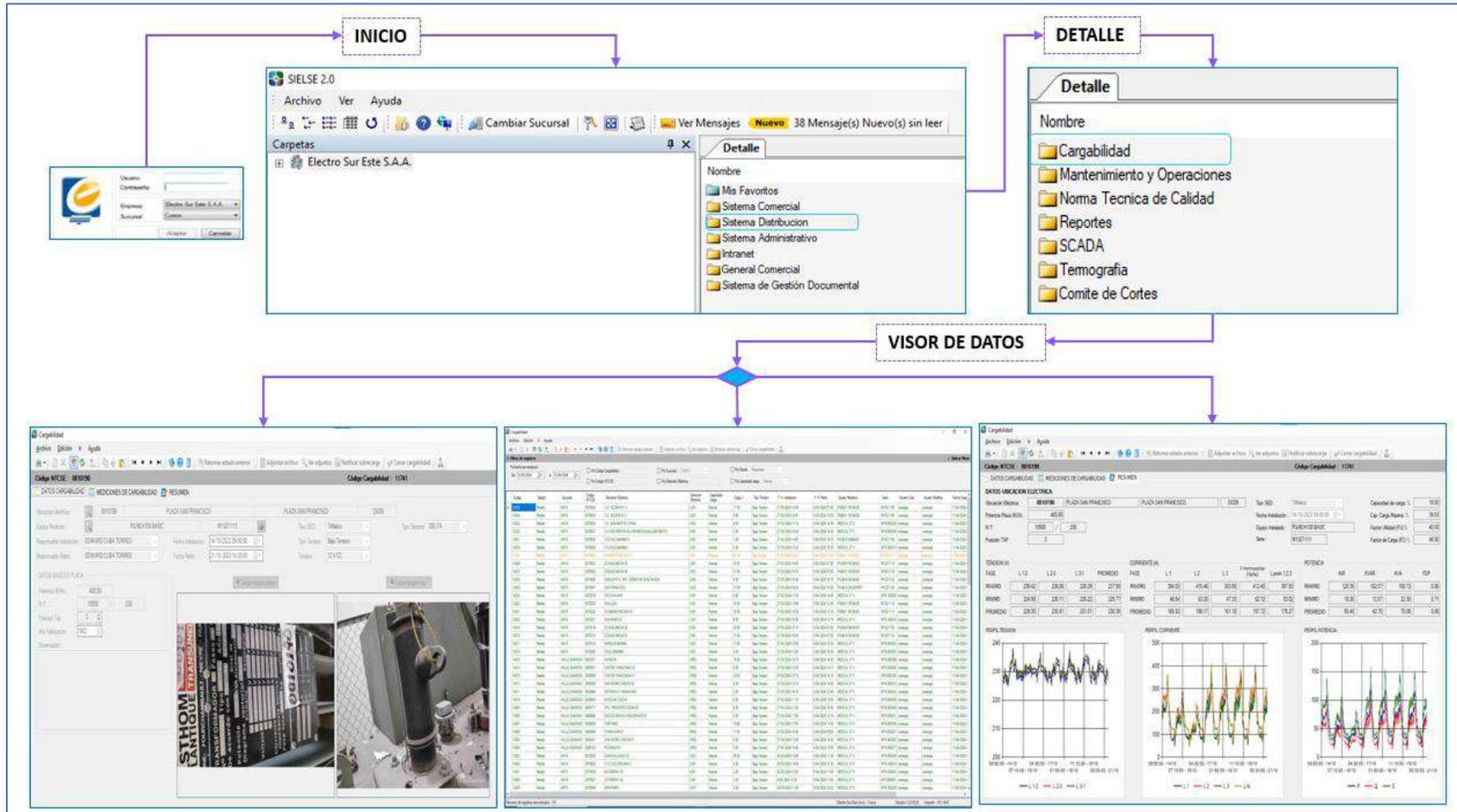
Etapas de inicio y proceso de información de AlphaCENTER



Fuente. Elaboración propia con la información recopilada de guía de usuario de AlphaCENTER (Honeywell Perú S.A., 2017)

Figura 47

Inicialización, visualización del módulo informático SIELSE



Fuente. Elaboración propia con la información recopilada del módulo informático SIELSE – ELSE.

5.2.4. Diseño y elección del sistema de la interfaz gráfica

Para evaluar la capacidad operativa de los transformadores de distribución se propone sincronizar a los módulos “ALPHACENTER” y “SIELSE”, y desde el módulo denominado “cargabilidad” gestionar y visualizar en línea la capacidad operativa de los transformadores.

5.3. Lugar de implementación

El lugar de implementación de la propuesta de tesis con implementación de sistemas de medición inteligente es en subestaciones de distribución pertenecientes a los Alimentadores DO-03, DO-04 y DO-09 en el centro histórico del Cusco, priorizando subestaciones tipo caseta y de mayor potencia y asimismo en lugares de difícil acceso para el cambio de transformadores.

Figura 48

Parte céntrica del centro histórico del Cusco



Fuente. Elaboración propia con la información de Google Earth Pro.

Figura 49

Ilustración de SED tipo Caseta y de Mayor Potencia



Fuente. Elaboración propia

Dentro de área de implementación se encuentran los transformadores de distribución con las siguientes características como se muestra en la **Tabla 16**.

Tabla 16

Características de los SED's

SED	DIRECCIÓN SED	CAPACIDAD (KVA)	TENSIÓN	AMT
10010	CALLE ALMAGRO	630	10.5/0.22kV	DO-03
10203	HUAYNAPATA	400	10.5/0.22kV	DO-03
10171	BALCON CUSQUEÑO	400	10.5/0.22kV	DO-03
10201	AV. EL SOL	400	10.5/0.22kV	DO-03
10459	PORTAL ESPINAR " A "	1300	10.5/0.22kV	DO-03
10041	STA. CATALINA	800	10.5/0.22kV	DO-03
10208	SAN AGUSTIN	400	10.5/0.22kV	DO-04
10209	HUARANCALLQUI	640	10.5/0.22kV	DO-04
10200	CALLE AYACUCHO	800	10.5/0.22kV	DO-09
10194	CALLE TEATRO	500	10.5/0.22kV	DO-09
10199	AV. PARDO I	400	10.5/0.22kV	DO-09
10190	PLAZA SAN FRANCISCO	400	10.5/0.22kV	DO-09
10191	TEATRO MUNICIPAL	600	10.5/0.22kV	DO-09

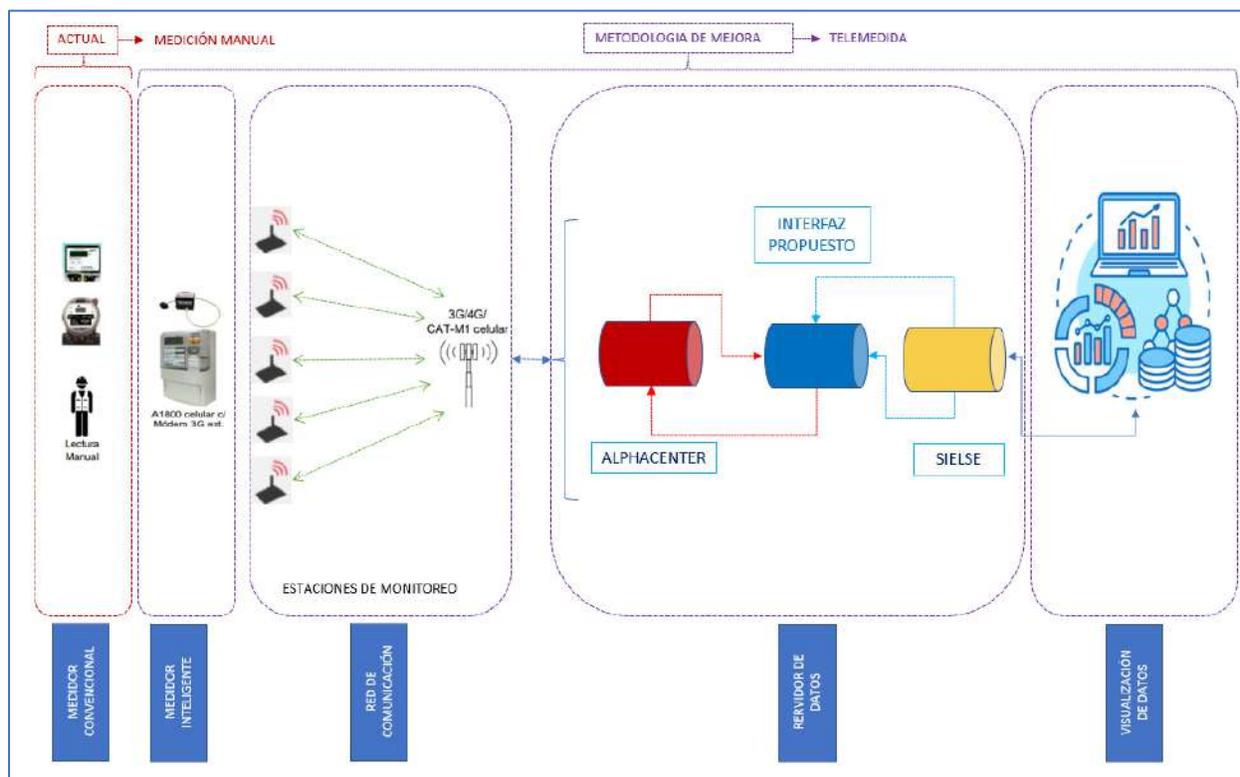
Fuente. Elaboración propia con la información recopilada de GIS – ELSE.

5.4. Metodología de mejora con sistema de medición inteligente

La aplicación de un sistema de medición inteligente orientado para la medición de los parámetros de operación de los transformadores puede mejorar significativamente para el proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución y para ello se presenta una metodología para mejorar considerando la ubicación de equipos necesarios para la medición inteligente, la elección de la tecnología de comunicación, la integración entre la plataforma de gestión y el módulo de cargabilidad. En la **Figura 50** se muestra la arquitectura de un sistema de medición inteligente como metodología de mejora.

