

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE UNA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN  
AVANZADA (AMI) APLICABLE A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA  
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

ERWIN ALEXANDER VARGAS BERNAL

RICARDO MANTILLA RODRÍGUEZ



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA  
2024

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE UNA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN  
AVANZADA (AMI) APLICABLE A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA  
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

ERWIN ALEXANDER VARGAS BERNAL

RICARDO MANTILLA RODRÍGUEZ

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE:  
ESPECIALISTAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR

YULIETH JIMENEZ MANJARRES

DOCTORA EN INGENIERÍA, ÁREA INGENIERÍA ELECTRÓNICA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA  
2024

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	11
1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO DE USO FINAL DE ESSA.....	14
1.1 TIPOLOGÍA DE RED .....	16
1.1.1. Sistema de medición.....	19
1.1.2. Pérdidas de energía eléctrica.....	24
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	28
1.3. TIPO DE USUARIOS .....	30
2. TECNOLOGÍAS DE LA INFRAESTRUCTURA DE LA MEDICIÓN INTELIGENTE AVANZADA AMI .....	33
2.1 MEDIDORES INTELIGENTES .....	33
2.2 RED DE ACCESO .....	36
2.2.1. Conexión cableada .....	37
2.2.2 Comunicaciones mediante la línea eléctrica PLC: .....	39
2.2.3 Fibra para el hogar (FTTH): .....	48
2.2.4 Red de radiofrecuencia en malla (RF mesh):.....	49
2.2.5 Red Celular .....	61
2.3 HEAD END SYSTEM (HES) .....	66
2.4 METER DATA MANAGEMENT SYSTEM (MDMS) .....	69

3. CRITERIOS PARA VALORAR LAS TECNOLOGÍAS AMI Y SU POSIBLE APLICACIÓN EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE ESSA .....	72
3.1. MEDIDORES INTELIGENTES .....	78
3.2. RED DE ACCESO .....	79
3.3. HEAD-END SYSTEM (HES).....	81
3.4. METER DATA MANAGEMENT SYSTEM (MDMS) .....	82
4. CONCLUSIONES .....	84
BIBLIOGRAFÍA.....	87
ANEXOS.....	97

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1</b> Número de Municipios por departamentos atendidos por ESSA.....	14
<b>Tabla 2</b> Clasificación de municipios por cuadrante .....	16
<b>Tabla 3</b> Cantidades de líneas y circuitos por niveles de tensión del sistema de distribución de ESSA .....	17
<b>Tabla 4</b> Nivel de tensión y respectiva demanda máxima del usuario .....	17
<b>Tabla 5</b> Evolución índice de pérdidas de ESSA 2015-2023 .....	25
<b>Tabla 6</b> Índice de pérdidas de ESSA por cuadrante diciembre 2023 .....	26
<b>Tabla 7</b> Clasificación de usuarios de ESSA con corte a diciembre de 2023 .....	30
<b>Tabla 8</b> Tecnologías de red de acceso .....	66
<b>Tabla 9</b> Ejemplo selección de medidores.....	78
<b>Tabla 10</b> Ejemplo selección de red de acceso .....	80
<b>Tabla 11</b> Ejemplo selección HES .....	82
<b>Tabla 12</b> Ejemplo selección de MDMS.....	83

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1</b> Municipios atendidos por ESSA.....	15
<b>Figura 2</b> Configuración de redes eléctricas aéreas de baja tensión.....	18
<b>Figura 3</b> Ejemplo componentes físicos de un medidor inteligente .....	34
<b>Figura 4.</b> Mapa conceptual tecnologías red de acceso .....	37
<b>Figura 5</b> Estructura de red PLC .....	39
<b>Figura 6</b> Retransmisión de datos en red PLC .....	40
<b>Figura 7</b> Ejemplo concentrador de datos .....	41
<b>Figura 8</b> Esquema operación medidor - concentrador .....	42
<b>Figura 9</b> Miembros principales de la alianza PRIME.....	43
<b>Figura 10</b> Miembros regulares o asociados de la alianza PRIME.....	43
<b>Figura 11</b> Miembros principales de la alianza Meters and More .....	45
<b>Figura 12</b> Miembros regulares o asociados de la alianza Meters and More .....	45
<b>Figura 13</b> Miembros principales de la alianza G3 .....	47
<b>Figura 14</b> Miembros regulares o asociados de la alianza G3 .....	48
<b>Figura 15</b> Ejemplo enrutamiento basado en coordenadas geográficas .....	50
<b>Figura 16</b> Arquitectura de RF mesh .....	51
<b>Figura 17</b> Miembros promotores de Wi-SUN .....	52
<b>Figura 18</b> Miembros contribuyentes de Wi-SUN .....	53
<b>Figura 19</b> Miembros adoptantes de Wi-SUN .....	54

<b>Figura 20</b> Esquema de operación de jupiterMesh.....	56
<b>Figura 21</b> Miembros de Connectivity Standars Alliance.....	57
<b>Figura 22</b> Miembros de la alianza Wize .....	58
<b>Figura 23</b> Arquitectura de red LoraWAN.....	59
<b>Figura 24</b> Miembros de la alianza LoRa .....	60
<b>Figura 25</b> Arquitectura red celular.....	61
<b>Figura 26</b> Arquitectura de red NB-IoT para AMI.....	64
<b>Figura 27</b> Modelo de comunicación basado en 5G para AMI .....	65
<b>Figura 28</b> Interacción HES y red de acceso.....	68
<b>Figura 29</b> Perfiles de interoperabilidad para la transmisión de datos de medida .....	70
<b>Figura 30.</b> Disposición de equipos de medida tipo vecindario .....	73
<b>Figura 31.</b> Disposición de medidores concentrados en Subestación.....	74
<b>Figura 32.</b> Disposición de medidores concentrados por pisos o plantas en edificios.....	75
<b>Figura 33.</b> Diagrama de flujo criterios de valoración tecnologías AMI .....	77

## **LISTA DE ANEXOS**

**ANEXO A.** Evaluación de criterios para selección de tecnologías AMI

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE UNA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) APLICABLE A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

**AUTORES:** ING. ERWIN ALEXANDER VARGAS BERNAL  
ING. RICARDO MANTILLA RODRÍGUEZ

**PALABRAS CLAVE:** AMI, medidor inteligente, HES, MDMS, concentrador, agregador, PLC, RF, Celular.

### DESCRIPCIÓN:

Con la implementación de la infraestructura de medición avanzada (AMI) se busca, no solo introducir automatización y modernizar el sistema de medición para habilitar que la red sea inteligente, sino también impulsar el uso racional y eficiente de la energía, dar respuesta a la demanda, identificar pérdidas de energía en la red, integrar la generación a través de fuentes alternativas y la generación distribuida. Además, este sistema permite una comunicación bidireccional para que, tanto el usuario como la empresa de servicio, tengan acceso a una información detallada del consumo. AMI está compuesta por medidores inteligentes, concentradores encargados de recoger los datos, redes de comunicación, sistemas de gestión y operación (HES, del inglés *Head End system*) y el sistema de gestión de datos de los medidores (MDMS, del inglés *Meter Data Management System*). Cada una de estas etapas o componentes tienen sus propias tecnologías y deben ser compatibles entre ellas para que el sistema funcione correctamente.

En esta monografía se abordó la evaluación de las tecnologías que existen en el mercado para cada uno de los componentes de la infraestructura de medición avanzada, y se identificaron las más convenientes desde el punto de vista técnico, para su posible aplicación en las redes de distribución eléctrica de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA). Los criterios para la selección se determinaron a partir del tipo de usuario (residencial, comercial, industrial, otro), de su ubicación geográfica (rural o urbana), del tipo de conexión al sistema de distribución (concentrado, tipo vecindario o por estructura), y de la cobertura de las comunicaciones disponible en la zona, especialmente la red celular. Las diferentes posibilidades se plasmaron en una tabla de excel que permite asignar las condiciones del tipo de usuario al que se le va a instalar la medida AMI y de acuerdo con estas, arroja las alternativas que se tienen para la elección de la tecnología de cada uno de los componentes de la infraestructura AMI.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Dra. Yulieth Jimenez Manjarres.

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNOLOGY EVALUATION OF AN ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE (AMI) APPLICABLE TO THE ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. DISTRIBUTION NETWORK.

**AUTHORS:** ENG. ERWIN ALEXANDER VARGAS BERNAL  
ENG. RICARDO MANTILLA RODRÍGUEZ

**KEYWORDS:** AMI, smart meter, HES, MDMS, concentrator, collector, PLC, RF, Cellular.

### DESCRIPCIÓN:

With the implementation of advanced metering infrastructure (AMI), the target is not only to introduce automation and modernize the metering system to enable the network to be intelligent, but also to promote the rational and efficient use of energy, respond to demand, identification of energy losses in the network, integrating generation through alternative sources and distributed generation. Additionally, this system allows bidirectional communication so that both the user and the service company have access to detailed consumption information. AMI is made up of smart meters, concentrators responsible for collecting data, communication networks, Head End systems (HES) and the Meter Data Management System (MDMS). Each of these stages or components have their own technologies and must be compatible with each other for the system to work correctly.

This monograph addressed the evaluation of the technologies that exist on the market for each of the components of the Advanced Metering Infrastructure, and the most convenient ones were identified from a technical point of view, for their possible application in the Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA) electricity distribution networks. The selection criteria were determined based on the type of user (residential, commercial, industrial, other), their geographic location (rural or urban), the type of connection to the distribution system (concentrated, neighborhood type or by structure), and the coverage of communications available in the area, especially the cellular network.

The different possibilities were captured in an Excel table that allows assigning the conditions of the type of user to whom the AMI metering will be installed and, according to these, it provides the alternatives available for choosing the technology of each one of the AMI infrastructure components.

---

\* Monograph

\*\* Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering. Specialization in Distribution Systems. Director: Ph.D. Yulieth Jimenez Manjarres.

## INTRODUCCIÓN

El sistema actual de medición del servicio de energía eléctrica en Colombia es predominantemente manual. Mensualmente un operario se dirige a la respectiva toma de lectura del usuario para determinar su consumo del mes y con este dato se calcula el valor a pagar en la factura. En este sistema se pueden presentar errores de lectura o cobros por promedio por la no toma de lectura. De otra parte, se tiene solo un dato general del consumo en el mes y no se tiene en cuenta que la demanda de energía es dinámica, que el consumo por horas y días es diferente de un usuario a otro. Además, debido a la escasez de información, es difícil identificar aquellas instalaciones en las que se están presentando pérdidas no técnicas de energía [1]. Con la implementación de la infraestructura de medición avanzada (AMI) se busca no solo introducir automatización y modernizar el sistema de medición para habilitar que la red sea inteligente, sino también impulsar el uso racional y eficiente de la energía, dar respuesta a la demanda, integrar la generación a través de fuentes alternativas y la generación distribuida. Este sistema permite una comunicación bidireccional para que tanto el usuario como la empresa de servicio tengan acceso a una información detallada del consumo [4][5].

De acuerdo con esto, la medición avanzada es una necesidad pensando en la transición energética y en el presente y futuro del sector eléctrico en Colombia, razón por la cual el ministerio de minas y energía estableció una meta indicativa para que en el año 2030 el 75% de los usuarios cuenten con AMI. Gran parte de

este desafío está a cargo de los operadores de red, quienes son los responsables de planificar y ejecutar su implementación [4].

AMI está compuesta por medidores inteligentes, concentradores encargados de recoger los datos, redes de comunicación, sistemas de gestión y operación (HES, del inglés *Head End system*) y el sistema de gestión de datos de los medidores (MDMS, del inglés *Meter Data Management System*). Cada una de estas etapas o componentes tienen sus propias tecnologías y deben ser compatibles entre ellas para que el sistema funcione correctamente. Además, están condicionadas por el fabricante, el costo, el sistema operativo, protocolos de comunicación y otras funciones particulares, que determinan el desempeño de su operación, de acuerdo con otras condiciones del entorno.

La Electrificadora de Santander atiende usuarios residenciales, comerciales, industriales, oficiales y de alumbrado público, en 87 municipios de Santander, 2 de Bolívar, 3 de Boyacá, 4 de Cesar y 5 de Norte de Santander, para un total de 101 municipios [2]. Por consiguiente, su mercado abarca zonas rurales y urbanas, geografías diferentes, por ejemplo, algunas montañosas y de difícil acceso, con baja o nula recepción de señal de comunicaciones. Así mismo, se evidencian diferentes tipologías de la red, diversos tipos de medida (preago, bicuerpo, directa, indirecta) y múltiples tecnologías de medidores. Esta diversidad de usuarios debe ser tenida en cuenta en la selección de las tecnologías a usar para la implementación de AMI. En esta monografía se abordará la evaluación de las tecnologías que existen en el mercado para cada uno de los componentes de la infraestructura de medición

avanzada, identificando las que sean convenientes desde el punto de vista técnico para su posible aplicación en las redes de distribución de ESSA.

El documento está compuesto por tres capítulos: en el capítulo 1 se describe el sistema eléctrico de uso final de ESSA a corte de diciembre de 2023, los tipos de usuarios, su ubicación geográfica y las principales características del sistema de distribución que intervienen en la implementación de AMI. En el capítulo 2 se abordarán las diferentes tecnologías disponibles de cada uno de los componentes de la infraestructura de medición avanzada AMI, y en el capítulo 3 los criterios de valoración de estas tecnologías de acuerdo con las condiciones presentadas en el capítulo 1 para la posible aplicación en las redes de distribución de ESSA.

## 1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO DE USO FINAL DE ESSA

En este capítulo se hará una descripción del sistema de distribución de energía eléctrica en el área de influencia de la Electrificadora de Santander, la tipología de la red, la ubicación geográfica representativa de los usuarios, y los tipos de usuarios con las características más importantes relacionadas con el sistema de medición existente a diciembre de 2023.

La Electrificadora de Santander atiende a un total aproximado de 939.771 usuarios en un área de cobertura de  $36.382 \text{ km}^2$ , lo que corresponde a un 98,38% de cobertura total. De la totalidad de usuarios, 938.350 son atendidos comercialmente por ESSA, y los otros 1.421 por otras comercializadoras. Geográficamente, ESSA atiende un total de 101 municipios en 6 departamentos de Colombia, como se puede ver en la Tabla 1.

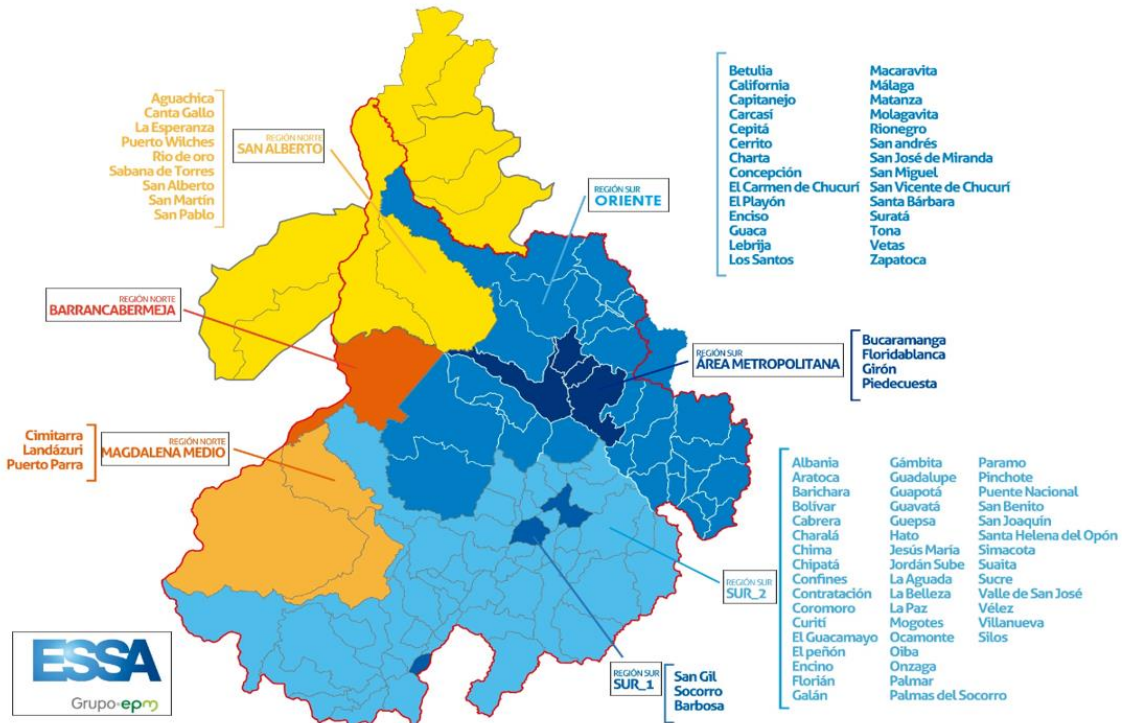
**Tabla 1** Número de Municipios por departamentos atendidos por ESSA

<b>DEPARTAMENTO</b>	<b>NÚMERO DE MUNICIPIOS</b>
Santander	87
Norte de Santander	5
Cesar	4
Bolívar	2
Boyacá	2
Antioquia	1
<b>Total</b>	<b>101</b>

Fuente: Adaptado de [2].

