

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA**



**GESTIÓN MEDIANTE TELEMEDICIÓN Y TELEGESTIÓN PARA
OPTIMIZAR LA DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE
LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CLIENTES RESIDENCIALES E
INDUSTRIALES EN LA REGIÓN DE PUNO**

TESIS

PRESENTADA POR:

CARLOS ALBERTO MAMANI SALAS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO – PERÚ

2019

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO - PUNO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

GESTIÓN MEDIANTE TELEMEDICIÓN Y TELEGESTIÓN PARA OPTIMIZAR
LA DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
PARA CLIENTES RESIDENCIALES E INDUSTRIALES EN LA REGIÓN DE
PUNO.

TESIS PRESENTADA POR:

CARLOS ALBERTO MAMANI SALAS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA



APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

PRESIDENTE

:


M.Sc. JUAN RENZO ILLACUTIPA MAMANI

PRIMER MIEMBRO

:


M.Sc. MARCOS JOSE VILLANUEVA CORNEJO

SEGUNDO MIEMBRO

:


M.Sc. JOSE ANTONIO VARGAS MARON

DIRECTOR / ASESOR

:


M.Sc. ARMANDO TITO CRUZ CABRERA

ÁREA : Ingeniería Eléctrica

TEMA : Medición Inteligente

FECHA DE SUSTENTACIÓN 25 DE SEPTIEMBRE DEL 2019

DEDICATORIA

El Presente trabajo de tesis va dedicado con mucho cariño y amor a mi madre Esther Maritza por su sacrificio y esfuerzo, quien es responsable de todos mis logros alcanzados, A mi padre Luis Alberto, gracias por su amor, afecto y dedicación; a sus consejos, enseñanzas y motivación pude realizar la presente tesis; y a ambos por darme la vida, estar siempre pendiente de mi formación, gracias por su comprensión y apoyo incondicional a lo largo de todas las etapas académicas.

A mi hermanita Astrid Indira, por ser parte fundamental en la familia y por su apoyo motivacional, que este pequeño logro sea una motivación para su superación personal.

A mis abuelitos María Candelaria (†) y Carlos Andrés por brindarme su amor, cariño, protección y cuidarme en todo momento de mi vida, por estar a mi lado con sus consejos y enseñanzas

Mis tíos Víctor y Rosa (†) por ser como unos segundos padres, mis primos Juan Carlos, Regina, Mariela y Raúl; por ser una parte fundamental en mi niñez, por ser como unos hermanos mayores y brindarme sus enseñanzas vividas.

AGRADECIMIENTO

A Dios por darme la vida, permitirme disfrutar cada momento de la vida junto a mi familia y por permitirme cumplir todas metas trazadas a lo largo de mi vida. También agradecer a mi familia por confiar en mí y apoyarme en cada decisión y proyecto trazado.

Expresar mi más sincero agradecimiento a los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, quienes compartieron sus conocimientos adquiridos, para así brindarnos una alta calidad de enseñanza y contribuir con mi formación profesional.

Agradezco a la primera casa de estudios Universidad Nacional del Altiplano, por abrirme las puertas y acogerme en los años de estudios cursados.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	13
ABSTRACT	14
CAPÍTULO I	15
INTRODUCCIÓN	15
1.1. Planteamiento Del Problema De Investigación.....	16
1.1.1. Problema General.....	18
1.2 Justificación del Proyecto.	19
1.3 Objetivos de la Investigación.....	20
1.3.1 Objetivos Generales	20
1.3.2 Objetivos Específicos.....	20
CAPÍTULO II	21
MARCO TEÓRICO	21
2.1 Antecedentes de la Investigación.....	21
2.2 Sustento Teórico	24
2.2.1 Concepto General de un Medidor de Energía Eléctrica.....	24
2.2.2 Origen de los Medidores	24
2.2.3 Operación y Funcionamiento de los Medidores.....	27
2.2.3.1 Diagrama de Funcionamiento: Medidores Inducción ó Electromecánicos.....	27
2.2.3.2 Diagrama de Medidor Estático ó Electrónico	29
2.2.4 Características y Partes de Medidores de Energía Eléctrica	30
2.2.4.1 Principales Partes de los Medidores de Energía Eléctrica	30
2.2.5 Clasificación de los Medidores de Energía Eléctrica.....	35
2.2.5.1 Según su Construcción.....	35
2.2.5.2 Según el tipo de características metrológicas.....	37
2.2.5.3 De acuerdo a la energía que miden	45
2.2.5.4 Según La Precisión De Medida.....	45
2.2.6 Normas que rigen el funcionamiento de los medidores	50
2.2.7 Fundamentos de los medidores de energía eléctrica	50
2.2.8 Conceptos de Medidores Inteligentes	52
2.2.8.1 Medidores Inteligentes Telemididos	53
2.2.8.2 Medidores Inteligentes Telegestionados.	55
2.2.9 Diferencia entre Medidores Convencionales y Medidores Inteligentes.....	57
2.2.10 Sistema AMI y Sistema AMR.....	57
2.2.10.1 Sistema AMI (Infraestructura Avanzada De Medición)	57
2.2.10.2 Sistema AMR (Lectura De Medición Remota).....	59

2.2.11	Smart Grids y Eficiencia Energética	61
2.2.12	Protocolos de Comunicación y Arquitecturas	63
2.2.12.1	Arquitecturas	63
2.2.12.2	Protocolos de Comunicación Normados Para Medidores Inteligentes y Smart Grid	69
2.3	Hipótesis de la Investigación	73
2.3.1	Hipótesis General	73
2.3.2	Hipótesis Específicas	74
CAPÍTULO III.....		75
DISEÑO DE LA METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN		75
3.1	Método y diseño de la investigación	75
3.1.1	Método	75
3.1.2	Diseño	75
3.2	Población y muestra	76
3.3	Ubicación y descripción de la población.....	76
3.3.1	Ubicación	76
3.3.2	Descripción de población.....	77
3.4	Tipología y Nivel de Investigación.....	77
3.4.1	Tipo	77
3.4.2	Nivel de Investigación.....	77
3.5	Técnicas e Instrumentos para recolectar información.....	78
3.5.1	Técnicas de recolección de información	78
3.5.2	Recolección de datos.....	78
3.6	Técnicas de análisis.....	78
3.7	Tratamiento De La Información.....	78
CAPÍTULO IV		79
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADO DE LA INVESTIGACIÓN		79
4.1	Análisis de la problemática de la medición actual del consumo a nivel residencial e industrial.	79
4.1.1	Análisis de Medidores Electromecánicos	81
4.1.2	Análisis de Medidores Digitales	81
4.2	Comparación de ventajas y desventajas en los medidores convencionales y método de facturación actual.	82
4.2.1	Análisis de ventajas de los medidores convencionales actuales.	82
4.2.2	Análisis de desventajas de los medidores convencionales actuales.	82
4.2.3	Análisis de desventajas del método de facturación actual.	84
4.2.4	Errores frecuentes que ocasionan una incorrecta facturación	85
4.3	Optimización de la comercialización de la energía eléctrica con el uso de medidores inteligentes.	86

4.3.1	Optimación y mejora de comercialización de energía con medidores Inteligentes.	88
4.4	Control de pérdidas de la energía eléctrica.	90
4.4.1	Análisis de pérdidas técnicas.	91
4.4.2	Análisis de no pérdidas técnicas.	93
4.4.3	Reducción de pérdidas en la comercialización de la energía.	94
4.5	Evaluación de reportes de clientes residenciales e industriales, área comercial Electro Puno.	96
4.5.1	Datos generales de Electro Puno S.A.A.	96
4.5.2	Evaluación de la información semestral recopilada en la gerencia comercial, Elpu 2018	97
4.5.2.1	Reporte de cantidad de usuarios por tarifa	97
4.5.2.2	Reporte de reclamos de producto y calidad de suministro	98
4.6	Análisis y funcionamiento de los medidores telegestionados en el mercado de “Las Mercedes en la Ciudad de Juliaca”	99
4.6.1	Datos generales del Proyecto Piloto “Las Mercedes”	99
4.6.2	Implementación de Medidores Telegestionados – “Mercado Las Mercedes”	101
4.6.3	Componentes de la Medición con Telegestión	102
4.6.3.1	Estación Maestra (Em)	102
4.6.3.2	Equipo de Comunicación por Subestaciones	103
4.6.3.3	Equipo de Concentrador de Información	103
4.6.3.4	Medidor Inteligente Techen	104
4.6.3.5	Software	105
4.6.3.6	Salida de Comunicación	106
4.6.4	Funcionamiento de Medición Remota	106
4.6.4.1	Lectura Remota del Medidor	106
4.6.4.2	Lectura Remota del Medidor	106
4.6.4.3	Detección de Cualquier Evento Mensual en la Lectura	106
4.6.5	Interface del Sistema de la Estación Maestra	106
4.7	Análisis Técnico Económico Con Implementación De Medidores Inteligentes.	108
4.8	Beneficios Y Ventajas Obtenidas En El Mercado “Las Mercedes - Juliaca”, Con La Implementación De Los Medidores Telegestionados.	109
	CONCLUSIONES	111
	RECOMENDACIONES	113
	BIBLIOGRAFÍA	115
	ANEXOS	117

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA N° 2.1: LÍNEA DE TIEMPO DE LOS MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	26
FIGURA N° 2.2: COMPONENTES DE UN MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO.	28
FIGURA N° 2.3: DIAGRAMA DE FUNCIONAMIENTO DE UNA MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO.	29
FIGURA N° 2.4: DIAGRAMA DE FUNCIONAMIENTO DE MEDIDOR ELECTRÓNICO TRIFÁSICO.	29
FIGURA N° 2.5: BASE DE MEDIDOR.	31
FIGURA N° 2.6: CUBIERTA DE POLICARBONATO DEL MEDIDOR.	32
FIGURA N° 2.7: BLOCK TERMINAL DE MEDIDOR TRIFÁSICO.	33
FIGURA N° 2.8: REGISTRADOR DE MEDIDOR.	33
FIGURA N° 2.9: DIAGRAMA DE CONEXIÓN DEL MEDIDOR.	34
FIGURA N° 2.10: PARTE GENERALES DEL MEDIDOR DE ENERGÍA.	34
FIGURA N° 2.11: MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO.	35
FIGURA N° 2.12: PARTES INTERNAS DEL MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO.	36
FIGURA N° 2.13: MEDIDOR ELECTRÓNICO MARCA STAR MODELO DDS26B.	37
FIGURA N° 2.14: MEDIDOR MONOFÁSICO BIFILAR MODELO SC-MR.	38
FIGURA N° 2.15: MEDIDOR MONOFÁSICO BIFILAR CONEXIÓN SIMÉTRICA.	39
FIGURA N° 2.16: MEDIDOR MONOFÁSICO BIFILAR CONEXIÓN ASIMÉTRICA.	39
FIGURA N° 2.17: MEDIDOR MONOFÁSICO TRIFILAR MODELO DDS666.	40
FIGURA N° 2.18: MEDIDOR MONOFÁSICO TRIFILAR CONEXIÓN SIMÉTRICA.	41
FIGURA N° 2. 19: MEDIDOR MONOFÁSICO TRIFILAR CONEXIÓN ASIMÉTRICA.	41
FIGURA N° 2. 20: MEDIDOR TRIFÁSICO TRIFILAR MARCA INELCA MODELO EMM12.	42
FIGURA N° 2.21: MEDIDOR TRIFÁSICO TRIFILAR ESQUEMA DE CONEXIÓN.	43
FIGURA N° 2.22: MEDIDOR TRIFÁSICO TETRAFILAR ELSTER MODELO A1100.	44
FIGURA N° 2.23: MEDIDOR TRIFÁSICO TETRAFILAR, CONEXIÓN SIMÉTRICA.	44
FIGURA N° 2. 24: MEDIDOR TRIFÁSICO TETRAFILAR, CONEXIÓN ASIMÉTRICA.	45
FIGURA N° 2.25: FUNCIONAMIENTO DE LOS MEDIDORES INTELIGENTES.	53
FIGURA N° 2.26: MEDIDOR DE LA MARCA “TWACS – TELEMEDICIÓN”	55
FIGURA N° 2.27: MEDIDOR Y CONCENTRADOR DE LA MARCA “CIRCUTOR – TELEGESTIONADOS”	56
FIGURA N° 2.28: CONEXIÓN DE UN SISTEMA AMI.	58
FIGURA N° 2.29: SISTEMA AMR	60
FIGURA N° 2.30: PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA AMR.	61
FIGURA N° 2.31: SMART GRIDS.	62
FIGURA N° 2.32: RANGO DE FRECUENCIA PARA TECNOLOGÍA PLC.	64
FIGURA N° 2.33: RED MALLA O MESH.	67
FIGURA N° 2.34: COMPOSICIÓN DEL CABLE DE FIBRA ÓPTICA.	68
FIGURA N° 2.35: ESQUEMA DE LA COMUNICACIÓN VÍA MICROONDAS.	69
FIGURA N° 2.36: RELACIÓN DE PROTOCOLOS PARA EL INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN.	73
FIGURA N° 3.1: UBICACIÓN DEL PROYECTO DE ESTUDIO: MERCADO “LAS MERCEDES- JULIACA - PUNO”	77
FIGURA N° 4.1: CALIDAD DEL SERVICIO DEL SERVICIO DE CALIDAD.	90
FIGURA N° 4.2: UBICACIÓN DE LA ZONA DE PROYECTO.	100
FIGURA N° 4.3: UBICACIÓN DE LAS REDES DE BAJA TENSIÓN.	101
FIGURA N° 4.4: ESTACIÓN MAESTRA	102
FIGURA N° 4.5: COMUNICACIÓN POR SUBESTACIÓN.	103
FIGURA N° 4.6: CONCENTRADOR DE INFORMACIÓN.	104
FIGURA N° 4.7: FUNCIONAMIENTO DE LA MEDICIÓN REMOTA.	105
FIGURA N° 4.8: INTERFAZ DE LA LECTURA REMOTA.	107
FIGURA N° 4.9: INTERFAZ DEL CONTROL REMOTO DE LOS MEDIDORES CORTE Y RECONEXIÓN.	107
FIGURA N° 4.10: INTERFAZ PARA FILTRAR FECHA DE BÚSQUEDA.	108

ÍNDICE DE GRAFICOS

GRÁFICO N° 4.1: COMPOSICIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN CONVENCIONAL ACTUAL.....	80
GRÁFICO N° 4.2: REPRESENTACIÓN DE ERRORES EN LA FACTURACIÓN.	86
GRÁFICO N° 4.3: EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.....	88
GRÁFICO N° 4.4: ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA.....	91
GRÁFICO N° 4.5: PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TÉCNICAS.	92
GRÁFICO N° 4.6: CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS.	94
GRÁFICO N° 4.7: ANÁLISIS DE PERDIDAS NO TÉCNICAS – TÉCNICAS EN LA REGIÓN DE PUNO.....	95
GRÁFICO N° 4.8: ESTIMACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PÉRDIDAS EN EL PERÚ.....	96
GRÁFICO N° 4.9: FUNCIONAMIENTO DE MEDICIÓN A DISTANCIA.	102

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N° 4.1: ANÁLISIS DE ERRORES FRECUENTES COMETIDOS EN LA FACTURACIÓN.	85
TABLA N° 4.2: EMPRESAS CONCESIONARIAS ENCARGADAS DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL PERÚ.	87
TABLA N° 4.3: REPORTE SE CLIENTES II SEMESTRE 2018 ELPU.	97
TABLA N° 4.4: RECLAMOS II SEMESTRE – 2018 ELPU.	98
TABLA N° 4.5: AHORRO DE GASTOS DE INTERVENCIÓN.	109

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO N° 1: INFORMACIÓN GENERAL PROYECTO PILOTO MERCADO LAS MERCEDES	117
ANEXO N° 2: ANÁLISIS DE COSTOS PRIVADOS EN 15 AÑOS.....	118
ANEXO N° 3: ANÁLISIS DE BENEFICIOS PRIVADOS EN 15 AÑOS	119
ANEXO N° 4: EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FACTIBILIDAD DEL PROYECTO PILOTO MERCADO LAS MERCEDES.....	120
ANEXO N° 5: SUBESTACIÓN MERCADO “LAS MERCEDES - 5008171”	121
ANEXO N° 6: MEDIDORES TELEGESTIONADOS MARCA TECHEN – MEDICIÓN DEL VOLTAJE.....	122
ANEXO N° 7: MEDIDORES TELEGESTIONADOS MARCA TECHEN – MEDICIÓN DE LA FRECUENCIA.....	123
ANEXO N° 8: MEDIDORES TELEGESTIONADOS MARCA TECHEN – MEDICIÓN POTENCIA REACTIVA.....	124
ANEXO N° 9: MEDIDORES TELEGESTIONADOS MARCA ELSTER – ALPHA A3.....	125
ANEXO N° 10: CARACTERÍSTICAS MEDIDORES TELEGESTIONADOS MARCA ELSTER – ALPHA A3	126
ANEXO N° 11: CARACTERÍSTICAS MEDIDORES TELEGESTIONADOS MODELO LIBRA - 2.....	127
ANEXO N° 12: CARACTERÍSTICAS MEDIDORES CIRWATT D.....	128

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

REI	: <i>Red Eléctrica Inteligente</i>
IEC	: <i>Comisión Internacional de electricidad</i>
OSINERGMIN	: <i>Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería</i>
PLC	: <i>Comunicación por Línea Eléctrica</i>
AMI	: <i>Infraestructura de Medición Avanzada</i>
AMR	: <i>Lectura Automática de Medición</i>
ELPU	: <i>Electro Puno S.A.A.</i>
ES	: <i>Estación Maestra</i>
RF	: <i>Radio Frecuencia</i>
SCE	: <i>Equipo de Comunicación en la Subestación</i>
IP	: <i>Protocolo de Internet</i>
GSM	: <i>Sistema Global para Móviles</i>
GPRS	: <i>Paquete General de Radio Servicio</i>
LCD	: <i>Pantalla de Cristal Líquido</i>
RCE	: <i>Equipo de comunicación remota y medición</i>
TCP	: <i>Protocolo de control transmisión</i>

RESUMEN

El presente proyecto de investigación tiene como objetivo desarrollar una propuesta para el consumidor que le permitirá disponer de una mejor información para conocer y poder negociar el precio del contrato y conseguir una reducción en el importe derivado del mismo. Los medidores inteligentes o Smart Meter es el principal elemento clave para ingresar al mundo de los sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI o Advanced Metering Infrastructure), relacionado en la actualidad con la medición de suministros de Energía Eléctrica, Gas y en un futuro puede extenderse a los suministros de agua. El uso de medidores inteligentes ha suscitado gran interés internacional por las muchas experiencias en Empresas Distribuidoras, en el tema de la Telemedición y Telegestión que han venido desarrollando en varios países de Europa EUA, atribuyéndoseles innumerables ventajas desde variados puntos de vista. Gracias a la tecnología de una Infraestructura de Medición Avanzada y al uso de Smart Meter (Medidores Inteligentes), el usuario se vuelve en parte activa, puede intercambiar información, regular su demanda, informarse en tiempo real sobre los precios y consumos, otro de los beneficios para las empresas de Distribución y Comercialización de la energía eléctrica es: lectura, conexión y desconexión remota, detección de fallas, gestión de la demanda distribuida, disminución de las pérdidas no técnicas y control de calidad para la compensación por fallas en los sistemas de distribución a los usuarios afectados. No solo basta con el simple reemplazo de conocidos medidores de energía convencionales (ya sea de inducción o electrónico-digitales), a su vez involucra también hacer modificaciones en la red de suministro que debería virar hacia una red más inteligente o Smart Grids.

Palabras Clave: Medidores Inteligentes, Infraestructura de Medición Avanzada, Smart Grid.

ABSTRACT

This research project aims to develop a proposal for the consumer that will allow you to have better information to know and negotiate the price of the contract and get a reduction in the amount derived from it. The Smart Meter or Smart Meter is the main key element to enter the world of Advanced Metering Infrastructure (AMI or Advanced Metering Infrastructure) systems, currently related to the measurement of supplies of Electric Power, Gas and in the future extend to water supplies. The use of smart meters has aroused great international interest in the many experiences in Distribution Companies, in the area of Telemetry and Telemangement that they have been developing in several countries in Europe USA, attributing numerous advantages to them from various points of view. Thanks to the technology of an Advanced Metering Infrastructure and the use of Smart Meters, the user becomes active, can exchange information, regulate their demand, be informed in real time about prices and consumptions, another of the Benefits for Distribution and Commercialization companies of electrical energy is: reading, connection and remote disconnection, fault detection, management of distributed demand, decrease of non-technical losses and quality control for compensation for failures in the systems of distribution to affected users. Not only is the simple replacement of known conventional energy meters (either induction or electronic-digital), in turn it also involves making changes in the supply network that should turn towards a smarter grid or Smart Grids.

Keywords: Smart Meters, Advanced Measurement Infrastructure, Smart Grid.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El medidor de energía eléctrica o contador eléctrico es el instrumento de medición, con fines comerciales, más difundido en el mundo. Se trata de un dispositivo que mide el consumo de energía eléctrica de un circuito o un servicio eléctrico.

Tendremos aspectos asociados con ciertos desafíos que conlleva a una implementación: el usuario pasara hacer un actor decisivo en las estrategias de cambio y su actitud ante temas sensibles como la privacidad en el manejo de datos que revelen sus hábitos de consumo. Más adelante, resumiré algunas de las soluciones tecnológicas con la aplicación de la Telemedición y Telegestión las cuales se encuentran actualmente disponibles para su implementación. Finalmente se desarrolla la comparación de las características técnicas de muchos de los medidores “Medidores Inteligentes (Smart Meter), o más propiamente dichos “Sistemas de Medición Inteligente” disponibles actualmente en el mercado. Con la implementación de este sistema se podrá realizar la medición de su consumo de manera remota y adicionalmente podrán tener acceso a toda la información relacionada con su consumo de energía eléctrica y los costos de la misma.

Capítulo I: Se describirá el planteamiento del Problema, los Objetivos planteados a los cuales se quiere llegar en el Proyecto de Investigación

Capítulo II: En el presente capítulo se desarrollará la revisión de literatura para dar a conocer los conceptos de Medidores Inteligentes, AMI, Smart Grids.

Capítulo III: En el presente capítulo se describirá la metodología de investigación científica, tipo, diseño, ubicación, técnicas e instrumentos.

Capítulo IV: En el presente capítulo se presentará el análisis de los resultados, en tablas o Gráficos según corresponda.

Capítulo V: En el presente capítulo se darán a conocer las conclusiones obtenidas de acuerdo al estudio realizado.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La Telemedición es la medición remota de consumos de la energía eléctrica que tiene cualquier instalación de electricidad, con el fin de llevar acciones de gestiones y ahorro de energía. Tradicionalmente esta, medición se hace de un personal presencial que las Empresas de Distribución Subcontratan (Servicio) para realizar dicha acción, dado que en la actualidad los medidores de energía aún siguen siendo digitales y, no cuenta con un modem o chip que envíe los datos de consumo registrados. Sin embargo, es posible monitorizar los consumos de electricidad si los medidores son Smart Meter poseen un modem o un chip. De esta manera permite realizar una Telemedición remota. Esto permite llevar a cabo acciones de seguimiento, gestión y ahorro de energía sobre los consumos de la instalación.

Los medidores Inteligentes o Smart Meter es el principal elemento clave para ingresar al mundo de los sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI o Advanced Metering Infrastructure), relacionado en la actualidad con la medición de los suministros de Energía Eléctrica, Gas y en un futuro puede extenderse a los suministros de agua.

El uso de medidores inteligentes ha suscitado gran interés internacional por las muchas experiencias de Empresas Distribuidoras, en el tema de la Telemedición y Telegestión que han venido desarrollando en varios países de Europa, EUA, atribuyéndoseles innumerables ventajas desde variados puntos de vista.

La Infraestructura Avanzada de medición (AMI) es una tecnología habilitadora que permite incrementar la eficiencia en el proceso de distribución de las empresas eléctricas, las comunicaciones, los sistemas asociados con la distribución de energía. La infraestructura AMI

permite la configuración de medidores inteligentes, manejo de tarifas dinámicas, monitoreo de calidad de la energía, control de carga y reducción de pérdidas.

Lamentablemente la actual estructura del sector eléctrico peruano, los clientes de las empresas encargadas de la Distribución y Comercialización de la Energía no pueden participar de una manera activa, ya que desconocen su consumo en tiempo real.

Tendremos aspectos asociados con ciertos desafíos que conlleva a una implementación: el usuario pasara hacer un actor decisivo en las estrategias de cambio y su actitud ante temas sensibles como la privacidad en el manejo de datos que revelen sus hábitos de consumo. Más adelante, resumiré algunas de las soluciones tecnológicas con la aplicación de la Telemedición y Telegestión las cuales se encuentran actualmente disponibles para su implementación. Finalmente se desarrolla la comparación de las características técnicas de muchos medidores “Medidores Inteligentes (Smart Meter), o más propiamente dichos “Sistemas de Medición Inteligente” disponibles actualmente en el mercado.

Gracias a la tecnología de Sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada y al uso de Smart Meter (Medidores Inteligentes), el usuario se vuelve en parte activa, puede intercambiar información, regular su demanda, informarse en tiempo real sobre precios y consumos, otro de los beneficios para las empresas de Distribución y Comercialización de la energía eléctrica es: lectura, conexión y desconexión remota, detección de fallas, gestión de la demanda distribuida, disminución de las pérdidas no técnicas y control de calidad para la compensación por fallas en los sistemas de distribución a los usuarios afectados.

No solo basta con el simple reemplazo de los viejos y conocidos medidores de energía convencionales (ya sea de inducción o electrónico-digitales), a su vez involucra también hacer modificaciones en la red de suministro que debería virar hacia una Red más Inteligente o Smart Grids.

La medición, es un proceso clave de los sistemas de energía eléctrica que permite, a las empresas prestadoras del servicio, cuantificar la cantidad de energía que se genera, transmite,

distribuye y se factura. El proceso tradicional de medición en el Perú es periódico y genera valores acumulados (mensualmente) los cuales únicamente indican la cantidad de energía consumida, pero que no proporcionan la suficiente información de la misma, ni de los niveles de Carga en tiempo real de los clientes, particularmente de los clientes cuyo consumo de energía es en Baja Tensión, ni permite tener el control de los consumos ni acciones de reacción inmediata en presencia de eventos que perturban la operación de la red.

Ni las empresas de comercialización de energía, ni los usuarios que la consumen, tienen información suficiente, ni datos sobre los flujos de energía en los nodos de la red de distribución, ni en las cargas de los consumidores lo que se traduce en falta de herramientas eficaces para hacer frente a desafíos que presenta el control eficiente de la red de distribución en condiciones de operación normal o en presencia de perturbaciones. Las empresas eléctricas tampoco cuentan con herramientas para cuantificar eficientemente las pérdidas de origen técnico y no técnico.

Más que tecnología la Infraestructura de Medida Avanzada (AMI) o medición inteligente es un paradigma de desarrollo tecnológico, el cual quiere potenciar el desempeño del sistema eléctrico y del suministro de electricidad a partir de las posibilidades que brinda las TIC (medición y gestión inteligente).

1.1.1. PROBLEMA GENERAL.

¿De qué manera la Gestión Mediante Telemedición Y Telegestión optimizara La Distribución Y Comercialización De La Energía Eléctrica Para Clientes Residenciales E Industriales En La Región De Puno?

1.1.2. PROBLEMAS ESPECIFICOS.

- ¿Cómo ayudara a optimizar el tiempo de corte y reconexión remota teniendo gestión en los medidores de energía eléctrica, en las empresas eléctricas de Distribución?
- ¿Cómo beneficiara a tener una mejor confiabilidad de la medición, para disminuir reclamos por error de lectura del consumo eléctrico mensual?

1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.

El sector eléctrico peruano, hoy en día el modelo de medición y facturación del consumo de la energía eléctrica convencional, se caracteriza por el uso obsoleto de medidores electrónicos o medidores electromecánicos. En las últimas décadas diferentes sistemas de medida más avanzados han comenzado abrirse paso con mayor o menor extensión.

1.2.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Actualmente la tecnología está avanzando a grandes pasos y el Perú no puede quedarse ajeno a estos nuevos avances tecnológicos, los cuales serán beneficiosos para las Empresas Distribuidoras como para los Usuarios.

Ya que estas tecnologías se están aplicando en muchos países Europeos como España, Italia, etc. Con grandes inversiones económicas y así mejorando sus sistemas de Distribución y mejorando la calidad de atención y la calidad de servicio a sus usuarios.

Tendremos una mejor calidad de servicio, mejor calidad de entendimiento del consumo de la energía eléctrica.

1.2.2 JUSTIFICACIÓN SOCIAL

El impacto social, será un cambio drástico para los clientes residenciales e industriales, ya que estamos acostumbrados a los convencionales métodos de facturación, reclamos, cortes y reconexión. Este cambio radical generará una nueva adaptación, percepción y experiencia con las nuevas tecnologías que hoy en día se está aplicando. La Usuarios deberán participar en charlas de introducción, capacitación y explicación de estas nuevas Tecnologías para que puedan comprender el funcionamiento de la Telegestión y las Tecnologías Smart: Smart Meter y Smart Grid y AMI.

1.2.3 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

Los impactos económicos serán considerables para las empresas de distribución, ya que la inversión para virar a este tipo de tecnología es costosa, pero con el tiempo se podrá recuperar la inversión de dicha tecnología, ya que ahorrara el uso de Contratistas encargas de la Toma de Lectura y Facturación, también las empresas podrán detectar el Hurto, Fraude y perdidas de la energía las que generan grandes pérdidas económicas a las empresas.

