

Diseño de un Plan de Implementación de una Prueba de Concepto (Sandbox) de Telemédida en un Transformador de Distribución Ubicado en la Universidad Industrial de Santander

Julián David Leguizamón Carreño, Luis Fernando León Saavedra

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Director

Gabriel Ordóñez Plata

Doctor Ingeniero Industrial

Codirector

Gabriel Alexis Malagón Carvajal

Doctor en el Área de Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Bucaramanga

2022

Agradecimientos

Agradecemos a todas las personas que de una u otra forma hicieron parte de la realización de este proyecto en especial a los profesores Gabriel Ordóñez y Gabriel Malagón por compartirnos sus conocimientos y brindarnos la guía en este proceso.

A usted nuestro querido amigo Ing. Edwin Ordóñez ya que sus palabras fueron sabias, sus conocimientos fueron rigurosos y precisos, le agradecemos por su gran ayuda en la parte final de este trabajo de grado. Dónde quiera que vaya lo llevaremos con nosotros en nuestro transitar profesional.

Julián Leguizamón y Luis León

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Objetivos.....	15
1.1. Objetivo general.....	15
1.2. Objetivos específicos	15
2. Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) y sus características.....	16
2.1. Componentes de los sistemas AMI.....	18
2.1.1. Componentes físicos del sistema AMI (Hardware).....	18
2.1.1.1. Unidad de medida.	18
2.1.1.1.1. Medidor inteligente.....	19
2.1.1.1.2. Dispositivo de corte/reconexión.	19
2.1.1.1.3. Display o visualizador de parámetros.	20
2.1.1.2. Unidad concentradora	20
2.1.2. Componentes no físicos del sistema AMI (Software y Firmware).....	21
2.1.2.1. SGO (Sistema de Gestión de Operación).....	21
2.1.2.2. MDM (Meter Data Management).....	21
2.1.2.2.1. Almacenamiento de datos (Meter Data Repository (MDR)).....	22
2.1.2.2.2. Gestión de datos medidos (MDM).....	22
2.1.2.3. Firmware.	23
2.1.3. Comunicación	23
2.1.3.1. Transmisión de la comunicación.	24
2.1.3.1.1. Redes unidireccionales.....	24

2.1.3.1.2. Redes bidireccionales.....	24
2.1.3.2. Topología de la red.	24
2.1.3.2.1. Topología estrella (Star Network).	25
2.1.3.2.2. Topología en malla (Wireless Mesh Network).....	26
2.1.3.3. Vías de comunicación para los sistemas AMI.....	26
2.1.3.3.1. Comunicación cableada (transmisión guiada).	27
2.1.3.3.2. Comunicación inalámbrica (transmisión no guiada).	27
2.1.3.4. Protocolos de comunicación en sistemas AMI.	28
2.1.4. Seguridad	30
2.1.4.1. Seguridad por diseño.....	30
2.1.4.2. Defensa en profundidad.	30
2.1.4.3. Gestión de riesgos.	30
2.2. Arquitectura AMI.....	31
2.3. Objetivos planteados de la implementación de los sistemas AMI en Colombia.....	32
3. Instalación eléctrica	33
3.1. Características generales del sistema de medición	35
3.1.1. Clasificación del punto de medición.....	37
3.1.2. Requisitos de exactitud	38
3.2. Tipo de medición	39
3.3. Selección del medidor.....	40
3.3.1. Calibración y sincronización del medidor	41
3.3.2. Medidor de respaldo	42
3.4. Selección de transformador de corriente (CT).....	42

3.4.1. Burden (carga nominal)	43
3.4.2. Corriente primaria y secundaria (relación de transformación)	43
3.4.3. Clase de exactitud	44
3.4.4. Límites de error de relación y desplazamientos de fase	45
3.4.5. Calibración de los transformadores de corriente	46
3.5. Equipos auxiliares (Otros Equipos)	47
3.5.1. Bloque de pruebas	48
3.5.2. Conductores	50
3.6. Diagramas de conexión.....	50
3.7. Mantenimiento del sistema de medición.....	51
4. Montaje de del sistema AMI.....	51
4.1. Análisis normativo	52
4.1.1. Requisitos de la Unidad de Medida (UM)	53
4.1.1.1. Requisitos eléctricos, mecánicos y metrológicos.....	53
4.1.1.2. Requisitos de operación y mantenimiento.	55
4.1.1.3. Requisitos de identificación de datos.....	56
4.1.1.4. Requisitos de parametrización	57
4.1.1.5. Pruebas y ensayos para el medidor.	58
4.1.2. Requisitos de la Unidad Concentradora (UC)	58
4.1.3. Requisitos del Sistema de Gestión y Operación (SGO).....	59
4.1.3.1. Requisitos de administración de datos.	59
4.1.3.2. Requisitos para administración de información.....	59
4.1.3.3. Requisitos de configuración, control y operación de componentes.....	60

4.1.3.4. Requisitos de gestión de eventos y alarmas.....	61
4.1.4. Requisitos de comunicaciones.....	61
4.1.4.1. Requisitos generales de comunicaciones.....	61
4.1.4.2. Requisitos de tecnologías, protocolos y modelos de datos.....	62
4.1.5. Requisitos de seguridad.....	63
4.2. Diseño del sistema AMI.....	65
4.3. Componentes del diseño.....	66
4.3.1. Unidad de Medida (UM).....	66
4.3.2. Sistema de Gestión y Operación (SGO).....	70
4.3.3. Comunicaciones.....	73
4.4. Funcionamiento del sistema AMI.....	76
5. Plan de implementación para el sistema AMI.....	79
5.1. Costos y actividades de implementación.....	79
5.1.1. Punto de medición.....	79
5.1.2. Punto de red.....	81
5.1.3. Presupuesto total de la implementación.....	83
5.2. Requisitos para instalación del sistema de medición.....	83
5.3. Guía para la Implementación del sistema de medición.....	85
5.4. Hoja de vida del sistema de Medición.....	88
6. Ventajas de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).....	90
6.1. Sistema de medición actual en el edificio CENTIC UIS.....	91
6.2. Ubicación de la solución AMI en el punto de medida.....	93
6.3. Beneficios de la implementación AMI.....	94

7. Conclusiones	98
Referencias Bibliográficas	100
Apéndices.....	105

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Capa de comunicación según sus niveles	29
Tabla 2. Clasificación de punto de medición.....	38
Tabla 3. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida	38
Tabla 4. Tipo de medición implementada.....	39
Tabla 5. Características del medidor.....	41
Tabla 6. Características del transformador de corriente	45
Tabla 7. Límites de error y el desplazamiento de fase para el transformador de corriente	46
Tabla 8. Requisitos eléctricos, mecánicos y metrológicos para el medidor de energía.....	54
Tabla 9. Requisitos de comunicaciones – Protocolos/Estándares	63
Tabla 10. Características principales del medidor Elster A1800 trifásico multitarifa.....	67
Tabla 11. Análisis de costos para el punto de medida	80
Tabla 12. Análisis de costos para el punto de red.....	82
Tabla 13. Costo de implementación del sistema AMI (sandbox).....	83
Tabla 14. Beneficios para algunos actores de la comercialización de energía eléctrica.....	96

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Funcionamiento simplificado de un sistema de telemida.	17
Figura 2. Topología estrella	25
Figura 3. Topología tipo malla (mesh sistema ZigBee).....	26
Figura 4. Arquitectura de infraestructura de medición avanzada (AMI).....	31
Figura 5. Distribución eléctrica actual del CENTIC UIS	35
Figura 6. Transformador de corriente seleccionado	47
Figura 7. Bloque o bornera de pruebas	49
Figura 8. Arquitectura del sistema AMI de la solución planteada.....	65
Figura 9. Medidor Elster A1800 trifásico multitarifa con puerto ethernet	69
Figura 10. Ejemplo de instalación para el punto de medida.....	70
Figura 11. Salidas de comunicaciones disponibles en el medidor escogido.....	74
Figura 12. Funcionamiento del sistema de comunicaciones.....	76
Figura 13. Esquema AMI diseñado para el edificio del CENTIC UIS.....	78
Figura 14. Medidor del tablero general de acometidas 1 actual	92
Figura 15. Ubicación gabinete equipo de medida.....	93
Figura 16. Diagrama unifilar con gabinete de telemida.....	94

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Transformador de corriente	105
Apéndice B. Diagrama de conexiones	111
Apéndice C. Certificados de conformidad.....	114

Resumen

Título: Diseño de un Plan de Implementación de una Prueba de Concepto (Sandbox) de Telemida en un Transformador de Distribución ubicado en la Universidad Industrial de Santander*

Autor: Julián David Leguizamón Carreño, Luis Fernando León Saavedra**

Palabras Clave: AMI (Advanced Metering Infrastructure), Diseño, Planeación, Sandbox, Medidor.

Descripción:

El Ministerio de Minas y Energía estableció en la resolución 40483 de 2019 como meta para el 2030 que se implemente infraestructura de medición avanzada (Advanced Metering Infrastructure - AMI) en mínimo el 75% de los usuarios del SIN (Sistema Interconectado Nacional). De igual manera la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) está en proceso de emitir la resolución de las condiciones para la implementación de AMI. Además, se contempla que en esta resolución se solicite que los operadores de red implementen mecanismos para probar tecnologías y funcionalidades de AMI como, por ejemplo, mediante pruebas de concepto (sandbox), o pilotos. En este trabajo de grado, se desarrolla el estudio de la prefactibilidad para la implementación de una prueba de concepto (Sandbox) enfocado al montaje y funcionamiento de una estructura de telemida en un transformador de distribución (macro-medicación) ubicado en el edificio del CENTIC UIS, aprovechando los recursos que actualmente presenta la Universidad. Asimismo, se plantea una base presupuestal con la guía para la ejecución del proyecto, considerando las restricciones normativas y el análisis comparativo entre el sistema de medición convencional y la telemida para los agentes más cercanos en el proceso de comercialización de energía eléctrica en el país.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Gabriel Ordóñez Plata. Doctor Ingeniero Industrial. Codirector: Gabriel Alexis Malagón Carvajal. Doctor en el Área de Ingeniería Eléctrica.

Abstract

Title: Design of an implementation plan for a proof of concept (Sandbox) of telemetry in a distribution transformer located at the Industrial University of Santander. *

Author: Julián David Leguizamón Carreño, Luis Fernando León Saavedra. **

Key Words: AMI (Advanced Metering Infrastructure), Design, Planning, Sandbox, Meter.

Description:

The Ministry of Mines and Energy established in resolution 40483 of 2019 as a goal for 2030 that advanced metering infrastructure (AMI) be implemented in at least 75% of the SIN (National Interconnected System) users. Similarly, The CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) is in the process of issuing the resolution of the conditions for the implementation of AMI. Also, it is contemplated that this resolution requests that electrical network operators implement mechanisms to test AMI technologies and functionalities, such as, for example, through proofs of concept (sandbox), or pilot plans. In this thesis work, the study of the pre-feasibility for the implementation of a proof of concept (Sandbox) focused on the assembly and operation of a telemetry structure in a distribution transformer (macro-measurement) located at the CENTIC UIS building is developed, using the current University resources. Likewise, a budgetary basis is proposed for the execution of the project with a guide for its execution, considering the regulatory restrictions and the comparative analysis between the conventional measurement system and the telemetry for the nearest agents in the Colombian electric power market.

* Degree Work

** Faculty of Physicomechanics Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunication Engineering (E3T). Director Gabriel Ordóñez Plata. Industrial Engineering Doctor. Codirector Gabriel Alexis Malagón Carvajal. Electrical Engineering Doctor

Introducción

La implementación de una infraestructura de medición avanzada (AMI) para el servicio que sea requerida, comúnmente ha sido enfocada en la automatización de labores que se realizan de forma manual. Su tecnología va más allá de esto, se trata de optimizar un sistema con la finalidad de facilitar y optimizar un proceso como toma de lecturas, facturación y gestión de datos (Barrera y Cañas, 2015), suministrando herramientas para la toma de decisiones por parte del implementador.

Por lo tanto, se determina que el enfoque principal de la implementación de AMI está en los servicios públicos y uno de sus objetivos principales es reducir los costos de operación y pérdidas no técnicas (Ordóñez et al., 2017). Estas pérdidas no técnicas pueden deberse a lecturas de datos que se realizan de forma manual, poca prevención con consumos extraños o incluso fraudes en la prestación del servicio (Ramírez, 2019).

En el caso del servicio público de energía eléctrica en Colombia, el país se encuentra en un proceso de modernización e implementación de tecnologías que buscan mejorar la calidad del servicio y permitir facilidades de operación a los diferentes actores en los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Actualmente, las instalaciones eléctricas se monitorean en su mayoría con medidores electromecánicos y electrónicos, limitando así su funcionalidad y visualización de los parámetros disponibles por las funciones del medidor, como energía consumida, tensiones y corrientes.

Debido a esto, apoyando este proceso de modernización, el presente trabajo de grado se centra en la instalación eléctrica del CENTIC ubicado en la UIS, en donde se plantea determinar

el plan de implementación de una prueba de concepto (sandbox), que permita analizar las lecturas de los parámetros de la instalación eléctrica como los consumos de energía presentados, tensiones, corrientes, factor de potencia, distorsiones armónicas, demanda máxima y tarificación horaria. Esto con el objetivo de sentar un costo base de energía junto con la posibilidad a futuro de la implementación de energías alternativas, facilitando así el proceso de comercialización y monitorización de la energía, y de esta forma la optimización del uso de la energía eléctrica.

Con el propósito de entender el concepto de la infraestructura de medición avanzada (AMI) y el plan de implementación del sandbox, este trabajo de grado se estructura en cinco componentes. A continuación, se describe el contenido de cada uno.

En la primera parte se presenta una introducción al contenido de la arquitectura AMI, con las características de cada uno de sus componentes, junto con las metas establecidas para Colombia en cuanto a implementación de AMI. En la segunda parte, se describe la instalación eléctrica objetivo del sandbox junto con la selección y especificaciones de algunos componentes del sistema de medida.

En la tercera parte, se realiza un análisis reglamentario estableciendo las características de los equipos, algunas restricciones que se pueden presentar y la solución recomendada con las especificaciones de fábrica por cada uno de los equipos. La cuarta parte contiene un análisis de costos para la posible implementación del sandbox incluyendo la metodología o plan para realizar este montaje.

Por último, se exponen las ventajas de los sistemas AMI con respecto a los sistemas convencionales de medición, basándose en la experiencia adquirida con el desarrollo de este trabajo de grado.

1. Objetivos

Para la realización de este proyecto de grado, se plantearon los objetivos que se detallan a continuación.

1.1. Objetivo general

Diseñar un plan preliminar de implementación de una prueba de concepto (Sandbox) de una estructura de telemida para un transformador de distribución ubicado en la Universidad Industrial de Santander.

1.2. Objetivos específicos

Diseñar una estructura de telemida a implementar en un transformador de la universidad con el fin de poder recolectar los datos para su respectivo análisis.

Establecer un análisis de los costos y un plan de trabajo para la implementación de una estructura de telemida en un transformador de distribución.

Determinar los beneficios que trae la implementación de telemida para las entidades implicadas debido a los avances tecnológicos que esta ofrece.

2. Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) y sus características

Del inglés Advanced Metering Infrastructure (AMI), tiene varias definiciones bastante amplias, pero en general, se trata de la combinación de dos tecnologías: AMR (Automated Meter Reading) y, la gestión y control de datos y operaciones. Su principal ventaja es la transmisión de datos para su interpretación a distancia (Morales, 2018), para esto su tecnología combina elementos de hardware, software junto con un amplio y profundo conjunto de protocolos de comunicación (Ramírez, 2019). La funcionalidad de un sistema AMI es medir, almacenar, analizar y utilizar los parámetros del sistema eléctrico para la toma de decisiones (Barrera y Cañas, 2015).

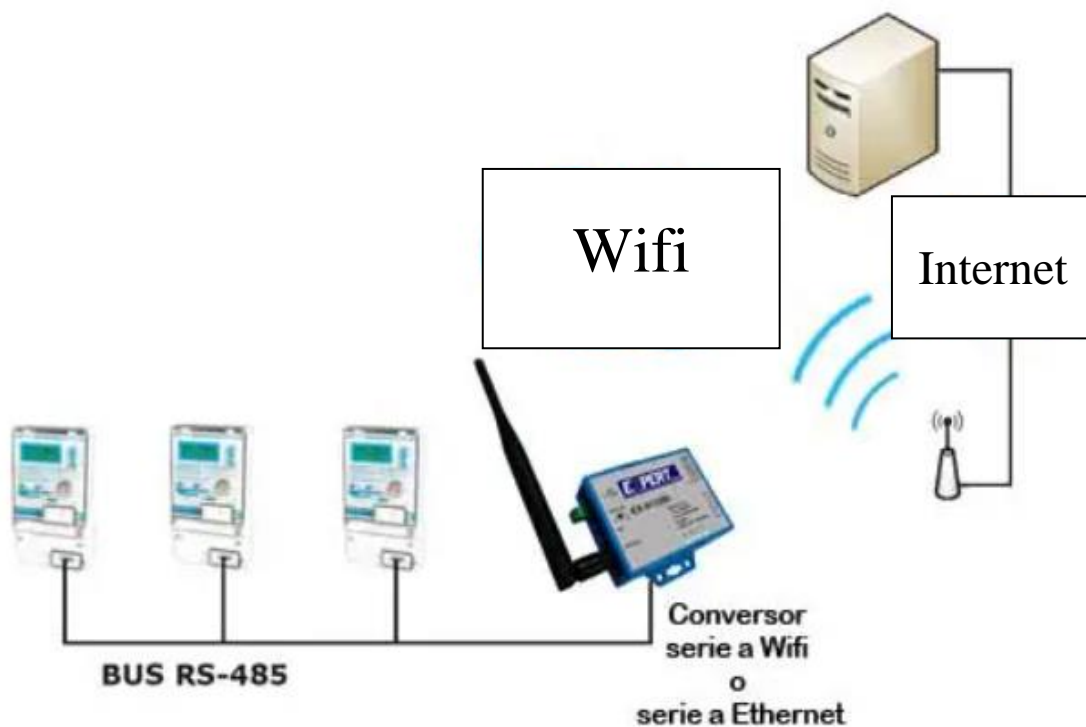
Para tener claridad acerca del funcionamiento de la AMI se introduce el concepto de teledida, que consiste en tomar los datos a través de sensores (tensión y corriente) ya sean analógicos o digitales (implementación o no de transformadores de medida), obteniendo parámetros del sistema como tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, etc. Una vez recolectados, se envían a través de un sistema de comunicaciones a un centro de gestión de datos donde son visualizados e interpretados para la toma de decisiones (Morales, 2018). Cabe resaltar que esta tecnología no solo se implementa en energía eléctrica también en otros servicios públicos como gas o agua.

La Figura 1 muestra un esquema simplificado de teledida, en donde gracias al uso de tecnologías como GSM (Global System For Mobile Communication), usada para transmitir de datos y voz, o GPRS (Global Packet Radio Service), evolución de la tecnología GSM, la distancia no es inconveniente para establecer una comunicación bidireccional entre el servidor de

datos encargado de entregar la información y los medidores que realizan la toma de datos independientemente el servicio que se preste (Morales, 2018).

Figura 1

Funcionamiento simplificado de un sistema de telemida.



Nota. Adaptado de control remoto de consumo de contadores de luz y gas con conexión RS232/RS485 por IP [Ilustración], por DITECOM Design S.L., 2017, DITECOM (https://www.ditecom.com/tienda_ditecom/wp-content/uploads/2022/05/telemida-wifi.jpg)

La comunicación establecida entre el centro de gestión de datos y el medidor debe ser bidireccional en comparación con el sistema AMR, realizando acciones de manera remota. En este mismo centro de gestión de datos se encuentra el software de gestión de datos de los sistemas AMI (Ramírez, 2019). Este puede tomar decisiones como: el control y gestión de la

demanda de energía eléctrica, manejo de tarifas diferenciales permitiendo que el usuario final tenga participación en el mercado de energía eléctrica, configuración del mismo medidor inteligente, corte y reconexión del servicio (depende del tipo de usuario), detección de manipulaciones en el medidor; todo con la finalidad de dinamizar la prestación del servicio y la comunicación entre operadores de red y los clientes (Barrera y Cañas, 2015; López, 2016). De igual forma, funciones de medición como el monitoreo de energía en tiempo real, consulta remota de los medidores, averías o fallas en el sistema eléctrico y exactitud en la toma de datos (Yanqui, 2010).

2.1. Componentes de los sistemas AMI

El funcionamiento de la tecnología y desarrollo del sistema AMI se divide en cuatro grupos: componentes físicos (Hardware), componentes no físicos (Software y Firmware), comunicación y seguridad.

2.1.1. Componentes físicos del sistema AMI (Hardware)

Los componentes físicos hacen referencia a los módulos y equipos del sistema AMI, estos se describen a continuación.

2.1.1.1. Unidad de medida. Está compuesta por elementos físicos en el punto de medición o instalación a monitorear. Estos se citan a continuación: medidor de energía; transformadores de medida (medición semidirecta o indirecta); dispositivo de corte/reconexión

(opcional) y display o visualizador de datos (puede estar o no contenido en el mismo cuerpo del medidor) (Barrera y Cañas, 2015).

2.1.1.1.1. Medidor inteligente. Dispositivo multifunción o considerado inteligente, encargado de monitorear, registrar y almacenar (dependiendo la gama) la información correspondiente a parámetros eléctricos del punto de medición. La característica principal de este medidor es la comunicación bidireccional para el transporte de datos. Estas tecnologías de comunicaciones pueden variar dependiendo del fabricante y la necesidad a satisfacer (Barrera y Cañas, 2015). En caso de no establecer comunicación o no se adapte a la situación se necesita un dispositivo externo (módem o punto de acceso) que la permita.

Algunos sistemas AMI incorporan un dispositivo que permite la conexión y el control de la comunicación entre el medidor y uno o más dispositivos de una red HAN (Red de Área Doméstica) o de comunicaciones de corto alcance que conecta dispositivos en el entorno de un usuario. Este sistema llamado HUB (Concentrador) está conectado a la red eléctrica, a diferencia de otros dispositivos que son alimentados por fuentes de energía externas (Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC, 2021)).

2.1.1.1.2. Dispositivo de corte/reconexión. Interruptor que tiene la capacidad de cortar el flujo de potencia y puede estar integrado al medidor o ser un equipo completamente independiente. En este caso puede ser operado de manera remota o de forma manual (Barrera y Cañas, 2015).