La Figura 1 muestra la distribución geográfica de los municipios atendidos por ESSA.

**Figura 1** Municipios atendidos por ESSA



Fuente: Base de datos ESSA.

Para una mayor organización en la gestión de los contratos de mantenimiento, toma de lecturas y recuperación de pérdidas de energía eléctrica, la ESSA divide los municipios que atiende en siete cuadrantes: Área Metropolitana, Oriente, Barrancabermeja, Magdalena Medio, San Alberto, Sur 1 y Sur 2. Los municipios que conforman cada uno de estos cuadrantes se muestran en la Tabla 2 y se pueden distinguir por los diferentes colores representados en la Figura 1.

**Tabla 2** Clasificación de municipios por cuadrante

<b>CUADRANTE</b>	<b>MUNICIPIOS</b>
Área Metropolitana	Bucaramanga, Girón, Piedecuesta y Floridablanca.
Oriente	Betulia, California, Capitanejo, Carcasí, Cepitá, Cerrito, Charta, Concepción, El Carmen de Chucurí, El Playón, Enciso, Galán, Guaca, Lebrija, Los Santos, Macaravita, Málaga, Matanza, Molagavita, San Andrés y San José de Miranda.
Sur 1	San Gil, Socorro y Barbosa
Sur 2	Albania, Aratoca, Barichara, Cabrera, Cepitá, Charalá, Chima, Chipatá, Confines, Contratación, Coromoro, Curití, El Guacamayo, El Peñón, Encino, Florián, Galán, Gambita, Guadalupe, Guapotá, Guavatá, Guepsa, Hato, Jesús María, Jordán Sube, La Aguada, La Belleza, La Paz, Landázuri, Mogotes, Molagavita, Ocamonte, Oiba, Onzaga, Palmar, Palmas del Socorro, Páramo, Pinchote, Puente Nacional, San Benito, San Joaquín, Santa Helena del Opón, Simacota, Suaita, Sucre, Valle de San José, Villanueva y Zapatoca.
Barrancabermeja	Barrancabermeja
Magdalena Medio	Bolívar, Cimitarra, Landázuri, Puerto Parra, Simacota y Vélez.
San Alberto	Aguachica, Cantagallo, La Esperanza, Puerto Wilches, Rio de oro, Sabana de Torres, San Alberto, San Martín y San Pablo.

Fuente: Base de datos ESSA.

### **1.1 TIPOLOGÍA DE RED**

El sistema de distribución eléctrico de la ESSA es de configuración radial, con una capacidad instalada de 3353,6 MVA para atender una demanda anual de energía eléctrica que a corte de diciembre de 2023 es de 2365 MWh. Cuenta con un total de 81 subestaciones eléctricas en diferentes niveles de tensión que van desde 4,16 kV hasta los 230 kV, y con aproximadamente 58.800 km de líneas y circuitos eléctricos, distribuidos por niveles de tensión como se describe en la Tabla 3.

**Tabla 3** Cantidades de líneas y circuitos por niveles de tensión del sistema de distribución de ESSA

<i><b>Líneas y circuitos</b></i>	<i><b>Cobertura [km]</b></i>
Menores a 1 kV	35.463
Entre 1 y 30 kV	21.207
Líneas 34,5 kV	1.147
Líneas 115 kV	771
Líneas 230 kV	213

Fuente: Base de datos ESSA

El 99% de los usuarios de ESSA están conectados por nivel de tensión 1 con una demanda máxima de hasta 30 KVA. El otro 1% son usuarios conectados en nivel 2, 3 y 4. Los niveles de tensión con las respectivas demandas máximas se pueden ver en la Tabla 4.

**Tabla 4** Nivel de tensión y respectiva demanda máxima del usuario

<i><b>NIVEL</b></i>	<i><b>TENSIÓN</b></i>	<i><b>DEMANDA MÁXIMA [KVA]</b></i>
1	Menor a 1kV	Hasta 30 kVA
2	Mayor o igual a 1 kV y menor de 30kV	Hasta 500 kVA
3	Mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5kV	Hasta 5000 kVA
4	Mayor o igual a 57,5 kV y menor de 220kV	Mayor a 5000 kVA

Fuente: Adaptado de [3]

Los usuarios de nivel de tensión 1 tienen su punto de conexión por baja tensión desde transformadores de distribución con acometidas desde cajas de abonados

para instalaciones individuales, o desde tableros de medidores para instalaciones concentradas como: conjuntos o edificios residenciales, edificios empresariales o comerciales, y centros comerciales. Los usuarios de niveles de tensión 2, 3 y 4 tienen su punto de conexión por media tensión a 13,2 kV, 34,5 kV y 115 kV, respectivamente.

Las redes de baja tensión pueden ser aéreas o subterráneas. Aproximadamente un 6% de las acometidas son subterráneas y un 94% aéreas. Actualmente, por disposición del plan de ordenamiento territorial, toda reforma o instalación eléctrica nueva debe tener la acometida subterránea. Para redes de baja tensión aéreas, se tienen diferentes configuraciones: red abierta, trenzada, trébol, chilena, o la combinación de dos o más de estas. En la Figura 2 se puede ver ejemplos de cada una de estas configuraciones.

**Figura 2** Configuración de redes eléctricas aéreas de baja tensión



*Red Abierta*



*Red Trenzada*



*Red Chilena*

Fuente: Autores.

En redes de distribución aérea, la red abierta se ha venido reemplazando por trenzada, trébol o chilena, debido a que es la más vulnerable por tener visiblemente

por separado cada una de las fases y el neutro, lo que facilita las conexiones ilegales en servicio directo (sin medida).

#### **1.1.1. Sistema de medición**

El sistema de medición de energía eléctrica actual de la ESSA es un sistema convencional, conformado principalmente por el equipo de medida y la toma de lectura que se le hace en sitio para determinar el consumo mensual del usuario, así como equipos teledados para algunos usuarios industriales/comerciales o fronteras comerciales con otros operadores de red u comercializadores. De esta manera, se tiene un dato que utiliza la empresa para cobrar en la factura el valor del servicio, y el usuario se limita a conocer ese valor del consumo sin hacer un análisis consciente del uso que le está dando a la energía eléctrica por la que está pagando. De acuerdo con el tipo de conexión, se manejan tres tipos de medida: Indirecta, semidirecta y directa.:

- ✓ **Medida Indirecta:** Conexión en la que las señales de tensión y de corriente que ingresan al medidor son transformadas respectivamente por transformadores de tensión y de corriente, para reducirlos a un nivel nominal para el equipo de medida. Se utiliza en usuarios de niveles 2, 3 y 4 en los que es necesario transformar, tanto la corriente como el nivel de tensión.

- ✓ **Medida Semidirecta:** Este tipo de conexión aplica para los usuarios conectados en baja tensión y con una carga instalada que hace que el valor de la corriente supere los valores admisibles por el equipo de medida. Por lo tanto, se requiere que las señales de corriente que recibe el medidor provengan de los devanados secundarios de un transformador de corriente. En cuanto a las señales de tensión, el medidor recibe las mismas que recibe la carga.
- ✓ **Medida Directa:** En este tipo de conexión las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga. No se requieren de transformadores de corriente ni de tensión.

En todos estos sistemas, el equipo de medida es de especificaciones similares, lo que es diferente es la conexión: si se hace a través de transformadores de corriente, de tensión, o si se hace directamente en bornes del medidor.

Además de los medidores convencionales, existen dos tipos de medidores: bicuerpo y prepago, que se han venido implementando, respectivamente, como estrategia para evitar la manipulación del equipo de medida y para evitar la acumulación de facturas de dos o más periodos sin pagar por parte del usuario, quien de este modo recarga y accede al servicio de acuerdo con su capacidad de pago. La siguiente es la definición para estos dos tipos de medidores:

- **Medidor Bicuerpo:** Es un dispositivo de medida de dos partes o cuerpos, uno principal ubicado generalmente a la altura de los postes, cuya función es registrar el consumo de energía eléctrica, realizar conexión y desconexión de la carga y también debe contar con un display; y el otro (CIU o display), ubicado distante al medidor y se encarga de mostrar al usuario la información del medidor, las lecturas de consumo, entre otros.
- **Medidor Prepago:** Es un tipo especial de medidor que permite realizar la carga de una cantidad de energía específica dentro del medidor, por medio de un pin, token, tarjeta de banda magnética, tarjeta RFID, entre otras. Es un medidor de tipo regresivo, es decir, resta energía de un valor acumulado. La energía prepago es el sistema de suministro de energía que ESSA ofrece a los usuarios residenciales y rurales de los estratos 1, 2 y 3 que se encuentren en mora por lo menos 5 meses en el pago de su servicio o que su conexión a la red de energía no esté legalizada, con el cual se puede comprar por adelantado kilovatios hora (kWh) y consumir energía eléctrica hasta agotar el crédito. A corte de diciembre de 2023, ESSA cuenta aproximadamente con 53.173 usuarios con el servicio de energía prepagada

Además de la energía entregada a los usuarios, existen otras cargas asociadas al transformador y que para efectos prácticos se agrupan en dos categorías, alumbrado público y otras cargas:

- *AP*: Carga de alumbrado público. Algunas son medidas y otras son calculadas por medio de aforo de acuerdo con el número de luminarias instaladas y la potencia de cada una. Se trabaja actualmente para que la totalidad del alumbrado público tenga su medidor instalado.
- *Otras Cargas*: se incluyen en esta categoría los semáforos, las cámaras de vigilancia de la policía nacional y los equipos de conexión de los cableoperadores.

Estas cargas, sumadas a la de los usuarios, conforman la energía de salida del transformador:

$$\text{Energía de salida}[kWh/mes] = (\text{clientes} + AP + \text{otras cargas})[kWh/mes]$$

La energía de entrada corresponde a la energía entregada por el transformador y se mide mediante un equipo denominado macromedidor, instalado en bornes de baja tensión del transformador y se hace para aquellos que cumplen dos condiciones:

- Que su carga sea mayor o igual a 10 KVA.
- Que no alimenten exclusivamente a cargas de alumbrado público.

ESSA tiene aproximadamente 46.861 transformadores existentes para dar servicio a sus usuarios, de los cuales, 41.819 cumplen con estas dos condiciones para que les sea instalada la macromedición, y de estos, 33904 cuentan con macromedidor instalado. Para medir la cantidad de transformadores que son macromedidos, se

hace mediante un índice denominado cobertura, el cual se calcula de la siguiente manera:

$$\text{cobertura macromedición} = \frac{\text{número de transformadores con macromedida}}{\text{número total de transformadores que aplican para macromedida}}$$

$$\text{cobertura macromedición} = \frac{33904}{41819} * 100\% = 81\%$$

Al igual que se hace para los usuarios, cada macromedidor tiene asociado un número de cuenta que lo identifica y de acuerdo con la ubicación, está incluido dentro de un ciclo de lectura para que le sea leído el consumo del mes.

Con las lecturas de los macromedidores se pueden presentar varios casos:

- Que le sea tomada la lectura y que su valor sea correcto.
- Que se pueda tomar la lectura, pero por error de la persona encargada el valor no sea correcto.
- Que no se pueda tomar la lectura. En este caso el valor se calcula por promedio de acuerdo con las lecturas anteriores.
- Que el medidor o los transformadores de corriente estén dañados y no se pueda tomar lectura. Se calcula también por promedio.

Con el valor de energía de entrada y de salida, se obtiene un balance del transformador que permite conocer las pérdidas técnicas y las no técnicas, como se muestra a continuación:

$$\text{Energía entrada} = \text{Energía de salida} + \text{pérdidas}$$

### **1.1.2. Pérdidas de energía eléctrica**

La diferencia entre la energía de entrada y la energía de salida del transformador corresponde a las pérdidas, tanto técnicas como no técnicas. En ESSA, el porcentaje que corresponde a las pérdidas técnicas fue obtenido mediante un análisis interno de ESSA en el que se determinó que las pérdidas del transformador equivalen a un 3,29% del valor de la energía de entrada. Las no técnicas son debidas a irregularidades o fraudes cometidos por los usuarios y las cuales deben ser gestionadas para mantenerlas en valores aceptables.

Para la gestión de recuperación de pérdidas de energía eléctrica, es importante contar con una base de datos confiable que permita hacer un análisis de la información y direccionar acciones que sean efectivas. La ESSA cuenta con un software de sistema comercial mediante el cual se gestiona la información de cada periodo del ciclo de lectura: consumo del macromedidor, consumo de los clientes, consumo de alumbrado público y consumo de otras cargas. Con esta información, obtenida de los equipos de medida y del personal que toma las lecturas, se calculan las pérdidas de energía, la energía a recuperar y el índice de pérdidas del transformador:

*Pérdidas de energía = energía de entrada – energía salida*

*ER = pérdidas de energía – energía de entrada \* 0,0329*

$$IP = \frac{\text{pérdidas de energía}}{\text{energía de entrada}} \times 100\%$$

En donde ER es energía que se debe recuperar e IP es el índice de pérdidas.

Este valor del índice de pérdidas es un indicador importante de la gestión que se hace en recuperación de energía y las metas van encaminadas a realizar acciones para mantenerlo en un valor que se fija como meta desde el año inmediatamente anterior. A corte de octubre de 2023 el IP de la ESSA está en un valor de 12,77% y la meta para final de 2023 es de 11,74%, lo que representa un reto para la compañía. En la Tabla 5 se puede observar la evolución que ha tenido el índice de pérdidas de la ESSA desde 2015 a 2023:

**Tabla 5** Evolución índice de pérdidas de ESSA 2015-2023

AÑO	META IP [%]	IP [%]
2015	11,48	12,73
2016	12,06	12,19
2017	11,33	12,06
2018	11,28	11,65
2019	11,63	11,84

2020	11,81	12,42
2021	12,40	12,70
2022	12,13	12,12
2023	11,74	12,77

Fuente: Base de datos ESSA.

Los valores de la Tabla 5 muestran el índice general del IP del operador de red a nivel general, es decir, en toda su área de influencia. Internamente, se lleva un registro del IP por cuadrante con el fin de analizar las diferentes casuísticas y definir estrategias para la recuperación de energía. El índice de pérdidas por cuadrante se muestra en la Tabla 6.

**Tabla 6** Índice de pérdidas de ESSA por cuadrante diciembre 2023

<b>CUADRANTE</b>	<b>IP [%]</b>
Área metropolitana	5,51
Oriente	18,71
Sur 1	6,6
Sur2	10,59
Barrancabermeja	14,88
Magdalena Medio	16,54
San Alberto	21,5

Fuente: Base de datos ESSA.

Cada cuadrante tiene particularidades que afectan directamente el índice de pérdidas como: el clima, el desarrollo propio de la región, la cultura, la seguridad y la geografía. Las más relevantes se describe a continuación:

- Área Metropolitana: Es la zona en la que se concentra el comercio, las industrias, universidades, urbanizaciones. En esta región el índice de pérdidas está cercano al valor esperado de 5,29% correspondiente a las pérdidas técnicas. Sin embargo, se debe tener un control riguroso, especialmente en usuarios comerciales e industriales, por sus altos consumos de energía eléctrica, y en usuarios identificados como reincidentes en la ejecución de este delito. Una de las principales causas de la pérdida de energía en esta zona es debida a los asentamientos humanos, los cuales son ilegales y por tal razón la normalización de usuarios se complica.
- Oriente, Sur 1 y Sur 2: Se caracteriza por ser regiones con usuarios dispersos, rurales, con bajos consumos. La calidad de la macromedición es un problema constante, ya sea por la no toma de lectura o por daño en los macromedidores. Las pérdidas de energía se dan principalmente por usuarios que se conectan en servicios directos desde las redes abiertas de baja tensión para alimentar motobombas. También se evalúan las conexiones ilegales por media tensión con la instalación de transformadores para alimentar parcelas o fincas.
- Barrancabermeja y Magdalena Medio: Las altas temperaturas son un factor determinante en las pérdidas de energía eléctrica, pues es casi una

necesidad la instalación de equipos de aire acondicionado que incrementan el consumo. También influye la cultura de la región, pues los usuarios de estas zonas optan por alternativas ilegales para la conexión al servicio dados los elevados costos de las facturas de energía.