Figura 50

Arquitectura de sistema de medición inteligente como metodología de mejora



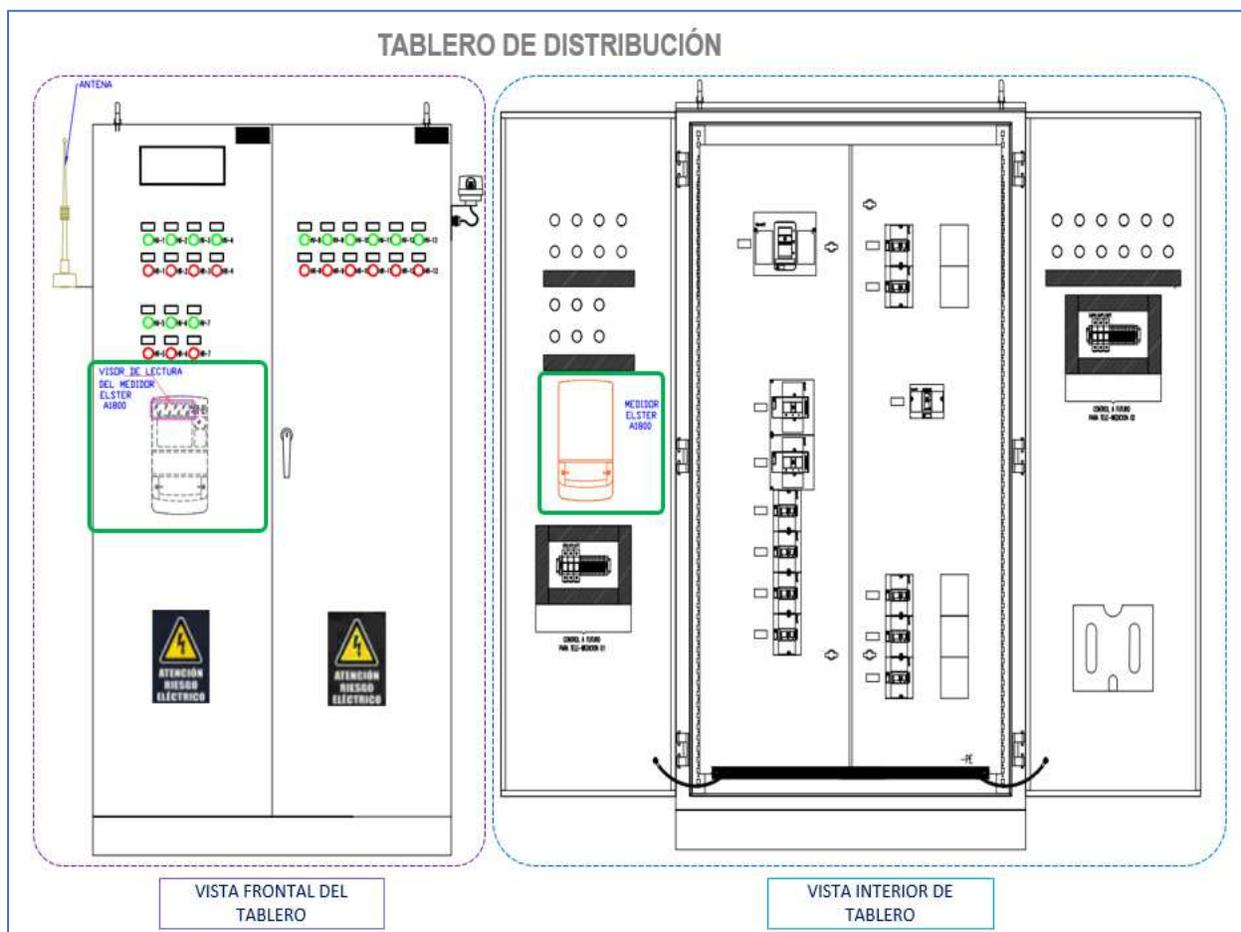
Fuente. Elaboración propia

En seguida, se detalla la ruta de aplicación de un sistema inteligente como metodología de mejora.

- El medidor inteligente se instalará en el tablero de distribución en reemplazo de medidores convencionales existentes en la actualidad donde estará alojado.
- La **Figura 51** muestra el tablero de distribución con vista frontal y de la parte interior del tablero donde se puede apreciar incorporado el medidor propuesto Elster A1800 enmarcados de color verde.

Figura 51

Medidor inteligente en el tablero de distribución autoportado

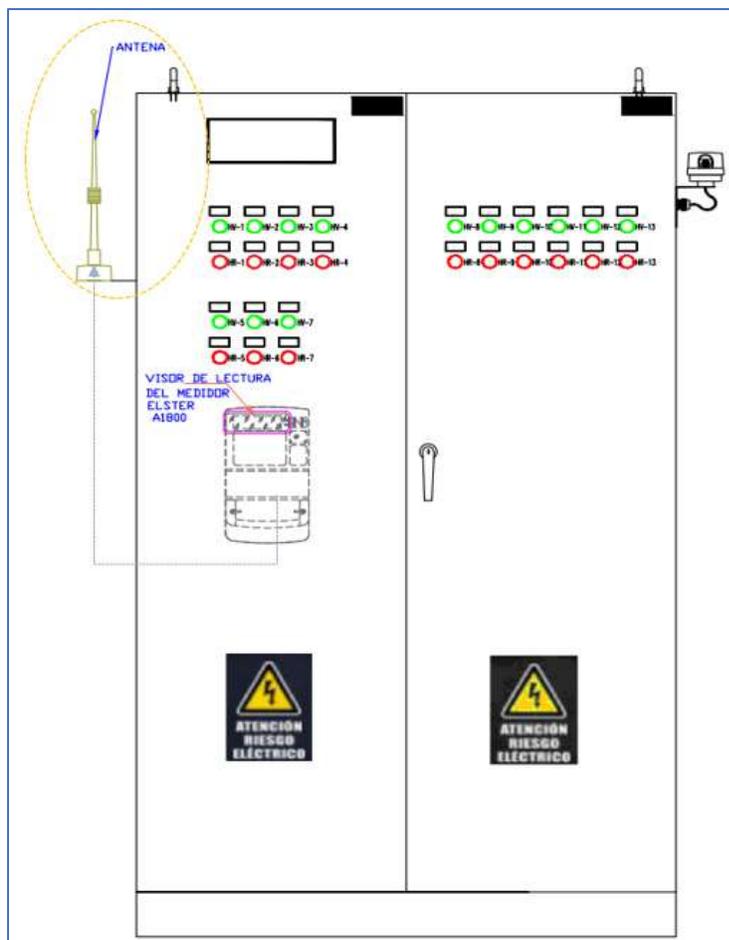


Fuente. Elaboración propia

- Seguidamente, para el envío de información el medidor Elster A1800 se conectará una antena para captar la señal de envío y así enviar la información de manera segura, ver **Figura 52**.

Figura 52

Medidor Elster A1800, antena en el tablero de distribución autosoportado

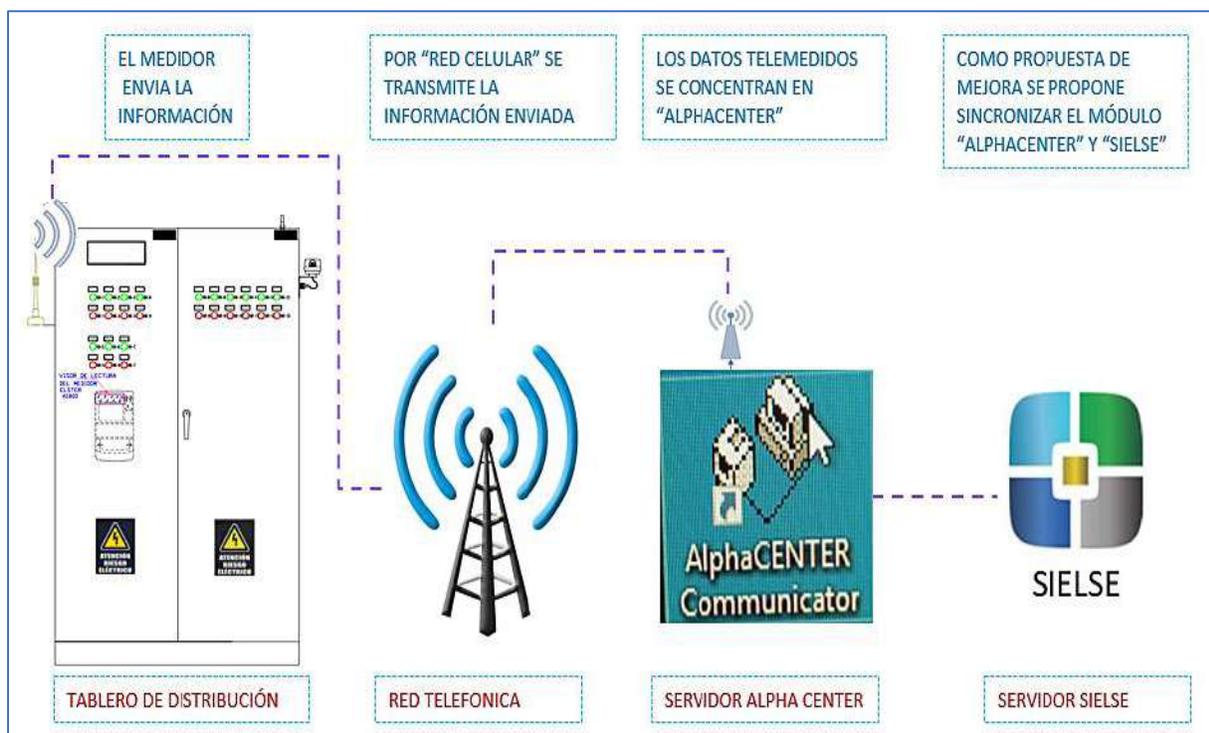


Fuente. Elaboración propia

- Posteriormente, la información enviada por el medidor llegará al servidor de datos “ALPHACENTER” y luego enviar la información a la plataforma de gestión llamado “SIELSE”. En la siguiente Figura 53 se detalla gráficamente todo lo descrito anteriormente.