2.1.1.1.3. Display o visualizador de parámetros. Puede encontrarse incorporado con el medidor (monocuerpo) o ser un elemento externo (bicuerpo). Se encarga de mostrar los parámetros eléctricos registrados en el punto de medición (Barrera y Cañas, 2015). Un visualizador externo puede también ser consultado por diferentes medios y dispositivos como, por ejemplo: aplicaciones Web, mensajes de texto y aplicativos celulares (ICONTEC, 2021).

Los dispositivos de la unidad de medida deben estar sujetos a mantenimiento, generalmente realizado con equipos como computadores portátiles, softwares nativos y otros que permiten a su vez recuperar datos de información en caso de que la comunicación falle o el sistema de gestión presente errores. La mayoría del tiempo estos equipos son utilizados para la instalación del sistema de medida (Barrera y Cañas, 2015).

2.1.1.2. Unidad concentradora. Este sistema está constituido por un dispositivo principal llamado concentrador y sus respectivas herramientas de mantenimiento y puede o no estar incluido en la arquitectura del sistema o incluso tener más de una unidad concentradora (Barrera y Cañas, 2015).

Cuando aplica, esta unidad funciona como intermediario entre el sistema de gestión de operación y la unidad de medida con la característica principal de la comunicación bidireccional que debe estar presente en este sistema y tiene varias funciones entre ellas enlazar (Gateway), reunir y acumular datos que provienen de los sistemas de medición y luego enviar esta información para su análisis, gestión y control sobre los parámetros, todo esto gracias a la red de comunicaciones (Barrera y Cañas, 2015). Las comunicaciones entre elementos serán descritas más adelante (Sección 2.1.3), y su recolección de datos se hace de manera programada cumpliendo con la normatividad (Barrera y Cañas, 2015). Los elementos anteriormente descritos

pueden ser integrados al medidor o pueden ser no utilizados dependiendo de las características de la instalación eléctrica en el punto de medición adaptando cada componente a la necesidad y condiciones geográficas, físicas o incluso climatológicas.

2.1.2. Componentes no físicos del sistema AMI (Software y Firmware)

Hace referencia a los programas utilizados para el almacenamiento, gestión, análisis y tratamiento de datos, que facilitan procesos como facturación de clientes, procesos de reportes de fallas, análisis de pérdidas de energía eléctrica en sistemas de distribución de carácter técnico o no técnico (Ordóñez et al., 2017), y otros parámetros presentes en la relación operador de red – cliente.

2.1.2.1. SGO (Sistema de Gestión de Operación). Este sistema es el encargado de realizar las labores de almacenamiento y administración de la base de datos que permite acumular por un tiempo los diferentes parámetros, junto con actividades inusuales presentadas y se comporta como una interfaz entre unidades concentradoras, o el mismo medidor y subsistemas empleados por empresas para facturación, control y manejo de información (Jaimes y Cadena, 2018), garantizando así interoperabilidad para las empresas que tengan dispositivos o plataformas de diferentes fabricantes (ICONTEC, 2021).

2.1.2.2. MDM (Meter Data Management). Es una plataforma que se utiliza para analizar los datos recolectados, y así facilitar la toma de decisiones (Gómez et al., 2015). Esta información de acuerdo con la resolución 40142 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía

(MME) debe ser visible para el usuario. El MDM tiene la capacidad de almacenar y gestionar volúmenes de datos considerables, y que generalmente es la mejor elección para grandes empresas con numerosos sistemas de medida asociados. El software o plataforma MDM, tiene 2 principales pilares que son: almacenamiento de datos (MDR) y gestión de los datos (MDM) (Barrera y Cañas, 2015).

2.1.2.2.1. Almacenamiento de datos (Meter Data Repository (MDR)). Como su nombre lo indica, es una base de datos en donde reposan los registros históricos de cada cliente, con el objetivo de tener una trazabilidad de lecturas y por ende una relación estrecha con los sistemas de facturación (periodos y valores) e incluso los sistemas de información de cada punto de medición (usuario) (Barrera y Cañas, 2015). Entre las funciones principales se encuentran:

- Validación estimación y edición de datos (VEE) (Barrera y Cañas, 2015)
- Facturación (periodos y valores)
- Carga, descarga y recolección de datos.

2.1.2.2.2. Gestión de datos medidos (MDM). Una vez recolectados los datos y almacenados, el MDM se encarga de gestionar la cantidad de información obtenida por el sistema AMI. De esta forma, se optimiza la gestión de la demanda, eficiencia de operación, confiabilidad en el sistema de distribución gracias a la gestión de los datos, específicamente, la detección de irregularidades de la instalación eléctrica (Barrera y Cañas, 2015). Cabe resaltar que la comunicación entre estos subsistemas depende de la interfaz que utiliza el fabricante, teniendo alta gama de posibilidades. Como gestor de datos y otras funcionalidades descritas en la NTC

6079 de 2021 en el numeral 6.3, su principal característica es la interoperabilidad entre elementos de diferentes fabricantes (Barrera y Cañas, 2015).

2.1.2.3. Firmware. Un firmware se describe como una serie de comandos de un circuito electrónico primario registrado en una memoria. Esta programación hace parte del software y del hardware y podría definirse como un puente entre las instrucciones dadas desde fuera del dispositivo y sus partes internas de funcionamiento (Pérez y Merino, 2012).

En el sistema AMI se identifica el firmware como las rutas lógicas primarias que siguen los dispositivos para su funcionamiento y a su vez cumplen las peticiones que realiza el usuario operador. Otra característica es la facilidad de acceso a la configuración del sistema y la gestión de inicio del dispositivo (Pérez y Merino, 2012). Todos los dispositivos inteligentes deben actualizar este componente de manera que se facilite el manejo de interfaz de funcionamiento.

2.1.3. Comunicación

El sistema de comunicaciones permite el flujo de datos de manera bidireccional en todos los elementos presentes utilizando diferentes interfaces, modelos de datos y protocolos de tráfico de información o en otras palabras la comunicación debe ser transversal e interoperable (Barrera y Cañas, 2015). Los medidores suelen no tener problemas al momento de recolectar y enviar la información, pero generalmente surgen problemas al momento de transmitir los datos ya sea por cuestiones ambientales, geográficas o incluso climáticas, lo que hace que surjan diversidad de soluciones a estas problemáticas.

Estas redes de comunicación pueden ser similares a las usadas por las redes celulares, o frecuencias de radio, líneas telefónicas o incluso redes Wi-Fi. Esto hace que las soluciones de comunicación varíen de costo dependiendo de la tecnología utilizada (Barrera y Cañas, 2015). Para múltiples medidores se pueden establecer redes de comunicación, estas generalmente se dan por la forma o topología que tienen para agrupar las lecturas de distintos equipos y la organización implementada para la gestión y análisis de las lecturas recolectadas o que cada medidor monitoriza (Jaimes y Cadena, 2018).

2.1.3.1. Transmisión de la comunicación. La primera clasificación que se le puede dar a las redes de comunicación es el sentido en que viaja la información, la cual puede ser unidireccional o bidireccional (Barrera y Cañas, 2015).

2.1.3.1.1. Redes unidireccionales. Único flujo de comunicación en donde la información que transita es proporcionada por el medidor o recolector de datos (Barrera y Cañas, 2015). Se podría considerar esta red como un claro ejemplo del sistema AMR.

2.1.3.1.2. Redes bidireccionales. El flujo de información es en 2 direcciones (ida y vuelta) permitiendo la interacción de los componentes del sistema. Este tipo de red es el utilizado en la implementación de sistemas AMI, facilitando el control sobre el punto de medición por parte del Sistema de Gestión y Operación (SGO) (Barrera y Cañas, 2015).

2.1.3.2. Topología de la red. En sistemas AMI se utilizan dos configuraciones con características particulares, topología estrella y topología en malla.

2.1.3.2.1. Topología estrella (Star Network). Generalmente empleada para pocos medidores (operación punto a punto y multipunto) en la que el medidor entrega la información directamente al acumulador de información o incluso utilizando medidores aledaños que reciben y comunican la información desde una misma red (repetidores) (Barrera y Cañas, 2015). Generalmente se utiliza en comunicación cableada (redes telefónicas) o también en comunicación inalámbrica y tiene un alcance o cobertura alta (Jaimes y Cadena, 2018). La Figura 2 muestra un ejemplo de la topología tipo estrella.

Figura 2

Topología estrella

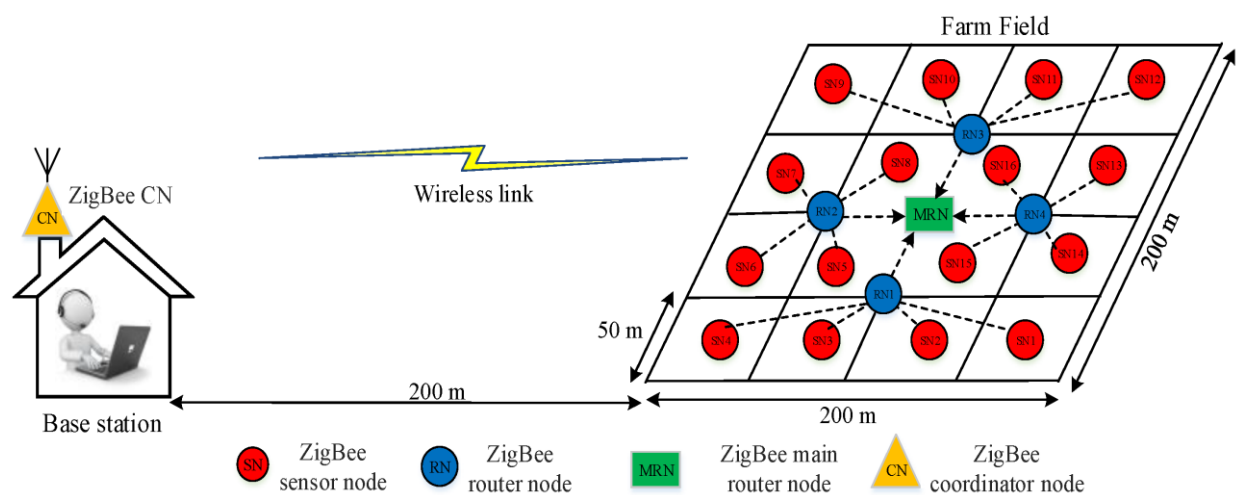


Nota. Tomado de P2P mode [Ilustración], por Libelium Comunicaciones Distribuidas S.L, 202, Libelium (<https://development.libelium.com/lorawan-networking-guide/introduction>).

2.1.3.2.2. Topología en malla (Wireless Mesh Network). Principalmente se emplea en sistemas de múltiples medidores presentando diversas rutas de transporte de información actuando como nodos, para así ser enviada a los concentradores (Barrera y Cañas, 2015). Usualmente utiliza el protocolo ZigBee que se caracteriza por la creación de redes de comunicación inalámbrica y tiene un rango de cobertura bajo (Jaimes y Cadena, 2018). La Figura 3 muestra un ejemplo de la tipología tipo malla.

Figura 3

Topología tipo malla (mesh sistema ZigBee)



Nota. Tomado de Power reduction with sleep/wake on redundant data (SWORD) in a wireless sensor network for energy-efficient precision agricultura (p. 7), por Jawad et al., 2018, Sensors.

2.1.3.3. Vías de comunicación para los sistemas AMI. La evolución de las tecnologías de comunicación ofrece múltiples opciones para suplir los problemas que se presentan al momento de implementar el sistema AMI ya sea por condiciones climáticas, ambientales o geográficas. Estas tecnologías se pueden clasificar por el medio de transmisión de datos

utilizado, a continuación, se exponen los principales métodos según su tipo (Barrera y Cañas, 2015).

2.1.3.3.1. Comunicación cableada (transmisión guiada). Para las aplicaciones de AMI se encuentran (Barrera y Cañas, 2015):

- PLC (Power Line Communications)
- PSTN (Public Switched Telephone Network)
- DLC (Distribution Lan Carrier)
- NPL (Narrow band over Power Line)
- PLT (Power Line Telecommunication)
- BPL (Broadband over Power Line)
- Fibra óptica
- Puerto eléctrico

2.1.3.3.2. Comunicación inalámbrica (transmisión no guiada). Existen diferentes medios de comunicación, a diferentes frecuencias y velocidades de transferencias de datos, entre las más utilizadas están (Barrera y Cañas, 2015):

- Estándar IEEE 802.11 (Wi-Fi)
- Estándar IEEE 802.15.4 (ZigBee)
- Estándar IEEE 802.16 (WiMAX)
- Comunicaciones de área extensa (WAN)
- Radio frecuencia (RF)
- Sistema global para las comunicaciones móviles (GSM)

- GPRS (General Pocket Radio Service)
- Puerto óptico (luz infrarroja)

2.1.3.4. Protocolos de comunicación en sistemas AMI. El sistema de comunicación no solo es establecer una vía o forma de hacerlo, se deben respetar ciertos protocolos planteados para la transferencia de información (Barrera y Cañas, 2015), estas formalidades deben cumplirse para cualquier vía de comunicación y son necesarias para el proceso que denominamos transversalidad e interoperabilidad (funcionamiento de 2 o más equipos sin tener en cuenta características técnicas y físicas (ICONTEC, 2021)). Algunos de estos protocolos son:

- IEC 61850 y UCA 2.0.
- DLMS/COSEM o IEC 62056
- IEC 62056-31 “Euridis”
- LonWorks/LonTalk (Local Operating Network)
- IEEE 802.16/WiMAX (Worldwide Interoperability for Microwave Access)
- IEC 61334 PLC (Power Line Communication)
- PRIME PLC (Powerline Related Intelligent Metering Evolution)
- IEC 62056-21/IEC 61107 (DLMS)
- SML (Sym2 project)
- BAC net
- ZigBee (Smart Energy Profile)
- 6LoWPAN “IPv6 over Lowpower Wireless Personal Area Networks”
- DPWS “Devices Profile for Web Services”
- M-BUS: EN 13757

- WAVENIS.
- EVERBLU

Generalmente en los medidores de energía se caracterizan los modelos de datos con tablas de dos dimensiones, que se usan para modelar las funcionalidades del medidor (ICONTEC, 2021). Algunos de estos protocolos son utilizados en Europa gracias a la infraestructura de comunicaciones que poseen, aunque la implementación de algunos tipos de comunicación y por ende sus protocolos depende en general de las frecuencias de transmisión de datos y factores como la accesibilidad geográfica u otras condiciones que impiden la aplicación de otras tecnologías para enviar la información.

El concepto de comunicaciones se plantea un poco extenso por lo que el modelo OSI (Interconexión de Sistemas Abiertos) permite desmantelarlo en 7 capas. De la capa 1 a la 3 se consideran capas bajas o inferiores y de las capas 4 a la 7 se consideran capas superiores. Las capas se nombran en la Tabla 1 (ICONTEC, 2021).

Tabla 1

Capa de comunicación según sus niveles

Capa	Denominación/Nivel
7	Aplicación
6	Presentación
5	Sesión
4	Transporte
3	Red
2	Enlace de datos
1	Físico

Nota. Tomado de requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica (NTC 6079), por ICONTEC, 2021, p. 13.

2.1.4. Seguridad

La seguridad como tal no se considera un módulo específico del sistema AMI, pero este debe estar inmerso en todos los otros componentes de la arquitectura, ya que es relevante y debe ser transversal (ICONTEC, 2021).

Implementar una infraestructura de medición avanzada tiene demasiadas ventajas, pero a su vez se deben tener en cuenta los riesgos que surgen y brindar un manejo adecuado ya sean por peligros físicos o cibernéticos, es por esto por lo que se proponen tres estrategias básicas para su control (ICONTEC, 2021).

2.1.4.1. Seguridad por diseño. Todos los componentes del sistema de medición deben diseñarse para brindar seguridad en todas sus partes (ICONTEC, 2021), como se enfatiza en la NTC 6079 de 2021.

2.1.4.2. Defensa en profundidad. Este concepto ahonda en el establecimiento de redundancia en la seguridad ya que se puede presentar un fallo en cualquier control. No solo se debe centrar en la seguridad espacial, hay que verificar la seguridad técnica, de talento humano y en cada procedimiento que se realice sin descartar la seguridad cibernética relacionada con el software (ICONTEC, 2021).

2.1.4.3. Gestión de riesgos. Se plantean metodologías de prevención, análisis y gestión de cualquier eventual riesgo que se presente, controlando el impacto de estos en los sistemas AMI. Las herramientas de operación y mantenimiento de igual forma deben cumplir los

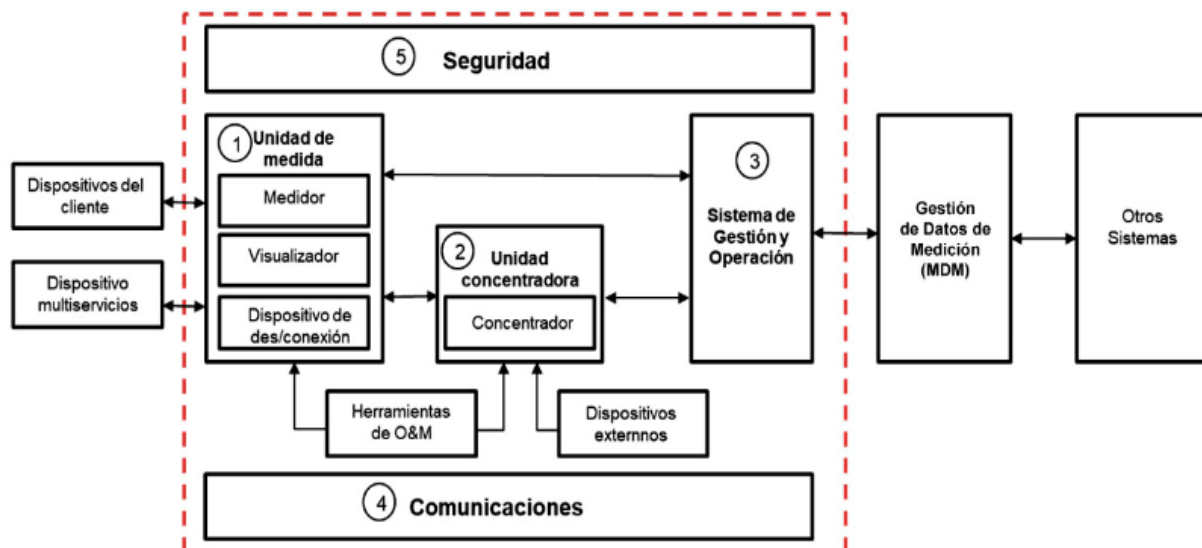
requisitos de seguridad, con la finalidad de garantizar la administración de datos y completo control sobre el sistema AMI (ICONTEC, 2021).

2.2. Arquitectura AMI

A partir de las descripciones de los elementos que componen la arquitectura del sistema AMI que se hicieron anteriormente, se puede llegar a la Figura 4 que describe el funcionamiento y las características de cualquier sistema AMI.

Figura 4

Arquitectura de infraestructura de medición avanzada (AMI)



Nota. Este esquema aplica para cualquier configuración y característica de instalación eléctrica y punto de medición. Tomado de requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica (NTC 6079) (p. 3), de ICONTEC, 202.

2.3. Objetivos planteados de la implementación de los sistemas AMI en Colombia

En el caso de Colombia la implementación de los sistemas AMI se viene dando de manera muy pausada. La UPME (Unidad de Planeación Minero – Energética) en su estudio “Smart Grids Colombia Visión 2030 – Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia” establece diferentes pautas con base en experiencias internacionales que facilitan la regulación de esta tecnología en el país.

Algunos referentes internacionales para la implementación de AMI en Colombia tienen lugar alrededor del mundo. A continuación, se presentan algunas de sus características:

- El programa Linky se ubica en Francia y se planteó la meta de instalación de 35 millones de medidores para el año 2021 sin costo para el usuario (EDRF, 2015).
- El proyecto Star se sitúa en España y es implementado por Iberdrola. La meta planteada fue reemplazar más de 10 millones de medidores a 2018 (Iberdrola, 2014).
- Telegestore es un proyecto de implementación iniciado en Italia en el año 1999 que se compone de dos fases. La primera fase sustituyó 32 millones de medidores y la segunda fase que inició en el 2016 plantea la instalación de 21 millones de medidores (Barbera, 2012).
- En Brasil, el proyecto Electropaulo Digital para el año 2017 se instalaron más de 62000 medidores inteligentes con más de 2100 destinados a las comunidades de bajos recursos (Vellano, 2013).

El Ministerio de Minas y Energía (MME) a su vez ha emitido diferentes resoluciones y borradores en los cuales ha establecido y modificado las metas para la implementación estableciendo como punto de partida la resolución 40483 de 2019.

Como meta para el 2030 el MME establece que el 75% de los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) tengan acceso a los sistemas AMI, en el caso de las Zonas No Interconectadas se espera que la CREG resuelva un mínimo porcentaje de usuarios (Ministerio de Minas y Energía (MME, Resolución 40483, 2019)).

Para ser específicos se plantea que de ese 75% de los usuarios, la implementación se de en zonas urbanas un 95% (12 millones de usuarios) y en las zonas rurales el 50% (2 millones de usuarios) (A. Pérez y Sepúlveda, 2021).

Algunas empresas, por ejemplo, operadores de red, han mostrado avances en cuanto a su implementación, esto se ha dado de manera progresiva a través de pruebas piloto (sandbox) con poblaciones objetivo, algunas empresas son: SOPESA, Electricaribe, EMCALI, Celsia, ENEL y ESSA (Colombia inteligente, 2018).

3. Instalación eléctrica

El Centro de Tecnologías de Información y Comunicación (CENTIC) de la Universidad Industrial de Santander, ubicado en la ciudad de Bucaramanga, es una instalación destinada desarrollo de actividades académicas, este se escogió como objetivo para el diseño del plan de implementación de telemetria. El edificio cuenta con dos cuartos en donde se almacenan los elementos necesarios para el suministro (red y grupo electrógeno), transformación, protección y medición de energía eléctrica. El cuarto uno esta subdividido en dos grupos de celdas de la siguiente manera:

- Grupo 1: Tablero general de acometidas 1 (TG1 que alimenta cargas de tipo sensible como aires acondicionados, servidores y otras cargas de funcionamiento); Transferencia (Grupo electrógeno); Tablero general de acometidas 2 (TG2 que alimenta carga de funcionamiento del edificio y aire acondicionado) y banco de condensadores.
- Grupo 2: Una celda con seccionador 3 vías con una salida protegida; Una celda con seccionador bajo carga para transformador de 500 kVA.

