



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL  
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**TEMA:**

Análisis del cambio de sistemas de medición convencional a infraestructura de medición avanzada (tecnología AMI) a través de software HES ORCA de Hexing, para el mejoramiento de la gestión técnico comercial en la Cdla. El Mamey de Babahoyo.

**AUTOR (ES):**

Parrales Aguilar, Segundo Tomás  
Contreras Foyain, Juan Ernesto

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO EN ELÉCTRICIDAD**

**TUTOR:**

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, PHD.

Guayaquil, Ecuador

2024



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL  
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**CERTIFICACIÓN**

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por Parrales Aguilar, Segundo Tomás Y Contreras Foyain, Juan Ernesto, como requerimiento para la obtención del título de INGENIERO EN ELECTRICIDAD.

TUTOR

---

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, PHD.

DIRECTOR DE LA CARRERA

---

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, PHD.

Guayaquil, 2 de septiembre de 2024



**UNIVERSIDAD CATÓLICA**  
**DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**  
**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Nosotros, Parrales Aguilar, Segundo Tomás y  
Contreras Foyain, Juan Ernesto.

**DECLARO QUE:**

El Trabajo de Titulación, “**Análisis del cambio de sistemas de medición convencional a infraestructura de medición avanzada (tecnología AMI) a través de software HES ORCA de Hexing, para el mejoramiento de la gestión técnico comercial en la Cdma. El Mamey de Babahoyo**”, previo a la obtención del título de INGENIERO EN ELECTRICIDAD, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

2 de septiembre de 2024.

EL AUTOR

---

Parrales Aguilar, Segundo Tomás

---

Contreras Foyain, Juan Ernesto



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL  
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**AUTORIZACIÓN**

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Nosotros, Parrales Aguilar, Segundo Tomás y  
Contreras Foyain. Juan Ernesto.

Autorizamos a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, **“Análisis del cambio de sistemas de medición convencional a infraestructura de medición avanzada (tecnología AMI) a través de software HES ORCA de Hexing, para el mejoramiento de la gestión técnico comercial en la Cdla. El Mamey de Babahoyo”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

**2 de septiembre de 2024**

---

Parrales Aguilar, Segundo Tomás

---

Contreras Foyain, Juan Ernesto



UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

REPORTE DE COMPILATIO.

 INFORME DE ANÁLISIS  
magister

TESIS PARRALES CORREGIDO

3%  
Textos sospechosos

3% Similitudes  
0% similitudes entre comillas  
0% entre las fuentes mencionadas  
4% Idiomas no reconocidos (ignorado)  
0% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: TESIS PARRALES CORREGIDO.docx ID del documento: 2ee091162f390cafb4524da22937651e612559fe Tamaño del documento original: 12,24 MB Autores: []	Depositante: Ricardo Xavier Ubilla Gonzalez Fecha de depósito: 23/8/2024 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 23/8/2024	Número de palabras: 10.887 Número de caracteres: 72.835
---	--	--

Ubicación de las similitudes en el documento:



El reporte Compilatío del trabajo de titulación de la carrera de INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD denominada: **“Análisis del cambio de sistemas de medición convencional a infraestructura de medición avanzada (tecnología AMI) a través de software HES ORCA de Hexing, para el mejoramiento de la gestión técnico comercial en la Cdla. El Mamey de Babahoyo”**, de los estudiantes Parrales Aguilar, Segundo Tomás y Contreras Foyain, Juan Ernesto se encuentra al 3% de coincidencias.

TUTOR

---

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, PHD.

## **DEDICATORIA**

Mi dedicatoria más especial es para mi amada esposa Susana por ser mi principal apoyo y mi mejor fuente de mi inspiración, sin su dedicación y sacrificio no hubiese sido posible cumplir una de mis metas más anheladas.

También dedico este logro a mis padres Segundo y Fanny que siempre han sido pilares fundamentales en mi vida, cuyo amor desinteresado y abnegación han sido mi motivación diaria. Gracias por ser un modelo de perseverancia y por su apoyo inquebrantable.

A mis adorados hijos Luisa y Thiago quienes han sido mi motivación diaria, este logro es también de ellos, con la certeza de impulsarlos a perseguir sus sueños con determinación y constancia, su alegría y amor han iluminado mis días grises durante esta travesía académica.

Parrales Aguilar, Segundo Tomás.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a mi familia, cuyo amor incondicional ha sido mi fuerza a lo largo de este camino. Gracias por creer en mí y por estar siempre presentes.

Mi agradecimiento especial al Dr. Bayardo por apoyo y guía para que este proyecto culmine con éxito.

A mi amada esposa Susana, mi más profundo agradecimiento por ser siempre incondicional y por ser mi refugio en esos extenuantes días de formación académica. Sin su apoyo constante, empatía y paciencia este logro no habría sido posible.

Y de igual manera a mis compañeros de trabajo y estudio, que han colaborado con una u otra manera para lograr cumplir esta meta.

Parrales Aguilar, Segundo Tomás.

## **DEDICATORIA**

Dedicado a Dios fuente de todo conocimiento y entendimiento, que me ha permitido alcanzar esta meta.

Dedico este logro a mi esposa, cuyo amor ha sido mi fuerza impulsora en este largo camino. Gracias por creer en mí siempre.

A mis hijos, esperando que mi trabajo los inspire a alcanzar sus metas.

Contreras Foyain. Juan Ernesto



## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a dios todo poderoso quien cuida y me ha guiado por todo este trayecto.

A mi familia, gracias por su apoyo y ánimos en todo momento.

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento al Dr. Bayardo Bohórquez, por su invaluable guía y apoyo durante la realización de esta tesis. Sus conocimientos y su dedicación han sido fundamentales para nuestro crecimiento académico.

Contreras Foyain. Juan Ernesto



**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

f. \_\_\_\_\_

**Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, PHD.**

DIRECTOR DE CARRERA

f. \_\_\_\_\_

**Ing. Ubilla González Ricardo Xavier, Msc.**

COORDINADOR DEL ÁREA

f. \_\_\_\_\_

**Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando, Msc.**

OPONENTE

# ÍNDICE

<b>CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO .....</b>	<b>2</b>
1.1. Introducción .....	2
1.2. Antecedentes .....	3
1.3. Definición del problema .....	3
1.4. Justificación.....	4
1.5. Objetivos el problema de investigación.....	4
1.5.1. Objetivo General. ....	4
1.5.2. Objetivos Específicos.....	4
1.6. Hipótesis .....	5
1.7. Metodología.....	5
<b>CAPÍTULO II: MARCO TEORICO.....</b>	<b>6</b>
2.1. Sistema eléctrico .....	6
2.2. Distribución de la energía eléctrica .....	7
2.3. Medición de la energía eléctrica. ....	7
2.4. Redes inteligentes .....	8
2.4.1. Característica de las redes inteligentes. ....	9
2.5. Medidor inteligente .....	10
2.6. Tecnología AMI .....	11
2.6.1. Topología de la tecnología AMI. ....	12
2.7. Norma IEC 61968-9 Estándar para el control de la lectura de medidores .....	15

<b>2.7.1. Componentes del estándar IEC 61969-9 para control y lectura de medidores.</b> .....	16
<b>2.8. Sistemas de recolección de datos</b> .....	17
<b>2.9. Sistema cabecero de televisión</b> .....	17
<b>2.10. Sistemas de gestión de datos de medidas</b> .....	18
<b>2.11. Redes de comunicaciones</b> .....	18
<b>2.11.1. Tecnología Red Área Doméstica.</b> .....	18
<b>2.11.2. Redes Eléctricas Inteligentes</b> .....	19
<b>2.11.3. Comunicaciones por línea eléctrica (Home Plug).</b> .....	21
<b>2.11.4. Controlador lógico programable (PLC).</b> .....	22
<b>2.11.5. Red de Malla de Radiofrecuencia (RF Mesh).</b> .....	23
<b>2.12. Alternativas tecnológicas para WAN</b> .....	24
<b>2.12.1. Servicio General de Paquetes de Radio (GPRS)</b> .....	24
<b>2.12.2. Línea de abonado digital (DLS)</b> .....	25
<b>2.12.3. Cambio de etiquetas multiprotocolo (MPLS).</b> .....	25
<b>2.13. Beneficios de la implementación de AMI</b> .....	25
<b>2.13.1. Beneficios tecnológicos.</b> .....	25
<b>2.13.2. Beneficios sociales.</b> .....	26
<b>2.13.3. Beneficios comerciales.</b> .....	26
<b>CAPÍTULO III: LEVANTAMIENTO DE INFORMACION</b> .....	27
<b>3.1. Generalidades</b> .....	27
<b>3.1.1. Antecedentes de la urbanización.</b> .....	27
<b>3.1.2. Ubicación de la urbanización.</b> .....	27

<b>3.1.3. Características de la Urbanización.....</b>	<b>28</b>
<b>3.2. Red de distribución primaria .....</b>	<b>29</b>
<b>3.2.1. Red de distribución existente. ....</b>	<b>29</b>
<b>3.2.2. Tipo de red en media tensión.....</b>	<b>30</b>
<b>3.2.3. Voltaje de operación.....</b>	<b>31</b>
<b>3.3. Transformadores de potencia.....</b>	<b>31</b>
<b>3.4. Red de distribución secundaria.....</b>	<b>33</b>
<b>3.4.1. Circuito de baja tensión. ....</b>	<b>33</b>
<b>3.4.2. Detalle de abonados.....</b>	<b>33</b>
<b>3.4.3. Alumbrado público. ....</b>	<b>34</b>
<b>3.5. Resumen Circuitos de la ciudadela .....</b>	<b>35</b>
<b>CAPÍTULO IV: ARQUITECTURA E INTERFAZ DE MEDIDORES AMI .....</b>	<b>36</b>
<b>4.1. Generalidades .....</b>	<b>36</b>
<b>4.2. Medidores de energía .....</b>	<b>36</b>
<b>4.2.1. Mecanismo de medición.....</b>	<b>37</b>
<b>4.2.2. Máxima demanda. ....</b>	<b>38</b>
<b>CAPÍTULO V: COMPARACIÓN DE CONSUMOS .....</b>	<b>40</b>
<b>5.1. Generalidades .....</b>	<b>40</b>
<b>5.2. Consumo individual entre las tecnologías de medición .....</b>	<b>40</b>
<b>5.3. Comparación de consumos entre la Medición Convencional VS El Sistema AMI .....</b>	<b>43</b>
<b>5.4. Comparación de Deuda entre la Medición Convencional vs el Sistema AMI .....</b>	<b>43</b>
<b>5.5. Análisis de Calidad del servicio con el Sistema AMI .....</b>	<b>44</b>

<b>5.5. Ventajas del medidor AMI vs medidor convencional .....</b>	<b>44</b>
<b>CAPÍTULO VI: ANALISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>46</b>
<b>6.1. Generalidades .....</b>	<b>46</b>
<b>6.2. Presupuesto Eléctrico .....</b>	<b>46</b>
<b>6.3. Tiempo de ejecución .....</b>	<b>47</b>
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>49</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>67</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>68</b>

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema eléctrico .....	6
Figura 2. Medidor del consumo de energía eléctrica.....	8
Figura 3. Arquitectura de un sistema AMI .....	13
Figura 4. Medidor inteligente .....	14
Figura 5. Arquitectura de control y lectura de medidores (MR) .....	15
Figura 6. Throughput máximo vs distancia para MIMO .....	19
Figura 7. Esquema de conexiones Zigbee .....	21
Figura 8. Arquitectura RFmesh .....	23
Figura 9. Ubicación Geográfica de la urbanización .....	28
Figura 10. Vista de la urbanización .....	29
Figura 11. Medidores de la Urbanización.....	30
Figura 12. Red de distribución primaria eléctrica Babahoyo .....	31
Figura 13. Circuitos de distribución de la red secundaria de la ciudadela El mamey.....	33
Figura 14. Circuito de iluminación exterior y perimetral - ciudadela el Mamey .....	35
Figura 15. Característica constructiva medidor Hexing HXS100. ....	37
Figura 16. Interfaz del software Hex Orca.....	39

## **INDICE DE TABLA**

Tabla 1. Tabla de las diferentes soluciones de HAN.....	22
Tabla 2. Demanda de abonado por manzanas .....	32
Tabla 3. Detalle por circuitp .....	34
Tabla 4. Resumen general de abonados, transformadores y luminarias .....	35
Tabla 5. Histórico de consumo medidor electromecánico .....	41
Tabla 6. Histórico de consumo medidor AMI.....	42
Tabla 7. Análisis comparativo de tecnologías de medición .....	43
Tabla 8. Análisis comparativo de deudas según la tecnología de medición .	43
Tabla 9. Análisis comparativo de reclamos según la tecnología de medición .....	44
Tabla 10. Presupuesto Referencial.....	47

## **INDICE DE ANEXOS**

Anexo 1. Especificaciones técnicas equipos de medición normados en Ecuador .....	72
Anexo 2. Ficha Técnica medidor monofásico tipo Socket Hexing .....	74



## RESUMEN

La infraestructura de medición avanzada (AMI) es una de las bases más importantes dentro de las redes inteligentes, por tal razón, la empresa eléctrica CNEL – Unidad de negocios Los Ríos ha comenzado desde el periodo 2020 la implementación de equipos de medición con tecnología AMI en distintos sectores de su cobertura con el objeto de optimizar la distribución eléctrica y dar apertura a los nuevos proyectos que potenciaran las redes inteligentes del país. El proyecto de investigación se encuentra repartido en 6 capítulos, el capítulo I. describe las generalidades y la problemática que da paso a la necesidad de migración a un sistema de medición avanzada (AMI).

**Palabras claves:** redes eléctricas, energía, Distribución, consumidor, eficiencia energética, medición.

## ABSTRACT

Advanced measurement infrastructure (AMI) is one of the fundamental pillars within smart networks, for this reason, the electric company CNEL – Los Ríos Business Unit has begun the implementation of measurement equipment with AMI technology since 2020. in different sectors of its coverage to optimize electrical distribution and open new projects that will enhance the country's smart networks. The research project is divided into 6 chapters, chapter I. describes the generalities and the problems that give rise to the need to migrate to an advanced measurement system (AMI).

**Keywords:** electrical networks, energy, Distribution, consumer, energy efficiency, measurement.

## ACRÓNIMOS

- ARCERNNR: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
- LOSPEE: Legislación Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- CIE: Comisión Internacional de Iluminación (IEC por sus siglas en inglés: International Commission on Illumination).
- INEN: Servicio Ecuatoriano de Normalización.
- ARCONEL: Agencia de Regulación y Control de Electricidad
- AWG: American Wire Gauge”: calibre de alambre estadounidense.
- CNEL EP: Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad.
- DC “Direct current”: corriente directa o continua.
- CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad en Ecuador.
- P: Potencia activa, su unidad es el Vatio (W)
- S: Potencia Aparente: su unidad es el Voltio Amperio (VA)
- Q: Potencia reactiva: su unidad es el Voltio Amperio Reactivo (VAR)
- V: Voltaje, su unidad es el voltio (V)
- I: Corriente eléctrica, su unidad es el amperaje (A)
- I: Corriente nominal del circuito
- SGDA: Sistema de generación distribuida de autoabastecimiento
- SGE: Sistema de generación eléctrica
- WGS: World Geodetic System
- UTM: Universal Transverse Mercator
- Kgf: Kilogramos fuerza

# **CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO**

## **1.1. Introducción**

El sector eléctrico es considerado división estratégica del país. El gobierno de Ecuador desde el año 2012, ha buscado la migración de su matriz energética mediante la adaptación de nuevas tecnologías inteligentes de energía limpia y la eficiencia energética. Las empresas distribuidoras no cuentan con sistemas de medición inteligente, esto implica que no puedan tomar decisiones administrativas y técnicas frente a la posible sobrecarga de los transformadores por el incremento de demanda por parte de los consumidores.

Actualmente el país no cuenta con muchos sistemas automáticos para realizar la gestión de pérdidas comerciales y balances de energía. Los sistemas de medición convencionales son electromecánicos por lo que la toma de datos debe realizarse de forma manual lo que involucra el desplazamiento a sitio de los operadores de la empresa distribuidora. Esto no garantiza precisión por lo cual la medición convencional se encuentra desactualizada.

La presente investigación busca demostrar el mejoramiento de la gestión técnico comercial en la ciudadela el mamey de Babahoyo mediante el análisis del cambio de sistemas medición convencional a medición con tecnología AMI (Sistema de Medición Avanzada), gestionado a través del software HES ORCA de Hexing.

## **1.2. Antecedentes**

Los sistemas de medición son una parte importante dentro de los procesos que manejan las empresas distribuidoras en el sector eléctrico. Sin embargo, dichos sistemas en la actualidad presentan muchos problemas por incoherencias en las mediciones, estimaciones, tiempos extendidos en la entrega de información lo que origina desfases y sobrepagos en las facturas por consumo de energía eléctrica perjudicando a las empresas distribuidoras.

## **1.3. Definición del problema**

Actualmente la infraestructura de los sistemas de medición de consumo de energía eléctrica que manejan las empresas distribuidoras en el país se encuentran desactualizados. Esto limita a dichas empresas a tener una correcta medición del consumo real del cliente, debido a que el método de toma de lectura es manual, lo cual ocasiona atrasos y errores en la facturación al momento de digitalizar la información entrega por el operario. Esto, en muchos casos provoca que se genere aproximaciones en los consumos de ciertos clientes, sobre todos los de difícil acceso.