Figura 53

Arquitectura de sistema de medición de medición inteligente



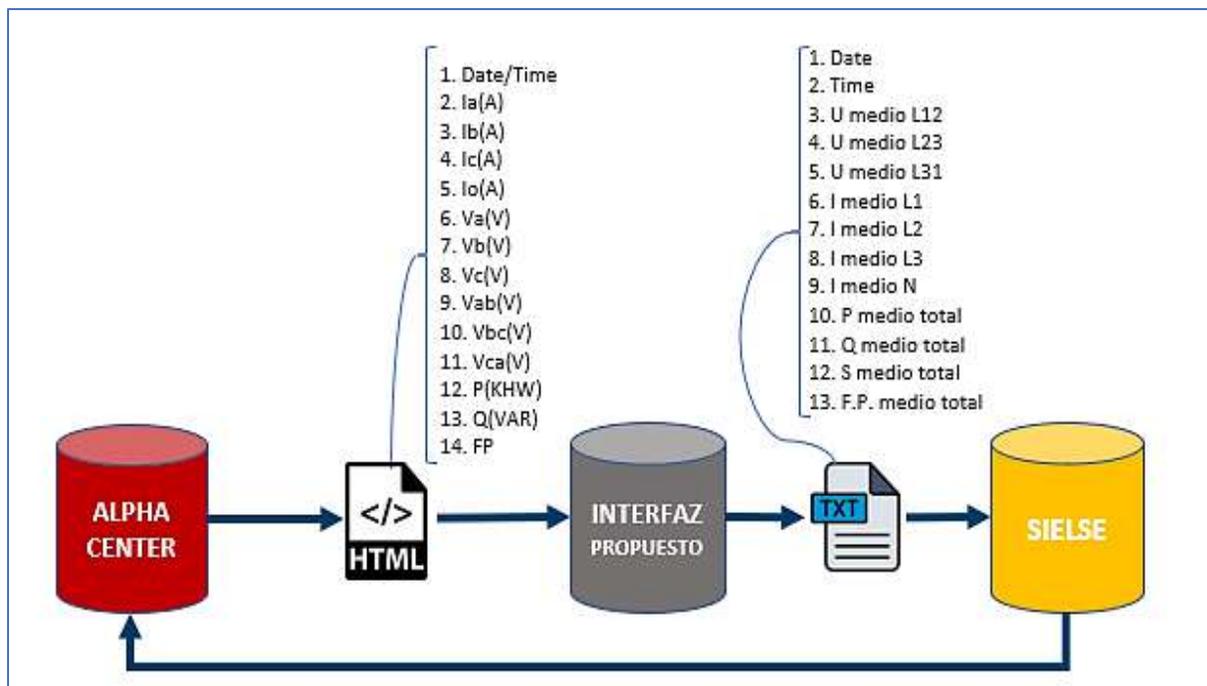
Fuente. Elaboración propia

- El propósito de la sincronización entre el servidor ALPHACENTER y SIELSE es acceder a la información telemedida desde el módulo "SIELSE". Esto es fundamental, ya que la empresa ELSE gestiona toda su información, especialmente en el área de Operación y Mantenimiento, a través del servidor de datos SIELSE. Además, dentro de este servidor, ya está implementado un módulo denominado "CARGABILIDAD" para evaluar la capacidad operativa de los transformadores de distribución.
- Teniendo esto en cuenta, se propone la implementación de un módulo interfaz para la sincronización entre ambos servidores. El objetivo es estandarizar el lenguaje de información,

así como ordenar y uniformizar los datos medidos para adaptarlos al formato establecido y facilitar su importación al servidor de datos SIELSE de forma automático, ver **Figura 54**.

Figura 54

Interfaz entre los servidores ALPHA CENTER y SIELSE



Fuente. Elaboración propia

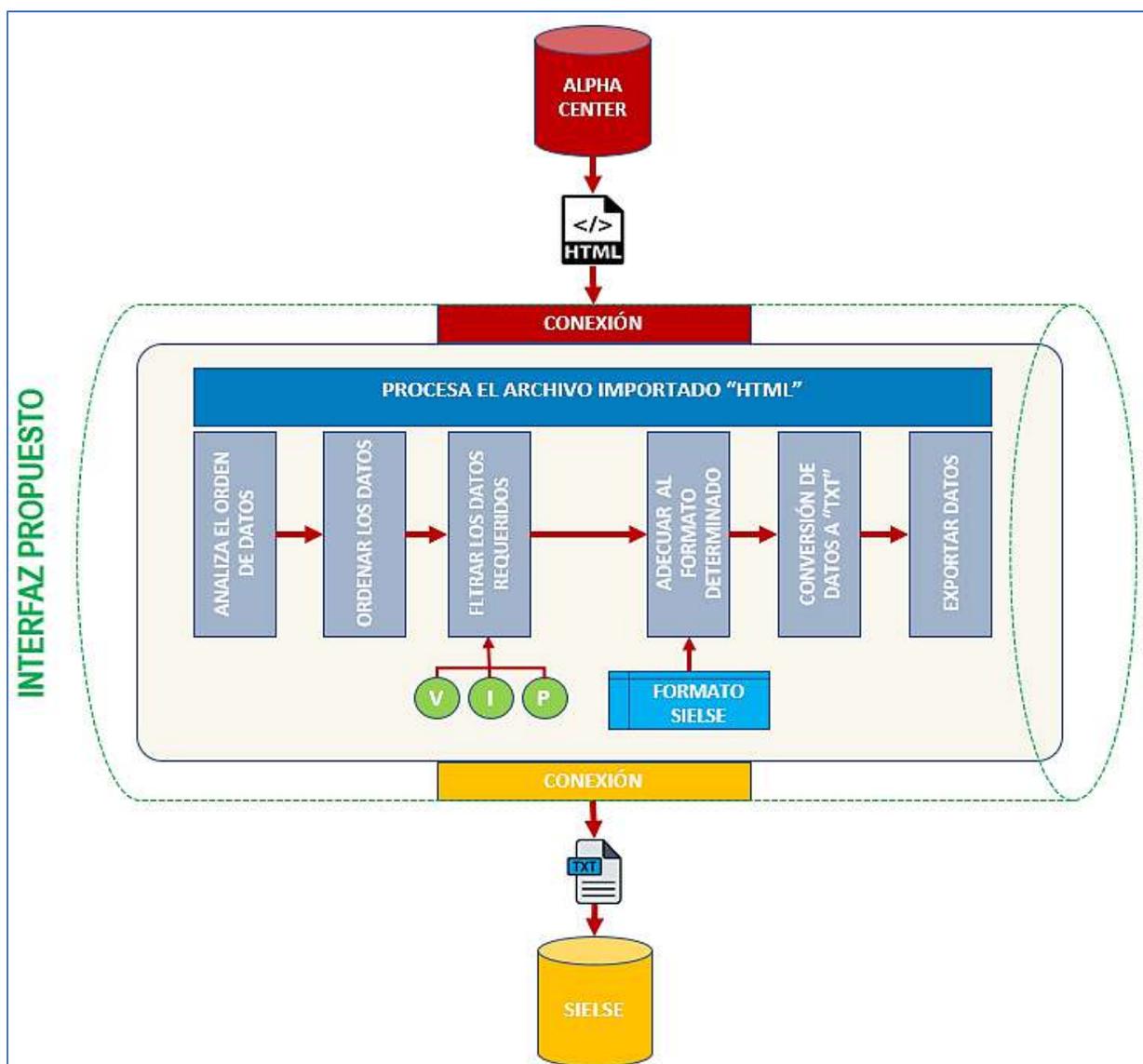
En la **Figura 55** se muestra cómo la información exportada desde ALPHACENTER entra en el interfaz propuesto. Este interfaz procesa la información en varias etapas:

1. Análisis de los datos importados.
2. Ordenamiento de los datos según un criterio específico.
3. Filtrado de los datos para seleccionar únicamente la información necesaria, como la Tensión, Corriente, Potencia y Factor de Potencia.

4. Adecuación al formato y/o modelo de SIELSE.
5. Conversión de la información a formato "txt".
6. Exportación final de la información a la plataforma de gestión de SIELSE.

Figura 55

Procesamiento de datos para sincronización entre "ALPHACENTER" y "SIELSE"

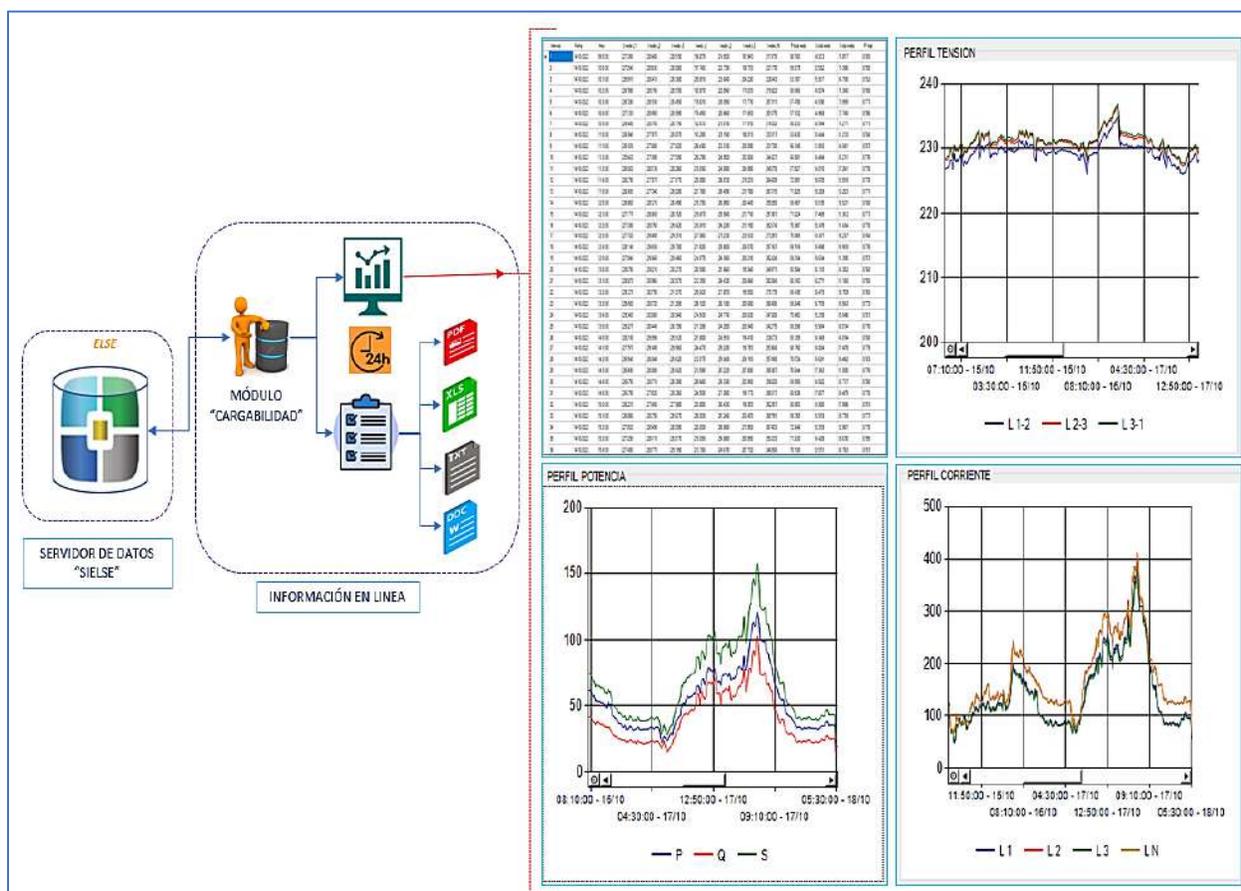


Fuente. Elaboración propia

- Para acceder a la visualización de perfiles de tensión, corriente y potencia en línea, se utilizará el módulo "CARGABILIDAD" alojado en el servidor de datos de "SIELSE". Desde este módulo, también será posible exportar la información en varios formatos para otros fines. La **Figura 56** ilustra la información y los perfiles de tensión, corriente y potencia una vez ingresados en el módulo de CARGABILIDAD de los transformadores de distribución.