- San Alberto: Es una zona afectada también por altas temperaturas. Además, es una zona de difícil gestión por la presencia de grupos al margen de la ley que no permiten realizar trabajos de recuperación de energía.

## **1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

Un aspecto importante para tener en cuenta en la implementación de AMI es el tipo de población y el impacto que este tiene, tanto en los beneficios como en las dificultades que pueden surgir por las diferentes características de uno u otro tipo de población: rural y urbana.

Los usuarios ubicados en zonas rurales se caracterizan por estar apartados de zonas de concentración de clientes, distantes unos de otros, con vías de acceso en ocasiones difíciles, ya sea por las condiciones climáticas, por la extensa vegetación o por la topología del terreno. Estas condiciones hacen que la toma de lectura para facturar el servicio de energía sea más complicada, incluso que no se pueda tomar y derive en un cobro por promedio. Además de la toma de lectura, otra dificultad se presenta para la conexión o desconexión del servicio, para atender con prontitud alguna falla y para gestionar recuperación de pérdidas de energía no técnica.

Para la empresa, estas actividades en las zonas rurales representan un mayor costo con respecto a las mismas en zonas urbanas.

La cobertura en la señal de telecomunicaciones es otro factor que influye en la selección de la tecnología de la red de acceso puesto que en la zona de influencia de ESSA existen usuarios con ubicaciones apartadas en donde no los cobija la cobertura de red celular, por lo que las opciones viables serían la radiofrecuencia o la red cableada.

A diferencia de los usuarios en zonas rurales, los que se encuentran ubicados en zonas urbanas tienen mayores facilidades de acceso a todos los servicios. En las zonas urbanas la toma de lectura es más fácil, al igual que las conexiones y desconexiones del servicio, los mantenimientos y la atención de fallas. La demanda de energía es mayor, no solo porque hay usuarios comerciales, industriales y oficiales, sino también porque los usuarios residenciales hacen mayor uso de electrodomésticos y de aparatos electrónicos. Además de estos usuarios, encontramos cargas de semáforos, cámaras de seguridad de la policía nacional, fuentes de teleoperadores y la red de alumbrado público.

Para la implementación de AMI, en zonas urbanas la señal de telecomunicaciones tiene mayor cobertura, por lo tanto, allí la elección de la tecnología que se va a usar está menos condicionada por este aspecto que en la zona rural.

De los usuarios atendidos por ESSA, aproximadamente un 25% se encuentran ubicados en zona rural, lo que equivale a unos 230.000 usuarios. Los demás están

distribuidos entre zonas urbanas, semiurbanas o zonas que no están claramente definidas entre rural y urbano.

### 1.3. TIPO DE USUARIOS

Con el fin de establecer el valor de la tarifa a cobrar por el servicio de energía eléctrica, además de otras características como la carga instalada, el nivel de tensión para la conexión, el tipo de medidor a instalar y las condiciones que debe cumplir como usuario de la ESSA, cada uno de estos usuarios se clasifica en un tipo, de acuerdo con la actividad que realiza o las características propias de su instalación.

En la Tabla 7 se muestran los diferentes tipos en los que clasifican los usuarios de ESSA con el número aproximado de cuentas de cada tipo y el porcentaje que representa sobre el total.

**Tabla 7** Clasificación de usuarios de ESSA con corte a diciembre de 2023

<i><b>Tipo de usuario</b></i>	<i><b>Número de usuarios</b></i>	<i><b>Porcentaje</b></i>
Comercial	72648	8,27%
Industrial	12110	1,38%
Oficial	5911	0,67%
Alumbrado público	11339	1,29%
Acueducto	86	0,01%

Residencial estrato 1	237309	27%
Residencial estrato 2	284083	32,31%
Residencial estrato 3	149297	16,98%
Residencial estrato 4	84907	9,66%
Residencial estrato 5	11309	1,29%
Residencial estrato 6	9981	1,14%

Fuente: Base de datos ESSA.

La mayor concentración de usuarios es de tipo residencial, y de estos, aproximadamente un 59% de estratos 1 y 2. Estos, junto con el estrato 3, tienen la particularidad de que pueden tener medida prepago. En ESSA, como se mencionó anteriormente, hay 53.173 usuarios con este tipo de medida, la cual debe ser tenida en cuenta dentro de las especificaciones a considerar con AMI.

El número de usuarios industriales, a pesar de representar un bajo porcentaje del total, es una población importante teniendo en cuenta que la carga eléctrica instalada de cada uno es un valor alto en comparación con la de los otros usuarios, y que la mayoría están conectados por niveles de tensión 2, 3 y 4.

Una gran cantidad de usuarios, tanto residenciales como comerciales, tienen la particularidad de tener la medida concentrada en tableros de medidores de edificios, conjuntos residenciales o centros comerciales, los cuales están alrededor del 6% del total de usuarios, es decir, unos 56.300 usuarios tienen sus equipos de medida agrupados en gabinetes.

En este primer capítulo se recopiló la información del estado actual del sistema de distribución de energía eléctrica de ESSA y se hizo énfasis en el tipo de usuario y el sistema de medida. De aquí se puede concluir que, para la elección de la tecnología a implementar, se debe identificar:

- Tipo de usuario: comercial, industrial, oficial o residencial
- Disposición del equipo de medida: concentrado en subestación, concentrado por pisos, por estructura o tipo vecindario.
- Ubicación: rural o urbana

Adicionalmente de deben considerar los factores de gestión social en la zona a impactar, pero esta monografía solo se referirá a aspectos técnicos.

## **2. TECNOLOGÍAS DE LA INFRAESTRUCTURA DE LA MEDICIÓN INTELIGENTE AVANZADA AMI**

En este capítulo se muestran las tecnologías de la infraestructura de la medición inteligente avanzada AMI de acuerdo con la arquitectura planteada en el numeral 5.1 de la norma NTC 6079:2021 [69] referentes a los siguientes módulos:

- Unidad de medida (UM)
- Unidad concentradora (UC)
- Sistema de Gestión y Operación (SGO)
- Comunicaciones.

### **2.1 MEDIDORES INTELIGENTES**

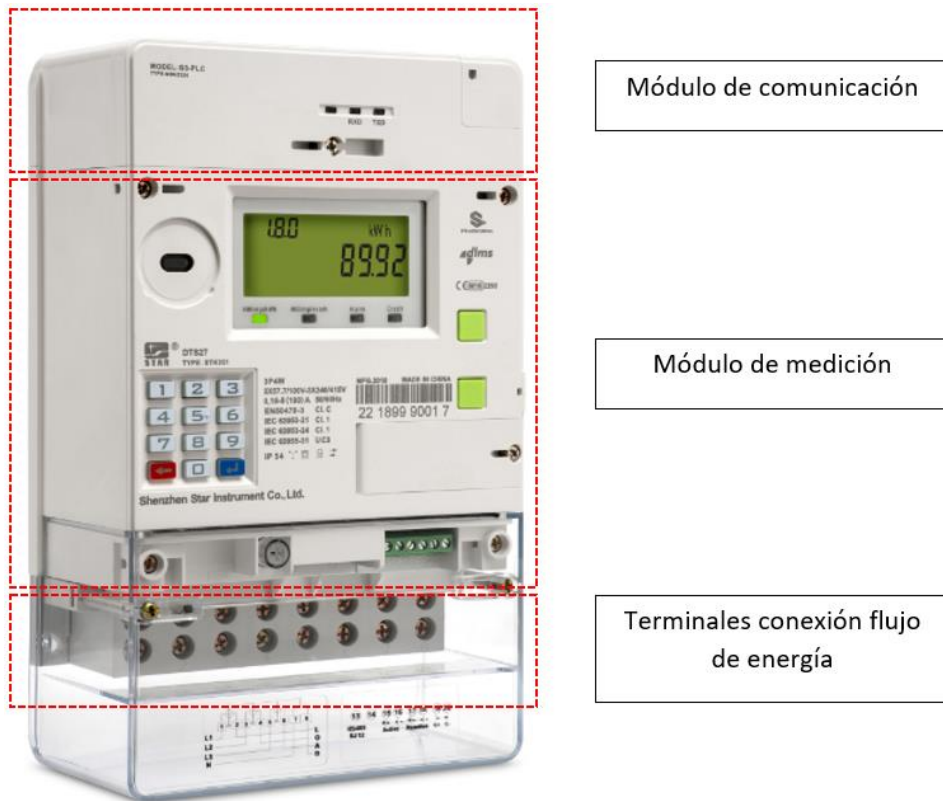
Los medidores inteligentes de energía eléctrica constituyen el primer elemento del stack tecnológico de AMI, dado que son los dispositivos físicos que permiten medir el consumo de dicha energía en industrias, comercios y hogares, y que al contar con mayor avance tecnológico con respecto a los medidores tradicionales tienen varias funcionalidades que permiten realizar actividades como lo son la comunicación bidireccional, lo que se traduce en que pueden recibir configuraciones y/o actualizaciones de manera remota, transmitir datos de consumo al operador de red en intervalos de tiempo de 15 minutos o inclusive en tiempo real, detectar algún tipo de problemas en la red como cambios en el nivel de tensión o cortes del flujo de energía, gestionar la conexión o desconexión del servicio de forma remota lo que implica que no se requeriría que un técnico se traslade físicamente al lugar donde

se encuentra el equipo de medida para realizar dicha actividad, además que al usuario se le puede proporcionar información de su consumo a través de un medio de visualización como plataformas Web, aplicaciones para telefonía celular, entre otros [4] [5].

Desde el punto de vista de una arquitectura AMI, los medidores están compuestos por tres elementos físicos [69]:

- Módulo de comunicación
- Módulo de medición
- Terminales para conexión al flujo de energía

**Figura 3** Ejemplo componentes físicos de un medidor inteligente



Fuente: Adaptado de [6].

La Figura 3 muestra cada componente del medidor modelo STK351 fabricado por Start Instrument. Dependiendo del fabricante, el módulo de comunicación puede ser fijo (hardware único) o intercambiable (hardware modular). Este último brinda la facilidad de acondicionarlo al medidor de acuerdo con la red de acceso a utilizar, como se describe en el numeral 2,2, mientras que al ser único sí se requiere configuración se debe hacer mediante drivers de software.

El módulo de medición puede variar según las funcionalidades que ofrezca el dispositivo, mientras que los terminales de conexión del flujo de energía funcionan de igual manera que un medidor convencional.

Adicionalmente, algunos medidores cuentan con una unidad de interfaz de cliente (CIU, por sus siglas en inglés) insertada en el mismo módulo de medida como se observa en la Figura 3, o una CIU externa la cual se comunica alámbrica o inalámbricamente con el dispositivo de medida (también llamado “display”) [7], con lo que pasa a denominarse “medidor bicuerpo”. Por lo general este tipo de medidor es usado donde se requiera implementar el modo prepago del servicio de energía eléctrica.

Los fabricantes con mayor presencia en el mercado colombiano de este tipo de medidores son los siguientes:

- Itron
- Landis+Gyr
- Hexing Electrical Co, Ltd.
- Inhemeter Co, Ltd

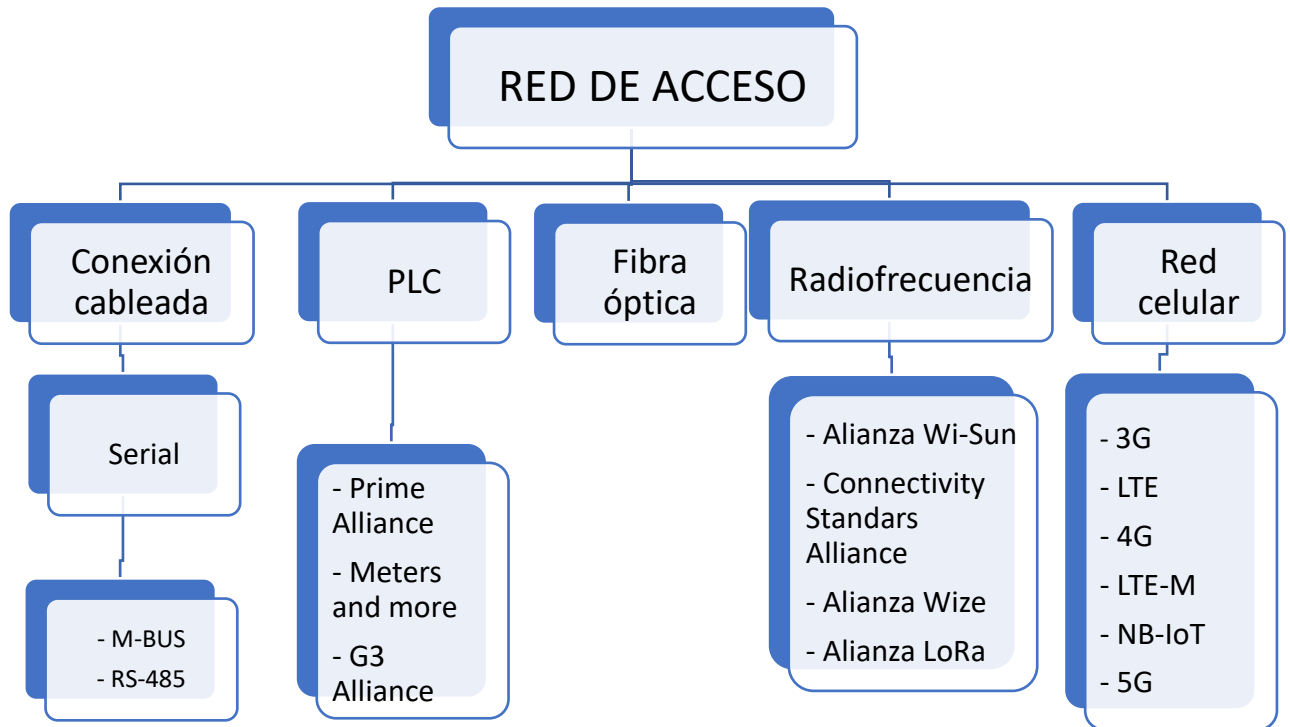
- Honeywell
- Star Instrument
- ZIV Automation
- Circutor
- Enel
- Siemens

## **2.2 RED DE ACCESO**

La red de acceso es el elemento de telecomunicaciones con el que inicialmente interactúa el medidor, facilitando la recopilación de información de consumo de energía entre el dispositivo de medida y los demás componentes del stack tecnológico, sumándole la comunicación bidireccional de datos según las funcionalidades de AMI a implementar.

Las principales tecnologías que se utilizan para permitir la conectividad del medidor con el resto de los elementos de AMI se describen en la Figura 4.

**Figura 4.** Mapa conceptual tecnologías red de acceso



Fuente: Autores

### 2.2.1. Conexión cableada

Este tipo de conexión consiste en transmitir los datos a través de red cableada conectada físicamente entre el medidor inteligente y el sistema de cabecera de AMI.

Se encuentra dividida en las siguientes categorías:

#### 2.2.1.1 Serial:

- **M-BUS:** es el estándar europeo EN 13757-2 y EN 13757-3 para la lectura remota de medidores de energía, gas y agua. Está diseñada para la comunicación a través de 2 cables o un bus de 2 hilos [8]. Un único bus

conecta los medidores a un sistema central. El sistema de bus permite a los usuarios conectar dispositivos de fabricantes diferentes, por lo que no están obligados a utilizar un fabricante de medidores en específico. [9]

**RS485:** Es la norma EIA/TIA-485. La conexión serie es realizada utilizando un cable de dos o tres hilos: un hilo de datos, un hilo con datos invertidos y, a menudo, un hilo cero (tierra, 0 V). De este modo, los transmisores y los receptores intercambian los datos a través de un cable de par trenzado de hilos rígidos de 22 o 24 AWG. La transmisión de datos funciona bajo el sistema maestro – esclavo. En el protocolo de comunicación RS485, los comandos son enviados por el nodo establecido como maestro. Todos los demás nodos conectados al maestro reciben los datos a través de los puertos RS485. Dependiendo de la información enviada, ninguno o varios nodos de la línea responden al maestro. Sus principales ventajas son [10]:

- Intercambio de datos bidireccional a través de un par de hilos trenzados.
- Admite varios transceptores conectados a la misma línea, es decir, permite crear una red.
- Gran longitud de la línea de comunicación.
- Alta velocidad de transmisión.

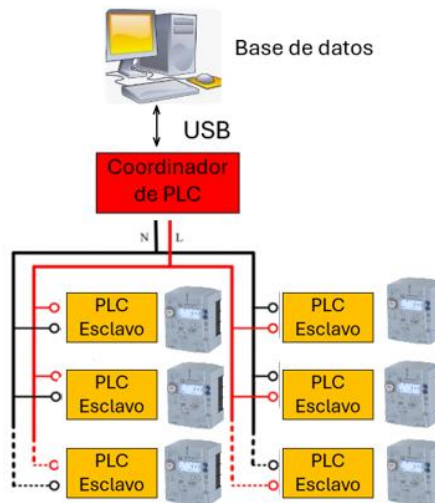
En AMI es utilizada principalmente para conectar el medidor inteligente con módems de transmisión de datos externos.