Los sistemas de medición convencional al no tener la veracidad todos parámetros y retrasos dentro de sus procesos internos hasta llegar a la etapa de facturación y recaudación genera en muchas ocasiones errores que afectan la calidad del servicio de las empresas distribuidoras.

¿Como mejoraran los sistemas de medición avanzada (AMI) la eficiencia en las lecturas, tiempos de entrega de facturación en la urbanización Mamey ubicada en el cantón Babahoyo?

#### **1.4. Justificación**

La implementación del sistema AMI optimiza el tiempo de lectura, corte y reconexión del servicio eléctrico, proporciona un eficiente control del registro del consumo de los usuarios, permite un monitoreo eficiente de la calidad del servicio, mediciones precisas en tiempo real y en algunos casos precios diferenciados por franja horaria de consumo.

#### **1.5. Objetivos el problema de investigación**

##### **1.5.1. Objetivo General.**

Realizar un análisis del cambio de sistemas de medición convencional a infraestructura de medición avanzada (tecnología AMI) a través de software HES ORCA de Hexing, para el mejoramiento de la gestión técnico comercial en la Cdla. El Mamey de Babahoyo.

##### **1.5.2. Objetivos Específicos.**

- Recopilar y analizar datos técnicos de medidores y circuitos en la Cdla. El Mamey de la ciudad de Babahoyo.
- Detallar la construcción, características y componentes que intervienen en el funcionamiento de la (AMI).
- Comparar las características de los sistemas de medición convencional vs los sistemas de medición avanzada – tecnología AMI.
- Analizar los resultados y beneficios técnico – económico que tendrán los consumidores al incrementar la tecnología AMI.

## **1.6. Hipótesis**

La infraestructura de sistema AMI permitirá conocer su arquitectura, funcionamiento, requerimientos comerciales, y mejorar la captación de los datos medidos, la toma de lectura remota por medición a tiempo real. Así mismo, tiempos de respuesta ante fallos del sistema, corte o reconexión y los beneficios técnico-económico que existen al migrar de un sistema de medición convencional.

## **1.7. Metodología**

La presente investigación maneja el enfoque cuantitativo y los métodos que maneja son el método investigativo debido a que utilizara diferentes investigaciones, información técnica, reporte de pruebas, mediante la consulta de libros, sitios web y revistas que describan el contenido científico y topología de los sistemas AMI y el método deductivo del mencionado sistema emplea la norma de Estándar para el control de la lectura de medidores (IEC 61968-9).

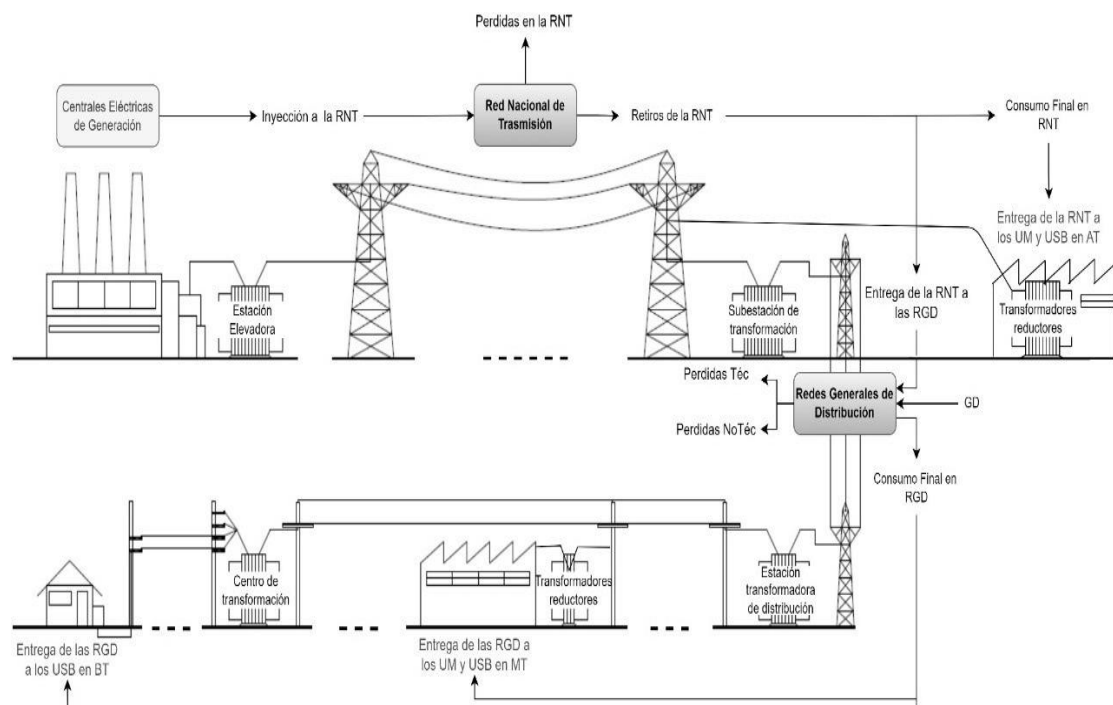
## CAPÍTULO II: MARCO TEORICO

### 2.1. Sistema eléctrico

Es el conjunto de equipos, acometidas y accesorios que forman circuitos interconectados, que sirven para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica con el objetivo de comercializar la energía eléctrica al cliente consumidor (Suarez, 2015).

Las entidades distribuidoras son aquellas que se encargan del desarrollo, logística y mantenimiento de las etapas anteriormente mencionadas por lo cual es fundamental preservar la calidad del servicio y energía ininterrumpida (Garcia & Proaño, 2017).

Figura 1. Sistema eléctrico



Nota: Esquema de un sistema eléctrico Fuente: CONAHYT, 2019.

La figura 1. Muestra las etapas que comprende un sistema eléctrico donde parte por la generación de la energía eléctrica, mediante una central la cual se encarga de la conversión de la energía, esta pasa por un transformador



elevador que eleva su nivel de tensión a 138 KV, la energía es transportada por líneas de transmisión las cuales recorren grandes distancias hasta llegar a una subestación la cual reduce su nivel de tensión de 138 KV a 69 KV y esta transportara la energía hasta llegar a subestación de distribución que reduce su nivel de tensión de 69 KV a 13.8 KV, este nivel de tensión es distribuido a medianos y pequeños consumidores residencial, comercial e industrial hasta llegar al cliente final.

## **2.2. Distribución de la energía eléctrica**

La distribución de energía eléctrica es una etapa mediante el cual la electricidad generada por las centrales energía es transportada a los consumidores finales. La distribución de la energía incluye varias etapas y componentes clave, tales como subestaciones, transformadores, y líneas de distribución, que se encargan de trasladar la electricidad desde las redes de transmisión de alta tensión hasta los usuarios a través de redes de media y baja tensión (Garcia & Proaño, 2017).

## **2.3. Medición de la energía eléctrica.**

La medición es una etapa importante dentro del servicio de comercialización, esta etapa evalúa el consumo de energía mediante un proceso que registra la cantidad de electricidad utilizada por un consumidor. Esto se hace generalmente a través de dispositivos conocidos como contadores de energía y estos pueden ser analógicos o digitales (YTL. Ltd., 2020).

Figura 2. Medidor del consumo de energía eléctrica



*Nota: Sistema de medición CL-100 -240V monofásica de 3 hilos + tierra Fuente: Yueqing,2018*

La figura 2. Muestra un medidor de tipo residencial con tensión 120/240 V monofásica de tres hilos y tierra, el cual cuenta el consumo energético del inmueble, el medidor analógico funciona mediante dos bobinas que inducen un campo magnético y estas hacen girar un disco, el giro representa la potencia consumida del circuito.

## 2.4. Redes inteligentes

Los nuevos sistemas de medición van de la mano con las redes de comunicación mediante aplicaciones que incluyen el manejo y administración de datos, la automatización de la distribución de la energía ante maniobras de mantenimiento, corte y reconexión, rápida respuesta ante requerimientos por el cliente como reubicación de medidor, cambio de medidor por aumento de demanda de energía, etc. Por ello las redes inteligentes son manejadas mediante una infraestructura de comunicaciones administrada por la empresa distribuidora, donde tienen la visualización en tiempo real del anillo

interconectado, así como la supervisión de la distribución energética a los distintos usuarios (Inga, 2012).

#### **2.4.1. Característica de las redes inteligentes.**

Una red inteligente se define, como una sinergia de procesos con el objetivo de brindar calidad y fiabilidad al sistema eléctrico, a continuación, se muestran características fundamentales:

- a) Mejora la gestión de oferta y demanda energética.
- b) Realiza autoevaluaciones a la red eléctrica para detectar y analizar problemas que servirán para la toma de medidas preventiva/correctivas del sistema con el fin de mitigar cualquier impacto a la red, buscando alternativas que permitan dejar no dejar sin servicio a los clientes, mediante.
- c) Solventa las necesidades de calidad de energía respetando los estándares para asegurar un servicio ininterrumpido y al nivel de voltaje adecuado dependiendo del tipo de usuario.
- d) Integra los procesos de generación de energía eléctrica y sistemas de almacenamiento mediante procesos de interconexión de sistemas capaces de cubrir la transición al cambio de fuente de energía.
- e) Impulsa la creación de nuevos mercados energéticos enfocados a la gestión de la energía, mercados tecnológicos que permitan utilizar fuentes de energía renovable para la interconexión a la red y otros dispositivos que permitan disminuir el consumo energético optimizando el sistema vigente.

- f) Reduce la vulnerabilidad física y cibernética, gracias a la integración de procesos y tecnologías que permiten la acción inmediata y toma de decisiones con el fin de solventar cualquier necesidad mediante la visualización de fallos en tiempo real.

## **2.5. Medidor inteligente**

Un medidor inteligente, es un equipo capaz de poder medir el consumo eléctrico de un cliente, sin embargo, cuenta con tecnología electrónica que permite la comunicación para la toma de lectura, visualización, gestión comercial, corte y activación del servicio eléctrico (Estrella & Peralta, 2018).

El Medidor inteligente rastrea el consumo eléctrico en Kilovatios hora (kWh). Estos medidores tienen al menos tres funciones básicas las cuales son el almacenamiento de información, el consumo de energía eléctrica y la transmisión de esta información a la empresa de distribución a través del protocolo de comunicación Red de Área de Campo (FAN por sus siglas en inglés), la cual recibe señales desde la empresa distribuidora para controlar los dispositivos de la red de comunicación Red de Área Doméstica (HAN por sus siglas en inglés) (Garcia & Proaño, 2017).

Los medidores inteligentes presentan varias características que los diferencia de un medidor convencional, los cuales tenemos:

- a) A través de la aplicación de una red de comunicaciones con la apertura en dos direcciones entre la empresa distribuidora y el consumidor, se logra con más eficiencia.
- b) Cuenta con módulos de comunicaciones para la gestión de información que es revisada por la empresa distribuidora; según el tipo de módulo

de comunicación, estos pueden albergar varias tecnologías como Controlador lógico programable (PLC por sus siglas en inglés), Radiofrecuencia (RF por sus siglas en inglés), Servicio General de Paquetes de Radio (GPRS por sus siglas en inglés), Evolución a largo plazo (LTE por sus siglas en inglés) etc.

- c) Cuenta con detección inmediata ante fallos a la red e indica en directo la caída y la reconexión del servicio al centro de control.
- d) Recolecta información con mayor frecuencia que un sistema convencional en un periodo mensual.
- e) Incluye un visor con una pantalla led que permite mostrar la información de consumo y el perfil de carga del cliente.
- f) Sus procesos de corte y habilitación de servicio son instantáneos, son manejados remotamente mediante el centro de control.
- g) Precisión en los parámetros de consumo y demanda de energía, disminuyendo las incoherencias en la medición.
- h) Almacena y registra los perfiles de carga, perturbaciones al sistema del cliente, caídas de tensión, etc. Para un control de posibles fallos internos o externos en el sistema de distribución o ramal.

## **2.6. Tecnología AMI**

La tecnología AMI es un sistema integrado por controles inteligentes, sistemas de transmisión de gestión de datos que mediante un proceso de automatización de lectura brinda información del consumo eléctrico, demanda de los transformadores, estado de algún ramal de distribución, visualizando sus parámetros técnicos en tiempo real (King, 2004).

### **2.6.1. Topología de la tecnología AMI.**

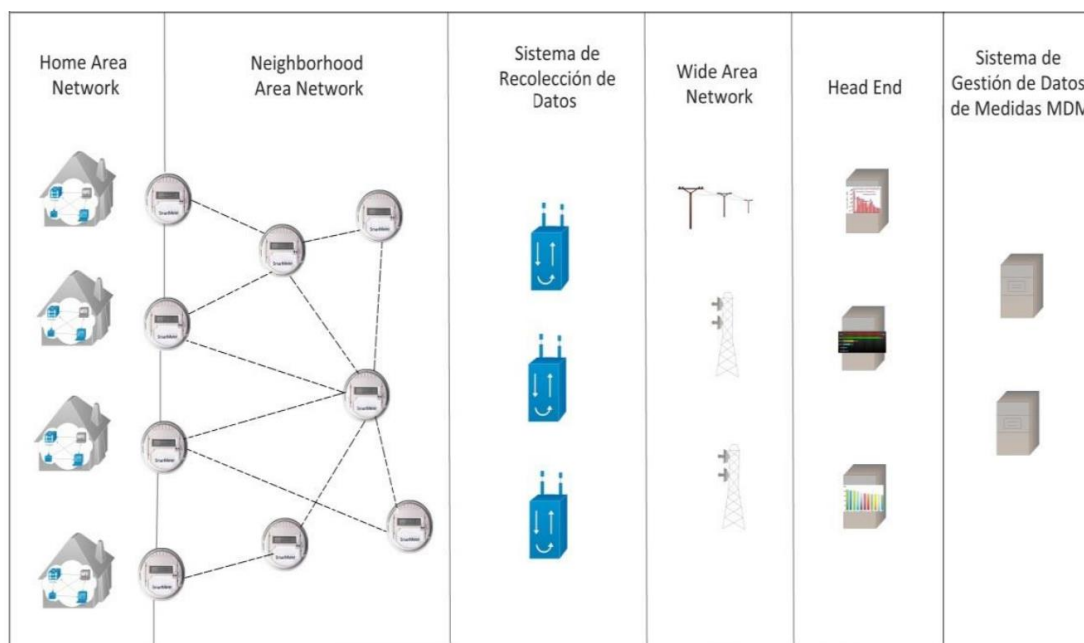
La tecnología AMI cuenta con una arquitectura que asegura su proceso de automatización de los sistemas de medición (Siemens S.A., 2011). La infraestructura cuenta con cuatro etapas fundamentales las cuales aseguran el desarrollo del proceso y la eficiencia del sistema, misma que se detalla a continuación.

- a) Medidores inteligentes
- b) Colector de datos
- c) Sistema cabecero de televisión
- d) Gestor de datos

Los sistemas de comunicación, Forman parte de toda la arquitectura AMI, sin embargo, según su uso cuenta con la siguiente clasificación.

- a) Red para el hogar (HAN)
- b) Red de Área de Campo-Red de Área de Vecindario (FAN-NAN)
- c) Red de área amplia (WAN)

Figura 3. Arquitectura de un sistema AMI



Nota: Administración de las redes de comunicación dentro de las etapas de del sistema AMI. Fuente: Siemens, 2011

La red de comunicación está compuesta por tres protocolos para la gestión de la información los cuales permiten a los dispositivos dentro del predio de un cliente se comuniquen entre sí. Generalmente la red que pertenece a los clientes no está incluida dentro del sistema AMI. (Dias & Hernandez, 2011).

La comunicación de Red de Área de Campo-Red de Área de Vecindario (FAN-NAN) enlaza a los medidores inteligentes y los colectores de datos con el sistema Colector de Datos. Este sistema es el encargado de la configuración, recolección y protección de datos de utilización de energía. El Gestor de energía (MDM), desempeña la administración y almacenamiento de datos a largo plazo (Moran & Ortiz, 2012).

Figura 4. Medidor inteligente



Nota: Presentación del medidor inteligente monofásico de 3 hilos Fuente: CNEL, 2022

La figura 4 muestra la presentación de un medidor inteligente, estos deben acoplarse con AMI, por lo cual deben tener como mínimo los siguientes complementos:

- a) Control de consumo energético por medio del Interruptor de control de potencia.
- b) Puerto de Red de Área Doméstica (HAN) que permite el usuario habilitar la red de área domiciliaria para supervisar el consumo y controlar la forma en la que se usa la energía.
- c) Servicios de tarifa bajo demanda.