Figura 56

Perfiles de Potencia, Tensión y Corriente una vez ingresada la información al módulo de cargabilidad.



Fuente. Elaboración propia

5.5. Aplicación del sistema inteligente como mejora

La aplicación del sistema de medición inteligente se centra en la medición en línea de los datos de operación de los transformadores de distribución, gestionados desde el módulo "SIELSE". A continuación, se detallan los pasos del proceso de medición inteligente:

Paso 1. El proceso comienza con la medición inteligente en línea a través del medidor inteligente Elster A1800, que captura señales analógicas de tensión y corriente. Estas señales se convierten de analógicas a digitales, se procesan para obtener valores eficaces de Tensión, Corriente, Potencia, Factor de Potencia (ver Anexo No. 7) y se transmiten mediante un módem incorporado en el medidor Elster A1800 para una transmisión eficiente a través de la red telefónica.

Paso 2. El medidor envía la información recopilada a la plataforma de gestión "ALPHA CENTER" a través de la red telefónica.

Paso 3. La plataforma "ALPHA CENTER" recibe y envía la información a una interfaz propuesta.

Paso 4. En la interfaz, los datos se procesan para uniformizar formatos y reordenarlos de acuerdo con el modelo de la plataforma de gestión "SIELSE", luego se exportan en formato "txt".

Paso 5. La plataforma "SIELSE" procesa la información recibida, mostrando los resultados a través de un módulo llamado "CARGABILIDAD".

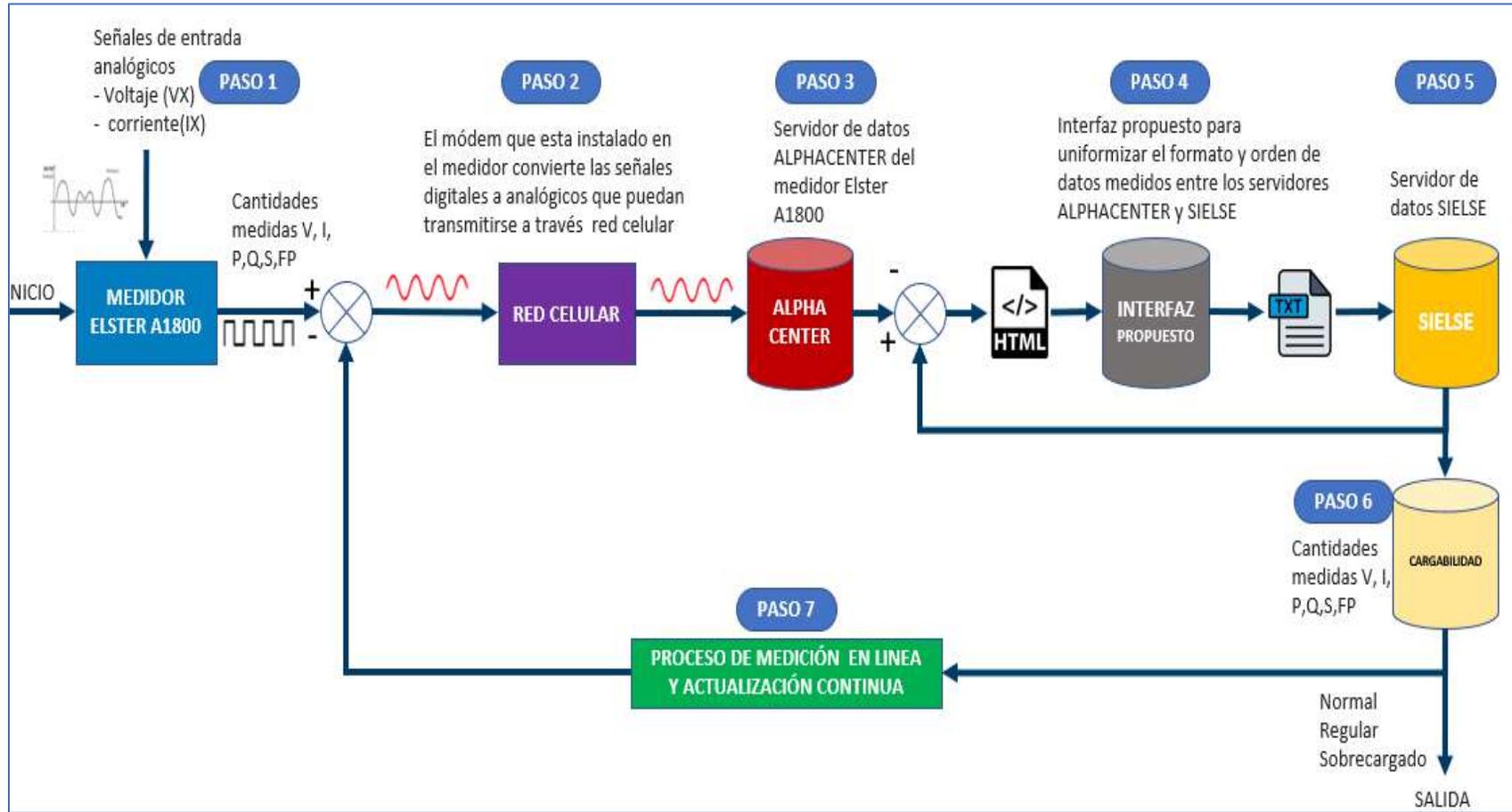
Paso 6. Desde el módulo de "CARGABILIDAD", se evalúa la capacidad operativa de los transformadores de distribución en línea, y la información relevante se puede descargar en varios formatos.

Paso 7. Este proceso automatizado elimina la necesidad de desplazarse al lugar de implementación para recopilar información y evaluar la capacidad operativa de los transformadores de distribución.

En la **Figura 57** muestra el diagrama de bloques del proceso de adquisición de datos en línea, desde la captación inicial de señales hasta la visualización y evaluación de perfiles de datos medidos. En la **Figura 58** se muestra la aplicación del sistema de medición inteligente como propuesta de mejora.

Figura 57

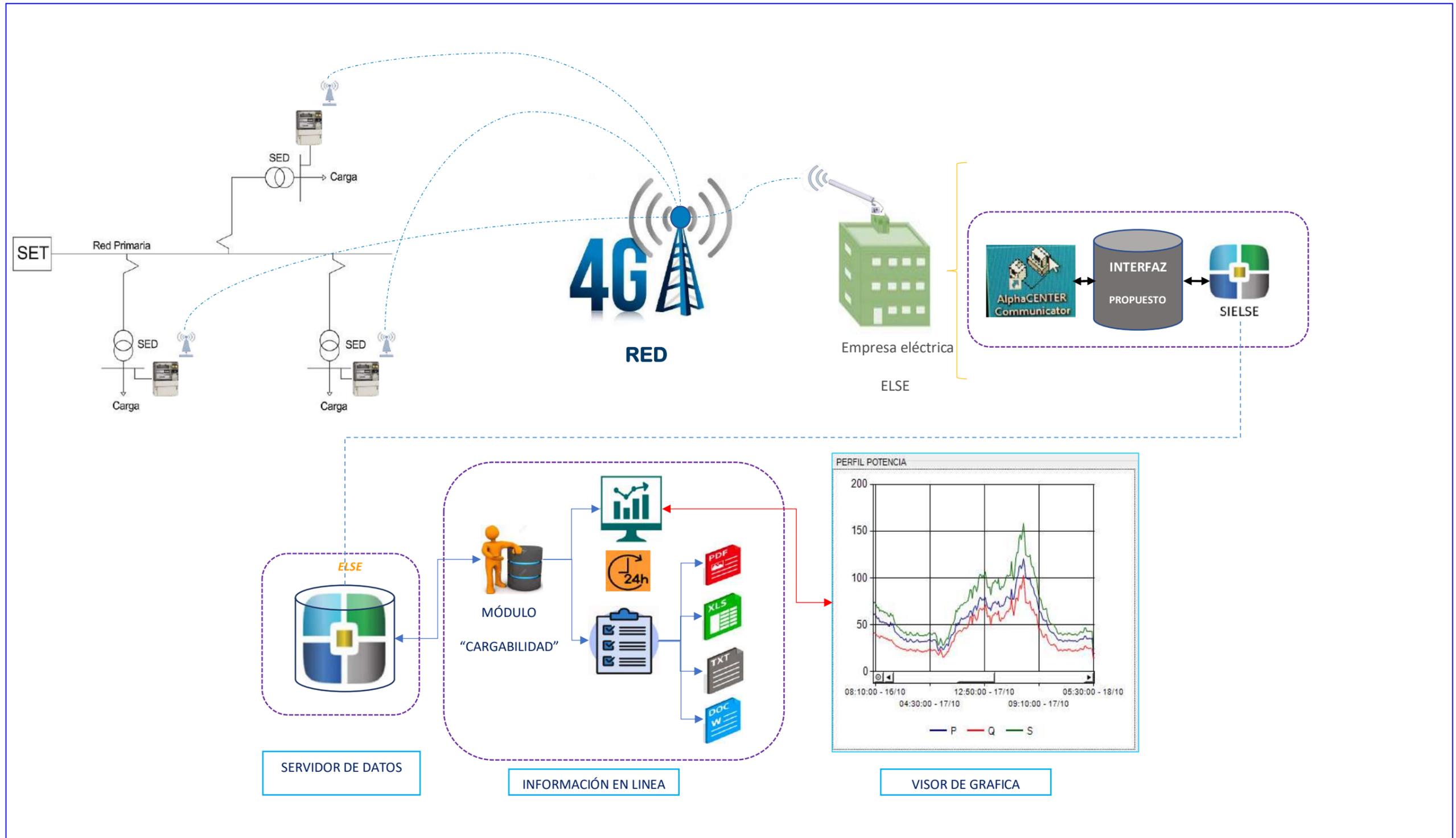
Diagrama de bloques de adquisición de datos medidos en línea



