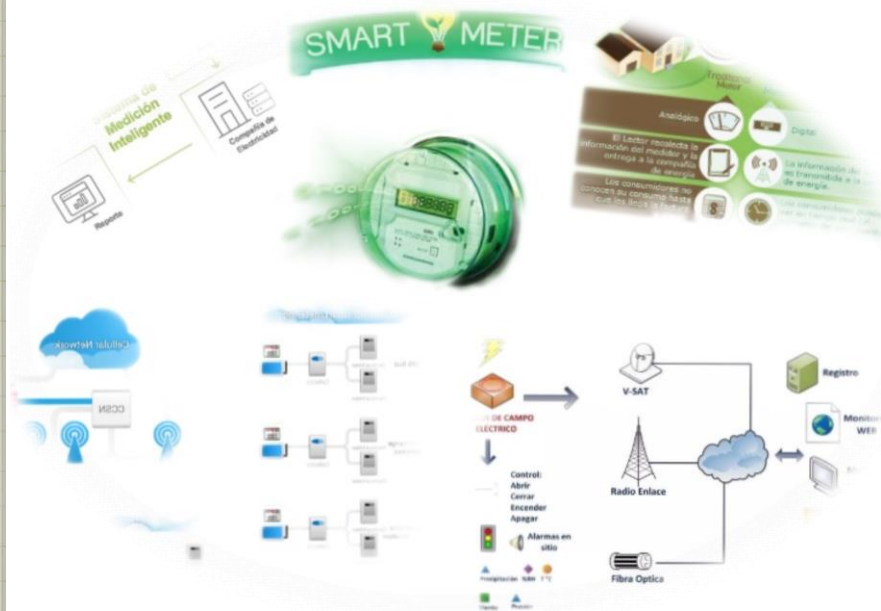




DICIEMBRE

2017



## “ANÁLISIS NORMATIVO DE SISTEMAS DE MEDICIÓN, MONITOREO Y CONTROL EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN”

INFORME

“SISTEMAS DE MEDICIÓN, MONITOREO Y CONTROL EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN”

## INDICE

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>5</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>7</b>
<b>3. OBJETIVO.....</b>	<b>8</b>
<b>4. ALCANCES.....</b>	<b>10</b>
<b>5. DESARROLLO .....</b>	<b>11</b>
<b>5.1. Aspectos Generales.....</b>	<b>11</b>
<b>5.2. Sistemas disponibles en el mercado .....</b>	<b>14</b>
5.2.1. POWER LINE COMMUNICATION (PLC).....	16
5.2.2. RADIO FRECUENCIA (RF) .....	21
5.2.3. CELULAR.....	27
<b>5.3. Aspectos claves a comparar entre tecnologías .....</b>	<b>28</b>
5.3.1. Arquitectura e Infraestructura tecnológica:.....	29
5.3.2. Adaptabilidad a la topografía de campo del área servida:.....	29
5.3.3. Adaptabilidad a las condiciones operativas de las conexiones de los clientes .....	30
5.3.4. Adaptabilidad a las condiciones ambientales.....	30
5.3.5. Adaptabilidad a la condición operativa de la red eléctrica.....	30
5.3.6. Adaptabilidad a la longitud de la red .....	30
5.3.7. Adaptabilidad al tipo de transformadores de distribución (baja o alta capacidad) .....	31
5.3.8. Capacidad para transmitir información y confiabilidad operacional .....	31
5.3.9. Complejidad de mantenimiento.....	31
5.3.10. Seguridad de información/ recuperación de sistemas.....	31
5.3.11. Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación .....	32
5.3.12. Instalación.....	32
5.3.13. Compatibilidad con la mayoría de los medidores en el mercado .....	32
5.3.14. Capacidad para operar equipos en líneas de distribución:.....	32
5.3.15. Costo por punto de instalación .....	33
5.3.16. Costos mantenimiento .....	33
5.3.17. Experiencia en la aplicación de la tecnología.....	33
<b>5.4. Identificación de fabricantes y proveedores .....</b>	<b>33</b>
<b>5.5. Levantamiento de Información de Medidores de Facturación en Operación en Sistemas Inteligentes de Medición .....</b>	<b>34</b>