Con respecto a los usuarios los impactos económicos serán más beneficiosos, ya que los usuarios podrán controlar su consumo y así regular y ahorra los costos de la energía que consumen.

1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1 OBJETIVOS GENERALES

Gestionar mediante Telemedición y Telegestión la optimización en la Distribución y Comercialización de la energía eléctrica para clientes residenciales e industriales en la región de Puno.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Optimizar el tiempo de suspensión y reconexión remota utilizando Medidores Inteligentes aplicando la Telegestión la energía eléctrica, y así reducir molestias a los usuarios por parte de la empresa distribuidora.
- Usar Medidores Inteligentes Telegestionados, ayudará a la Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica, eliminar los costos por errores de lectura y detectará de manera inmediata el intento de manipulación de la media registrada de la energía.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Hoy en día la necesidad por parte de las empresas de distribución y comercialización de la energía eléctrica, de contar con la precisión y disponibilidad de la medida para los requerimientos de información por parte de los usuarios y de la complejidad de la operación de las redes eléctricas se ha traducido en limitaciones técnicas que hoy en día están presentes.

- Según (Zegarra, 2017) en su Tesis titula: ANALISIS DE NUEVO SISTEMA DE MEDICIÓN CENTRALIZADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON MEDIDORES INTELIGENTES EN ÁREA DE LA REGIÓN AREQUIPA; Concluye: que para ser consistente con los análisis realizados hasta ahora y comparando con los resultados obtenidos en los últimos años, se percibe que el costo de implementar y operar nuevos sistemas de medición, junto con análisis de los beneficios que pudieran percibirse tanto por parte de la empresa distribuidora como de los usuarios son positivos. Además, se ha realizado un análisis de largo plazo, con el fin de estimar en qué medida la respuesta de los clientes ante nuevos estímulos podría afectar la operación del mercado eléctrico. En particular, se estudió la variación que se podría observar en los niveles de precio, costos y descuentos que se podría considerar ya que se realiza trabajos de forma remota, ingresos. Las redes inteligentes en general son un conjunto de tecnologías que permiten una nueva forma de operación de los sistemas eléctricos, empezando desde la distribución, transmisión y generación.
- Para (Vasquez, 2017) en su Investigación titula: ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE REDES INTELIGENTES (SMART GRIDS) EN

EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO; Concluyen: que en la actualidad con una concordancia con el interés del Gobierno ha considerado la necesidad de investigar la aplicación de la Redes Eléctricas Inteligentes (REI) en el Perú, se viene impulsando un estudio que efectuó un diagnóstico de la situación actual del sistemas eléctrico peruano, en relación con la utilización de dicha tecnología .Cabe indicar que como organismo regulador le corresponde promover, a través de las tarifas, u otras medidas regulatorias, el uso de medios y tecnologías que permiten el desarrollo.

- Según (Heredia, 2013) en su Tesis titula: DESARROLLO DE UNA GUÍA ENFOCADA A MEDIDORES DE ENERGÍA Y CONEXIONES DE MEDIDORES; Concluye: que los diferentes tipos de medidores comercialmente más usados por las diversas empresas prestadoras del servicio, y a su vez delimitan los fundamentos teóricos que conllevan a una mejor selección del instrumento de medida. En los sectores residenciales, la utilización de medidores de lectura directa, está directamente relacionada con los electrodomésticos y la iluminación de las viviendas de los usuarios, lo cual se traduce en la reducción significativa de los costos del equipo de medida.
- Según (Escandon, 2015) en su Tesis titula: PLAN DE COMERCIALIZACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN Y GESTIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON TERMINALES DE COMUNICACIÓN INALÁMBRICA; Concluye: uno de los puntos clave para lograr la eficiencia energética, no es solo que exista un plan de ahorro de energía o procesos dirigidos a ello, si no contar con un sistema que permita visualizar la situación actual para tomar las medidas necesarias y validar las acciones ejecutadas, dentro de un proceso continuo de planificación, ejecución, verificación y revisión. Dicho sistema involucra, evidentemente

tecnologías que permitan obtener información y tratarla con el fin de tomar las medidas necesarias que podrían desembocar en nuevos procesos de producción y consumo en función de la eficiencia. El crecimiento del producto en el mercado dependerá de brindar un servicio posventa de calidad, mismo que debe ser controlado mediante índices de atención y satisfacción de clientes. El análisis financiero nos revela que la tasa interna de retorno es superior a la tasa de oportunidad, por tanto el proyecto es económicamente conveniente, con una recuperación de inversión inicial al quinto año.

- Según (Malagón Sáenz & Chala Jimenez, 2017) en su Tesis titula: ANÁLISIS COSTO BENEFICIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE 100.000 MEDIDORES INTELIGENTES DE ENERGÍA ELECTRICA EN EDIFICIOS MULTIFAMILIARES; Concluyen: que la principal ventaja de las redes eléctricas inteligentes se ubican en la optimización de las necesidades del usuario, si bien en el presente trabajo se hace referencia a los medidores inteligentes y medidores convencionales, estos últimos se han venido usando hace muchos años. Incluyendo los beneficios y costos en los que incurre para estos dos tipos de medidores. Es decir para ellos lo principal es sustituir los medidores tradicionales de medición electrónica y electromecánica. Es decir, que su ellos proponen identificar los factores claves para la implementación de los medidores Inteligentes y así determinar la capacidad del proyecto.
- Según (Ruiz, 2015) en su Tesis titula: INTEROPERABILIDAD ENTRE MEDIDORES INTELIGENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA RESIDENCIAL; Concluye: Que el principal problema a resolver es la propiedad que presenta cada fabricante sobre sus equipos, es decir los medidores General Electric, Itron, Elster y otros no permiten interoperar con otros equipos o concentradores de distinto

fabricante. Para poder resolver el problema se toman las señales digitalizadas y almacenadas permitiendo el intercambio de información sin importar el software o hardware del propietario. Analizo también los beneficios de las telecomunicaciones tanto para las empresas eléctricas como para los consumidores, para una medición inteligente indicando los tipos de redes de datos que se involucran en las comunicaciones al igual que las tecnologías que son utilizadas en los medios de transmisión, considerando los protocolos y normativas que permiten la transmisión de información entre medidores eléctricos inteligentes y concentradores.

2.2 SUSTENTO TEÓRICO

2.2.1 CONCEPTO GENERAL DE UN MEDIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Un medidor de energía eléctrica es el conjunto de elementos electromecánicos o electrónicos que se utilizan para medir el consumo de energía, tanto activa como reactiva y en algunos casos su demanda máxima. En otras palabras, es un instrumento destinado a medir la energía mediante la integración de la potencia activa o reactiva en función del tiempo. (Heredia, 2013)

El Medidor de energía Eléctrica consta de dos partes:

- **Caja principal o verificadora:** Es donde se encuentra el mecanismo del medidor, compuesta por: bobina de tensión, bobina de corriente, el disco giratorio y el numerador.
- **Caja de conexiones o bornera:** Como lo indica su nombre es donde se realizan las conexiones del medidor.

2.2.2 ORIGEN DE LOS MEDIDORES

La necesidad de cobrar a los ciudadanos por el uso de suministros básicos se

remonta a la antigua Roma, debido a que al principio se distribuía el agua de forma gratuita, los ciudadanos no aprovechaban de manera eficiente y el agua se desperdiciaba de ahí que las autoridades deciden cobrar por usarla y por igual a todos los habitantes.

A finales del siglo XIX, la electricidad se empezó a usar de forma práctica y a estudiarse formalmente y los principios de la electricidad se empezaron a comprender gradualmente:

- En 1820, Hans Christian Orsted descubrió que la corriente eléctrica crea un campo magnético.
- En 1879, Thomas Edison invento el foco eléctrico.
- En 1882 Thomas Edison encendió el primer sistema de distribución de energía eléctrica en el mundo.
- En 1888, George Westinghouse y Oliver Challenger desarrollan el medidor de energía eléctrica.

El medidor de energía, es un instrumento utilizado para la medida del consumo de energía. Existen varios tipos de medidores dependiendo de su construcción, tipo de energía que mide, clase de precisión y conexión a la red eléctrica. (Heredia, 2013)

Los medidores de electricidad reciben el nombre de vatímetro, ya que estos miden los vatios por hora (Wh) consumidos, y miden el consumo de energía eléctrica de un circuito o de un servicio eléctrico. (Ecoserveis, 2013)

En la actualidad, conviven los antiguos modelos analógicos – que indican la energía empleada a través de movimientos de un disco giratorio – con los modernos equipos digitales – que informan mediante una señal luminosa. (Ecoserveis, 2013)

En el presente capítulo, se realizará el estudio y análisis de los tipos de medidores que son empleados por empresas distribuidoras de energía eléctrica nacional e internacional. Así mismo se realizará un estudio de la tecnología que tradicionalmente se ha utilizado

para la medición y facturación de energía eléctrica a los usuarios residenciales y clientes industriales. Se desarrollará la revisión de literatura para dar a conocer los conceptos básicos sobre Medidores Inteligentes, Infraestructura de Medición Avanzada, Smart Grid.

A continuación, un estudio de línea de tiempo sobre la evolución de los convencionales Medidores de Energía Eléctrica.

Figura N° 2.1: Línea de tiempo de los Medidores de Energía Eléctrica.



Fuente: (Zegarra, 2017)

2.2.3 OPERACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS MEDIDORES

El funcionamiento de un medidor electromecánico utiliza dos juegos de bobinas que producen campos magnéticos; estos campos actúan sobre un disco, (por lo general suelen ser aluminio, que es un conductor no magnético en donde se producen las corrientes parásitas). La acción producida por las bobinas de corriente sobre el campo magnético de las bobinas de voltaje y la acción de las corrientes parásitas producidas por las bobinas de voltaje sobre el campo magnético de las bobinas de corriente dan un resultado vectorial tal, que produce un par de giros sobre el disco. El giro es proporcional a la potencia consumida por el circuito. Otra de las funciones del Vatímetro, medidor eléctrico o medidor de consumo eléctrico, es la de medir el consumo de energía eléctrica de un circuito o un servicio eléctrico, siendo este su objetivo principal. Para su operación por lo general están configurados y calibrados en unidades de facturación comerciales, siendo la más común el kilovatio-hora (kWh).

Otro aspecto para la operación y funcionamiento de los medidores de energía es que deben de ser configurados y calibrados para distintos tipos de mediciones como por ejemplo: tensiones de referencia, la frecuencia nominal, la corriente básica, la corriente nominal, la corriente máxima, la clase de exactitud, el número de fases, el número de hilos, el número de elementos y cargabilidad.

2.2.3.1 Diagrama de Funcionamiento: Medidores Inducción ó Electromecánicos

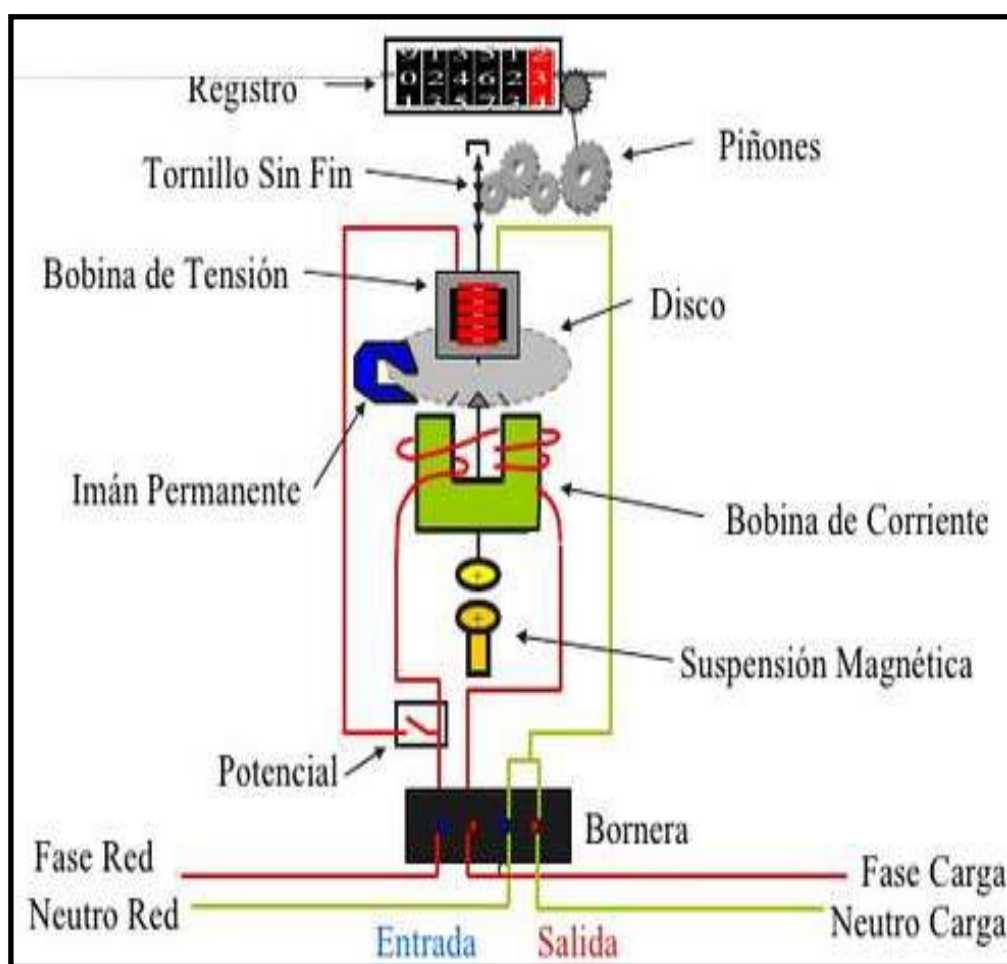
Los medidores de inducción o electromecánicos, utilizan dos juegos de bobinas que producen campos magnéticos; estos campos actúan sobre un disco conductor magnético en donde se producen corrientes parásitas.

El principio de funcionamiento es el de un par motor. Si la bobina de corriente es recorrida por una corriente y la bobina de tensión alimentada por una tensión, se crea un campo magnético. En este campo se encuentra un disco con eje soportado en unos

cojinetes; la velocidad de disco va de acuerdo a la magnitud de la carga que se encuentre conectada. El eje tiene un sinfín que hace contacto con un piñón y este a su vez, se conecta con otros hasta llegar al numerador o registro; es un sistema de transmisión mecánica.

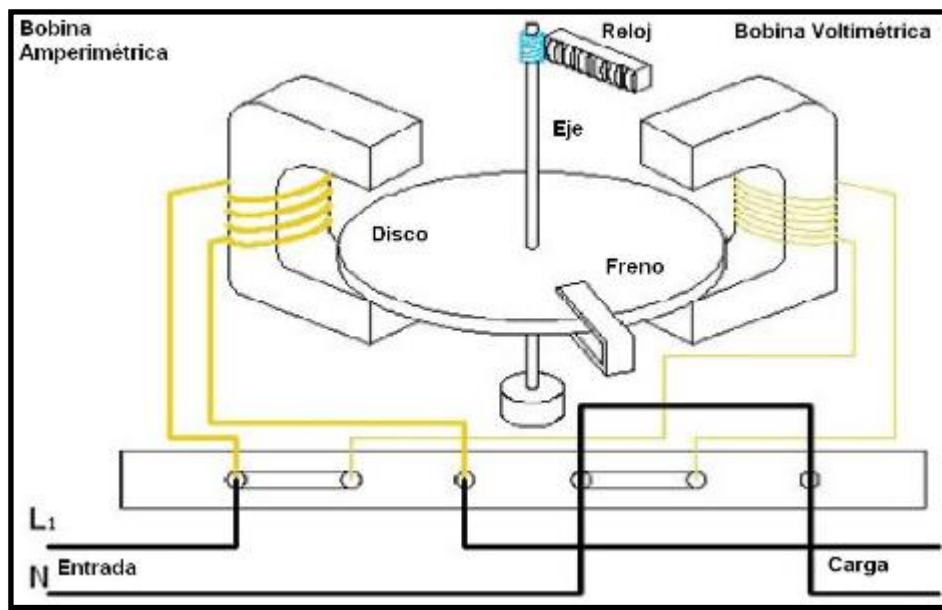
El numerador por lo general posee 5 dígitos y algunos un dígito adicional que corresponde a los decimales; el fabricante deberá de indicar la integración con la viena cada medidor, cuantos giros tiene que dar para integrar un kWh. La constante normalizada se da en kh, la cual está dada en Wh por revolución.

Figura N° 2.2: Componentes de un medidor Electromecánico.



Fuente: (Idrovo & Reinoso, 2012)

Figura N° 2.3: Diagrama de funcionamiento de una Medidor Electromecánico.

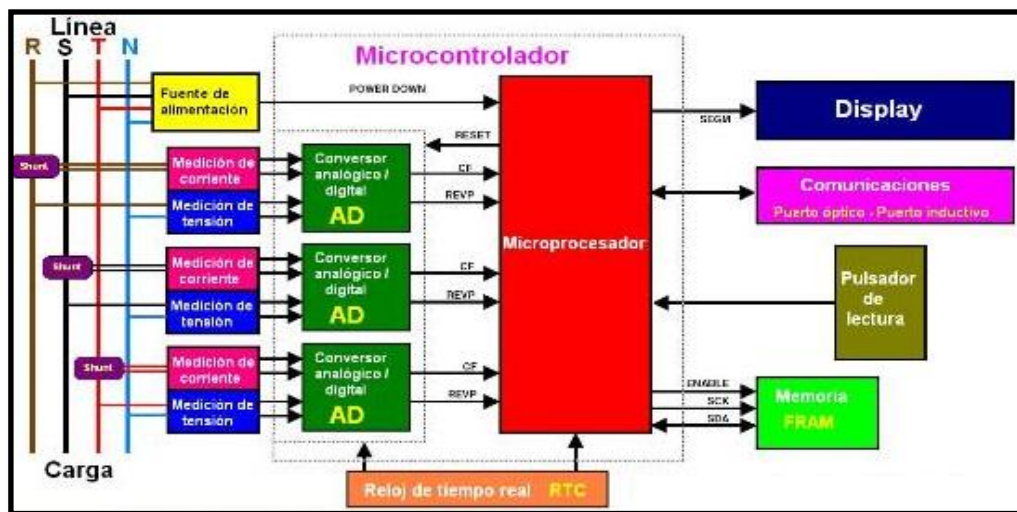


Fuente: (Idrovo & Reinoso, 2012)

2.2.3.2 Diagrama de Medidor Estático ó Electrónico

El medidor estático o electrónico, cuenta con un procesador que se encarga de convertir los datos analógicos de corriente y tensión recibidos a una señal digital, calculando la potencia consumida por el cliente.

Figura N° 2.4: Diagrama de Funcionamiento de Medidor Electrónico Trifásico.



Fuente: (Endesa, 2011)

2.2.4 CARACTERÍSTICAS Y PARTES DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las características y partes de los medidores de energía, deben de contar con ciertas características técnicas, funcionales y constructivas que deben de tener las distintas partes de los medidores de energía. Por otra parte, los medidores serán diseñados y fabricados según su campo de aplicación correspondiente y deberán responder a los requerimientos de las especificaciones solicitadas por las empresas. Los materiales deben de ser de una calidad, para poder asegurar que el equipo completo cumpla con los requisitos de funcionamiento continuo durante todo el periodo de vida útil. Y así lograr la confiabilidad del equipo, además las empresas podrán pedir una documentación que certifique lo solicitado. En el caso de una manipulación en el medidor por terceros, deberá quedar alguna evidencia visual de esta situación a través de la violación de los sellos o daños visibles al medidor. (Endesa, 2011)

2.2.4.1 PRINCIPALES PARTES DE LOS MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.2.4.1.1. Base

La base de los medidores por lo general deberá estar construida con alguno de los siguientes materiales: plástico duro moldeado, policarbonato, laminado, fenol, metal. Si la base es metálica deberá de llevar un dispositivo que permita la conexión a tierra. Además, independiente del material utilizado, la base deberá contar con elementos para su fijación. (Endesa, 2011)

Figura N° 2.5: Base de medidor.

Fuente: (Endesa, 2011)

2.2.4.1.2. Cubierta

Los medidores podrán ser herméticos (encapsulados), según lo solicite la distribuidora. Los materiales para la construcción de la cubierta deberán ser fabricados de policarbonato o vidrio, esta podrá ser completamente transparente u opaca, la cubierta deberá de cumplir la los ensayos de influencia climática indicados en la Norma IEC 62052 o por las indicadas por la legislación vigente del país, se debe de permitir la mínima ventilación del medidor, de modo que no actué como concentrador de calor. (Endesa, 2011)

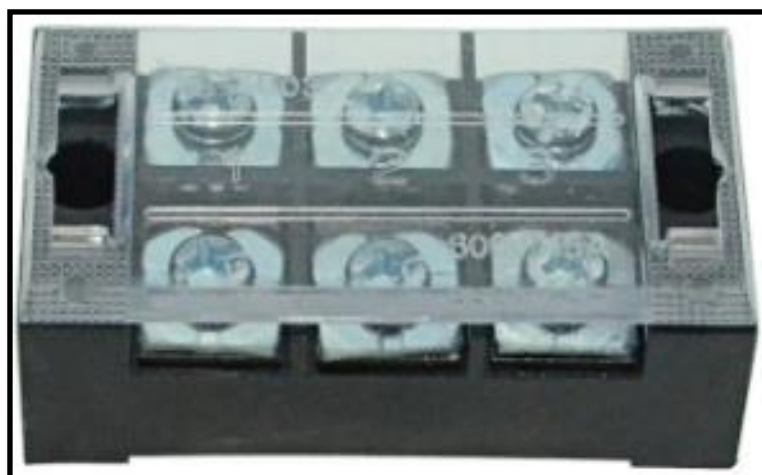
Figura N° 2.6: Cubierta de policarbonato del Medidor.

Fuente: (Ruiz, 2015)

2.2.4.1.3. Block Terminal

La conexión de los medidores se realiza por la parte inferior del equipo. El diámetro de los bornes de conexión deberá estar de acuerdo a la corriente máxima de operación del medidor, permitiendo la conexión de conductores desde 4mm^2 a 35mm^2 . (Endesa, 2011)

Por último, la tapa debe de estar ajustada a la base de modo a impedir la entrada de insectos, polvo humedad y así no permitir el fraude por la introducción de elementos extraños. (Endesa, 2011)

Figura N° 2.7: Block Terminal de Medidor Trifásico.

Fuente: (Ruiz, 2015)

2.2.4.1.4. Registrador

El registrador en los medidores será preferentemente ciclómetro. Para los medidores de características especiales, tales como tarifa horaria y medición de Energía activa/reactiva, el registrador será de display tipo LCD. (Endesa, 2011)

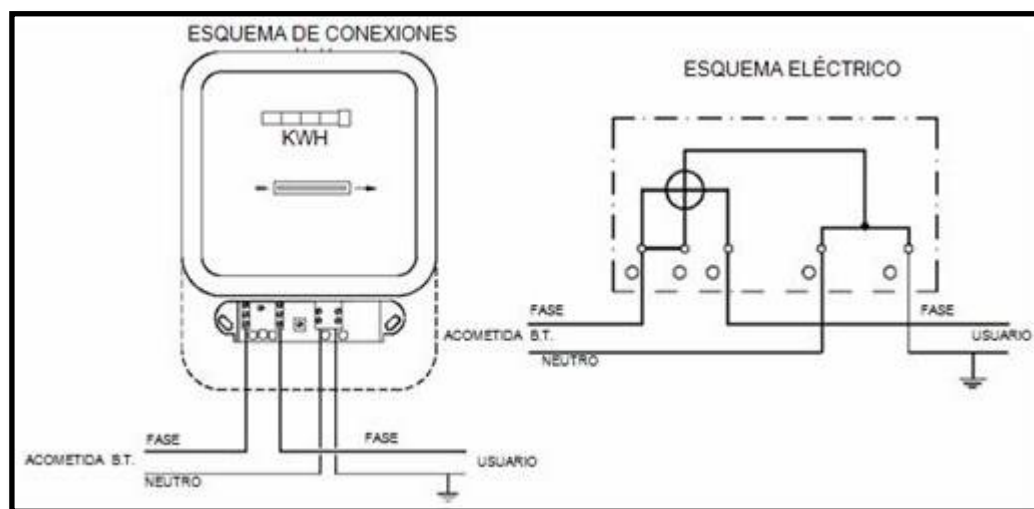
Figura N° 2.8: Registrador de Medidor.

Elaboración Propia

2.2.4.1.5. Diagramas de Conexiones

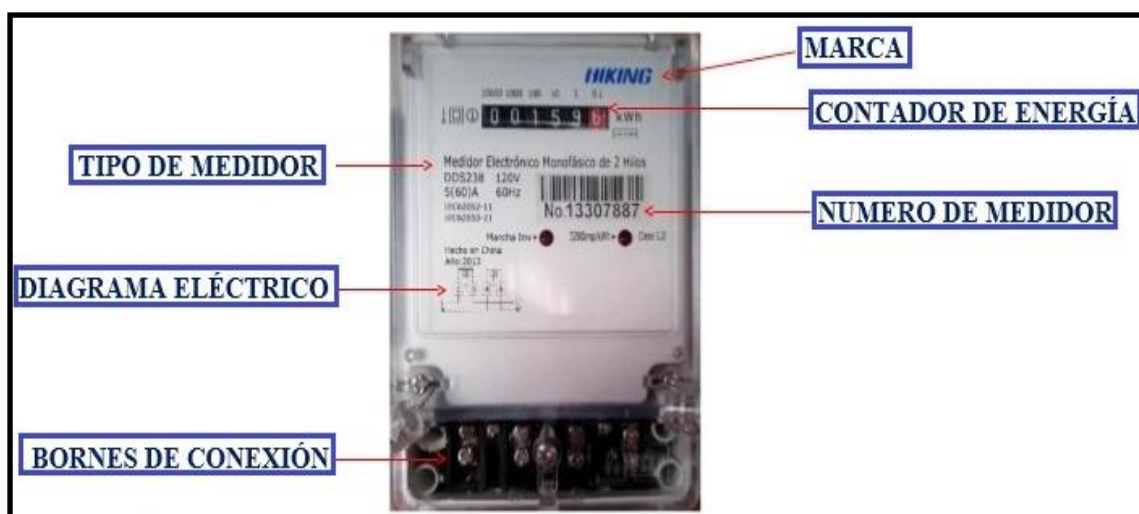
Se deberá incorporar un diagrama de conexiones, al reverso de la tapa de terminales o en la placa de características. El diagrama de conexión deberá estar de acuerdo al estándar o simbología propio del país o del cliente. Los terminales se deberán incluir en el diagrama de conexión.

Figura N° 2.9: Diagrama de Conexión del Medidor.



Elaboración Propia

Figura N° 2.10: Parte Generales del Medidor de energía.



Elaboración Propia

2.2.5 CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.2.5.1 Según su Construcción

2.2.5.1.1. Medidores Electromecánicos

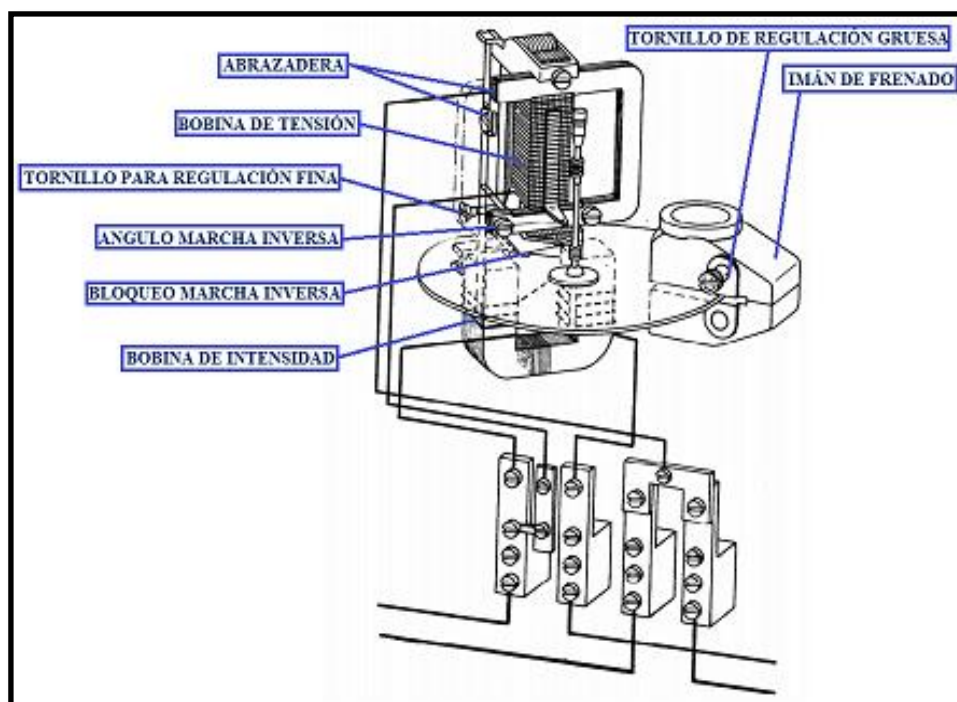
También conocidos como medidores de Inducción, compuesto por un conversor electromecánico (básicamente un vatímetro con su sistema móvil de giro libre), que actúa sobre un disco, cuya velocidad de giro es proporcional a la potencia demandada, provisto de un dispositivo integrador. Los medidores electromecánicos permiten distinguir entre periodos horarios, sin embargo la utilidad de la información que proveen es bastante limitada, por ellos los medidores electromecánicos son capaces de medir solo el consumo de energía, tampoco pueden controlar la potencia que suministran.