Así mismo, contiene dos celdas individuales cada una con un transformador o subestación encapsulada de 500 kVA con relación de transformación: devanado primario (lado de alta) de 13 200 V y 220/127 V por el devanado secundario (lado de baja) y conexión Dyn5.

Además de estos elementos, cabe resaltar que el banco de condensadores está conectado al barraje que se encuentra dentro del tablero general de acometidas 2 para compensar el factor de potencia debido al tipo de cargas que tiene conectadas (cargas de funcionamiento y aire acondicionado).

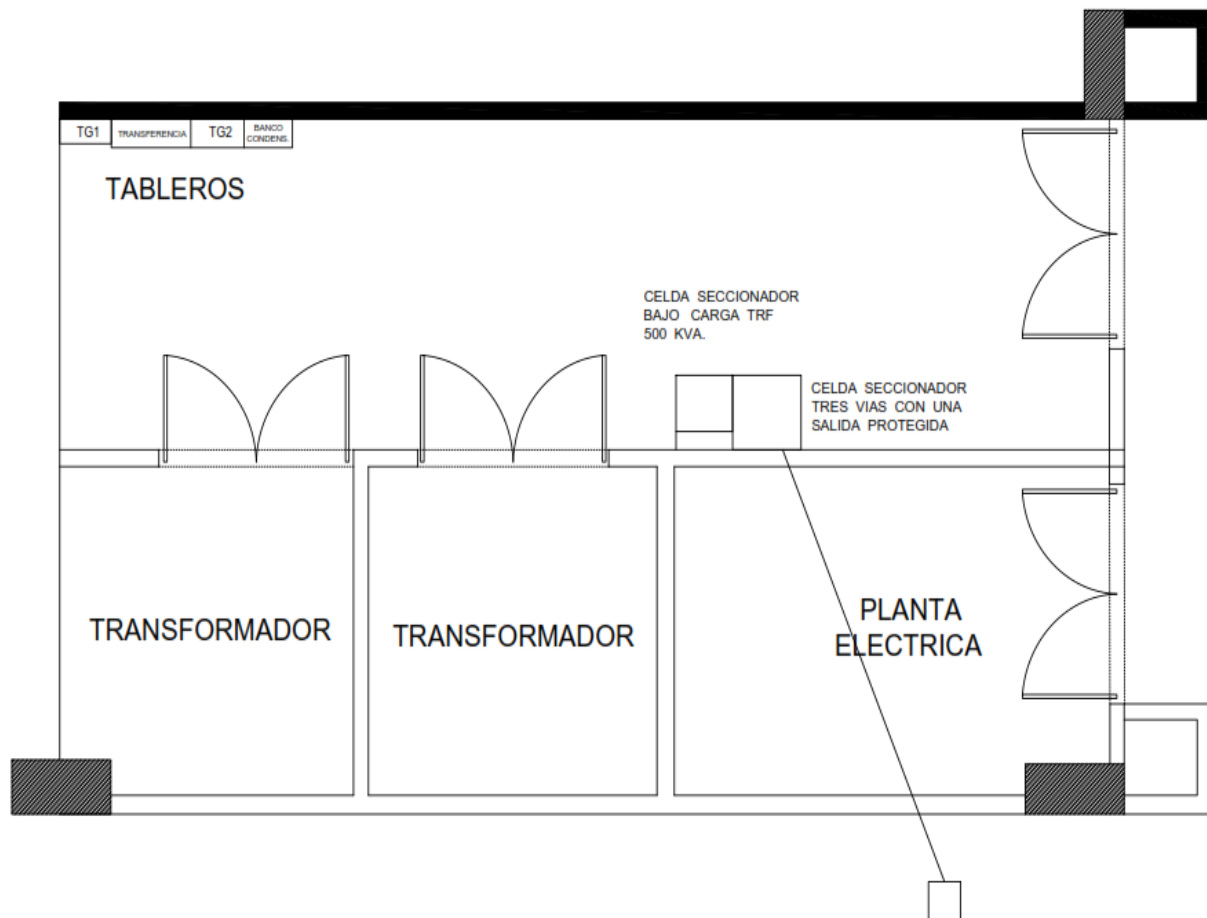
La instalación eléctrica del edificio cuenta con unidades de poder ininterrumpido (UPS por sus siglas en inglés) para cada planta, lo que permite alimentar cargas como servidores, rack de comunicaciones y circuitos de seguridad.

El cuarto dos almacena en su interior un grupo electrógeno que consta de un generador de 220 kVA, un primotor Cummings y un tanque de combustible. El grupo electrógeno tiene como prioridad alimentar las cargas sensibles del edificio (Servidores y aire acondicionado) cuando alguna de las UPS falle o la energía proporcionada no sea suficiente.

En la Figura 5 se puede apreciar con mayor detalle la distribución de los cuartos descrita anteriormente.

Figura 5

Distribución eléctrica actual del CENTIC UIS



Nota. Distribución espacial de la subestación del CENTIC UIS con cada uno de sus componentes.

3.1. Características generales del sistema de medición

Las instalaciones eléctricas en general para la mayoría de los usuarios regulados y no regulados se monitorizan para registrar el consumo de cada cuenta o cliente sin tener en cuenta

los datos de funcionamiento de la instalación como tensión, corriente, distorsiones, factor de potencia.

Uno de los objetivos principales del sistema de telemetria es poder administrar los datos registrados garantizando el correcto funcionamiento de la instalación eléctrica. Para determinar las características y condiciones técnicas requeridas en el sistema de medición es necesario consultar la CREG 038 de 2014 (Código de Medida), la NTC 5019 de 2018 (selección de equipos de medición de energía eléctrica) y la norma RA8-030 de EPM (adaptación de la norma NTC 5019 de 2018 para fines de regulación como operador de red).

Según la CREG, Resolución 038 (2014), en el Anexo 1 especifica los componentes que tiene el sistema de medición, teniendo en cuenta que algunos pueden estar contenidos en el medidor. Los elementos son:

- Un medidor de energía activa;
- Un medidor de energía reactiva (puede estar integrado con el medidor de energía activa);
- Un medidor de respaldo (en caso de que sea necesario);
- Transformadores de corriente (CT);
- Transformadores de tensión (PT);
- Cableado entre los transformadores;
- Un panel caja de seguridad para el medidor o registrador de datos;
- Almacenamiento de datos como equipos registradores (Puede estar integrado al medidor);
- Interfaz de comunicación local o remota y gestión de la información (Puede estar integrado al medidor);

- Facilidades de procesamiento de información o los algoritmos necesarios para la interrogación y el envío de información;
- Seguridad y monitorización que permita proteger los equipos del sistema de medida y realizar seguimiento a las señales de aviso que presenten los mismos;
- Bloques de borneras de prueba o elemento similar que permita separar o reemplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio (pueden estar integrados o no, al medidor y deben permitir la instalación de sellos). (pág. 40).

La instalación eléctrica objetivo en este caso será el Transformador 1 ubicado en la parte baja del edificio del CENTIC, este transformador descrito anteriormente cuenta con medición semidirecta y medidor electrónico. Cabe resaltar que para el Transformador 2 se tiene las mismas especificaciones, luego este plan piloto (sandbox) puede ser implementado en este transformador gracias a su similitud. Los equipos por dimensionar ya fueron implementados previamente para medición convencional, pero no existe registro o memorias de cálculo, por lo cual, se hace necesario documentar el proceso y establecer el dimensionamiento de estos.

3.1.1. Clasificación del punto de medición.

Para esta prueba de concepto (sandbox) no se hace necesario referenciar el tipo de carga que alimenta cada instalación ya que el enfoque del sandbox se tiene aguas arriba de la misma, específicamente en el barraje de baja tensión.

La descripción de la instalación eléctrica empieza por identificar el punto de medición a partir del consumo o transferencia de energía o capacidad instalada en el punto de conexión, en la Tabla 2 se puede observar sus características.

Tabla 2*Clasificación de punto de medición*

Tipo de punto de medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad instalada, CI, [MVA]
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0,1$

Nota. Adaptado de Resolución 038. Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes, por Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2014, p. 12.

3.1.2. Requisitos de exactitud

Se deben establecer los requisitos de índice de clase para medidores y clase de exactitud para transformadores de medida cumpliendo con el error porcentual total máximo. Según el punto de medición, en la Tabla 3 tenemos los siguientes índices y clases (CREG, Resolución 038, 2014).

Tabla 3*Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida*

Tipo de punto de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente (CT)	Clase de exactitud para transformadores de tensión (PT)
3	0,5 S	2	0,5 S	0,5

Nota. Adaptado de Resolución 038. Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes, por Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2014, p. 14.

3.2. Tipo de medición

Haciendo énfasis en la instalación objetivo, se establecen el tipo de medición dependiendo del nivel de tensión y la capacidad instalada a la cual se le va a medir el consumo de energía, la medición puede realizarse de manera directa, semidirecta o indirecta. De la instalación se obtienen los siguientes valores:

- Nivel de tensión (NT): 220/127 (Baja tensión o Nivel 1);
- Capacidad instalada: 500 kVA.

La Tabla 4 contiene el tipo de medición implementada teniendo en cuenta las características descritas anteriormente.

Tabla 4

Tipo de medición implementada

Tipo de medición	Tipo de servicio	Nivel de tensión	Capacidad instalada (CI) en kVA
Semidirecta	Trifásico tetrafilar	1	≥ 100

Nota. Adaptado de selección de equipos de medición de energía eléctrica (NTC 5019), por ICONTEC, 2019, p. 12.

Ya definido el tipo de medición se determinan los elementos que conforman el sistema de monitorización para la instalación cumpliendo la normatividad anteriormente mencionada, estos elementos son: medidor (de tipo inteligente), transformadores de corriente, bornera de pruebas

(bloque de pruebas), conductores y otros implementos físicos de seguridad y almacenamiento (ICONTEC, 2018).

3.3. Selección del medidor

El medidor planteado para la prueba de concepto (sandbox) tiene funciones adicionales, por ejemplo, agrega el registro de demanda máxima, registro de tiempo de uso, dispositivo de control de tarifa y/o carga, cuenta con puerto de comunicación óptico, también tiene medios de comunicación como PLC (Power Line Communications), comunicación telefónica o por radio, lectores de bonos de pago, etc.

Este medidor puede contener la totalidad o solo algunas de las funciones, esto depende de las características del punto de medición, la necesidad a solucionar e incluso factores económicos. Además, la NTC 5019 de 2018 establece que para las instalaciones eléctricas con capacidad instalada (CI) mayor que 300 kVA, el medidor debe ser multifunción con funciones adicionales (funciones descritas anteriormente) (ICONTEC, 2018).

El medidor seleccionado es índice de clase 0.5 S, teniendo en cuenta como criterio adicional que la capacidad instalada supera los 112,5 kVA, los medidores de esta clase deben ser fabricados bajo las normas NTC 2147 de 2022 (IEC 62053-22) y NTC 4569 de 2022 (IEC 62053-23). Además, para el diseño del plan de implementación, el sistema de comunicaciones se rige por las normas IEC 62056 o ANSI/IEEE que apliquen o sean complementarias (ICONTEC, 2018). Con las condiciones reglamentarias establecidas se procede a seleccionar las características eléctricas del medidor a utilizar para el diseño del montaje y algunas otras características físicas. En la Tabla 5 se presentan las características del medidor.

Tabla 5*Características del medidor*

Tipo de medición	Tipo de servicio	Medidor de energía	Clase (estático)	Tensión de referencia (V)	Corriente nominal (A)	Corriente máxima (A)
Semidirecta	Trifásico tetrafilar	Activa y/o reactiva	0,5 S Activa 2 reactiva	3x120/208	5	≥ 6

Nota. Adaptado de Selección de equipos de medición de energía eléctrica (NTC 5019), por ICONTEC, 2019, p. 14.

3.3.1. Calibración y sincronización del medidor

Se debe consultar la NTC 4856 de 2018 que contiene los requerimientos para el procedimiento de calibración del medidor de energía, o su similar en norma técnica ANSI o CEI. El plazo entre la calibración y la puesta en servicio es de 12 meses como máximo y pasado este plazo y sin entrada en operación deben someterse nuevamente a calibración.

El proceso de calibración se debe realizar después de cualquier intervención para asegurar que el equipo mantiene sus características metrológicas (CREG, Resolución 038, 2014).

El medidor debe sincronizarse acorde con la hora oficial en Colombia, el desfase máximo permitido para el reloj en el punto de medición tipo 3 es de 60 segundos. Además, el representante de la frontera está en capacidad de ser riguroso con el desfase máximo. (CREG, Resolución 038, 2014).

3.3.2. Medidor de respaldo

Según la CREG, Resolución 038 (2014), se establecen los siguientes requisitos para la instalación de un medidor de respaldo:

- La medición de respaldo se requiere para fronteras de generación, fronteras comerciales conectadas en el STN y fronteras de los puntos de medición tipos 1 y 2;
- Toda instalación con una capacidad instalada mayor o igual a 1000 kVA debe contar con un medidor de respaldo. (pág. 18).

La instalación objetivo no cumple ninguno de los 2 ítems luego no es necesaria la presencia de un medidor de respaldo.

Las características del medidor descritas son netamente reglamentarias que no contienen especificaciones de telemida, protocolos de comunicaciones y otros aspectos (requisitos de parametrización, dispositivos de salida e intercambio de datos). No obstante, el medidor seleccionado para la prueba concepto (sandbox) debe cumplir con la reglamentación presentada en la Tabla 8.

La hoja de datos del medidor se encuentra adjunta en la Figura A1 del Apéndice A con sus características exhibidas por el fabricante, para profundizar en estas se debe consultar manual de usuario.

3.4. Selección de transformador de corriente (CT)

Debido al tipo de medición (semidirecta) que se aplica para la instalación eléctrica objetivo de la prueba de concepto, se implementa el uso de transformadores de corriente (CT).

Cada fase debe tener su transformador de corriente o en su defecto realizar medición con 2 elementos. Para la instalación objetivo la medición se realizará con 3 elementos (uno por cada fase).

Es necesario detallar las características de los CT para el caso de estudio, estos transformadores deben ser de uso de interior y baja tensión. Los principales parámetros del CT son: el Burden del transformador y la relación de transformación.

3.4.1. Burden (carga nominal)

Se define como burden o carga nominal del transformador de corriente a la carga conectada en el circuito secundario del transformador, que debe estar comprendida entre el 25% y 100% de su valor nominal, para establecer los límites de error de relación y desplazamiento de fase, a partir de su clase de exactitud. Algunos valores normalizados son: 2,5; 5,0; 10,0; 15,0; y 30,0 VA. Estos pueden variar dependiendo el tipo de instalación (Empresas Públicas de Medellín (EPM, 2021)).

El procedimiento para el cálculo del burden se encuentra en el Apéndice A y el resultado de selección normalizado está en la Tabla 6.

3.4.2. Corriente primaria y secundaria (relación de transformación)

La relación de transformación consta de 2 factores: Corriente primaria nominal y corriente secundaria nominal.

El criterio para seleccionar la corriente primaria nominal del transformador de corriente se limita a que esta debe estar entre 80% y 120% de valor a plena carga, esto accediendo a un valor comercial y que generalmente se encuentra establecido por algunas normas de los operadores de red (ICONTEC, 2018).

La corriente secundaria del transformador es la que será vista por el medidor y esta puede tomar 2 valores dependiendo de las condiciones de la instalación: 5 A y 1 A.

El primer valor de corriente es el estándar y se utiliza en la mayoría de los sistemas de medida que requieren elementos de transformación.

El segundo valor se usa cuando la distancia entre el medidor y el transformador de corriente es bastante grande y la corriente de 5 A causa un aumento de la carga, sobrepasando los valores comerciales del Burden (EPM, 2021).

Algunos transformadores de medida suelen contar con relaciones de transformación ajustables, con la finalidad de adaptar el equipo a una instalación eléctrica. Para evitar modificaciones no deseadas y normalizar los sistemas de medida sólo se permite el ajuste por el devanado primario (EPM, 2021).

La relación de transformación de corriente para el CT dimensionado para el sandbox se encuentra en la Tabla 6.

3.4.3. Clase de exactitud

La clase de exactitud es la característica o clasificación de los equipos de medida que indica el límite de error en la medición a la que está sometido ese elemento bajo ciertas

condiciones de funcionamiento y que por supuesto se debe encontrar siempre en el rango especificado para cada clase.

Los requisitos para la selección de la clase de exactitud se encuentran en la NTC 2205 de 2013, resaltando el nivel de tensión y la carga instalada en el punto de medición. Las clases de exactitud normalizadas son: 0,1; 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S y 1,0 (EPM,2021).

Independientemente de la clase de exactitud seleccionada, estos valores son máximos, es decir que para una instalación se puede hacer uso de una clase inferior a la reglamentaria, por ejemplo, si el tipo de punto de medición exige un índice de clase 0,5S, es posible instalar un elemento de clase 0,2 (ICONTEC, 2018).

Como se mencionó anteriormente la Tabla 6 contiene los valores de relación de transformación de corrientes, burden o carga nominal y clase de exactitud.

Tabla 6

Características del transformador de corriente

Parámetro	Valor	Unidad
Relación de transformación	1500/5	A
Burden (Carga nominal)	10	VA
Clase de exactitud	0,5S	-

Nota. Los valores presentados son de tipo comercial o normalizados por los fabricantes.

3.4.4. Límites de error de relación y desplazamientos de fase

El cumplimiento de este parámetro depende que el burden asuma un valor entre el 25% y 100% del valor de la carga nominal ya que se puede asignar un límite de error de relación y

desplazamiento de fase a la frecuencia nominal, como se presenta en la Tabla 7 para la clase de exactitud 0,5S (EPM, 2021).

Tabla 7

Límites de error y el desplazamiento de fase para el transformador de corriente

Clase de exactitud	Error \pm					Desplazamiento de fase									
						\pm minutos			\pm centiradianes						
	A corriente (% de la nominal)					A corriente (% de la nominal)			A corriente (% de la nominal)						
0,5S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9	0,9

Nota. Adaptado de Transformadores para instrumentos. Requisitos adicionales para transformadores de corriente (NTC 2205), por ICONTEC, 2013, p. 15

3.4.5. Calibración de los transformadores de corriente

La calibración para los transformadores de corriente debe ir en concordancia con lo establecido en la NTC 2205 de 2013 (IEC 60044-1) o a una norma técnica de CEI o ANSI equivalente. El plazo entre la calibración y la puesta en servicio es de 18 meses como máximo, pasado este plazo sin entrada en operación deben someterse nuevamente a calibración (CREG, Resolución 038, 2014). También se deben calibrar después de realizar cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas. Además, si transcurren 6 meses después de la fecha de calibración sin entrar en servicio (CREG, Resolución 038, 2014), se deben realizar las pruebas de rutina señaladas en el artículo 28 de la CREG 038 de 2014.

La hoja de datos del transformador de corriente (uno por cada fase) seleccionado se encuentra en la Figura A2 del Apéndice A con sus características exhibidas por el fabricante. En

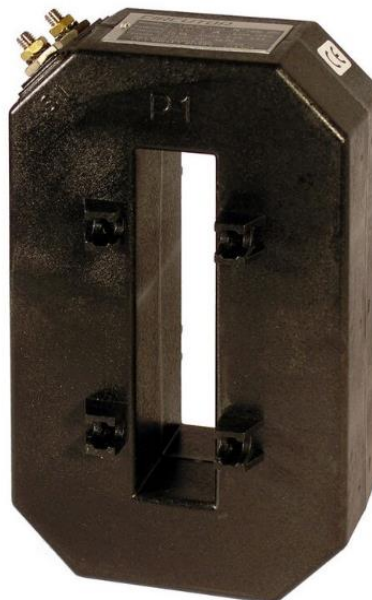
la Figura 6 se puede apreciar el transformador de corriente seleccionado, en este caso es un CT de núcleo abierto o barra pasante.

3.5. Equipos auxiliares (Otros Equipos)

Entre los otros elementos se encuentran: bloque de pruebas (bornera de pruebas), conductores (conexión entre transformador y medidor), tipo de conexión, gabinete de medida (la descripción se encuentra en la Sección 4.3). Estos elementos se clasifican en este apartado debido a que no tienen igual cantidad de requisitos como los equipos descritos anteriormente. Estas características son descritas a continuación.

Figura 6

Transformador de corriente seleccionado



Nota. Tomado de TRMC 400-0.5S-3X1500A/5 [Fotografía], por CIRCUTOR, 2022, CIRCUTOR.com (<https://circutor.com/productos/metering/accesorios-para-contadores/product/Q30973./>)

3.5.1. Bloque de pruebas

Un bloque o bornera de pruebas se utiliza para individualizar cada una de las señales que ingresan al medidor provenientes de los transformadores de medida y se requiere para toda instalación que necesita medición indirecta o semidirecta. Existen dos clases: de diez y siete polos (ICONTEC, 2018).

Su selección depende de la cantidad de elementos de medición que se usen. En el caso de la instalación objetivo, se requiere una bornera de pruebas de diez polos ya que se cuenta con tres elementos de medición. Las borneras de siete polos se usan únicamente para medición con dos elementos, aunque se puede utilizar una bornera de diez polos para este tipo de medición (ICONTEC, 2018).

ICONTEC (2018), especifica que el bloque de pruebas debe cumplir con las siguientes especificaciones técnicas:

- Debe permitir desconectar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio, para su verificación en el punto de conexión (intercalación de instrumento patrón) y/o reemplazo sin afectación de los restantes;
- Debe garantizar, en sus conexiones y ajustes, un buen contacto eléctrico. Además, debe tener una cubierta sólida y transparente, de forma tal que sea posible inspeccionar el estado de sus partes móviles y contactos sin necesidad de removerla;
- Debe tener dispositivos para la colocación de sellos de seguridad que impidan retirar la cubierta para manipulación en forma indebida o no autorizada (depende del punto de medición y de la normativa del operador de red). (pág. 22).

Cumpliendo con la normatividad, se debe implementar un bloque de pruebas o bornera de diez polos, que permita la operación independiente de cada elemento, así como lo exige la reglamentación, además con tapa transparente sólida orientada al riesgo eléctrico. El bloque de pruebas (bornera de pruebas) se muestra en la Figura 7.