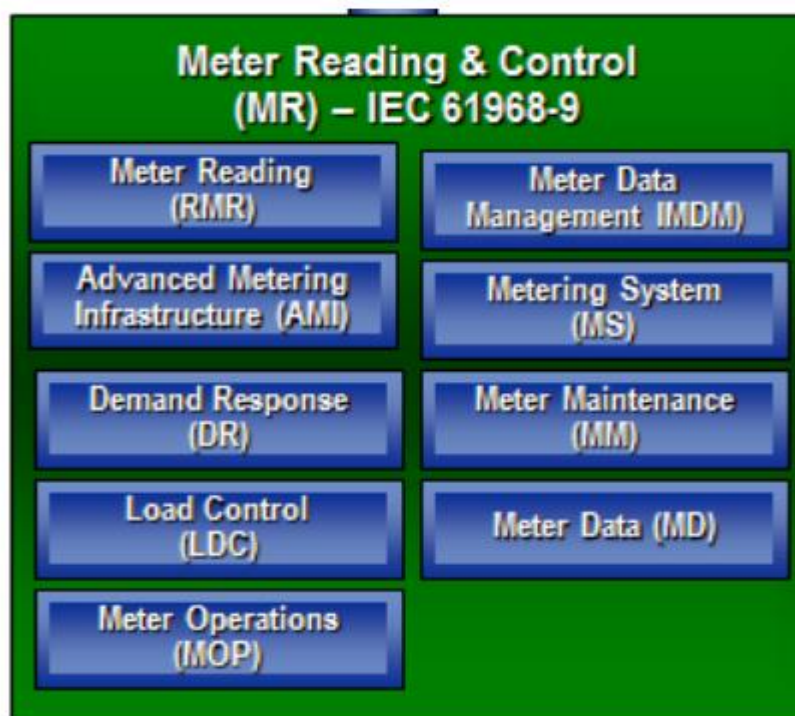
Los medidores inteligentes, optimizan el proceso de medición y facturación evitando retrasos y errores que puedan conllevar pérdidas por parte de la empresa distribuidora. Sin embargo, los medidores inteligentes deben cumplir con el Estándar para el control de la lectura de medidores.



## 2.7. Norma IEC 61968-9 Estándar para el control de la lectura de medidores

El estándar tiene como objetivo la integración entre aplicaciones para gestionar el contenido de la información un conjunto de mensajes para apoyar las funciones de negocio relacionada al control y lectura de medidores (IEC, 2013). El control de la lectura se lleva a cabo mediante una serie de procesos en cadena que van desde la toma de lectura, el control, eventos, sincronización de datos con el cliente, cambio de proveedor, etc (Chacón, 2015).

Figura 5. Arquitectura de control y lectura de medidores (MR)



Nota: Aplicación de integración e infraestructura de sistema de medición de consumo eléctrico Fuente: IEC, 2014

### **2.7.1. Componentes del estándar IEC 61969-9 para control y lectura de medidores.**

De acuerdo con el estándar para el control de lectura de los medidores, estos se clasifican según su aplicación, expresados de la siguiente manera:

- a) Lectura del medidor (RMR)
- b) Infraestructura de medición avanzada (AMI)
- c) Respuesta de la demanda (DR)
- d) Control de Carga (LDC)
- e) Medidor de operaciones (MOP)
- f) Medidor de administración de datos del sistema (MDM)
- g) Sistema de medición (MS)
- h) Datos medidos (MD)
- i) Medidor de mantenimiento (MM)

Las empresas distribuidoras buscan promover la implementación del sistema AMI, para disminuir los costos de medición y facturación. Este sistema al tener un control sobre el consumo eléctrico del usuario es capaz de supervisar su demanda en cualquier tiempo horario, permitiendo al usuario tomar medidas para disminuir el consumo eléctrico de energía mediante la manipulación de las cargas eléctricas domiciliarias, comerciales o industriales (Quezada & Corral, 2012).

El estándar prioriza que el sistema de medición inteligente será una forma completa que recopile información de los medidores en sitio del cliente y sea transportado por medio de las redes de comunicación a la empresa distribuidora, teniendo una comunicación bidireccional, teniendo de esta

manera la información a disposición del prestador de servicio de energía eléctrica (Quezada & Corral, 2012).

## **2.8. Sistemas de recolección de datos**

Este sistema se encarga de la recopilación de datos, también son conocidos como concentradores, son conocidos por ser enrutadores de alta potencia con características de comunicación que funcionan como un nodo para el Sistema cabecero de televisión, donde su principal función es servir como interfaz entre los sistemas y los medidores mediante el protocolo de comunicación Red de área de vecindario (Alvarado, 2018). Los colectores recopilan información tomada de los medidores inteligentes cercanos, son capaces de trabajar en ambientes de intemperie, soportan medianas a altas temperaturas incluso puede trabajar en ambientes de alta interferencia electromagnéticas estando cerca de un transformador (Popa, 2011).

## **2.9. Sistema cabecero de televisión**

Este sistema dentro de la arquitectura de la tecnología AMI es conocido como el sistema de control de los medidores, normalmente ubicado en Centro de Datos resguardadas por las empresas distribuidoras o centros de datos nacionales. Soporta alta tasas de concurrencia con el objetivo de brindar seguridad en la etapa de recolección y configuración de los datos entregados por el medidor de energía (Brunschwiler, 2013). Los sistemas cabecero de televisión realizan las siguientes funciones mostradas a continuación:

- a) Realiza un monitoreo en tiempo real del estado de colector de información, con un tiempo definido y programado con los informes online.
- b) Ejecuta el control de la condición de los transformadores o aquellos equipos que sirven de medición para usuarios especiales, guarda situaciones de exclusividad, y activa sistema de alarmas.
- c) Vigila el flujo de datos y hace una estadística de todos los dispositivos que son parte de la red.
- d) Sincroniza el tiempo de lectura del medidor
- e) Sobrelleva instrucciones de conexión y desconexión de servicios.

## **2.10. Sistemas de gestión de datos de medidas**

## **2.11. Redes de comunicaciones**

El desarrollo tecnológico ha trascendido en los mecanismos de conexión y comunicación de la información, pasando desde la transmisión de datos por medio de un cable hasta opciones inalámbricas habilitadas para la comunicación (*Siemens S.A., 2011*). A continuación, se detallan las distintas soluciones tecnológicas para la red de comunicaciones del sistema AMI.

### **2.11.1. Tecnología Red Área Doméstica.**

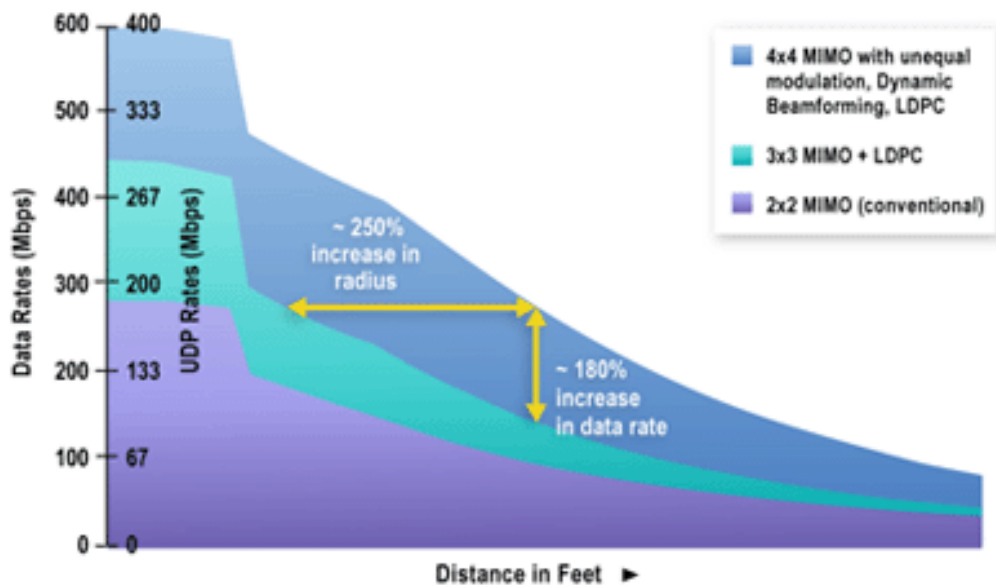
Es una tecnología basada en las normas inalámbricas creadas por el Instituto de Electrónica e Ingeniería Eléctrica (IEEE). Esta tecnología soporta alta difusión si se enlaza con computadoras o algún otro dispositivo inteligente

y puede alcanzar hasta 300 Mbps. Esta tecnología cumple con los requerimientos descritos a continuación:

- a) Trabaja con un rango hasta 30 metros de distancia.
- b) Bajo consumo de energía
- c) Amplio rango de ancho de banda.

Amplio rango de ancho de banda gracias a sus canales de 20/40MHz y 450 Mbbs, así como se aprecia en la figura 6.

Figura 6. Throughput máximo vs distancia para MIMO



Fuente: Grid, 2014

Las ventajas del Wifi incluyen su sencilla instalación, que no requiere un alto grado de conocimientos técnicos. Además, los equipos son de bajo costo, con o sin necesidad de licencias, y no es necesario pagar tarifas de suscripción.

### 2.11.2. Redes Eléctricas Inteligentes.

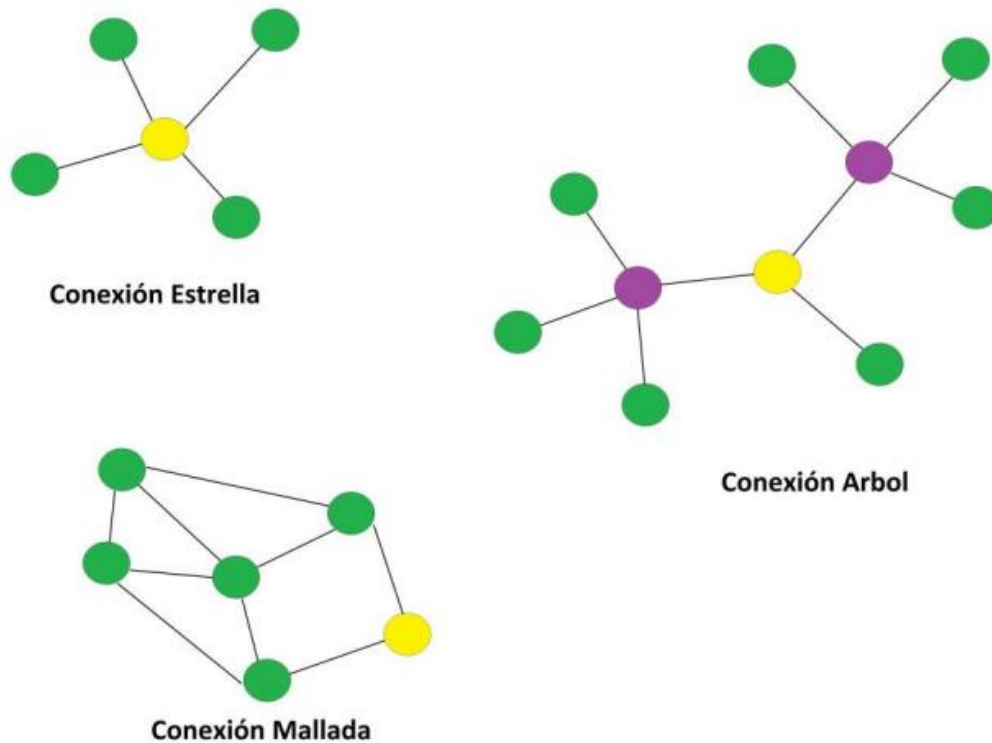
Existen dos estándares de comunicación inalámbrica ZigBee en las Redes Eléctricas Inteligentes:

a) Red de Área de Campo-Red de Área de Vecindario (FAN-NAN): estas redes permiten la comunicación entre medidores inteligentes en un vecindario.

b) Red de Área Doméstica (HAN): son para comunicación de equipos dentro del hogar.

Cada tipo de red requiere un enfoque distinto en cuanto a instalación, topología y operación, aunque todas se basan en los mismos principios esenciales para garantizar la interoperabilidad. El estándar de comunicación inalámbrica ZigBee es un protocolo de red en malla que habilita la comunicación entre dispositivos dentro de la misma red, ya sea directamente o a través de otros dispositivos conectados. El coordinador de la red es responsable de gestionar las interacciones y también actúa como el centro de confianza. En la mayoría de los casos, el coordinador asume este rol de centro de confianza (Loyola & Becerra, 2015).

Figura 7. Esquema de conexiones Zigbee



Nota: Topologías de conexiones según el modelo Zigbee Fuente: Stehens, 2015

Las ventajas que tiene las redes ZigBee son: Funcionalidad conecta y usa, fácil instalación sin cables y tienen características de escalabilidad.

### 2.11.3. Comunicaciones por línea eléctrica (Home Plug).

Se trata de una tecnología de comunicación que utiliza las líneas eléctricas para transmitir datos a través de los cables de electricidad dentro del hogar, adoptando el estándar la Norma para la Comunicación de Datos sobre la Red de Energía Eléctrica. Para configurar la red, es necesario conectar dos o más adaptadores en los enchufes de un domicilio, lo que permite que los electrodomésticos y dispositivos eléctricos se integren a la red a través de estos adaptadores. Los adaptadores no son necesarios, ya que vienen integrados en los propios electrodomésticos. HomePlug 1.0 admite

velocidades de 14 Mbps, mientras que HomePlug AV alcanza los 200 Mbps. Además, emplea el Estándar de encriptación avanzado (AES por sus siglas en inglés) de 128 bits, opera en frecuencias inferiores a 500 kHz, y es resistente al ruido. También ofrece calidad de servicio compatible (IPTV por sus siglas en inglés) y el Protocolo de voz de internet (VoIP por sus siglas en inglés), y trabaja con el Protocolo entre sistemas (ISP por sus siglas en inglés), que permite la coexistencia de diferentes sistemas Controlador lógico programable (Velazco, 2020).

Tabla 1. Tabla de las diferentes soluciones de HAN

RED	ZigBee	WiFi	HomePlug
Standard	IEEE 802.15.4	IEEE 802.11	IEEE 1901
Conectividad	Wireless	Wireless	Cableada
Velocidad máxima por canal	250 kbps a 2,4 GHZ y 40kbps a 915MHz	11Mbps - 300Mbps	14Mbps - 200Mbps
Alcance	10 - 100 m	100 m	300 m
Seguridad	Encriptación 128 bit AES	WPA2	Encriptación 128 bit AES

Fuente: (Dignani, 2018)

#### 2.11.4. Controlador lógico programable (PLC).

Utiliza la infraestructura ya establecida de la red eléctrica para enviar señales de datos. El Controlador lógico programable es una opción económica, ya que llega a cualquier dispositivo conectado a la corriente eléctrica. Las primeras soluciones de PLC empleaban la transmisión en una banda ultra estrecha que operaba a frecuencias inferiores a 3 kHz, lo que resultaba en velocidades de datos de menos de 60 bps. La demanda de velocidades de datos más altas ha llevado al desarrollo de sistemas PLC de banda angosta (NB PLC) que funcionan en el rango de 3 kHz a 500 kHz. Actualmente, los sistemas PLC de banda ancha operan en el rango de 1,8

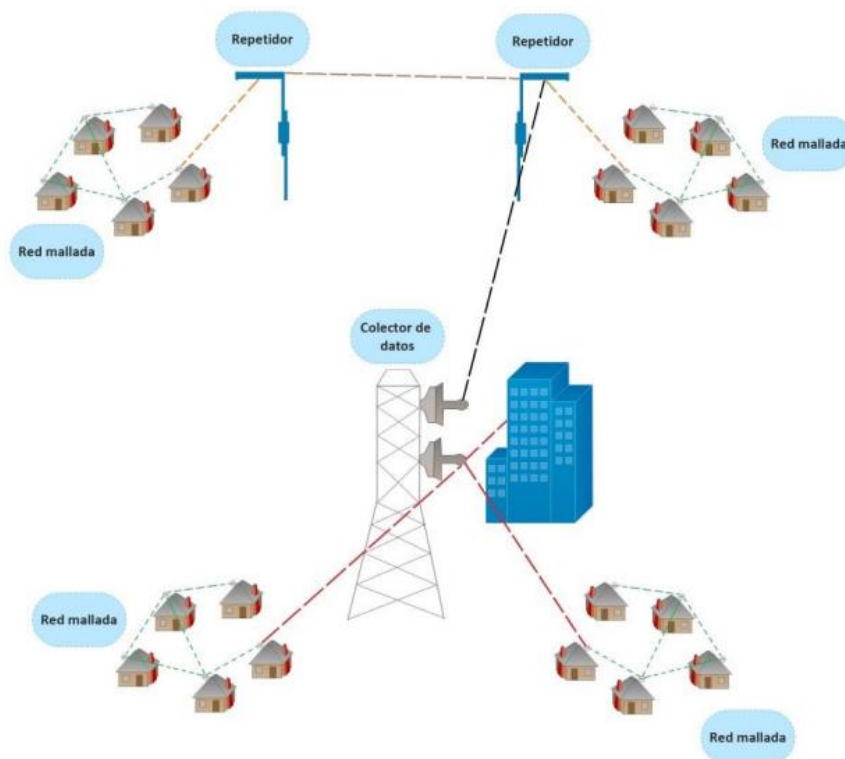


MHz a 250 MHz y pueden alcanzar tasas de datos muy elevadas. Para Red de Área de Campo-Red de Área de Vecindario (FAN-NAN), la tasa máxima de datos es de 128 Kbps, aunque esta cifra no considera la sobrecarga del protocolo ni la interferencia (Mantilla, 2004).