5.5.1.	COMULSA.....	35
5.5.2.	ACLARA.....	37
5.5.3.	ITRON.....	39
5.5.4.	ENEL.....	41
5.5.5.	HEXING.....	49
5.5.6.	SHNEIDER.....	51
5.5.7.	SIEMENS.....	54
5.5.8.	TECNORED.....	56
5.6.	<b>Mercado Nacional.....</b>	<b>57</b>
5.7.	<b>Mercado Internacional.....</b>	<b>59</b>
5.7.1.	PROVEEDORES CON PRESENCIA NACIONAL.....	59
5.7.2.	OTROS PROVEEDORES SIN PRESENCIA NACIONAL.....	64
5.7.3.	EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	68
6.	<b>ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS Y COSTOS DE LOS SMMC PARA LA REALIDAD ELÉCTRICA CHILENA.....</b>	<b>74</b>
6.1.	Información entregada por proveedores.....	77
6.2.	Análisis por distribuidora.....	78
6.2.1.	ENEL DISTRIBUCIÓN.....	78
6.2.2.	EDELAYSEN.....	81
6.2.3.	SAESA:.....	84
7.	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>87</b>
8.	<b>GLOSARIO.....</b>	<b>89</b>
9.	<b>ANEXO 1: PRESENTACIÓN DE PROVEEDORES.....</b>	<b>90</b>
9.1.	COMULSA.....	90
9.2.	ACLARA:.....	92
9.3.	ITRON:.....	96
9.4.	ENEL:.....	103
9.5.	HUAWEI:.....	108
9.6.	HEXING:.....	110
9.7.	SCHNEIDER:.....	112
9.8.	SIEMENS:.....	114
9.9.	TECNORED:.....	120

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1: La relación de las Componentes Sistemas AMI.....	14
Figura 2: Diagrama Red PLC Simplificada.....	16
Figura 3: Esquema Sistema RF Mesh.....	22
Figura 4: Esquema Sistema RF P2MP.....	24
Figura 5: Esquema resumen de Meter and More .....	105
Figura 6: Servicios de Hexing .....	111
Figura 7: Solución AMI Siemens .....	115

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1: Proveedores, Marcas Disponibles.....</b>	<b>34</b>
<b>Tabla 2: Información medidores COMULSA.....</b>	<b>35</b>
<b>Tabla 3: Información medidores ACLARA.....</b>	<b>37</b>
<b>Tabla 4: Información medidores ITRON.....</b>	<b>39</b>
<b>Tabla 5: Información medidores ENEL.....</b>	<b>41</b>
<b>Tabla 6: Información medidores HUAWEI.....</b>	<b>43</b>
<b>Tabla 7: Información medidores HEXING .....</b>	<b>49</b>
<b>Tabla 8: Información medidores SHNEIDER .....</b>	<b>51</b>
<b>Tabla 9: Información medidores SIEMENS.....</b>	<b>54</b>
<b>Tabla 10: Información medidores TECNORED .....</b>	<b>56</b>
<b>Tabla 11: Información entregada a los proveedores.....</b>	<b>76</b>
<b>Tabla 12: Costos de inversión por tecnología para ENEL [MUSD].....</b>	<b>79</b>
<b>Tabla 13: Costos de inversión por tecnología para ENEL por punto de medición. ....</b>	<b>79</b>
<b>Tabla 14: Comparación de costos por tecnología para ENEL. ....</b>	<b>81</b>
<b>Tabla 15: Costos de inversión por tecnología para EDELAYSEN [MUSD]. ....</b>	<b>81</b>
<b>Tabla 16: Costos de inversión por tecnología para EDELAYSEN por punto de medición.....</b>	<b>82</b>
<b>Tabla 17: Comparación de costos por tecnología para EDELAYSEN. ....</b>	<b>84</b>
<b>Tabla 18: Costos de inversión por tecnología para SAESA [MUSD].....</b>	<b>84</b>
<b>Tabla 19: Costos de inversión por tecnología para SAESA por punto de medición.....</b>	<b>85</b>
<b>Tabla 20: Comparación de costos por tecnología para SAESA.....</b>	<b>86</b>
<b>Tabla 21: Glosario.....</b>	<b>89</b>

## **“ANÁLISIS NORMATIVO DE SISTEMAS DE MEDICIÓN, MONITOREO Y CONTROL EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN”**

### **INFORME**

#### **“SISTEMAS DE MEDICIÓN, MONITOREO Y CONTROL EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN”**

### **1. RESUMEN EJECUTIVO**

Asociado al interés de conocer y analizar los sistemas de medición inteligente existente a nivel mundial y con el fin de preparar su implementación en nuestro país, es de interés para la Comisión Nacional de Energía realizar un relevamiento del tipo de tecnologías que forman parte de los sistemas de medición inteligente, sus proveedores dentro del país y la disponibilidad de estas tecnologías a nivel país, para dimensionar el impacto de una posible implementación a nivel nacional. Cabe señalar, que este informe es una actualización del “Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas” realizado en el año 2016. La actualización considera el levantamiento de fabricantes presentes en Chile y sus tecnologías, las especificaciones técnicas de equipos de medición y el análisis del impacto de implementar SMMC en la realidad nacional ejemplificado por tres empresas de referencia de distribución.