Según la descripción del equipo, para el caso de la instalación eléctrica objetivo, cumple con la normativa para su implementación. Además, contiene el certificado de conformidad CIDET para el producto (Ver Apéndice C).

Figura 7

Bloque o bornera de pruebas



Nota. Tomado de Bornera de prueba para tres elementos [Fotografía], por IE Interelectricas S.A.S, 2021, IE Interelectricas (<https://interelectricas.com.co/cajas-y-tableros/682-bornera-de-prueba-para-tres-elementos.html>).

3.5.2. Conductores

Los conductores que brindan la conexión entre los transformadores de corriente y el medidor se encuentran dimensionados en el Apéndice A para el cálculo del Burden del transformador. Se eligió el conductor calibre 12 AWG en cobre o aluminio (AA8000), ya que la distancia entre los transformadores de corriente y el gabinete del medidor no es tan lejana (15 metros aproximadamente ida y vuelta).

La norma técnica RA8-030 de EPM (EPM, 2021) describe los requisitos para los conductores utilizados en el sistema de medida de la siguiente manera:

- Los conductores de conexión deben marcarse y protegerse contra los daños físicos, para identificar la conexión de elementos del sistema de medida y usar el código de colores definido en el RETIE para cada tipo de sistema de potencia;
- Los conductores de las señales de tensión y corriente deben estar claramente identificados al inicio y al final del recorrido (equipo y borne al que están conectados), se deben utilizar elementos de marcación como placas o etiquetas plásticas que garanticen su conservación en las condiciones de instalación (en el exterior o al interior), no se permite utilizar etiquetas adhesivas. (pág. 43).

3.6. Diagramas de conexión

Con los elementos auxiliares establecidos se puede determinar el tipo de conexión que mejor se acomoda a la instalación objetivo. Para este caso se establece la conexión para medición de tres elementos, basados en la norma NTC 5019 de 2018 y la norma RA8-030 de EMP. Los

símbolos de los diagramas de conexión obedecen a la norma NTC 4340 de 2008. Para facilidad de lectura se recomienda la conexión asimétrica.

En las Figura B1 y Figura B2 del Apéndice B (diagramas de conexiones) adaptadas a las condiciones del plan de implementación de telemetria, se identifican los siguientes elementos: un medidor de energía trifásico tetrafilar de tres elementos en este caso inteligente o con funciones adicionales; tres transformadores de corriente (CT) y un bloque o bornera de pruebas de diez polos. Todos los elementos en configuración asimétrica.

3.7. Mantenimiento del sistema de medición

El proceso de mantenimiento se debe realizar en cualquier sistema de medición, en especial, aquel que representa una frontera independientemente del tipo (generación, no regulado, alumbrado público). Este procedimiento es responsabilidad del agente representante de la frontera y el usuario con una frecuencia de 4 años (CREG, Resolución 038, 2014). El artículo 28 de la CREG 038 de 2014 contiene los requisitos y procedimientos a cumplir.

4. Montaje de del sistema AMI

En el diseño de la arquitectura de AMI se deben tener en cuenta aspectos de carácter normativo, económico, social, técnico y geográfico. Además, se debe contar con la proyección a futuro que incluye la integración de generación de energías alternativas e incluso aspectos

académicos con relación a análisis de calidad de la energía eléctrica. El principal objetivo de esta sección es mostrar el diseño de la arquitectura AMI de manera que pueda ejercer como base para sistemas de medición ya sea macro-medición en unidades residenciales o usuarios menores derivados de esta instalación, usuarios industriales no regulados o incluso cualquier otro transformador de la Universidad Industrial de Santander (UIS) dejando en claro que algunos puntos de medición varían sus características, específicamente aquellos que son fronteras, ya que existen requerimientos adicionales contenidos en la resolución CREG 038 de 2014 necesarios para administrar el intercambio de energía.

4.1. Análisis normativo

Esta instalación objetivo (características en la Sección 3) tiene la particularidad de que no es una frontera comercial con reporte al ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales), por ende, los trámites legales con el operador de red no son necesarios, además el campus universitario es un usuario no regulado luego tiene la libertad de negociar directamente con el OR (operador de Red) el costo de la energía, luego la instalación no debe cumplir con todos los ítems normativos.

En este caso a partir de las resoluciones y normas técnicas vigentes, en este análisis hace referencia en los ítems que debe cumplir el diseño, tanto las características técnicas de sus elementos como la puesta en funcionamiento, mantenimiento, comunicaciones y seguridad.

Se dividirán los componentes en secciones para el análisis de su reglamentación con base en la NTC 6079 de 2021, NTC 5019 de 2018 y la CREG 038 de 2014 enfocando estos requisitos a las características del sistema de medida objetivo de este diseño.

4.1.1. Requisitos de la Unidad de Medida (UM)

Dentro de las descripciones que realizan los diferentes autores de la unidad de medida esta contiene elementos como visualizador externo y dispositivo de conexión/desconexión (Barrera y Cañas, 2015; Ramírez, 2019). En este caso la unidad de medida solo se compone de un medidor inteligente con un display o visualizador de datos integrado o mejor llamado medidor monocuerpo.

Con respecto al dispositivo de conexión/desconexión, este es opcional y dependen de la corriente que transite por el sistema, en el caso de la instalación objetivo, el flujo de corriente se considera alto (Ver Tabla A1 del Apéndice A), además de tener medición semidirecta, con lo que se recomienda la instalación de un dispositivo de corte independiente (en el sitio ya se encuentra el dispositivo).

Como medidor estático clase 0,5S el visualizador debe permitir registrar lecturas como mínimo de cinco dígitos enteros y tres dígitos decimales (0,001). Además, estos dispositivos de medida deben contener diferentes parámetros de medición propias del equipo como estado de conexión, alimentación del medidor, prueba diagnóstica de estado, hora y fecha local (ICONTEC 2018).

4.1.1.1. Requisitos eléctricos, mecánicos y metrológicos. En la Tabla 8 se resumen los requisitos eléctricos, mecánicos y metrológicos que debe cumplir la unidad de medida (medidor de energía) y se basan en múltiples normas técnicas nacionales y que se exigen en la NTC 6079 de 2021.

Tabla 8*Requisitos eléctricos, mecánicos y metrológicos para el medidor de energía*

Requisitos eléctricos	Valor referencia o sección normativa	Normatividad
Tensión normalizada de referencia	120/208 V	NTC 5226 de 2022
Corriente normalizada de referencia	5 A	NTC 5226 de 2022
Frecuencia normalizada de referencia	60 Hz	NTC 5226 de 2022
Compatibilidad electromagnética (EMC)	Sección 7.5	NTC 5226 de 2022
Consumo de potencia – Circuitos de tensión	0,5 VA (Valor máximo por fase)	NTC 4649 de 1999 (2018)
Consumo de potencia – Circuitos de corriente	1 VA (Valor máximo por fase)	NTC 2147 de 2022
Requisitos mecánicos	Valor referencia o sección normativa	Normatividad
Requisitos generales para: Caja del medidor, ventana, bloque de terminales, tapa del bloque de terminales	Secciones 6.4 y 6.6	NTC 5226 de 2022 NTC - IEC 62052 – 31
Distancias de seguridad y fuga	Secciones 6.7.2.2 y 6.7.2.3	NTC 5226 de 2022 NTC - IEC 62052 – 31
Requisitos metrológicos	Valor referencia o sección normativa	Normatividad
Límites de error de variación en corriente	$\pm 1.0, \pm 0.5, \pm 0.6$ (Dependiendo del factor de potencia de la carga)	NTC 2147 de 2022
Límites de error a factores de influencia	Tabla 6	NTC 2147 de 2022
Arranque y funcionamiento sin carga	Sección 8.3	NTC 2147 de 2022
Constante del medidor	Cumplimiento con la indicación de placa característica	NTC 2147 de 2022

Condiciones de los ensayos de exactitud	Secciones 8.5 y 8.6	NTC 2147 de 2022
Ensayos de rutina	Sección 4	NTC 4856 de 2018

Nota. Los valores establecidos como referencia son para el medidor escogido según su clase (ver Tabla 3). Adaptado de requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica (NTC 6079), por ICONTEC, 2021, p. 16 y 17.

4.1.1.2. Requisitos de operación y mantenimiento. El objetivo de la operación y mantenimiento es realizar los procedimientos requeridos sin interrumpir el funcionamiento y desde luego afectar la monitorización de datos. El mantenimiento se puede realizar de manera local o remota.

A continuación, se presentan los requisitos aterrizados a las características de la instalación objetivo basados en la NTC 6079 de 2021.

- Se admite el acceso a las anomalías (alarmas y eventos) de forma local y remota;
- En este caso si la unidad de medida cuenta con batería removible, al momento de reemplazarla no se debe afectar el funcionamiento, no se permite la remoción de sellos de calibración y la pérdida o perturbación de la información almacenada;
- Realizar una conexión/desconexión en este caso de forma manual debe ser reportada por la unidad de medida. Además, debe almacenar la lectura al momento de la operación y ser enviada al Sistema de Gestión de Operación (SGO);
- La información almacenada en la unidad de medida debe permitir la justificación de la integridad de la información;
- La información almacenada junto con operaciones de configuración, actualización y análisis de estado en la unidad de medida se debe permitir de manera local;

- Después de la instalación de la unidad de medida se deben realizar pruebas de comunicaciones con el Sistema de Gestión y Operación (SGO). De igual manera, la comunicación se debe establecer de manera automática o de forma local y remota en el caso que exista un corte de energía;
- La unidad de medida debe enviar reportes de configuración y estado de condición al Sistema de Gestión y Operación (SGO) y en caso de que fallen las comunicaciones, las funciones como configuración, programación e incluso recuperación de datos se pueden llevar de forma local.

4.1.1.3. Requisitos de identificación de datos. Los datos que recolecta la Unidad de Medida (UM) deben cumplir ciertas exigencias de registro. Los requisitos para la gestión de estos datos por parte de la unidad de medida se presentan a continuación (ICONTEC, 2021):

- Para la identificación de datos o registros almacenados en la Unidad de Medida (UM) se recomienda el uso de uno de los tres protocolos internacionales estandarizados para Colombia que son, la especificación técnica CLC/TS 50568-8:2015, la norma ANSI C12.19 o la norma IEC 62056-6-1;
- Los datos característicos de la Unidad de Medida (UM) que se encuentran almacenados en el sistema de gestión de operación (SGO) como, por ejemplo, marca, número de serie, etc., deben coincidir con los expuestos en el exterior del medidor o gabinete en este caso;
- El diagnóstico de fallos en la Unidad de Medida (UM), debe ser optimizado gracias al registro de los eventos por parte del medidor;

- La cantidad de datos registrados por la Unidad de Medida (UM) se puede obtener de manera local o remota, siendo esta cantidad programable desde el medidor o desde el sistema de gestión de operación (SGO) en el caso de la arquitectura escogida para el diseño.

4.1.1.4. Requisitos de parametrización. La NTC 5019 de 2018 establece algunos requisitos de parametrización que, en este caso, se aterrizan al medidor estático multifunción con funciones adicionales (inteligente) enfocando la reglamentación a la prueba de concepto (sandbox):

- El medidor es unidireccional, luego la programación debe realizarse siempre positiva. Si se cambian las características de la instalación eléctrica (exportación de energía), se debe reconfigurar el medidor;
- En algunos casos especiales, el medidor debe poder reiniciarse ya sea de manera física o de manera remota sin alterar parámetros de exactitud, niveles de seguridad, sin recurrir al proveedor o al fabricante;
- El medidor debe poder programarse con el objetivo de almacenar las lecturas en fechas establecidas o programadas incluyendo históricos, además debe permitir visualizar en el visualizador los registros en cualquier modo de operación (normal o modo alterno);
- El intervalo de grabación de las lecturas en memoria debe ser como mínimo de 15 minutos o programable, almacenando mínimo 2 canales (curva o perfil de la carga);
- El medidor clase 0,5S debe poderse programar tanto en remoto como en físico y manejar diferentes franjas horarias para energía eléctrica y demanda tanto activa como reactiva;

- El software de gestión de datos debe permitir leer los datos del medidor y exportarlos a un archivo plano y hoja de cálculo, debe tener lenguaje de funcionamiento español o inglés y tener ambiente similar al de Windows (ambiente gráfico).

4.1.1.5. Pruebas y ensayos para el medidor. El equipo de medida debe someterse a pruebas de rutina en un laboratorio de calibración acreditado, teniendo en cuenta los requerimientos de la norma NTC-ISO-IEC 17025 (requisitos generales de competencia de laboratorios de ensayo y calibración). Las pruebas para realizar son de exactitud, arranque, funcionamiento sin carga y verificación de la constante; además, se podrán solicitar pruebas de propiedades dieléctricas para los equipos de medida. Estos parámetros se encuentran en la NTC 4856 de 2018 (Verificación inicial y posterior de medidores de energía eléctrica) (ICONTEC 2018).

4.1.2. Requisitos de la Unidad Concentradora (UC)

El diseño de la arquitectura del sistema AMI para el plan de implementación del sandbox no contempla el uso de Unidad Concentradora (UC) ya que la unidad de medida tiene comunicación directa con el Sistema de Gestión de Operación (SGO). Generalmente el uso de Unidad Concentradora (UC) se hace cuando se tienen múltiples unidades de medida (UM) o la tecnología aplicada para la comunicación. Adicionalmente dado el caso que una arquitectura AMI requiera el uso de este elemento se recomienda consultar los requisitos en la NTC 6079 de 2021.

4.1.3. Requisitos del Sistema de Gestión y Operación (SGO)

El Sistema de Gestión y Operación (SGO) debe cumplir los requisitos planteados en la NTC 6079 de 2021 a partir de las funcionalidades que tiene.

4.1.3.1. Requisitos de administración de datos. En esta sección se hace referencia a la gestión y administración de datos mínimos que debe realizar el sistema (ICONTEC, 2021). A continuación, se presentan los principales requerimientos a los que se acoge la arquitectura planteada en el diseño.

- El sistema debe permitir el registro de datos de los elementos pertenecientes al sistema AMI y que por supuesto administra;
- De igual manera, se deben administrar las características técnicas de los equipos que pertenecen a la Unidad de Medida (UM) incluyendo transformadores de medida si aplica;
- La configuración de los periodos de lectura se debe permitir junto con el almacenamiento de los datos registrados;
- El respaldo de la información debe ser habitual y debe estar en la capacidad de recuperar la información.

4.1.3.2. Requisitos para administración de información. El Sistema de Gestión y Operación (SGO) debe administrar los conjuntos de datos y generar informes acerca de la información recolectada, los requerimientos para la administración de la información se presentan a continuación (ICONTEC, 2021):

- Se deben permitir la toma de lecturas de manera local y remota junto con la fecha y hora para hacer un seguimiento adecuado;
- La conexión/desconexión del servicio debe ser verificada a través del sistema;
- Se debe permitir el acceso a los datos registrados por la Unidad de Medida (UM) para realizar los análisis asociados;
- Los reportes de la información almacenada, los eventos y alarmas deben ser generados por el sistema de gestión de operación (SGO).

4.1.3.3. Requisitos de configuración, control y operación de componentes. La arquitectura del sistema AMI seleccionado para el plan de implementación no contiene dispositivo de conexión/desconexión entonces, el control de los componentes se remonta al medidor. Los requisitos de configuración, control y operación de componentes según la NTC 6079 de 2021 que aplican al sistema AMI en este caso son:

- Garantizar la operación de los elementos registrados (Unidad de Medida (UM)) en el SGO;
- El SGO debe permitir la sincronización y operación del reloj con la hora oficial de Colombia, permitiendo ajustes a las UM desincronizadas y la operación con estampa de tiempo para las lecturas realizadas;
- La actualización del software (SGO) y firmware (SGO y UM) de forma local y/o remota;
- Realizar de manera preventiva o correctiva (evitar) el mantenimiento del sistema;
- Permitir la automatización de procesos posibles como lecturas, detección de anomalías, cambios de topología de comunicación, emisión de confirmación de eventos.

4.1.3.4. Requisitos de gestión de eventos y alarmas. El correcto funcionamiento del sistema AMI se debe garantizar, para esto el SGO debe detectar y enviar información acerca de este evento, los requisitos mínimos deben ser (ICONTEC, 2021):

- Los eventos y alarmas emitidos se podrán recolectar;
- Además de la recolección estos eventos y alarmas, estos deben incluir la hora del suceso;
- Las intervenciones físicas a equipos (UM) no autorizadas deben ser registradas en el SGO;
- Además de hacer el reporte de la alarma o evento, se debe establecer el intervalo de tiempo en que se vuelve a la normalidad.

4.1.4. Requisitos de comunicaciones

La NTC 6079 de 2021 divide los requisitos de comunicaciones dos partes, la primera son requisitos necesarios y la segunda son requisitos para la forma, transmisión y presentación de datos (ICONTEC 2021).

4.1.4.1. Requisitos generales de comunicaciones. Son requisitos transversales a todos los componentes de una arquitectura AMI en este caso enfocados a la solución para el plan de implementación.

- Los elementos del sistema AMI deben tener comunicación bidireccional de manera segura, de manera que se garantice interoperabilidad;

- Cuando no exista un protocolo internacional normalizado para comunicaciones, se debe implementar un caso exitoso ya sea utilizado por empresas públicas o industrias. De igual manera la comunicación debe ser transversal a todos los elementos de la infraestructura de medición avanzada;
- Los elementos del sistema AMI deben garantizar en todas sus interfaces de comunicaciones, la función de autenticación y autorización de comunicación;
- Los componentes de AMI deben operar mientras están en proceso de comunicación o incluso si falla la comunicación, en caso de que se presente la falla los componentes deben estar en capacidad de recuperar la comunicación de manera automática siempre y cuando el medio continúe disponible;
- La verificación de estado de comunicación debe realizarse incluso en estado de mantenimiento o de cualquier otra operación;
- La comunicación en la red AMI debe ser únicamente entre los equipos registrados, de lo contrario, la detección de equipos no registrados debe ser alertada;
- Los cambios de números de serie y las direcciones físicas de las interfaces no pueden ser cambiados para los equipos, en este caso la Unidad de Medida (UM).

4.1.4.2. Requisitos de tecnologías, protocolos y modelos de datos. En la sección 2.1.3.4 se pueden observar los diferentes protocolos de comunicación que permiten establecer la comunicación entre los componentes de la arquitectura AMI. En la Tabla 9 se observan los requisitos de comunicación para el caso de Colombia en cuanto a la capa de aplicación (acceso local y acceso remoto) y el modelado de datos.

Tabla 9*Requisitos de comunicaciones – Protocolos/Estándares*

Requisitos de comunicaciones		
	Protocolos capa de aplicación	Modelo de datos
Acceso local	IEC 62056	
	ANSI C12.22	
	ANSI C12.18	IEC 62056
	CLC/TS 50568 – 8: 2015	ANSI C12.19
Acceso remoto	IEC 62056	CLC/TS 50568 – 8:2015
	ANSI C12.22	CLC/TS 50568 – 4:2015
	ANSI C12.21	
	CLC/TS 50568 – 8: 2015	

Nota. Tomado de Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica (NTC 6079), por ICONTEC, 2021, p. 26.

4.1.5. Requisitos de seguridad

Los requisitos que se exponen a continuación deben ser cumplidos por los diferentes componentes de AMI, en el caso del diseño escogido: la Unidad de medida (UM) y el Sistema de Gestión de Operación (SGO). La mayoría de los requerimientos son transversales, así que aplican para todos los elementos, de lo contrario se hace la aclaración correspondiente (ICONTEC, 2021).

- El sistema debe tener documentación de la administración y ejecución de la seguridad;
- Se debe realizar un diagnóstico inicial en el cual se detecten falencias, vulnerabilidades y a que elementos podría afectar. De igual manera se plantea un plan de prevención y verificación de forma periódica;

- La separación de las opciones de configuración y gestión de lecturas debe ser realizada por seguridad del sistema AMI. Una opción puede ser el uso de diferentes puertos de lectura de datos o incluso rangos de ingreso (usuario y contraseña) minimizando las interacciones con el sistema de configuración;
- En el sistema AMI se debe garantizar un control de accesos, ya sea por roles, perfiles, delimitando así los permisos y funciones dentro de los elementos en este caso la UM o el SGO;
- Los elementos del sistema deben ser actualizables (Software/Firmware) ya sea de forma local o remota, luego debe existir facilidad en la gestión y los mecanismos por parte de los fabricantes como también cierta frecuencia en el despliegue de estas con su respectiva aprobación (firma digital). Al momento de realizar la actualización esta no debe influir en la información almacenada y en las características metrológicas de la UM, teniendo en cuenta que versiones anteriores a la actual no podrán ser instaladas;
- Las fronteras físicas y de comunicación de los componentes del sistema AMI deben estar definidas estableciendo medidas de seguridad en las mismas;
- Las funciones que se encuentren deshabilitadas no deben complicar la seguridad del sistema AMI, además asegurando que las manipulaciones físicas sean detectables por medio de alertas en el SGO o incluso la instalación de sellos de seguridad;
- Durante la presencia de fallas en el sistema, se debe conservar la confidencialidad e integridad en los datos. De igual manera el SGO debe garantizar que solo se pueda producir el registro y retiro de las UM permitidas, es decir aquellos medidores que se deterioren o se reemplacen.

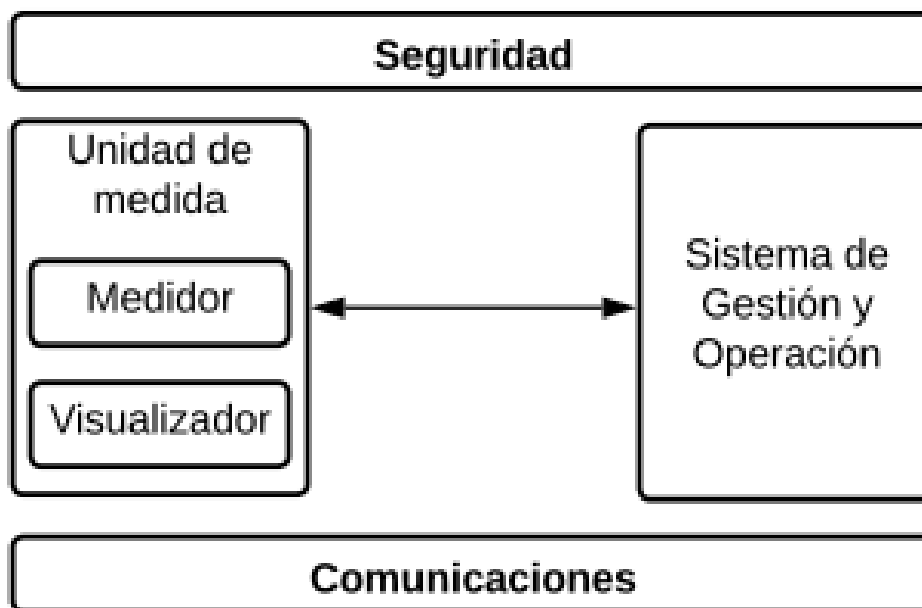
- Al finalizar la vida útil de los componentes del sistema AMI se debe garantizar un proceso seguro de eliminación de registros, destrucción y reconfiguración del sistema AMI.