### 2.2.2 Comunicaciones mediante la línea eléctrica PLC:

Es un protocolo de comunicación que hace uso de las redes eléctricas existentes para el intercambio de información entre el medidor y un concentrador de datos, o entre el medidor y un CIU que se encuentre conectado a la misma red eléctrica [7], en la que los datos de medida se modulan con una señal portadora de alta frecuencia y de baja potencia, mezclándose con la señal de corriente alterna. Su principal ventaja es la de crear una red de comunicación sin instalación de líneas adicionales. [11]

La arquitectura de la red PLC consiste en 2 nodos de comunicación, el llamado “coordinador” que establece la red y controla a los dispositivos conectados a esta, y el nodo “esclavo, el cual solicita conectarse a la red PLC y puede actuar como repetidor de la señal o como dispositivo final. La Figura 5 muestra la estructura de la red PLC.

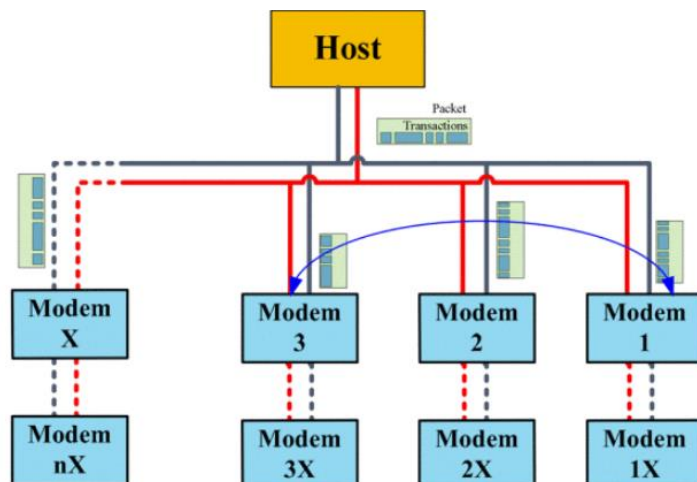
**Figura 5** Estructura de red PLC



Fuente: Adaptado de [11]

Una ventaja de esta arquitectura es que en el momento en que uno o varios nodos esclavos fallan en su comunicación con el nodo coordinador debido a problemas de ruido electromagnético o de conexión, los nodos que se encuentran funcionales pueden funcionar como “repetidores” de la señal para ayudar a transmitir la información de otros nodos. Un ejemplo se muestra en la figura 6 en donde al fallar la conexión entre el modem 3 (esclavo) y el host (coordinador) los datos se enrutan a través del modem 1 actuando como repetidor para así lograr comunicarse con el host.

**Figura 6** Retransmisión de datos en red PLC



Fuente: Adaptado de [11]

El concentrador de datos es el que hace las veces de nodo coordinador dentro de una red PLC ya que es el dispositivo encargado de la gestión de las mediciones recopiladas por los medidores, la actuación sobre éstos u otro actuador en el sistema como los colectores de datos en un conjunto de medida centralizada,

reporte de incidencias o alertas, entre otras funciones, y los comunica con el HES (*Head end System*). [7]

La Figura 7 muestra a modo de ejemplo los concentradores modelo TJ10 del fabricante Star Instrument y modelo IHM-3000 de Inhemeter.

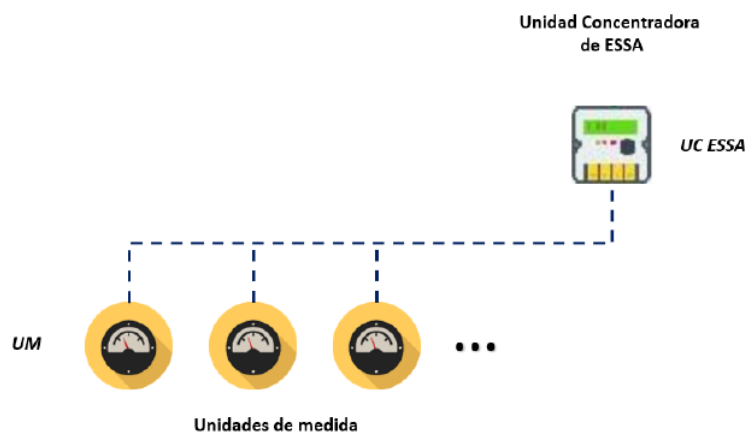
**Figura 7** Ejemplo concentrador de datos



Fuente: Adaptado de [12] y [13]

El esquema de operación del concentrador y los medidores usado en ESSA se muestra en la Figura 8, en donde se denomina al medidor como unidad de medida (UM) y al concentrador como unidad concentradora (UC).

**Figura 8** Esquema operación medidor - concentrador



Fuente: Adaptado de [7]

Se han establecido diferentes alianzas a nivel mundial entre empresas de TI y de servicios públicos, así como fabricantes de medidores y otros dispositivos para estandarizar el uso de la tecnología PLC permitiendo la interoperatividad de equipos y/o de sistemas de medida de diferentes fabricantes. Las principales alianzas son las siguientes:

**2.2.2.1 PRIME ALLIANCE:** o alianza PRIME (PowerLine Intelligent Metering Evolution) se *“centra en el desarrollo de una nueva solución de telecomunicaciones abierta, pública y no patentada que respaldará no sólo las funcionalidades de medición inteligente sino también el progreso hacia la Smart Grid. Es un estándar PLC maduro, consolidado y mundial para aplicaciones de medición avanzada, control de red y monitoreo de activos”* [14].

En las Figuras 9 y 10 se muestran varias de las empresas que son miembros de esta alianza:

**Figura 9** Miembros principales de la alianza PRIME



Fuente: Adaptado de [15]

**Figura 10** Miembros regulares o asociados de la alianza PRIME



Fuente: Adaptado de [15]

**2.2.2.2 METERS AND MORE:** Se trata de una evolución del sistema Enel Telegestore que trabaja en Italia en millones de medidores inteligentes desde hace

más de diez años. Meters and More es la solución elegida por la firma española Endesa para su proyecto de medidor inteligente con un total de 13 millones de dispositivos instalados en 2018. En Colombia se usa actualmente en ENEL-Codensa.

El Gateway (elemento para interconectar dos sistemas) se basa en una extensión del protocolo existente de comunicación entre el medidor inteligente y los dispositivos del hogar, que permite el intercambio de información sobre el consumo energético además de posibilitar la inclusión de nuevos servicios. El gateway puede conectarse con otros dispositivos inteligentes de la casa utilizando otras tecnologías de comunicación estándar y extendidas como Wi-Fi, ZigBee, Bluetooth, etc. El gateway de energía inteligente es un elemento clave del programa “Más allá del medidor” de METERS AND MORE, destinado a acelerar los beneficios de la energía inteligente y la IoT para los consumidores de acuerdo con las recomendaciones de la Comisión Europea sobre el suministro de información sobre el consumo de energía [16].

En las Figuras 11 y 12 se muestran varias de las empresas que son miembros de esta alianza:

**Figura 11** Miembros principales de la alianza Meters and More



Fuente: Adaptado de [17]

**Figura 12** Miembros regulares o asociados de la alianza Meters and More



Fuente: Adaptado de [17]

**2.2.2.3 G3 ALLIANCE:** trabaja bajo las tecnologías G3-Hybrid y G3-PLC, que están diseñadas específicamente para satisfacer las crecientes demandas de comunicación de las redes inteligentes y las aplicaciones de IoT en diversas industrias. Al ofrecer soluciones confiables, eficientes y rentables, G3-Hybrid y G3-PLC proporcionan una base sólida para las infraestructuras de comunicación modernas [18].

G3-Hybrid combina los puntos fuertes de la comunicación por cable (PLC) e inalámbrica (RF), ofreciendo una comunicación perfecta a través de ambos medios para aplicaciones de red inteligente e IoT. G3-Hybrid es el primer estándar de la industria para comunicación por radio y línea eléctrica híbrida. Reduce fuertemente la complejidad y el costo de las instalaciones de red mientras maximiza la cobertura y la conectividad [18].

G3-PLC es una tecnología probada de comunicación Powerline que ofrece el costo total de propiedad más bajo y opera independientemente de los operadores de telecomunicaciones. Esta tecnología facilita la comunicación de alta velocidad, altamente confiable y de largo alcance a través de líneas eléctricas existentes, lo que la hace ideal para aplicaciones de redes inteligentes. Al aprovechar la infraestructura de línea eléctrica existente, G3-PLC elimina la necesidad de rutas de comunicación adicionales, lo que reduce los costos de instalación y mantenimiento. G3-PLC es un estándar internacional abierto publicado por la Unidad de Telecomunicaciones Internacionales (ITU por sus siglas en inglés) [18].

En las Figuras 13 y 14 se muestran varias de las empresas que son miembros de esta alianza:

**Figura 13** Miembros principales de la alianza G3



Fuente: Adaptado de [19]

Figura 14 Miembros regulares o asociados de la alianza G3



Fuente: Adaptado de [19]

### 2.2.3 Fibra para el hogar (FTTH):

Es una tecnología de conexión a internet de banda ancha que utiliza fibra óptica para ofrecer internet de banda ancha de alta velocidad directamente a edificios

individuales como hogares, complejos de apartamentos y empresas. A diferencia de las tradicionales redes de cable coaxial o par trenzado, los cables de fibra óptica fabricados con finas hebras de fibra de vidrio o plástico pueden transmitir datos a largas distancias utilizando señales de luz que son menos propensas a interferencias y pérdida de señal que sus homólogos de cobre. Las características garantizan una transmisión de datos mucho más rápida y eficiente en comparación con las redes de banda ancha tradicionales y hacen de FTTH una opción para interconectar dispositivos IoT de clientes residenciales y comerciales con la medida inteligente, sobre todo donde la medida esté concentrada [20].

En AMI la fibra óptica suele ser utilizada en las redes troncal y de retorno (backbone y backhaul network) para comunicar los concentradores con los sistemas de cabecera (HES) [21]

Actualmente, la fibra óptica es utilizada en sistemas eléctricos principalmente para intercomunicar dispositivos de protección, maniobra y operación de subestaciones eléctricas y centros de generación, como es el caso del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia [22].

#### **2.2.4 Red de radiofrecuencia en malla (RF mesh):**

Esta tecnología tiene la capacidad para formar dinámicamente enlaces de comunicación por encargo o “ad-doc” entre nodos de red vecinos, aumentando el alcance realizando múltiples saltos de un nodo al siguiente hasta llegar a su destino final; por esta razón esta tecnología puede superar condiciones de propagación

variables ya que en presencia de obstrucciones a la señal como elementos metálicos encuentran rutas alternativas a través de la malla. Esta malla funciona mediante un enrutamiento basado en coordenadas geográficas (latitud y longitud) de los nodos activos, ya que los medidores reciben las coordenadas del agregador el cual es el destino de la comunicación ascendente, mientras que para la comunicación descendente el agregador conoce las coordenadas de los medidores; cada nodo transmisor identifica las coordenadas de sus nodos vecinos, así que puede seleccionar un vecino que geográficamente esté más cerca del nodo de destino final, por lo que la ruta de comunicación tendrá el número mínimo de saltos asegurando una baja latencia. Así mismo, si se identifica un router como vecino en la comunicación ascendente, éste será elegido con preferencia a otro nodo debido a la capacidad que tiene este dispositivo para transmitir datos a mayor velocidad hacia el agregador. Un ejemplo de lo anterior se muestra en la Figura 15 para un área geográfica de 800 x 800 metros.

**Figura 15** Ejemplo enrutamiento basado en coordenadas geográficas

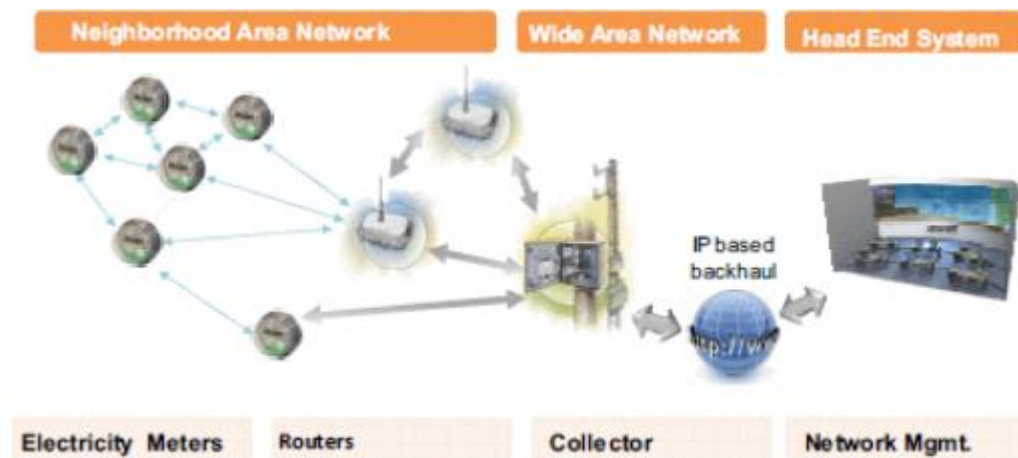


Fuente: Adaptado de [23]

RF mesh en sistemas de medición inteligente opera en bandas de radio industriales, científicas y médicas (ISM por sus siglas en inglés) en rangos de 902-928MHz lo que les permite tener un mayor alcance y penetración a través de paredes y objetos. En algunas soluciones trabaja con bandas de 2.4 Ghz.

La arquitectura de RF mesh es similar a la mostrada para la tecnología PLC ya que es por capas, en donde los medidores están interconectados en su capa más baja. A su vez en una capa intermedia si se requiere se interconectan routers con la malla de medidores y se dirige la información al agregador (collector), o directamente los medidores se interconectan con este dispositivo, el cual se conecta en una capa superior al sistema de cabecera (HES por sus siglas en inglés) a través de una red de área amplia (WAN por sus siglas en inglés). La Figura 16 muestra la arquitectura descrita.

**Figura 16** Arquitectura de RF mesh



Fuente: Adaptado de [23]

Al igual que con la tecnología PLC, se han establecido diferentes alianzas a nivel mundial entre empresas de TI y de servicios públicos, así como fabricantes de medidores y otros dispositivos para estandarizar el uso de la tecnología RF mesh permitiendo la interoperabilidad de equipos y/o de sistemas de medida de diferentes fabricantes. Las principales alianzas son las siguientes:

**2.2.4.1. Alianza Wi-SUN:** Se denomina como “*un consorcio de corporaciones globales y líderes mundiales en los mercados de servicios públicos inteligentes, ciudades inteligentes e Internet de las cosas.*” [24]

Esta alianza se enfoca en especificar la RF mesh buscando que sea interoperable, multiservicio y segura para aplicaciones en servicios públicos, gobiernos locales, proveedores de servicios y otras empresas que utilizan IoT [24].

Los miembros de esta alianza se relacionan en las Figuras 17, 18 y 19:

**Figura 17** Miembros promotores de Wi-SUN



Fuente: Adaptado de [25]

Figura 18 Miembros contribuyentes de Wi-SUN



Fuente: Adaptado de [25]

Figura 19 Miembros adoptantes de Wi-SUN





Fuente: Adaptado de [25]

**2.2.4.2. Connectivity Standars Alliance (CSA):** Esta alianza promueve y gestiona el desarrollo de estándares de tecnología IoT, así como certifica productos validando la interoperabilidad para que los dispositivos se conecten e interactúen de manera segura [26]. En el espectro de RF mesh ofrecen las siguientes soluciones:

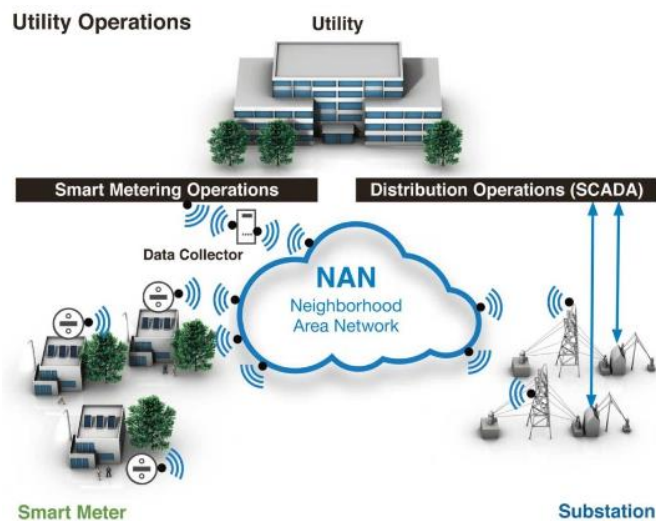
**ZIGBEE:** Trabaja bajo el estándar IEEE 802.15.4 por lo cual tiene un consumo de energía mínimo y baja transferencia de datos, permitiendo interoperabilidad entre los equipos que operan con otras tecnologías inalámbricas bajo la certificación

Zigbee, así como el desarrollo de Smart home. Puede operar en bandas de 2,4 GHz o en Sub-GHz [27].