Actualmente en el la Región de Puno, a un se tiene es tipo de medidores, pero en un pequeño porcentaje en las zonas rurales y algunos distritos, estos medidores se encuentran en un 10% de la región, estos medidores se toman lectura mensualmente y mensualmente.

Figura N° 2.11: Medidor Electromecánico.



Fuente: (Nansen, 2012)

Figura N° 2.12: Partes Internas del Medidor Electromecánico.

Elaboración Propia

2.2.5.1.2. Medidores Electrónicos

Los medidores electrónicos su medición de la energía y el registro se realizan por medio de un proceso analógico – digital (sistema totalmente electrónico) utilizando un microprocesador y memorias. A su vez, de acuerdo a las facilidades implementadas. (Gerencia de Fiscalización Eléctrica, 2011).

Estos medidores se clasifican como:

- **Medidores de demanda:** Miden y almacenan la energía total y una única demanda en las 24 hrs. (un solo periodo, una sola tarifa).(Gerencia de Fiscalización Eléctrica, 2011)
- **Medidores Multitarifa:** Miden y almacenan energía y demanda en diferentes tramos de tiempo de las 24 hrs., a los que le corresponden diferentes tarifas (cuadrantes múltiples). Pueden registrar también la energía reactiva, factor de

potencia y parámetros especiales adicionales. (Gerencia de Fiscalización Eléctrica, 2011)

En la región de Puno se viene utilizando este tipo de medidores Electrónicos, actualmente se cuenta con un 90% de medidores electrónicos en la marca STAR en el modelo DDS26B la región de Puno y distritos.

Figura N° 2.13: Medidor Electrónico Marca STAR modelo DDS26B.



Fuente: *Star.com*

2.2.5.2 Según el Tipo de Características Metrológicas

El tipo de servicio de una instalación eléctrica estará relacionado con el número de fases y el número de hilos de una acometida eléctrica. Los tipos de servicios considerados serán explicados:

- **Servicio Monofásico bifilar:** Corresponde a una instalación eléctrica en la cual las acometidas están conformadas por un conductor correspondiente a la fase y un conductor correspondiente a neutro la fase y el neutro pueden provenir de un transformador de distribución monofásico o trifásico.

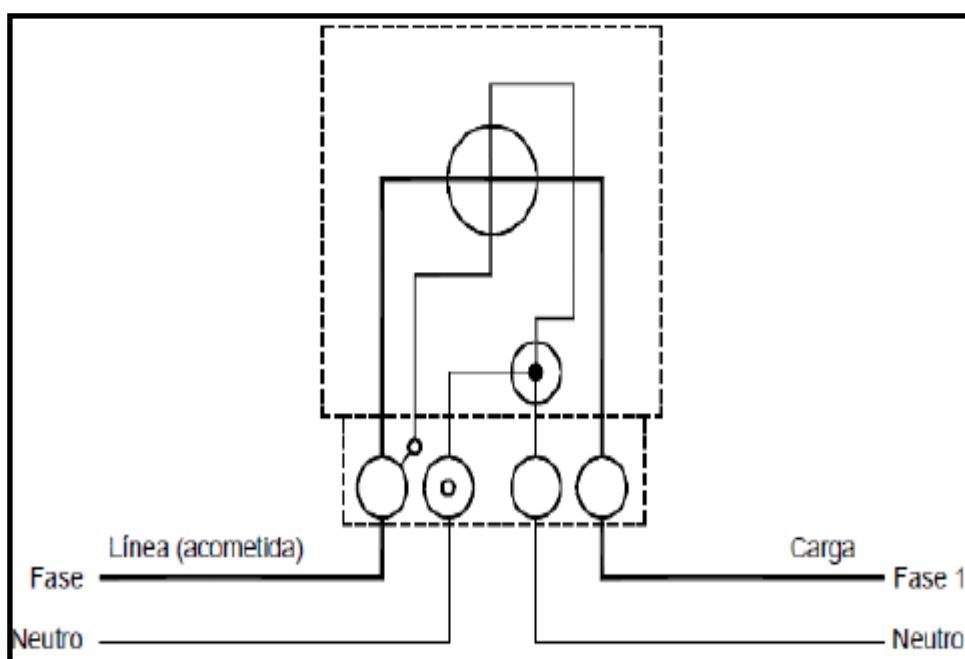
Es el medidor usado más frecuente en las instalaciones residenciales está compuesto por una bobina de tensión y una de corriente. Su capacidad esta normalmente entre 15 A y 60 A. (Heredia, 2013)

Figura N° 2.14: Medidor Monofásico bifilar Modelo SC-MR.



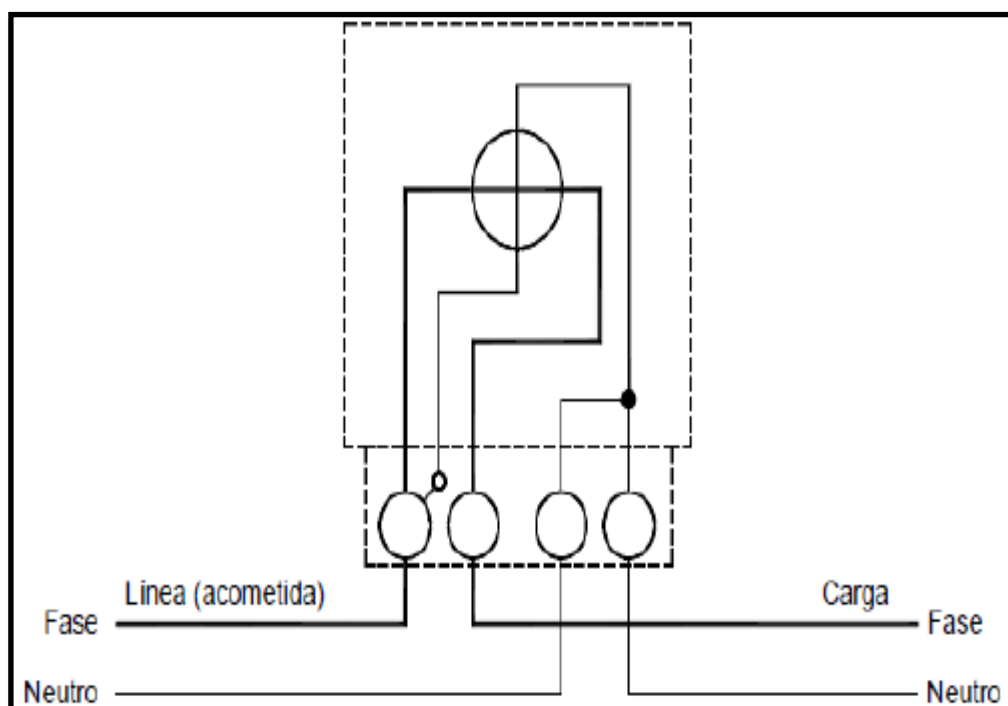
Fuente: *emelcesa.com*

Figura N° 2.15: Medidor Monofásico bifilar Conexión simétrica.



Fuente: (Heredia, 2013)

Figura N° 2.16: Medidor Monofásico bifilar Conexión asimétrica.



Fuente: (Heredia, 2013)

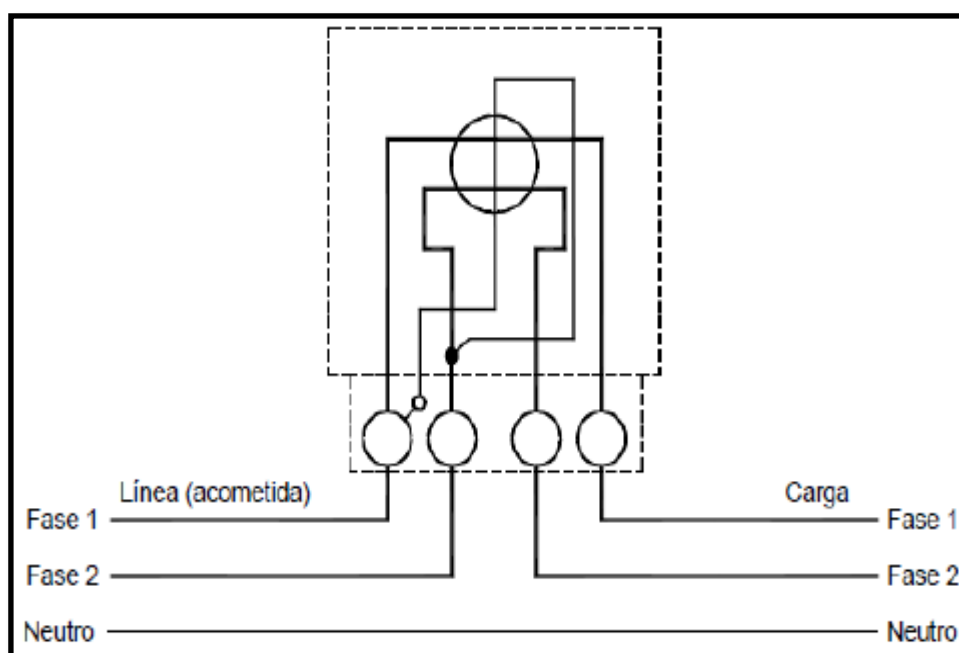
- **Servicio Monofásico trifilar:** Corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por dos conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro provenientes de un transformador de distribución monofásico. El medidor estará compuesto por dos bobinas de tensión y dos bobinas de corriente. Su uso frecuente es para medición de energía consumida por aparatos que funcionan a 220 V, principalmente en zonas residenciales y rurales. (Heredia, 2013)

Figura N° 2.17: Medidor Monofásico Trifilar modelo DDS666.



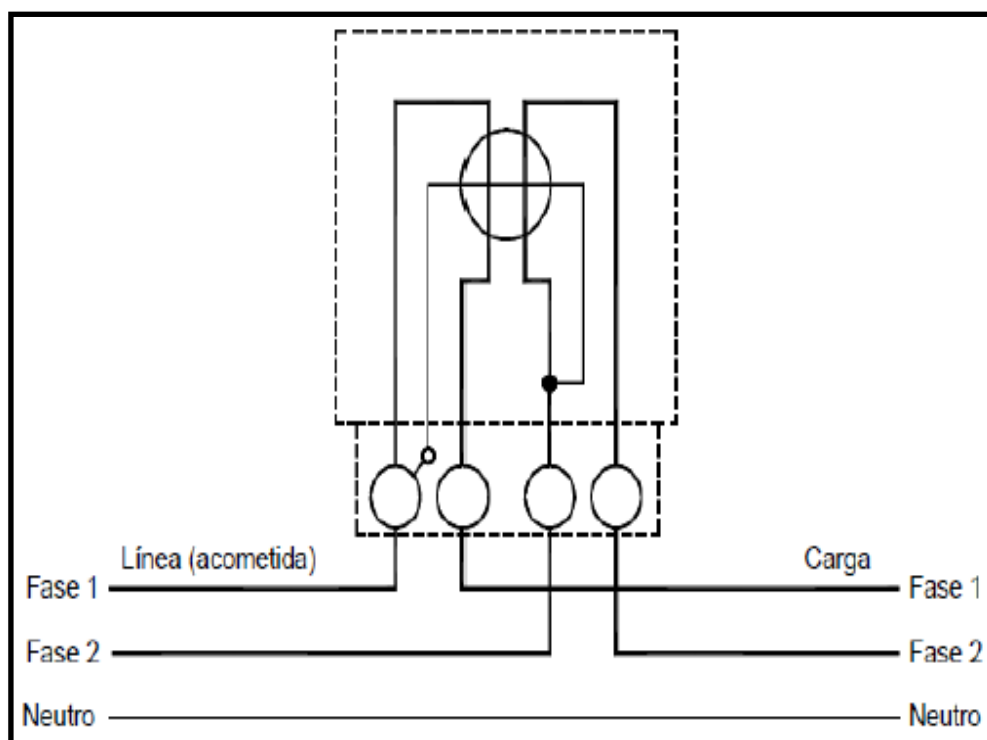
Fuente: (Heredia, 2013)

Figura N° 2.18: Medidor Monofásico Trifilar conexión simétrica.



Fuente: (Heredia, 2013)

Figura N° 2. 19: Medidor Monofásico Trifilar conexión asimétrica.



Fuente: (Heredia, 2013)

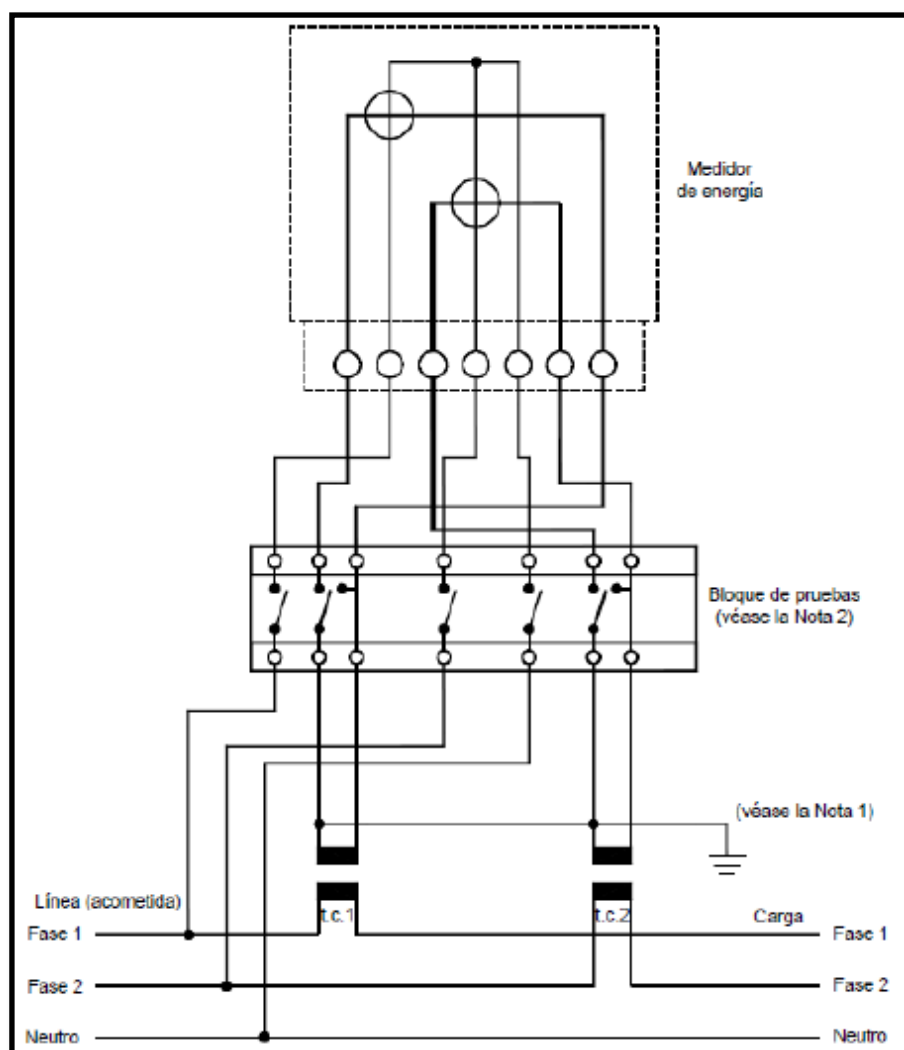
- **Servicio Trifásico trifilar:** Corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por tres conductores correspondientes a las fases provenientes de un transformador de potencia Trifásico.

Figura N° 2. 20: Medidor Trifásico trifilar marca Inelca modelo EMM12.



Fuente: (Heredia, 2013)

Figura N° 2.21: Medidor Trifásico trifilar esquema de conexión.



Fuente: (Heredia, 2013)

- **Servicio Trifásico Tetrafilar:** Corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por tres conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro de un transformador de distribución Trifásico.

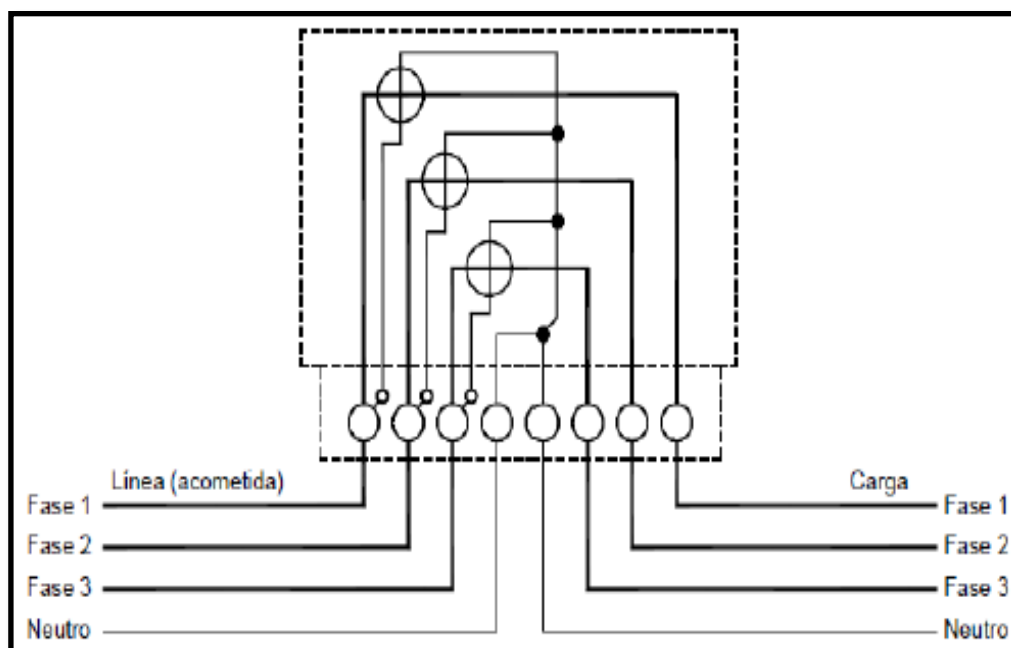
El medidor trifásico Tetrafilar está compuesto por tres bobinas de tensión y tres bobinas de corriente. Su función es de medir la energía consumida por aparatos que requieran funcionar con tres fases de 220/380 V, como por motores de más de 10 HP. (Heredia, 2013)

Figura N° 2.22: Medidor Trifásico Tetrafilar Elster modelo A1100.

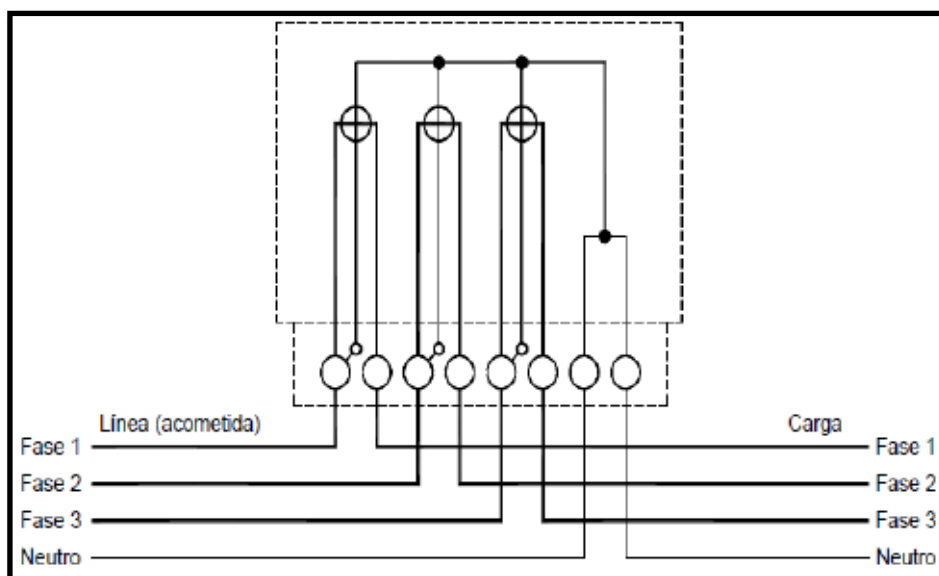


Fuente: (Heredia, 2013)

Figura N° 2.23: Medidor Trifásico Tetrafilar, conexión simétrica



Fuente: (Heredia, 2013)

Figura N° 2. 24: Medidor Trifásico Tetrafilar, conexión asimétrica.

Fuente: (Heredia, 2013)

2.2.5.3 De Acuerdo a la Energía que Miden

2.2.5.3.1. Medidores de Energía Activa

Los medidores de energía activa en kilovatios – hora. (Técnica, 2014)

2.2.5.3.2. Medidores de Energía Reactiva

Miden el consumo de energía reactiva en kilovares – hora. La energía reactiva se mide con medidores electrónicos que miden tanto la energía activa como la energía reactiva. (Técnica, 2014)

2.2.5.4 Según la Precisión de Medida

Medidores clase 0.2:

Este tipo de medidores se utilizan para medir la energía activa suministrada en un punto de frontera con otras empresas eléctricas o grandes consumidores alimentados a partir de 138 kV. Otra de las funciones de los medidores es la de garantizar que el error se encuentre entre más o menos el 0.2%.

Tabla N° 21: Características Principales de Medidores de Clase 0.2

Descripción	Requerimiento
Norma de Fabricación	NTC 4052, IEC 687, IEC 1036
Clase de Exactitud	0.2
Número de Hilos	3 ó 2 secundarios
Frecuencia de Referencia	60 Hz
Corriente básica de operación	5 (A)
Corriente máxima de operación (Imax)	15 A
Número de Bobinas de elementos	2 ó 3
Tipo de Mecanismo del Registrador	Electrónico
Tipo de Lectura del Registrador	5 enteros 2 decimal
Unidad principal de Lectura	kWh y kVARh
Materiales de los Terminales	Bimetálicos
Principio de Funcionamiento	Señales Digitales
Pérdidas Totales	<0.8
Curvas de error adjuntadas por factor de potencia 1 y 0.5	Si
Código de barras	Serial y año de Fabricación
Máxima temperatura que soporta	85° C componentes electrónicos
Peso Neto del Medidor	2 kg

Elaboración Propia

Medidores clase 0.5:

Los medidores de la clase de 0.5 se utilizan por lo general para medir a grandes consumidores. Cuando el usuario es no regulado o la tarifa de energía es horaria, el medidor debe tener un puerto de comunicación o modem para enviar la información a través de la línea telefónica

Los medidores de la clase 0.5 es la de garantizar que le error se encuentre entre más o menos el 0.5%.

Tabla N° 2. 2: Características Principales de Medidores de Clase 0.5.

Descripción	Requerimiento
Norma de Fabricación	NTC 4052, IEC 687, IEC 1036
Clase de Exactitud	0.5
Número de Hilos	3 o 2 secundarios
Frecuencia de Referencia	60 Hz
Corriente básica de operación	5 (A)
Corriente máxima de operación (Imax)	15 A
Número de Bobinas de elementos	2 ó 3
Tipo de Mecanismo del Registrador	Electrónico
Tipo de Lectura del Registrador	5 enteros 2 decimal
Unidad principal de Lectura	kWh y kVARh
Materiales de los Terminales	Bimetálicos
Principio de Funcionamiento	Señales Digitales
Pérdidas Totales	<0.8
Curvas de error adjuntadas por factor de potencia 1 y 0.5	Si
Código de barras	Serial y año de Fabricación
Máxima temperatura que soporta	85° C componentes electrónicos
Peso Neto del Medidor	2 kg

Elaboración Propia

Medidores clase 1:

Incluye los medidores de trifásicos para medir energía activa y reactiva de grandes consumidores. Para cargas mayores a 55 kW. Se exige que los medidores sean Electrónicos.

También la clase de medidores 1 es la de garantizar que el error se encuentre entre más o menos el 1%.

Tabla N° 2. 3: Características Principales de Medidores de Clase 1.

Descripción	Monofásico	Bifásico	Trifásico
	Requerimiento	Requerimiento	Requerimiento
Norma de Fabricación	NTC 4052, IEC 687, IEC 1036	NTC 4052, IEC 687, IEC 1036	NTC 4052, IEC 687, IEC 1036
Clase de Exactitud	1 o mejor	1 o mejor	1 o mejor
Número de Hilos	2	3	4
Frecuencia de Referencia	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Corriente básica de operación	15 A	20 A	20 A, 30 A, 40 A, 50 A
Corriente máxima de operación (Imax)	60 A	80 A	80 A, 90 A, 100 A, 120 A, 150 A, 160 A
Número de Bobinas de elementos	1	2	3
Tipo de Mecanismo del Registrador	Ciclómetro	Electrónico	Electrónico
Tipo de Lectura del Registrador	5 enteros 1 decimal	5 enteros 1 decimal	5 enteros 1 decimal
Unidad principal de Lectura	kWh	kWh	kWh y kVARh
Materiales de los Terminales	Bimetálicos	Bimetálicos	Bimetálicos
Principio de Funcionamiento	Señales Digitales	Señales Digitales	Señales Digitales
Pérdidas Totales	<0.8	<0.8	<0.8
Márgenes de error adjuntadas al suministro para factor de potencia 1 y 0.5	SI	SI	SI
Diagrama de Conexiones	Grabado en la placa de características	Grabado en la placa de características	Grabado en la placa de características
Código de barras	Serial y año de fabricación	Serial y año de fabricación	Serial y año de fabricación
Máxima Temperatura de trabajo del Medidor	Máximo 85°C sobre componentes electrónicos	Máximo 85°C sobre componentes electrónicos	Máximo 85°C sobre componentes electrónicos

Elaboración Propia

Medidores clase 2:

Se incluye medidores monofásicos, bifásicos para medir energía activa en casas, oficinas, locales comerciales y pequeñas industrias con cargas inferiores a 55 kW.

Otra de las funciones de los medidores de clase 2 es la de garantizar que se encuentre entre más o menos el 2% de error.

Tabla N° 2.4: Características Principales de Medidores de Clase 2.

Descripción	Monofásico	Bifásico	Trifásico
	Requerimiento	Requerimiento	Requerimiento
Norma de Fabricación	NTC 2288 (IEC 521)	NTC 2288 (IEC 521)	NTC 2288 (IEC 521), NTC 2148 y NTC 2233
Clase de Exactitud	2 o mejor	2 o mejor	2 o mejor
Número de Hilos	2	3	4
Frecuencia de Referencia	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Corriente básica de operación	15 A	20 A	20 A, 30 A, 40 A, 50 A
Corriente máxima de operación (Imax)	60 A	80 A	80 A, 90 A, 100 A, 120 A, 150 A, 160 A
Número de Bobinas de elementos	1	2	3
Tipo de Mecanismo del Registrador	Ciclómetro	Ciclómetro	Ciclómetro
Tipo de Lectura del Registrador	5 enteros 1 decimal	5 enteros 1 decimal	5 enteros 1 decimal
Unidad principal de Lectura	kWh	kWh	kWh
Materiales de los Terminales	Bimetálicos	Bimetálicos	Bimetálicos
Principio de Funcionamiento	Inducción	Inducción	Inducción
Pérdidas Totales	<0.8	<0.8	<0.8
Eje de disco	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
Tapa Principal	Vidrio o Policarbonato	Vidrio o Policarbonato	Vidrio o Policarbonato
Tapa Cubre bornes	Transparente	Transparente	Transparente
Diagrama de Conexiones	Grabado en la Placa de características	Grabado en la Placa de características	Grabado en la Placa de características
Corriente de arranque	Menor a 0.5% I	Menor a 0.5% I	Menor a 0.5% I

Elaboración Propia

2.2.6 NORMAS QUE RIGEN EL FUNCIONAMIENTO DE LOS MEDIDORES

Los medidores de energía deberán de ser construidos y ensayados teniendo en cuenta la clase y según el caso especificado en las siguientes normas internacionales:

- **NTC 2288:** “Equipos de medición de energía eléctrica CA. Requisitos particulares, medidores electromecánicos de energía activa – clase 0.5, 1 y 2”; basada en la norma IEC 62053-11. (Endesa, 2011)
- **NTC 2147:** “Medidores Estáticos de energía activa. Especificaciones Metrologicas para la clase 0.2 y 0.5”; basada en la norma IEC 62053-22. (Endesa, 2011)
- **NTC 4052:** “Medidores Estáticos de Energía Activa para corriente alterna clase 1 y 2”; basada en la norma IEC 62053-21. (Endesa, 2011)
- **NTC 4569:** “Equipos de medición energía eléctrica CA. Medidores de la clase reactiva 2 y 3”; basada en la norma IEC 62053-23.

2.2.7 FUNDAMENTOS DE LOS MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los fundamentos de energía eléctrica indican el consumo total de energía durante un tiempo determinado. La energía está en función del producto de la intensidad y de la tensión que varían en un lapso de tiempo establecido. (Zegarra, 2017)

La ecuación general de la energía eléctrica es:

$$W = k \int u i dt \dots\dots\dots (\text{Ec. 2.1})$$

- **W** = trabajo eléctrico
- **K** = constante
- **u** = tensión
- **T** = tiempo

La tensión al permanecer constante, hace que la expresión de la energía sea:

$$W = ku \int idt = k2 \int idt \dots \dots \dots \text{(Ec. 2.2)}$$

Siendo Q la cantidad de electricidad:

$$Q = \int idt \dots \dots \dots \text{(Ec. 2.3)}$$

Por lo que la cantidad electricidad:

$$W = k2Q \dots \dots \dots \text{(Ec. 2.4)}$$

Es decir que los medidores registran la cantidad de electricidad Q que pasa por los circuitos eléctricos conectados. Por esta razón, se denomina contadores de cantidad.