4.2. Diseño del sistema AMI

El diseño del sistema AMI con la configuración implementada consta de: la UM, las comunicaciones y el SGO. En la figura 8 se observa el funcionamiento del montaje.

Figura 8

Arquitectura del sistema AMI de la solución planteada



Nota. Adaptado de Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica (NTC 6079) (p. 3), de ICONTEC, 202.

En este caso se decide no optar por el uso de una Unidad Concentradora (UC) debido a que la instalación objetivo contiene solo una UM. Se plantea que la instalación de este equipo sea posible debido a la cantidad de unidades de medida (medidores) que se implementarán dentro o en jurisdicción de la Universidad. Teniendo en cuenta las posibilidades a futuro, los equipos seleccionados son compatibles a ampliaciones o incluso a cambios en la configuración de la arquitectura (tipología de red), respetando así el principio de interoperabilidad que se establece.

Actualmente, la instalación eléctrica consta de un sistema de medición convencional con medidor electrónico clase 1 de energía activa, tensión de referencia 120/208 V, la idea de implementar este sandbox es que no afecte el funcionamiento del sistema mientras se establece el montaje y se da su puesta en marcha.

4.3. Componentes del diseño

A continuación, se presentan los componentes para el desarrollo de la implementación, ya que cumplen con los requerimientos de los entes reguladores y satisfacen las necesidades de la instalación eléctrica.

4.3.1. Unidad de Medida (UM)

La arquitectura de un sistema AMI gira entorno a la UM, siendo ésta la componente principal. Como se describe en secciones anteriores, este elemento es el encargado de realizar la recolección de los datos para posteriormente realizar su respectivo análisis en el SGO.

En el caso de la instalación objetivo se selecciona el medidor de la compañía Elster adquirida por Honeywell, con referencia “A1800 Alpha trifásico multitarifa con puerto ethernet”. La Tabla 10 presenta algunas características del medidor, las demás especificaciones técnicas se encuentran en la Figura A1 del Apéndice A.

Tabla 10

Características principales del medidor Elster A1800 trifásico multitarifa

Características Técnicas	Energía y demanda para kWh, kVA y kVAh
	Medición en cuatro cuadrantes
	Hasta 4 tarifas para 4 tipos de día
	Hasta 12 estaciones
	Memoria no volátil
	Batería de fácil reemplazo, ubicación debajo de terminales
	Reloj interno con respaldo de tiempo proporcionado por el supercapacitor y la batería de larga de vida
Software basado en Windows con soporte multilinguaje	
Características y funciones especiales	Umbrales (thresholds) programables para monitoreo de calidad de energía
	Memoria extendida opcional de 1 MB
	Compensación de pérdidas en líneas y transformador
	Hasta 8 canales de registro para datos de perfil de carga de energías y demandas
	Hasta 32 canales de registro para datos de perfiles de instrumentación
Soporte fuente de alimentación externa (Opcional).	
Medidor habilitado para sistemas de medición	Un puerto de comunicación con 2 interfaces en la tarjeta principal
	Cuatro relés de salida de pulsos en la tarjeta principal de circuitos
	Disponible con puertos RS – 232, RS – 485 y puerto Ethernet
	Dos relés adicionales en una tarjeta opcional
Puerto óptico disponible para estándares ANSI o IEC (En específico ANSI C12.18)	

	Soporta los protocolos ANSI C12.18, C12.19 y C12.21 (Puede usarse el ANSI C12.22)
	Detección de apertura de la cubierta de terminales y la tapa principal
	Diagnósticos del servicio en el sitio
	Herramientas de instalación e instrumentación del sistema que proporcionan valores instantáneos de tensión, corriente, factor de potencia y ángulos de fase
	Archivo histórico que registra todos los cambios en la programación y datos del medidor
Protección de la facturación	Esquemas de claves de acceso de nivel múltiple
	Registro de eventos de corte de energía por fase
	Cálculo de demanda acumulada
	Registro y alerta en eventos de energía inversa
	Característica opcional “unidireccional” que calcula el valor de la energía absoluta por fase
	Característica de protección de escritura que inhabilita la reprogramación en campo

Nota. Adaptado de A1800 Medidor electrónico trifásico multitarifa, por Elster Medidores S.A, s.f., Elster Medidores S.A.

La unidad de medida en este caso compuesta solo por el medidor se almacena junto con la bornera de pruebas en un cofre o gabinete de medida que tiene las siguientes dimensiones: 60x40x25 cm. Este gabinete además cuenta con características para soportar ambientes exteriores y es proporcionado por la empresa TABLESAN S.A.

La Figura 9 muestra el medidor elegido para la solución en una fotografía proporcionada por el comercializador de esta marca.

Figura 9

Medidor Elster A1800 trifásico multitarifa con puerto ethernet



Nota. Tomado de medidor electrónico Alpha 1800 [Fotografía], por IE Interelectricas SAS, 2020, IE Interelectricas SAS (https://interelectricas.com.co/210-large_default/contador-elster-a1800-1-10a-indirecto-con-puerto.jpg)

La Figura 10 muestra un ejemplo de la instalación del punto de medida que contiene, gabinete, medidor y bornera de pruebas propiedad de la Electrificadora de Santander S.A., ubicado en las afueras del Colegio Tecnológico Dámaso Zapata.

Figura 10

Ejemplo de instalación para el punto de medida



Nota. Gabinete con medidor y bornera de pruebas instalado en el Colegio Tecnológico Dámazo Zapata.

4.3.2. Sistema de Gestión y Operación (SGO)

El Sistema de Gestión y Operación (SGO) es un elemento que compone la arquitectura AMI y se encarga de la recolección, análisis de los datos administración y gestión. En este caso el software elegido es Meterla 6.3.0 en versión 64 bits propio de la marca Elster (casa fabricante

del equipo de medida elegido). Una de las razones de la recomendación de este SGO es el mismo medidor, es decir, al momento de adquirir el medidor, el software se encuentra en un CD-ROM junto con la licencia para su uso e integración a la arquitectura AMI. Si bien es cierto que maneja protocolos abiertos, no es posible la gestión de datos recolectados por otra marca de medidores.

Esto se debe a que es un software de marca propia y aún esta función no se encuentra disponible. Una posible solución a este problema es el uso de plataformas desarrolladas por empresas externas como por ejemplo Smarkia Monitor, PrimeRead y Telenergy, entre otros, que si ofrecen esta funcionalidad. Si bien a primera vista la mejor opción es aplicar por una de estas plataformas, la licencia de estas tiene un costo adicional y su uso se recomienda para grandes volúmenes de datos (numerosos medidores).

Metercat 6.3.0 ofrece diversidad de funciones que a su vez cumplen con lo exigido en la NTC 6079 de 2021 y se expresan a continuación:

- Configuración de la UM para establecer la comunicación bidireccional (UM – SGO), anexando los parámetros y características del medidor, transformadores de medida (si aplica), dispositivos de corte/reconexión (si aplica), ajustes de hora oficial junto con los canales o parámetros que se deseen observar en el dispositivo de salida (visualizador);
- El SGO brinda la facilidad de seguridad por roles, realizada por los administradores, brindando acceso restringido a los datos y las funcionalidades del software a partir del nivel de usuario, esta opción es desarrollada por OpenSSL;
- Permite la creación de funciones que en realidad son tareas de rutina que se deben realizar, más exactamente procesos como lecturas (generalmente cada 15 minutos), revisión de estado de conexión, confirmación de eventos no deseados o anomalías, conexión/desconexión de servicio y acceso físico;

- De igual forma se permite el almacenamiento de lecturas, alarmas, eventos, etc. y accediendo al histórico del mismo;
- Los informes de lecturas, eventos, alarmas, etc. se imprimen con fecha y hora, ya sea en formato de texto plano o lenguaje marcado de hipertexto (HTML);
- Cada vez que se realice una actividad dentro del software (configuración, llamado de lectura, prueba de comunicaciones), este imprimirá un informe el cual tendrá fecha y hora y el tipo de actividad realizado.
- Las actualizaciones para el sistema se pueden descargar directamente de la página web del fabricante, y para realizarla se debe tener un nivel de acceso de administrador.

Los requisitos del equipo donde se realizará la instalación del software son bastantes simples ya que el desarrollo es muy sencillo. Se requiere versión Windows 8 o superior, 64 MB de RAM, 100 MB de espacio libre.

Se pretende que el primer equipo de cómputo que oficie como centro de gestión de medida sea uno de los computadores que se encuentra en el cuarto de control del edificio (CENTIC – UIS) ya que cumple con los requisitos y permanece en constante uso por parte de las personas que allí laboran.

Cabe resaltar que para la monitorización del sistema se debe realizar la llamada o descarga de datos de la unidad de medida. Este software no realiza o muestra el estado en directo, para esto se requiere el uso de una plataforma externa como las mencionadas anteriormente.

La configuración y manejo del software se obtiene del manual de usuario que viene almacenado en el mismo CD – ROM o se puede obtener a través del siguiente link: [Elster Metercat User Guide 2 1 | PDF | Menu \(Computing\) | Computing \(scribd.com\)](#).

4.3.3. Comunicaciones

La implementación de un sistema de comunicaciones que se adapte a las condiciones del sitio en donde se encuentra el punto de medida es obligatorio, debido a que no todas las soluciones son las más eficientes. Para el caso de la instalación objetivo, se cuenta con una infraestructura de comunicaciones ya construida en el edificio donde está situada (CENTIC UIS).

Esta red de comunicaciones está basada en una red LAN (Local Area Network) propia de la universidad, que facilita la interacción entre los elementos que se encuentren conectados, y a su vez es la mejor solución ante esta necesidad.

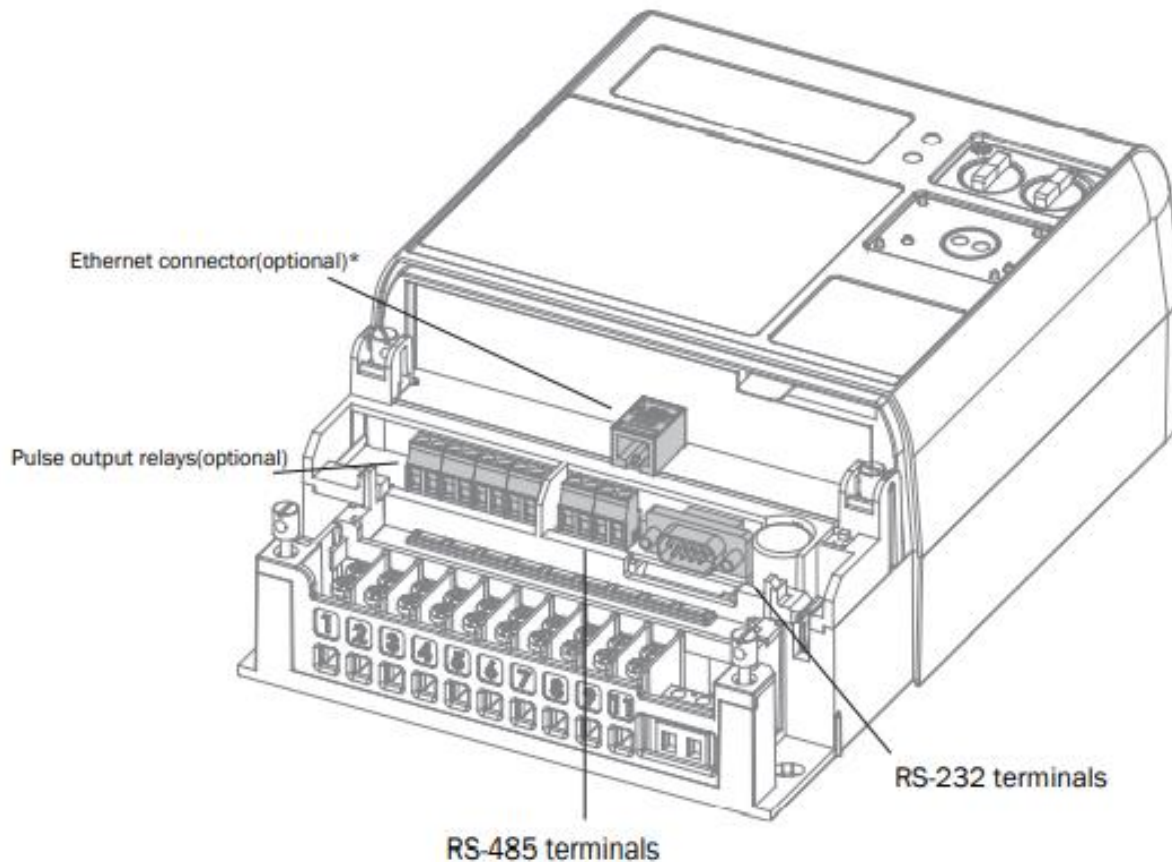
El punto de medida se encuentra en un sitio completamente aislado con paredes de concreto y solo se puede acceder con autorización previa, lo que dificulta la transmisión de datos de manera inalámbrica, ya sea por medio redes Wi-Fi, GPRS, GSM y radio frecuencia (RF) que a su vez se ve sometida a interferencias.

El cuerpo del medidor cuenta con 3 puertos de comunicaciones que son: RS 485, RS 232 y Ethernet. En la Figura 11 se muestra el cuerpo de medidor con la ubicación de los puertos de comunicación, junto con las salidas de relé de pulso.

La solución que se plantea para establecer la comunicación bidireccional (UM – SGO) es de tipo cableada a través del protocolo TCP/IP sobre Ethernet basado en el sistema OSI. Esto se realizará adecuando un punto de red el cual llevará la información hasta el rack de comunicaciones principal y de ahí distribuirlo por toda la red LAN.

Figura 11

Salidas de comunicaciones disponibles en el medidor escogido



Nota. Tomado de A1800 Alpha meter Technical Manual (p. 95), por Elster SA, 2015.

Uno de los conceptos a definir para esta parte de la arquitectura es el protocolo de comunicaciones a utilizar denominado TCP/IP. Este se basa en un enlace de datos utilizado en Internet. Tomando como referencia el modelo OSI, se compone de cuatro capas diferenciadas y definidas, cuando se utilizan agrupadas hacen referencia a un paquete de protocolos (IBM Corporation, 2021).

La primera capa es la de enlace de datos y es la que controla la parte física de transporte y acogida de la comunicación como cable Ethernet, tarjeta de interfaz, red inalámbrica, etcétera.

La segunda capa es la de Internet (capa de red) y es la encargada de administrar las tendencias de la data en la red (Avast Software s.r.o, 2020).

La tercera capa es la de transporte y brinda la conexión estable de datos entre los dispositivos que interactúan, y se asegura de que tanto el equipo que envía como el que recibe, se certifique de que sea así (emisión de acuse de recibo). La cuarta capa es la de aplicación y son el conjunto de aplicaciones que muestran la data, y a su vez tienen interacción directa con el usuario (Avast Software s.r.o, 2020).

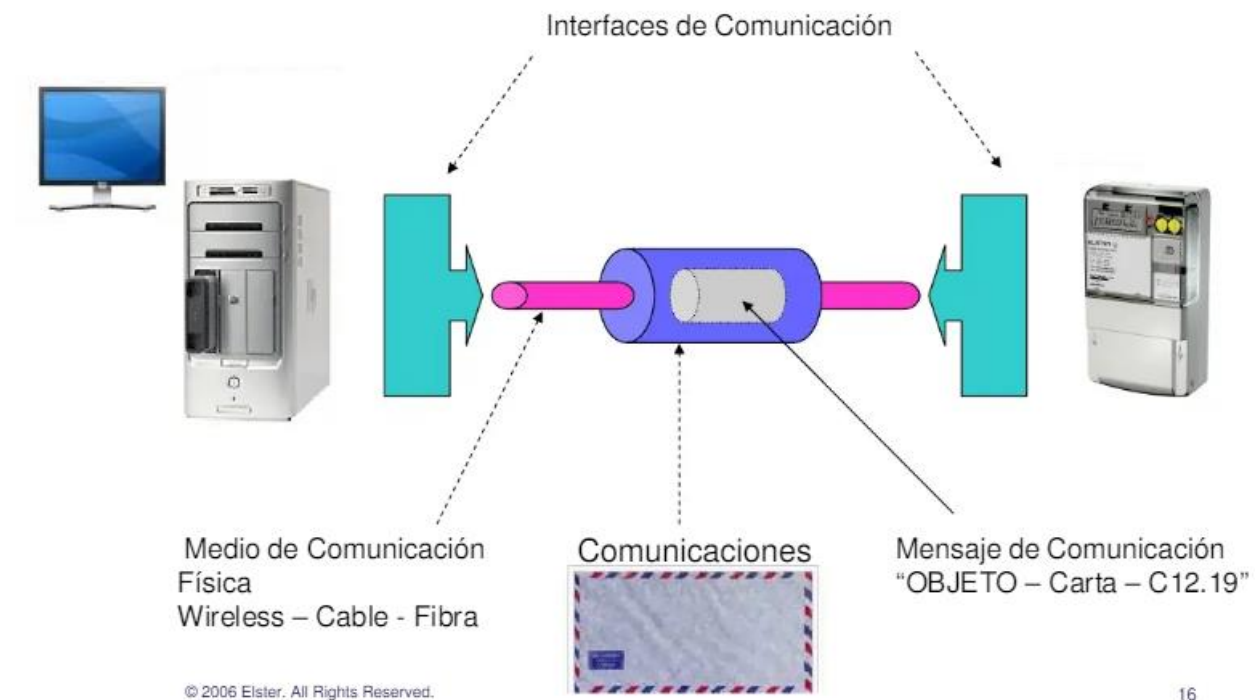
Aclarado el protocolo de comunicaciones, el punto de red debe ser habilitado por el personal autorizado, utilizando la dirección IP del equipo que hará uso de este (medidor) y realizada la instalación completa se proceda a la operación de punto de medida.

La velocidad de transferencia de datos es un parámetro para la comunicación de los elementos del sistema. En este caso, dada la configuración recomendada se asegura una velocidad entre 100 Megabits (Mb) a 1 Gigabit (Gb), que es constante a diferencia de los métodos inalámbricos que por las condiciones no se asegura una comunicación estable.

La distancia aproximada del punto de red planteado al rack de comunicaciones es de unos 70 m, luego el tipo de comunicación cumple con la norma IEEE 802.3 (Ethernet con distancia máxima de 150 m) utilizando la bandeja cablofil que atraviesa la subestación.

La NTC 6079 de 2021 recomienda el uso de protocolos abiertos para el transporte de tablas de datos ANSI C12.19, en este caso para la exportación de datos se utiliza el estándar abierto ANSI C12.22 que soporta el protocolo TCP/IP sobre Ethernet.

Con la finalidad de entender mejor el funcionamiento de la solución escogida, se presenta la Figura 12 que muestra didácticamente la forma de realizar el transporte de datos, junto con el medio de transporte.

Figura 12*Funcionamiento del sistema de comunicaciones*

Nota. Tomado de Standards de comunicación para medición IEEE 1703 (p. 16), por Elster SA., 2006.

La seguridad en comunicaciones para la operación del sistema AMI, se complementa con el estándar ANSI C12.22 que maneja un bosquejo de permisos de entrada con la opción de servicios de codificación (Rodríguez et al., 2017).

4.4. Funcionamiento del sistema AMI

Realizados los procedimientos físicos de instalación de gabinete de telemida y del punto de red, se procede a realizar la configuración del medidor directamente desde el SGO (software propietario) a través del puerto COM o conexión directa entre el medidor y software.

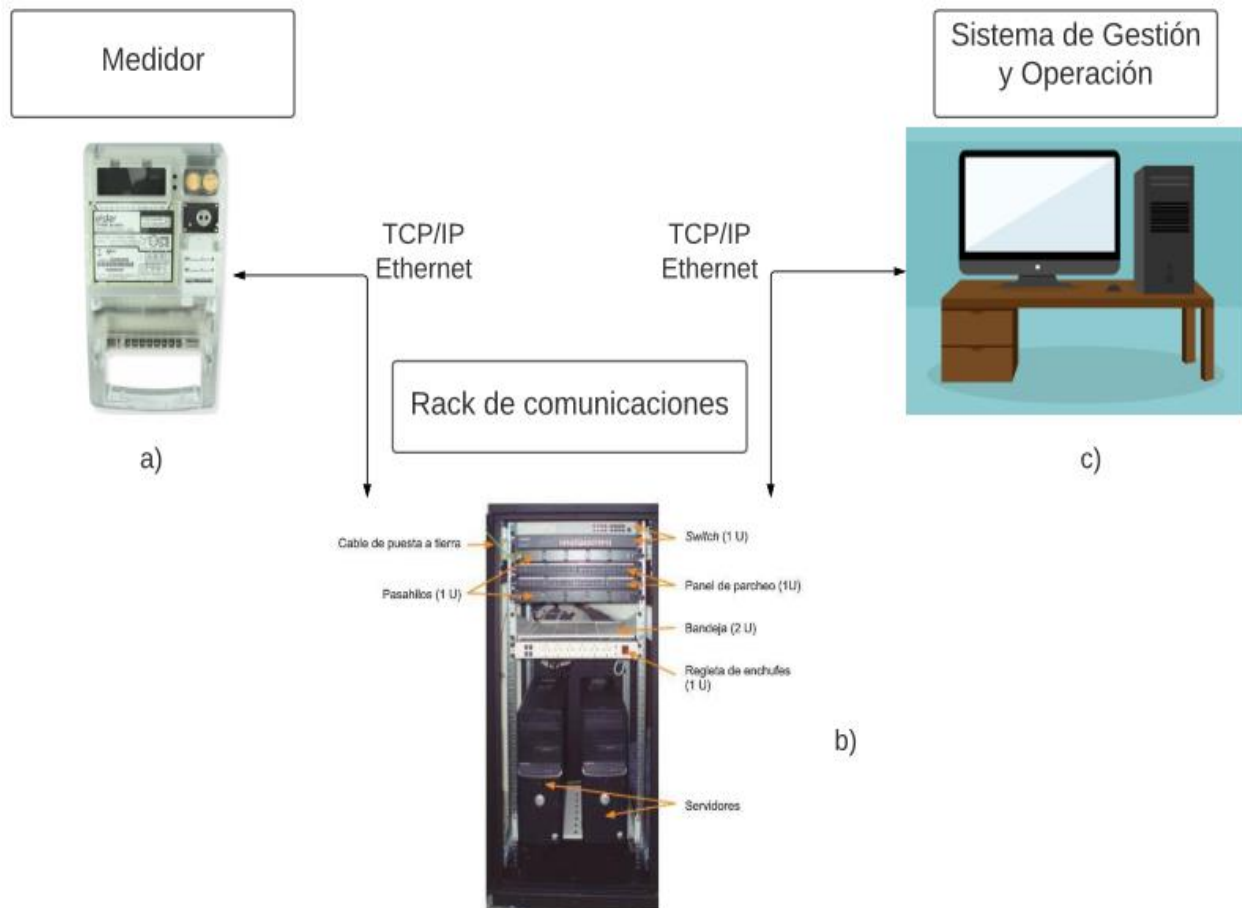
Esta configuración se hace para proporcionar las características (dirección IP, canales de medida, tipo de medición) del equipo al SGO y así proceder a la instalación del medidor en el gabinete.