Fuente. Elaboración propia

Figura 58

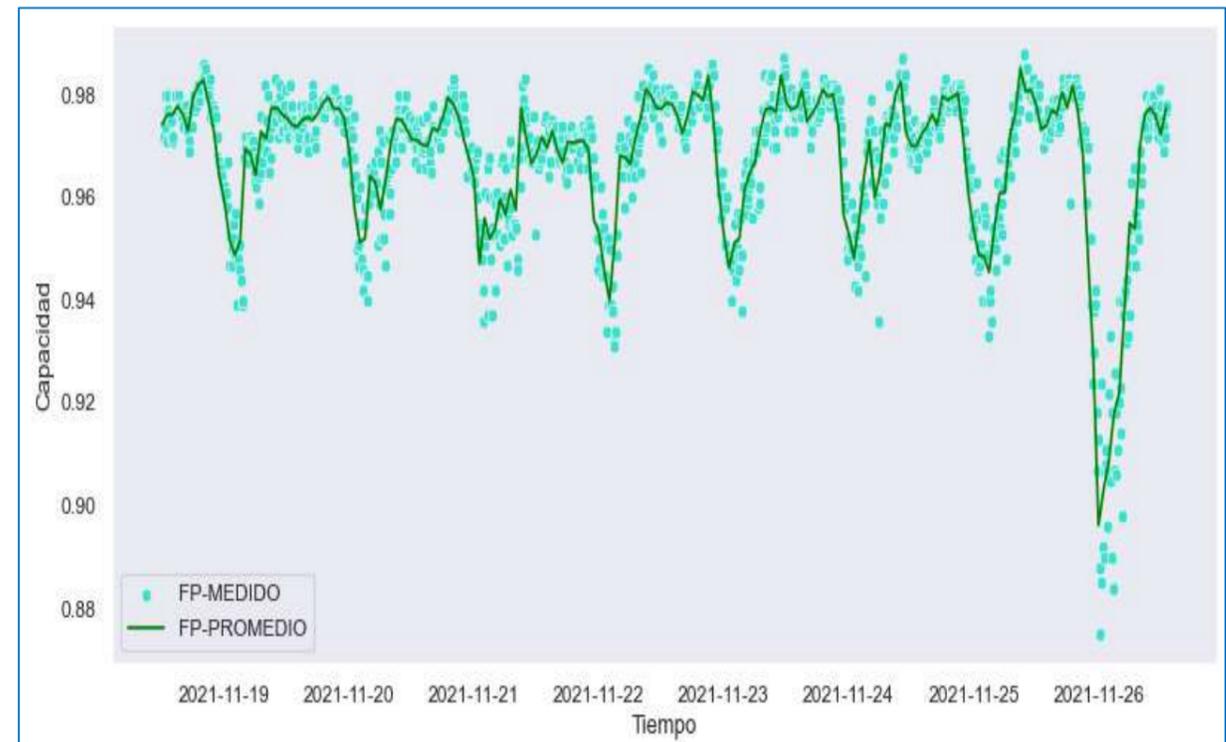
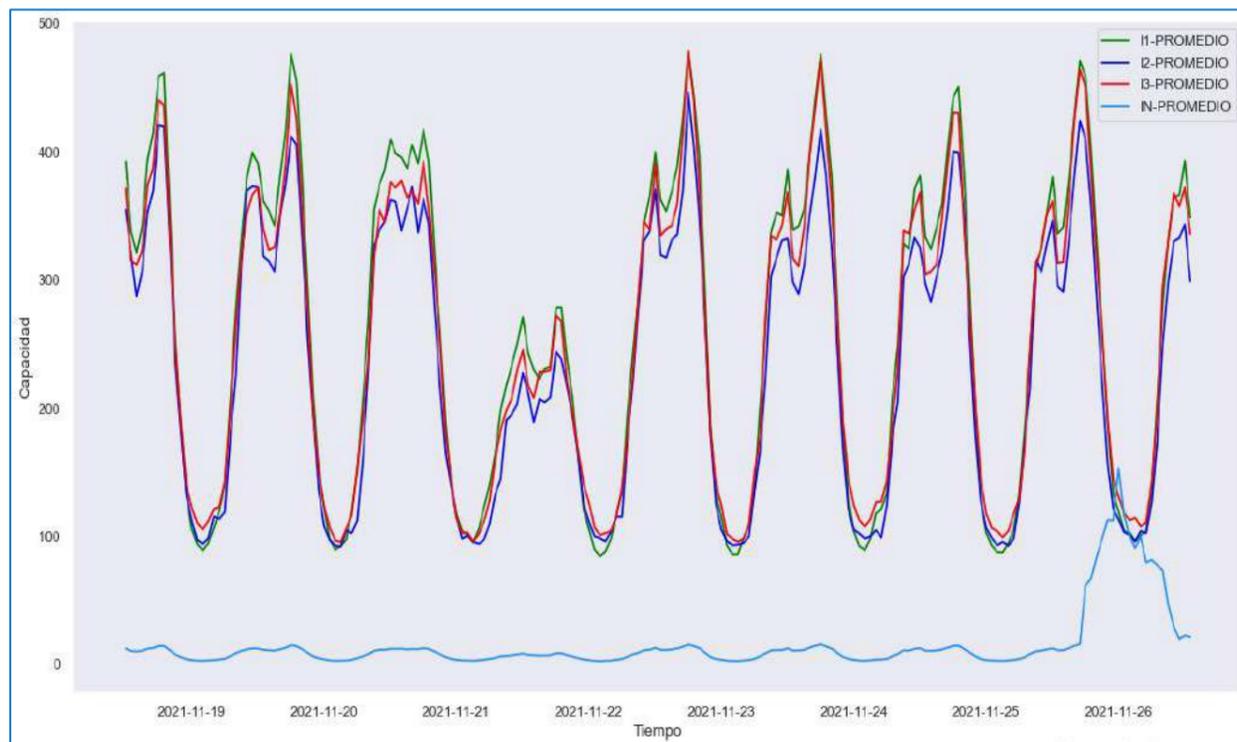
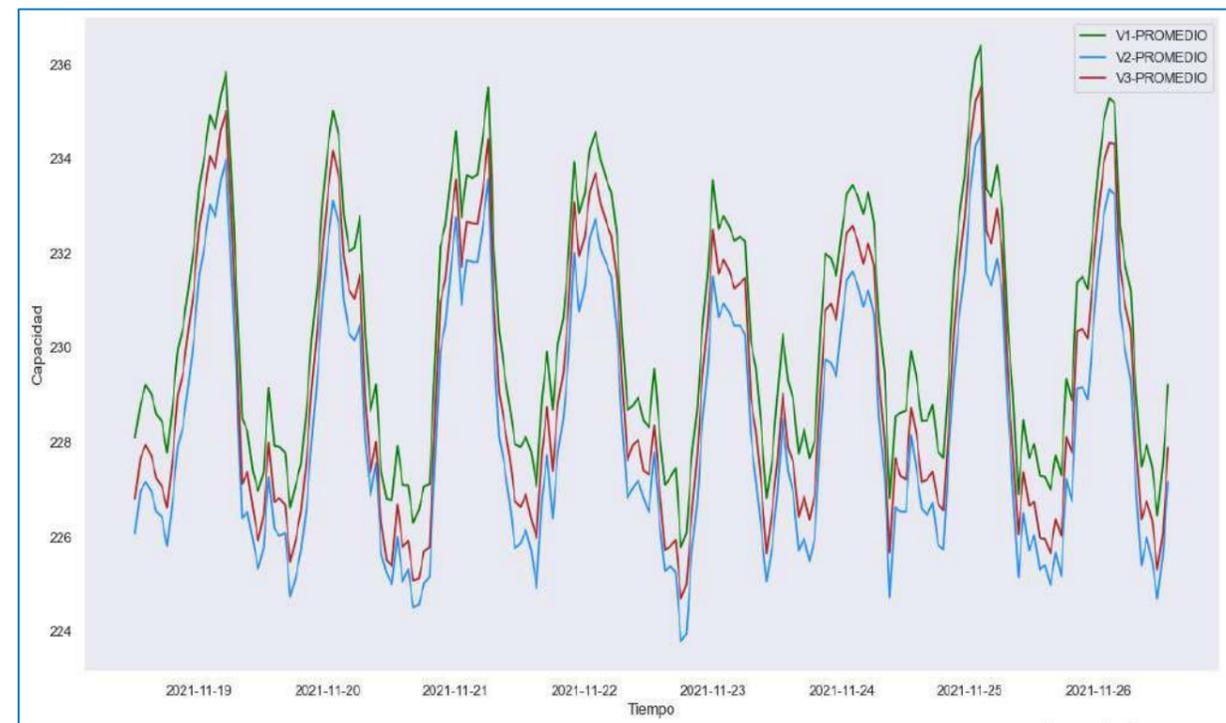
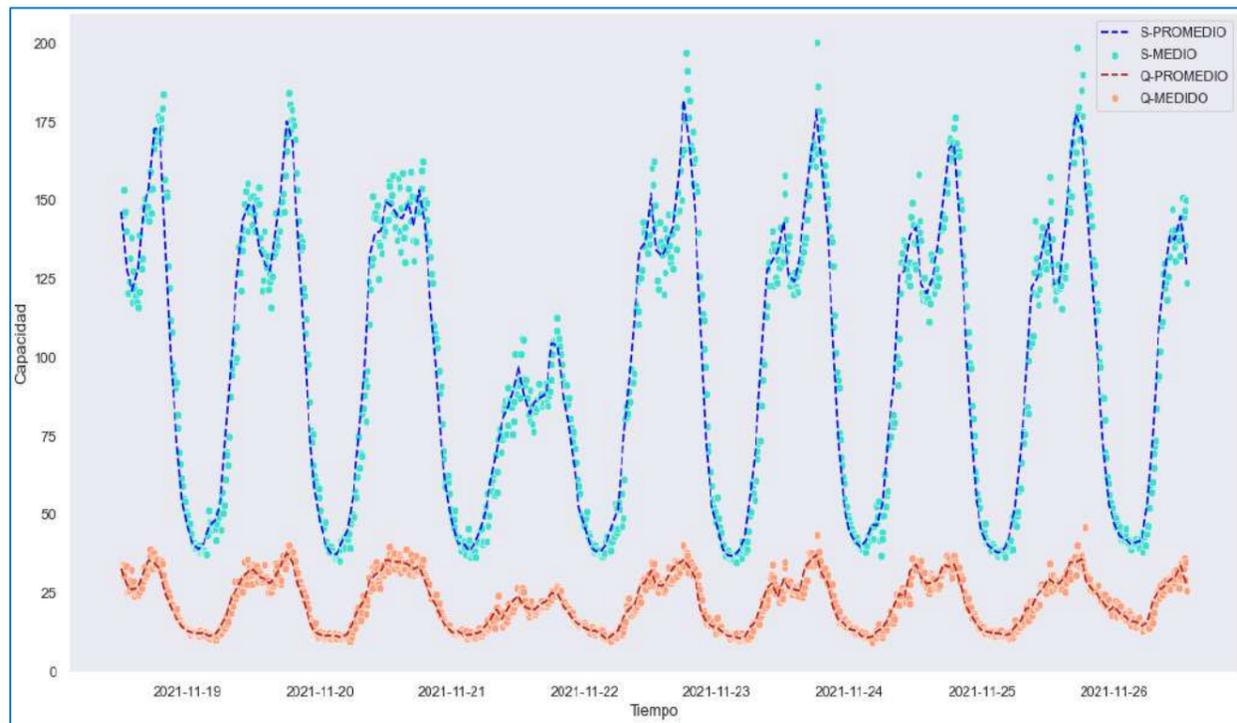
Arquitectura de propuesta de sistema de medición inteligente como propuesta de mejora