Calculo de la Potencia:

Para realizar la potencia del medidor se calculará por la siguiente ecuación:

$$Pm = \frac{3600 * N}{K * T} \dots \dots \dots \text{(Ec. 2.5)}$$

Donde:

- **N:** es la cantidad de revoluciones del disco o pulsos contabilizados en el ensayo.
- **K:** es la constante del medidor expresada en rev/kWh.
- **T:** es el tiempo en segundos que tarda el disco en rotar N vueltas.

Determinación del error:

Una vez calculada la potencia del medidor Pm y medida la potencia total PT se proceda el cálculo del error relativo con la siguiente fórmula:

$$Error (\%) = \frac{P_m - P_t}{P_t} * 100 \dots \dots \dots (Ec. 2.6)$$

Donde:

Error (%): Es el error relativo porcentual del medidor.

P_m: Es el potencial registrado por el medidor calculado con los giros del disco.

P_T: Es la potencia medida con el instrumento.

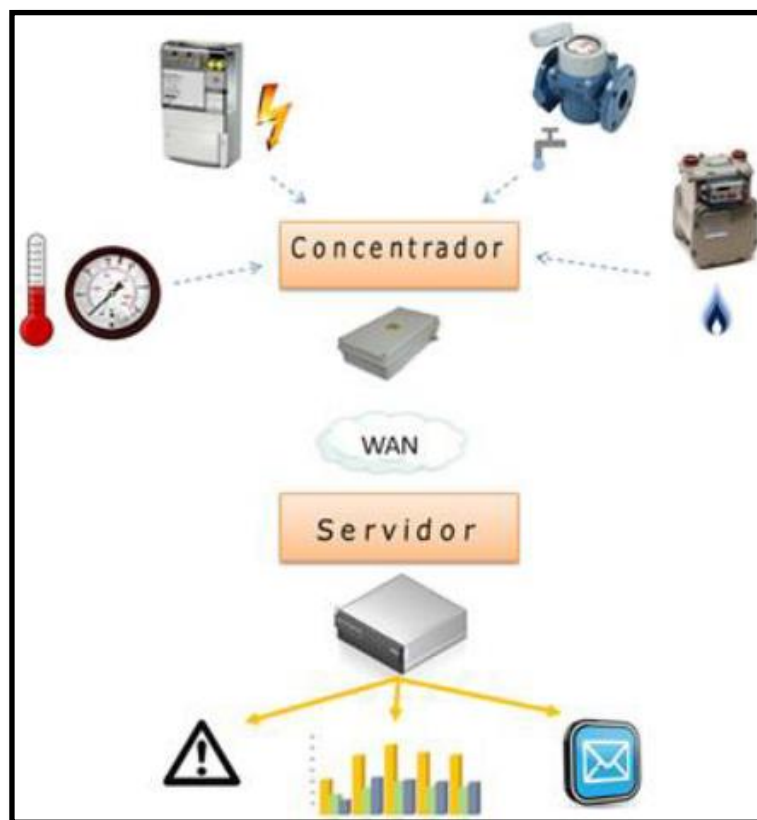
2.2.8 CONCEPTOS DE MEDIDORES INTELIGENTES

Los medidores inteligentes Telemedidos y Telegestionados, tienen como objetivo principal de recopilar los datos en un lugar que se encuentre alejado para poder transmitir los datos a un *concentrador*, donde se analizara y evaluara la información almacenada.

Estos medidores inteligentes se refieren a las comunicaciones inalámbricas y posee una amplia gama de aplicaciones como en automóviles, aviones, barcos; se usa a telemetría para poder adquirir información de órbitas y trayectorias.

La tecnología de medición inteligente se está utilizando para la lectura remota de medidores que en el caso de los servicios públicos resulta más rentable que tener personal dedicado a la función de tomar lectura de forma manual. (Quiroz, 2017)

Figura N° 2.25: Funcionamiento de los Medidores Inteligentes.



Fuente: (Quiroz, 2017)

2.2.8.1 Medidores Inteligentes Telemedidos

La Telemedición es una tecnología que nos permite establecer comunicación a distancia con el medidor, para acceder a la información que esta registra. Puede ser convencional, o estar **concentrada**, siendo esta última una solución que facilita significativamente el seguimiento comercial en zonas que se consideran de difícil gestión por su composición urbana.

Con la Telemedición las empresas distribuidoras pueden ofrecer un **mejor servicio a sus clientes**, puesto que esta tecnología permite reducir los tiempos de respuesta a las reclamaciones de forma significativa.

Los medidores Telemedidos cuentan con un sistema de tecnología avanzada que permite mayores prestaciones de servicio. Este sistema realiza la recolección de datos en

línea que permite a la empresa distribuidora establecer una comunicación de distancia con su medidor de manera confiable y segura, garantizando que los clientes se empoderen de la información asociada a su consumo, al recibir reportes diarios con proyecciones al cierre de cada ciclo de facturación.

¿Cómo beneficia a los clientes los medidores de Telemedición?

Con el uso de los medidores de Telemedición, el monitoreo de la lectura es constante, por lo cual cuando el cliente desee solicitar la confirmación de su lectura la empresa distribuidora de electricidad podrá ofrecer una **respuesta instantánea**, ya que no será necesaria la visita de un técnico. También actividades como la desconexión y reconexión de un suministro podrán realizarse de forma instantánea una vez realizado los trámites correspondientes con el pago en la oficina comercial, ya que el medidor pasa de estar vinculado de forma directa al sistema informático de la empresa de distribución.

Nuestra meta es de lograr un servicio eléctrico de calidad y la Telemedición es uno de nuestros principales instrumentos para lograrlo. Así mismo interactuar con los actores involucrados, y los resultados logrados, en las empresas de distribución y mejorar la calidad de atención.

Características Medidor Twacs – Telemedición

- Medidor Inteligente monofásico contiene algoritmos de limitación de capacidad de suministro para limitación de demanda.
- Lecturas diarias a medianoche
- Almacenamiento de 35 días
- Acceso a cantidades de ingeniería, cantidades reactivas, etc.
- Firmware de actualización remota de módulos

Figura N° 2.26: Medidor de la marca “TWACS – Telemedición”

Fuente: (Quiroz, 2017)

La principal función de un medidor de Telemedición es que no solo cuenta con la función de registro, y visualización en tiempo real del consumo de potencia activa, reactiva y aparente. Estos medidores no cuentan con la función de conexión y desconexión del servicio de energía eléctrica.

2.2.8.2 Medidores Inteligentes Telegestionados.

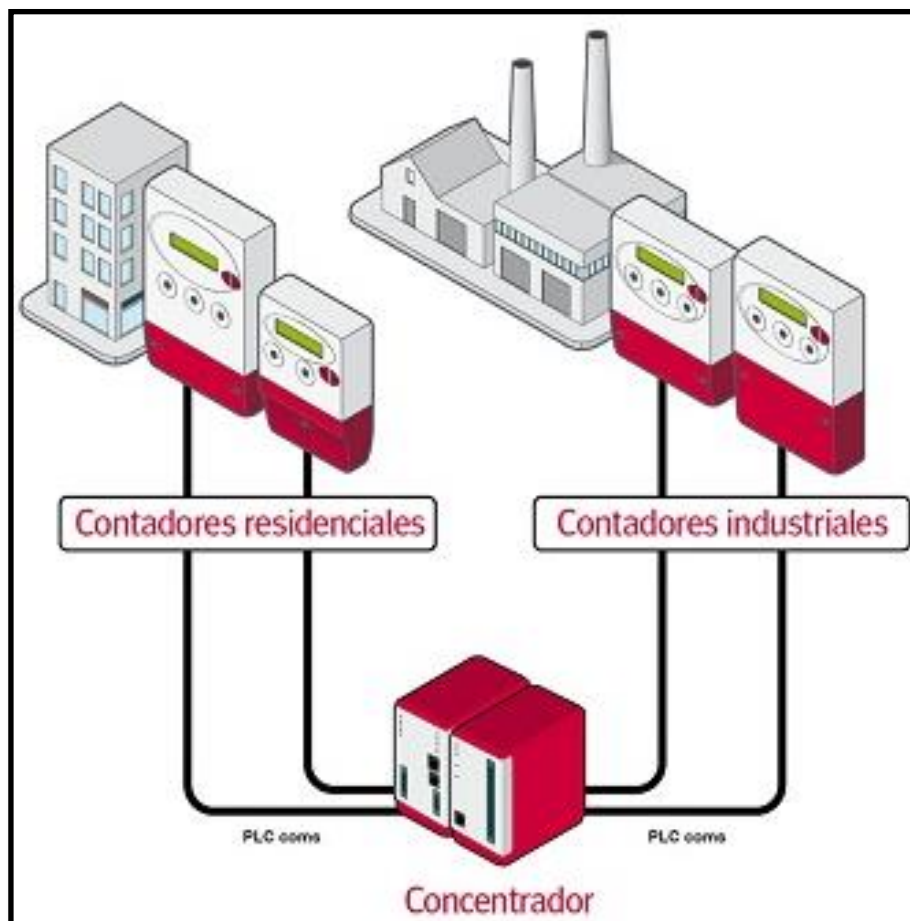
El sistema de Telegestión es la respuesta tecnológica que permite utilizar de una forma robusta y fiable la red eléctrica como medio de comunicaciones, permitiendo que los medidores dejen de ser un elemento aislado y pasen a formar parte de una red de gestión de pérdidas.

Los medidores de Telegestión se encargan de dar una solución a las empresas distribuidoras y clientes:

- Estos medidores se usan para clientes residenciales y para clientes industriales

- El concentrador, es el dispositivo encargado de recolectar la información de los medidores
- Estos medidores vienen con la función de realizar cortes y reconexiones, sin necesidad que el personal técnico realice el corte.
- Estos medidores vienen con una bandeja SIM
- Los medidores Telegestión cuentan con medición de potencias Activas, Reactivas y Aparente.

Figura N° 2.27: Medidor y Concentrador de la marca “Circutor – Telegestionados”



Fuente: (Circutor, 2018)

2.2.9 DIFERENCIA ENTRE MEDIDORES CONVENCIONALES Y MEDIDORES INTELIGENTES.

Tabla N° 2.5: Principales diferencias de medidores convencionales e inteligentes

DIFERENCIA ENTRE MEDIDORES CONVENCIONALES Y MEDIDORES INTELIGENTES.	
Medidores Convencionales	Medidores Inteligentes.
Desconexión y Conexión local (se requiere personal técnico)	Desconexión y Conexión remota
Lectura y facturación (se requiere de empresas contratistas)	Lectura y facturación remota
El usuario desconoce el consumo de la energía utilizada.	Control de Consumo de energía
No cuentan con seguridad de hurto o manipulación	Detección de manipulación o hurto
Lectura y consumo mensual	Lectura y consumo en tiempo real

Elaboración propia

2.2.10 SISTEMA AMI Y SISTEMA AMR

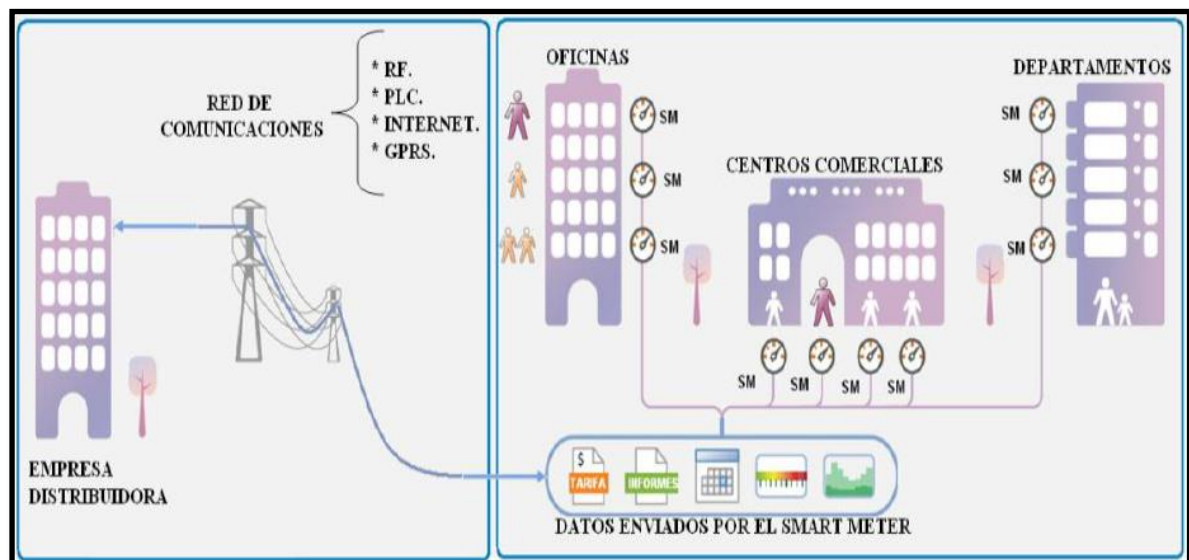
2.2.10.1 Sistema AMI (Infraestructura Avanzada de Medición)

La infraestructura avanza de medición (AMI) es el término usado para representar las tecnologías de sistemas de medición, que van la administración automática remota de cargas de los consumidores por parte de las Empresas de electricidad. La base fundamental de las redes inteligentes está en a infraestructura avanzada de medida AMI que está compuesto por medidores inteligentes y un canal de comunicación bidireccional por medio de internet o redes similares entre estos medidores y la empresa distribuidora. Los medidores inteligentes proporcionan la información detallada y en tiempo real acerca de los consumos de los usuarios. Esta información permite a los proveedores optimizar la generación de energía en función a la demanda. Mientras que los usuarios se permitiría

reducir los costos en las facturas mediante un mejor conocimiento de sus consumos.

(Idrovo & Reinoso, 2012)

Figura N° 2.28: Conexión de un Sistema AMI.



Fuente: (Idrovo & Reinoso, 2012)

Características de un sistema AMI

- Mejora de la calidad de energía
- Detección y ubicación de fallas en alimentadores
- Gestión de carga de vehículos eléctricos
- Completamente bidireccional
- Acceso de datos en tiempo real
- Banda ancha, comunicaciones en red
- Gestión y administración remota

Beneficios con la implementación de sistemas AMI

Un sistema de medición inteligente tiene beneficios tanto como para el usuario como la empresa proveedora de servicio.

Beneficios para el consumidor

Un sistema AMI brinda información en tiempo real acerca de su consumo y uso de la energía, así como los medios para controlar y administrarlos de manera eficiente, reduciendo costos, mediante la activación de los controladores, por otra parte otro de los beneficios para los usuarios es la eficiencia, confiabilidad, seguridad de la red, y del servicio eléctrico, así como la protección del medio ambiente. (Idrovo & Reinoso, 2012)

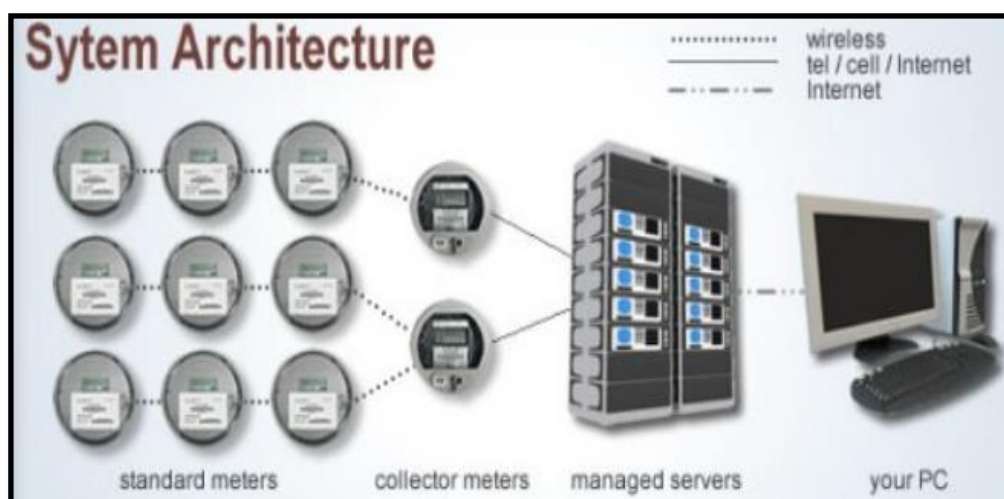
Beneficios para la empresa Distribuidora

Un sistema AMI brinda mayor información e influencia sobre los patrones de consumo de su cliente residencial e industrial para que logren tener una mejor predicción de la demanda partiendo de la tarifación en tiempo real. Mejorando eficiencia, confiabilidad, seguridad de la red, ahorros financieros por generación suspendida. Anti pación a fallas en la red eléctrica. Protección del medio Ambiente. (Idrovo & Reinoso, 2012)

2.2.10.2 Sistema AMR (Lectura de Medición Remota)

Los Sistemas de Lectura de Medición Remota AMR, se convirtió en la palabra de moda dentro del mundo de la medición. La mayoría de empresas en Europa y estados Unidos están migrando a sistemas AMR de avanzada, en Asia e Hispanoamérica la mayoría de estas empresas han empezado a realizar estudios para la implementación de sistemas avanzados de AMR de larga escala, en algunos casos ya cuentan con sistemas AMR o están llevando a cabo un proyecto piloto para su implementación.

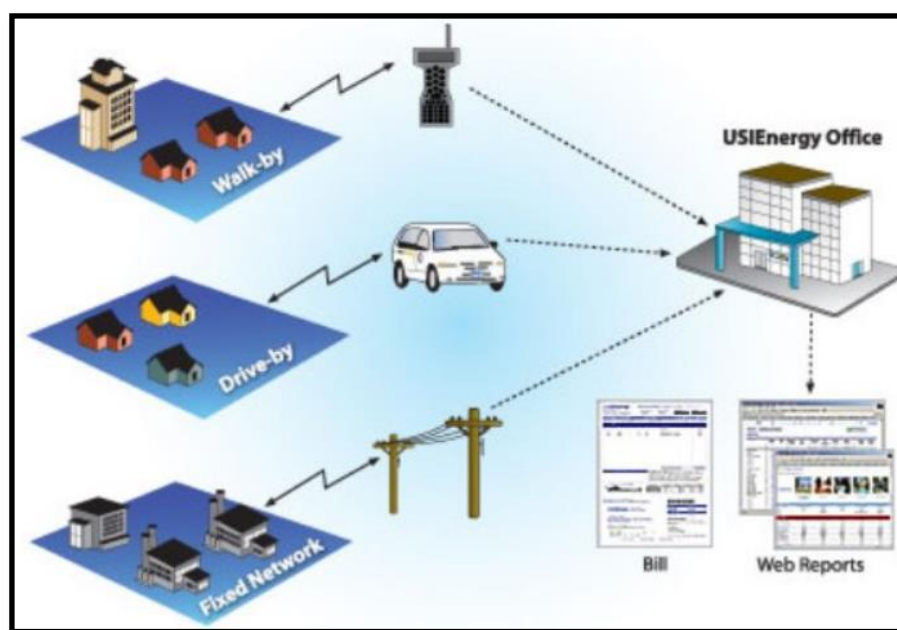
Figura N° 2.29: Sistema AMR



Fuente: (Siemens, 2017)

Los sistemas AMR está aún evolucionando y constantemente los desarrolladores de esta tecnología encuentran nuevos beneficios para los usuarios. Algunos de los beneficios de mayor importancia para las empresas de servicios públicos son: realizar una facturación rápida, menor costo de lectura, mejora significativa en la calidad de la lectura, eliminación de los consumos promedios o consumos estimados, acceso instantáneo a información alterna sobre el consumo o el medidor, rápida identificación de las interrupciones interferencias del servicio, y servicio de valor agregado como identificación de perfiles de usuario. Los sistemas AMR usan tecnologías como GPRS (transmisión de datos a través de la red celular GSM), las empresas distribuidoras están llevando pruebas pilotos para la implementación de sistemas AMR vía GPRS. En este sentido el apoyo de los operadores GSM ha sido definitivo para la implementación de tecnología, con coberturas GPRS. Por lo general las empresas de servicio eligen puntos de medición en clientes residenciales e industriales, los medidores de AMR transfieren información por varios medios de comunicación como son: Sistemas de RF (Radio frecuencia), redes públicas conmutadas PSTN o redes de datos de celular GPRS, siendo estas últimas la opción más atractiva en la actualidad. (Siemens, 2017)

Figura N° 2.30: Principio de Funcionamiento de un Sistema AMR.



Fuente: (Siemens, 2017)

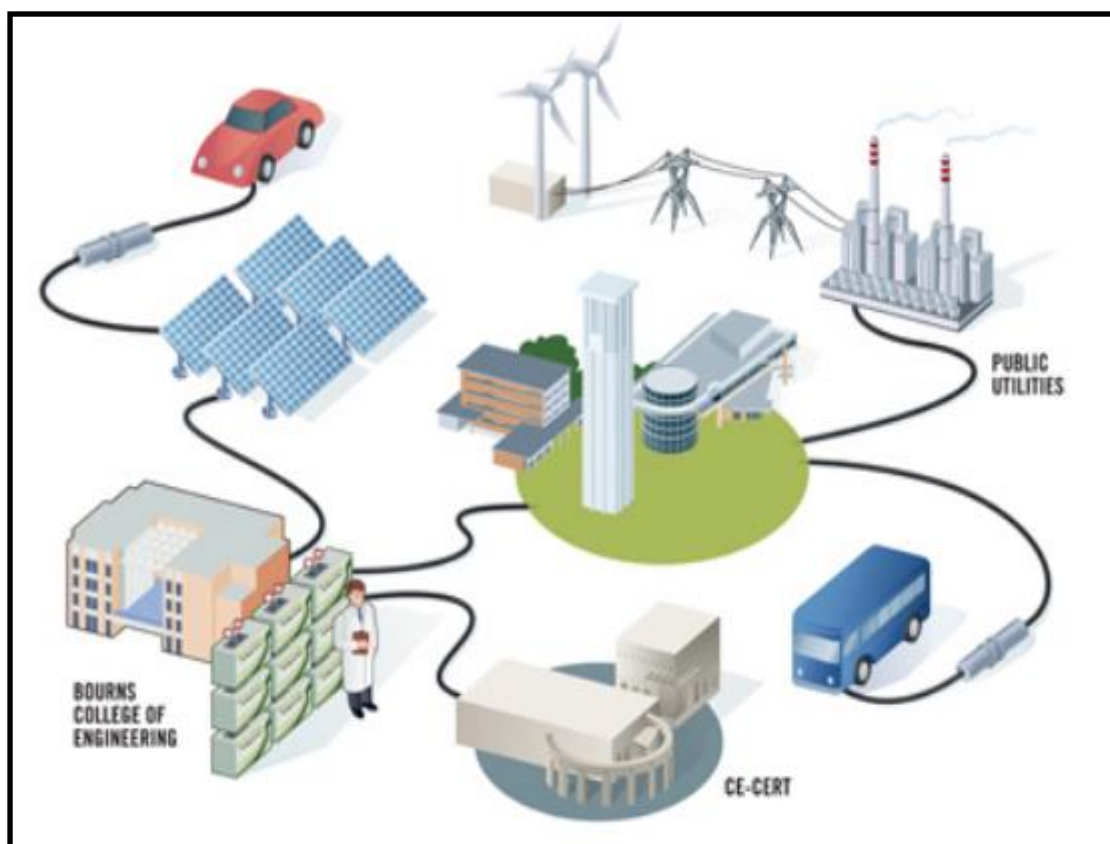
2.2.11 SMART GRIDS Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

La evolución de las nuevas tecnologías va alcanzando a todos los sectores y ahora y en la actualidad le toca al sector eléctrico, uno de los más importantes en la actualidad. El principal objetivo en la actualidad es crear centrales eléctricas inteligentes distribuidas capaces de suministrar energía de forma dinámica dentro de lo que se denomina red inteligente o *Smart Grid*. La principal característica de los Smart Grids es que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores, utilizando tecnología digital con el objetivo de ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad, se requerirá una reestructuración del sistema actual para adaptarse a la demanda de forma flexible aprovechando las tecnologías existentes. (Fedit, 2011)

Otro de los objetivos principales de los Smart Grids es de buscar que el consumidor se implique y que se convierta en un elemento importante dentro de la red inteligente. Para poder añadir que el usuario se vuelva parte activa en el sistema se añadirán a los hogares como a los usuarios industriales los dispositivos de Medición Inteligente (Smart

Meter) los cuales se encargaran de reemplazar a los medidores actuales, los medidores inteligentes son capaces de informar en tiempo real el precio de la energía consumida. Otro de los beneficios de este modelo, es que los usuarios también pueden ser proveedores de energía (read/write Grid), la energía podría ser distribuida apropiadamente a través de la Smart Grid, con el que el usuario consigue un beneficio económico y así poder inyectar electricidad en la red. (Fedit, 2011)

Figura N° 2.31: Smart Grids



Fuente: (Greenenergy, 2018)

Estas redes se ajustan luego de una gestión de software que realiza un control de dicha información, gracias a herramientas de monitoreo inteligentes mediante el seguimiento de toda la corriente eléctrica del sistema con un sistema remoto, así poder integrar las energías renovables en la red.

Cuando el costo de la energía es menor, un Smart Grid por lo general puede optar por activar automáticamente procesos industriales o electrodomésticos. Actualmente en muchos países europeos como Latinoamericanos, vienen empujando este tipo de nuevas tecnologías hacia la construcción de sistemas de gestión y distribución eléctrica inteligente, dirigidos a la independencia energética y a la lucha contra el calentamiento global, los medidores inteligentes forman parte de estas iniciativas.

2.2.12 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN Y ARQUITECTURAS

2.2.12.1 Arquitecturas

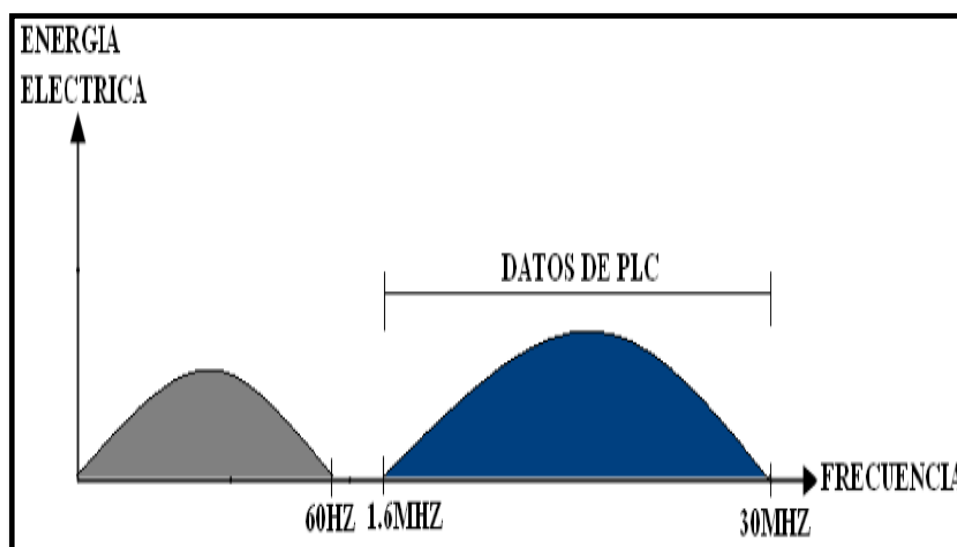
Power Line Communications (PLC)

La comunicación por Power Line Communications (PLC), también conocida como DLP (Digital Power Line) es una tecnología que aprovecha la red eléctrica para la transmisión de información basados en el protocolo IPv4.

Los sistemas PLC están expuestos al acceso del público y corresponden a técnicas de encriptación para proteger cualquier comunicación sensible de información o de control.

Funcionamiento

PLC nació con la intención de aprovechar la estructura desplegada del tendido de cables de energía eléctrica de baja tensión para la transmisión de datos. La energía eléctrica llega a los usuarios en forma de corriente alterna de baja frecuencia (50/60 HZ), en el PLC se utiliza alta frecuencia (1.6 – 30 MHz) para transportar datos.

Figura N° 2.32: Rango de frecuencia para tecnología PLC.

Fuente: (Idrovo & Reinoso, 2012)

El funcionamiento de una red PLC es principalmente por un modem de cabecera este se encontrará en la subestación de Distribución, actuara como equipo maestro que autentificara, coordinara la frecuencia y actividad del resto de equipos que conforman la red de PLC de forma que se mantenga constante en todo momento del flujo de datos a través de la red eléctrica. Además, permite conectar al sistema con una red externa (WAN, internet, etc.) por lo que es el interfaz adecuado entre la red de datos y la red eléctrica.

En función de la solución empleada, así como de la calidad y nivel de ruido de la instalación eléctrica de baja tensión, la distancia, entre equipos oscila entre los 150 metros y los 400 metros sin necesidad de dispositivos intermedios regeneradores.

Tecnología GPRS

El sistema General Packet Radio Service (GPRS) es una extensión del sistema móvil GSM para la transmisión de información mediante la técnica de conmutación de paquetes. Se comparte canales de radio repartiendo los recursos

en función de la demanda de los diferentes servicios ofrecidos por el conjunto, es conocido también GSM-IP (protocolo de internet GSM), debido a que está orientada a los protocolos TCP/IP (Protocolo de control de Transmisión/Protocolo de Internet), en GRPS la velocidad de transferencia es de 56 a 144 Kbps.

La tarjeta GPRS es la siguiente generación de equipos de comunicación orientados a la tecnología GPRS para Telemedición de energía eléctrica. Es un sistema pequeño y compacto diseñado especialmente para operar con los medidores ANSI.