**SMART ENERGY:** Al igual que Zigbee trabaja bajo el estándar IEEE 802.15.4 y opera en bandas de 2,4 GHz o en Sub-GHz, está enfocada *“para productos interoperables que monitorean, controlan, informan y automatizan la entrega y el uso de energía”* [28]

**JUPITERMESH:** Enfocada a operaciones de medida inteligente y de distribución de energía (SCADA), se define como *“Red de malla inalámbrica de IoT industrial, robusta y de bajo consumo de energía con velocidades de datos flexibles que permite comunicaciones de área de campo y vecindario para empresas de servicios públicos y municipios que implementan soluciones de redes y ciudades inteligentes”* [29]. Trabaja bajo el estándar IEEE 802.15.4. La Figura 20 muestra su esquema de operación.

**Figura 20** Esquema de operación de jupiterMesh



Fuente: Adaptado de [29]

Los miembros de esta alianza se muestran en la Figura 21.

**Figura 21** Miembros de Connectivity Standards Alliance



Fuente: Adaptado de [26]

**2.2.4.3. Alianza Wize:** Al igual que las alianzas anteriores, está enfocada en promover un estándar internacional para las IoT implementando la tecnología Wize para una comunicación por radio bidireccional, de largo alcance y de baja potencia que opera en la banda de 169 MHz, basado en el estándar europeo 13757-x para el despliegue de medidores inteligentes. Está diseñado para trabajar en zonas de difícil acceso ya que permite la comunicación a una distancia de hasta 50 kilómetros

en campo abierto y tiene resistencia al fenómeno de atenuación, por lo cual es útil en sectores industriales o terciarios [30].

Sus principales miembros se muestran en la Figura 22.

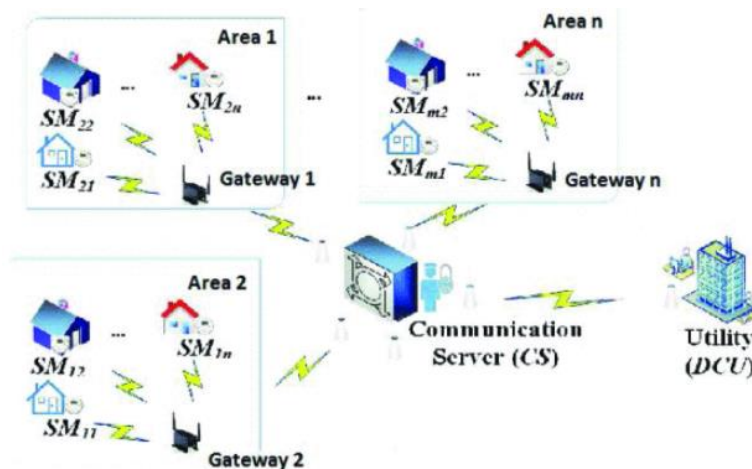
**Figura 22** Miembros de la alianza Wize



Fuente: Adaptado de [31]

**2.2.4.4. Alianza LoRa:** Promueve e impulsa el estándar LoraWAN el cual es un protocolo de red de área amplia y baja potencia diseñado para conectar de manera inalámbrica a redes de internet cualquier dispositivo que funcione con baterías y que permita comunicarse, enfocándose en la comunicación bidireccional basada en modulación multicanal, por lo que puede transmitir datos a través de diferentes canales simultáneamente. Su arquitectura se basa en que los Gateway transmiten mensajes entre los dispositivos finales y un servidor de red central. Los Gateway están conectadas al servidor central a través de conexiones IP mientras que se conectan con los dispositivos finales a través de radiofrecuencia, por lo que convierte los datos de paquetes de RF a paquetes IP y viceversa [32]. La Figura 23 ilustra la arquitectura descrita.

**Figura 23** Arquitectura de red LoraWAN



Fuente: Adaptado de [33]

Los principales miembros de esta alianza asociados a temas de medición y/o utilidades inteligentes se muestran en la Figura 24.

Figura 24 Miembros de la alianza LoRa



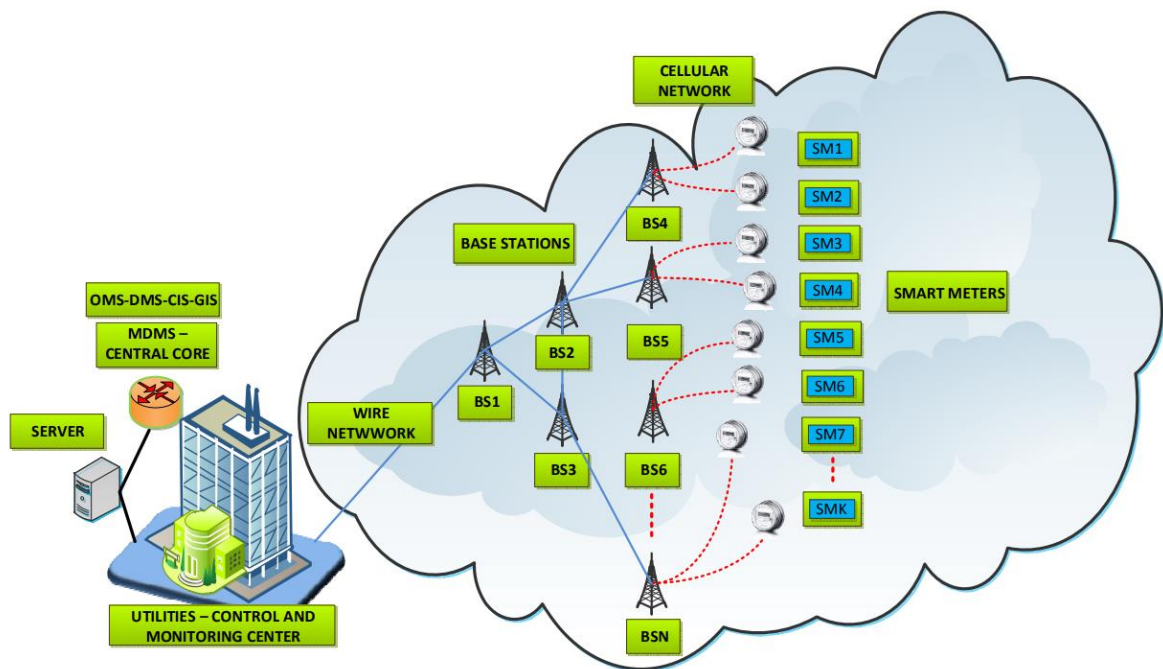
Fuente: Adaptado de [34]

## 2.2.5 Red Celular

La red celular respalda las comunicaciones de datos entre los concentradores o agregadores y el HES e inclusive con el MDMS, dada su tarea como red troncal y de retorno (backbone y backhaul network), pero a su vez puede ser usada para comunicar directamente el medidor inteligente o medida centralizada con el sistema de cabecera aprovechando la red existente, ya que puede ahorrar tiempo y costos a la empresa de servicios públicos; sin embargo, un inconveniente es compartir la red con otros usuarios, lo que puede provocar congestión en la red, además de depender del dueño de la red para el manejo de ésta si el prestador del servicio de energía no es de su propiedad [35].

La arquitectura de esta red se muestra en la Figura 25.

**Figura 25** Arquitectura red celular



Fuente: Adaptado de [36]

En gran parte del departamento de Santander existe cobertura de red celular brindada por los operadores Comunicación Celular S.A. Comcel S.A. (Claro), Colombia Telecomunicaciones S.A. E.S.P. (Movistar), Colombia Móvil S.A. (Tigo) y Partners Telecom Colombia S.A.S. (Wom) [37].

Las principales tecnologías existentes de conectividad bajo la red celular son las siguientes:

**3G:** La red celular de tercera generación es una solución para las comunicaciones de red inteligente, ya que brinda cobertura ubicua, alta confiabilidad, así como alta velocidad de transmisión de datos. Su ancho de banda depende de la distancia a antena y el número de usuarios conectados [38].

**LTE:** Significa evolución a largo plazo por sus siglas en inglés (Long Term Evolution), es una tecnología establecida como intermedia para alcanzar la cuarta generación de telecomunicaciones en donde se llega a una velocidad de transmisión de datos de 300 Mbps [39]. Una mejora a esta tecnología es la LTE-A (A de avanzada), se define como como *“una red celular basada en paquetes especificada por el Proyecto de Asociación de Tercera Generación (3GPP) hacia la telefonía móvil de cuarta generación (4G). Su objetivo es mejorar la capacidad de las redes celulares proporcionando una mayor velocidad binaria de forma rentable”* [40]. La principal ventaja de esta tecnología es su gran área de cobertura y alta disponibilidad, ya que permite un uso flexible del espectro electromagnético.

**4G:** La cuarta generación de red de comunicación celular, en donde amplía su ancho de banda y velocidades de transmisión de entre 10 Mbps y 1Gbps [39].

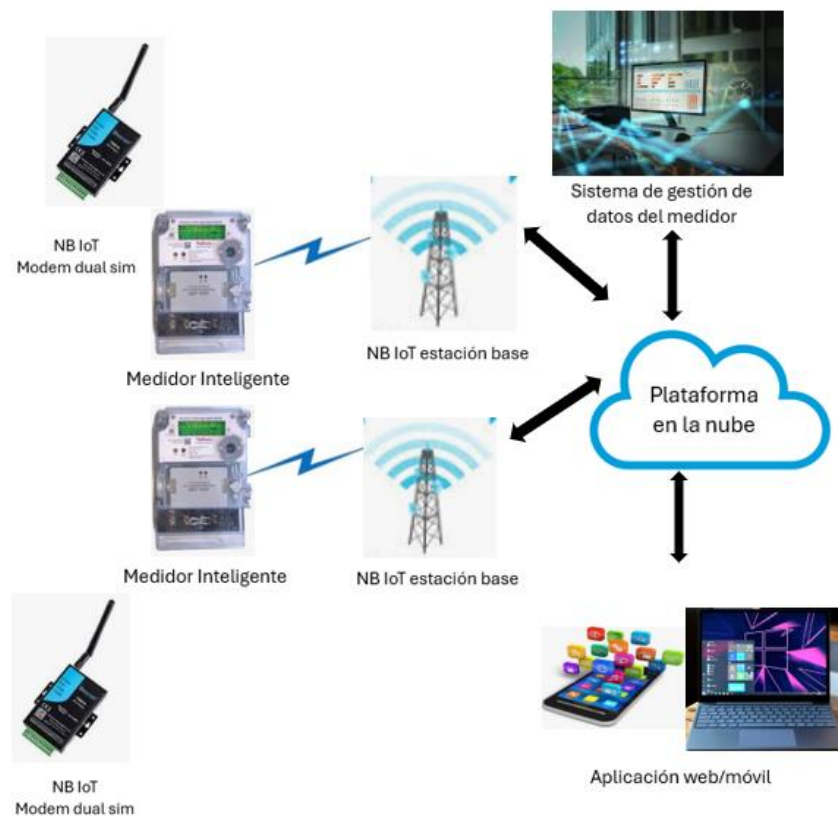
Actualmente, en Colombia es la tecnología más usada en comunicación celular, primordialmente en zonas urbanas [41].

**LTE-M:** diseñado para conexión de las IoT y la comunicación de máquina a máquina, es la forma corta de LTE Cat-M1 (categoría M1) la cual es una tecnología de área amplia de baja potencia (LPWA por sus siglas en inglés) que permite conectar una amplia variedad de equipos sin tanta complejidad en los que se incluyen medidores, ya que es compatible con las tecnologías 2G, 3G y 4G [42] mejorando la cobertura de la red.

**NB-IoT:** Esta tecnología está enfocada en conectar dispositivos IoT por banda estrecha (*NarrowBand*) a partir de funcionalidades LTE existentes [43].

Para AMI se puede utilizar tanto como para conocer el consumo de electrodomésticos y otros dispositivos electrónicos y conectarlos al medidor inteligente, y este a su vez se puede conectar con los demás elementos de la infraestructura de medición avanzada. Un ejemplo de la arquitectura basada en NB-IoT se muestra en la Figura 26.

**Figura 26** Arquitectura de red NB-IoT para AMI

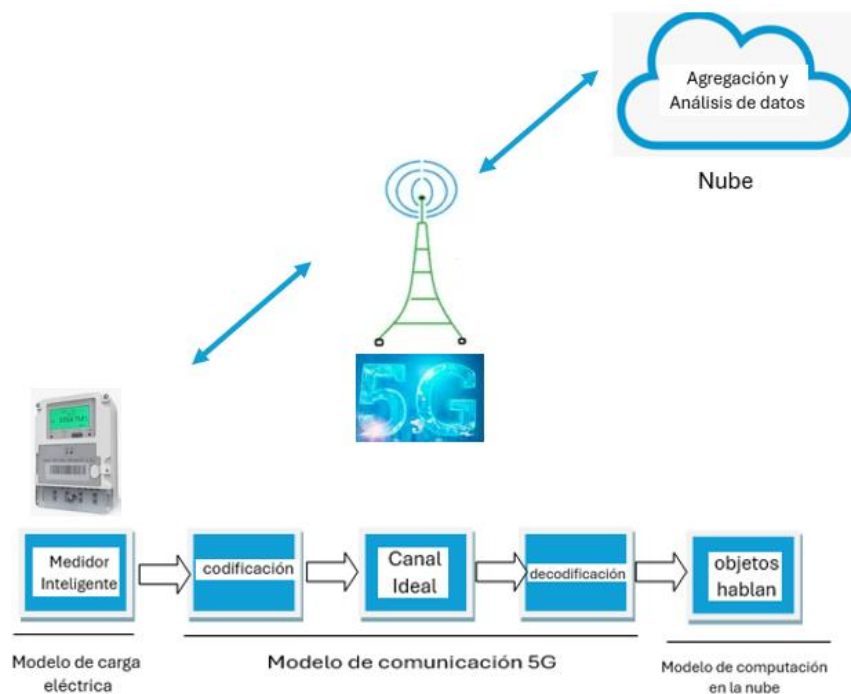


Fuente: Adaptado de [44]

**5G:** Es la quinta generación de red de comunicación celular, se espera que la velocidad de transmisión de datos sea 10 veces mayor a la que se tiene en redes 4G [45]. La tecnología 5G permitirá potencializar el uso de la nube para los datos de medida con el fin de almacenarlos y analizarlos a tiempo [46].

Un modelo para la conexión de AMI a través de una red 5G se muestra en la Figura 27.

**Figura 27** Modelo de comunicación basado en 5G para AMI



Fuente: Adaptado de [46]

En el mes de febrero de 2024 inició formalmente en Colombia el despliegue de esta tecnología según lo ha informado el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones [47].

En la Tabla 8 se puede ver las diferentes tecnologías presentadas para la red de acceso junto con los proveedores y las alianzas disponibles para cada una de estas.