Fuente. Elaboración propia

Figura 59

Perfiles de Tensión, Corriente, Potencia y Factor de Potencia



Fuente. Elaboración propia

Además, con los datos telemedidos es posible extraer información para implementar estrategias de gestión de carga, estimar pérdidas técnicas y realizar evaluaciones técnicas y económicas de los transformadores de distribución., ver **Figura 60** y **Figura 61**.

Figura 60

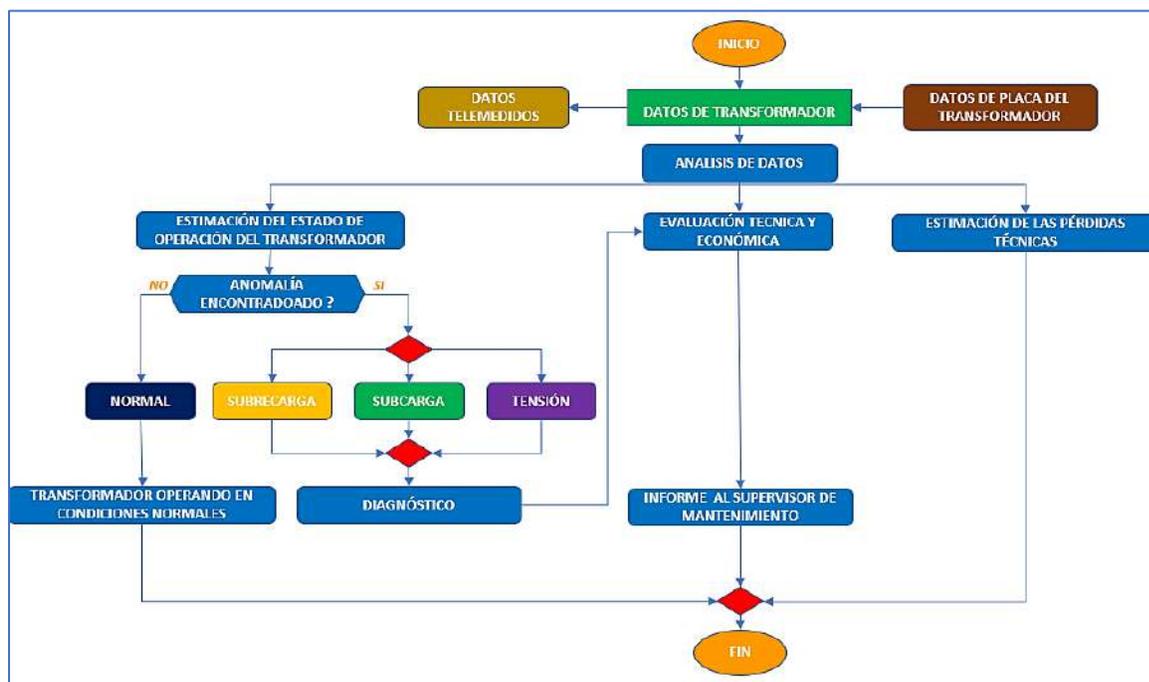
Principales procesos de gestión de carga de los transformadores de distribución



Fuente. Elaboración propia

Figura 61

Flejograma de gestión de carga de los transformadores de distribución



Fuente. Elaboración propia

CONCLUSIONES

1. Se concluye que la propuesta de implementar un sistema de medición inteligente, basado en el medidor Elster A1800 que facilita la medición y envío de datos de operación del transformador de distribución a la plataforma de gestión de datos ALPHACENTER a través de tecnología red celular, con una sincronización fluida con el servidor de datos SIELSE mediante un interfaz diseñado para este propósito; permite la adquisición de datos de forma remota los cuales son procesados automáticamente por un módulo llamado CARGABILIDAD y como resultado se logra una significativa mejora en la automatización del proceso de evaluación operativa de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco.
2. Actualmente, el proceso de evaluación de la capacidad operativa de los transformadores de distribución es ineficiente, ya que depende de datos de medición de la operación de los transformadores. En casos donde la medición no es posible, se recurre a criterios de ingeniería para evaluar el funcionamiento de los transformadores de distribución.
3. Las tecnologías tipo Red Celular y medidor Elster A1800 se presentan como la opción más apropiada y viable para obtener datos de operación de los transformadores de distribución en el centro histórico del Cusco.
4. La implementación de un servidor interfaz y prueba del protocolo de comunicación entre el módulo SIELSE y el sistema de medición inteligente propuesto es viable el acceso de manera efectiva a los datos de operación de los transformadores de distribución.

SUGERENCIAS Y RECOMENDACIONES

Se recomienda continuar la investigación para integrar la información de evaluación de la capacidad operativa de los transformadores en el visor ArcGIS, utilizado para ubicar la posición de dichos transformadores. Esto permitiría visualizar si un transformador está operando en condiciones normales, regulares o sobrecargadas, facilitando así el trabajo del personal técnico.

Además, se sugiere para futuros estudios el desarrollo de estrategias de gestión de carga, la estimación de pérdidas técnicas y la evaluación técnica y económica de los transformadores de distribución, aprovechando la disponibilidad de información en línea.

BIBLIOGRAFIA

- Al Mhdawi, A., & Saffa Al-Raweshidy, H. (2020). Smart Optimization of Fault Diagnosis in Electrical Grid Using Distributed Software-Defined IoT System. *IEEE Systems Journal*, 2780 - 2790. doi: 10.1109/JSYST.2019.2921867
- Arias, F., Barreto, M., & Guananga, A. (2017). Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), Aplicada en Microredes. *ResearchGate*, 1-8. doi:10.3182/20060518
- Aroquipa Mamani, G. (2016). *Diseño e implementación de la medición inalámbrica de potencia y energía eléctrica en la sub estación de la Ficp de la Uancv – Juliaca* . Juliaca.
- Avelino Pérez, P. (2008). *Transformadores de distribución*. México: reverté.
- Cahuana Yapo, R. D. (2020). *Implementación del sistema de tele-medición mediante la aplicación de tecnología two way automaticcommunication system (TWACS) en el Sistema Eléctrico Combapata de Electro Sur Este SAA*. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12918/5296>
- Chapman , S. (2012). *maquinas eléctricas* (quinta ed.). México: Mc Graw Hill.
- CLOU GLOBAL. (2024). *Medidor trifásico indirecto inteligente CL730S23 CT (Transformador de corriente)*. Obtenido de Medidor trifásico indirecto inteligente CL730S23 CT (Transformador de corriente): <https://clouglobal.com/es/medidor-trifasico-inteligente-cl730s23-ct/>
- Coronel Gutiérrez, M. V. (2011). *Estudio para la implementación del sistema de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A*. Ecuador. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/1104>
- Electro Sur Este S.A.A. (2022). *MEMORIA ANUAL 2022*. Obtenido de <https://www.else.com.pe/else/media/4290/memoria-2022.pdf>

elster. (s.f.). *Manual técnico del medidor Alpha A1800*.

Freire Villacís, B. V. (2012). *Análisis técnico de la operación del alimentador N° 2 de la S/E Otavalo, de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A.* Quito. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4477>

Genus energizing lives. (2024). *SAKSHAM-345 SMART RESIDENTIAL METER WITH INTEGRATED CELLULAR / RF MODULE*. Obtenido de SAKSHAM-345 SMART RESIDENTIAL METER WITH INTEGRATED CELLULAR / RF MODULE: <https://genuspower.com/product/three-phase-smart-meter/?rp=arc>

GOBIERNO MUNICIPAL DEL CUSCO. (25 de SETIEMBRE de 2018). *ACTUALIZACIÓN PLAN MAESTRO CENTRO HISTÓRICO CUSCO 2018-2028 TOMO II*. Obtenido de ACTUALIZACIÓN PLAN MAESTRO CENTRO HISTÓRICO CUSCO 2018-2028 TOMO I: https://issuu.com/gchc.mpc/docs/tomo-ii__final_

Gonzales Zamora, V. (12 de 2020). TIPOS DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES. (R. d. Lic. Francie Salazar Mandamiento, Ed.) *CITE energía*, 1-6.

GTD INGENIEROS CONSULTORES. (2016). *ESTUDIO DE MEDIDORES INTELIGENTES Y SU IMPACTO EN TARIFAS*. Obtenido de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/03/Medidores-Inteligentes-Informe-Final2017_01_31.pdf

Hernández Sampieri, R., & Mendoza Torres, C. P. (2019). *Metodología de la investigación*. México: Mc Graw Hill.

HEXING. (2017). *3 Phase Grid Meter (HXT300)*. Obtenido de 3 Phase Grid Meter (HXT300): https://electric.hxgroup.com/en/product_detail1/id-27.html

Honeywell. (2020). *SOLUCIONES DE MEDICION*.