- **Primera Generación 1G:** la red de 1G de la telefonía móvil hizo su aparición en 1979 y se caracterizó por ser analogía y estrictamente para voz. La calidad de los enlaces era muy baja, tenía una velocidad baja de (2400 bauds).
- **Segunda Generación 2G:** la red de 2G se instauró en el año de 1990 y a diferencia de la primera se caracterizó por ser digital. Usan protocolos de codificación más sofisticados y se emplea en los sistemas de telefonía celular actuales. Las tecnologías predominantes son GSM (Global System por Mobile Communications) o protocolos ANSI-136.
- **Tercera Generación 3G:** se conoce como redes de 3G las que permiten una transferencia de datos como mínimo de 200 kbit/s (kilobit por segundo). Incluye las redes de 3G, 3.5G (HSDPA) y 3.75G (HSUPA). Comenzó su uso comercial en el 2001, implementándose lentamente en la telefonía celular para envío de información y paquete de datos.
- **Cuarta Generación 4G:** las redes de 4G son estándares creados para tratar de perfeccionar los usados en 3G. Admiten o mejoran notablemente para hacer video conferencia, servicios de internet en la nube y la

transferencia de datos en general están disponibles para los móviles desde el 2011.

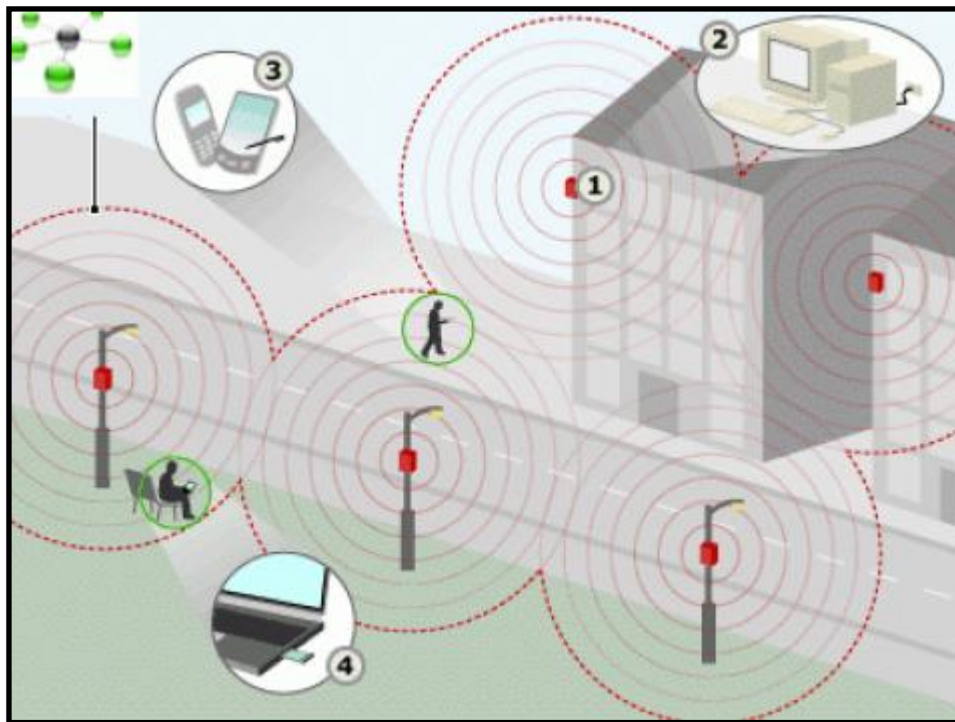
Radio Frecuencia

Los medios de comunicación por radio se refieren a la corriente alterna que alimenta a una antena, esta genera un campo electromagnético adecuado para la transmisión de datos de modo inalámbrico. La cobertura del espectro de radiación electromagnética es desde los 9HHz hasta un rango de GHz. Las redes de comunicación inalámbrica son importantes para mayor eficacia en la transmisión de datos desde subestaciones a centro de control. Por lo general este medio de comunicación se utiliza cuando la zona de distribución se encuentra en partes rurales o alejadas de la red.

Redes Mesh o Malladas

Las redes Mesh consisten en tener un punto de acceso WiFi tradicional en donde la zona de cobertura se limita lo mejor posible a un radio de algunas decenas de metros, la topología mesh estos puntos de acceso o hotspots, tiene una cobertura global se extendería sobre una zona de varios kilómetros cuadrados.

Las redes malladas proporcionan a manera más sencilla de realizar un despliegue de res sin necesidad de cableado. Estas redes permiten disponer rápidamente de una red fiable en amplias zonas exteriores, con redundancia y recuperación ante fallos de manera automática, redes metropolitanas de fibra óptica que ofrecen una mejor capilaridad, las redes deben de tener una óptima velocidad y con significativos ahorros de costos.

Figura N° 2.33: Red Malla o Mesh

Fuente: (Idrovo & Reinoso, 2012)

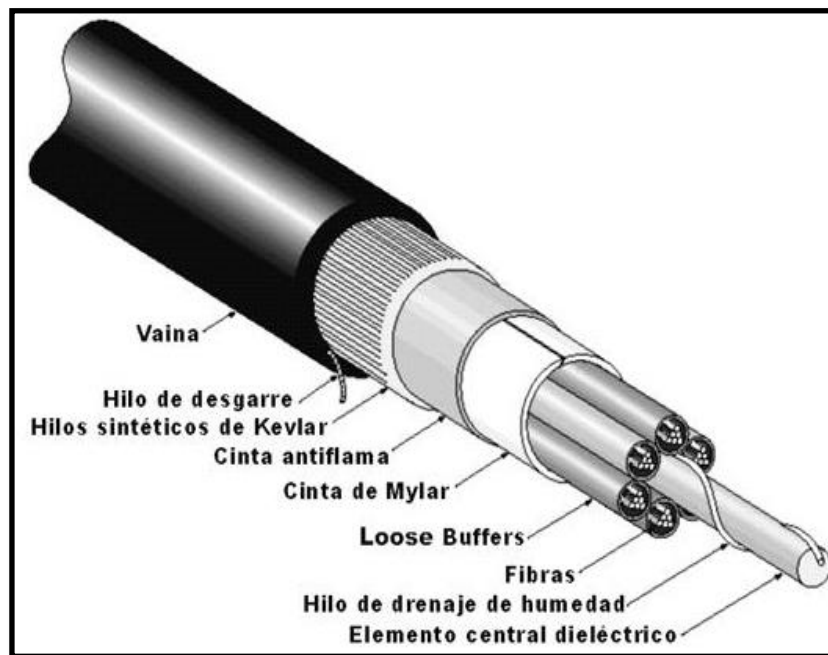
Fibra Óptica

Los sistemas de transmisión por fibra óptica, funciona en e contexto de los sistemas ópticos de comunicaciones, es decir sistemas de comunicación que usan la luz como portadora de información, de allí que para la transmisión de las señales de luz se utilizan fibras de vidrio de plástico que contiene las ondas luminosas y guiarlas a través de ellas. La gran cualidad de cables de fibra óptica es que son inmunes al electromagnetismo y pueden trasmitirse grandes cantidades de datos en GB/s.

La fibra está formada por un núcleo rodeado por una cubierta. En la mayoría de los casos, la fibra está cubierta por un nivel intermedio que lo protege de la contaminación. Asimismo, está compuesta de una carcasa exterior que cubre todo el cable. Tanto el núcleo como la cubierta pueden estar hechos cristal o de plástico,

sin embargo, deben ser densidades distintas. La cobertura exterior se puede hacer con varios materiales, entre los que se incluyen un recubrimiento de teflón, plástico, plástico fibroso, tubería de metal y malla metálica, cada uno de estos con un propósito distinto.

Figura N° 2.34: Composición del cable de fibra óptica



Fuente: (Zegarra, 2017)

Comunicación vía microondas

La comunicación vía microondas consiste básicamente en tres componentes fundamentales: el transmisor, el receptor y el canal aéreo.

- El transmisor, es el responsable de modular una señal digital a la frecuencia utilizada para transmitir.
- El canal aéreo, es aquel que representa un camino abierto entre el transmisor.
- El receptor es el encargado de capturar la señal transmitida y llevarla a una nueva señal digital.

La señal de microondas transmitidas es distorsionada y atenuada mientras viaja desde el transmisor hasta el receptor, estas atenuaciones y distorsiones son causadas por una pérdida de poder dependiente a la distancia reflexión y refracción debido a obstáculos y superficies reflectoras y a pérdidas atmosféricas. (Quiroz, 2017)

Figura N° 2.35: Esquema de la comunicación vía microondas.



Fuente: (Quiroz, 2017)

2.2.12.2 Protocolos De Comunicación Normados Para Medidores Inteligentes Y Smart Grid

PROCOLOS DE COMUNICACIÓN DE MEDIDORES INTELIGENTES

Protocolo DNP 3.0

Está basado en la norma del comité 57, grupo de trabajo 03 del IEC (International Electrotechnical Commission), que permite el desarrollo de un protocolo para

aplicaciones de telecontrol, sistema SCADA y sistema de automatización distribuidos. Este sistema fue desarrollado por GE Harris en 1990 y en 1993 fue cedido al grupo de usuarios DNP, que es una organización sin fines de lucro formada por la compañía de servicio público y vendedores. El protocolo DNP 3.0 es un protocolo abierto y de propiedad pública que fue diseñado para lograr la interoperabilidad entre el RTU, IED y estaciones maestras. Este protocolo ha sido adoptado por la IEEE como practica recomendada para la interconexión RTU-IED y alternamente empleado en la industria eléctrica.

El protocolo DNP 3.0 es un protocolo asíncrono, abierto, robusto y eficiente con el cual se puede:

- Solicitar y responder múltiples tipos de datos en mensaje sencillo.
- Segmentar mensajes en múltiples tramas para asegurar una mejor detección y recuperación de errores.
- Incluir solamente nuevos datos en los mensajes de respuesta.
- Asignar prioridades a ciertas clases de datos y solicitar esos datos periódicamente de acuerdo con la prioridad establecida.
- Permitir respuesta no solicitadas.
- Soportar sincronización de temporización con un formato estándar de tiempo.

Protocolo TCP/IP

Las siglas TCP/IP se refieren a un conjunto de protocolos para comunicaciones de datos. Este conjunto toma su nombre de dos de sus protocolos más importantes, el protocolo TCP (Transmisión Control Protocol) y el protocolo IP (Internet Protocol).

- Los estándares del protocolo TCP/IP son abiertos y ampliamente soportados por todo tipo de sistemas, es decir se puede disponer libremente de ellos y son desarrollados independientemente del hardware de los ordenadores o de los sistemas operativos.
- TCP/IP funciona prácticamente sobre cualquier tipo de medio, no importa si es una red ethernet, una conexión ADSL o una fibra óptica.
- TCP/IP emplea un esquema de direccionamiento que asigna a cada equipo conectado una dirección única en toda la red, aunque la red sea tan extensa como internet.

Protocolo IEC61850

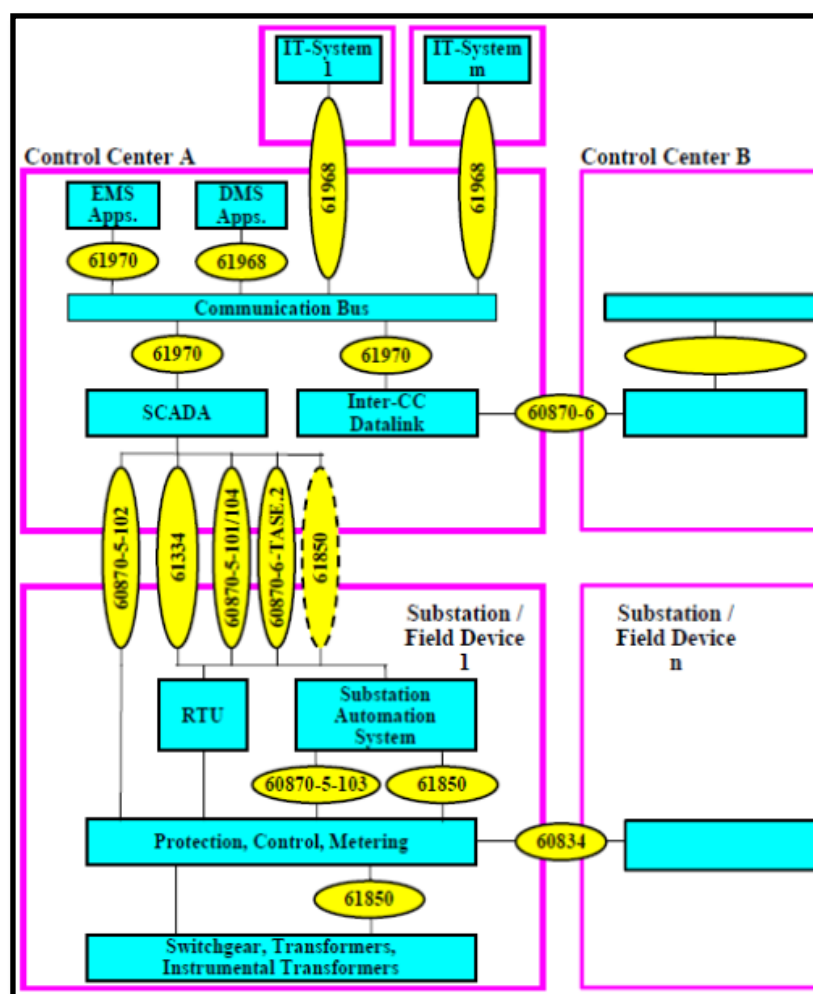
El protocolo IEC61850 es considerado el estándar para la automatización de equipos de subestación eléctrica de diversos fabricantes, la principal característica que ofrece es la interoperabilidad entre los equipos. Un Grupo de fabricantes colaboran con el desarrollo de protocolo IEC61850, que en la actualidad se vienen realizando investigaciones para la evolución del protocolo a fin de seguir implementando más funciones.

PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES DE SMART GRIDS

El Sistema Eléctrico es muy extenso y está regulado por el comité técnico TC57 de la comisión electromecánica Internacional (IEC), se buscó estandarizar las comunicaciones en el sistema eléctrico, mediante el desarrollo de modelos de datos e interfaces genéricos y la utilización por los mismos protocolos de comunicación ya existentes como TCP/IP o interfaces serie se utilizarán las siguientes normas teniendo en cuenta las utilidades y funciones requeridas:

- **IEC 60870-5:** para comunicar subestaciones eléctricas, para el control y adquisición de datos sobre líneas serie TCP/IP.
- **IEC 60870-6:** se usa para las comunicaciones sobre redes WAN.
- **IEC 61968:** para comunicar los sistemas de la red de distribución de la red de distribución
- **IEC 61334:** Para las comunicaciones sobre líneas de distribución PLC.
- **IEC 62325:** Define una interfaz entre utilidades locales y el Mercado energético liberalizado.
- **IEC 62351:** Define perfiles de seguridad a utilizar en todos los anteriores a nivel TCP/MM/IEC61850.
- **IEC 61850:** Se usa para la automatización en el entorno de subestaciones eléctricas y comunicación entre sus IEDs, teniendo como referencia IEC61850.
- **IEC 61400-25:** Posee un subconjunto de servicios de comunicaciones definidos en IEC61850 aporta una nueva función de mapeo de comunicaciones a servicios Web y extiende modelo de datos modelando las funcionalidades, datos y atributos presentes en los medidores inteligentes.
- **IEC 61850-7-420:** Extiende datos de modelado las funcionalidades, datos y atributos presentes en sistemas de generación distribuida tales como sistemas fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento.
- **IEC 61850-7-410:** para la comunicación de centrales Hidroeléctricas.

Figura N° 2.36: Relación de protocolos para el intercambio de información.



Fuente: (Quiroz, 2017)

2.3 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

2.3.1 HIPÓTESIS GENERAL

- La gestión mediante Telemedición y Telegestión para optimizar la distribución y comercialización de la energía para clientes residenciales e industriales, permitirá mejorar la calidad de servicio de energía, medición y facturación en la región Puno.

2.3.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- La optimización del tiempo de suspensión y reconexión remota utilizando medidores inteligentes aplicando la Telegestión en la energía eléctrica, permitirá de manera eficiente reducir las molestias a los usuarios por parte de la empresa distribuidora.
- El uso de medidores inteligentes Telegestionados, permitirá a la empresa distribuidora de energía eléctrica, eliminar los costos por errores de lectura y detectará de manera inmediata el intento manipulación de la medida registrada.

CAPÍTULO III

DISEÑO DE LA METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

La metodología utilizada en la presente investigación es de tipo Descriptivo: porque busca conocer para poder modificar, mantener, reformar o cambiar algún aspecto de la realidad, con la finalidad que se nos permita explicar y mejorar la calidad del servicio comercial de la energía eléctrica.

3.1 MÉTODO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1 MÉTODO

La presente investigación es de nivel Descriptivo, ya que este método descriptivo de los conceptos o fenómenos del establecimiento de relaciones entre conceptos; están dirigidas a responder las causas de eventos físicos o sociales, así poder tratar de describir y hacer un análisis del funcionamiento de los medidores. En ese entendimiento el presente proyecto permitirá hacer un análisis sistemático del problema, para poder explicar causas y efectos, entender su naturaleza y predecir su ocurrencia. Así mismo el método descriptivo permitió una mejor comprensión de la realidad de la toma de lectura de Electro Puno S.A.A.

3.1.2 DISEÑO

Es el plan o estrategia que se desarrollara para obtener la información que requiere la investigación. Se aplicará el método no experimental transeccional o transversal descriptivo, ya que se recolectaron datos en un solo momento. Su propósito es describir variables y analizar su incidencia e interrelación en un momento dado.

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población y muestra estará representada por todos los usuarios regulados suministrados con energía eléctrica, así mismo el ámbito de estudio se realizó en la Ciudad de Juliaca Provincia de Puno, en el mercado Las Mercedes.

3.3 UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA POBLACIÓN

3.3.1 UBICACIÓN

La ubicación del siguiente proyecto de investigación se realizó, en las siguientes ubicaciones:

- Región: PUNO
- Departamento: PUNO
- Provincia: SAN ROMAN
- Distrito: JULIACA
- Altitud: 3824 msnm
- Latitud Sur: 15°29'03.5''S (-15.484299)
- Longitud Oeste: 70°08'14.8''W (-70.137438)

Figura N° 3.1: Ubicación del proyecto de estudio: Mercado “Las Mercedes- Juliaca - Puno”



Fuente: [www.google.com/maps/place/15°29'03.5\"S+70°08'14.8\"W](http://www.google.com/maps/place/15°29'03.5\)

3.3.2 DESCRIPCIÓN DE POBLACIÓN

El estudio de Proyecto se realizó en la ciudad de Juliaca, que actualmente tiene una población de 307,417 de habitantes según el último informe de censo realizado en el país, pero el proyecto de investigación se realizó en el mercado Las Mercedes ubicado en la ciudad de Juliaca Provincia de Puno.

3.4 TIPOLOGÍA Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN

3.4.1 TIPO

Es una investigación analítica, consiste fundamentalmente en establecer la comparación de variables entre grupos de estudio y de control. Además, se refiere a la proposición de hipótesis que el investigador trata de probar o invalidar.

3.4.2 NIVEL DE INVESTIGACIÓN

La investigación de nivel Descriptivo: van más allá de conceptos o fenómenos o del establecimiento de relaciones entre conceptos; están dirigidas a responder a las causas de los eventos físicos o sociales. La investigación descriptiva ofrece la posibilidad para formular las preguntas específicas que se busca responder.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA RECOLECTAR INFORMACIÓN

3.5.1 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Se realizó una recopilación de los principales con el proyecto de investigación, los cuales fueron los medidores de energía eléctrica.

3.5.2 RECOLECCIÓN DE DATOS

Para la recolección de datos se utilizaron los siguientes equipos:

- Medidores electromecánicos
- Módems GPRS para la adquisición de datos
- Chips de Comunicación de datos
- Concentradores de PLC

3.6 TÉCNICAS DE ANÁLISIS

El presente proyecto se utilizó técnicas de recolección de información de datos mediante los medidores electrónicos, medidores Telegestionados y como concentradores de información.

3.7 TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

En el tratamiento de información se aplicaron las siguientes técnicas:

- Análisis documental de la tecnología de los sistemas de medición existentes.
- Reconocimiento de los tipos de medidores.
- Indagación y Comparación de cada una de las tecnologías de la investigación.
- Conciliación de datos y resultados obtenidos.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADO DE LA INVESTIGACIÓN

Actualmente en la región de Puno, la empresa prestadora concesionaria del servicio de Distribución y Comercialización es la empresa Electro Puno S.A.A., en la región de Puno tuvo una menor evolución en el área comercial ya que se sigue utilizando sistemas de medición convencionales a diferencia de otras empresas prestadoras de servicios públicos que decidieron implementar diversas tecnologías de medición inteligente como por ejemplo: ENEL, HIDRANDINA, ELECTROCENTRO, los cuales ya están implementando en clientes residenciales a gran escala usando diferentes tipos de medición como por ejemplo: PLC, TWACS, GPRS, Radio Frecuencia.

El principal objetivo de implementación de estos tipos de medición por las empresas concesionarias de distribución y comercialización de energía eléctrica es de reducir las pérdidas eléctricas y pérdidas económicas.

4.1 ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA DE LA MEDICIÓN ACTUAL DEL CONSUMO A NIVEL RESIDENCIAL E INDUSTRIAL.

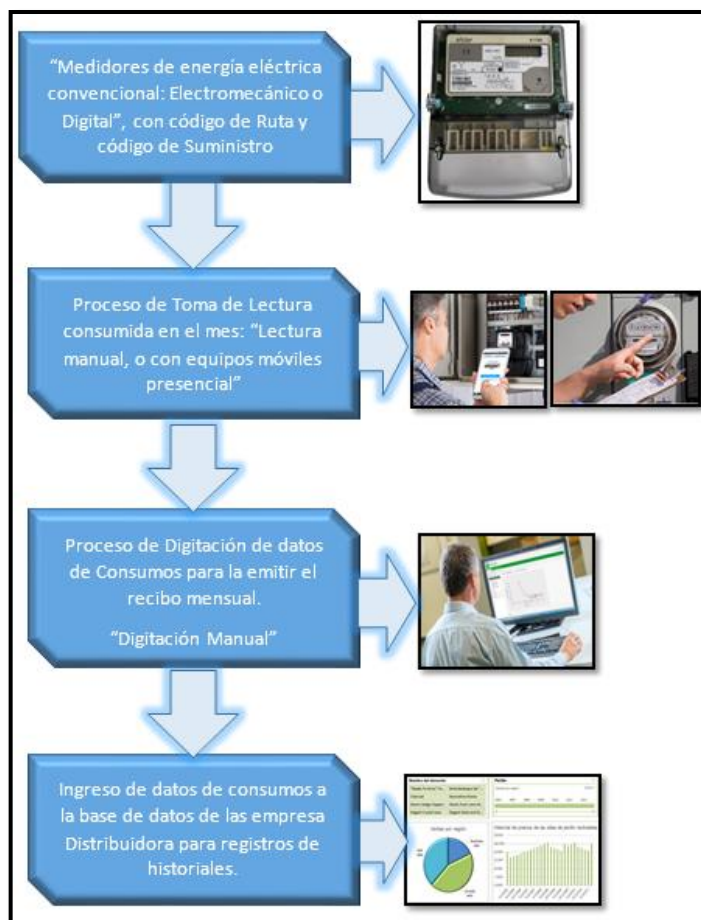
En la actualidad los medidores más usados en la Región de Puno, son los medidores electrónicos en uso Residencial e Industrial. Pero no solo basta con Distribuir e Comercializar la energía eléctrica si no que las empresas Concesionarias y encargadas de comercializar la energía deben de cumplir ciertos estándares de calidad y precisión que un medidor digital o electromecánico es incapaz de cumplir, estos medidores tienen un sistema vulnerable a cualquier tipo de error humano, ya que emplea procesos manuales tanto para la toma de lectura del medidor como para la digitalización.

Una parte fundamental del sistema eléctrico medidores eléctricos que son dispositivos que son los encargados de registrar la medida consumida por los usuarios, actualmente se están usando dos tipos de medidores convencionales: Medidores Electromecánicos y Medidores Digitales.

Actualmente los usuarios cuentan con un código de ruta de suministro, código Suministro, los cuales se encuentra georreferenciados, lo cual ayuda a orientar al personal encargo de la toma de lectura su ubicación exacta de los clientes Residenciales o Clientes Industriales.

A continuación, se mostrará la estructura y pasos para realizar una medición convencional de un medidor residencial o industrial.

Gráfico N° 4.1: Composición del sistema de medición convencional actual.



Elaboración Propia

4.1.1 ANÁLISIS DE MEDIDORES ELECTROMECAÑICOS

Este tipo de medidores fueron construidos con el principio de inducción y están formados por partes eléctricas y mecánicas dentro de las principales partes tenemos (Estator, bobina de potencia, bobina de corriente, rotor).

Actualmente en la región de Puno se viene empleando medidores electromecánicos, que su principal función es de medir el consumo eléctrico residencia o industrial, el flujo de información es unidireccional es decir solo puede emitir información.

La forma convencional de recolectar la información registrada actualmente utilizada por la mayoría de las empresas de distribución, es mediante el desplazamiento del personal de la contratista en cargo del área de facturación, dicha acción implica gastos para las empresas distribuidoras.

4.1.2 ANÁLISIS DE MEDIDORES DIGITALES

Los medidores digitales contienen un circuito de acondicionamiento de señales, cuentan con un convertidor analógico digital el cual normalmente se encuentra embebido en un sistema digital como un micro controlador, en la actualidad se vienen utilizando este tipo de medidores en las zonas residenciales, los medidores digitales tienen un costo regular al mercado y proporcionan los mismos servicios que un medidor electromecánico. Pero estos medidores ofrecen distintos beneficios a diferencia de los medidores electromecánicos como por ejemplo:

- Mayor Precisión
- No presentan desgastes, ya que estos medidores no cuentan con partes móviles.
- Vienen programados para específicos Tipos de mediciones (potencias: activas, reactivas, aparente).

4.2 COMPARACIÓN DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN LOS MEDIDORES CONVENCIONALES Y MÉTODO DE FACTURACIÓN ACTUAL.

Para el presente proyecto de investigación se realizó un análisis de técnico – económico a los medidores digitales y electromecánicos ya que estos medidores se vienen utilizando en la su mayoría en la Región de Puno, sobre todo en los clientes residenciales.

4.2.1 ANÁLISIS DE VENTAJAS DE LOS MEDIDORES CONVENCIONALES ACTUALES.

En el análisis de ventajas de los medidores convencionales se pudo encontrar algunas ventajas tanto para la empresa comercializadora de energía como para los usuarios, como por ejemplo:

- Los medidores convencionales no son muy complicados para su instalación o lectura, el usuario puede observar su lectura en forma local (acercándose al medidor).
- Poseen una buena composición de partes, no se deterioran fácilmente.
- No son tan robustos, son pequeños y ligeros.
- Poseen una fácil instalación.
- Son de bajo costo.

4.2.2 ANÁLISIS DE DESVENTAJAS DE LOS MEDIDORES CONVENCIONALES ACTUALES.

En el análisis de desventajas de los medidores convencionales se observó que la principal desventaja de estos medidores electromecánicos y electrónicos presentan mayores porcentajes de error en la medición cuando la frecuencia sufre alguna variación,

en algunos casos se observó que los medidores sufrían condiciones de desequilibrio y armónicos.

Otras desventajas que poseen los medidores convencionales del tipo técnico son:

- Los medidores electromecánicos están contruidos por núcleos de hierro, bobinas e imanes lo que significa que su respuesta, cuando existen variaciones de carga en un determinado circuito, es mucho más lenta que un medidor electrónico, lo que genera una mala medición.
- Los medidores electromecánicos y electrónicos, no cuentan con un sistema de detección de fraudes, este factor hace que los medidores sean vulnerables y fácil de manipular, este hecho genera pérdidas económicas a las empresas concesionarias encargadas de la comercialización de la energía.
- Los medidores electromecánicos no permiten medir otro tipo de mediciones como pueden ser: nivel de tensión de llegada, factor de potencia, frecuencia y potencias. Este hecho implica que estos medidores no se puedan adaptar a una red inteligente, se requerirá una evolución de procesos de medición.
- Otra de las desventajas de los medidores convencionales es el tema de corte y reconexión del servicio eléctrico como indica la ley N° 153-2013-OS/CD, ya que cuenta con costos para el usuario a pagar lo cual genera molestias e inconformidad del servicio.
- Los medidores electromecánicos están compuestos por elementos magnéticos y mecánicos, los cuales tiene una determinada temperatura de operación, es decir son sensibles a altas temperaturas, humedad o suciedad lo cual afecta directamente a la exactitud de la medición.

4.2.3 ANÁLISIS DE DESVENTAJAS DEL MÉTODO DE FACTURACIÓN

ACTUAL.