### 2.11.5. Red de Malla de Radiofrecuencia (RF Mesh).

Se trata de una red inalámbrica en malla que conecta diversos tipos de dispositivos de red (Vásconez, 2014), como se muestra en la figura 8. La mayoría de los proveedores suministran los tres componentes esenciales: repetidor, colector y medidor.

Figura 8. Arquitectura RFmesh



Fuente: Boal, 2010

La figura 8. Muestra la arquitectura de una Red de Malla de Radiofrecuencia, la cual recalca por su escalabilidad, alta confiabilidad y

facilidad de instalación. Sin embargo, su principal desventaja radica en que las señales se transmiten con baja potencia en una banda no licenciada, lo que las hace susceptibles a interferencias y puede impactar su rendimiento. Es crucial dimensionar la red correctamente para asegurar que funcione dentro de los límites establecidos por el protocolo de enrutamiento Mesh y las capacidades del sistema (Vásconez, 2014). En general, el rendimiento de una Red de Malla de Radiofrecuencia está influenciado por sus configuraciones, por lo que una planificación y análisis adecuados son esenciales para un despliegue exitoso (Villacreses, 2013).

## **2.12. Alternativas tecnológicas para WAN**

### **2.12.1. Servicio General de Paquetes de Radio (GPRS).**

Facilita la transferencia de datos a través de la conmutación de paquetes, brindando una velocidad de datos superior a 1 Mbps y una latencia de un segundo (Ojeda & Semanate, 2015). El acceso al canal se realiza mediante TDMA y FDD, lo que permite a múltiples usuarios compartir el mismo canal físico, tanto para la transmisión como para la recepción de datos. Cuando un medidor inteligente envía datos, estos se encapsulan en paquetes cortos, que incluyen en su encabezado las direcciones de origen y destino. Cada paquete puede tomar diferentes rutas para llegar a su destino. El rango de cobertura de la célula varía entre 10 metros y 10 kilómetros. La principal ventaja de GPRS es su sencilla instalación a través de operadores de telefonía móvil (2G, 3G y LTE) (Andrango, 2004).

### **2.12.2. Línea de abonado digital (DLS).**

Aquellos estándares usan variedades de técnicas avanzadas en la codificación y modulación para lograr velocidades de transmisión de valores hasta 8.1 Mbps (Segovia, 1996).

### **2.12.3. Cambio de etiquetas multiprotocolo (MPLS).**

Consiste en una red privada IP que trabaja a través de la capa de red del modelo OSI y el enlace de datos. Esta red se utiliza para transportar tráfico tanto de redes de conmutación de circuitos como de redes de conmutación de paquetes (Beltran & Elvys, 2022). El funcionamiento del MPLS consiste en colocar una etiqueta única a aquellos datagramas de cada flujo, lo que nos permite sustituir de manera rápida los routers intermedios, ya que estos solo necesitan verificar la etiqueta en lugar de la dirección de destino. Puede operar sobre diversas infraestructuras existentes, como IP, Frame Relay, ATM y Ethernet (Anangono, 2013).

## **2.13. Beneficios de la implementación de AMI**

### **2.13.1. Beneficios tecnológicos.**

- a) Optimización en la gestión de la demanda para evitar interrupciones en el suministro eléctrico.
- b) Mayor precisión en la medición.
- c) Disminución de la exigencia de la cantidad de electricidad durante las horas pico.
- d) Reducción en el tiempo de detección en los errores en la red eléctrica.
- e) Reducción en el tiempo de reconexión.

- f) Al mejorar la calidad del suministro, se fomenta el desarrollo tecnológico e industrial.
- g) Incremento en la confiabilidad del sistema eléctrico.
- h) Provisión de información detallada sobre los patrones de consumo.
- i) Monitoreo continuo de la calidad de la energía eléctrica.
- j) Optimización en la facturación al mejorar la precisión en la lectura del consumo de energía.

#### **2.13.2. Beneficios sociales.**

- a) Al tener un mejor control del servicio se evitarán pérdidas de energía y por ende la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, que beneficia a nuestro medio ambiente.
- b) La eliminación de consumos estimados conlleva a la mejora de la calidad del servicio.
- c) Los datos recopilados de los medidores inteligentes en intervalos horarios permitirán una mejor planificación del ahorro de energía durante las horas pico, lo que podría contribuir a la reducción del costo de la energía eléctrica.

#### **2.13.3. Beneficios comerciales.**

- a) Detección rápida de clientes infractores, robos de energía eléctrica y fraudes.
- b) Reducción en el tiempo de respuesta para solicitudes de nuevos servicios eléctricos.
- c) Ahorro en los costos de adquisición de energía.
- d) Mejora en los procesos de facturación.
- e) Reducción en los costos asociados a la lectura manual de medidores.

## **CAPÍTULO III: LEVANTAMIENTO DE INFORMACION**

### **3.1. Generalidades**

#### **3.1.1. Antecedentes de la urbanización.**

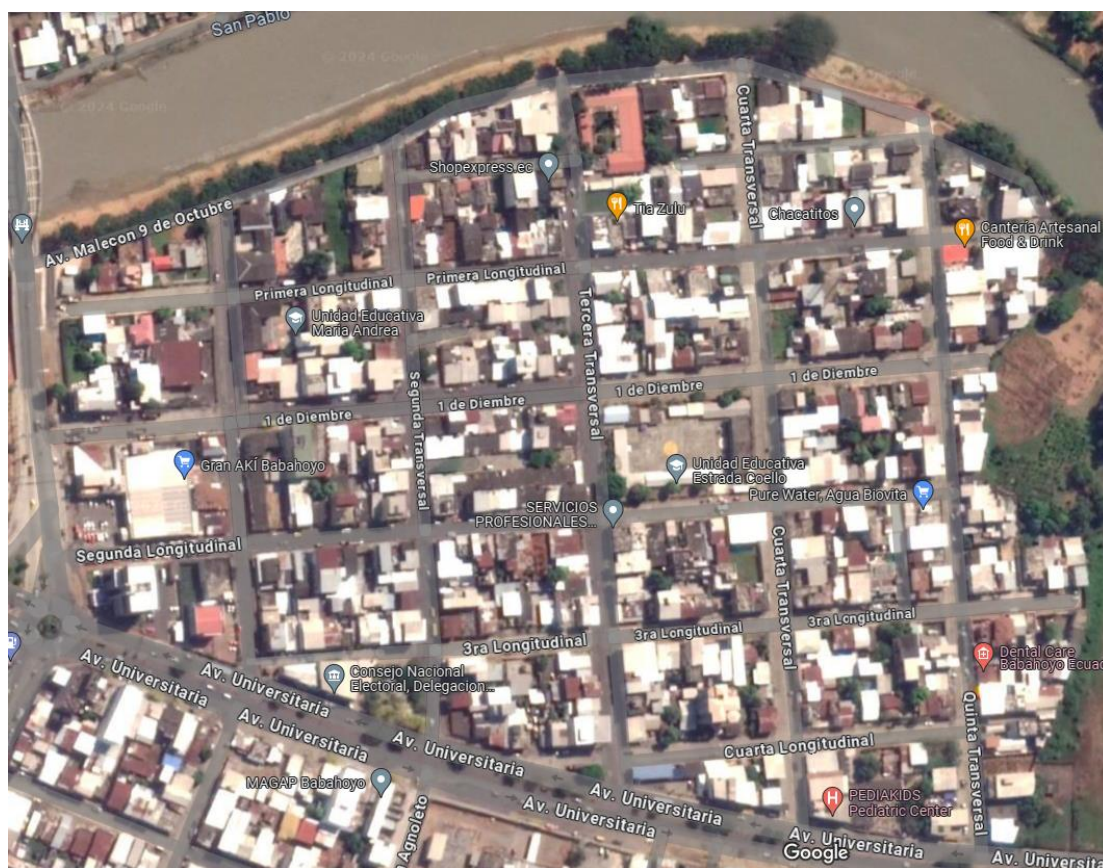
El presente proyecto es de desarrollo corporativo implementado por CNEL Matriz, y se estableció previamente la selección por parte de CNEL Los Ríos de la mencionada ciudadela en la que se iban a implementar dicho proyecto.

El proyecto AMI contempla el cambio de medidores de toda la ciudadela y la instalación de los medidores totalizadores o controladores de circuito en cada uno de los transformadores de potencia, esto con el fin de realizar un balance de la energía medida con la energía facturada para que con esto nos dé una muestra clara de en cuales circuito se encuentran las pérdidas no técnicas más altas y para su posterior corrección (CNEL EP., 2018).

#### **3.1.2. Ubicación de la urbanización.**

La localización de la urbanización se localiza en el cantón Babahoyo su una superficie de 203.244,75 m<sup>2</sup> es zona urbana, con coordenadas en formato UTM (Universal Transverse Mercator por sus siglas en inglés) presenta los siguientes valores, Zona: 17, Hemisferio: S, X: 664614, Y: 9801027. La figura. 9. Muestra la ubicación geográfica de la urbanización propuesta.

Figura 9. Ubicación Geográfica de la urbanización

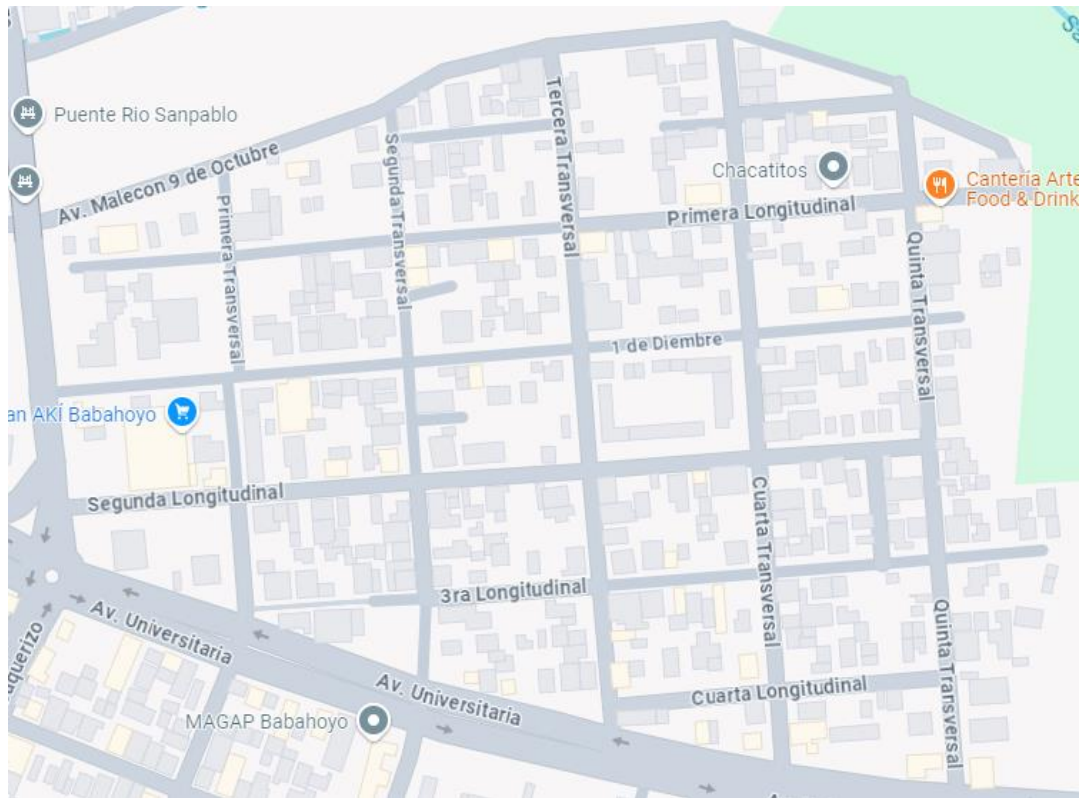


Nota: superficie de terreno de la urbanización en cantón Babahoyo Fuente: Google Earth, 2023

### 3.1.3. Características de la Urbanización.

La urbanización cuenta 31 mazanas, misma que no tiene cerramiento perimetral. Sin embargo, la urbanización cuenta servicios de alumbrado público, alcantarillado, agua potable. En la misma habitan aproximadamente 993 familias. La figura 10. Muestra el esquema de la urbanización.

Figura 10. Vista de la urbanización



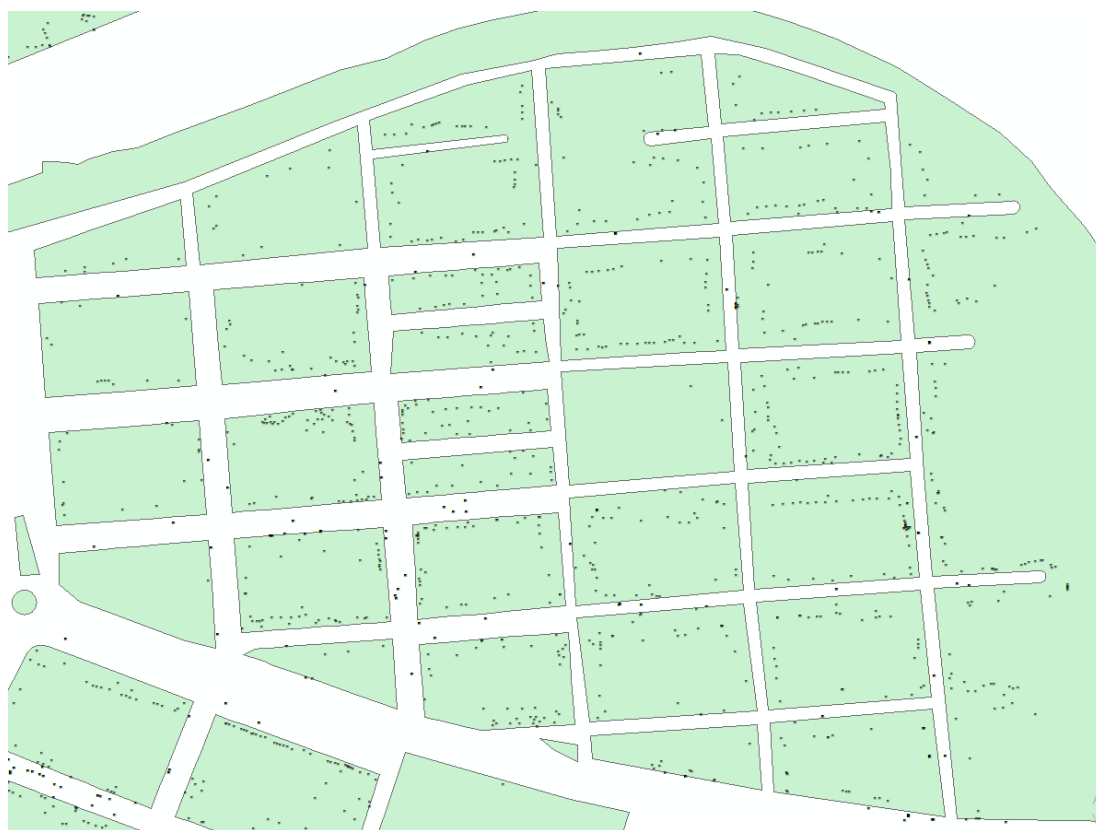
Fuente: Google Maps, 2024

### 3.2. Red de distribución primaria

#### 3.2.1. Red de distribución existente.

La red de distribución Se conecta del alimentador El Mamey que parte de la subestación Terminal Terrestre, cuenta con un seccionamiento de 600A con rompe-carga y este recorre de manera lineal para conectarse a otros subsistemas. La figura 11. Muestra la ubicación de los medidores la urbanización.

Figura 11. Medidores de la Urbanización.



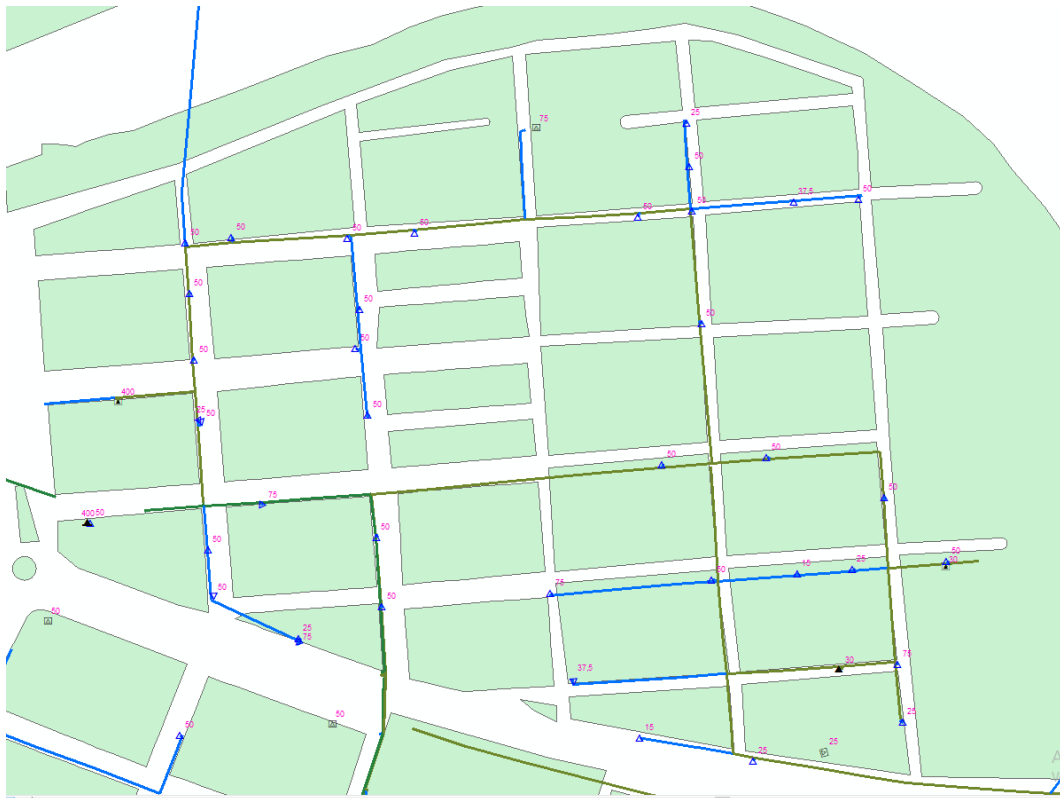
Fuente: CNEL EP, 2023

### 3.2.2. Tipo de red en media tensión.

Babahoyo cuenta con una red de distribución tipo malla que abastece de energía eléctrica a distintos sectores de la ciudad. La red de distribución que energiza la ciudadela es el alimentador El Mamey correspondiente a la subestación Terminal Terrestre.