Honeywell. (s.f.). *COMMERCIAL & INDUSTRIAL METERS*. Obtenido de COMMERCIAL & INDUSTRIAL METERS:

<https://process.honeywell.com/us/en/products/utilities/electricity/commercial-and-industrial-meters/a1800>

Honeywell Perú S.A. (2017). *GUIA DE USUARIO SOFTWARE MDC-ALPHACENTER*. Lima.

Honeywell Perú S.A. (s.f.). *Manual de Instalación Modem 3G o 4G*. San Isidro Lima PERU.

Itron. (2024). *SENTINEL*. Obtenido de SENTINEL: <https://na.itron.com/products/sentinel>

Jolad, S., Machakanur, S., Beeraldinni, S., & Dharappanavar, A. R. (2018). Smart Metering and Health Monitoring Of Distribution Transformers Using RF Technology. *Journal of Emerging Technologies and Innovative Research*, 757-761. Obtenido de <https://www.jetir.org/view?paper=JETIR1809757>

Jose, E. (1 de Abril de 2019). *Características de los Medidores Inteligentes*. Recuperado el 31 de Enero de 2023, de LinkedIn: https://es.linkedin.com/pulse/caracter%C3%ADsticas-de-los-medidores-inteligentes-erausquin-eyzaguirre?trk=article-ssr-frontend-pulse_more-articles_related-content-card

Kalache, N. (2016). *GERENCIAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO OPERANDO EM REDES INTELIGENTES*. Campus de Ilha Solteira. Obtenido de <https://repositorio.ufms.br/handle/123456789/3149>

kamstrup. (s.f.). *Kamstrup 351C*. Obtenido de Kamstrup 351C: <https://www.kamstrup.com/es-es/soluciones-de-medicion-de-electricidad/contadores-de-electricidad-inteligentes/meters/kamstrup-351c>

Landis+Gyr manage energy better. (2024). *Landis+Gyr S650*. Obtenido de Landis+Gyr S650: <https://www.landisgyr.mx/product/landisgyr-s650-smart-grid-terminal-2/>

- Lien Su, C., Chi Pu, Y., Ming Ching, H., Lin Kuo, C., & He Kuo, J. (2017). Design of transformer load monitoring systems by utilizing smart meter data. *IEEE*, 88-92. doi:10.1109/ISIE.2017.8001228
- Mordor Intelligence. (2024). *Análisis de participación y tamaño del mercado de infraestructura de medición avanzada tendencias y pronósticos de crecimiento (2024-2029)* Source: <https://www.mordorintelligence.com/es/industry-reports/advanced-metering-infraestructure-market>. Obtenido de <https://www.mordorintelligence.com/es/industry-reports/advanced-metering-infraestructure-market>
- Osinergmin. (2019). *INFORME TÉCNICO N° DSE-STE-531-2019*. Lima.
- Prakash, S., & Indu, J. (2020). Desarrollo de medidores de energía inteligentes autóctonos que cumplen con los estándares indios para redes inteligentes. *IEEE Xplore*, 1-1. doi:10.1109/PESGRE45664.2020.9070245
- Puma Flores, F. A. (2019). *USO DE MEDIÇÕES PARA AVALIAÇÃO E MITIGAÇÃO DE PERDAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO: ESTUDO DE CASO NO LABORATÓRIO VIVO DA UNICAMP*. CAMPINAS.
- Puma, F. A., Cavalcante, M. M., Ugarte, L. F., Sau, R. G., & de Almeida, M. C. (2018). Assessment of Loss Estimation Methods for Distribution Transformers. *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications*, 1274-1279. doi:10.1109/INDUSCON.2018.8627250
- Quan Duong, M., Nicoleta Sava, G., Viet Ha, T., & Chau Le, T. M. (2019). Automatic Tool for Transformer Operation Monitoring in Smartgrid. *Advanced Topics in Electrical Engineering*. doi:10.1109/ATEE.2019.8724851

Supo, J. (02 de 04 de 2023). *BIOESTADISTICO*. Obtenido de BIOESTADISTICO:
<https://bioestadistico.com/niveles-de-investigacion>

Tantaleán Odar, R. M. (2015). *EL ALCANCE DE LAS INVESTIGACIONES JURÍDICAS*.

WASION. (2024). *aMeter300-AC0534*. Obtenido de aMeter300-AC0534:
<https://en.wasion.com/IEC-Smart-Meters/aMeter300-AC0534-Three-Phase-Smart-Energy-Meter.html>

Yebra Morón, J. A. (2009). *Sistemas Eléctricos de Distribución*. México: REVERTÉ S.A.

Zamora Rodríguez, I. S., & Calixto Casas, L. V. (2021). *La tesis guía y estructura* (Segunda edición ed.). Lima.

RELACIÓN DE ANEXOS

Anexo 1: La cobertura de señal red Claro

Anexo 2: La cobertura de señal red Movistar

Anexo 3: La cobertura de señal red Bitel

Anexo 4: La cobertura de señal red Bitel

Anexo 5: Características técnicas del medidor Elster A 1800

Anexo 6: Manual de Instalación del Modém 3G/4G.

Anexo 7: Diagrama de bloques del medidor Elster A1800

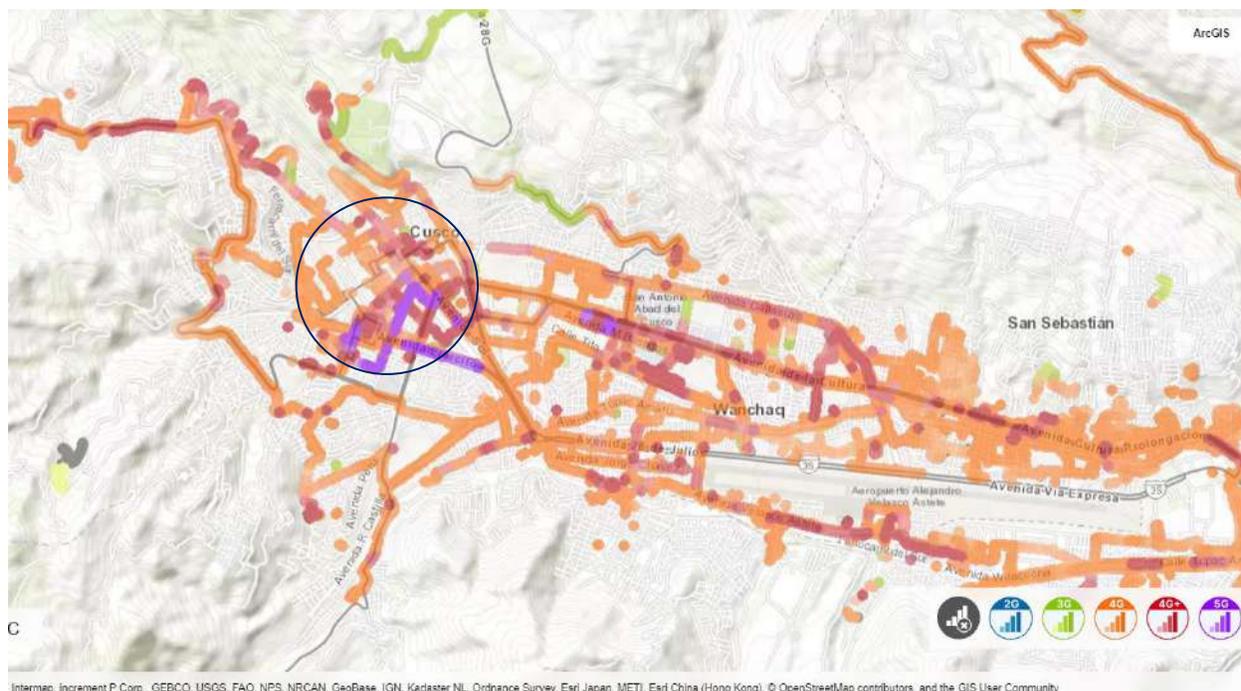
Anexo 3

COBERTURA DE SEÑAL RED BITEL



Anexo 4

COBERTURA DE SEÑAL RED ENTEL



Anexo 5

CATALOGO DEL MEDIDOR ELSTER A 1800

Medidor Electrónico Polifásico *Alpha A1800*

Medidor electrónico multifunción polifásico con medición de energía activa, reactiva, aparente, perfil de carga e instrumentación y opciones de comunicación.



Detalles técnicos

- Alta precisión y estabilidad: clase 0.2, según IEC 62052-11:2003.
- Protección UV, policarbonato, IP54.
- Amplio rango de operación:
 - Voltaje: 120 – 480 V
 - Rango de corriente: 1(10) A, 5(10) A, 5(20) A opcional.
 - Temperatura: -40°C a +85°C (ambiente)
- Registro de energía y demanda para kWh, kVARh y kVAh.
- Hasta 4 tarifas de energía para 4 tipos de día.
- 256KB memoria no volátil
- Batería fácilmente reemplazable localizada bajo la tapa de bornes.
- Reloj de tarifas integrado.
- LCD de 16 segmentos con luz de fondo opcional.
- Software basado en Windows con soporte multilingüaje.

Funciones y características avanzadas

- Umbrales programables para pruebas TRueQ (módulo de calidad de energía)
- Memoria opcional extendible hasta 1MB
- Compensación de transformador y pérdidas de línea
- Perfil de carga de 8 canales.
- Perfil de instrumentación de 32 canales.
- Fuente de poder auxiliar opcional.

Opciones de comunicación

- Puerto de comunicación con 2 interfaces integrada en la placa principal.
- 4 relés de salida en la placa principal.
- Disponible con RS-232, RS-485 y futuras opciones de comunicación desarrolladas por Elster y terceras partes.
- Puerto de comunicación independiente opcional.
- Puerto óptico disponible en el estándar ANSI o IEC.
- Soporte de protocolo abierto ANSI C12.18, C12.19 y C12.21.
- Soporte de protocolo DNP opcional.
- Soporte Modbus opcional.
- Soporte de protocolo abierto.

El uso de la extensa tecnología y estándares globales de medición da como resultado una medición altamente precisa y robusta en todo su rango de operación.

Medidor A1800: Ideal para aplicaciones comerciales, industriales avanzadas y subestaciones.

Protección

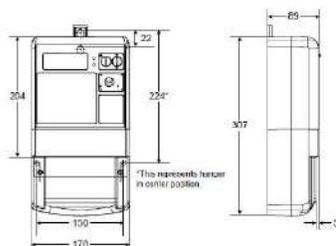
- Detección de apertura de tapa de bornes y tapa principal.
- Diagnóstico de servicio.
- Herramientas de instalación y sistema de instrumentación que proporciona valores instantáneos de voltaje, corriente, factor de potencia, ángulo de fase y más.
- Historial de registro de todos los cambios del programa y datos del medidor.
- Sistema de múltiples niveles de contraseña.
- Registro de corte de voltaje por fase.
- Cálculo de la demanda acumulada.
- Grabación y advertencia de inversión de energía.
- Característica de medición siempre positiva opcional, la cual calcula el valor absoluto de energía por fase.
- Protección de escritura que inhabilita reprogramación.
- Pruebas TRueQ mejoradas que miden la calidad de potencia y aseguran la protección de cambios no autorizados.