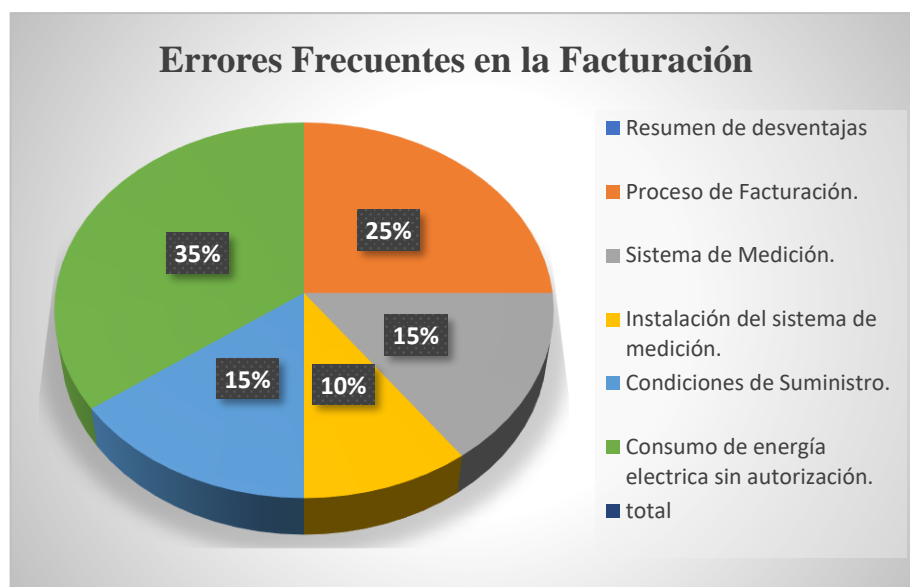
- Desventajas de la lectura manual de un medidor se encontrará expuesta a errores humanos ya que el encargado de la realizar dicha función puede cometer errores al momento de registrar el consumo manual, últimamente se está optando por utilizar los celulares para poder realizar el registro mediante el código de barras del medidor y así tratar de reducir el margen de error por una mala lectura, con esta última tecnología se redujo notablemente los errores en tomas de lecturas
- Los medidores, no cuentan con un sistema de detección de fraudes, este factor hace que los medidores sean vulnerables y fácil de manipular, este hecho genera pérdidas económicas a las empresas concesionarias encargadas de la comercialización de la energía
- La lectura manual de medidores de energía implica costos de operación, ya que el personal encargado de la toma de lectura realiza esta función por un salario.
- Cuando existe un error de la medición, el usuario es el perjudicado ya que recibirá una facturación errónea, en la que se cobrara un consumo excesivo a su consumo real, el usuario se sentirá inconforme y en el peor de los caos el usuario podría pedir a través del ente regulador OSINERGMIN que se penalice a la empresa prestadora del servicio de comercialización por una mala información y un cobro indebido.

4.2.4 ERRORES FRECUENTES QUE OCASIONAN UNA INCORRECTA FACTURACIÓN

Tabla N° 4.1: Análisis de errores frecuentes cometidos en la facturación.

Errores frecuentes que ocasionan una incorrecta facturación		
Proceso de Facturación.	El principal error por parte de las empresas concesionarias, es el cobro de montos distintos a los que efectivamente correspondan. Este proceso de facturación desde la toma de lectura de medidor hasta la emisión y reparto de los recibos	25%
Sistema de Medición.	El error que se puede observar en el sistema de medición es debido al mal funcionamiento de los componentes, lo cual genera una inadecuada medición o registro del consumo.	15%
Instalación del sistema de medición.	Este error se da cuando el usuario solicita Instalación nueva, el personal de las empresas concesionarias (Contratistas) que son los encargados de efectuar la instalación nueva, cometen errores al momento de la instalación o cuando el medidor se encuentra dañado.	10%
Condiciones de Suministro.	La vulneración de las condiciones de suministro, se define cuando existe algún tipo de intervención o manipulación en los medidores, por parte de personas ajenas a las empresas concesionarias, dichas intervenciones impiden que se obtenga una medición y facturación correcta.	15%
Consumo de energía eléctrica sin autorización.	A este aspecto de consumo sin autorización de alguna empresa concesionaria, se conoce como una conexión clandestina.	35%

Elaboración Propia

Gráfico N° 4.2: Representación de errores en la facturación.

Elaboración Propia

4.3 OPTIMIZACIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA CON EL USO DE MEDIDORES INTELIGENTES.

Actualmente en el Perú el mercado eléctrico se encuentra basado formado de acuerdo a la Ley de las Concesiones Eléctricas (LCE), la cual divide a las empresas eléctricas en tres grandes grupos definidos, estos se clasifican en:

- **Generación:** Son empresas netamente encargadas de la generación y Producción de la energía eléctrica en la Región de Puno se encuentra la empresa generadora San Gabán.
- **Transmisión:** son las empresas encargadas de la trasmisión de la energía generada, en la región Puno las líneas de 138 kV, 220 kV, se encuentran a cargo de la empresa Red del Perú.
- **Distribución y Comercialización:** Son las empresas encargadas de la venta de energía eléctrica a Clientes Residenciales y clientes industriales dentro de su área

de concesión, en la región de Puno se encuentra la empresa de Distribución Electro Puno S.A.A.

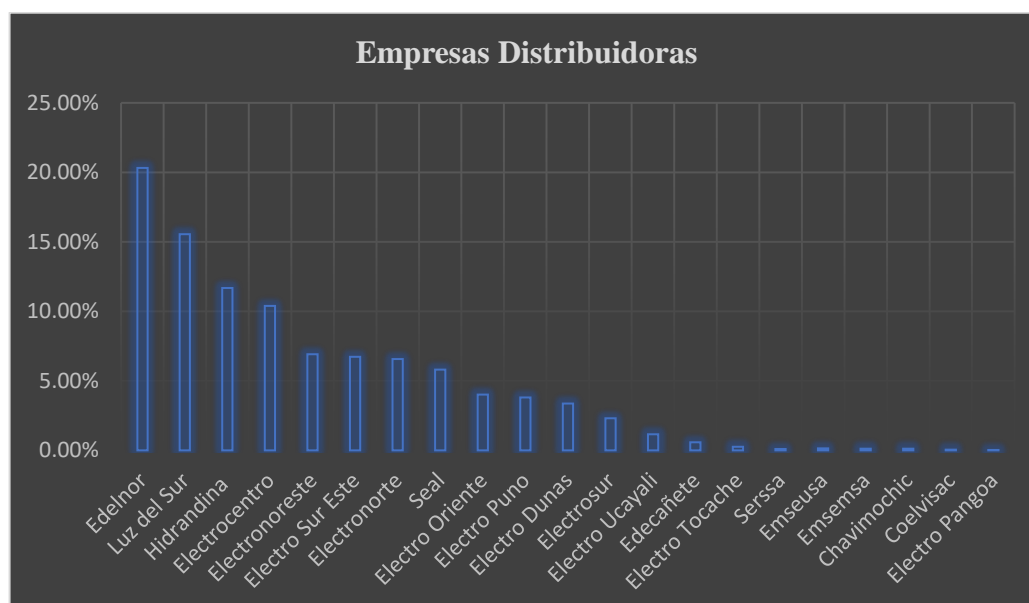
Según el reporte de Osinergmin se tiene 21 empresas de distribución eléctrica que atienden a 6'312,801 clientes residenciales, comerciales, industriales e incluso alumbrado público que cuenta con servicio de energía eléctrica. Además, las empresas también atienden el mercado regulado y libre cuya participación se detallará a continuación.

Tabla N° 4.2: Empresas Concesionarias encargadas de la Distribución en el Perú.

Ítem	Empresa	Mercado Libre	Mercado Regulado	Participación
1	Edelnor	77	1,276,596	20.33%
2	Luz del Sur	23	976,457	15.55%
3	Hidrandina	5	733,223	11.68%
4	Electrocentro		652,170	10.39%
5	Electronoreste	2	433,689	6.91%
6	Electro Sur Este	5	422,442	6.73%
7	Electronorte	2	412,442	6.57%
8	Seal	4	364,886	5.81%
9	Electro Oriente	1	252,700	4.02%
10	Electro Puno		238,378	3.80%
11	Electro Dunas	13	211,129	3.36%
12	Electrosur		144,468	2.30%
13	Electro Ucayali		72,796	1.16%
14	Edecañete		36,539	0.58%
15	Electro Tocache		16,033	0.26%
16	Sersa		6,296	0.10%
17	Emseusa	1	8,679	0.14%
18	Emsemsa		7,781	0.12%
19	Chavimochic		7,496	0.12%
20	Coelvisac	7	3,399	0.05%
21	Electro Pangoa		1,780	0.03%
Toral de clientes		140	6,279,379	100%

Fuente: Osinergmin

Gráfico N° 4.3: Empresas distribuidoras



Elaboración Propia

Actualmente en el área de Comercialización de la empresa concesionaria, se encargan de facturar y cobrar el servicio de consumo de energía eléctrica, como también son los encargados de diseñar y analizar nuevas estrategias de comercialización, es en este aspecto que se buscara la optimización del consumo y venta de energía eléctrica a los clientes residenciales.

4.3.1 OPTIMACIÓN Y MEJORA DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA CON MEDIDORES INTELIGENTES.

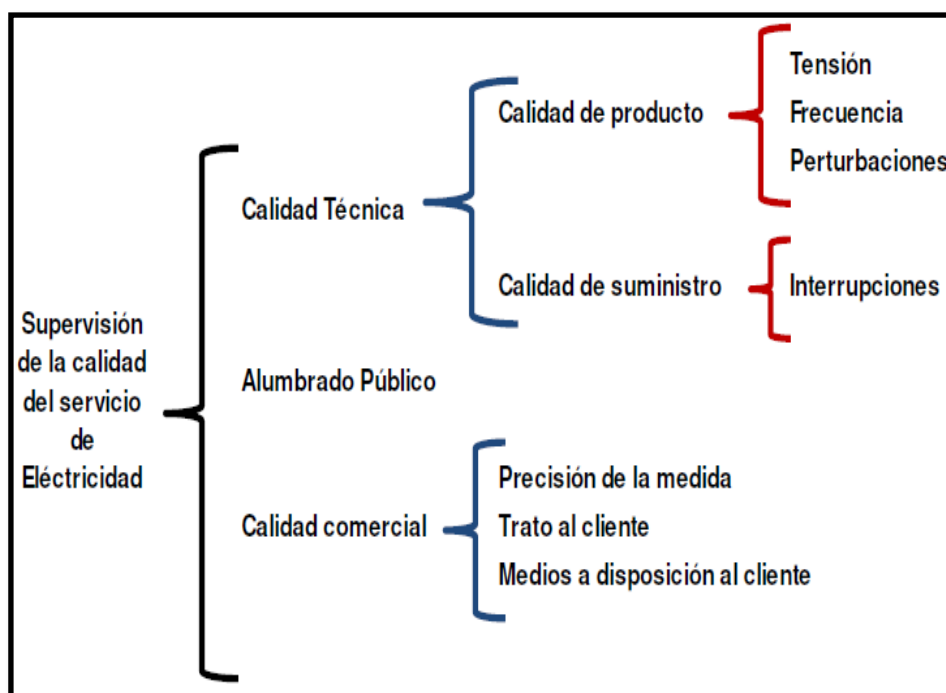
Para optimizar y mejorar la calidad de distribución y comercialización se deberá de tomar en cuenta las nuevas tecnologías existentes en el mercado, las cuales están diseñadas para automatizar la medición de consumo de los clientes. Con estas nuevas tecnologías se beneficiarán los Clientes, así como la empresa de distribución, se optimizarán y mejoran los siguientes puntos:

- **Gestión de Demanda:** Para optimizar la gestión de demanda, se requerida usar los sistemas AMI, ya que estas nuevas tecnologías facilitarán al cliente tener la

capacidad de administrar con facilidad su consumo de energía, podrán analizar y modificar sus patrones de consumo. Ello constituye la clave para poner en práctica la gestión de la demanda y otorgar poder a los usuarios, brindándoles la oportunidad de adaptar su consumo mediante tarifas dinámicas y de tomar medidas concienzudas para conservar la energía.

- **Calidad de Producto:** El control de la Calidad de Producto se lleva a cabo en períodos mensuales, denominados "Períodos de Control", que se realiza en un parámetro de 7 días, pero con los medidores inteligentes este tiempo de periodos de control se realizaran de forma automática y en tiempo real se puede verificar los niveles de tensión que se suministra.
- **Servicio Comercial:** en este aspecto se busca mejorar la calidad de servicio comercial, es decir se optimizará el tiempo de corte y reconexiones, se mejorará los errores de medición y factura ya que los Telemedidos o Telegestionados, ya que estos medidores son confiables en cuanto a medición son mediciones exactas las cuales se puede descargar el historial de consumo para brindar una mejor información a los clientes.

Figura N° 4.1: Calidad del servicio del servicio de calidad.



Fuente: *Osinermin*

4.4 CONTROL DE PÉRDIDAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

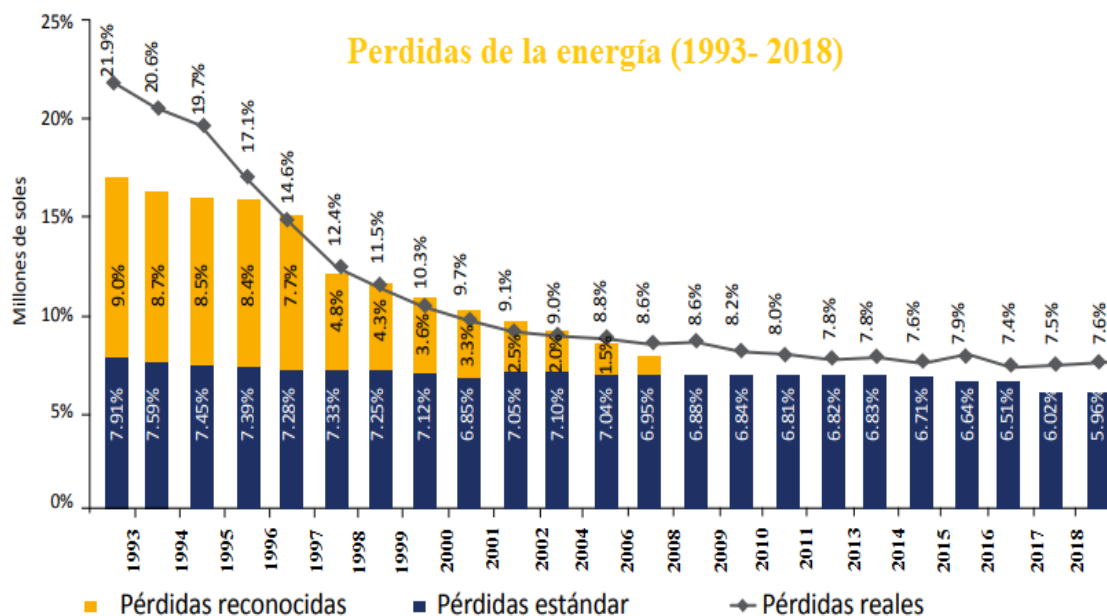
Los clientes residenciales e industriales, se alimentan típicamente en sistemas de distribución de baja tensión en sistemas monofásicos o trifásicos, según la carga de consumo, se alimentan a través de acometidas hasta llegar al medidor, en muchos de los casos de clientes industriales, utilizan sistemas trifásicos y los clientes residenciales en una gran parte de naturaleza monofásica.

Las pérdidas de energía por lo general se producen en la transmisión y distribución de la energía eléctrica, en la distribución donde se analizó se producen en 3 puntos principales: En el punto de distribución y en la red de distribución a las acometidas de los consumidores, además el uso ilícito de la energía.

Las pérdidas que se presentan en la empresa de distribución electro puno, es un indicativo de la eficiencia técnica, comercial y administrativa con la que brinda un servicio de calidad y costo a los consumidores, Osinermin realiza estudios anuales de la

evolución de las pérdidas de la energía a fin de cada año poder mejorar las pérdidas de distribución.

Gráfico N° 4.4: Análisis de la Evolución de la Energía.



Fuente: Osinergmin

En el estudio y análisis para mejorar las pérdidas se realizó en dos grupos de Pérdidas, las pérdidas Técnicas como las perdidas No técnicas que se desarrollara cada y explicara cada una de ellas.

4.4.1 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

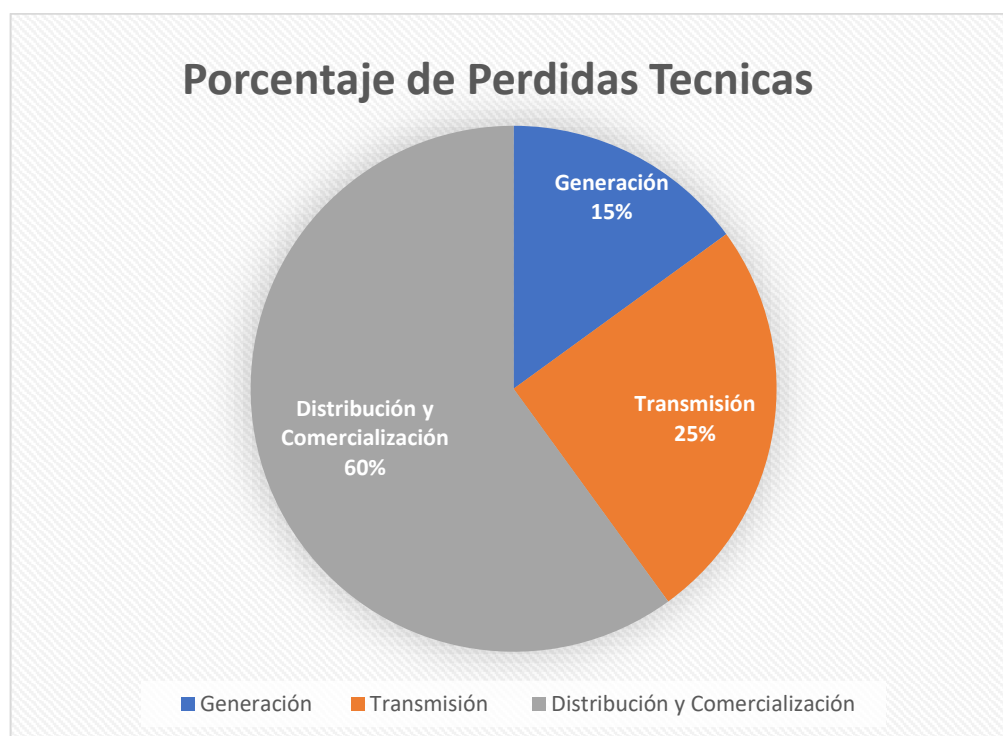
En el sistema de transporte y distribución del flujo eléctrico, la energía no facturada será catalogada como *pérdida*, en el presente proyecto se analizó que durante los procesos de transporte, transformación y distribución, existen pérdidas hasta la entrega para la venta al cliente residencial o industrial, la energía que consume en los proceso de distribución, en los transformadores de distribución a las acometidas para entrega al servicio eléctrico al consumidor final.

Las principales pérdidas técnicas, se encontraron básicamente en los procesos de conducción y transformación de energía eléctrica, los principales encontrados en las

subestaciones de potencia y líneas de transmisión se deben a los fenómenos de histéresis y corrientes parasitas, así como el efecto *Joule*, lo que producirá calentamiento en conductores eléctricos y bobinas a los elementos sistemas de distribución, como por ejemplo transformadores de distribución, redes de baja tensión acometidas, lo que generada una caída de tensión y se producirá una pérdida de energía ya que llegara la tensión de 220 V a los clientes residenciales o 380 V a los clientes industriales con conexión trifásica.

Se realizó una evolución a esta problemática para optimizar la operación de redes de baja tensión, se llegó a la conclusión de que debería haber un estudio de los alimentadores para tener una buena ubicación de transformadores de distribución, para poder reducir las pérdidas hasta niveles permisibles con los que se contribuya al incremento de la eficiencia, seguridad y confiabilidad del sistema de distribución.

Gráfico N° 4.5: Porcentaje de Pérdidas Técnicas.



Fuente: *Osinergmin*

4.4.2 ANÁLISIS DE NO PÉRDIDAS TÉCNICAS

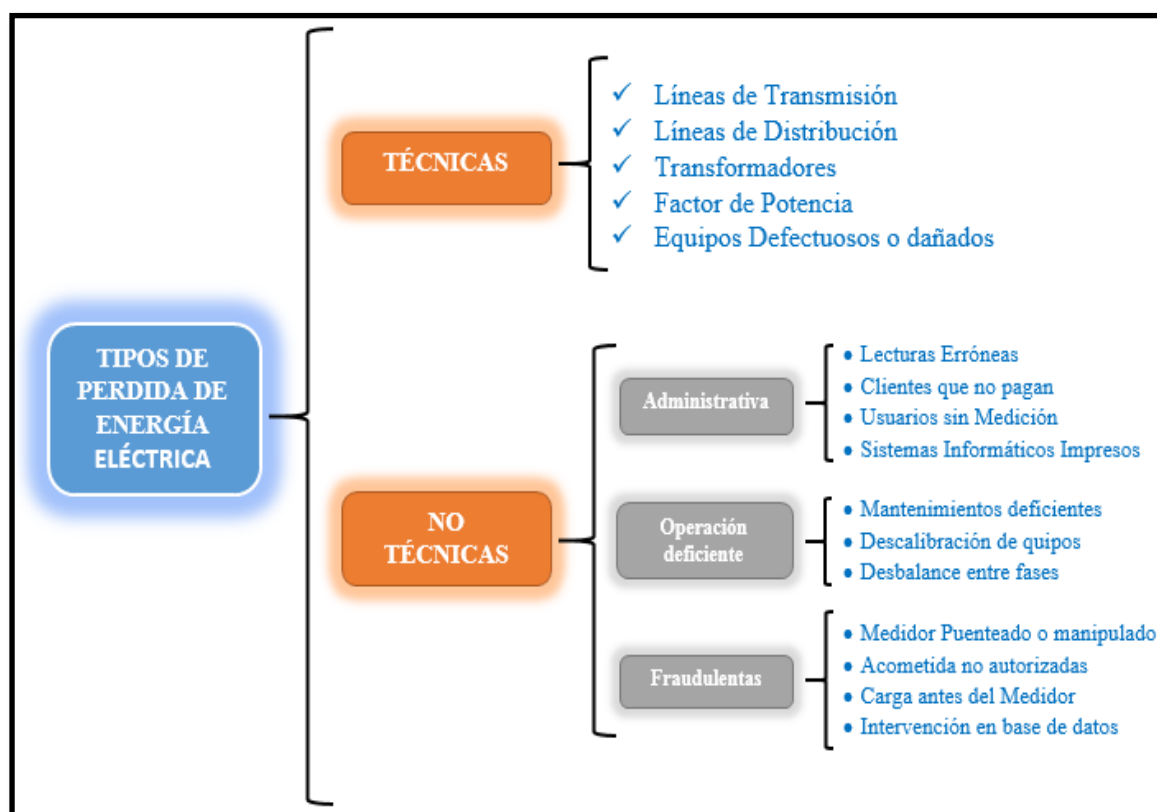
Este tipo de pérdidas de presentan sobre todo en las redes de distribución de baja tensión, y se da por el uso ilícito y clandestino del servicio de energía, en las inspecciones de realizadas se encontró que:

- En mucho de los casos que el propio usuario cometía *sustracción de energía* de la red eléctrica de distribución para su aprovechamiento y uso en forma directa mediante conexiones ilegales no autorizadas.
- El fraude provocado por los usuarios a través del daño o manipulación intencional del os medidores o de sus equipos asociados, con lo que logran alterar el registro total del consumo, consiguiendo que sea inferior al real para pagar menos del consumo, ocasionando pérdidas a la empresa distribuidora.

Las pérdidas no técnicas también se originan por la incorrecta gestión de comercialización y administrativa del sistema convencional de medición o facturación de la distribuidora, dentro de estos aspectos se tendrá:

- Medidores mal calibrados, obsoletos o inadecuados, esto generara errores de lectura.
- Clientes que no cuentan con identificación, (código de ruta o código de suministro) y no se encuentran en la base de datos del área comercial.
- Falta de registro de consumos.
- Retrasos en la facturación
- Demoras en reconexiones de servicios, lo que ocasiona malestar en los clientes.

Gráfico N° 4.6: Clasificación de las pérdidas.



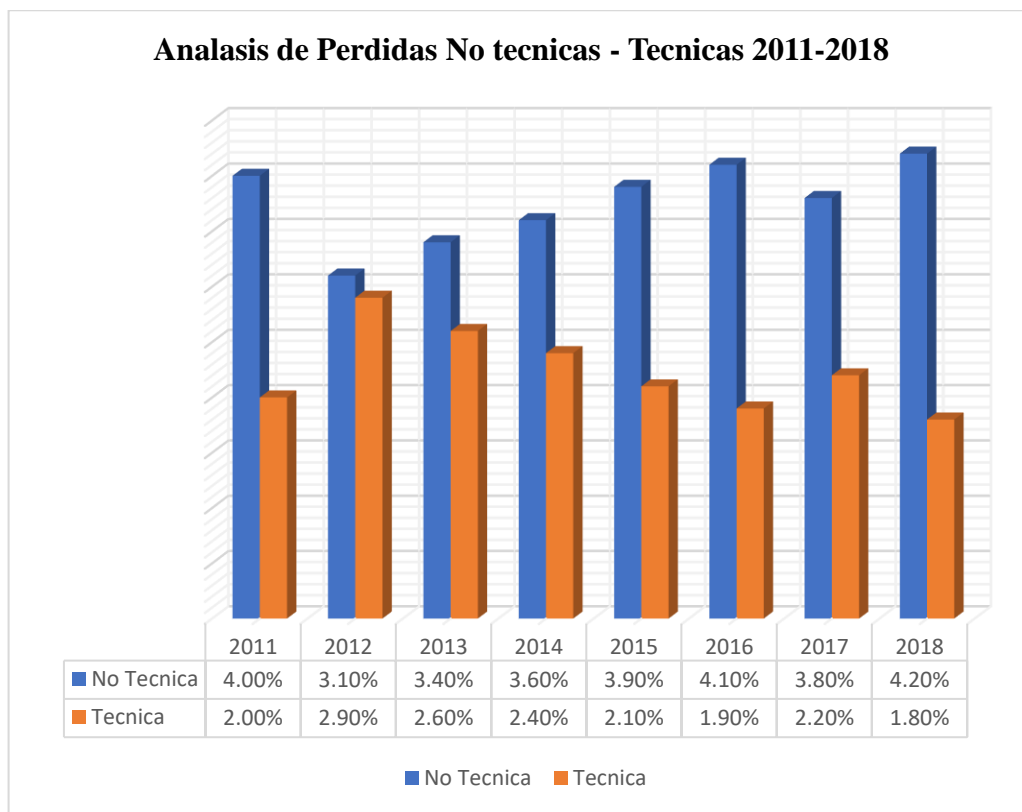
Elaboración propia

4.4.3 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN LA COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA.

En el presente estudio se llegó a la conclusión que las pérdidas de energía eléctrica impactan de una manera negativa en la continuidad y en la calidad del servicio eléctrico que brinda la empresa Electro Puno S.A.A., y generan sustancialmente pérdida económica de sus finanzas.

Se analizó los casos de pérdidas totales de distribución en el año 2018 por parte de Osinergmin, la región de puno cuenta con un promedio del 6% de pérdidas a nivel nacional, de las cuales el 2.40% corresponden a pérdidas técnicas, y 3.60% a pérdidas no técnicas. Los índices de pérdidas en la región de Puno son más altas en las perdidas no técnicas.

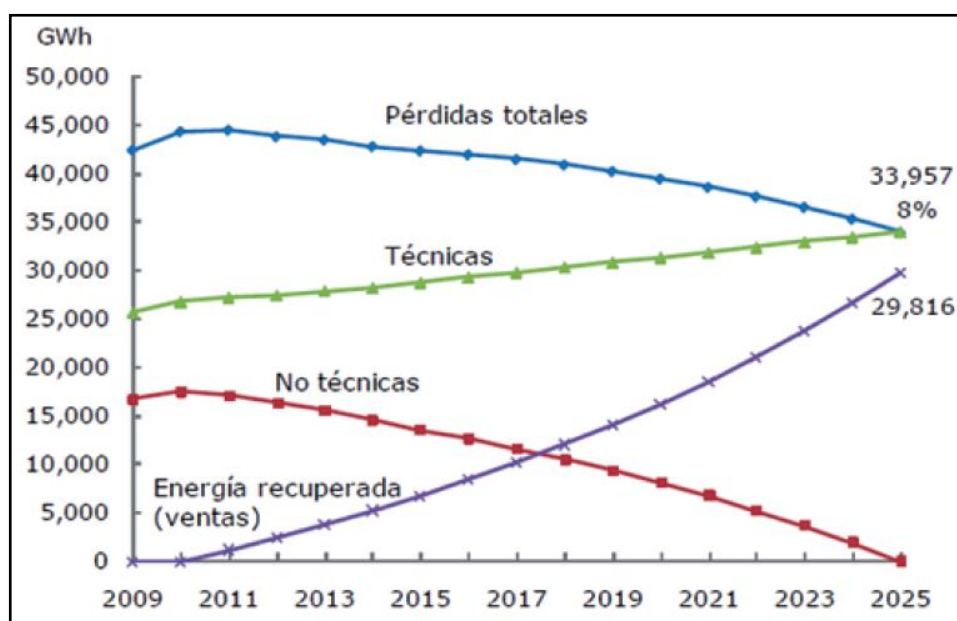
Gráfico N° 4.7: Análisis de Perdidas No técnicas – Técnicas en la Región de Puno.



Fuente: *Osinergmin*

Actualmente Osinergmin está impulsando iniciativas a las empresas distribuidoras a nivel nacional, para poder reconocer la importancia y problemática asociada a las pérdidas de energía eléctrica. Osinergmin busca reducir el nivel de pérdidas totales a un mínimo de 10% en el 2018 y 8% 2024, Grafico 8.

En el año 2010 para fomentar la introducción de Smart Grids en el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), presentaron un Proyecto de ley N° 4335 en el que se proponía promover el desarrollo de las REI (Redes eléctricas Inteligentes), con el objetivo de reducir pérdidas no técnicas, mejorar el consumo de y el monitoreo eficiente de la energía eléctrica. (Vasquez, 2017)

Gráfico N° 4.8: Estimación del comportamiento de pérdidas en el Perú.