Una vez configurado el medidor, preparado el SGO, adaptado el punto de red, e instalado el equipo en el gabinete de telemida (instalación completa del sistema AMI) se procede a su funcionamiento. Como se menciona en secciones anteriores el medidor debe registrar los datos (tensiones, corrientes, potencias, energía, demanda...) provenientes de la instalación eléctrica, este los transmite con cierta periodicidad. Además de las lecturas, este transmite posibles eventos, intentos de manipulación, cortes de energía entre otros ya descritos.

Cuando el medidor tiene los datos en su memoria, y se ha programado el SGO para realizar las llamadas a las lecturas tomadas, este envía los datos a través del punto de red al que se encuentra conectado por medio de un patch cord.

Los datos viajan a través del punto de red que se habilita previamente hasta el rack de comunicaciones principal, en donde esta conexión desenlaza en un patch panel, que a su vez se conecta al switch por medio de otro patch cord. De ahí los datos se distribuyen a través de toda la red LAN de la Universidad y estos pueden ser leídos en cualquier punto que tenga acceso al SGO.

La interrogación o llamado de datos la puede realizar cualquier persona si cuenta con el software y las credenciales de seguridad siempre y cuando la red LAN y el SGO tengan conexión a internet. Con la recepción de los datos por parte del SGO, se procede a realizar la actividad que se tenía planeada, teniendo en cuenta que el software imprime un informe de lo realizado. En la Figura 13 se muestra un esquema de telemida de la solución implementada.

Figura 13*Esquema AMI diseñado para el edificio del CENTIC UIS*

Nota. a) Tomado de medidor electrónico Alpha 1800 [Fotografía], por IE Interelectricas SAS, 2020, IE Interelectricas SAS (https://interelectricas.com.co/210-large_default/contador-elster-a1800-1-10a-indirecto-con-puerto.jpg). b) Tomado de armarios de red (Rack de comunicaciones), por Roberto, s.f. c) Tomado de diferencias entre computador de mesa y portátil, por GCF Global, s.f, GCF Global (https://aprendelibvrefiles.blob.core.windows.net/aprendelibvrecontainer/course/informatica_basica/image/compescritorio-01_xl.png)

5. Plan de implementación para el sistema AMI

La implementación de un proyecto debe analizar previamente los elementos a utilizar, los costos de cada uno, las subactividades que lo componen y la metodología o pasos a seguir para realizarlo. En este caso es necesario aclarar que las normas expresan algunos procedimientos a realizar, pero no lo hacen de manera completa. En esta sección se establece detalladamente el proceso necesario para implementar un sistema AMI para la instalación eléctrica con las características ya descritas (Sección 3.1).

5.1. Costos y actividades de implementación.

La implementación del sandbox se dividirá en dos secciones que abarcan la totalidad de la construcción del sistema AMI. La primera sección contiene parte del sistema de medición que se encuentra en el punto de interés, esta contiene el gabinete de telemetria y transformadores de medida. La segunda sección consta del punto de red.

5.1.1. Punto de medición.

El punto de medición se compone de transformadores de medida, gabinete de medida, medidor, bornera de pruebas, conductores y elementos menores como tornillos, chazos y etiquetas. Además, se tienen en cuenta las calibraciones de los equipos de medida en el peor de los casos, teniendo en cuenta que la empresa Elster entrega su equipo calibrado. Los costos de

mano de obra por la instalación no se considerarán ya que los equipos deben ser instalados por personal calificado, luego al momento de la instalación de los elementos se cotizará su costo. De igual manera el costo por envío o incluso importación se tendrán en cuenta en el precio total del equipo.

La Tabla 11 muestra los costos de los equipos y procedimientos que se necesitan para el punto de medida.

Tabla 11

Análisis de costos para el punto de medida

Equipo o Procedimiento	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Medidor Elster A1800 Alpha trifásico con conexión Ethernet	Unidad	1	\$ 1 510 050	\$ 1 510 050
Transformadores de corriente; marca circutor; 1500/5 A	Unidad	3	\$ 480 000	\$ 1 440 000
Bornera de pruebas; Blox; BPS; Tipo puente	Unidad	1	\$ 167 500	\$ 167 500
Gabinete de medida; 60x40x25 cm; Amb. Ext.	Unidad	1	\$ 252 000	\$ 252 000
Conductor de cobre 12 AWG; Centelsa; rollo x 100 metros	Metro	75	\$ 2 059	\$ 205 900
Etiquetas plásticas resistentes al agua x 240 unidades.	Unidad	10	\$ 208.33	\$ 50 000
Tornillos de ½" cabeza de metal	Unidad	10	\$ 183.6	\$ 1 836
Chazo plástico para tornillos de ½"	Unidad	10	\$ 800	\$ 8 000
Manguera espiral E12 ½" para calibre 12 AWG x 10 m	Metro	7.5	\$ 2 650	\$ 26 500

Calibración equipo de medida; Laboratorio ESSA	Unidad	1	\$ 143 646	\$ 143 646
Calibración transformadores de corriente; Laboratorio EMCALI	Unidad	1	\$ 18 819	\$ 56 457
Herramienta menor	Global	-	\$ 128 895,797	\$ 193 091,95
Total			\$ 2 706 811,73	\$ 4 054 930,95

Nota. Presupuesto para la subactividad denominada punto de medida. Los precios son ofertados por diferentes empresas.

Después de adquiridos los equipos se debe proceder a la instalación de estos por parte de personal autorizado. Cabe resaltar que los costos de los equipos pueden variar dependiendo de los mismos proveedores o incluso del precio del dólar ya que la mayoría de los equipos son importados.

5.1.2. Punto de red

El punto de red es la instalación de comunicaciones que permite el transporte de información bidireccional, entre la UM y el SGO. Este punto de red se compone de un face plate, cableado estructural, patch cord, patch panel, organizador de conductores y canalizaciones junto elementos como tornillería y chazos.

La comunicación se basa en cableado ethernet utilizando el protocolo TIA/EIA-568-B para la categoría 6A usando conectores RJ45, para mantener la velocidad de transmisión. Del face plate (receptor del patch cord que llega del medidor) al patch panel se establece la conexión

a través de cableado estructural descrito anteriormente. Una vez, instalado el patch panel en el rack de comunicaciones, un patch cord se conecta a través de un organizador de cables al switch.

En este caso no se requiere la compra del switch que se encuentra dentro del rack de comunicaciones ya que hay espacio para la conexión del punto de red que se necesita. Cabe resaltar que la subestación cuenta con un punto de red que es utilizado para otras aplicaciones.

Tabla 12

Análisis de costos para el punto de red

Equipo o Procedimiento	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Patch cord; 2 metros; cat 6a; conectores RJ45; TIA/EIA-568-B	Unidad	2	\$ 75 000	\$ 150 000
Face plate doble; Jack RJ45; caja de mecanismos	Unidad	1	\$ 27 000	\$ 27 000
Cableado estructural Cat. 6a TIA/EIA-568-B	Metro	70	\$ 6 393,442	\$ 447 540
Conectores rj45; UTP; Cat 6A	Unidad	4	\$ 7 000	\$ 28 000
Patch panel; Cat 6A; 24 puertos; 24 Jack; RJ45	Unidad	1	\$ 439 900	\$ 439 900
Organizador horizontal; instalación Rack; 24 puertos	Unidad	1	\$ 35 800	\$ 35 800
Canaleta sin división de plástico x 2 metros	Metro	2	\$ 5 100	\$ 10 200
Tornillos de ½" cabeza de metal	Unidad	4	\$ 183.6	\$ 734.4
Chazo plástico para tornillos de ½"	Unidad	4	\$ 800	\$ 3 200
Amarra cables transparente; paq x 100	Unidad	35	\$ 399	\$ 39 900
Herramienta menor	Global	-	\$ 29 878,80	\$ 59 113,72
Total			\$ 627 454,82	\$ 1 241 388,12

Nota. Presupuesto para la subactividad denominada punto de red.

5.1.3. Presupuesto total de la implementación

Con los costos de las actividades establecidos, se procede a generar un presupuesto general para la implementación del sistema AMI o sandbox ya que esta implementación no afectará el funcionamiento del sistema de medición actual. La Tabla 13 muestra el presupuesto total para la implementación de la prueba de concepto.

Tabla 13

Costo de implementación del sistema AMI (sandbox)

Actividad	Costos
Implementación punto de medida	\$ 4'054,930,95
Implementación punto de red	\$ 1'241,388,12
Implementación del sistema AMI	\$ 5'296,319.07

Nota. Costos de las subactividades y de la totalidad de la implementación del sistema AMI.

En el proceso de implementación se reitera que se debe tener en cuenta que el costo de los equipos puede variar y más si son equipos importados como por ejemplo el medidor o los transformadores de medida. De igual manera la instalación se debe hacer por parte de personal calificado.

5.2. Requisitos para instalación del sistema de medición

La instalación del sistema de medición debe cumplir con los requerimientos contenidos en el Anexo 4 de resolución CREG 038 de 2014, que se establecen a continuación con base en las características específicas de la instalación eléctrica (CREG, Resolución 038, 2014).

1. Los elementos pertenecientes al sistema de medición se deben instalar por parte de personal calificado y en el tiempo establecido (puesta en funcionamiento antes de que caduque la fecha de calibración);
2. La instalación de los equipos debe obedecer a lo establecido en sus manuales de operación y normas técnicas radicadas por el operador de red (ESSA o en este caso RA8-028 de EPM) de acuerdo con lo señalado en los numerales 4.2 y 5.5.1 del anexo general de la resolución CREG 070 de 1998;
3. El sistema de medición se debe instalar de la forma más directa, con el mínimo de conductores evitando conexiones innecesarias, teniendo en cuenta las características técnicas de la instalación eléctrica;
4. Los equipos de medida se deben proteger o resguardar en gabinetes o cajas de seguridad contra daños físicos, condiciones ambientales, inclemencias del clima y posibles fraudes que afecten el funcionamiento de la UM. Esta protección debe cumplirse incluso en los conductores que deben estar identificados o etiquetados;
5. Los transformadores de corriente deben operar dentro de los porcentajes de carga establecidos (cálculo de burden: Ver Apéndice A. Transformador de corriente), garantizando la exactitud de estos;
6. La medición semidirecta que aplica en la instalación objetivo debe llevar bloque o bornera de pruebas en este caso para la conexión entre los transformadores de corriente y el medidor.

5.3. Guía para la Implementación del sistema de medición.

La metodología para la implementación del sistema de medición constituye parte del proceso del plan de implementación, ya que esta incluye el paso a paso del proceso de instalación y puesta en funcionamiento del sistema de medición según la resolución CREG 038 de 2014, la NTC 5019 del 2018 y la NTC 6079 de 2021 adaptando los requerimientos a las características de la instalación eléctrica objetivo. A continuación, se describen los lineamientos:

1. Identificar en la instalación eléctrica parámetros como carga instalada o la cantidad de energía que se transfiere por el punto de medida, tensión nominal, corriente nominal, número de fases y características físicas del sitio donde se encuentra el punto de medición;
2. Seleccionar el tipo de punto de medida de acuerdo con la capacidad instalada o la transferencia de energía mensual a través de la instalación. (ver Sección 3.1.1 del presente documento);
3. Se debe seleccionar el índice de clase de los medidores y clase de exactitud en este caso de los transformadores de corriente, todo a partir de la selección del tipo de punto de medida. (ver la Sección 3.1.2 del presente documento);
4. Una vez se cumplan los requisitos de exactitud de los equipos, se procede a determinar el tipo de medición que aplica, en este caso es medición semidirecta. (ver la Sección 3.2 del presente documento);
5. Con las características del punto de medición definidas se procede a hacer la elección del medidor avanzado. Esta elección debe cumplir con los requisitos planteados en la

- Tabla 5, el cual es necesario para conocer su consumo (Burden) y caracterizar el transformador de corriente;
6. Para el cálculo del Burden del transformador de corriente, se necesita dimensionar el calibre el conductor ya que este genera una carga adicional para el circuito de medición. (ver Sección 3.5.2 del presente documento);
 7. Con el circuito de elementos de “consumo” completado, se procede a calcular el Burden del transformador de corriente, con base en las características de la Tabla 5 del presente documento. Para el proceso de cálculo ver el Apéndice A;
 8. Además de la instalación de los equipos mencionados, según la CREG 038 de 2014 para el tipo de medición semidirecta se necesita un bloque o bornera de pruebas que hace parte del circuito de medición. (ver Sección 3.5.1 del presente documento);
 9. Cabe resaltar que todos los equipos deben tener su certificado de conformidad expedido por el fabricante, estos se encuentran en el Apéndice C;
 10. Seguido del dimensionamiento y adquisición de los equipos, se debe realizar la calibración del medidor y del transformador de corriente según lo exige la CREG 038 de 2014. (ver los literales 3.3.1 y 3.4.5 del presente documento respectivamente);
 11. Una vez realizada la calibración de los elementos (laboratorio acreditado en caso de que no venga calibrado de fábrica), se procede a la instalación de los elementos en el punto de medición de la instalación eléctrica;
 12. Antes de entrar en operación se debe verificar la sincronización de los medidores según lo estipula el Artículo 16 de la resolución CREG 038 de 2014. (ver la Sección 3.3.1 del presente documento);

13. Se deben verificar los requisitos de seguridad tanto físicamente como de software en el caso del sistema AMI, que están contemplados en el Artículo 17 y sus párrafos contenidos en la CREG 038 de 2014. Los requisitos de seguridad cibernética (software) se encuentran contenidos en el artículo 5.2.5 de la NTC 6079 de 2021;
14. Para la lectura de los datos de manera remota, se debe realizar la configuración de la IP del medidor desde el SGO, para proceder con la instalación física del mismo;
15. Para el caso del sandbox se debe realizar la construcción y habilitación del punto de red (ver la Sección 4.3.3) para la comunicación entre el medidor y el SGO;
16. Una vez asegurada la instalación del punto de medición y la comunicación se debe iniciar pruebas de interrogación de datos por parte del SGO;
17. Elaboración de la hoja de vida del sistema de medición con la descripción de cada uno de sus elementos según lo especifica la CREG 038 de 2014 en el Artículo 30;
18. Y por último se debe plantear una hoja de ruta o cronograma para el mantenimiento y recalibración del sistema de medida según lo exige la resolución CREG 038 de 2014 en el Artículo 28.

Además de los requerimientos solicitados para la implementación, se debe realizar un informe con los resultados de las verificaciones para la entrada en funcionamiento del sistema de medición. Este informe debe contener datos como la fecha de realización de la prueba, quien la realizó y las empresas involucradas en el tipo de verificación.

Además de esto, debe incluir certificados de conformidad, memorias de cálculo, planos y actas de cualquier tipo de modificación o prueba planteada. Estas exigencias se deben adjuntar a la hoja de vida del sistema de medición junto con las inconformidades o falta de cumplimiento por parte de los equipos pertenecientes al sistema de medición (CREG, Resolución 038, 2014).

Las fronteras comerciales con reporte al ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales) deben tener un procedimiento de implementación diferente debido a las condiciones reglamentarias del operador de red (OR) y las condiciones de contrato de transferencia de energía entre los agentes involucrados. Además, para los equipos instalados en este tipo de fronteras se debe hacer instalación y registro de sellos de seguridad por parte del OR.

5.4. Hoja de vida del sistema de Medición.

Para este sistema de medición en específico con las características particulares que presenta es necesario plantear una hoja de vida registrando algunos de los datos del punto de medición.

Esta hoja de vida se plantea con base en los requerimientos que se encuentran en el Anexo 6 de la resolución CREG 038 de 2014 para puntos de medición que corresponden a fronteras comerciales con reporte al ASIC, pero exceptuando el hecho de que la instalación objetivo no es de este tipo. Debido a esto se plantea que la hoja de vida del punto de medición contenga los siguientes datos:

1. Nombre del usuario;
2. Fecha de entrada de operación del punto de medición;
3. Esquema unifilar de la instalación de potencia, mostrando la conexión de los equipos de medida;
4. Capacidad instalada del punto de conexión en donde se encuentra ubicado el punto de medición;

5. Memorias de cálculo asociadas al dimensionamiento de los equipos del sistema de medida;
6. Características del medidor principal;
7. Características de los transformadores de corriente;
8. Características de los dispositivos de interfaz de comunicación;
9. Registro de los parámetros configurados y de los valores asignados en el medidor;
10. Características técnicas del cableado entre transformadores y el medidor;
11. Copia de la documentación técnica de los equipos y de los certificados de conformidad de los productos para los elementos del sistema de medición;
12. Copias de los certificados de calibración y mantenimiento de los equipos que pertenecen al equipo de medida;
13. Registro de los mantenimientos en donde se indique: Fecha, estado del sistema, cambios de elementos realizados, testeos y demás modificaciones ejecutadas.

Como se mencionó en la sección anterior, cada vez que se realicen cambios o mantenimiento en el sistema de medición, se debe adjuntar un acta con los datos relevantes o resultados de los procedimientos llevando control de las actividades que se llevan a cabo. Cabe resaltar que cuando se realice el cambio de algún equipo, sus características técnicas deben ser registradas en la hoja de vida del medidor (deben estar adjuntos en la hoja de vida del medidor) (CREG, Resolución 038, 2014).

6. Ventajas de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)

Los avances tecnológicos impactan en la vida de las personas en todos los aspectos. AMI no solo se implementa en el servicio de energía eléctrica, también en los demás servicios públicos (agua y gas). El cambio de tecnología al que fue sometido AMI implica transiciones, empezando por la lectura automática de medidores, luego a esta misma tecnología se le agrego la rama de las comunicaciones, específicamente de manera unidireccional. La siguiente transición contiene las mismas tecnologías, pero ahora se incluye la condición de comunicación bidireccional, implementando IoT (Internet of Things) no solo en electrodomésticos, también en los servicios públicos de los usuarios.

Los avances tecnológicos más recientes se ven reflejados en las comunicaciones, se han desarrollado protocolos (BACnet, LoRaWAN), con el fin de facilitar, expandir y afianzar el transporte de datos no solo en zonas urbanas, sino buscando adaptar los sistemas a las condiciones geográficas, ambientales o incluso climáticas.

Una forma más fácil de asimilar los cambios del sistema de medición convencional a la Infraestructura de Medición Avanzada es realizando comparaciones en cuanto al aspecto operativo, económico e incluso ambiental. Estas comparaciones se hacen generalmente para operadores de red, comercializadores de energía y usuarios regulados y no regulados haciendo énfasis en estos últimos.

6.1. Sistema de medición actual en el edificio CENTIC UIS

El sistema de medición que monitoriza el Transformador 1 de la instalación eléctrica del edificio de CENTIC UIS, cuenta con medición semidirecta y sus componentes: medidor; bornera de pruebas y transformadores de corriente. La medición es de tres elementos (tres transformadores de corriente) y cuenta con bornera de pruebas de 10 elementos tipo cuchilla. El medidor se encuentra incrustado en la puerta del tablero general de acometidas uno.

El medidor actual es de tipo electrónico sin módulo de comunicaciones y es de la compañía Elster de referencia A1200 de tensión de referencia 120/208 V. Su clase de exactitud es 1,0 que por norma corresponde a puntos de medición Tipo 4. Por la capacidad instalada de la instalación eléctrica el punto de medición se clasifica Tipo 3 (capacidad instalada: $1 > CI \geq 0.1$) (ver Sección 3.1.1).

La Figura 14 muestra el equipo de medición actual. Actualmente solo se cuenta con los parámetros de la instalación eléctrica (generalmente energía activa, energía reactiva, factor de potencia, tensiones, corrientes), que enseña el visualizador del medidor y generalmente son programados previo a la instalación.

Algunos medidores de la gama A1200 traen módulo de comunicaciones con salidas RS 232 y RS 485, que son bastante obsoletas para los requisitos actuales de comunicación y las necesidades que se presentan por las condiciones geográficas de algunas instalaciones.

El sistema de medición del CENTIC UIS para los dos transformadores no cumple con la normatividad, es decir, no satisface los requerimientos de índice de clase del medidor, para el tipo de instalación (capacidad instalada) contenida en la CREG 038 de 2014.

La única forma de acceder al medidor para el monitoreo de datos es contando con el permiso o nivel de acceso a la subestación del edificio, lo que complica la recolección de datos. En el proceso de implementación de tecnologías y modernización de los sistemas de distribución (redes inteligentes), se desarrolla la idea del crecimiento de las energías renovables y fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

Dado el caso que se llegaran a implementar este tipo de energías como por ejemplo energía fotovoltaica, y se exportaran los excedentes de generación, el sistema de medición actual debe ser cambiado.