Sobre el Grupo ELSTER

Líder mundial en infraestructura de medición avanzada, medición integrada y aplicación de soluciones para las industrias de gas, electricidad y agua. Los sistemas y soluciones de ELSTER son producto de más de 170 años de experiencia en medición de recursos y energía. Elster provee soluciones y tecnología avanzada para ayudar a las empresas a adquirir y utilizar los sistemas de medición de una manera más fácil, eficiente y confiable para mejorar el servicio al cliente, aumentar la eficiencia operacional e incrementar ingresos. Las soluciones AMI de ELSTER permiten a las empresas distribuir adecuadamente los recursos de gas, electricidad y agua mejorando significativamente la relación costo-eficiencia.

Especificaciones Técnicas

Precisión	Energía Activa	Energía Reactiva
	0.2 % (IEC 62053-221) 0.2 % (IEC 62053-221) Continua hasta 10 A	2.0 % (IEC 62053-231) Precisión actual mejor que 0.5 %
Corriente Máxima	Temporal (0.5 segundos) a 2000 % de la corriente máxima del medidor	
Rango de Corriente	1100A, 5100A opcional 5(20)A	
Corriente de Arranque	1mA	
Rango de Voltaje	120 – 480 V	
Rango Máximo	Continuo 498 VAC	
Frecuencia	Nominal 50 Hz o 60 Hz \pm 5 %	
Rango de temperatura	-40 °C a +85 °C (dentro de la tapa del medidor) ; -40 °C a 60 °C (exterior)	
Rango de Humedad	0 % a 100 % (sin condensación)	
Consumo de la fuente de alimentación	Menor a 3W	
Variación fuente a la carga de voltaje	Prueba realizada	Resultado
	Oscilatorio (IEC 61000-4-12)	2.5 kV, 60 segundos
	Transiente rápida (IEC 61000-4-4)	4 kV
	Prueba de impulso de voltaje (IEC 61000-4-1)	12kV 12/50 μ s \geq 450 Ω @ 1kV con tarjetas opcionales)
Distorsión < 0.000 A (sin corriente)	Prueba de voltaje AC aislamiento)	4 kVrms por 1 minuto
	No mayor de un pulso medido por cantidad, de acuerdo a los requerimientos de la norma IEC 62053	
Precisión del reloj interno	Mejor que 0.5 segundos por día (con suministro de energía)	
Letras sin Alimentación	20 años basado en 6 usos por año y 3 operaciones de lectura por cada uso	
Comunicaciones		
Puerto Óptico	1201 a 28,800 bps Componentes físicos de acuerdo a norma IEC 62056-21 o ANSI C12.18	
Protocolo del puerto óptico	ANSI C12.18 y C12.19, DLMS/COSEM (opcional)	



Las dimensiones son referenciales y están expresadas en milímetros.

Anexo 6

COBERTURA DE SEÑAL RED ENTEL

**Honeywell**

Manual de Instalación de módem 3G/4G en el medidor A1800

Equipos requeridos

1. Medidor A1800 con tapa larga
2. Modem WM-E1S 3G/4G configurado previamente con la APN y puertos de comunicación correspondientes.
3. Antena celular
4. SIM-Card con APN e IP fija

Identificación de las partes relevantes del A1800

El medidor A1800 debe contar con el mesanine que suministrará la energía al módem 3G/4G. Está mesanine no está disponible en la versión con puerto Ethernet del A1800. Así también deberá identificar las conexiones RS-232 y RS-485 del medidor.



Figura 1.

Identificación de las partes del módem 3G/4G

El módem 3G/4G cuenta con las siguientes entradas y salidas:

- Una salida DB-9 para la comunicación RS-232
- 4 cables de colores para la comunicación RS-485
- Una salida SMA para conectar la antena celular
- Un conector de alimentación.
- Una entrada para la tarjeta SIM-Card

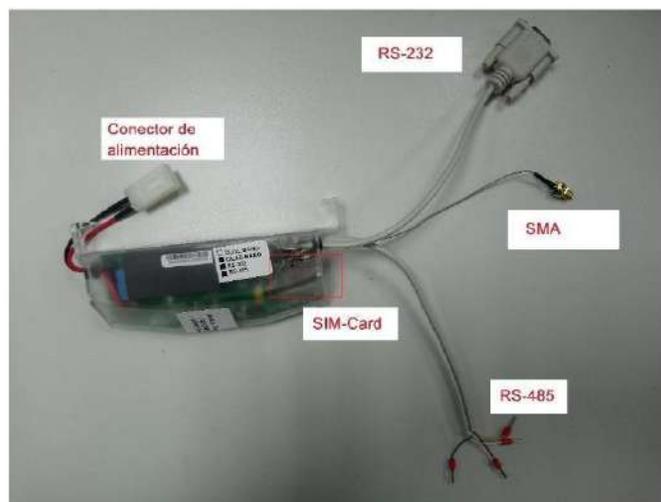


Figura 2.

Pasos para la instalación del módem 3G/4G

1. Desconectar el medidor A1800 y módem 3G/4G de toda alimentación disponible.
2. Abrir la tapa de bornes del medidor A1800 tal que se muestren las borneras de alimentación y mesanine para alimentar el módem 3G/4G.



Figura 3.

3. Conectar el cable de alimentación que viene con el módem 3G/4G a la bornera de alimentación para módem del A1800 tal como se muestra en la figura Figura 4.



Figura 4.

Observación!!!

Notar que el mesanino de alimentación para el módem tiene sus borneras conectadas directa e internamente a las borneras de tensión principal del medidor A1800 (Borneras 2, 11 y 8). En este sentido es necesario que para que el módem 3G/4G se pueda energizar debe estar disponible las conexiones entre Neutro (Bornera 11) y la Línea 3 (Bornera 8) o entre Neutro y la Línea 2 (Bornera 5). Para medidores de 3 hilos, la conexión se deberá realizar entre las borneras L2 y L3 del mesanino del medidor ya que en este tipo de medidor no está disponible la bornera de Neutro.

Precaución!!!

Tomar en cuenta que la tensión máxima de alimentación del módem 3G/4G es 230VAC +/- 15%, una tensión superior a esta deteriorará el equipo.

- Colocar la tarjeta SIM-Card en la ranura correspondiente del módem 3G/4G tal como se muestra en la Figura 5. En caso se desee sacar el SIM-Card de la ranura sólo se requiere presionar la tarjeta.

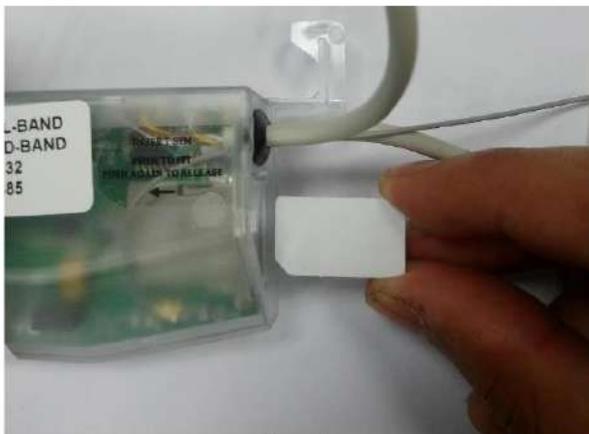


Figura 5.

- Luego de haber realizado las conexiones correspondientes del medidor en su bornera de alimentación (Bornes del 1 al 11 según diagrama de conexionado), conectar el cable de alimentación del mesanina al módem 3G/4G y el cable DB-9 (RS-232) del módem al conector correspondiente en el medidor A1800 tal como se muestra en la Figura 6.

Observación!!!

Por fines didácticos no se realizó la conexión de alimentación principal del medidor A1800. Pero esto debe ser considerado antes de conectar el cable DB-9 debido a que luego obstruye el acceso a las borneras principales.

Observación!!!

No es necesario conectar los cables de colores RS-485 al medidor A1800.



Figura 6.

6. Conectar el cable de la antena celular al módem 3G/4G tal como se muestra en la Figura 7.



Figura 7.

Observación!!!

NO es necesario utilizar una herramienta adicional para realizar la conexión de la antena, es suficiente con la fuerza del propio operario. La utilización de una herramienta adicional podría ocasionar daños en los conectores.

7. Colocar el módem en la posición correcta en el medidor A1800 mediante las orejas que tiene el módem en sus extremos superiores.
8. Acomodar los cables tal como se muestra en la Figura 8. De modo que no obstruya los orificios de los tornillos de la tapa de bornes.



Figura 8.



Figura 9. Vista lateral de la instalación del módem

9. Para concluir, colocar la tapa de bornes al medidor teniendo cuidado de que los tornillos encajen en los orificios correspondientes sin que algún cable los obstruya.



Figura 10.

10. Notar que se tiene un correcto cierre de la tapa de bornes del medidor cuando esta no tiene partes que sobresalen. La Figura 11 muestra un correcto cierre de la tapa de bornes.

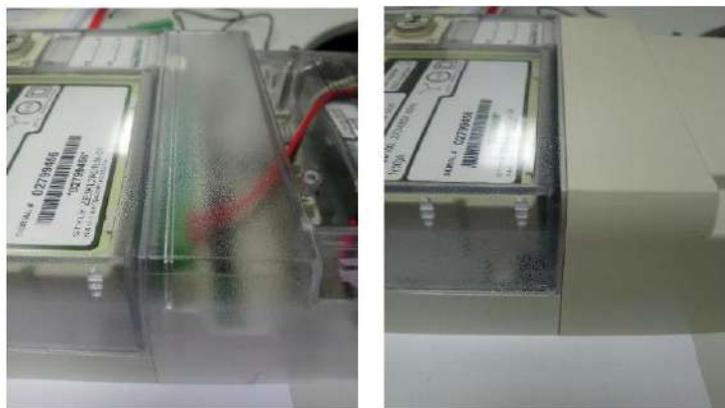


Figura 11.

Anexo 7

DIAGRAMA DE BLOQUES DEL MEDIDOR ELSTER A1800