**Tabla 8** Tecnologías de red de acceso

MARCA \ RED DE ACCESO	PLC	RF-MESH	CABLEADA	CELULAR
<b>ADD</b>	-Prime alliance -G3 alliance	Lora	RS485	2G/3G/4G/LTE
<b>Circuitor</b>	Prime alliance	No aplica	RS485	2G/3G/4G/LTE
<b>Enel</b>	Meter and more	No aplica	RS485	2G/3G/4G/LTE
<b>Hexing Electrical Co, Ltd</b>	-Prime alliance -G3 alliance	Wisun	RS485	2G/3G/4G/LTE
<b>Honeywell</b>	G3 alliance	-Wisun -Lora	RS485	2G/3G/4G/LTE
<b>Inhemeter Co, Ltd</b>	G3 alliance	Wisun	RS485	2G/3G/4G/LTE
<b>Itron</b>	-Prime alliance -G3 alliance	-Wisun -Wize -Lora	RS485	2G/3G/4G/LTE
<b>Kaifa</b>	-Prime alliance -Meter and more -G3 alliance	-Wisun -Lora	RS485	2G/3G/4G/LTE
<b>Landis + Gyr</b>	-Prime alliance -G3 alliance	Wisun	RS485	2G/3G/4G/LTE
<b>Nansen</b>	-Prime alliance -Meter and more -G3 alliance	Wisun	RS485	2G/3G/4G/LTE
<b>Schneider Electric</b>	Prime alliance	-Wisun -Csa	RS485	2G/3G/4G/LTE
<b>Siemens</b>	-Prime alliance -G3 alliance	-Wisun -Csa	RS485	2G/3G/4G/LTE
<b>Star Instrument</b>	G3 alliance	Wisun	RS485	2G/3G/4G/LTE
<b>ZIV Automation</b>	-Prime alliance -Meter and more	No aplica	RS485	2G/3G/4G/LTE

Fuente: Autores

### 2.3 HEAD END SYSTEM (HES)

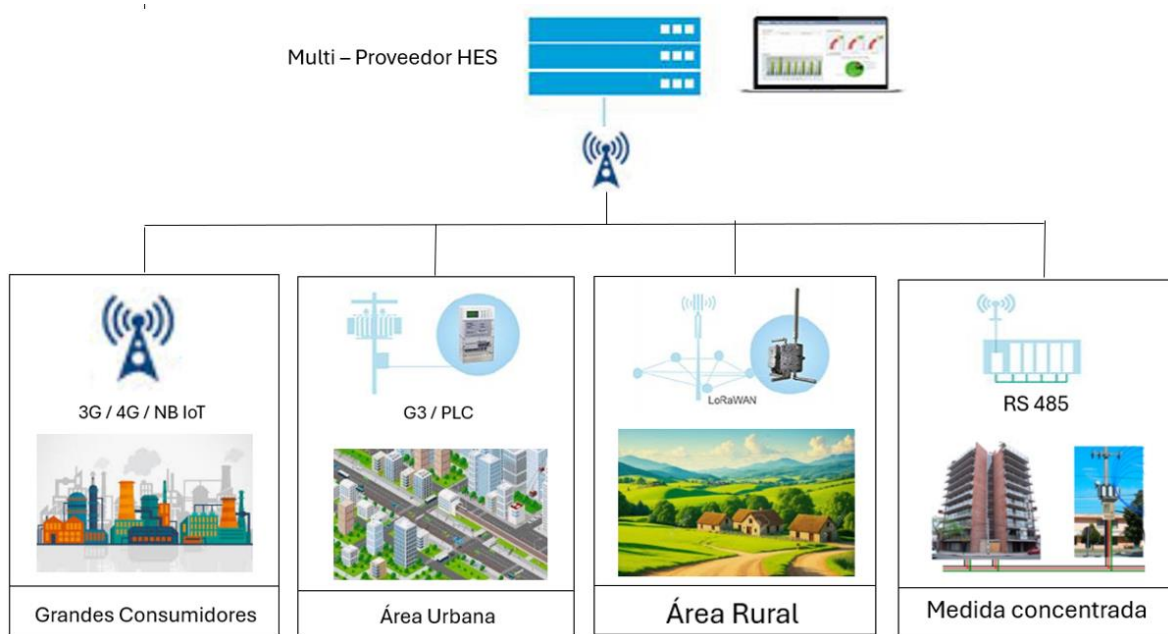
El *Head End System* o sistema de gestión y operación es el componente de la infraestructura AMI que puede ser físico (*on premise*) o en la nube (*Software as a*

*Service SaaS*) encargado de la recopilación de datos y eventos de medición de los concentradores y/o agregadores y/o medidores inteligentes conectados “aguas abajo” del HES, para el posterior envío de la data al sistema de gestión de datos de medidores (MDMS por sus siglas en inglés) y/o a los sistemas de TI de la empresa de servicios públicos, así como el envío de comandos desde el MDMS hacia los medidores como lo es corte y suspensión del servicio, respuesta de la demanda, facturación horaria, entre otros.

Para que el intercambio de datos sea funcional, tanto el HES como la red de dispositivos conectados a éste aguas abajo deben contar con un único perfil de interoperabilidad, con lo que se garantiza que todos los dispositivos se comunican “bajo el mismo idioma”, es decir, que el modelo de datos esté estructurado y sea igual para todos los elementos. Los estándares internacionales DLMS/COSEM (IEC 62056, EN 13757-1, ANSI C12-62056 Suite) son los recomendados para ser implementados, debido a que a corte de 2022 el 63% de los medidores inteligentes a nivel mundial (sin incluir a China) los utilizan (incluyendo a China el 26%), y en el mercado de América Latina se estima que a dicho año aproximadamente la mitad de los medidores inteligentes instalados lo usan [48]. La comunicación aguas arriba con el MDMS también debe contar con un perfil de interoperabilidad, el más usado es el CIM (*Common Information Model*) [49].

Adicionalmente, el HES debe ser compatible con las diferentes tecnologías de red de acceso, como se muestra en la Figura 28, dado que cada una se usará dependiendo la zona o disposición de los usuarios a atender.

**Figura 28** Interacción HES y red de acceso



Fuente: Adaptado de [50]

El HES está dividido en dos tipos, denominados de la siguiente manera:

**Multiprotocolo:** También denominados genéricos o universales. Este tipo de HES utiliza estándares o conectores desarrollados para la gestión de medidores de múltiples marcas. Los principales proveedores en Colombia son los siguientes:

- Schneider Electric, con su HES EcoStruxure Grid Metering Operation [51].
- Honeywell, con su HES Connexo Multisense [52].
- Tilliant, con su HES PrimeStone [53].

- Indra, con su HES InGRID [54].
- Cuculus, con su HES Zonos [55].

**De fabricante específico:** Desarrollado por el fabricante de medidores inteligentes para gestionar y operar sus medidores, es decir, están orientados a atender una marca o tipo de medidor en específico. Los principales proveedores de este tipo de HES en Colombia son los siguientes:

- Itron, con su HES Advance Metering Manager [56].
- Landis+Gyr, con su HES Command Center [57].
- Hexing, con su HES Orca [58].
- Nansen, con su HES Sanplat [59].
- Inhemeter, con su HES SmartAMI [60].
- Star Instrumet, con su HES Star AMI [61].
- Inpel, con su HES Inpetel [62].

La arquitectura AMI puede tener uno o varios HES integrados, ya sea multiprotocolo o de fabricante específico o ambos, dependiendo de la marca y/o tipo de medidores a utilizar en la red.

## **2.4 METER DATA MANAGEMENT SYSTEM (MDMS)**

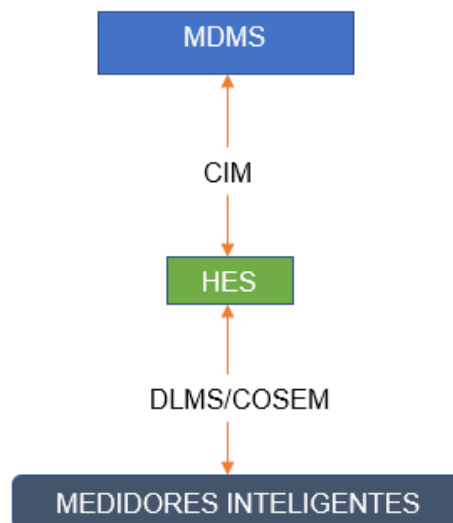
El sistema de gestión de datos de medidores (MDMS) tiene la función de recolectar la información de la medida y eventos proveniente del o los HES, y procesar la data para que puedan ser utilizada por los sistemas de TI de la empresa de servicios

públicos como facturación, sistema de información del cliente (CIS), crítica de datos, así como el envío de información a entes gubernamentales.

Adicionalmente, el MDMS tiene capacidades avanzadas que ayudan a determinar el rendimiento de la red, la identificación de pérdidas de energía, reportes y analítica de datos, y brindan insumos que aporten a la planificación de la distribución.

Para el intercambio de datos entre el MDMS y los diferentes HES conectados se debe establecer un único perfil de interoperabilidad. Como se indicó en el numeral 2.3 de este documento, Uno de los perfiles más usados es el CIM basado en los estándares IEC 61968 IEC 61970, IEC 62325 [49]. Por lo anterior, para la armonización de la información bidireccional entre los equipos de medida inteligentes y el MDMS, pasando por el HES, es recomendable trabajar con los perfiles DLMS/COSEM y CIM conforme se muestra en la Figura 29.

**Figura 29** Perfiles de interoperabilidad para la transmisión de datos de medida



Fuente: Autores

Existen dos tipos de MDMS que se describen a continuación:

**Empaquetado:** Son software elaborados y mantenidos por fabricantes evolucionados con la experiencia en la implementación en varios clientes y con funciones determinadas por la industria, los cuales se actualizan a medida que se requiera según los estándares y HES con los que se encuentra vinculado. Los principales proveedores de este tipo de MDMS en Colombia son los siguientes:

- Honeywell, con Connexo [63].
- Oracle, con Oracle MDMS [64].
- Siemens, con EnergyIP [65].
- Itron, con IEE-MDM [66].
- Landis+Gyr, con Gridstream MDMS [67].
- Cuculus, con Zonos [55].
- SAP, Integrando SAP S/4HANA con MDMS externos. SAP recomienda el uso de EnergyIP de Siemens para esta integración [68].

**Desarrollo a la medida:** softwares acotados a las necesidades de la empresa de servicios públicos enfocados en los casos de uso que se esperan desarrollar. Uno de los principales proveedores de este tipo de MDMS en Colombia es Indra, con InGRID MDM [54]. Sin embargo, es recomendable trabajar con MDMS empaquetados ya que han sido altamente probados a nivel mundial y cumple con las especificaciones de estándares de la industria, mientras que el desarrollo a la medida se estancará siempre que se presente una evolución del sistema, necesitando nuevos desarrollos para la operación.

### 3. CRITERIOS PARA VALORAR LAS TECNOLOGÍAS AMI Y SU POSIBLE APLICACIÓN EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE ESSA

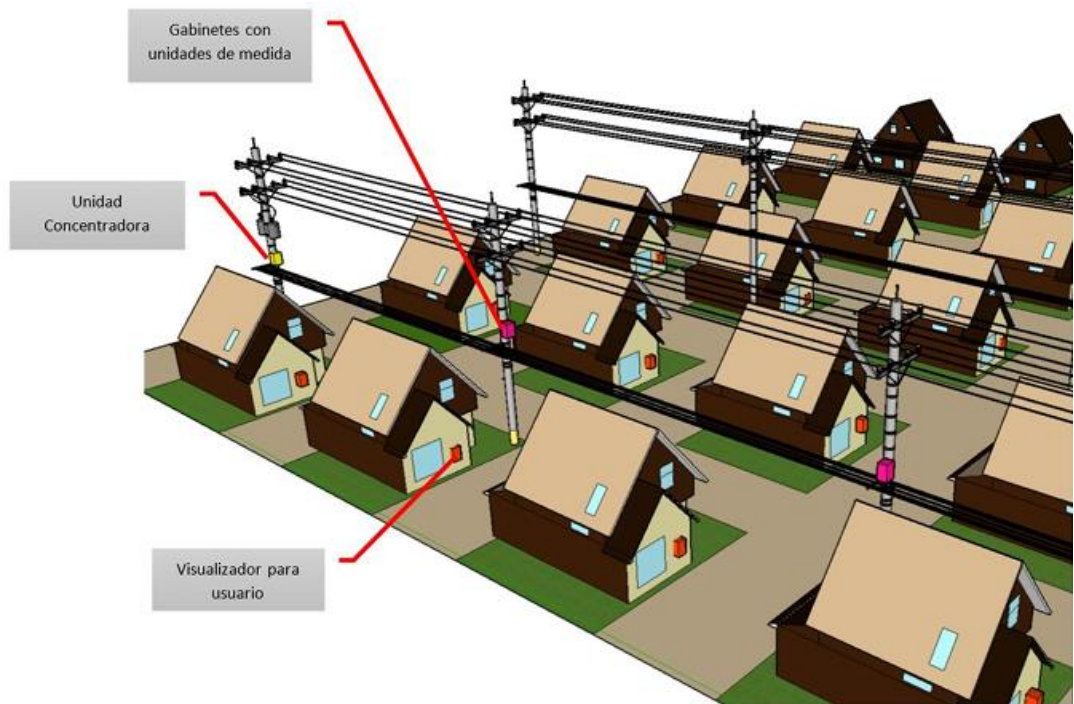
En el capítulo anterior se definieron los componentes de AMI y las diferentes tecnologías que se pueden aplicar en cada uno de estos. La elección que se haga de la tecnología depende de ciertas características como el tipo de usuario, la ubicación y las condiciones técnicas del entorno, las cuales se describieron en el capítulo 1. En este capítulo se definirán los criterios para valorar las tecnologías de AMI en la instalación de las redes eléctricas de ESSA.

**Criterio 1.** Determinar el tipo de usuario a atender conforme la clasificación mostrada en la Tabla 7 (no se tuvo en cuenta el tipo de usuario de alumbrado público ya que actualmente se factura bajo el aforo de las luminarias conectadas, y los usuarios de acueducto se agrupan dentro de los tipo de usuario oficiales).

**Criterio 2.** Se selecciona la disposición en la que se encuentran los equipos de medida según las siguientes consideraciones:

- Por estructura: si el medidor dedicado al usuario se encuentra en la fachada de la edificación o en el interior de esta.
- Tipo vecindario: consiste en el agrupamiento de las unidades de medida en armarios o gabinetes ubicados en los postes de distribución de energía eléctrica o cajas instaladas sobre la red, desde las cuales se extraen las acometidas individuales para cada uno de los usuarios [7]. Un ejemplo de esta disposición se muestra en la Figura 30.

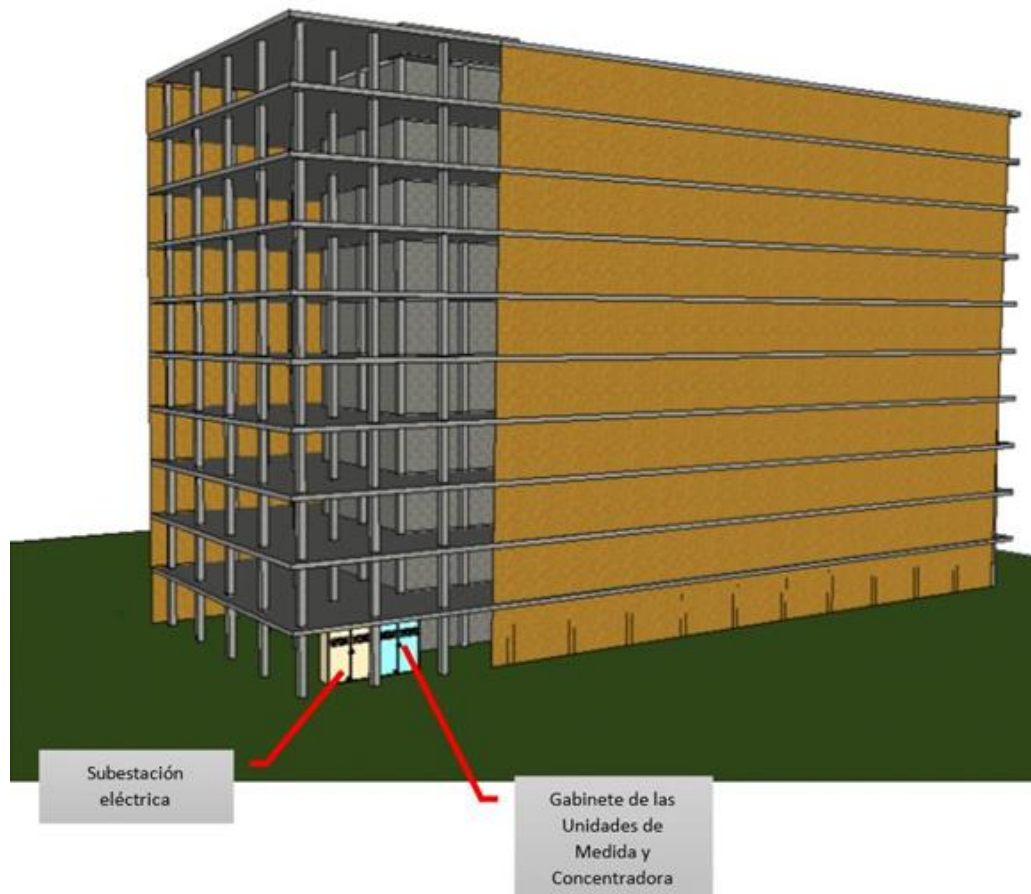
**Figura 30.** Disposición de equipos de medida tipo vecindario



Fuente: Adaptado de [7].

- **Concentrado en Subestación:** es aplicado en edificios con niveles o torres de apartamentos, donde las unidades de medida son ubicadas en las cercanías de la subestación de transformación, agrupados en un solo gabinete empotrado y/o fijo al suelo o en varios gabinetes contiguos en el mismo piso [7]. Un ejemplo de esta disposición se muestra en la Figura 31.