Fuente: (Vasquez, 2017)

4.5 EVALUACIÓN DE REPORTES DE CLIENTES RESIDENCIALES E INDUSTRIALES, ÁREA COMERCIAL ELECTRO PUNO

4.5.1 Datos Generales de Electro Puno S.A.A.

La Empresa Concesionaria de Distribución de Energía Eléctrica en el Departamento de Puno se encuentra a cargo de Electro Puno S.A.A., es una creada por escisión del bloque patrimonial de la Gerencia Sub Regional de Electro Sur Este S.A.A. aprobada mediante acuerdo adoptado en la Junta General de Accionistas de esta última Empresa de fecha 09 de julio de 1999, inscrita en la Oficina Registral Regional José Carlos Mariátegui - Oficina Puno, el día 28 de octubre de 1999 en el Tomo N° 74, Asiento N° 21742 y Ficha N° 1467, iniciando sus operaciones el 01 de noviembre de 1999.

La Empresa basa su funcionamiento en la Ley de Concesiones Eléctricas D.L. N° 25844 y su reglamento D.S. 009-93-EM, desarrollando sus actividades en el ámbito del Departamento de Puno, donde se ubican sus instalaciones electromecánicas de distribución, transmisión y generación; implementada con una estructura organizacional

con personal capacitado con el objetivo de tener una gestión eficiente, ágil y moderna, para brindar a sus clientes un servicio de calidad.

4.5.2 EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN SEMESTRAL RECOPIADA EN LA GERENCIA COMERCIAL, ELPU 2018

La empresa de distribución Electro Puno S.A.A. (ELPU), semestralmente el área comercial emite informes de cantidad de usuarios, reclamos por mala atención y como también solicitudes de reconexiones, dentro de los cuales se puede extraer a siguiente información.

4.5.2.1 Reporte de Cantidad de Usuarios por Tarifa

La empresa Electro Puno S.A.A., hasta el segundo semestre del año 2018, pudo apreciar que cuenta con un total de 226,540 clientes, actualmente se cuenta con distintos tipos de tarifas que se detallara más adelante y la cantidad de usuarios de cada tipo de tarifa existentes hasta el 2018.

Para poder realizar la facturación a los 226,540 clientes se realiza mensualmente una toma de lectura por el mes consumido, en clientes residenciales, comerciales e industriales.

Tabla N° 4.3: Reporte se clientes II semestre 2018 Elpu

USUARIOS	TARIFA	CANTIDAD
CLIENTES RESIDENCIALES, COMERCIALES	BT2	45
	BT3	123
	BT4	220
	BT5-A	356
	BT5-B	224,453
	BT5-D	280
	BT6	453
COMERCIAL ES MAYORES	MT2	105
	MT3	320
	MT4	185
TOTAL		226540

Fuente: *Elpu*

4.5.2.2 Reporte de Reclamos de Producto y Calidad de suministro

Los reclamos como calidad de producto y calidad de suministro donde los clientes reclaman que sus suministros nos les llegaban la tensión de adecuada de acuerdo a la normativa, otro de los reclamos más frecuentes es el corte y reconexión.

También otro reclamo es del alumbrado público sobre las lámparas apagadas lo que genera una mala calidad de producto

Se extrajo los reportes de documentos por reclamos recibidos en el II semestre del 2018 ingresados al área comercial donde se podrá apreciar que la mayor cantidad de reclamos es por excesivo consumo facturado.

Tabla N° 4.4: Reclamos II semestre – 2018 Elpu.

Tipo de Reclamo	Recibidos y Atendidos
EXCESIVO CONSUMO DE FACTURACIÓN	2,563
RECIBO NO LLEGO AL USUARIO	1,328
DAÑOS Y PERJUICIOS (DAÑOS EN EQUIPOS)	749
CALIDAD DE PRODUCTO	483
CORTE Y RECONEXIÓN	213
DEUDA DE TERCEROS	8
CALIDAD DE SUMINISTRO	12
INSTALACIONES DEFECTUOSAS	4
MEDIDOR MALGRADO O DAÑADO	17
ALUMBRADO PÚBLICO	35
ROBO DE MEDIDOR	3
REUBICACIÓN DE MEDIDORES	6
TOTAL	5,421

Fuente: *Elpu*

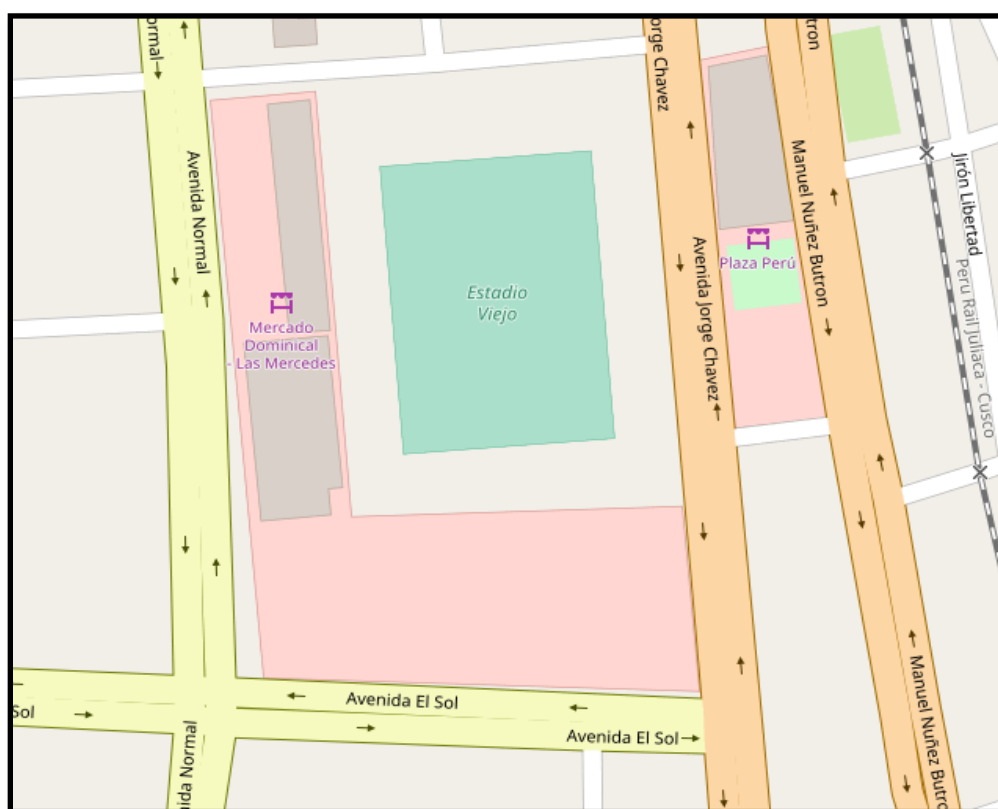
4.6 ANÁLISIS Y FUNCIONAMIENTO DE LOS MEDIDORES TELEGESTIONADOS EN EL MERCADO DE “LAS MERCEDES EN LA CIUDAD DE JULIACA”

4.6.1 DATOS GENERALES DEL PROYECTO PILOTO “LAS MERCEDES”

En la ciudad de Juliaca, se realizó un proyecto piloto de medidores Telegestionados, para tal fin la empresa distribuidora Electro Puno S.A.A. solicitó un estudio de proyecto a la empresa SERMESA, la cual optó por realizar el piloto en la subestación de distribución las Mercedes, en una subestación de distribución que abastezca a clientes residenciales.

DATOS GENERALES:

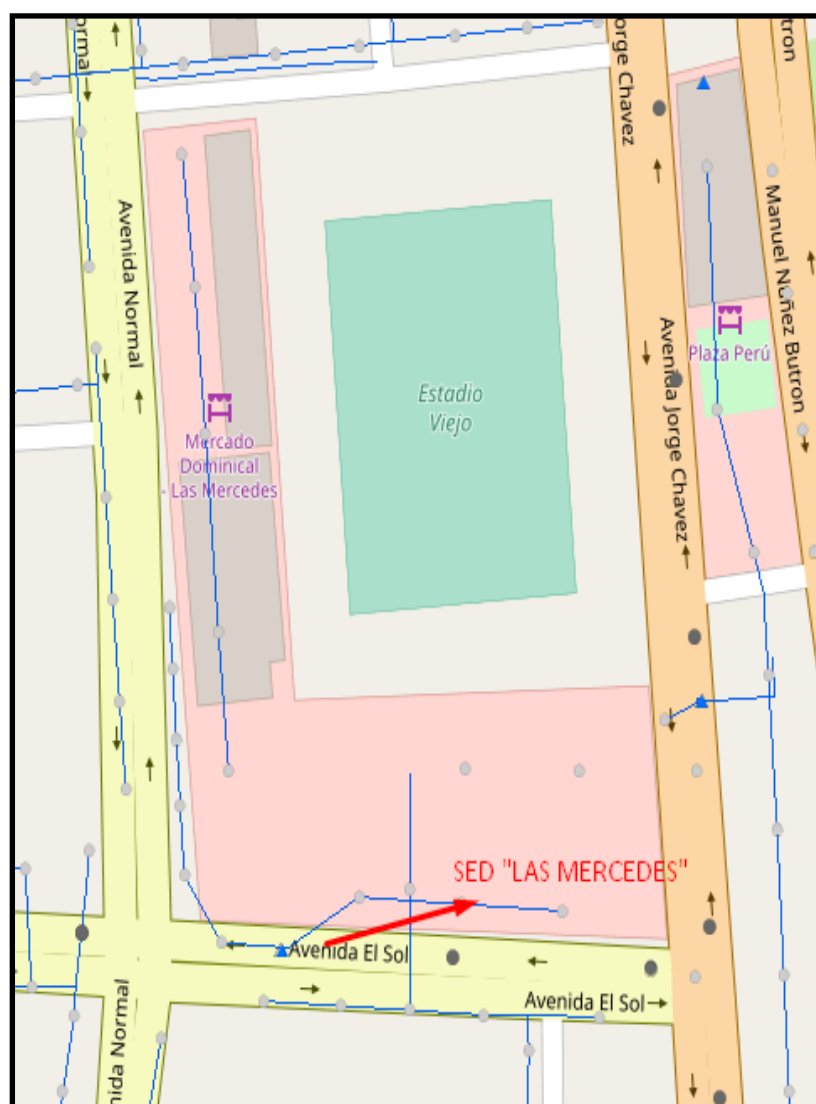
- Región: PUNO
- Departamento: PUNO
- Provincia: SAN ROMAN
- Distrito: JULIACA
- Altitud: 3824 msnm
- Latitud Sur: 15°29'03.5''S (-15.484299)
- Longitud Oeste: 70°08'14.8''W (-70.137438)
- Cantidad de Usuarios: 705 puestos comerciales

Figura N° 4.2: Ubicación de la zona de proyecto


Fuente: (“www.google.com/maps/place/15°20'03.5''S+70°08'14.8''W,” n.d.)

DATOS ESPECIFICOS DEL PROYECTO:

- SED: 5008171 – “SED Las Mercedes”
- Potencia del Transformador: 125kVA
- Nivel de Tensión 10.5 kV
- Calibre del Conductor: AUT 3x50 mm² + 1x16 mm²/35N
- Número de Circuitos: 2 circuitos exclusivos para el Mercado “Las Mercedes”
- Número de Medidores Telegestionados instalados: 705 instalados
- Número de Beneficiarios: 705 puestos comerciales
- Marca de los Medidores Instalados: Techen

Figura N° 4.3: Ubicación de las Redes de Baja tensión.

Fuente: *Elpu*

4.6.2 IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDORES TELEGESTIONADOS – “MERCADO LAS MERCEDES”

En el Piloto del Mercado Las Mercedes – Juliaca, se busca tener una solución inteligente, a través de las lecturas a distancia y tener acceso a corte y reconexión a distancia.

El sistema de medición a distancia contiene las siguientes características:

Gráfico N° 4.9: Funcionamiento de Medición a distancia.

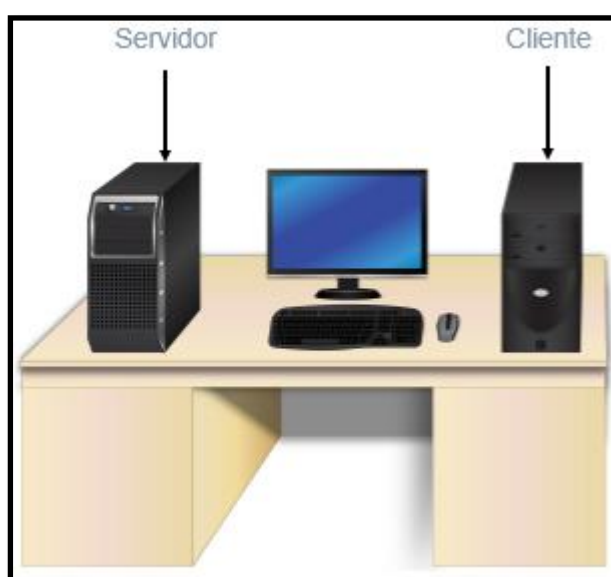
Elaboración propia

4.6.3 COMPONENTES DE LA MEDICIÓN CON TELEGESTIÓN

4.6.3.1 Estación Maestra (EM)

Son los elementos que hacen parte del equipo de control centralizado son aquellos que se encuentra en el centro de control de la empresa de servicios públicos como los hardware.

También son conocidos como Twacs Net Server (TNS), estos equipos se comunican con los SCE (Equipos de Comunicaciones de Subestaciones), actúan como interfaz de usuaria para el sistema de medición remota. Punto de partida para la recuperación de datos.

Figura N° 4.4: Estación Maestra

Elaboración propia

4.6.3.2 Equipo de Comunicación por subestaciones

En el caso del Mercado Las Mercedes, se utiliza para la comunicación con la estación maestra con la subestación, realizara por medio de una antena de comunicación, la cual enviara la información recolectada de todos los medidores por medio del Concentrador.

Figura N° 4.5: Comunicación por subestación



Elaboración propia

4.6.3.3 Equipo de Concentrador de Información

El concentrador de información es el encargado de administrar la gestión de la toma de lectura, corte y posición a través de PLC, hace uso de la propia red eléctrica como medio de comunicación, tiene la función de administrar 500 medidores, a su vez solo tiene la disponibilidad de llegar a medir a 250 m lineales.

Figura N° 4.6: Concentrador de información.

Fuente: *Techen*

4.6.3.4 Medidor inteligente Techen

En el proyecto piloto de la ciudad de Juliaca se utilizaron medidores de la marca TECHEN, los cuales son de industria china, estos medidores cuentan con la función de Telegestión ya que se puede hacer cortes y reconexiones de forma remota. También cumplen con la norma de fabricación IEC 62053 – 11, 62053 – 21. Poseen las siguientes características:

- Marca: Techen
- Modelo: TCE-MT
- Frecuencia: 60 Hz
- Tensión: 220 V
- Sobrecarga: 120%
- Clase: 1
- Protocolo de comunicación: IEC61850

4.6.3.5 Software

El software viene con las siguientes funciones de medición.

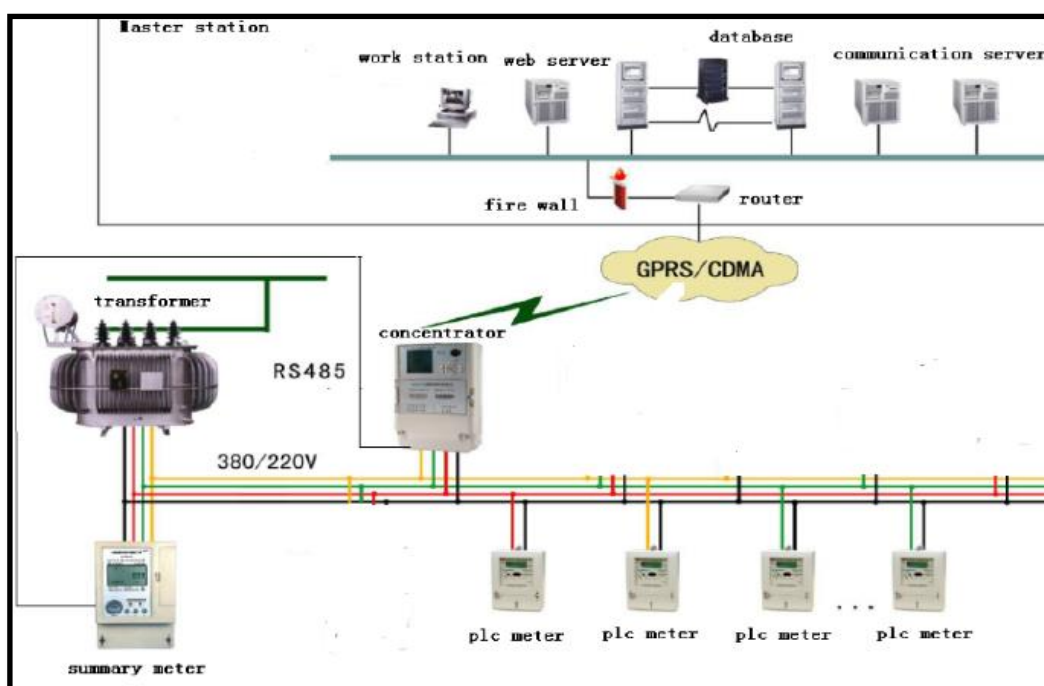
Energía activa: la función de energía activa recibe como parámetros, las direcciones iniciales de los arreglos de tensión y corriente y ejecuta el algoritmo de la ecuación.

Energía de consumo: esta función contabiliza el número de kW-H consumidos durante un todo un ya que estas medidas son en tiempo real.

Otras funciones: en estas otras funciones, las recibe como parámetros las direcciones de los arreglos y tensión y corriente:

- Tensión, Corriente
- Potencia Aparente
- Factor de Potencia
- Potencia Activa
- Potencia reactiva

Figura N° 4.7: Funcionamiento de la medición remota.



Fuente: (Idrovo & Reinoso, 2012)

4.6.3.6 Salida de Comunicación

- Estos medidores Funcionan con comunicación del concentrador al servidor vía GPRS.
- Comunicación del medidor al concentrador por PLC.
- Comunicación le medidor totalizador a la Estación Maestra.

4.6.4 FUNCIONAMIENTO DE MEDICIÓN REMOTA

4.6.4.1 Lectura remota del medidor

- Facturación mensual automática
- Lectura independiente en tiempo real de cualquier medidor

4.6.4.2 Lectura remota del medidor

- El medidor tiene un relay interno que permite el corte y la reconexión del medidor remotamente desde el servidor

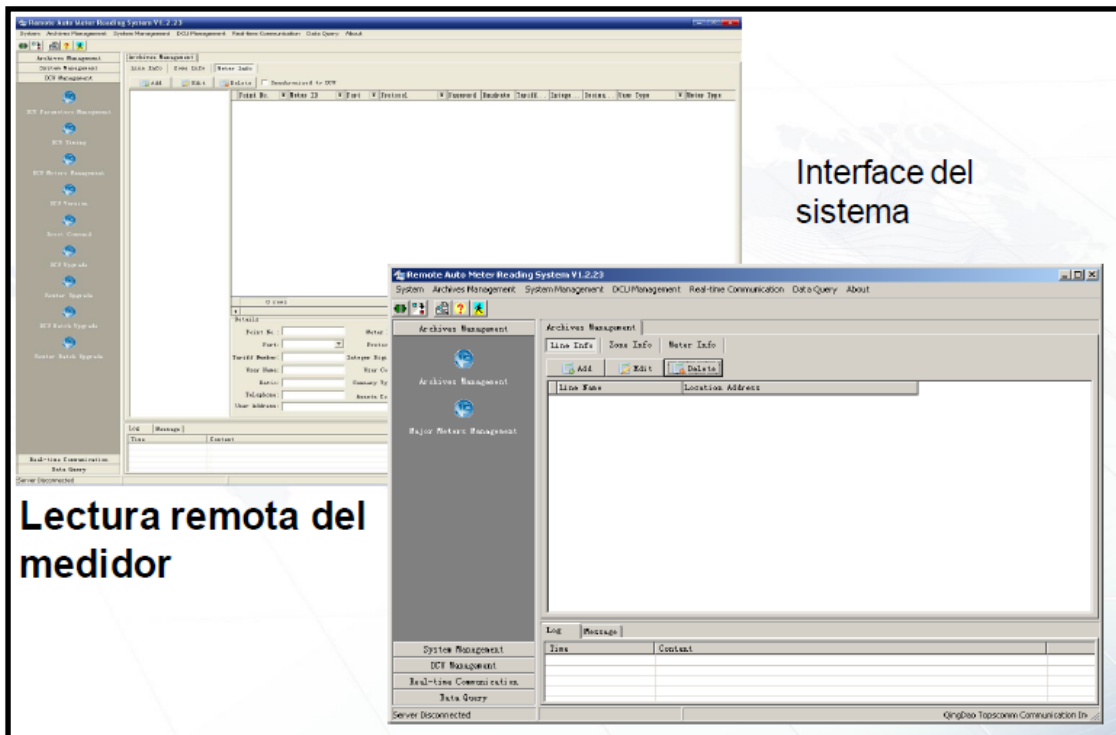
4.6.4.3 Detección de cualquier evento mensual en la lectura

- El medidor enviara una señal al centro de control de existir cualquier evento inusual en el medidor

4.6.5 INTERFACE DEL SISTEMA DE LA ESTACIÓN MAESTRA

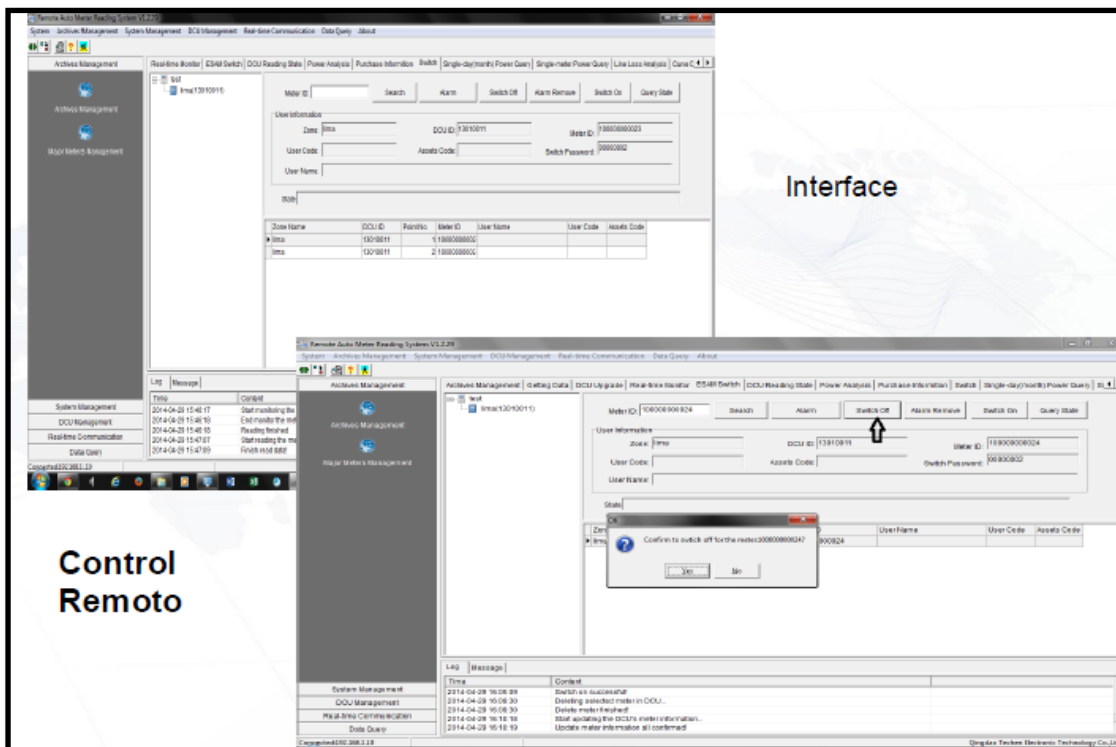
Los medidores de la marca Techen viene con un módulo de Estación maestra donde se puede realizar la identificación de medidores, es de uso exclusivo para los medidores Telegestionados de la marca Techen, se puede extraer los reportes mensuales o diarios del consumo de los clientes.

Figura N° 4.8: Interfaz de la Lectura remota.



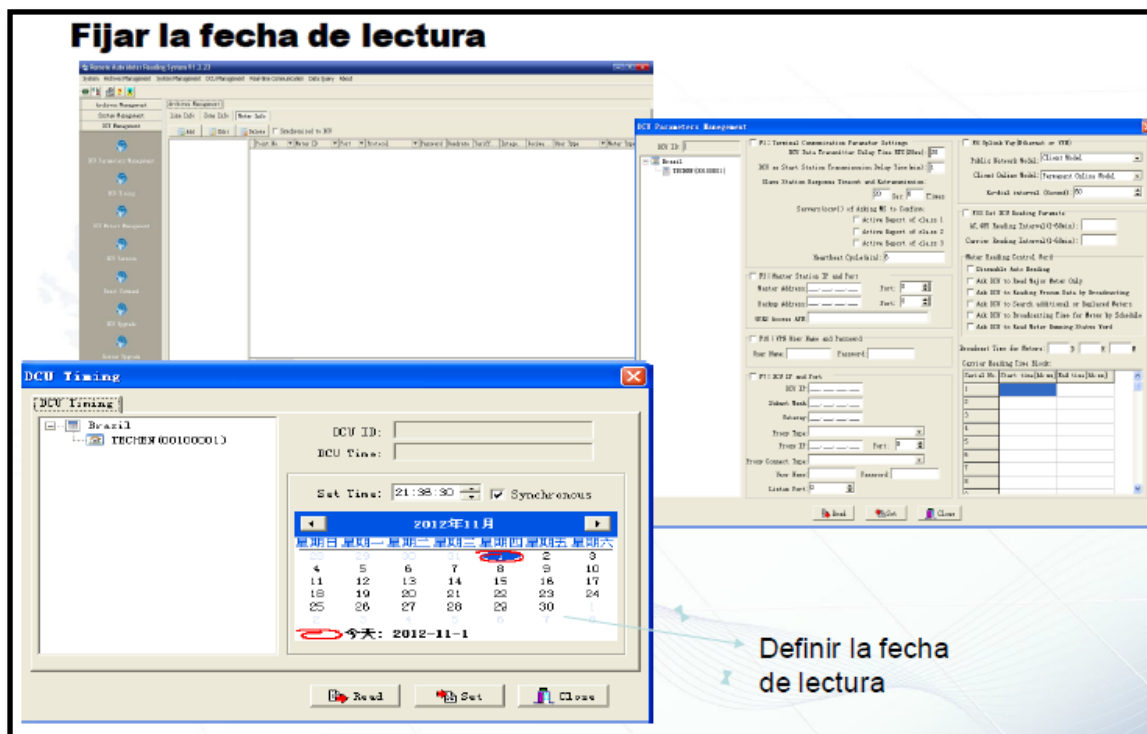
Fuente: Techen

Figura N° 4.9: Interfaz del control remoto de los medidores corte y reconexión.



Fuente: Techen

Figura N° 4.10: Interfaz para Filtrar fecha de búsqueda.



Fuente: *Techen*

4.7 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO CON A LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDORES INTELIGENTES.

El análisis técnico económico se comparando los tipos de medición actuales y las mediciones del Proyecto Piloto Mercado “Las Mercedes”, ya que cuentan se eliminó optimizaron varios aspectos y se mejoró la calidad de servicio.

Ahorro por tomas de lecturas mensuales:

El costo de toma de lectura a través de las contratistas es de S./ 1.00, por lo tanto en 250 clientes el gasto es de 705 en un periodo anual es de S/. 3000. Con los nuevos medidores Inteligentes se optimizo la toma de lecturas, que tenemos lecturas exactas.

Gastos Por Operación y Mantenimiento:

Se consideran estos gastos de operación y mantenimiento consideraremos igual a 0 debido a que no es necesario realizar alguna intervención adicional después de haber instalado los medidores inteligentes a los usuarios.

Ahorro por Intervenciones técnicas:

Cuando se realizan las intervenciones técnicas se genera un costo de intervención el cual es de S/. 350 en clientes Residenciales y en cliente Industriales o mayores el costo es de S/. 700, pero con la Telemedición o Telegestión el porcentaje reducirá considerablemente de un 40% a un 25%.

Tabla N° 4.5: Ahorro de gastos de intervención.

Medidores	% De Intervenciones mensuales	clientes intervenidos	Costo de Intervención	Costo total
Convencionales	40	160	350	56000
Inteligentes	25	40	350	14000
Ahorro de gastos de intervención				42000

Fuente: *Elpu*

4.8 BENEFICIOS Y VENTAJAS OBTENIDAS EN EL MERCADO “LAS MERCEDES - JULIACA”, CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS MEDIDORES TELEGESTIONADOS.

La medición avanzada es una herramienta que genera información basada en el monitoreo permanente de parámetros eléctricos y en la transferencia de la información hasta los centros de control. Entre los beneficios que esto representa se distingue la capacidad del sistema para poder mostrar, de forma precisa, los detalles de consumo de los usuarios en cantidad y en la forma en que usa la energía, así como los detalles del consumo en los diferentes nodos de la red en donde se efectúa la medición, lo anterior puede servir por ejemplo para efectuar balances de energía en diferentes niveles de la red

de distribución, con los que se pueden identificar y conocer los puntos en donde se consume tanto la energía que es facturada por el proceso de comercialización, como la energía que no es facturada y puede ser catalogada como pérdida por factores técnicos o no técnicos. Lo anterior es la base para instrumentar acciones orientadas a la reducción de pérdidas de energía, principalmente en el área de Distribución. La infraestructura de los sistemas AMI permite obtener información que incide en aplicaciones relacionadas con la problemática asociada al control de pérdidas y a la operación eficiente de la red eléctrica, como:

- Gestión de la demanda de energía eléctrica.
- Respuesta a la demanda.
- Monitoreo de consumos kW/h, de acuerdo a las demandas.
- Administración de perfil de cargas.
- Conexión/desconexión remota de consumos.
- Detección de ilícitos.
- Calidad de energía.
- Control en medición para inserción de generación distribuida.
- Reconfiguración de alimentadores dependiendo del balance de cargas.
- Costos de energía, prepago y facturación a distancia.