Figura 14

Medidor del tablero general de acometidas 1 actual



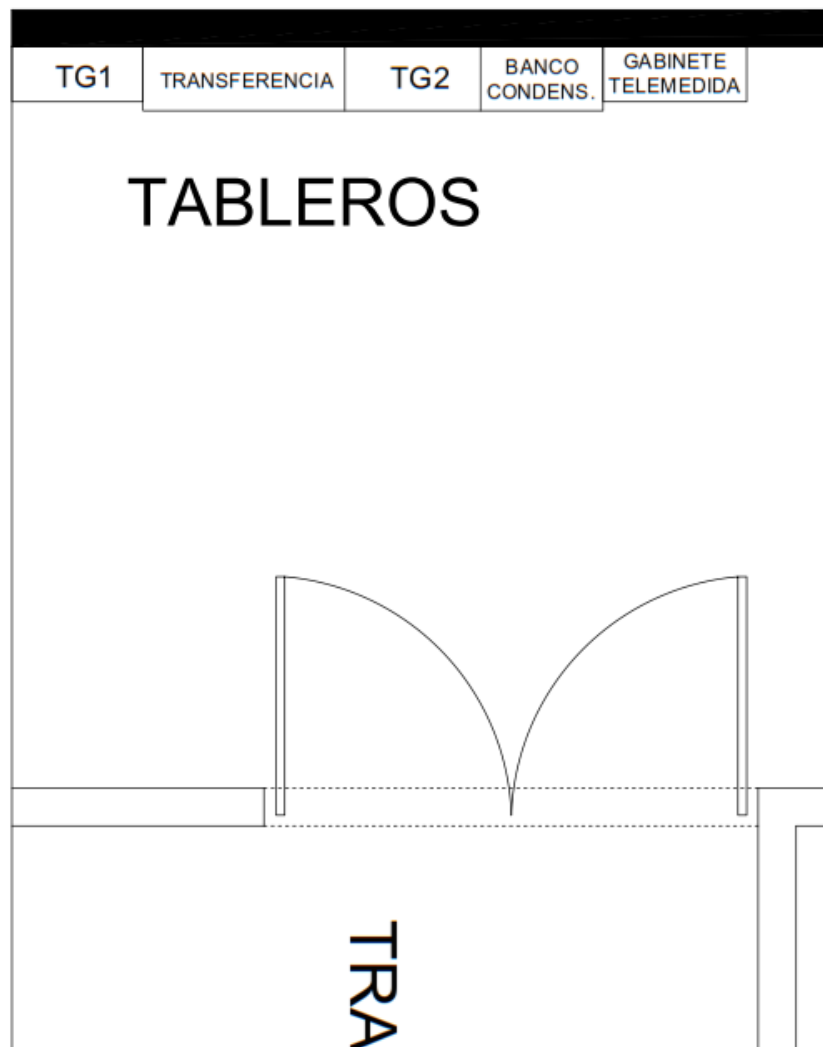
Nota. Medidor electrónico actual del tablero general de acometidas 1.

6.2. Ubicación de la solución AMI en el punto de medida

La ubicación del gabinete de medición del sandbox se presenta en la Figura 15 teniendo en cuenta la distribución espacial mostrada en la Figura 5. De igual manera en la Figura 16 se muestra el diagrama unifilar con de la solución de telemetria adjunta.

Figura 15

Ubicación gabinete equipo de medida



Nota. La distribución espacial anterior se puede observar en la Figura 5.

últimos avances agregan la monitorización y el control de equipos pertenecientes ya sea a usuarios residenciales o incluso maquinaria para usuarios industriales o no regulados.

En el sistema AMI (Sandbox) descrito anteriormente (Capítulo 4 y Capítulo 5), se tienen diversos beneficios para la monitorización de la instalación eléctrica. El beneficio principal de esta implementación es la lectura de datos de manera remota, garantizando la seguridad por parte del SGO en este tipo de actividades, facilitando el desplazamiento hasta el punto de medida. Además de la seguridad en la plataforma, se garantiza la seguridad física con la restricción de entrada a la subestación y el centro de control del edificio junto con el reporte de alarmas por manipulación física en el medidor.

Una posible implementación de FNCER hace que el sistema de medida tenga la capacidad de registrar la energía importada como un caso hipotético de exportación de excedentes (medición de cuatro cuadrantes), a su vez se seleccionó un medidor de tipo multitarifa enfocado a aplicaciones industriales que se puede adaptar a estas necesidades planteadas.

La solución presentada también permite a los estudiantes de la E3T (Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones) realizar análisis de los parámetros de consumo de la instalación (energía activa y reactiva, demandas máximas) las distorsiones de parámetros como tensión y corriente, que permiten analizar la instalación eléctrica.

En general y para entendimiento de lo que se avecina con la implementación de esta tecnología se presentan sus beneficios para algunos actores del proceso de comercialización de energía. Los beneficios se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14*Beneficios para algunos actores de la comercialización de energía eléctrica*

Comercializadores de energía	Reducción en el error de toma de lecturas para el proceso de facturación y su infraestructura
	Detección de anomalías mediante el historial de los consumos y detectar así fraudes en la red de distribución
	Ampliación de la cobertura de servicio habilitando mercados como los vehículos eléctricos y la energía prepago
	<p>Articulación del mercado mayorista y minorista de energía eléctrica modificando la inelasticidad de la demanda y habilitando el rol de agregador, que en otras palabras agrupa múltiples usuarios en uno solo para ser presentado al mercado distribuidor con una sola entidad.</p> <p>Con la información de AMI, se pueden implementar tarifas que no solo tengan en cuenta la potencia eléctrica sino también la energía, esto con la finalidad de obtener ingresos por la energía consumida y la contratada en el mercado minorista</p>
Operadores de Red (OR)	Reducción de costos y recursos en la lectura de medidores realizada de forma automática y remota
	Con la información recolectada y su disponibilidad se resta el tiempo de detección de fallas
	Monitorización permanente del punto de medición a través de los datos recolectados
	Debido a la información almacenada del sistema AMI se puede predecir la carga a corto plazo del sistema de distribución para garantizar la continuidad del servicio
	Legitimación de programas de gestión de la demanda para disminuir la cargabilidad de los transformadores, mejora de regulación en usuarios finales y optimización de transmisión de energía
	En el caso de usuarios regulados, capacidad de corte/reconexión del servicio de energía eléctrica
Control y reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, especialmente en los sistemas de distribución y posibilidad de detección de fraudes	

Usuarios no regulados	<p>Participación activa del usuario mediante la implementación de señales de precios que permiten el consumo de energía en intervalos de bajo costo</p> <p>Monitorización por parte del usuario para verificar los consumos y el costo de comercialización</p> <p>El uso de esta tecnología puede interactuar con otras presentes en sitio de instalación a través de un HUB</p> <p>Detección de manipulación física del medidor por medio del envío de alarmas al SGO</p> <p>Con la opción de multitarifa se permite establecer varios costos en diferentes horarios del día (tarificación horaria), estableciendo base de costo para el negocio.</p>
------------------------------	--

Nota. La tabla fue elaborada basando en la información de sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades, por Téllez Gutiérrez et al., 2018, Ingeniería y desarrollo.

Una de las ventajas que es transversal para estos actores es el proceso de monitorización en tiempo real a través de plataformas de los parámetros, los cuales el equipo de medida realiza lecturas. Otra ventaja transversal para los usuarios es la gestión de la demanda que refuerza el aplanamiento de la “curva de demanda” (reducción de picos), obteniendo máxima eficiencia en el sistema.

Se destacan otros beneficios no solo en la parte técnica, el beneficio se ve reflejado en el medio ambiente como por ejemplo la reducción de emisiones nocivas de fuentes generadoras de energía como plantas térmicas al aumentar la eficiencia energética y gestionar la demanda, adicionalmente la integración de fuentes de energía renovables, alivian el flujo de energía en los sistemas de potencia y favorecen al medio ambiente (Téllez Gutiérrez et al., 2018)

La transición a las redes de distribución inteligentes tiene un impacto social alto debido a la necesidad de personal capacitado para su uso e implementación, elevando así el nivel educativo y tecnológico de la sociedad (Téllez Gutiérrez et al., 2018).

7. Conclusiones

El diseño del sistema AMI propuesto como sandbox consta de la unidad de medida, la red de comunicaciones y el sistema de gestión y operación. Este diseño cumple con todos los requisitos normativos descritos en la reglamentación nacional y presentados en el presente documento. A su vez brinda la eficiencia de cualquier solución presentada por empresas dedicadas a su implementación.

El análisis de costos totales que se establece para la implementación del sistema AMI basado en el desarrollo del diseño planteado, son precios del mercado actual. Se debe tener en cuenta que estos valores pueden variar debido a que algunos equipos son importados.

Este trabajo de grado establece una guía detallada para la implementación del diseño planteado, junto con la hoja de vida del sistema de medición y la normatividad que se debe cumplir en cada actividad.

El énfasis de los beneficios se hace para los entes más cercanos al proceso de comercialización de energía eléctrica y el tipo de usuario en el cual está clasificado la universidad, mostrando las ventajas de la implementación de AMI, como primer paso para una transición a las smart grids.

El primer paso para el diseño de un sistema de medición es la caracterización del sistema eléctrico que se va a monitorizar, esto se hace determinando parámetros como el tipo de punto de medición, el índice de clase y la clase de exactitud para los equipos. En este proceso se encontró que el medidor que opera actualmente no cumple con el índice de clase.

En el proceso de diseño del sistema AMI y cotización de los equipos, las empresas comercializadoras suelen restringir información de carácter económico, técnico y certificados de conformidad, que ralentizan su desarrollo.

La integración de nuevas tecnologías en el funcionamiento de los sistemas de medición convencionales hace que como ingenieros tengamos la necesidad de innovar. A su vez este desarrollo permite fortalecer el trabajo en equipo (interdisciplinar) y el crecimiento profesional.

Referencias Bibliográficas

- Armarios de red (RACK), Issuu. (s.f.). Recuperado el Septiembre 10 de 2022 de https://issuu.com/roberto9792/docs/tema_03._equipos_y_elementos_red_de_usuario_isuu/s/11689677
- Avast Software s.r.o. (2020). ¿Qué es TCP/IP? | Cómo funcionan el modelo y los protocolos, Avast. <https://www.avast.com/es-es/c-what-is-tcp-ip>
- Barbera, G. (2012). Il Progetto Telegstore: il primo passo verso la Smart Grid [Msc Tesis]. Universidad de Bolonia.
- Barrera, J. y Cañas, E. (2015). Análisis de sistemas inteligentes de medición de energía eléctrica para baja tensión incorporando infraestructura de medición avanzada (AMI). Universidad Industrial de Santander (UIS).
- Colombia inteligente. (13 de Junio de 2018). Retos para avanzar en Medición Inteligente: Perspectiva del sector. <https://www.colombiainteligente.org/attachments/article/1674/2018-06%20Medici%C3%B3n%20Avanzada%20USAID.pdf>
- Consulta de certificados | QCERT. (S.f.), Recuperado el 13 de Septiembre de 2022, de <https://qcert.com.co/consulta-de-certificados/>
- EDRF. (2015). Linky : le nouveau compteur communicant d'EDRF.
- Empresas Públicas de Medellín. (2021). Selección y conexión de equipos del sistema de medida de energía eléctrica (RA8-030). RA8_030-R4-2021.pdf (epm.com.co)

- Gómez, J., Castán, R., Montero, J., Meneses, J. y García, J. (2015). Aplicación de tecnología de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas. Boletín IIE. https://www.researchgate.net/publication/297280966_Aplicacion_de_tecnologias_de_medicion_avanzada_AMI_como_instrumento_para_reduccion_de_perdidas
- Iberdrola. (2014). Proyecto STAR: Red Inteligente.
- IBM Corporation. (2021). Protocolos TCP/IP - Documentación de IBM. <https://www.ibm.com/docs/es/aix/7.2?topic=protocol-tcpip-protocols>
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas. (2013). Transformadores para instrumentos. Requisitos adicionales para transformadores de corriente (NTC 2205). <https://tienda.icontec.org/gp-transformadores-para-instrumentos-requisitos-adicionales-para-transformadores-de-corriente-ntc2205-2013.html>
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas. (2018). Selección de componentes del sistema de medición de energía eléctrica (NTC 5019). <https://tienda.icontec.org/gp-seleccion-de-componentes-del-sistema-de-medicion-de-energia-electrica-ntc5019-2018.html>
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas. (2021). Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica (NTC 6079). <https://tienda.icontec.org/gp-requisitos-para-sistemas-de-infraestructura-de-medicion-avanzada-ami-en-redes-de-distribucion-de-energia-electrica-ntc6079-2021.html>
- INTER ELECTRICAS Bornera de Prueba Para Tres Elementos. (n.d.). Recuperado el 13 de Septiembre 2022 de <https://interelectricas.com.co/cajas-y-tableros/682-bornera-de-prueba-para-tres-elementos.html>

- Introduction - LoRaWAN Networking Guide. (2021). Libelium Comunicaciones Distribuidas S.L. Recuperado 27 de Agosto de 2022 de <https://development.libelium.com/lorawan-networking-guide/introduction>
- Jaimes, W. y Cadena, R. (2018). Metodología para la reglamentación de sistemas de medición centralizada e infraestructura de medición avanzada. Universidad Industrial de Santander (UIS).
- Jawad, H. M., Nordin, R., Gharghan, S. K., Jawad, A. M., Ismail, M., & Abu-Alshaeer, M. J. (2018). Power reduction with sleep/wake on redundant data (SWORD) in a wireless sensor network for energy-efficient precision agriculture. Switzerland, 18(10), 7. <https://doi.org/10.3390/s18103450>
- López, J. (2016). Estudio de la situación actual de las smart grids [Universidad de Cantabria]. <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/9143/386883.pdf>
- Morales, J. (2018). Equipo de telemedición eléctrica para clientes residenciales mediante tecnología inalámbrica. Universidad Técnica de Ambato.
- Ordóñez, G., Duarte, C., Ramon, J., Cadena, R., Jaimes, W., Moreno, J. y Carrillo, D. (2017). Sistema de medición centralizada en redes de distribución de baja tensión para la reducción de pérdidas eléctricas.
- Pérez, A. y Sepúlveda, J. L. (10 de Marzo de 2022). Medición avanzada AMI ¿Qué significa para Colombia? <https://bismark.net.co/medicion-avanzada-ami-que-significa-para-colombia/>
- Pérez, J. y Merino, M. (2012). Definición de Firmware. <https://definicion.de/firmware/>

Ramírez, J. (2019). Revisión de la implementación de sistema de medición avanzada como herramienta de gestión energética para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de energía eléctrica. Universidad Industrial de Santander (UIS).

Resolución 038 de 2014 [Comisión de Regulación de Energía y Gas]. Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de redes. Marzo 20 de 2014.

Resolución 40483 de 2019 [Ministerio de Minas y Energía]. Por la cual se modifica la Resolución 40072 de 2018, Mayo 31 de 2019.

Rodríguez, C. F., Calvache, B. A. y Caicedo, E. F. (2017). Una propuesta de modelos de datos y protocolos de intercambio de información estandarizados aplicables a sistemas de medida centralizada. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 16(30), 149–167. <https://doi.org/10.22395/RIUM.V16N30A8>

Téllez Gutiérrez, S. M., Rosero García, J. y Céspedes Gandarillas, R. (2018). Advanced metering infrastructure in Colombia: benefits, challenges and opportunities. *Ingeniería y Desarrollo*, 36(2), 469–488. <https://doi.org/10.14482/INDE.36.2.10711>

Transformador de corriente TRMC 400 -0.5-3X1500A/5. (n.d.). Recuperado el 13 de Septiembre de 2022, de [https://circuitor.com/productos/metering/accesorios-para-contadores/product/Q30973./](https://circuitor.com/productos/metering/accesorios-para-contadores/product/Q30973/)

Vellano, M. T. (2013). Programa Smart Grid a AES Eletropaulo - A Energia das Metr6poles do Futuro.

Yanqui, V. (2010). Estudio y diseño de una red de telemedición utilizando tecnología BPL para la empresa eléctrica Riobamba S.A., subestación No. 4, alimentador: No. 3. [Escuela

Superior Politécnica de Chimborazo].

<http://dspace.esoch.edu.ec/bitstream/123456789/387/1/38T00196.pdf>

Apéndices

Apéndice A. Transformador de corriente

El cálculo de parámetros del transformador de corriente (CT), se hace con base en la norma NTC 5019 de 2018 en la segunda edición y la norma técnica RA8-030 de EPM, que regulan el cálculo de los parámetros de medición de los transformadores de corriente y tensión para mediciones semidirectas e indirectas.

Para este caso se debe realizar medición semidirecta, dado que el valor de corriente en baja tensión los valores son más altos que los tolerables por el medidor inteligente.

La Tabla A1 muestra los parámetros nominales del transformador de distribución objetivo del diseño del plan de implementación.

Tabla A1

Parámetros nominales del transformador.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia nominal	500	kVA
Tensión nominal	13200/220-127	V
Corriente nominal (Lado de alta)	21,869	A
Corriente nominal (Lado de baja)	1312,159	A

Para el cálculo del Burden del transformador de corriente se sigue la siguiente metodología:

- Se debe tener en cuenta el consumo del medidor y la distancia o longitud (Ida y vuelta) desde el devanado secundario del transformador de corriente hasta el medidor de energía;
- El calibre de conductor y su resistencia en AC a 75 °C [Ω/m] y la corriente nominal secundaria del TC.

Para determinar los valores nominales de corriente del transformador se debe tener en cuenta: La carga instalada, la corriente a plena carga y la capacidad de los circuitos.

- Tensión de referencia: 120/208 V;
- Carga instalada: 500 kVA;
- Corriente nominal: 1312,159 A.

Según la Tabla 4 de la norma NTC 5019 de 2018 para este valor se obtiene una relación de transformación de 1500/5 A, este valor depende del nivel de tensión y está en función de la capacidad instalada en el punto de medición. Esta información se corrobora con la norma RA8-030 de EPM para el caso del operador de red, en donde la Tabla 9 muestra la relación para los valores de corriente nominal para el devanado primario del transformador.

El valor de corriente secundaria del transformador de corriente se obtiene de la sección 6.4.1.2 de la norma NTC 5019 de 2018 que establece la relación normalizada para corriente de 5 A, este valor puede ser de 1 A, pero depende de factores como la distancia entre el CT y el medidor.

Para el cálculo del Burden del transformador se utiliza la siguiente expresión tomada de la sección 10.2.2 de la norma RA8-030 de EPM:

$$VA_{TCorriente} = VA_{Conductor} + VA_{Medidor}$$

(A1)

$$VA_{\text{Conductor}} = I^2 (l \times R_{ac}) \quad (A2)$$

Donde:

L es la longitud total del conductor (alimentador + retorno) expresada en metros [m]

R_{ac} es la resistencia AC del conductor a 75 °C [Ω/m]

I es la corriente nominal secundaria del TC

Con la expresión anterior se puede determinar el consumo del conductor, y el Burden del transformador teniendo en cuenta el consumo del medidor (se encuentra en cada datasheet dependiendo del fabricante).

Para el consumo del medidor (medidor electrónico con funciones adicionales ELSTER A1800 clase 0,5S) se consulta la hoja de datos proporcionada por el fabricante, el cual corresponde a 2 VA o menos para el circuito de medición de corriente y se encuentra al final de este documento (Ver Figura A1).

Según las especificaciones y las condiciones de la instalación se tienen las siguientes características para el cálculo del Burden del transformador de corriente en la Tabla A2.

Tabla A2

Datos específicos para el cálculo del burden del transformador de corriente

Parámetro	Valor	Unidad	Norma
Consumo medidor	2	VA	-
Resistencia AC del conductor a 75 °C	0.00625	[Ω/m]	Tabla 8. NTC 2050
Longitud total del conductor	15	m	-
Corriente nominal secundaria del TC	5	A	Sección 6.4.1.2. NTC 5019

A partir de los datos anteriores y con las ecuaciones A1 y A2 se determina el Burden del transformador: 446375 VA.

Este resultado se debe comparar con un valor de fabricación normalizado, según la norma NTC 5019 en la sección 6.4.2.4 este valor debe estar entre un 25% y 100% del valor nominal, para este caso se elige un Burden de 10 VA que está en el rango de consumo establecido por la norma. Se establece este valor teniendo en cuenta posible traslado físico de los elementos (aumento en distancia o metraje de conductores) o cambios en el medidor (avería o alguna otra razón). Con estos datos es indispensable determinar la clase de exactitud del transformador de corriente que para la relación de transformación establecida de 1500/5 A, según la norma NTC 5019 en la Tabla 6, se requiere la clase de exactitud 0.5S o menor, fabricados bajo la norma NTC 2205 o su homónimo internacional IEC 60044-1.

En documento principal (Tabla 7) se muestran los límites de error de relación y desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medición de energía eléctrica.

A continuación, se presentan las características de los transformadores de corriente (Tabla A3) que se adapta al documento principal resumiendo el contenido de este Apéndice.