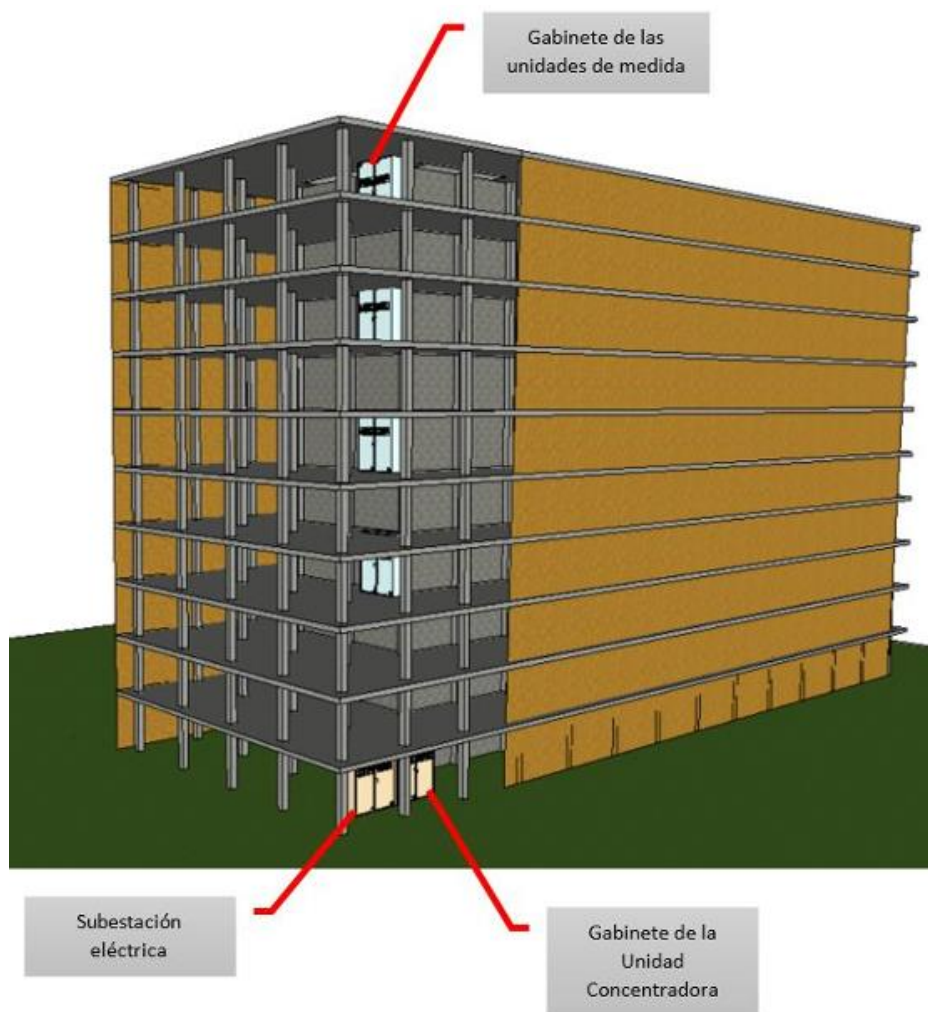
**Figura 31.** Disposición de medidores concentrados en Subestación



Fuente: Adaptado de [7].

- Concentrados por pisos o plantas en edificios: es aplicado en edificios con niveles o torres de apartamentos, donde las unidades de medida son agrupadas en gabinetes y distribuidos en cada uno de los pisos, empotrado o fijo al suelo [7]. Un ejemplo de esta disposición se muestra en la Figura 32.

**Figura 32.** Disposición de medidores concentrados por pisos o plantas en edificios



Fuente: Adaptado de [7].

**Criterio 3:** Se identifica la opción tecnológica de red de acceso con la que se cuenta según la ubicación (rural o urbano), de acuerdo con los criterios 1 y 2.

Si la primera opción es red celular, se debe validar si la ubicación del usuario (municipio, rural o urbano) dentro del área de influencia de ESSA cuenta con

cobertura de esta red de comunicación. Si es así posteriormente se debe seleccionar los medidores de acuerdo con esta tecnología para el criterio 4, de lo contrario se debe seleccionar otra opción para la red de acceso y por consiguiente la conexión con los medidores.

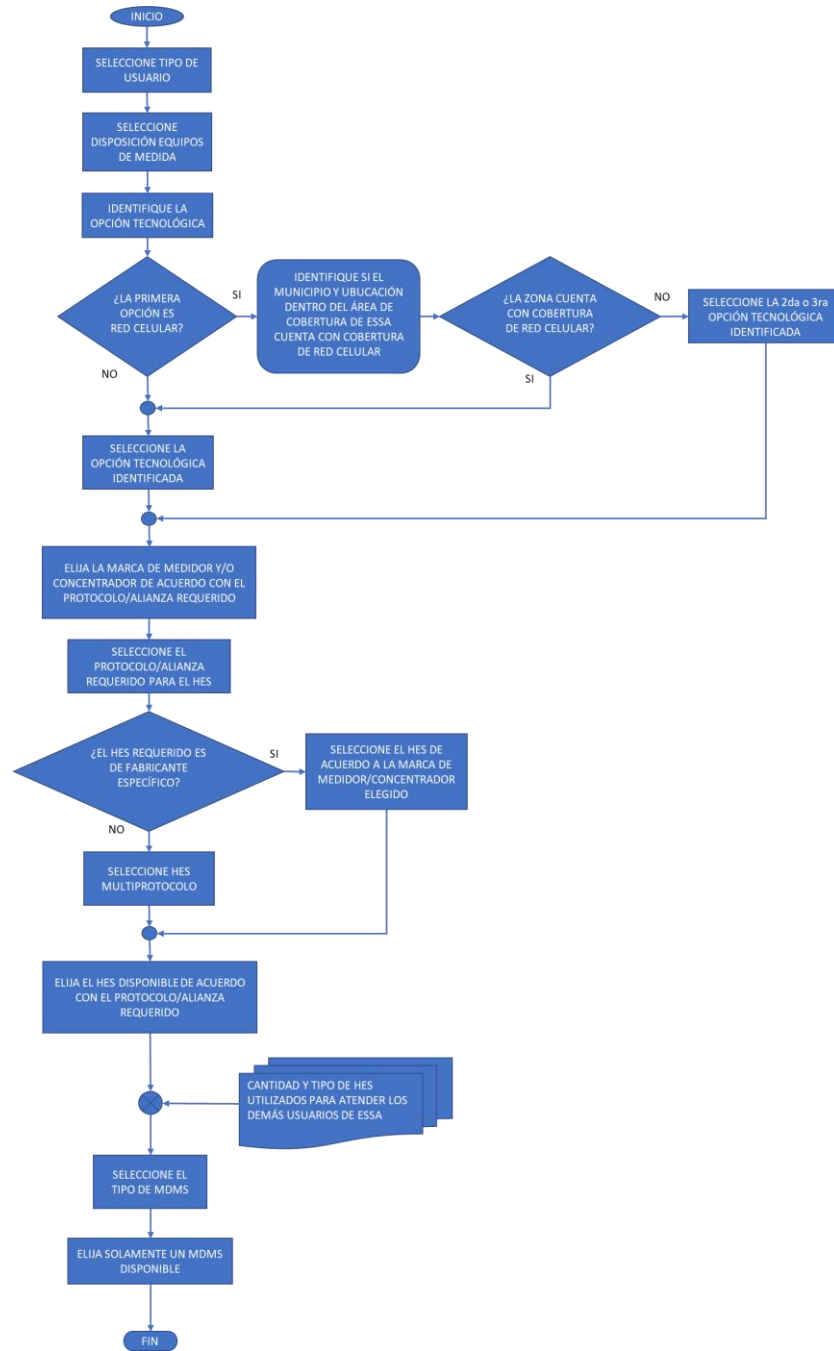
**Criterio 4:** Para determinar la marca y por consiguiente el tipo de medidores según los modelos del fabricante se selecciona la tecnología de red de acceso conforme el criterio 3. Esto mismo aplicaría para el concentrador de datos si se requiere. Se elige la marca del medidor según el protocolo de comunicaciones o alianza definido a utilizar.

**Criterio 5:** De acuerdo con lo elegido en el criterio 4, para determinar el HES se selecciona el protocolo o alianza de comunicaciones requerido, y se selecciona el tipo de HES según lo indicado en el numeral 2.3. Si el HES requerido es de fabricante específico es preciso elegir la opción conforme la marca del medidor elegido, de lo contrario se elige HES multiprotocolo que convenga a la comunicación con los medidores.

**Criterio 6:** Adicional al HES elegido en el criterio 5, se debe tener en cuenta los demás HES desplegados en la infraestructura AMI para atender los demás usuarios de ESSA, con el fin de seleccionar el tipo de MDMS de acuerdo con el numeral 2.4. Es preciso elegir solamente un MDMS ya que será el único software que administrará los datos de la medida para ESSA.

Un diagrama de flujo de los criterios mencionados se muestra en la Figura 33, el cual también se encuentra en el Anexo A.

**Figura 33.** Diagrama de flujo criterios de valoración tecnologías AMI



Fuente: Autores

Los resultados de los criterios se muestran en el Anexo A, y a medida de ejemplo en los numerales 3.1., 3.2, 3.3., y 3.4.

### 3.1. MEDIDORES INTELIGENTES

La revisión se realizó a partir de la tecnología de red de acceso con la que contaba cada fabricante de medidores. La elección parte de las siguientes definiciones:

- Los medidores seleccionados deben cumplir con lo indicado en los numerales 5.2.1.1 y 6.1. de la norma NTC 6079:2021 [69]
- Dada la relación que existe entre los medidores y los concentradores, estos últimos deben cumplir con lo indicado en los numerales 5.2.2.1. y 6.2. de la norma NTC 6079:2021 [69]
- El perfil de interoperabilidad de los medidores seleccionados debe ser DLMS/COSEM de acuerdo con lo descrito en el numeral 6.4.2 de la norma NTC 6079:2021.

La selección se muestra en el Anexo A. A modo de ejemplo se muestra en la Tabla 9 los resultados de la selección de medidores para usuarios residenciales con la medida dispuesta como tipo vecindario, con tecnología PLC para su red de acceso.

**Tabla 9** Ejemplo selección de medidores

TECNOLOGÍA	PLC
PROTOCOLO/ALIANZA	MARCA MEDIDOR
G3 alliance	ADD Hexing Electrical Co, Ltd Honeywell Inhemeter Co, Ltd Itron Kaifa

	Landis + Gyr Nansen Siemens Star Instrument
<b>Meter and more</b>	Enel Kaifa Nansen ZIV Automation
<b>Prime alliance</b>	ADD Circuitor Hexing Electrical Co, Ltd Itron Kaifa Landis + Gyr Nansen Schneider Electric Siemens ZIV Automation

Fuente: Autores

### 3.2. RED DE ACCESO

La elección de la red de acceso parte de las siguientes definiciones:

- La tecnología de red de acceso debe cumplir con lo indicado en el numeral 5.2.4 y 6.4 de la norma NTC 6079:2021 [69]

La selección se muestra en el Anexo A. A modo de ejemplo se muestra en la Tabla 10 los resultados de la selección de red de acceso para usuarios industriales con la medida dispuesta en su estructura, y validando cobertura de red celular en el sector de Campo 23 del municipio de Barrancabermeja.

**Tabla 10** Ejemplo selección de red de acceso

TIPO DE USUARIO	Industrial
DISPOSICIÓN EQUIPOS DE MEDIDA	Por estructura
<b>UBICACIÓN</b>	<b>OPCIÓN TECNOLÓGICA</b>
<b>RURAL</b>	1. CELULAR 2. RF MESH 3. PLC
<b>URBANO</b>	1. CELULAR 2. PLC 3. RF MESH

MUNICIPIO	ÁREA COBERTURA	BARRANCABERMEJA
UBICACIÓN RURAL/URBANO		RURAL
CENTRO POBLADO	COBERTURA	PROVEEDOR SERVICIO
CAMPO 16	2G 3G 4G	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A
CAMPO 23	2G 3G 4G	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A
CAMPO 6	2G 3G 4G	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A
CAMPO GALÁN	3G 4G	COLOMBIA TELECOMUNICACIONES S.A. E.S.P. COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A
CIENAGA DE OPON	2G	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A
CRETACEO	2G 3G 4G	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A
EL CENTRO	2G 3G 4G	COLOMBIA TELECOMUNICACIONES S.A. E.S.P. COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A
EL LLANITO	2G 3G 4G	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A
EL PALMAR	2G 3G 4G	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A
	3G 4G	COLOMBIA TELECOMUNICACIONES S.A. E.S.P.

<b>GALÁN BERLÁN</b>	<b>3G</b>	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A
<b>LA FOREST</b>	<b>2G 3G 4G</b>	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A COLOMBIA TELECOMUNICACIONES S.A. E.S.P.
<b>LA FORTUNA</b>	<b>2G</b>	COLOMBIA TELECOMUNICACIONES S.A. E.S.P.
<b>LOS LAURELES</b>	<b>2G 3G 4G</b>	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A COLOMBIA TELECOMUNICACIONES S.A. E.S.P.
<b>MESETA SAN RAFAEL</b>	<b>2G 3G 4G</b>	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A
<b>PROGRESO</b>	<b>2G 3G 4G</b>	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A
<b>PUEBLO REGAO</b>	<b>2G 3G 4G</b>	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A COLOMBIA TELECOMUNICACIONES S.A. E.S.P.
<b>QUEMADERO</b>	<b>2G 3G 4G</b>	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A COLOMBIA TELECOMUNICACIONES S.A. E.S.P.
<b>SAN RAFAEL DE CHUCURÁN</b>	<b>2G 3G 4G</b>	COMUNICACION CELULAR S A COMCEL S A

Fuente: Autores

### 3.3. HEAD-END SYSTEM (HES)

La elección del HES parte de las siguientes definiciones:

- El perfil de interoperabilidad entre los equipos de medida y el HES debe ser DLMS/Cosem
- El perfil de interoperabilidad entre el HES y el MDMS debe ser CIM
- El HES debe cumplir con lo indicado en el numeral 5.2.3 y 6.3 de la norma NTC 6079:2021 [69]

La selección se muestra en el Anexo A. A modo de ejemplo se muestra en la Tabla 11 los resultados de la selección del HES con tecnología de red de acceso RF MESH con la alianza WiSun para medidores de marca Kaifa.

**Tabla 11** Ejemplo selección HES

<b>PROTOCOLO/ALIANZA</b>	Wisun
<b>TIPO HES</b>	Fabricante específico
<b>MARCA</b>	<b>HES</b>
Hexing Electrical Co, Ltd	Orca
Inhemeter Co, Ltd	SmartAMI
Itron	Advance Metering Manager
<b>Kaifa</b>	<b>Empower MDC</b>
Landis + Gyr	Command Center
Nansen	Sanplat
Star Instrument	Star AMI

Fuente: Autores

### 3.4. METER DATA MANAGEMENT SYSTEM (MDMS)

La elección del MDMS parte de las siguientes definiciones:

- El perfil de interoperabilidad entre el MDMS y los diferentes HES debe ser CIM

La selección se muestra en el Anexo A. A modo de ejemplo se muestra en la Tabla 12 los resultados de la selección del MDMS bajo el tipo empaquetado con SAP, para proyectar que se logre integrar fácilmente a los demás software de ESSA.

**Tabla 12** Ejemplo selección de MDMS

<b>TIPO MDMS</b>	<b>Empaquetado</b>
<b>MARCA</b>	<b>MDMS</b>
<b>Cuculus</b>	Zonos
<b>Honeywell</b>	Connexo
<b>Itron</b>	IEE-MDM
<b>Landis+Gyr</b>	Gridstream MDMS
<b>Oracle</b>	Oracle MDMS
<b>SAP</b>	SAP S/4HANA con MDMS externos
<b>Siemens</b>	EnergyIP
<b>Tilliant</b>	PrimeStone

Fuente: Autores.

## 4. CONCLUSIONES

Para la selección de medidores inteligentes es recomendable verificar, además de que se cumpla con los requerimientos que para estos equipos exige la norma NTC 6079:2021 [69] y la norma técnica AMI de ESSA [7], que el fabricante de los equipos se encuentre como miembro de las alianzas tecnológicas de comunicación según la red de acceso a utilizar, lo que garantizará que exista interoperabilidad entre los diferentes dispositivos de medida y los concentradores o agregadores (según aplique), para que estos a su vez puedan transmitir bidireccionalmente la data de medida y los eventos a realizar. Marcas como Itron, ZIV, Hexing, Kaifa, Landis+Gyr, Siemens, Schneider, Nansen, ADD o Honeywell se adaptan a esta condición.