Figura 12. Red de distribución primaria eléctrica Babahoyo



Nota: red de media tensión Fuente: GEOPORTAL, 2023

La figura 12. Muestra de color azul la red primaria que parte desde el alimentador y los triángulos en color azul representan los transformadores de distribución monofásicos autoprotegidos ubicados en distintos sectores de la urbanización.

### 3.2.3. Voltaje de operación.

La red primaria tiene una capacidad de tensión de 13800V de línea a línea, la cual es repartida a los 25 transformadores de distribución autoprotegido de 50KVA que reducen el nivel de tensión a 120/240V.

### 3.3. Transformadores de potencia

La red de distribución en media tensión es tipo aérea, con topología radial que se interconectara de uno de los tramos de la red principal. La tabla

2. Indica la distribución de los transformadores entre las fases de la red principal, también las manzanas y bloques que alimenta.

Tabla 2. Demanda de abonado por manzanas

Transformador	Alimentador Trifásico			Detalle
	A	B	C	
CMAMEY01	50KVA			Mzn CMAMEY 1
CMAMEY02		50KVA		Mzn CMAMEY 2
CMAMEY03			50KVA	Mzn CMAMEY 3
CMAMEY04	50KVA			Mzn CMAMEY 4
CMAMEY05		50KVA		Mzn CMAMEY 5
CMAMEY06			50KVA	Mzn CMAMEY 6
CMAMEY07	50KVA			Mzn CMAMEY 7
CMAMEY08		50KVA		Mzn CMAMEY 8
CMAMEY09			50KVA	Mzn CMAMEY 9
CMAMEY10	50KVA			Mzn CMAMEY 10
CMAMEY11		50KVA		Mzn CMAMEY 11
CMAMEY12			50KVA	Mzn CMAMEY 12
CMAMEY13	50KVA			Mzn CMAMEY 13
CMAMEY14		50KVA		Mzn CMAMEY 14
CMAMEY15			50KVA	Mzn CMAMEY 15
CMAMEY16	50KVA			Mzn CMAMEY 16
CMAMEY17		50KVA		Mzn CMAMEY 17
CMAMEY18			50KVA	Mzn CMAMEY 18
CMAMEY19	50KVA			Mzn CMAMEY 19
CMAMEY20		50KVA		Mzn CMAMEY 20
CMAMEY21			50KVA	Mzn CMAMEY 21
CMAMEY22	50KVA			Mzn CMAMEY 22
CMAMEY23		50KVA		Mzn CMAMEY 23
CMAMEY24			50KVA	Mzn CMAMEY 24
CMAMEY25	50KVA			Mzn CMAMEY 25
<b>TOTAL</b>	<b>450KVA</b>	<b>400KVA</b>	<b>400KVA</b>	

Nota: Los transformadores monofásicos están conectados a una red aérea trifásica Fuente: CNEL, 2023

### 3.4. Red de distribución secundaria

#### 3.4.1. Circuito de baja tensión.

La ciudadela El Mamey cuenta con circuitos de red secundaria para la distribución en baja tensión a los abonados que habitan la ciudadela tal como lo muestra la figura 13.

Figura 13. Circuitos de distribución de la red secundaria de la ciudadela El mamey.



Fuente: CNEL, 2024

#### 3.4.2. Detalle de abonados.

La ciudadela El Mamey cuenta con 993 abonados, donde los circuitos eléctricos fueron derivados 25 medidores con sus respectivos transformadores de corriente ubicado cerca de cada transformador. La tabla 3. Muestra el detalle de abonados y numero de luminarias por circuito.

Tabla 3. Detalle por circuitp

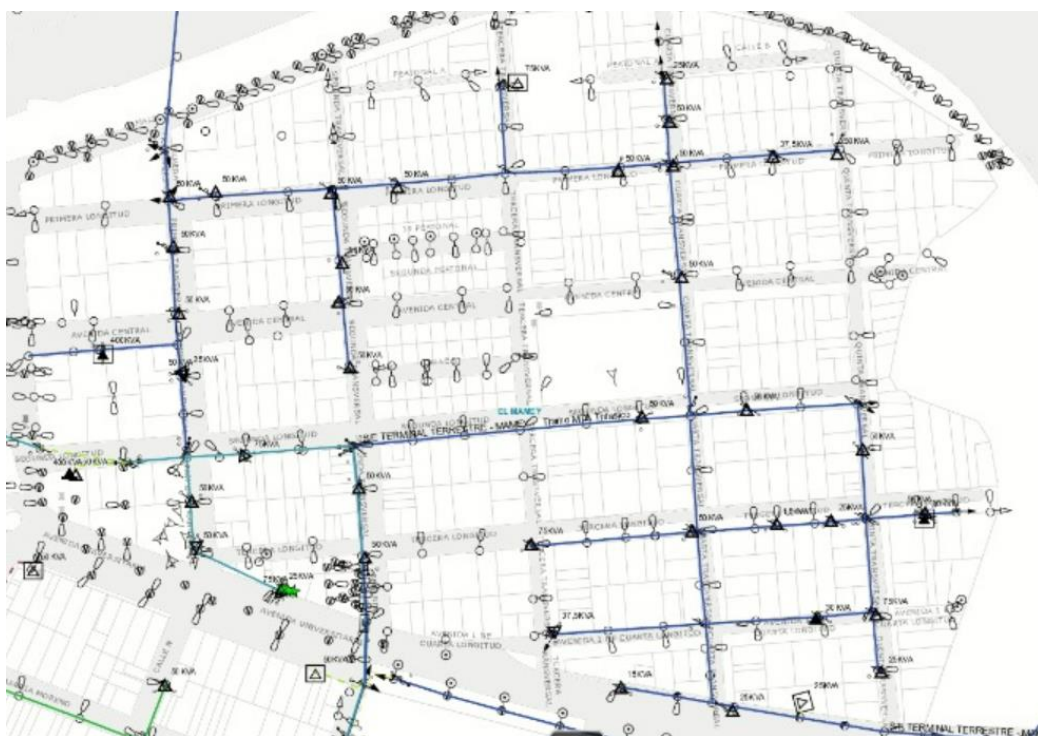
CÓDIGO-CE	CIRCUITO	No. TRAFO	MEDIDOR	COORD. X	COORD. Y	No. USUARIOS	No. LUMINARIAS
CMAMEY01	01	1068151	2102300009	664503	9800910	80	12
CMAMEY02	02	1068155	2102300013	664501	9801050	31	5
CMAMEY03	03	1068154	2102300014	664501	9801088	16	5
CMAMEY04	04	1068153	2102300015	664491	9801014	20	1
CMAMEY05	05	1068152	2102300016	664506	9800939	62	5
CMAMEY06	06	1067530	2102300017	664703	9801137	34	5
CMAMEY07	07	1067930	2102300018	664696	9801174	21	3
CMAMEY08	08	11111	2102300019	664698	9801070	51	13
CMAMEY09	09	1067854	2102300020	664719	9800909	38	6
CMAMEY10	10	1068178	2102300029	664399	9801017	15	6
CMAMEY11	11	1068160	2102300030	664398	9801052	35	33
CMAMEY12	12	1067455	2102300031	664504	9801124	33	7
CMAMEY13	13	1067464	2102300032	664390	9801116	32	22
CMAMEY14	14	1067990	2102300050	664851	9800930	33	2
CMAMEY15	15	1068156	2102300051	664410	9800938	64	32
CMAMEY16	16	1067977	2102300052	664620	9800912	36	4
CMAMEY17	17	1067988	2102300053	664733	9800996	53	10
CMAMEY18	18	1067978	2102300054	664677	9800983	43	11
CMAMEY19	19	1067882	2102300056	664705	9801192	15	18
CMAMEY20	20	1067996	2102300057	664830	9800867	47	23
CMAMEY21	21	1067999	2102300058	664735	9800818	39	2
CMAMEY22	22	1067989	2102300059	664811	9800965	56	2
CMAMEY23	23	1067984	2102300060	664804	9801145	44	21
CMAMEY24	24	22222	2102300049	664530	9801123	52	8
CMAMEY25	25	33333	2102300055	664663	9801133	43	28

Fuente: CNEL, 2024

### 3.4.3. Alumbrado público.

La ciudadela cuenta con 284 lámparas que corresponden a alumbrado público. Los circuitos de alumbrado exterior y perimetral estarán equipados por luminaria de distinta potencia soportado por un brazo de 1.5 metros en postes de hormigón armado 11 metros x 400kg como lo muestra la figura 14.

Figura 14. Circuito de iluminación exterior y perimetral - ciudadela el Mamey



Fuente: CNEL, 2024

### 3.5. Resumen Circuitos de la ciudadela

En la tabla 4. Muestra el detalle de abonados, transformadores y luminarias en la ciudadela El Mamey de que son objetos estudio en el presente proyecto.

Tabla 4. Resumen general de abonados, transformadores y luminarias

RESUMEN DE DATOS DE LA CIUADELA EL MAMEY	
NÚMERO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	25
NÚMERO DE MEDIDORES	993
NÚMERO DE LUMINARIAS	284

Fuente: CNEL, 2024

## **CAPÍTULO IV: ARQUITECTURA E INTERFAZ DE MEDIDORES**

### **AMI**

#### **4.1. Generalidades**

El presente capítulo detallara la arquitectura e interfaz que presentan los sistemas de medición de infraestructura avanzada en la ciudadela el Mamey. Donde se conocerán las características técnicas de los medidores totalizadores, beneficios técnicos, control y monitoreo y gestión tele comercial.

#### **4.2. Medidores de energía**

La ciudadela el mamey instalo 25 medidores totalizadoras monofásico CL-20 en medición semi indirecta, cuenta con dos transformadores de corriente (TC) tipo exterior con relación de 200:5.

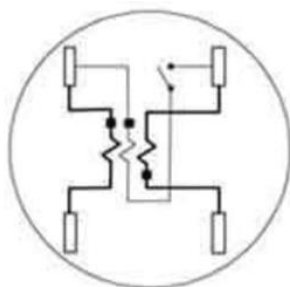
Los medidores totalizadores son marca: Hexing Forma 4S, este tipo de medidor monofásico de 3 hilos clase 20, cuenta con 6 terminales.

Los medidores utilizados para las residencias son marca: Hexing modelo: HXS200, este tipo de medidor monofásico de 3 hilos, el medidor cuenta con 4 terminales y está protegido por un tablero metálico tipo bisagra de 70x30x25cm, como lo muestra la figura 15.

El medidor Hexing HXS200 está diseñado con una carcasa de policarbonato moldeada en una sola pieza. En la base del medidor se encuentra el Shunt o el transformador de corriente. La pantalla de cristal líquido (LCD) muestra el consumo de energía y, opcionalmente, la potencia instantánea, así como una prueba de los segmentos de la pantalla. Los detalles sobre la pantalla se encuentran en el Capítulo 2 de este manual. Los caracteres más grandes en la pantalla LCD pueden presentar información

alfanumérica (Hexing, 2014). A continuación, la figura 15 muestra la característica constructiva del medidor.

Figura 15. Característica constructiva medidor Hexing HXS100.



#### 2S Forma Especificaciones

Forma	Clase	Amps de prueba (TA)	Vol.	Hilos	Kt	Kh
2S	100	15	240	3	1,0	1,0
2S	200	30	240	3	1,0	1,0

Nota: detalle constructivo de medidor HXS100 forma 2S Fuente: Hexing, 2018

#### 4.2.1. Mecanismo de medición.

El medidor Hexing muestra el consumo de energía expresado en kWh. Sin embargo, la medición del consumo puede llevarse de 4 maneras detalladas a continuación (Hexing, 2012).

- a) Solo energía recibida: Energía acumulada en kWh, en secuencia positiva.
- b) Solo energía entregada: Energía entregada después de ser acumulada.
- c) Energía entregada y recibida: Se conoce como la sumatoria entre la energía entregada y recibida de modo seguro, es decir  $|E| = |E +| + |E -|$ .

- d) Energía entregada menos la recibida: se define como la energía acumulada.

#### **4.2.2. Máxima demanda.**

El medidor Hexing HXS100, muestra una potencia instalada en función a su máxima demanda (MD), se puede programar mediante una pantalla LDC, que se encuentra en la parte inferior, la interfaz gráfica es actualizada cada segundo. El usuario puede optar por que el medidor despliegue la potencia instantánea o la máxima demanda. El medidor cuenta con un indicador en tiempo real, expresado en kW, que se visualiza junto con el valor correspondiente. Al seleccionar la opción de MD, es necesario definir el período de integración de la demanda. Los valores mostrados para potencia se ajustan de manera automática al rango más idóneo, lo que garantiza la precisión según las condiciones de carga en ese momento (Hexing, 2014).

#### **4.3. Software**

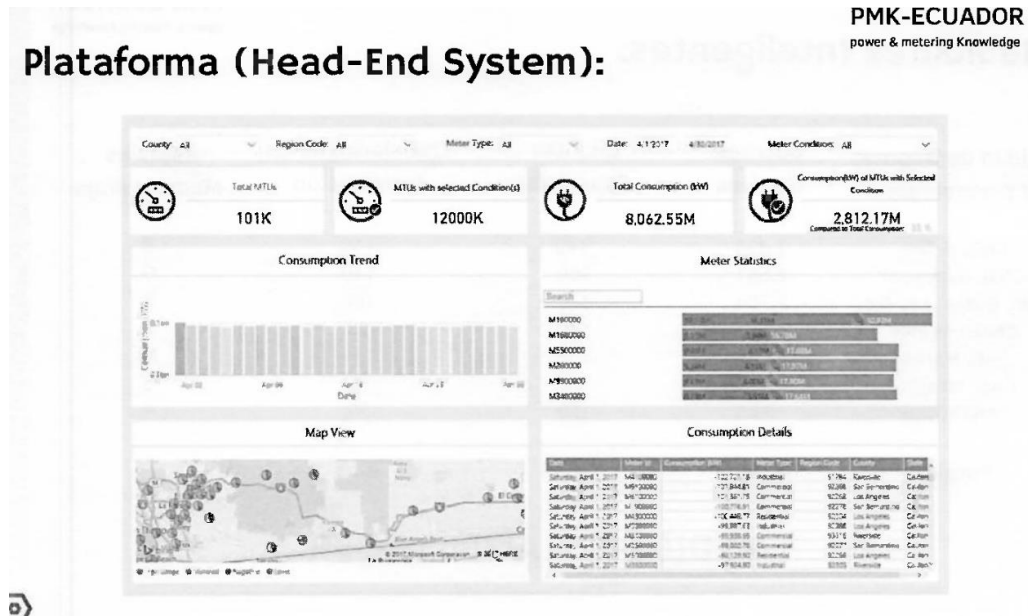
El software HES ORCA, complementa al sistema de medición, siendo este el puente entre el usuario y la empresa distribuidora, donde el medidor mostrara la toma de lectura en tiempo real.

El software contempla una sinergia de procesos orientados a la medición, parametrización, monitoreo y gestión comercial debido a que es capaz de detectar problemas en la red y reportarlos, con el objetivo de realizar mantenimientos preventivos y disminuir el número de siniestros. El medidor AMI cuenta con una comunicación 2G/3G/3.5G mediante un plan celular estará comunicándose con la empresa distribuidora de manera inalámbrica



mediante acces point tipo empresarial (Arevalo, 2022). La figura 16 muestra la interfaz de la plataforma Hes Orca.

Figura 16. Interfaz del software Hex Orca



Nota: interfaz muestra el consumo por número de abonados Fuente: PMK ECUADOR, 2023

## **CAPÍTULO V: COMPARACIÓN DE CONSUMOS**

### **5.1. Generalidades**

El presente capítulo realiza una comparación del consumo de la ciudadela EL Mamey ubicada en el cantón Babahoyo, provincia de los Ríos para lo cual se tomó la información recopilada de a base de CNEL EP y de levantamientos realizados por los involucrados en este proyecto.

La comparación de consumos tomara las mediciones obtenidas por un medidor electromecánico en el año 2021 y un medidor AMI del presente año 2024, con la finalidad de conocer la eficiencia y el porcentaje de error en la toma de lectura.