CONCLUSIONES

CONCLUSION 1:

La calidad del Distribución y comercialización se optimizó y mejoró mediante la Telemedición y Telegestión, ya que se posee mediciones en tiempo y se eliminaron errores de lectura en un costo de beneficio de S/. 15,918.90 mensuales, así poder entregar una buena calidad del servicio de energía eléctrica a los 705 medidores en el mercado Las Mercedes, se redujo del 25% de errores de toma de lectura en un 20% con la implementación de medidores de Telegestión.

CONCLUSION 2:

Se optimizo el tiempo de suspensión y reconexión remota, utilizando medidores Inteligentes, de lo que tomaba la reconexión 24 horas a 3 horas como máximo después de ser efectuado el pago de reconexión, con respecto al suspensión y corte semestralmente se atendían un promedio de 213 reclamos (13%), con la implementación de medidores Telegestionados se redujo notablemente en un numero de 15 reclamos (3%) semestralmente; se mejorará la oportunidad de la atención de los reclamos ya que semestralmente se atendían un total de 5 421, siendo el más frecuente por un consumo excesivo de facturación que era 2 563 reclamos representaba el 40% del total, al implementar los medidores Telegestionados, se reducirá a un 20% los reclamos y quejas ya que serán atendidos en línea los reclamos de los clientes sobre el servicio; el usuario tiene la posibilidad de tener la implantación de esquemas de facturación personalizados y los más importante para los usuarios es que la Telegestión del medidor inteligente posibilita que el operador le envíe alarmas tempranas por desviaciones en su consumo.

CONCLUSION 3:

Con implementación de los medidores inteligentes Telegestionados ayudara a las empresas distribuidoras de energía eléctrica, eliminar los costos por errores de lectura, no solo basta con el simple reemplazo de los viejos y conocidos medidores de energía convencionales (ya sea de inducción o electrónico-digitales), a su vez involucra también hacer modificaciones en la red de suministro que debería virar hacia una Red más Inteligente o Smart Grids.

RECOMENDACIONES

RECOMENDACIÓN 1:

Una de las recomendaciones sería el impacto concientizar al cliente sobre el cambio drástico que se sufrirá con estas nuevas tecnologías a las que estamos acostumbrados a los convencionales métodos de facturación, reclamos, cortes y reconexión. Este cambio radical generará una nueva adaptación, percepción y experiencia con las nuevas tecnologías que hoy en día se está aplicando. Los Usuarios deberán participar en charlas de introducción, capacitación y explicación de estas nuevas Tecnologías para que puedan comprender el funcionamiento de la Telegestión y las Tecnologías Smart: Smart Meter y Smart Grid y AMI

RECOMENDACIÓN 2:

Las empresas distribuidoras tendrán que capacitar a los usuarios ya que ellos serán más beneficiosos porque los usuarios podrán controlar su consumo y así regular y ahorrar los costos de la energía que consumen.

RECOMENDACIÓN 3:

Se deberá hacer la implementación de la Telemedición en el Perú, ya que contribuirá favorablemente para las empresas de Generación (conocer las horas punta con mayor exactitud), Transmisión (mejorar la calidad de transportar la energía) y Distribución (mejorar la calidad de atención al usuario, controlar las pérdidas, hurtos y agresiones por parte de los usuarios), Usuarios (facilitar su corte y reconexión no estarán a la espera del técnico encargado de la reconexión, evitar ir a la empresa a realizar su queja, controlar su consumo mensual y mejorar la calidad del uso de la energía, ahorro económico y detección si es víctima de hurto de energía).

RECOMENDACIÓN 4:

Para tener un control de las pérdidas no técnicas la Empresa debería incluir en su inversión de equipos totalizadores de energía, como por ejemplo los AGInode, en cada una de las estaciones de transformación.

BIBLIOGRAFÍA

- Circutor. (2018). Sistemas de telegestion. Retrieved from <https://www.interempresas.net/Medicion/FeriaVirtual/Producto-Sistemas-de-telegestion-Prime-95265.html>
- Ecoserveis. (2013). Formación de agentes e informadores energéticos, 129.
- Endesa. (2011). *Especificación Técnica: Medidores de Energía Eléctrica*.
- Escandon, J. C. (2015). Plan de Comercialización de un sistema de Medición y Gestión de Energía Eléctrica con terminales de comunicación inalámbrica., 161.
- Fedit. (2011). SMART GRIDS Y LA EVOLUCIÓN DE LA RED ELECTRICA, 1–82.
- Gerencia de Fiscalización Eléctrica. (2011). Medición Eléctroncia. *Foro Regional*, 41.
- Greenenergy. (2018). Smart Grids. Retrieved from <https://www.greenenergy-latinamerica.com/smart-grids-redes-inteligentes/>
- Heredia, D. M. (2013). Desarrollo de una Guía Enfocada a Medidores de Energía y Conexiones de Medidores, 50. Retrieved from <http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesisd/textoyanexos/621374H542.pdf>
- Idrovo, D., & Reinoso, S. (2012). Análisis de factibilidad para la implementación de un sistema AMI (Advanced Metering Infrastructure) mediante contadores inteligentes por parte de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.
- Malagón Sáenz, N. J., & Chala Jimenez, Z. Y. (2017). ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE 100.000 MEDIDORES INTELIGENTES DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EDIFICIOS MULTIFAMILIARES DE BOGOTÁ, 125.
- Nansen. (2012). Medidor electromecanico. Retrieved from <https://www.google.com/url?sa=i&source=images&cd=&ved=2ahUKEwjbytDx277jAhVBFLkGHVnpC1kQjhx6BAGBEAM&url=http%3A%2F%2Fwww.nansen.co>

m.br%2Fm1a-t-m2a-

t%2C1%2C15&psig=AOvVaw1uzd0YB88T_21u8R4ZryYX&ust=156354764012

1283

Quiroz, L. A. (2017). Sistemas de Telemedida, 30.

Ruiz, M. (2015). Interoperabilidad entre Medidores Inteligentes de Energía Eléctrica Residencial. *Primer Congreso Internacional y Expo Científica*, 101.

Siemens. (2017). Medidores de Energía con Tecnología AMR. Retrieved from <http://www.afinidadelectrica.com/articulo.php?IdArticulo=124>

Técnica, N. (2014). eléctrica, 3–5.

Vasquez, A. (2017). Aspectos económicos de la implementación de redes inteligentes (smart grids) en el sector eléctrico peruano. Retrieved from <http://www.osinergmin.gob.pe/>

www.google.com/maps/place/15°20'03.5''S+70°08'14.8''W. (n.d.). Retrieved from <https://www.google.com/maps/place/15°29'03.5%22S+70°08'14.8%22W/@-15.4843148,-70.1387707,407m/data=!3m1!1e3!4m6!3m5!1s0x0:0x0!7e2!8m2!3d-15.4842991!4d-70.1374381>

Zegarra, M. (2017). ANALISIS DE NUEVO SISTEMA DE MEDICIÓN CENTRALIZADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON MEDIDORES INTELIGENTES EN ÁREA DE LA RENGIÓN AREQUIPA.

ANEXOS

ANEXO N° 1: Información General Proyecto Piloto Mercado Las Mercedes

INFORMACION GENERAL DEL PROYECTO																																																											
MEDICION INTELIGENTE CON PLC "PROYECTO PILOTO MERCADO LAS MERCEDES JULIACA"																																																											
ANALISIS GENERAL DE LA DEMANDA																																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td colspan="15" style="text-align: center;">Con Proyecto</td> </tr> <tr> <td style="width: 10%;">Número de clientes</td> <td colspan="14" style="text-align: center;">705</td> </tr> <tr> <td style="width: 10%;">Vida Útil</td> <td colspan="14" style="text-align: center;">15 años</td> </tr> </table>															Con Proyecto															Número de clientes	705														Vida Útil	15 años													
Con Proyecto																																																											
Número de clientes	705																																																										
Vida Útil	15 años																																																										
UNIDADES AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15																																											
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034																																											
Número de clientes	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705																																											

AGENTE CON PLC "UTILIZANDO LAS REDES DE BAJA TENSION MERCADO					
ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	C.U.	COSTO
1	Medidor Digital HEXING, Concentrador PLC, Servidor, Software, Licencia	KIT	705	429	302,445.00
2	Instalación de Medidor Digital HEXING, Concentrador (PLC), Servidor, Software	KIT	705	32	22,560.00
3	Mantenimiento (reemplazo) de Medidor Digital HEXING	Unid.	15	20	300.00
4	Reparto de recibo	Unid.	705	0.15	105.75

DATOS					
ITEM	BENEFICIOS	UNID.	CANT.	C.U.	COSTO
1	Ahorro en toma de lectura, corte, reconexión, desacción de	Unid.	705	22.58	15,918.90
2	Ahorro en mantenimiento por mayor vida útil de medidores	Unid.	705	150	105,750.00
3	Ahorro por inspección	Unid.	705	0.15	105.75

ANEXO N° 2: Análisis de Costos Privados en 15 años

COSTOS INCREMENTALES A PRECIOS PRIVADOS																	
MEDICION INTELIGENTE CON PLC "PROYECTO PILOTO MERCADO LAS MERCEDES JULIACA"																	
RUBRO	COMPONENTE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
A	INVERSION	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
A1	Medidor Digital HEXING, Concentrador PLC, Servidor, Software, Licencia	325,005.00															
A2	Instalación de Medidor Digital HEXING, Concentrador (PLC), Servidor, Software	302,445.00															
E	COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (S/.)	22,560.00															
	Mantenimiento (reemplazo) de Medidor Digital HEXING		300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
	Reparo de recibo		105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75
F	TOTAL COSTO DEL PROYECTO	325,005.00	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75
H	TOTAL COSTOS INCREMENTALES	325,005.00	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75

ANEXO N° 3: Análisis de Beneficios Privados en 15 años

BENEFICIOS INCREMENTALES (A PRECIOS PRIVADOS)																	
MEDICION INTELIGENTE CON PLC "PROYECTO PILOTO MERCADO LAS MERCEDES JULIACA"																	
ITEM	N°	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	ANO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1 SITUACION CON PROYECTO																	
	Aborro en toma de lectura, corte, reconexion, deteccion de	-	15,918.90	15,918.90	15,918.90	15,918.90	15,918.90	15,918.90	15,918.90	15,918.90	15,918.90	15,918.90	15,918.90	15,918.90	15,918.90	15,918.90	15,918.90
	Aborro en mantenimiento por mayor vida útil de medidores	-	105,750.00	105,750.00	105,750.00	105,750.00	105,750.00	105,750.00	105,750.00	105,750.00	105,750.00	105,750.00	105,750.00	105,750.00	105,750.00	105,750.00	105,750.00
	Aborro por inspección visual	-	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75	105.75
2 BENEFICIOS		-	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65
3 BENEFICIOS INCREMENTALES																	
		-	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65

ANEXO N° 4: Evaluación Económica y Factibilidad del proyecto piloto Mercado

Las Mercedes.

VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS (A PRECIOS PRIVADOS)															
MEDICION INTELIGENTE CON PLC "PROYECTO PILOTO MERCADO LAS MERCEDES JULIACA"															
ITEM	BENEFICIOS NETOS TOTALES														
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
A) PRECIOS PRIVADOS															
1) BENEFICIOS INCREMENTALES	-	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65	121,774.65
2) COSTOS INCREMENTALES	325,005.00	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75	405.75
3) BENEFICIOS NETOS TOTALES	-325,005.00	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90
BENEFICIOS NETOS		121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90	121,368.90

INDICADORES	PRIVADOS
TASA DE DESCUENTO	12%
VAN(S/.)	501,622.13
TIR(%)	37.01%

La evaluación económica realizada para la medición inteligente Telegestión "Utilizando las redes de baja tensión en el Mercado las Mercedes", el cálculo se realizó con la información de Costos de Inversión y Beneficios remitidos en vuestro correo electrónico.

Determinando los siguientes indicadores:

INDICADORES	PRIVADOS
TASA DE DESCUENTO	12%
VAN(S/.)	501,622.13
TIR(%)	37.01%

En vista que el Valor Actual Neto (VAN) es S/ 501,622.13, siendo este valor mayor a cero, se determina que es un proyecto rentable con un remanente de 501,622.13.

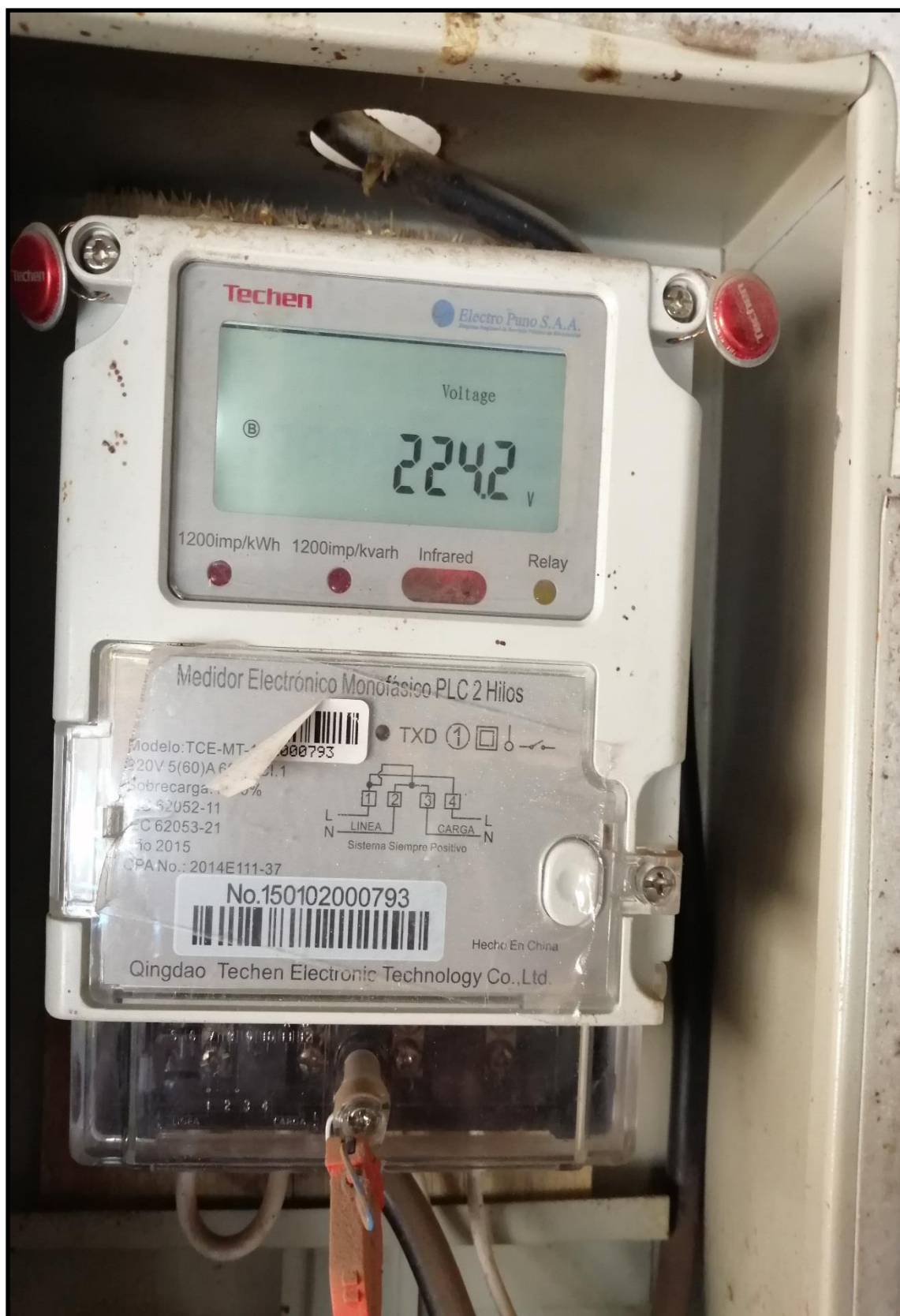
La Tasa interna de retorno (TIR) es de 37.01%, la cual es superior al 12% mínimo de rentabilidad requerido para las empresas de FONAFE.

Bajo los argumentos anteriores y los datos proporcionados se recomienda el proyecto.

ANEXO N° 5: Subestación Mercado “Las Mercedes - 5008171”



ANEXO N° 6: Medidores Telegestionados Marca Techen – Medición del Voltaje

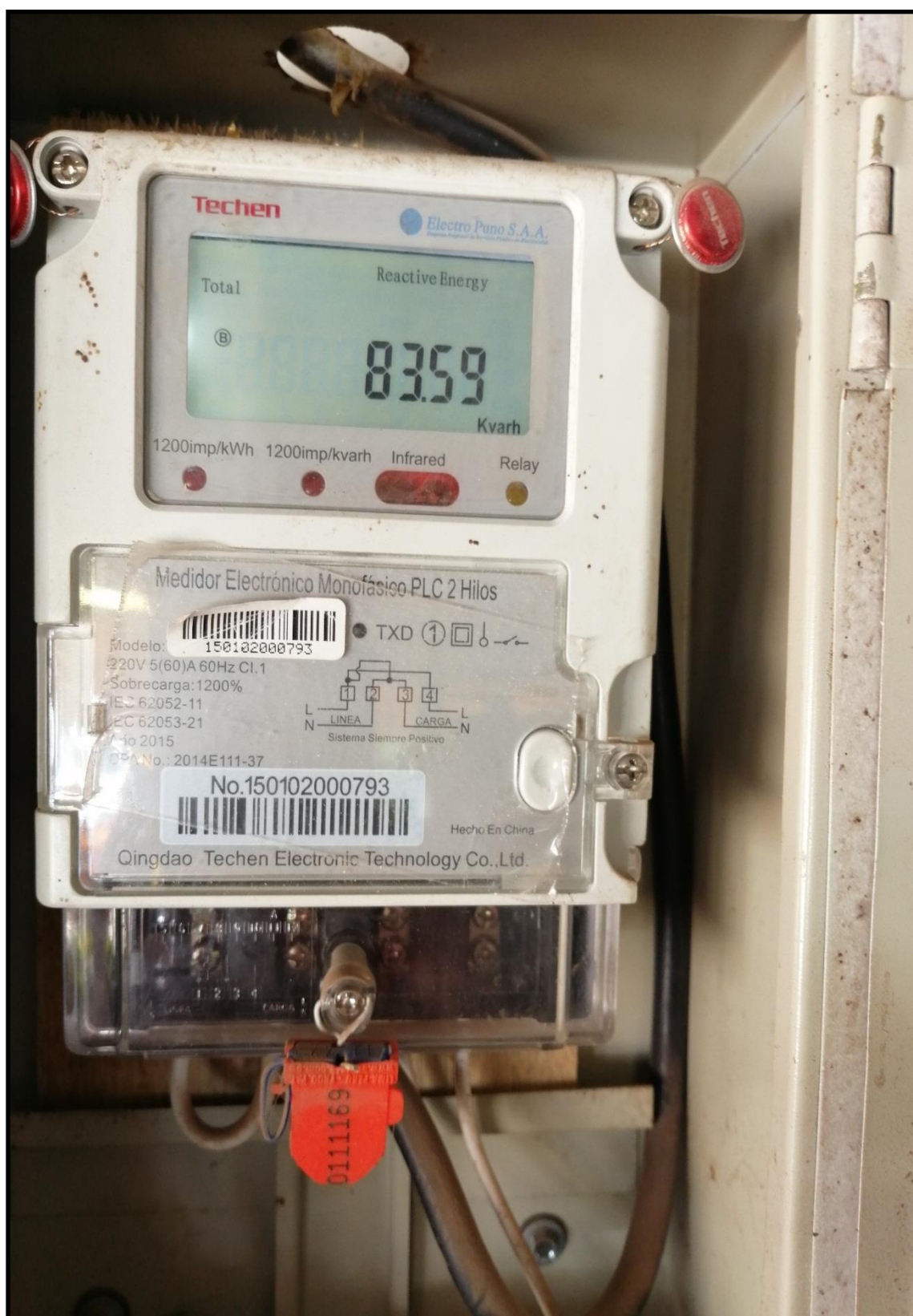


ANEXO N° 7: Medidores Telegestionados Marca Techen – Medición de la Frecuencia



ANEXO N° 8: Medidores Techen Gestionados – Medición Potencia

Reactiva



ANEXO N° 9: Medidores Telegestionados Marca Elster – Alpha A3

A3 ALPHA® meter with UMT-C-A3



Two way communications to the A3 ALPHA meter over existing power lines is available with the TWACS UMT-C-A3 transponder installed under the meter cover.

The data you need

Whether the billing data is simple (kWh energy and maximum demand) or complex (kWh and kVAh, kW and kVAR maximum demand, and power factor coincident with kW maximum demand)—the UMT-C-A3 transponder from Distribution Control Systems retrieves billing data directly from the A3 ALPHA meter registers and transmits it over the TWACS power line system to the TWACS Net Server. The A3 ALPHA meter with the UMT-C-A3 transponder can be configured to support a variety of options:

- energy consumption
- demand
- time-of-use
- reactive energy measurement and demand
- apparent energy measurement and demand
- power factor
- bidirectional energy
- instrumentation values (such as per phase voltage)
- error and warning messages

Installed under the cover

The UMT-C-A3 can be installed on an A3 ALPHA demand meter (A3D), a TOU meter (A3T), an apparent power meter (A3K), a reactive meter (A3R), and a bidirectional energy meter (A3C). Since the UMT-C-A3 is mounted under the cover of the A3 ALPHA meter, the installation is easy. There are no external enclosures to mount or additional wiring required. Once the meter is installed and power is applied, the A3 ALPHA meter begins its metering process, and the UMT-C-A3 is powered and connected to the TWACS communication network.

No guessing required

The A3 ALPHA meter and the UMT-C-A3 feature a wide range voltage input. The meter and transponder may be used with any distribution voltage from 120 V to 480 V. The installer has the correct voltage rating all of the time. The wide voltage range feature detects and operates accurately on the voltage applied. There is also a UMT-C-A3 transponder for voltage transformer applications when the line voltage exceeds 480 V.



www.elster.com

ANEXO N° 10: Características Medidores Telegestionados Marca Elster – Alpha

A3

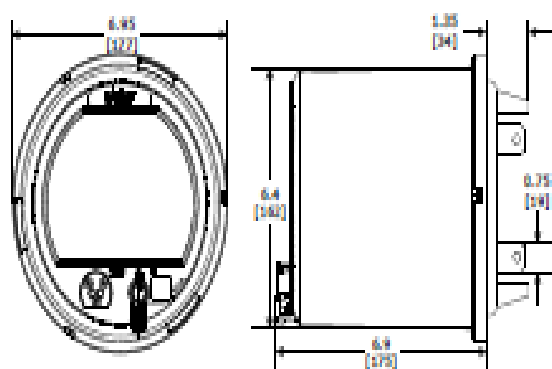
Technical specifications

Maximum voltage	Continuous 528 VAC (Any phase option: L-L or L-N)	
Maximum current	Continuous of Class ampere, temporary (1 second) of 200 % of meter maximum current	
Surge voltage withstand	ANSI C37.90.1 Oscillatory	2.5 kV, 2500 strikes
	Fast transient	5 kV, 2500 strikes
	ANSI C62.41	6 kV of 1.2/50 µs, 10 strikes
	IEC 61000-4-4	4 kV, 2.5 kHz repetitive burst for 1 minute
Voltage range	ANSI C12.1 Insulation	2.5 kV, 60 Hz for 1 minute
	Nameplate nominal range	120 V to 480 V
	Operating range	96 V to 528 V
Current range	0 to Class ampere	
Frequency range	Nominal 50 Hz or 60 Hz ± 5 %	
Temperature range	-40 °C to +85 °C inside the meter cover	
Humidity range	0 % to 100 % noncondensing	
Power supply burden	Less than 4 W	
Per phase current burden	0.1 milliwatts typical at 25 °C	
Per phase voltage burden	0.008 W at 120 V, 0.03 W at 240 V, 0.04 W at 480 V	
Accuracy	Meets ANSI C12.20 accuracy for accuracy Class 0.2 %	
Starting current	Forms 15 and 35	10 mA for Class 20 100 mA for Class 300 160 mA for Class 3201
	All other forms	5 mA for Class 20 50 mA for Class 300 80 mA for Class 320
Primary time base	Power line frequency 50 Hz or 60 Hz with selectable crystal oscillator	
Secondary time base	Meets the ANSI limit of 0.02 % using the 32,768 kHz crystal. Initial performance is expected to be equal to or better than ±55 seconds per month at room temperature.	
Outage carry over capacity	6 hours at 25 °C. Super capacitor rated at 0.1 Farads, 5.5 V.	
ANSI standards	C12.1; C12.10; C12.18; C12.19; C12.20; C12.21	

About Elster Group

Elster Group is the world's leading manufacturer and supplier of highly accurate, high quality, integrated metering and utilization solutions to the gas, electricity, and water industries. In addition, through its subsidiary Itron International, it is the leading global manufacturer of high-level thermochemical treatment equipment.

The group has over 8,500 staff and operations in 38 countries, focused in North and South America, Europe, and Asia. Elster's high quality products and systems reflect the wealth of knowledge and experience gained from over 170 years of dedication to measuring energy and scarce natural resources.



Dimensions are in inches (millimeter), for reference only. Do not use for construction.

Elster
200 S Rogers Lane
Raleigh, NC 27610-2144
United States

T +1 800 338 0251 (US toll free)
T +1 919 834 4895 (Canada)
F +1 919 212 4801

support@us.elster.com
www.elster.com

© 2007 by Elster. All rights reserved.

Information contained herein is subject to change without notice. Product specifications may change. Contact your Elster representative for the most current product information. Printed in the United States.

ANEXO N° 11: Características Medidores Telegestionados modelo Libra - 2

LIBRA-2

Single Phase Energy Meter
(TWACS® Inside)

LIBRA2 single-phase meter is compatible with the TWACS® telemetry power line communication Advanced Metering System.

Feature and Benefit

- The meter contains several supply capacity limitation algorithms for demand limiting.
- Line voltage and reactive quantities are also available for remote retrieval.
- Storage of historical data of latest 25 days.
- Daily readings snapshot at midnight.
- Remotely configurable.
- Control of disconnect switch with single or two-step method (using post-mortem).
- Access to engineering quantities such as line voltage, reactive quantities, etc.
- Logging of sustained and momentary power outages.
- Remotely updatable module firmware.

Specification

Measurement

- Input and output volt
- Vrms, Irms, frequency and power factor

Electrical Rating

- Availability: 100W, 1A, 2A, 10A
- Nominal voltage: 120V, 208V, 240V (± 3% ~ ± 30%)
- Current: 1-3/20 phase @ 0.5-0.8V
- Frequency range: 50-60 Hz
- Range: 10-100A
- Current: 1-3/20 phase

Disconnection Relay

- Maximum switching voltage: 240Vac
- Maximum switching current: 100A
- Maximum switching power: 2.4kW
- Maximum over-current: 3000A

Environment

- Operating temperature: -20°C to +70°C
- Storage range: -40°C to +80°C
- Relative humidity: 95% non-condensing
- Ringing protection: IP64 (optional)



Battery (Optional)

- Supply built-in RTC and power off display
- Rechargeable Li-Ion battery rated 1000 mAh, 3.6 V with life of 10+ years: typical continuous operation at 25°C
- Super capacitor (optional, with 3 days capacity at least)

Security

- Security password protection
- Hardware programming protection (optional)
- Tamper protection

Event Record

- Flexible to select logged event types
- Events record with date & time
- Multi-event records

Communication

- Optical port: RS485 C12 @ 19200
- TWACS® module inside

LED Display



1-1 Large 8-segment Digital display
 2-10mm x 5mm, 8 integers + Subdecimal
 3-3 digits for ID display: kWh x 3000

Programming Software

- Programming and reading software compatible with Microsoft Windows (2000 and later)

ANEXO N° 12: Características Medidores Cirwatt D

CIRWATT D

Medidor trifásico multifunción de altas prestaciones

Existen instalaciones en las que debido al gran consumo o generación de energía, la precisión del medidor a instalar es un factor clave a tener en cuenta. CIRWATT ofrece la mejor opción para grandes consumidores, CIRWATT D es un medidor de alta precisión, medido en 4 cuadrantes con diferentes entradas/salidas y funciones especiales.

Está especialmente diseñado para instalaciones en las que se requiera la facturación por contratos, varios perfiles de carga o varios sistemas de comunicación. Se adapta totalmente a las necesidades de cada cliente gracias a la diversidad de puertos de comunicaciones.

CIRWATT D	
Tensión nominal	3x57100 V 3x83,5/110 V 3x127/220 V 3x230/400 V
Corriente nominal	... / 5(10)A (A través de transformadores de corriente) ... / 1(2)A (A través de transformadores de corriente)
Clase de precisión	Clase 0,2 S ó 0,5 S Energía Activa (IEC 62053-22) Clase 0,5 ó 1 Energía Reactiva (Según IEC 62053-23)
Frecuencia	50 Hz 60 Hz
Cuadrantes	4
Comunicaciones (2 puertos)	RS-232/RS-232 RS-232/RS-485 RS-232/Ethernet
Módulos expansión	3 entradas / 4 salidas de relé 3 entradas / 4 salidas ópticas