En la selección de la red de acceso a usar, es claro que se debe tener en cuenta la ubicación física de los medidores, ya que el desempeño de la comunicación cambia de acuerdo con la disposición de los equipos de medida. Un criterio para tener en cuenta es:

### **Zona urbana:**

- Si los equipos se encuentran muy dispersos, como en barrios periféricos o asentamientos humanos subnormales, es viable usar RF Mesh o PLC dado

su alcance. La alianza G3 cuenta con G3-Hybrid para usar estas dos tecnologías de acuerdo como se requiera.

- Si los equipos atienden complejos industriales o comerciales se puede usar tecnología celular o fibra óptica, aprovechando la infraestructura que tenga existente los consumidores.
- Si la medida en edificios residenciales se encuentra concentrada por pisos o en subestación, lo más recomendable es usar PLC aprovechando el cableado existente, ya que por el envoltente metálico de los gabinetes que resguardan los medidores se genera un efecto de “jaula de Faraday” que afecta considerablemente la señal de RF.

**Zona rural:**

- Dadas las largas distancias entre cada equipo, lo recomendable es usar RF Mesh dado su alcance, o tecnología celular donde se tenga cobertura. LoRaWAN o NB-IoT puede cumplir con lo requerido.

Para el HES es recomendable seleccionar que sea de tipo multiprotocolo y que la transmisión de datos se realice bajo el perfil DLMS/COSEM, ya que permite abarcar múltiples marcas de medidores garantizando la interoperabilidad, además, el tener muchos HES en la infraestructura AMI de ESSA volvería compleja su operación. Las soluciones EcoStruxure Grid Metering Operation, Connexo Multisense, PrimeStone, InGRID o Zonos son viables para usarlos. Sin embargo, el usuario está

en libertad de elegir su medidor inteligente, por lo que el sistema debe estar abierto a usar HES de fabricante específico, como Hexing o Landis+Gyr.

Al igual que para el HES, es importante que el MDMS sea de tipo empaquetado y que la transmisión de datos se realice bajo el perfil de interoperabilidad CIM. Al ser un único MDMS a utilizar en la arquitectura AMI para ESSA (y en general en la mayoría de las empresas de servicios públicos), es recomendable que el fabricante brinde la solución tanto para el MDMS como para el HES bajo las anteriores indicaciones, con el fin de facilitar la operación del sistema. Desarrolladores como Honeywell, Siemens, Itron, Landis+Gyr, Indra, o Cuculus cumplen con este criterio.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] K.S. Kavithakumari, P.P Pravina, C.A. Priya. "Advance Metering Infrastructure for Smart Grid using GSM" in Third International Conference on Science Technology Engineering & Management (ICONSTEM), 2017.
- [2] Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. "Nuestra cobertura". [Consultado el 20 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.essa.com.co/site/informacion-corporativa/que-hacemos/nuestra-cobertura>.
- [3] Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución ESSA - NTG-02. 2021.
- [4] Resolución CREG 101 001 "Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN". Comisión de Regulación de Energía y Gas. 2022
- [5] Resolución MME 40072 "Por la cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica". Ministerio de Minas y Energía. 2018.
- [6] Catálogo medidores inteligentes Star Instrument [Consultado: 06 de enero de 2024]. Disponible en: <https://www.szstar.com/Products/Smart%20Meters/index.html>

- [7] ESSA. Norma técnica de medición centralizada e Infraestructura de Medición Avanzada - AMI. 2017.
- [8] Presentación M-BUS [Consultado: 12 de diciembre de 2023]. Disponible en: <https://m-bus.com/>
- [9] Conexión a todo tipo de contadores de consumo: M-Bus. WAGO. [Consultado: 12 de diciembre de 2023]. Disponible en: <https://www.wago.com/es/m-bus>
- [10] Guía de la comunicación RS485. Electronic Team, Inc. [Consultado: 14 de diciembre de 2023]. Disponible en: <https://www.eltima.com/es/article/rs485-communication-guide/>
- [11] S. Buayairaksa, S. Thepphaeng and C. Pirak, "On the performance of G3 power line communication network with smart energy meter," 2013 10th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, Krabi, Thailand, 2013.
- [12] Catálogo de concentrador de datos inteligente IHM-3000. Inhemeter. [consultado 15 de noviembre de 2023]. Disponible en: <https://www.inhemeter.com/sp/ProductInfo.aspx?id=1514>
- [13] Catálogo de concentrador TJ10. Star Instrumente. [consultado el 15 de noviembre de 2023]. Disponible en: <https://www.szstar.com/Products/Metering-Peripherals/a63b4e23-9d21-447d-bd8e-7f817f6c6d41.html>
- [14] Descripción de Prime Alliance. [Consultado el 12 de enero de 2024]. Disponible en: <https://www.prime-alliance.org/alliance/>

- [15] Miembros de Prime Alliance. [Consultado el 12 de enero de 2024]. Disponible en: <https://www.prime-alliance.org/alliance/members/>
- [16] Tecnología Meters and More. [Consultado el 12 de enero de 2024]. Disponible en: <https://www.metersandmore.com/oursolution/#1499265445115-5f8d71ab-cce8>
- [17] Presentación Meters and More. [Consultado el 12 de enero de 2024]. Disponible en: <https://www.metersandmore.com/>
- [18] Descripción general y beneficios. G3 Alliance. [Consultado el 15 de enero de 2024]. Disponible en: <https://g3-alliance.com/technologies/>
- [19] Miembros de G3 Alliance. [Consultado el 15 de enero de 2024]. Disponible en: <https://g3-alliance.com/g3-alliance/members/>
- [20] Everything you need to know about FTTH. FTTH Council Europe. [Consultado el 20 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.ftthcouncil.eu/knowledge-centre/what-is-ftth>
- [21] T. Otani and M. Miyashita, "Characteristics of AMI using DLMS/COSEM and IEEE 802.15.4g multi-hop wireless communication," 2013 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), Vancouver, BC, Canada, 2013.
- [22] J. Garcia-Hernandez, "Recent Progress in the Implementation of AMI Projects: Standards and Communications Technologies," 2015 International Conference on Mechatronics, Electronics and Automotive Engineering (ICMEAE), Cuernavaca, Mexico, 2015.

- [23] B. Lichtensteiger, B. Bjelajac, C. Müller and C. Wietfeld, "RF Mesh Systems for Smart Metering: System Architecture and Performance," 2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications, Gaithersburg, MD, USA, 2010.
- [24] The Journey to IoT Maturity. WiSun Alliance. [Consultado el 17 de enero de 2024]. Disponible en: <https://wi-sun.org/iot-maturity-model/>
- [25] Miembros de WiSun Alliance. [Consultado el 17 de enero de 2024]. Disponible en: <https://wi-sun.org/wi-sun-member-companies/>
- [26] Presentación de Connectivity Standards Alliance. [Consultado el 20 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://csa-iot.org/>
- [27] Presentación de Zigbee. Connectivity Standards Alliance. [Consultado el 20 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://csa-iot.org/all-solutions/zigbee/>
- [28] Presentación de Smart Energy. Connectivity Standards Alliance. [Consultado el 20 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://csa-iot.org/all-solutions/smart-energy/>
- [29] Presentación de Jupiternetwork. Connectivity Standards Alliance. [Consultado el 20 de febrero de 2024]. <https://csa-iot.org/all-solutions/jupiternetwork/>
- [30] Tecnología Wize. Wize Alliance. [Consultado el 22 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.wize-alliance.com/Why-Wize/Technology>
- [31] Miembros de Wize Alliance. [Consultado el 22 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.wize-alliance.com/Alliance/alliance-members>

- [32] Acerca de LoRaWAN. LoRa Alliance. [Consultado el 16 de enero de 2024]. Disponible en: <https://lora-alliance.org/about-lorawan/>
- [33] F. Y. Aznaveh and M. Mansub Bassiri, "Evaluation of using LoRaWAN to implement AMI in big city of Tehran," 2019 3rd International Conference on Internet of Things and Applications (IoT), Isfahan, Iran, 2019.
- [34] Miembros de LoRa Alliance. [Consultado el 16 de enero de 2024]. Disponible en: [https://lora-alliance.org/member-directory/?\\_sft\\_focus\\_vertical=smart-metering-smart-utilities](https://lora-alliance.org/member-directory/?_sft_focus_vertical=smart-metering-smart-utilities)
- [35] D. Bian, M. Kuzlu, M. Pipattanasomporn and S. Rahman, "Analysis of communication schemes for Advanced Metering Infrastructure (AMI)," 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, MD, USA, 2014.
- [36] E. Inga, G. Arévalo y R. Hincapié, "Despliegue óptimo de redes celulares para infraestructura de medición avanzada en Smart Grid", 2014 IEEE Conferencia Colombiana sobre Comunicaciones y Computación (COLCOM) , Bogotá, Colombia, 2014.
- [37] Datos abiertos. Portal único del estado colombiano. [Consultado el 23 de febrero de 2024]. Disponible en: [https://www.datos.gov.co/Ciencia-Tecnolog-a-e-Innovaci-n/Cobertura-m-vil-por-tecnolog-a-departamento-y-muni/9mey-c8s8/data\\_preview](https://www.datos.gov.co/Ciencia-Tecnolog-a-e-Innovaci-n/Cobertura-m-vil-por-tecnolog-a-departamento-y-muni/9mey-c8s8/data_preview)
- [38] S. Garlapati, H. I. Volos, T. Kuruganti, M. R. Buehrer and J. H. Reed, "PHY and MAC layer design of Hybrid Spread Spectrum based smart meter network,"

2012 IEEE 31st International Performance Computing and Communications Conference (IPCCC), Austin, TX, USA, 2012.

[39] J. Isabona, C. C. Ugochukwu, A. L. Imoize and N. Faruk, "An Empirical Comparative Analysis of 4G LTE Network and 5G New Radio," 2022 5th Information Technology for Education and Development (ITED), Abuja, Nigeria, 2022, pp. 1-5

[40] Z. Haddad, M. Mahmoud, S. Taha and I. A. Saroit, "Secure and privacy-preserving AMI-utility communications via LTE-A networks," 2015 IEEE 11th International Conference on Wireless and Mobile Computing, Networking and Communications (WiMob), Abu Dhabi, 2015.

[41] Sala de prensa. "Con 28,3 millones de conexiones, Gobierno Nacional supera la meta de cobertura en 4G en el país". Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones [Consultado el 24 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.mintic.gov.co/portal/inicio/Sala-de-prensa/Noticias/208181:Con-28-3-millones-de-conexiones-Gobierno-Nacional-supera-la-meta-de-cobertura-en-4G-en-el-pais>

[42] LTE-M una red para las máquinas. Telcel. [Consultado el 30 de enero de 2024]. Disponible en: <https://www.telcel.com/empresas/tendencias/notas/Item-red-de-maquinas>

[43] N. Mangalvedhe, R. Ratasuk and A. Ghosh, "NB-IoT deployment study for low power wide area cellular IoT," 2016 IEEE 27th Annual International Symposium on Personal, Indoor, and Mobile Radio Communications (PIMRC), Valencia, Spain, 2016.

- [44] B. Khan and C. Pirak, "Dual-SIM NB-IoT Modem Design for AMI Smart Meter," 2021 18th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), Chiang Mai, Thailand, 2021.
- [45] A. Nordrum, "Here comes 5G-whatever that is [Top Tech 2017]," in IEEE Spectrum, vol. 54, no. 1, pp. 44-45, January 2017.
- [46] M. Forcan, M. Maksimović, J. Forcan and S. Jokić, "5G and Cloudification to Enhance Real-Time Electricity Consumption Measuring in Smart Grid," 2020 28th Telecommunications Forum (TELFOR), Belgrade, Serbia, 2020.
- [47] Sala de prensa. "¡Inicia oficialmente el despliegue de las redes 5G en Colombia!". Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones [Consultado el 24 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.mintic.gov.co/portal/inicio/Sala-de-prensa/Noticias/334327:Inicia-oficialmente-el-despliegue-de-las-redes-5G-en-Colombia>
- [48] Implementaciones de medidores inteligentes y estándares de intercambio de datos: un nuevo análisis de IDC. DMLS. [Consultado el 28 de enero de 2024]. Disponible en: <https://www.dlms.com/data-exchange-standards-analysis/>
- [49] X. Fan et al., "Common Information Model for Social Data Extended by IEC 62325 Environmental Package and Its Application in Renewable Energy Accommodation," 2022 IEEE 5th International Conference on Electronics Technology (ICET), Chengdu, China, 2022.

- [50] Presentación ORCA. Hexing Electrical group. [Consultado el 15 de noviembre de 2023]. Disponible en: [https://electric.hxgroup.com/en/solution\\_detail/id-1.html](https://electric.hxgroup.com/en/solution_detail/id-1.html)
- [51] EcoStruxure™ Grid Metering Operation. Schneider Electric. [Consultado el 10 de diciembre de 2023]. Disponible en: <https://www.se.com/il/en/product-range/61767-ecostruxure-grid-metering-operation/#overview>
- [52] Technology for the utility transformation. Honeywell. [Consultado el 12 de diciembre de 2023]. Disponible en: <https://automation.honeywell.com/us/en/solutions/smart-energy/software>
- [53] Presentación Trilliant. [Consultado el 20 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://primestone.com/>
- [54] InGRID MDM. Indra. [Consultado el 20 de febrero de 2024]. Disponible en: [https://www.indracompany.com/sites/default/files/triptico\\_ingridmdm\\_es\\_05.pdf](https://www.indracompany.com/sites/default/files/triptico_ingridmdm_es_05.pdf)
- [55] Zonos IoT platform. Cuculus. [Consultado el 27 de noviembre de 2023]. Disponible en: <https://www.cuculus.com/products/zonos-iot-platform/>
- [56] Advanced Metering Manager (AMM). Itron. [Consultado el 29 de noviembre de 2023]. Disponible en: <https://www.itron.com/na/solutions/product-catalog/advanced-metering-manager-amm>
- [57] Command Center. Landis+Gyr. [Consultado el 29 de noviembre de 2023]. Disponible en: <https://www.landisgyr.com/product/command-center/>
- [58] Solution AMI. Hexing Electrical Group. [Consultado el 23 de febrero de 2024]. Disponible en: [https://electric.hxgroup.com/en/mobile/solution\\_detail/id-10.html](https://electric.hxgroup.com/en/mobile/solution_detail/id-10.html)

- [59] Solução AMI SanPlat. Nansen. [Consultado el 29 de noviembre de 2023]. Disponible en: <https://nansen.com.br/solucoes/>
- [60] Solución inteligente AMI. Inhemeter. [Consultado el 29 de noviembre de 2023]. Disponible en: <https://www.inhemeter.com/sp/SolutionInfo.aspx?id=1208>
- [61] Propuesta de AMI. Star Instrument. [Consultado el 25 de enero de 2024] Disponible en: <https://es.szstar.com/Solutions/AMI-Solution/Soluci%C3%B3n.html>
- [62] INPETEL Cloud. Inpel. [Consultado el 23 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.inpel.com.co/infraestructura-de-medida-inteligente/inpetel-cloud/>
- [63] Connexo. Honeywell. [Consultado el 25 de enero 2024] Disponible en: <https://automation.honeywell.com/us/en/solutions/smart-energy/software/connexo>
- [64] Oracle Utilities Meter Data Management. Oracle. [Consultado el 22 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.oracle.com/co/utilities/products/meter-data-management/>
- [65] EnergyIP. Siemens. [Consultado el 22 de febrero de 2024]<sup>2</sup>. Disponible en: <https://www.siemens.com/co/es/compania/acerca-de-nosotros/nuestros-negocios-/smart-infrastructure/automatizacion-energetica-y-red-inteligante/energyip-meter-data-management.html>
- [66] Itron Enterprise Edition (IEE) Meter Data Management (MDM). Itron. [Consultado el 22 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.itron.com/na/solutions/product-catalog/itron-enterprise-edition-meter-data-management>

[67] Gridstream Meter Data Management System. Landis+Gyr. [Consultado el 22 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.landisgyr.com/product/gridstream-mdms/>

[68] SAP for Utilities Blogs. SAP. [Consultado el 22 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://community.sap.com/t5/sap-for-utilities-blogs/meter-data-management-with-sap-your-way/ba-p/13328765>

[69] Norma Técnica Colombiana NTC 6079. "Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada AMI en redes de distribución de energía eléctrica". 2021.

## **ANEXOS**

El documento incluido en esta sección es de autoría propia.

Consultar el archivo excel denominado “Evaluación de criterios para selección de tecnologías AMI”.

**ANEXO A.** Evaluación de criterios para selección de tecnologías AMI