### **5.2. Consumo individual entre las tecnologías de medición**

A continuación, se presentarán los históricos de los últimos 6 meses de cada medidor, con el fin de analizar el consumo de la urbanización. El estudio tomara únicamente el consumo total y detallara los meses de alto y bajo consumo como lo muestran las tablas 5 y 6.

Tabla 5. Histórico de consumo medidor electromecánico

<b>COD-CE</b>	<b>MEDIDORES</b>	<b>21-01</b>	<b>21-02</b>	<b>21-03</b>	<b>21-04</b>	<b>21-05</b>	<b>21-06</b>
CMAMEY01	32	6.056	6.709	7.231	6.471	5.754	5.366
CMAMEY02	31	8.318	8.845	9.557	8.383	7.008	6.700
CMAMEY03	16	4.113	4.240	4.584	4.297	3.360	2.857
CMAMEY04	20	4.988	5.321	5.515	4.607	4.018	3.946
CMAMEY05	61	11.053	12.552	13.368	11.567	10.568	9.858
CMAMEY06	34	10.167	10.554	10.337	9.465	8.033	7.566
CMAMEY07	21	5.987	6.561	6.518	5.659	4.617	4.656
CMAMEY08	51	11.410	13.321	13.998	12.154	9.721	8.841
CMAMEY09	38	8.977	9.517	9.149	9.997	7.870	7.352
CMAMEY10	15	3.902	3.985	4.609	3.974	3.025	2.960
CMAMEY11	35	3.902	3.993	4.527	4.396	3.525	3.057
CMAMEY12	33	8.829	9.189	9.615	8.971	6.697	5.953
CMAMEY13	31	14.190	15.120	15.316	13.900	12.862	13.344
CMAMEY14	33	7.144	7.882	9.257	8.828	5.720	6.325
CMAMEY15	64	9.152	9.748	10.472	9.121	7.421	7.968
CMAMEY16	86	16.929	19.309	20.948	19.630	16.896	15.659
CMAMEY17	53	10.754	11.793	12.020	11.218	9.460	9.110
CMAMEY18	43	11.346	11.730	12.741	11.836	8.313	7.548
CMAMEY19	15	4.592	5.132	5.513	4.786	3.754	3.637
CMAMEY20	47	9.930	9.360	9.198	8.701	7.631	7.057
CMAMEY21	39	7.860	8.798	8.793	8.216	7.170	7.589
CMAMEY22	56	12.903	14.496	14.869	13.272	11.176	10.163
CMAMEY23	44	11.784	13.163	13.152	11.541	10.244	9.987
CMAMEY24	52	11.355	12.890	13.529	12.069	10.384	9.452
CMAMEY25	43	7.177	7.437	7.472	7.096	5.981	6.102
<b>Total general</b>	<b>993</b>	<b>222.817</b>	<b>241.645</b>	<b>252.288</b>	<b>230.155</b>	<b>191.207</b>	<b>183.054</b>

Fuente: CNEL EP, 2024

La tabla 5 muestra que el mes con mayor consumo en la urbanización ha sido marzo 2021, con un consumo registrado de 252288 kWh y un bajo consumo en el mes de mayo 2021, con 183054 kWh.

Tabla 6. Histórico de consumo medidor AMI

<b>COD-CE</b>	<b>MEDIDORES</b>	<b>24-01</b>	<b>24-02</b>	<b>24-03</b>	<b>24-04</b>	<b>24-05</b>	<b>24-06</b>
CMAMEY01	32	7.898	6.809	7.553	7.455	6.702	5.381
CMAMEY02	31	8.989	8.855	9.469	8.317	7.387	6.769
CMAMEY03	16	4.655	4.584	5.212	5.181	4.264	3.644
CMAMEY04	20	5.247	4.521	5.111	4.536	4.646	4.085
CMAMEY05	61	15.415	15.511	18.205	16.101	14.319	12.777
CMAMEY06	34	13.223	13.579	15.358	12.979	10.812	9.739
CMAMEY07	21	9.078	8.266	9.990	7.865	6.812	5.624
CMAMEY08	51	17.156	15.631	18.645	17.063	15.760	13.703
CMAMEY09	38	11.217	10.009	10.799	10.230	9.384	8.233
CMAMEY10	15	5.013	5.061	5.326	4.632	4.200	3.629
CMAMEY11	35	5.544	6.091	7.497	6.807	6.843	6.167
CMAMEY12	33	12.584	12.344	15.228	13.069	10.751	9.246
CMAMEY13	31	12.827	11.877	13.369	11.956	11.985	11.475
CMAMEY14	33	10.067	9.476	10.481	8.594	7.346	6.135
CMAMEY15	64	13.145	11.317	13.120	11.088	9.578	8.382
CMAMEY16	86	24.983	22.942	25.166	22.740	20.946	17.050
CMAMEY17	53	14.529	14.023	14.924	13.469	12.341	11.161
CMAMEY18	43	14.631	13.847	15.861	13.746	12.854	11.321
CMAMEY19	15	6.023	5.440	6.573	5.400	5.142	4.386
CMAMEY20	47	11.949	11.567	12.548	11.599	9.640	8.354
CMAMEY21	39	9.574	12.322	12.139	12.715	12.022	10.231
CMAMEY22	56	15.046	14.392	16.431	14.315	12.048	9.826
CMAMEY23	44	15.739	15.422	16.748	14.483	14.060	11.453
CMAMEY24	52	15.671	14.571	16.392	14.464	12.327	11.390
CMAMEY25	43	11.789	11.480	12.160	11.015	10.045	8.819
<b>Total general</b>	<b>993</b>	<b>291.990</b>	<b>279.937</b>	<b>314.306</b>	<b>279.820</b>	<b>252.213</b>	<b>218.979</b>

Fuente: CNEL EP, 2024

La tabla 6, muestra que el mes con mayor consumo en la urbanización ha sido marzo 2024, con un consumo registrado de 314306 kWh y un bajo consumo en el mes de mayo con 218979 kWh.

### 5.3. Comparación de consumos entre la Medición Convencional VS El Sistema AMI

Para efectos de comparación, se tomará como referencia los 6 primeros meses del año del periodo 2021 donde las mediciones lo realizaban un operador en la toma de lectura de un medidor electromecánico vs la medida digital en tiempo real dada por el medidor AMI como lo muestra a continuación la tabla 7.

Tabla 7. Análisis comparativo de tecnologías de medición

COMPARACION DE CONSUMOS EN KW/H (6 MESES)							
AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTALES
2021	222.817	241.645	252.288	230.155	191.207	183.054	1.321.166
2024	291.990	279.937	314.306	279.820	252.213	218.979	1.637.244
<b>DIFERENCIA</b>	<b>69.173</b>	<b>38.292</b>	<b>62.018</b>	<b>49.664</b>	<b>61.005</b>	<b>35.925</b>	<b>316.078</b>

Fuente: CNEL EP, 2024

La tabla 7. detalla una diferencia total de 316070kW/h en los últimos 6 meses y un consumo mensual promedio de 52679kW/h, lo cual indica que existían pérdidas en medición equivalentes al 20%.

### 5.4. Comparación de Deuda entre la Medición Convencional vs el Sistema AMI

También se analizó las deudas por planillas vencidas registradas antes y después de la implementación del Sistema AMI de los usuarios que conforman esta ciudadela, lo que resulto en una notable mejora de la recaudación equivalente al 50.5% de reducción de la deuda, Tal como se puede apreciar en la tabla 8.

Tabla 8. Análisis comparativo de deudas según la tecnología de medición

CARTERA VENCIDA	
MES	DEUDA (USD)
JUNIO-2021 (SISTEMA CONVENCIONAL)	\$ 45.276,61
JUNIO-2024 (SISTEMA AMI)	\$ 22.406,72

Fuente: CNEL EP, 2024

Los datos obtenidos nos dan una muestra más de las bondades de la implementación del Sistema de Medición Inteligente AMI, ya que al optimizarse el proceso de corte y al hacerlo en corto tiempo con una alta fiabilidad de proceso gestionado a través de la plataforma HES ORCA de Hexing, se logra una notable mejora en el proceso de recaudación, que se ve reflejado en la reducción de la cartera vencida tal como se puede apreciar en la tabla 8.

### 5.5. Análisis de Calidad del servicio con el Sistema AMI

Otra parte del análisis considero medir la cantidad de reclamos que se generaron con el sistema de medición convencional y compararlos con el sistema AMI, en los usuarios de la ciudadela en estudio y compararlos en un mes específico.

Tabla 9. Análisis comparativo de reclamos según la tecnología de medición

RECLAMOS DE USUARIOS DE LA CIUDADELA EI MAMEY	
MES	NÚMERO DE RECLAMOS
JUNIO-2021 (SISTEMA CONVENCIONAL)	10
JUNIO-2024 (SISTEMA AMI)	1

Fuente: CNEL EP, 2024

Esta parte de análisis nos da una muestra clara de la mejora de la calidad del servicio con la implementación del sistema AMI, reduciendo en un 90% la cantidad de reclamos tal como se puede apreciar en la tabla 9, esto lo podemos atribuir a la significativa disminución en el tiempo de atenciones de reconexiones, la reducción de errores de toma de lecturas, a la disminución del número de interrupciones del servicio eléctrico etc.

### 5.5. Ventajas del medidor AMI vs medidor convencional

Los medidores inteligentes ofrecen una serie de ventajas frente a los dispositivos convencionales. Algunas de ellas incluyen:

- a) Detección de anomalías.

- b) Monitoreo del servicio.
- c) Mejora de la calidad de atención.
- d) Mejora en la calidad del servicio.
- e) Precisión en la toma de lectura.
- f) Monitoreo de corte y/o reconexión del servicio eléctrico.

## **CAPÍTULO VI: ANALISIS ECONÓMICO**

### **6.1. Generalidades**

El presente capítulo evalúa el costo beneficio del proyecto, desde el punto de vista técnico y económico mediante un análisis de variables en función a ventajas que propone vs el costo del proyecto para si el proyecto es rentable. Para ello se debe conocer el costo de la implementación del proyecto y sus indirectos en caso de haberlo.

### **6.2. Presupuesto Eléctrico**

El presupuesto eléctrico, contempla el suministro, instalación y puesta en marcha de los medidores inteligentes para la urbanización el Mamey. Como lo detalla la tabla 8.



Tabla 10. Presupuesto Referencial

	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	P. UNITARIO	P. TOTAL
1	Medidor masivo bifásico IEC 13A 2F3H RF con relé 60A, incluye caja	993	U	\$317,25	\$315.029,25
3	Medidor especial/trafo IEC 10A 3f4h / ANSI 4S 1f3h / ANSI 9S indirecto 3f4h RF, incluye caja y transformadores de corriente 200:5	25	U	\$788,00	\$19.700,00
4	Access Point Concentradores	1	U	\$11.210,00	\$11.210,00
5	Repetidor para concentradores	1	U	\$4.100,00	\$4.100,00
6	Plan de datos celular 1GB	1	U	\$2.400,00	\$2.400,00
7	Kit de instalación	102	U	\$7,15	\$729,30
8	Diseño de la solución AMI	1	GLOBAL	\$18.000,00	\$18.000,00
9	Reubicación de medidores	103	U	\$23,83	\$2.454,49
9	Desmontaje de medidores	944	U	\$8,00	\$7.552,00
<b>SUBTOTAL</b>					<b>\$373.623,04</b>
<b>IVA</b>					<b>\$44.834,76</b>
<b>TOTAL</b>					<b>\$418.457,80</b>

Fuente: Autor, 2024

La tabla 8. Describe el valor unitario y total de todos los rubros, teniendo el presupuesto referencial un monto que asciende a 373.624,04 dólares.

### 6.3. Tiempo de ejecución

El proyecto por su complejidad tiene un tiempo de ejecución de 2 años. Dentro de estos dos años, se contempla en los primeros 90 días se tiene contemplado el desmontaje de medidores electromecánicos, 30 días para la reubicación de medidores en diferentes zonas de la urbanización y finalmente la instalación de un kit de instalación (Bajantes) que embonaran a los tableros

de medidores, instalación de nuevos sockets y medidores completando el tiempo faltante.

## CONCLUSIONES

- El capítulo III realizó un levantamiento de información para conocer el estado actual del sistema eléctrico de la ciudadela El Mamey, la red de distribución trifásica a 13.8 kV parte desde la subestación Terminal Terrestre y cuenta con una potencia instalada de 1250 kW, distribuido en 25 transformadores autoprotegidos.
- El capítulo IV detallo la arquitectura que maneja la infraestructura de medición avanzada en la ciudadela Mamey, donde medidores Hexing CL 200 son utilizados para medir y monitorear el consumo de los abonados y los Hexing Forma 4S CL 20, medición semi indirecta a la salida de 25 transformadores que alimentan los circuitos por manzana.
- El capítulo V realizó una comparación entre los medidores electromecánicos y los medidores AMI, en el análisis se evidencio que los medidores convencionales cuentan con un mayor número de pérdidas de hasta 20%, por toma de lectura, digitalización de la información y tiempos perdidos entre las fases de logística y comercial.
- El capítulo VI Describe que el proyecto, cuenta un presupuesto referencial con un monto de 373.624,04 dólares. El desarrollo del proyecto cuenta con un tiempo de ejecución de 2 años destinados al desmontaje, reubicación, e instalación de nuevos medidores con su respectiva bajante, pruebas, comunicación y puesta en servicio.

## RECOMENDACIONES

Se recomienda que CNEL EP exija que la empresa proveedora se encargue de la instalación del hardware, la configuración de licencias, la realización de pruebas de funcionamiento, así como de las migraciones e integraciones necesarias para garantizar un despliegue eficiente de AMI. Para proporcionar garantía y soporte técnico para todos los componentes de AMI.

Se recomienda para los sistemas empresariales que el sistema AMI y MDM utilicen la arquitectura de software CIM, lo que permitirá su integración e interoperabilidad con los sistemas corporativos SCADA, GIS, CIS, OMS y DMS de CNEL EP mediante el Bus de empresarial.

## BIBLIOGRAFÍA

- Alvarado, J. (2018). *Servicios de Medición Avanzada (AMI) para Redes Inteligentes y su Adaptabilidad en el Marco de la legislación Ecuatoriana*. Cuenca: Universidad de Cuenca.
- Anangono, G. (2013). *Estudio de la tecnología MPLS mediante la implementación del núcleo de una red de transporte de datos MPLS/VPN en el software simulador GNS3-DYNAMIPS*. Guayaquil: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- Andrango, P. (2004). *Estudio de la tecnología sistema general de transmisión de paquetes vía radio (GPRS) y sus aplicaciones en el sistema global para comunicaciones móviles (GSM)*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- ARCENRR. (2021). *Regulación 01/20 "Distribución y comercialización en energía eléctrica"*. Quito: Agencia de regulación u control de energía de recursos naturales y no renovables.
- ARCONEL. (2018). *Regulación 001/18.- Tarifas de servidumbre*. Quito: Agencia de regulación y control de electricidad.
- Arevalo, A. (2022). *Auditoría informática al mega infocentro del Gobierno autónomo descentralizado Cantón Riobambam Provincia del Chimborazo, periodo 2019 - 2020*. Chimborazo: Universidad Superior Politécnica del Chimborazo.
- Beltrán, A., & Elvys, J. (2022). *Empleo de la tecnología de conmutación de etiquetas multiprotocolo en una red de transporte de información para la operadora Bitel, en la región de Ica, Perú*. Perú: Universidad Tecnológica de Perú.
- Boal, J. (2010). *Redes inteligentes (Smart Grids)*. España: Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI).
- Brunschwiler, C. (13 de Febrero de 2013). *Advanced Metering Infrastructure Architecture and Components*. Obtenido de Compass Security Blog:

<https://blog.compass-security.com/2013/02/advanced-metering-infrastructure-architecture-and-components/>

- Chacón, D. (2015). *Desarrollo e implementación de un sistema de medición, monitoreo y control de carga eléctrica para aplicaciones domesticas*. Cuenca: Universidad Politecnica Salesiana.
- CNEL EP. (2018). *Protocolo para la implementación de sistemas de medición de infraestructura avanzada en sectores residenciales*. Quito: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- Coronel, M. (2011). *Estudio para la implementación del sistema de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.* Cuenca: Universidad Politecnica Salesiana.
- Dias, C., & Hernandez, J. (2011). Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica. *Sistemas & Telemática*, 53-81.
- Estrella, J., & Peralta, A. (2018). *Implementación de un sistema de medición inteligente en la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca*. Azuay: Universidad Politecnica Salesiana.
- Garcia, D., & Proaño, W. (2017). *Transmisión y distribución de energía eléctrica*. Colombia: Editorial UD.
- Hexing. (2012). *Guía práctica de medidores CL 100 y CL 20*. China: Hexing Electrical Co., Ltd.
- Hexing. (2014). *Gestión de la energía orientado a la eficiencia energética*. China: Hexing Electrical Co., Ltd.
- Hexing. (2014). *Smart Metering*. China: Hexing Electrical Co., Ltd.
- Inga, E. (2012). *Redes de Comunicación en Smart Grid*. Universidad Politecnica Salesiana.
- King, C. (30 de Septiembre de 2004). *Advanced Metering Infrastructure (AMI) Overview of System Features and Capabilities*. Obtenido de Madrid

Online: <https://www.madrionline.org/wp-content/uploads/2017/02/king.pdf>

Loyola, M., & Becerra, P. (2015). *Manual para la aplicación de tecnología Zigbee para edificios inteligentes en la ciudad de Cuenca*. Cuenca: Universidad Politecnica Saleciana.