Si bien en la actualidad se usan medidores del tipo “electromagnéticos” y “electrónicos”, similares a los concebidos por la actual estructura tarifaria al momento de su creación, dado el progresivo desarrollo del concepto de “generación distribuida” y aplicación de su regulación, así como la publicación de la “Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución”, resulta necesario analizar las características técnicas de los diferentes sistemas de medida disponibles en el mercado que den cuenta de las nuevas exigencias que requiere la implementación de los sistemas de medición monitoreo y control (SMMC).

Se ha realizado un análisis descriptivo de los SMMC, los cuales a su vez incorporan el equipo de medida propiamente tal, la tecnología y equipos de comunicación (colectores, antenas, entre otros) que permiten al sistema la recopilación de información desde los puntos de medida y su transmisión hacia los centros de gestión de datos, además de acciones de control.

Dada las características de este mercado, que se asocia a implementaciones masivas de SMMC, por lo general se obtienen precios sólo de carácter referencial, ya que los proveedores evitan entregar precios precisos de sus equipos y tecnologías por una estrategia comercial. En el mercado se observa

la existencia de diversos proveedores, la mayoría con experiencias en la implementación de estos sistemas tanto a nivel nacional (en programas pilotos de empresas distribuidoras) como a nivel internacional.

A partir de la información entregada por proveedores y de los análisis realizados, para la empresa de referencia del área típica 1 (Enel Distribución, mayoritariamente urbana), la tecnología de mayor conveniencia es PLC Carrier con un valor de inversión de 100 USD por punto de medición. Para la empresa de referencia del área típica 4 (Saesa, con un nivel de ruralidad media), la tecnología de mayor conveniencia es PLC Carrier con un valor de inversión de 138,8 USD por punto de medición. Para la empresa de referencia del área típica 6 (Edelaysen, que tiene una ruralidad alta), la tecnología de mayor conveniencia es PLC Carrier con un valor de inversión de 136,5 USD por punto de medición.

A nivel global se observa que, en promedio, la tecnología más conveniente es PLC Carrier para las tres empresas analizadas. Los resultados anteriores se ven influenciados por las zonas urbanas dentro de cada empresa, porque tienen un peso relativo alto frente a zonas rurales. Se debe tener en consideración que la implementación de esta tecnología requiere la existencia de cobertura celular, por lo que a nivel práctico puede no ser factible de implementar en todas las zonas. Para estos casos, es factible utilizar PLC Comm o RF P2MP, frente a lo cual se debe realizar un análisis localizado de la tecnología más idónea para cada empresa. De esto se concluye que para cada empresa distribuidora la solución óptima puede ser utilizar más de una tecnología.

A su vez, al analizar las diferentes tecnologías disponibles en el mercado nacional, resulta que no existe una única solución económicamente factible de aplicar a toda la realidad chilena. Las componentes geográficas, de densidad de clientes y disponibilidad de cobertura de redes de comunicación son altamente relevantes al momento de definir la conveniencia de una solución respecto a otra, y dada la variabilidad que se tiene en la realidad nacional, resultan distintas opciones convenientes.

A nivel mundial se observa que la penetración de SMMC permite la incorporación de generación distribuida, el control de la demanda, el traspaso de precios directo de los generadores a los consumos, la utilización de la electricidad en nuevos servicios (como los vehículos eléctricos), entre otras características, y ellas requieren necesariamente de la incorporación de sistemas de medición inteligente como el analizado en este estudio. En el caso nacional, para los SMMC el objetivo primario es mejorar la calidad de servicio para los sistemas de distribución de electricidad., a través del monitoreo de la calidad del producto y suministro para clientes regulados.

## **2. INTRODUCCIÓN**

En cumplimiento con la revisión de la “Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución” y bajo la creación del “Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control” se deben establecer los criterios de diseño y estándar de desempeño que deben cumplir los sistemas de medición, monitoreo y control que se implementen en redes de distribución.

GTD Ingenieros Consultores presentó en el informe de avance N°2 de este estudio una propuesta de articulado que considera los tipos de tecnologías y protocolos disponibles actualmente. Para la realización de este articulado se consideró el análisis de los aspectos técnicos de diseño y operación de sistemas de medición, monitoreo y control que permiten establecer las exigencias mínimas que deben cumplir estos sistemas de manera de asegurar un nivel mínimo de seguridad y calidad.

En este contexto, este informe presenta el análisis de la oferta existente nacional e internacional de dichos sistemas propuestos, considerando el punto de vista de costos y la disponibilidad de proveedores, para que sea discutido en el marco de los Comités Consultivos que establece la Ley General de Servicios Eléctricos.