Tabla A3

Características del transformador de corriente (CT)

Parámetro	Valor	Unidad
Relación de transformación	1500/5	A
Burden	10	VA
Clase de exactitud	0,5S	-

A continuación, se presenta la hoja de datos del medidor:

Figura A1*Hoja de datos técnicos del medidor de energía eléctrica***Datos Técnicos**

Precisión	Energía Activa 0.2 % (IEC 62053-22) 0.5 % (IEC 62053-22) 1.0 % (IEC 62053-21)	Energía Reactiva 2.0 % (IEC62053-23) La precisión actual es mejor al 0.5 %
Corriente máxima	Continúa a 10 A Temporal (0.5 segundos) al 2000 % de la corriente máxima del medidor	
Corriente nominal	1 (10) A	5 (120) A
Corriente de arranque	Conexión Indirecta (por CT's) 1mA	Conexión Directa <40 mA ($I_f=5$ A)
Tensión máxima	Continuo hasta 528 VAC	
Rango de tensión	Rango Nominal 58 V a 415 V	Rango de Operación 46 V a 528 V
Frecuencia	Nominal: 50 Hz ó 60 Hz \pm 5 %	
Rango de temperatura	-40 °C a +85 °C en el interior de la cubierta del medidor -40 °C a +60 °C en el exterior	
Rango de humedad	0 % a 100 % no condensado	
Consumo de la fuente de poder	Menor a 3 W	
Voltaje transiente	Prueba Desarrollada Oscilatorio (IEC 61000-4-12) Transiente rápido (IEC 61000-4-4) Prueba de Voltaje de Impulso (IEC 60060-1) Prueba de Aislación AC	Resultados 2.5 kV, 60 seg 4 kV 12 kV @ 1.2/50 μ s, \geq 450 Ω (8 kV con las tarjetas opcionales) 4kV, 50 Hz por 1 minuto
Precisión del reloj interno	Mejor que 0.5 segundos/día (mientras esté energizado)	
Comunicaciones	Puerto Óptico Protocolos del Puerto Óptico Puertos Seriales Protocolos del Puerto Serial	1200 bps a 28,800 bps ANSI C12.18 y C12.19 1200 bps a 19,200 bps ANSI C12.21 y C12.19
		Los componentes físicos cumplen las normas IEC 62056-21 ó ANSI C12.18

Nota. Tomado de A1800 Medidor electrónico trifásico multitarifa, por MYEEL, s.f, MYEEL (A1800 - Producto - Myeel)

Figura A2*Hoja de datos técnicos del transformador de corriente (CT)***TRMC 400 -0.5S-3X1500A/5**

TRMC 400 -0.5S-3X1500A/5, Transformador de corriente para contadores con verificación en origen, barra pasante, clase 0,5S

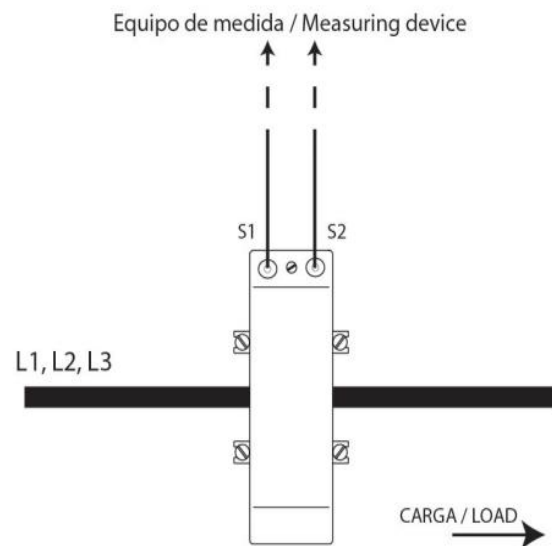
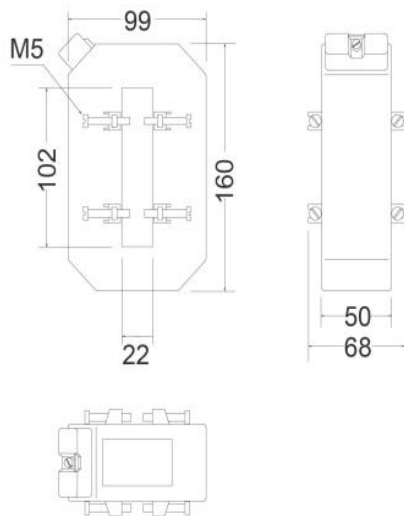
Código: Q309130000001

- > Pletina (mm): Barra pasante
- > Sección útil (mm): 100x20
- > Clase 0,5S Potencia (VA): 10
- > Rango medida (A): 1500/5
- > Corriente de entrada: 1500/5 A

Especificaciones**Características mecánicas**

Tamaño (mm) ancho x alto x fondo

99 x 160 x 68 (mm)

Dimensiones**Conexiones**

Nota. Tomado de TRMC 400-0.5S-3X1500A/5 [Fotografía], por Circutor, 2022, Circutor.com (<https://circutor.com/productos/metering/accesorios-para-contadores/product/Q30973./>)

Apéndice B. Diagrama de conexiones

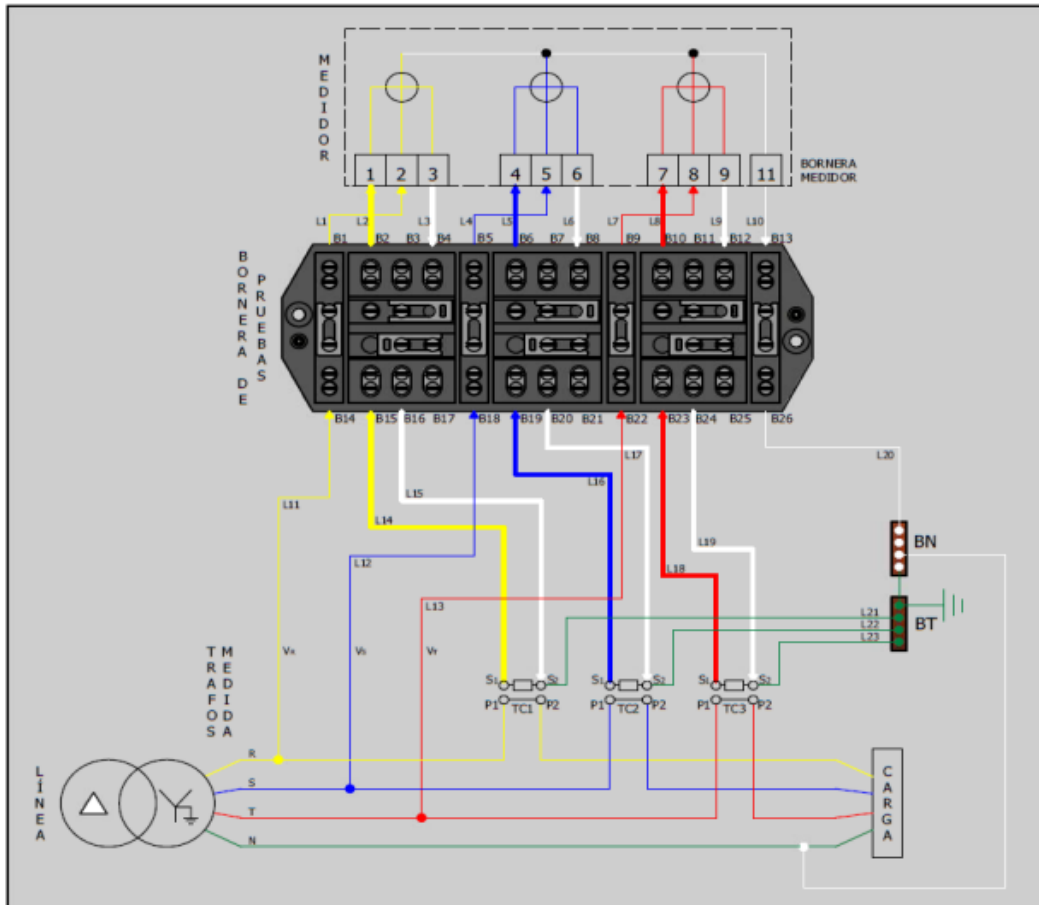
En esta sección se tienen los diagramas de conexión entre los barrajes de baja tensión de la instalación (transformadores de corriente) y el medidor inteligente pasando por la bornera de pruebas. En este caso se presentan dos opciones que están contenidas en la Figura B1 (Norma RA8-030 de EPM) y la Figura B2 (Norma NTC 5019 de 2018) para el tipo de conexión asimétrica que facilita la lectura al momento de la interpretación de las conexiones.

La conexión de puesta a tierra en cada transformador de corriente se realiza en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del CT como se muestra en la Figura B2. Solo es posible aterrizar uno de los bornes de cada transformador (ICONTEC, 2018).

La disposición definitiva de los terminales de la bornera de pruebas debe ser según el bloque a utilizar (ICONTEC, 2018).

Figura B1

Medida semidirecta. Diagrama de conexión de equipos de medida con 3 TCs. Medidor conexión asimétrica, programado para 3F – 4H



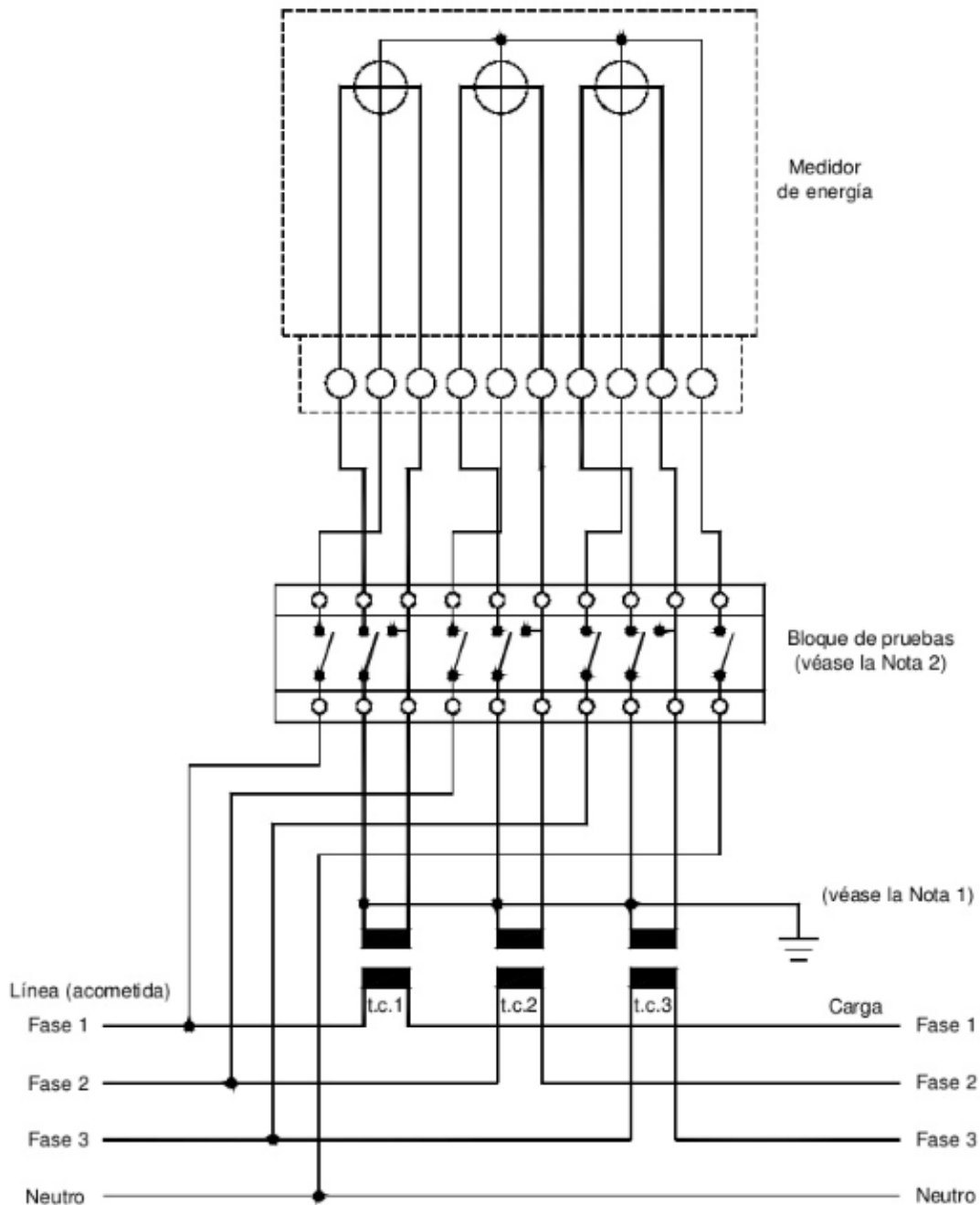
CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCIÓN
L1	AMARILLO	De B1 a Borne 2 Medidor
L2	AMARILLO	De B2 a Borne 1 Medidor
L3	BLANCO	De B4 a Borne 3 Medidor
L4	AZUL	De B5 a Borne 5 Medidor
L5	AZUL	De B6 a Borne 4 Medidor
L6	BLANCO	De B8 a Borne 6 Medidor
L7	ROJO	De B9 a Borne 8 Medidor
L8	ROJO	De B10 a Borne 7 Medidor
L9	BLANCO	De B12 a Borne 9 Medidor
L10	BLANCO	De B13 a Borne 11 Medidor
L11	AMARILLO	De Barraje principal Fase R a B14
L12	AZUL	De Barraje principal Fase S a B18
L13	ROJO	De Barraje principal Fase T a B22

CÓDIGO CONDUCTOR	COLOR	DESCRIPCIÓN
L14	AMARILLO	De Borne S1 de TC1 a B15
L15	BLANCO	De Borne S2 de TC1 a B16
L16	AZUL	De Borne S1 de TC2 a B19
L17	BLANCO	De Borne S2 de TC2 a B20
L18	ROJO	De Borne S1 de TC3 a B23
L19	BLANCO	De Borne S2 de TC3 a B24
L20	BLANCO	De B26 a BN
L21	VERDE	De Borne S2 de TC1 a BT
L22	VERDE	De Borne S2 de TC2 a BT
L23	VERDE	De Borne S2 de TC3 a BT

Nota. Tomado de Selección y conexión de equipos del sistema de medida de energía eléctrica (RA8-030) (p.53) , por Grupo EPM, 2021.

Figura B2

Esquema de conexiones, medidor trifásico tetrafilar para medición semidirecta, conexión asimétrica



Nota. Tomado de selección de equipos de medición de energía eléctrica (NTC 5019) (p. 36), por ICONTEC, 2018.

Apéndice C. Certificados de conformidad

Se presentan los certificados de conformidad para los equipos pertenecientes a la instalación eléctrica.

Figura C1

Certificado de conformidad del medidor de energía eléctrica

CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO
PRODUCT CONFORMITY CERTIFICATE

Modelo de Certificación
Certification Modality
Marca de Conformidad
Esquema 3

No. 02208

**La Corporación Centro de Innovación y Desarrollo Tecnológico
Del Sector Eléctrico - CIDET certifica que el producto:**
CIDET certifies that the product:

DENOMINACIÓN	TIPO	REFERENCIA
MEDIDORES DE ENERGÍA ACTIVA CLASE 0.2S Y REACTIVA CLASE 2	ELECTRÓNICOS, TRIFÁSICOS, TETRAFILARES	A1800
MEDIDORES DE ENERGÍA ACTIVA CLASE 0.5S Y REACTIVA CLASE 2	ELECTRÓNICOS MULTIFUNCIONALES, TRIFÁSICOS, TETRAFILARES	A1800, 1(10) A, 3 x 57.7/100 V - 3X277/480 V, 60 Hz
MEDIDORES DE ENERGÍA ACTIVA CLASE 1.0 Y REACTIVA CLASE 2.0 MARCA ELSTER	ELECTRÓNICOS TRIFÁSICOS TETRAFILARES	A1800

CÓDIGO IAF:	19	CÓDIGO NACE:	20.51	CÓDIGO ICS:	17.220.20
-------------	----	--------------	-------	-------------	-----------

Las características e identificación de este producto se describen en el documento anexo, que hace parte integral del presente CERTIFICADO. Este documento contiene 4 páginas.
The characteristics and identification of this product is described in the attached document, which is an integral part of this CERTIFICATE

Fabricado por
Manufactured by:

ELSTER ROMETRICS S.R.L. planta de GHIRODA, JUD, TIMIS, RUMANIA
y comercializado por **HONEYWELL COLOMBIA S.A.S.**
Carrera 11 A No. 98 – 50 Piso 7, Bogotá D.C., Colombia

Satisface los requerimientos de
Satisfies the requirements of

**NTC 5226/2017 (IEC 62052-11/2003), NTC 2147/2017 (IEC 62053-22/2003),
NTC 4509/2017 (IEC 62053-23/2003), NTC 4052/2017 (IEC 62053-21/2003)**

Fecha de Certificación: 2006 / 02 / 09
Fecha de Renovación: 2021 / 02 / 19
Fecha de Vencimiento: 2024 / 02 / 19

Fecha máxima para la finalización de las próximas auditorías de seguimiento: 2022 / 02 / 19 y 2023 / 02 / 19

Diego Alejandro Valencia
Director CIDET Certificación
CIDET Certification Manager

Firmado digitalmente por **DIEGO ALEJANDRO VALENCIA CALLEJAS**
Fecha: 2021.02.24 14:48:22 -05'00'

Nota. El certificado se obtuvo directamente del distribuidor.

Figura C2

Certificado de conformidad de producto para la bornera de pruebas

CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO
PRODUCT CONFORMITY CERTIFICATE

Modelo de Certificación
Certification Modality
Marca con Reglamentos Técnicos Colombianos
Sistema 5

No. 07291

La Corporación Centro de innovación y Desarrollo Tecnológico
Del Sector Eléctrico - CIDET certifica que el producto:
CIDET certifies that the product:

DENOMINACIÓN	TIPO	REFERENCIA			
BLOQUES DE CONEXIÓN PARA MEDIDORES DE ENERGÍA	PUENTE, CUCHILLA	BPS, BWS			
CÓDIGO IAF:	19	CÓDIGO NACE:	27.90	CÓDIGO ICS:	29.120.20

Las características e identificación de este producto se describen en el documento anexo, que hace parte integral del presente CERTIFICADO. Este documento contiene 2 página(s).
The characteristics and identification of this product is described in the attached document, which is an integral part of this CERTIFICATE

Fabricado por
Manufactured by:

HANGZHOU SUNRISE TECHNOLOGY CO., LTD, MIBO ELECTRIC GROUP CO. LTD, Plantas de CHINA bajo la marca SUNRISE

Satisface los requerimientos de
Satisfies the requirements of

NTC 2154 / 1998 y la RESOLUCIÓN 90708 de 2013 del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA – RETIE (Numeral 20.1.2 b.)

Fecha de Certificación: 2019/01/09
Fecha de Renovación: 2022/01/09
Fecha de Vencimiento: 2025/01/09

Fecha máxima para la finalización de las próximas auditorías de seguimiento: 2023/01/09 y 2024/01/09



Diego Alejandro Valencia
Director CIDET Certificación
CIDET Certification Manager

Firmado digitalmente por DIEGO ALEJANDRO VALENCIA CALLEJAS
Fecha: 2022.01.10 22:06:38 -05'00'

Nota. El certificado se obtuvo directamente del distribuidor.

Figura C3*Certificado de conformidad para cofre de teledida***Consulta de Certificados QCERT**

Los certificados de QCERT son un sello de calidad y confianza para sus productos. Son de uso exclusivo de su titular y de todos aquellos a quien este autorice. Se pone a su disposición la base de datos de los certificados expedidos, para su consulta y conocimiento.

Realice su búsqueda por número de certificado o NIT de la empresa:

Selecciona el campo por el que vas a buscar:

Omita el Cero a la izquierda del número del certificado para realizar la búsqueda.


Mostrar registros Mostrando de 1 a 1 de 1 entradas

No. Certificado	Nit	Nombre	Producto	Norma / Reglamento	Estado	Esquema	Fecha Última actualización	Fecha de Renovación	Fecha de vencimiento	Fecha de Emisión	Fecha Suspensión	Fecha Retiro
2314	901165127	TABLESAN SAS	Tableros de baja tensión	RETIE:2013	Retirado	Esquema 5	18/11/2020	---	07/08/2021	08/08/2018	---	09/08/2021

Nota. El certificado se encuentra en renovación y se puede observar en la página del SICERCO de forma completa ya que la fábrica solo permite su visualización al momento de comprar el producto. Tomado de consulta de certificados, por QCERT organismo de certificación, s.f

Figura C4


Certificado de conformidad para transformador de corriente



CIRCUTOR, SA – Vial Sant Jordi, s/n
08232 Viladecavalls (Barcelona) Spain
(+34) 937 452 900 – info@circutor.com

(ES) DECLARACIÓN UE DE CONFORMIDAD	(EN) EU DECLARATION OF CONFORMITY	(FR) DECLARATION UE DE CONFORMITE
<p>La presente declaración de conformidad se expide bajo la exclusiva responsabilidad de CIRCUTOR con dirección en Vial Sant Jordi, s/n – 08232 Viladecavalls (Barcelona) España</p>	<p>This declaration of conformity is issued under the sole responsibility of CIRCUTOR with registered address at Vial Sant Jordi, s/n – 08232 Viladecavalls (Barcelona) Spain</p>	<p>La présente déclaration de conformité est délivrée sous la responsabilité exclusive de CIRCUTOR dont l'adresse postale est Vial Sant Jordi, s/n – 08232 Viladecavalls (Barcelona) Espagne</p>
<p>Producto: Transformadores de corriente para contadores con verificación en origen</p>	<p>Product: Current transformers for energy meters</p>	<p>Produit: Transformateurs de courant pour compteurs</p>
<p>Serie: TRMC 400</p>	<p>Series: TRMC 400</p>	<p>Série: TRMC 400</p>
<p>Marca: CIRCUTOR</p>	<p>Brand: CIRCUTOR</p>	<p>Marque: CIRCUTOR</p>
<p>EL objeto de la declaración es conforme con la legislación de armonización pertinente en la UE, siempre que sea instalado, mantenido y usado en la aplicación para la que ha sido fabricado, de acuerdo con las normas de instalación aplicables y las instrucciones del fabricante 2014/35/EU: Low Voltage Directive R D 1 1 1 0 / 2 0 0 7 2011/65/EU: RoHS2 Directive</p>	<p>The object of the declaration is in conformity with the relevant EU harmonisation legislation, provided that it is installed, maintained and used for the application for which it was manufactured, in accordance with the applicable installation standards and the manufacturer's instructions 2014/35/EU: Low Voltage Directive R D 1 1 1 0 / 2 0 0 7 2011/65/EU: RoHS2 Directive</p>	<p>L'objet de la déclaration est conforme à la législation d'harmonisation pertinente dans l'UE, à condition d'avoir été installé, entretenu et utilisé dans l'application pour laquelle il a été fabriqué, conformément aux normes d'installation applicables et aux instructions du fabricant 2014/35/EU: Low Voltage Directive R D 1 1 1 0 / 2 0 0 7 2011/65/EU: RoHS2 Directive</p>
<p>Está en conformidad con la(s) siguiente(s) norma(s) u otro(s) documento(s) normativos(s): IEC 61869-2:2012 Ed 1.0</p>	<p>It is in conformity with the following standard(s) or other regulatory document(s): IEC 61869-2:2012 Ed 1.0</p>	<p>Il est en conformité avec la(les) suivante (s) norme(s) ou autre(s) document(s) réglementaire (s): IEC 61869-2:2012 Ed 1.0</p>
<p>Año de marcado "CE": 2008</p>	<p>Year of CE mark: 2008</p>	<p>Année de marquage « CE »: 2008</p>

Viladecavalls (Spain), 25/3/2022
General Manager: Ferran Gil Torné



Nota. El certificado presente rige para la unión europea y cumple con las normas equivalentes a las NTC en formato DIN. Tomado de Certificado CE, de circutor, s.f.