Mantilla, G. (2004). *Diseño de una red PLC (Power line communication) para dar un servicio de transporte de voz, datos y video*. Quito: Universidad Politecnica Nacional.

Moran, O., & Ortiz, L. (2012). *Estudio de la infraestructura de la medicion avanzada (AMI), principales requerimientos y beneficios*. Quito: Universidad Politecnica Saleciana.

OASIS. (2022). *Estrategias para implementacion de infraestructura avanzada*. España: Organizacion de automatizacion de sistemas informaticos sostenibles.

Ojeda, E., & Semanate, D. (2015). *Diseño e implementación de un sistema de monitoreo para la compañía de transportes Planeta Transplaneta S.A. utilizando tecnologías inalámbricas gps y gprs*. Guayaquil: Universidad Politecnica Saleciana.

Oviedo, F., & Quisphe, C. (2007). *Diseño de una red comunitaria, utilizando tecnología WiMAX entre el Colegio Universitario, laboratorio y el Cámpus Central de la Universidad Técnica del Norte*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.

Popa, M. (2011). Data collecting from smart meters in an Advanced Metering Infrastructure. *IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 23-25.



Quezada, F., & Corral, M. (2012). *Analisis y modelacion de los procesos para la gestión comercial y servicio al cliente de la empresa electrica regional Centro Sur basado en la norma IEC 61968*. Azuay: Universidad de Cuenca.

- Segovia, H. (1996). *Estudio de multiplexores de línea de abonado utilizados para ampliar la capacidad de planta externa*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Siemens S.A. (2011). *Communication Network Solutions for Smart Grids*. Obtenido de SIEMENS: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:8b4809cf50679ccae32f511471c3eb92d064c814/version:1501230816/cgem-160662-communication-network-solutions-16-seiter-row-lowres-v080rz.pdf>
- Suarez, J. (2015). *Protección de instalaciones y redes eléctricas*. España: Anvaria.
- Vásconez, D. (2014). *Red inalámbrica tipo malla (WNM) Estandar 802.11. de transmisión y optimización de cobertura en los colegios de la provincia de Tungurahua*. Ambato: Universidad Técnica de Ambato.
- Velazco, C. (2020). *Evaluación de la tecnología PowerLine HomePlug AV2 y Ethernet combinadas con IEEE 802.11b para mejorar el desempeño de redes Soho*. Riobamba: Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.
- Villacreses, A. (2013). *Análisis y diseño de redes MESH para aumentar cobertura de internet en la Facultad Técnica para el Desarrollo*. Guayaquil: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- YTL. Ltd. (21 de Diciembre de 2020). *Historia del desarrollo de los medidores de energía eléctrica*. Obtenido de Yontailon : <https://es.ytl-e.com/news/quarterly-publication/history-of-the-development-of-electric-energy-meters.html>



# ANEXOS

## Anexo 1. Especificaciones técnicas equipos de medición normados en Ecuador

  <b>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</b>		<small>Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre Edificio Correos del Ecuador 2do piso P.BX. 593-2-3976000 FAX: 593-2-3 976000 ext. 1235 RUC: 1769135980001 www.meer.gov.ec Quito - Ecuador</small>
SECCIÓN 3: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES Y EQUIPOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		
MEDIDOR ELECTRÓNICO kWh, kVarh, kW, MULTITARIFA, TIPO SOCKET		REVISIÓN: 04 FECHA: 2012-07-30
ESPECIFICACIONES GENERALES		
ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
1	MATERIAL	
1.1	Base	Policarbonato
1.2	Cubierta o tapa principal	Policarbonato transparente o con visor transparente NOTA 1
2	CARACTERÍSTICAS DEL MEDIDOR	
2.1	Norma de fabricación y ensayos	ANSI C12.1, C12.10, C12.16, C12.20, C12.21
2.2	Propiedades generales:	
2.2.1	Año de fabricación	No menor al año de adjudicación
2.2.2	Número de fases	Ver especificaciones particulares
2.2.3	Número de hilos	Ver especificaciones particulares
2.2.4	Número de elementos de medición	Ver especificaciones particulares
2.2.5	Tarifa	Multitarifa, Mínimo 4
2.3	Propiedades eléctricas:	
2.3.1	Voltaje nominal	Ver especificaciones particulares
2.3.2	Frecuencia nominal	60 Hz
2.3.3	Corriente nominal	Ver especificaciones particulares
2.3.4	Corriente máxima	Ver especificaciones particulares
2.3.5	Clase de precisión	0,2
2.3.6	Magnitudes a medir	Energía activa, energía reactiva, demanda máxima, 4 tarifas
2.3.6.1	Perfil de carga y medición de características de calidad de energía	De acuerdo a requerimiento de las EDs
2.3.6.2	Compensación de pérdidas	Ver especificaciones particulares
2.3.7	Tipo de conexión	Ver especificaciones particulares
2.3.8	Consumo propio por cada elemento de voltaje a condiciones nominales de corriente, voltaje y frecuencia	1 W
2.3.9	Consumo propio por cada elemento de corriente incluido el LCD a condiciones nominales de corriente, voltaje y frecuencia	0,5 VA
2.4	Resistencia a la intemperie de la base y cubierta o tapa principal:	
2.4.1	Grado de protección	>= IP 54
2.4.2	Resistencia rayos UV	720 h (ASTM G154)
3	DETALLES CONSTRUCTIVOS	
3.1	Tapa principal	Con dispositivos independientes para colocar sellos de seguridad NOTA 2
3.2	Puerto de comunicación principal	Óptico con velocidad de comunicación 9 600 bps
3.3	Visualizador de generación de impulsos que permitirá su verificación	LED o Display
3.4	Indicador de lecturas y datos:	
3.4.1	Pantalla (display o visualizador)	Cristal líquido (LCD) de alta resolución
3.4.2	Tamaño de los números	Mínimo 7 mm de alto x 4 mm de ancho
3.4.3	Número de dígitos	Programable
3.5	Puente para conexión de elementos de tensión	Exterior o interior
3.6	Base o tipo de ensamble	Tipo socket
3.7	Número de medidor	No adhesivo, visual y en código de barras
4	EMBALAJE	
4.1	Empaque del lote	
4.2	Unidades por lote	De acuerdo a requerimiento de las EDs
4.3	Peso neto aproximado	
5	CERTIFICACIONES	
5.1	Certificado de cumplimiento de normas de fabricación	Copia actualizada NOTA 3
5.2	Vida útil garantizada por el proveedor	Mínimo 15 años NOTA 4
5.3	Tiempo de garantía técnica	Mínimo 2 años
6	MUESTRAS	De acuerdo a requerimiento de las EDs, incluyendo Software e Interfaz de comunicación principal
7	DATOS GENERALES	
7.1	Procedencia	Especificar
7.2	Marca	Especificar



**Ministerio de Electricidad  
y Energía Renovable**

Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre  
Edificio Correos del Ecuador 2do piso  
FEBX: 593-2-3976000  
FAX: 593-2-3 976000 ext 1235  
RUC: 1768135980001  
www.meer.gov.ec  
Quito - Ecuador

SECCIÓN 3: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES Y EQUIPOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

MEDIDOR ELECTRÓNICO kWh, kVarh, kW, MULTITARIFA, TIPO SOCKET

REVISIÓN: 04

FECHA: 2012-07-30

ESPECIFICACIONES GENERALES

ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN
7.3	Modelo	Especificar
8	Canales	Mínimo 4
9	Software para programación, escritura, lectura y niveles de seguridad para usuarios	Tener licencia con actualización durante el tiempo de vida útil del medidor
10	Cantidad de Interfaces de comunicación para programación, escritura, lectura.	De acuerdo a requerimiento de las EDs
NOTAS:		
1	Las características del policarbonato transparente deben ser: 1) Provenir de un material virgen y no reciclado. 2) Tener aditivos para protección UV. 3) No permitir la propagación de la llama. 4) Permitir la visualización de los registros. 5) Garantizar que ante la exposición a factores externos tales como sol, condensación, humedad y agua, no cambie sus propiedades de transparencia durante su vida útil.	
2	Los sellos de seguridad deben venir instalados de fábrica, identificado con el respectivo logotipo de fábrica y su material de fabricación no debe contener plomo.	
3	Los certificados de conformidad de producto o de cumplimiento de normas exigidos en el presente documento, deben ser emitidos por organismos de certificación acreditados, documentación que será avalada por el OAE. Para el caso de los reportes de ensayo, estos deben ser emitidos por los laboratorios acreditados, documentación que será avalada por el OAE. Estos certificados y reportes avalados por el OAE, serán un requisito que los oferentes presenten para los procesos de adquisición.	
4	Adjuntar estudios o certificaciones sobre la vida útil esperada del medidor.	
5	En lo no especificado, los medidores deberán cumplir las normas ANSI C12.1, C12.10, C12.16, C12.20 y C12.21.	



**Ministerio de Electricidad  
y Energía Renovable**

Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre  
Edificio Correos del Ecuador 2do piso  
FEBX: 593-2-3976000  
FAX: 593-2-3 976000 ext 1235  
RUC: 1768135980001  
www.meer.gov.ec  
Quito - Ecuador

ESPECIFICACIONES PARTICULARES DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS kWh, kVarh, kW, MULTITARIFA TIPO SOCKET

ÍTEM	DESCRIPCIÓN TÉCNICA	FORMA	NÚMERO DE FASES	NÚMERO DE HILOS	NÚMERO DE ELEMENTOS	TENSIÓN NOMINAL	CORRIENTE NOMINAL	CORRIENTE MÁXIMA	TIPO DE CONEXIÓN	COMPENSACIÓN DE PÉRDIDAS
1	MEDIDOR ELECTRÓNICO kWh, kVarh, kW, MULTITARIFA TIPO SOCKET, 1F-2H, CLASE 20, FORMA 3S	3S	1	2	1	120 - 480 V	2,5 A	20 A	INDIRECTA	Sin compensación
2	MEDIDOR ELECTRÓNICO kWh, kVarh, kW, MULTITARIFA TIPO SOCKET, 1F-3 H, CLASE 200, FORMA 2S	2S	1	3	1 1/2	120 - 480 V	30 A	200 A	DIRECTA	Sin compensación
3	MEDIDOR ELECTRÓNICO kWh, kVarh, kW, MULTITARIFA TIPO SOCKET, 1F-3H, CLASE 20, FORMA 4S	4S	1	3	1 1/2	120 - 480 V	2,5 A	20 A	INDIRECTA	Sin compensación
4	MEDIDOR ELECTRÓNICO kWh, kVarh, kW, MULTITARIFA TIPO SOCKET, 3F-4H, CLASE 20, FORMA 9S	9S	3	4	3	120 - 480 V	2,5 A	20 A	INDIRECTA	Sin compensación Con compensación
5	MEDIDOR ELECTRÓNICO kWh, kVarh, kW, MULTITARIFA TIPO SOCKET, 2F-3 H, CLASE 200, FORMA 12S	12 S	2	3	2	120 - 480 V	30 A	200 A	DIRECTA	Sin compensación
6	MEDIDOR ELECTRÓNICO kWh, kVarh, kW, MULTITARIFA TIPO SOCKET, 3F-4 H, CLASE 200, FORMA16S	16S	3	4	3	120 - 480 V	30 A	200 A	DIRECTA	Sin compensación
7	MEDIDOR ELECTRÓNICO kWh, kVarh, kW, MULTITARIFA TIPO SOCKET, 2F-3 H, CLASE 20, FORMA 5S	5S	3	3	2	120 - 480 V	2,5 A	20 A	INDIRECTA	Sin compensación

# Ficha Técnica

**MANUAL DEL USUARIO**

**Medidor monofásico tipo socket Forma 1S y 2S**

**Modelo: HXS100**



Tel.: (506) 2251-4100  
Fax: (506) 2251-3131  
info@elmecca.com

San José, Costa Rica  
300m. norte del BCR Plazoleta  
San Antonio de Desamparados

## 1. Introducción

### 1.1. Propósito

Este manual cubre las instrucciones de manejo e instalación del medidor monofásico tipo socket de forma 1S y 2S.

### 1.2. Definiciones

ANSI: American National Standards Institute  
IEC: International Electrotechnical Commission  
kWh: Kilo Watt Hora  
LCD: Pantalla de Cristal Líquido  
LED: Light Emitting Diode

### 1.3. Referencias

1. ANSI C12.1-2001 American National Standard Code for Electricity Metering,
2. ANSI C12.10-1997 American National Standard for Watt-Hour Meters,
3. ANSI C12.20-2002 American National Standard for Electricity Meters 0.2 and 0.5 Accuracy Classes,
4. ANSI/ASTM B117-73, (Z 118.1-1974) American National Standard Method of Salt Spray (Fog) Testing,
5. ANSI C12.18 American National Standard for Protocol Specification for ANSI Type 2 Optical Port

### 1.4. Generalidades

El medidor HXS100 mide la energía en kWh y está clasificado como un medidor ANSI C12.20 clase 0,5. Sin embargo, se espera que la precisión bajo condiciones de operación y cargas normales sea generalmente de 0.2%.

El medidor cuenta la opción de poder instalar una interface de comunicación tal como un módulo de radiofrecuencia o PLC para que el medidor pueda trabajar en sistemas AMR/AMM.

El medidor se beneficia de una avanzada tecnología y técnicas de fabricación modernas, lo que da como resultado uno de los más confiables medidores y que ofrece una alta relación costo-beneficio. Está diseñado para mantener su estabilidad a lo largo de su vida esperada. Un diagrama de funcionamiento básico se indica a continuación.



Tel.: (506) 2251-4100  
Fax: (506) 2251-3131  
info@elmecsa.com

San José, Costa Rica  
300m. norte del BCR Plazoleta  
San Antonio de Desamparados



### 1.5. Formas disponibles para el medidor

La serie de medidores monofásicos tipo socket HXS están disponibles en las siguientes formas:

- Clase 100 Forma 1S, 2S
- Clase 200 Forma 1S, 2S

Diagrama del medidor por forma

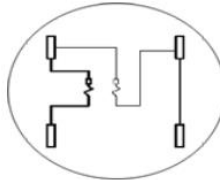
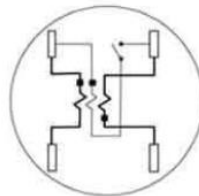


Fig. 1. Forma 1S

Tabla 1 - Especificaciones Forma 1S

Forma	Clase	Amps de prueba (TA)	Vol.	Hilos	Kt	Kh
1S	100	15	120	2	1,0	1,0
1S	200	30	120	2	1,0	1,0



La figura. 2. Forma 2S

Tabla 2 - 2S Forma Especificaciones

Forma	Clase	Amps de prueba (TA)	Vol.	Hilos	Kt	Kh
2S	100	15	240	3	1,0	1,0
2S	200	30	240	3	1,0	1,0



Tel.: (506) 2251-4100  
 Fax: (506) 2251-3131  
 info@elmecsa.com

San José, Costa Rica  
 300m. norte del BCR Plazoleta  
 San Antonio de Desamparados



### 1.6. Descripción física

El medidor Hexing HXS100 usa una cubierta de policarbonato moldeada en una sola pieza. La base del medidor contiene el Shunt o el transformador de corriente.

La pantalla de cristal líquido (LCD) indica el consumo de energía y, opcionalmente la potencia instantánea y un testeo de los segmento de la pantalla. La pantalla se cubre en detalle en el Capítulo 2 de este manual. Los caracteres más grandes de la pantalla LCD pueden mostrar información alfanumérica.



Tel.: (506) 2251-4100  
Fax: (506) 2251-3131  
info@elmecsa.com

San José, Costa Rica  
300m. norte del BCR Plazoleta  
San Antonio de Desamparados



## 2. Aplicación

### 2.1. Medición

El medidor Hexing HXS100 acumula y muestra el consumo en kWh. El medidor provee una gran cantidad funciones, algunas de las cuales son configuradas en la fábrica.

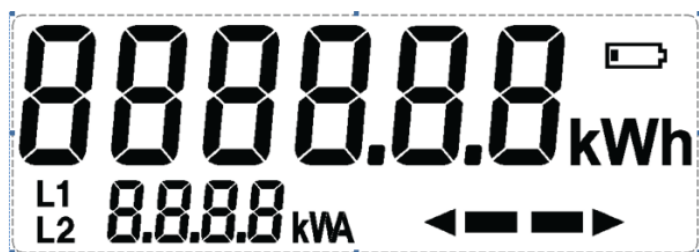
El consumo de energía en kWh puede ser acumulado de 4 maneras:

1. Solo energía recibida: Sólo la energía recibida se acumula como una cantidad positiva.
2. Solo energía entregada: Sólo la energía entregada se acumula.
3. Entregada + Recibida: La energía recibida y entregada se suman en un modo seguro, es decir,  $|A| = |A| + |-A|$
4. Entregada - Recibida: La energía neta se acumula.

La medición y visualización de los parámetros se puede realizar con la herramienta de configuración de la fábrica.

1. Tensión de red
2. Corriente de carga
3. Factor de potencia

### 2.2. Pantalla LCD



Valores instantáneos

Indicador del flujo de energía

Figura 3 - Pantalla de cristal líquido



Tel.: (506) 2251-4100  
Fax: (506) 2251-3131  
info@elmecsa.com

San José, Costa Rica  
300m. norte del BCR Plazoleta  
San Antonio de Desamparados



#### Información de la pantalla de cristal líquido

1. En estos caracteres se pueden visualizar cantidades alfanuméricas.
  - a. La energía en kWh se muestra durante el funcionamiento normal.
  - b. "ERROR" se muestra en la pantalla si el medidor detecta un error que podría afectar a los datos de medición.
  - c. Si la comprobación de segmento está activada, el LCD activará todos los segmentos en la secuencia. (Opcional).
2. Estos segmentos indican el porcentaje de energía acumulada en comparación con el valor Kh.
3. El indicador de kWh
4. Flecha que indica el sentido de la energía
5. El indicador de kW se enciende cuando la lectura de la potencia instantánea se muestra en el medidor
6. Si está activado, la lectura de la potencia instantánea se muestra en la pantalla LCD durante el funcionamiento normal. "ERR" se muestra en esta área si se detecta un error durante la operación de auto-test
7. El indicador de punto decimal se activa cuando valores como la potencia instantánea se muestra en pantalla. El valor de kW de rango automático se puede mostrar como:

XX.XX  
X.XX

#### 2.3. Valores y secuencia de visualización:

Los siguientes valores pueden ser seleccionados para ser mostrados en la pantalla LCD, además la secuencia de visualización puede ser configurada a solicitud del cliente.

kWh - Uno de los modos de medida de energía que se enumeran a continuación puede ser elegido como valor acumulado para su visualización en kWh.

1. Directa + Inversa (modo seguro, modo por defecto de fábrica)
2. Energía directa
3. Energía inversa
4. Energía neta

Valores instantáneos de parámetros de la red pueden ser configurados para ser mostrados (a solicitud).

1. Voltaje
2. Corriente
3. Factor de potencia

Todos los segmentos del visualizador



Tel.: (506) 2251-4100  
Fax: (506) 2251-3131  
info@elmecsa.com

San José, Costa Rica  
300m. norte del BCR Plazoleta  
San Antonio de Desamparados





## 2.4. Secuencia de encendido de pantalla

Todos los segmentos de la pantalla se iluminan al encender el medidor sin importar el programa de secuencia. Esta comprobación de segmentos de la pantalla dura menos de cinco segundos, luego de los cuales la pantalla comienza su secuencia de visualización programada.

## 2.5. Diagnóstico / códigos de error

La siguiente tabla contiene los errores susceptibles a ser detectados por el medidor, disponibles para su visualización en el aviso de estado de diagnóstico.

Error detectado por el medidor	Código de error
No programado	--- 000001
Auto chequeo (estado del microprocesador)	--- 000100
Error de RAM	--- 001000
Error de memoria no volátil (EEPROM)	--- 010000

Mesa 4 - Errores Meter

Todos los errores diagnosticados se muestran al final de cada secuencia. El usuario tiene la capacidad de enmascarar cada código de error individual que se muestre a través de la herramienta de configuración. Si aparece un código de error, el medidor debe ser reiniciado con la herramienta del software de configuración Hexing para eliminar el error (opcional).

## 3. Configuración del medidor

### 3.1. Configuración del puerto (Opcional)

La capacidad para configurar el medidor se proporciona a través de un puerto óptico ubicado en la tapa del equipo. La interfaz del puerto de configuración soporta la función de lectura y escritura segura mediante una contraseña de seguridad.

### 3.2. Encendido inicial y operación

Los medidores se envían siempre programados con la configuración definida al momento de realizar el pedido. Están listos para su instalación en campo.



Tel.: (506) 2251-4100  
Fax: (506) 2251-3131  
info@elmecsa.com

San José, Costa Rica  
300m. norte del BCR Plazoleta  
San Antonio de Desamparados



### 3.3. Potencia instantánea o Máxima demanda

El medidor Hexing HXS100 puede ser configurado para mostrar la potencia instantánea o MD (máxima demanda) en la fila inferior de la pantalla LCD. Este valor se actualiza cada segundo si se selecciona potencia instantánea. El cliente tiene la opción de elegir si el medidor debe mostrar la potencia instantánea o la demanda máxima. La potencia instantánea/ MD tiene un indicador de tiempo real, kW, que se muestra cada vez que su valor se muestra. Cuando se selecciona MD, el período de integración de la demanda tiene que ser definido. Los valores mostrados para la potencia instantánea/ MD son de rango automático, es decir, se muestran con la precisión más apropiada para las condiciones de carga actuales.

### 3.4. Ítems y secuencia de visualización

Consulte 2.3.

### 3.5. Formato de visualización de energía

La pantalla se adapta a los siguientes formatos de dígitos:

- 6 dígitos
- 5 dígitos
- 4 dígitos

Un decimal configurable en los formatos anteriores

El formato de visualización de la energía es programable en la fábrica o por el usuario a través del software de configuración de Hexing. El formato de pantalla no afecta al segmento de verificación, los códigos de error del medidor o el voltaje de línea.

### 3.6. Reinicio/configuración de datos de facturación (opcional)

El contenido de los registros de acumulación +kWh y -kWh son programables por el usuario a través del puerto óptico de configuración. En su forma más sencilla, esta función le permite al usuario restablecer el contenido de los registros de acumulación +kWh y -kWh. Esta característica también permite al usuario borrar cualquier energía acumulada producto de las pruebas de verificación del medidor.

El usuario también tiene la posibilidad de introducir los valores iniciales de energía de los registros de acumulación +kWh y -kWh. Esta característica le permite al usuario precargar valores de energía en un medidor de reemplazo antes de que entre en servicio.

El usuario puede realizar esta operación con ayuda del proveedor ya que esta función está protegida por hardware bajo la cubierta del medidor.



Tel.: (506) 2251-4100  
Fax: (506) 2251-3131  
info@elmecsa.com

San José, Costa Rica  
300m. norte del BCR Plazoleta  
San Antonio de Desamparados



## 4. Información Técnica

Esta sección contiene los fundamentos de la operación y configuración del circuito general del medidor Hexing HXS100.

### 4.1. Teoría de Operación

La base del funcionamiento del medidor monofásico Hexing HXS100 se explica con el diagrama de bloques mostrado en la Figura 1-2.

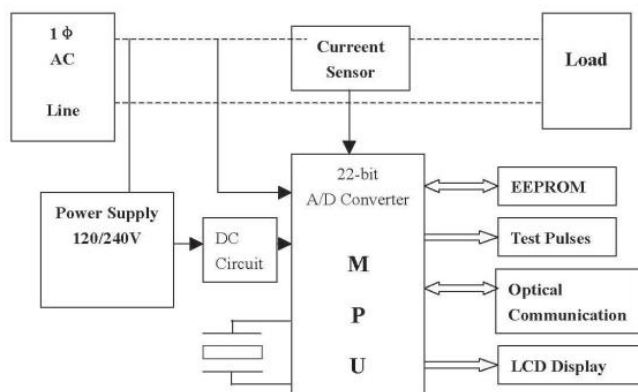


Figura 1-2 Hexing HXS 100 Diagrama de bloques del medidor

### 4.2. Dispositivos de sensado

Un transformador de corriente o un Shunt alimenta las señales de corriente al chip de sensado de corriente SOC (sistema en chip). La señal de tensión se escala para su medición utilizando un circuito divisor de voltaje resistivo.

### 4.3. Chip del medidor

El altamente integrado SOC (TERIDIAN 71M6541) contiene 22-bit delta-sigma ADC (convertor analógico-digital), 3 entradas analógicas, compensación por temperatura digital, referencia de voltaje de precisión y un motor de cálculo (CE) de 32-bit, un núcleo MPU, controladores para RTC, FLASH y LCD.



Tel.: (506) 2251-4100  
Fax: (506) 2251-3131  
info@elmeca.com

San José, Costa Rica  
300m. norte del BCR Plazoleta  
San Antonio de Desamparados



#### 4.4. Memoria no volátil

El medidor Hexing HXS100 está equipado con una memoria no volátil que se utiliza para almacenar los datos medidos, parámetros de calibración, constantes de configuración y parámetros del programa. La memoria no volátil no requiere una batería para retener la información cuando no está presente la línea de alimentación.

#### 4.5. LED de calibración

Un LED de alta luminosidad ubicado en la parte delantera del medidor, se iluminará cuando se le suministre la alimentación principal pero la corriente sea menor que el valor de partida (menos de 0,3% de la corriente nominal), pulsando a una velocidad proporcional a la carga medida durante la operación del medidor. El valor del pulso se identifica en la placa del medidor. El pulso puede ser utilizado para comprobar la calibración del medidor.

El LED de calibración puede ser del tipo Ir (infrarrojo) a pedido.

#### 4.6. Anti-arrastre

Por debajo de la corriente de arranque, el medidor entra en modo anti-arrastre. En este modo el LED de calibración se mantendrá iluminado y los registros no se incrementarán. El LED permanecerá encendido hasta que la corriente se incrementa, tanto en dirección directa o inversa, por encima de la corriente de arranque.

#### 4.7. Fuente de alimentación

El medidor Hexing HXS100 es alimentado por la línea de tensión. Tiene un rango de operación de -30% a +20% del valor nominal. Están disponibles versiones para 50 Hz o 60 Hz según especificaciones del pedido.



Tel.: (506) 2251-4100  
Fax: (506) 2251-3131  
info@elmecsa.com

San José, Costa Rica  
300m. norte del BCR Plazoleta  
San Antonio de Desamparados



## 4.8. Especificación de producto

### Especificaciones generales

Descripción	Especificación
Energía Activa	$A = I + AI + L-AL$
Clase de precisión	0.5/0.2
Los parámetros en tiempo real	V, A, PF
Potencia instantánea o MD	KW, cuatro dígitos
Carga	<0.8 Watts
A partir de carga	<15 Watts(FM2S, CA30)
Temperatura de funcionamiento	-40° a 85° C
Las descargas electrostáticas (descargas de contacto)	8kV
Las descargas electrostáticas (descargas de aire)	15kV
Prueba de inmunidad de sobretensión	6kV
Batería de reserva (Opcional)	
Mantener el valor de la pantalla LCD cuando hay corte de energía	Más de 24 meses
Duración de la batería	15 Años
Funcionamiento Voltaje Alcance	Nominal 70% -120% Un
Base	Policarbonato con fibra de vidrio
Cubrir	UV estable claro policarbonato
Cubierta interior de plástico	Estable UV de policarbonato
Protección grado	IP54
Vida útil del medidor	Más de 15 años
Peso neto	Approx.0.69 kg
Dimensión	177mm x 177mm x 124/105mm

## 5. Instrucciones para la instalación

### 5.1. General

**ADVERTENCIA:** El medidor Hexing HXS100 contiene voltajes letales en operación. El medidor no debe ser desarmado. El incumplimiento de esta práctica puede resultar en lesiones graves o la muerte.

**PRECAUCIÓN:** No intercambie las bases ni los módulos electrónicos entre medidores. Los datos de calibración almacenados en el medidor son propios del conjunto base y módulo electrónico. Intercambiar estos componentes producirá que el medidor pierda su calibración.



Tel.: (506) 2251-4100  
Fax: (506) 2251-3131  
info@elmecsa.com

San José, Costa Rica  
300m. norte del BCR Plazoleta  
San Antonio de Desamparados

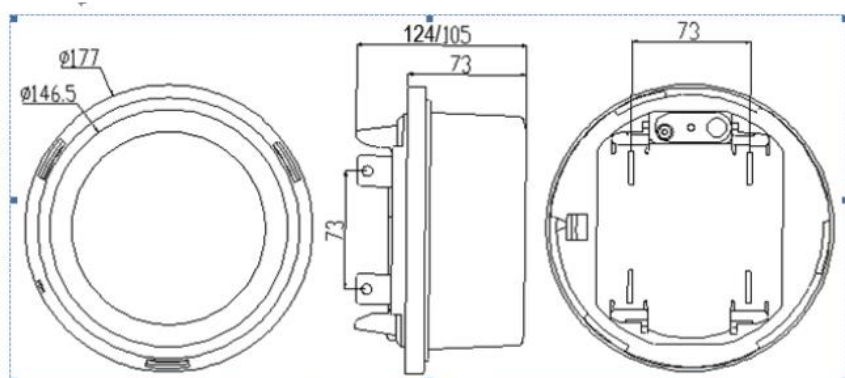


## 5.2. Medidor de instalación

El medidor está conectado a un socket para medidor usando prácticas estándar de instalación de medidores. La base del medidor tiene terminales de corriente y potencia que se extienden fuera de la parte posterior del medidor. Estos terminales están enganchados con las mordazas del socket, que están conectados a las líneas de servicio. Las mordazas de socket proporcionan la fuerza de contacto con la ayuda de resortes. En algunos sockets de servicio pesado, la fuerza de contacto es proporcionado por un mango o una llave.

En el encendido del medidor, verifique la operación del medidor observando la pantalla:

- Durante los primeros 3 segundos, el medidor ejecuta una comprobación de los segmentos de la pantalla (todos los elementos de la pantalla se iluminan). Si esta comprobación de segmentos continúa por más de 3 segundos, entonces posiblemente hay un error en el cableado de la instalación.
- La pantalla LCD muestra el número correcto de cifras (4 ó 5) para la energía junto con "kWh".
- Verificar la dirección esperada del flujo de energía en la pantalla.



Plano de dimensiones



Tel.: (506) 2251-4100  
Fax: (506) 2251-3131  
info@elmecsa.com

San José, Costa Rica  
300m. norte del BCR Plazoleta  
San Antonio de Desamparados



Enetics



ARAGUS  
ELECTRICS



highfield

MILBANK

MAO DAH



ProbelWell



## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Parrales Aguilar, Segundo Tomás** con C.C: **1204431405** autor del trabajo de titulación: **Análisis del cambio de sistemas de medición convencional a infraestructura de medición avanzada (Tecnología AMI) A Través De Software HES ORCA de HEXING**, para el mejoramiento de la **gestión técnico comercial en la Cdla. El Mamey de Babahoyo**, previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 2 de septiembre de 2024.

---

Parrales Aguilar, Segundo Tomás

C.C: 1204431405



## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Contreras Foyain, Juan Ernesto**, con C.C: **1201492848** autor del trabajo de titulación: **Análisis del cambio de sistemas de medición convencional a infraestructura de medición avanzada (Tecnología AMI) A Través De Software HES ORCA de HEXING, para el mejoramiento de la gestión técnico comercial en la Cdla. El Mamey de Babahoyo**, previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 2 de septiembre de 2024.

---

Contreras Foyain, Juan Ernesto

C.C: 1201492848





<b>REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA</b>		
<b>FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR</b>		
<b>TÍTULO Y SUBTÍTULO:</b>	Análisis del cambio de sistemas de medición convencional a infraestructura de medición avanzada (tecnología AMI) a través de software HES ORCA de Hexing, para el mejoramiento de la gestión técnico comercial en la Cdla. El Mamey de Babahoyo.	
<b>AUTOR(ES)</b>	Parrales Aguilar, Segundo Tomás Contreras Foyain, Juan Ernesto	
<b>REVISOR(ES)/TUTOR(ES)</b>	Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, PHD.	
<b>INSTITUCIÓN:</b>	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.	
<b>FACULTAD:</b>	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo	
<b>CARRERA:</b>	Ingeniería en Electricidad	
<b>TÍTULO OBTENIDO:</b>	Ingeniero en Electricidad	
<b>FECHA DE PUBLICACIÓN:</b>	2 de septiembre de 2024	<b>No. DE PÁGINAS:</b> 86
<b>ÁREAS TEMÁTICAS:</b>	Sistema de Medición Inteligente	
<b>PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:</b>	Redes eléctricas, Energía, Distribución, Consumidor, Eficiencia energética, Medición.	
<b>RESUMEN:</b>	<p>La infraestructura de medición avanzada (AMI) es una de las bases más importantes dentro de las redes inteligentes, por tal razón, la empresa eléctrica CNEL – Unidad de negocios Los Ríos ha comenzado desde el periodo 2020 la implementación de equipos de medición con tecnología AMI en distintos sectores de su cobertura con el objeto de optimizar la distribución eléctrica y dar apertura a los nuevos proyectos que potenciaran las redes inteligentes del país. El proyecto de investigación se encuentra repartido en 6 capítulos, el capítulo I. describe las generalidades y la problemática que da paso a la necesidad de migración a un sistema de medición avanzada (AMI).</p>	
<b>ADJUNTO PDF:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO
<b>CONTACTO CON AUTOR/ES:</b>	<b>Teléfono:</b> +593999527735 +593988180880	<b>E-mail:</b> stomaspa@gmail.com juan.contreras03@cu.ucsg.edu.ec
<b>CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN: COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE</b>	<b>Nombre:</b> Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo PHD.	
	<b>Teléfono:</b> +593-995147293	
	<b>E-mail:</b> celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec	
<b>SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA</b>		
<b>Nº. DE REGISTRO (en base a datos):</b>		
<b>Nº. DE CLASIFICACIÓN:</b>		
<b>DIRECCIÓN URL (tesis en la web):</b>		