Además, se considera una exhaustiva revisión del Informe "Medidores Inteligentes" realizado por GTD, que se encuentra disponible en el sitio web de la CNE, que se enfocará en proponer aspectos a actualizar y mejorar que se plasman en el informe "Sistemas de Medición, Monitoreo y Control en Sistemas de Distribución”

### 3. OBJETIVO

El propósito principal de este estudio es realizar la actualización del Informe "Medidores Inteligentes" realizado por GTD Ingenieros Consultores donde se evalúa la incorporación de sistemas de medición monitoreo y control que permitan a los usuarios adecuarse a la evolución que están presentando las redes de distribución, por ejemplo en materias como Netbilling y Eficiencia energética, dimensionando además su impacto sobre las redes de las concesionarias de servicio público y de los "servicios asociados" que ellas prestan.

Se incorporan los ajustes solicitados por la contraparte técnica y de otros actores que han levantado observaciones sobre el mismo informe, adicionalmente, se actualiza lo referente al levantamiento de proveedores nacionales e internacionales, mediante la realización de reuniones con los actores relevantes del mercado.

Para lo anterior, se desarrollaron una serie de tareas, con el propósito de alcanzar los objetivos propuestos, según es descrito, en cada caso, a continuación:

- a. Relevamiento de mercado relevante
  - Identificación de fabricantes y proveedores de Medidores de Facturación en el mercado nacional e internacional.
  - Levantamiento de información relativa a tipos de Medidores de Facturación que se ofrecen actualmente en el mercado nacional e internacional.
  - Revisión de precios de las distintas soluciones disponibles, tanto para contextos urbano como rural.
  
- b. Análisis e identificación de las tecnologías de medida inteligente más adecuadas a la realidad eléctrica chilena que permitan a los usuarios acceder a Netbilling y Eficiencia energética, así como, dadas sus funcionalidades, cumplir con lo estipulado en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, donde en lo referente a equipos de medición principalmente se busca cumplir con distintos parámetros definidos con anterioridad en dicha norma.
  - Medición: El sistema deberá permitir la medición remota de los consumos de potencia y energía de los Clientes con una resolución de, al menos, 15 minutos.
  - Monitoreo: El sistema deberá permitir el monitoreo remoto de las principales variables de Calidad de Suministro y de Calidad de Producto en el Sistema de Distribución.



- Estado de suministro: En particular, respecto del estado de suministro, el sistema deberá ser capaz de notificar las interrupciones de suministro de los Clientes y/o Usuarios en un tiempo no mayor a 15 minutos.
- Control: El sistema deberá permitir la conexión y desconexión y limitación de consumos y/o inyecciones de Clientes y/o Usuarios de manera remota.

#### **4. ALCANCES**

Los alcances de este informe son los siguiente:

- Identificación de fabricantes y proveedores de medidores para facturación en el mercado nacional e internacional.
- 
- Levantamiento de información relativa a tipos de medidores de facturación que se ofrecen actualmente en el mercado nacional e internacional.
- 
- Análisis de funcionalidades de los distintos tipos de medidores inteligentes en cuanto a: capacidad de almacenamiento, direccionalidad, de medida control a distancia, lectura remota, red de comunicaciones, cobertura, antenas y repetidoras, software propietario o abierto, sistemas de control, entre otros.
- 
- Análisis e identificación de las tecnologías de medida inteligente más adecuadas a la realidad eléctrica chilena que permitan a los usuarios acceder a Netbilling y Eficiencia energética, así como, dadas sus funcionalidades, dimensionar los costos/beneficios en la operación y mantenimiento de las redes de distribución y servicios asociados correspondientes.

## 5. DESARROLLO

A continuación, se describen las actividades desarrolladas en correspondencia a los alcances antes presentados.

### 5.1. Aspectos Generales

Los Sistemas de Medición Monitoreo y Control (SMMC), se entienden como el uso de Tecnologías de información y comunicación (TIC) asociado a una medición periódica y sistemática para lectura, monitoreo y gestión de los consumos eléctricos para grandes grupos de usuarios. Estos sistemas permiten registrar diversas variables eléctricas, tanto para facturación horaria como para calidad de servicio. Además, permiten transmitir alertas de pérdidas de suministro, reprogramación tarifaria a distancia, cambio de horario verano e invierno vía remota y efectuar cortes y reposiciones a distancia, entre otras acciones.

Un SMMC permite lograr y mantener una gestión más eficiente de las actividades de medición, lo cual es de alta importancia para una empresa eléctrica y clave para la introducción de TIC en los sistemas eléctricos.

Al permitir la transmisión de información entre los usuarios y la empresa, el SMMC hace posible implementar acciones de gestión de demanda que permiten maximizar la eficiencia energética.

Existen diversas formas de implementar un SMMC, dependiendo de las especificaciones técnicas y funcionalidades de hardware, software y objetivos que se buscan lograr por parte de la empresa distribuidora y el organismo regulador. Sin embargo, la viabilidad técnica y económica de una opción específica depende del desempeño operacional y financiero de las empresas involucradas, así como de otros aspectos claves (Institucional, regulatorio, desarrollo de la infraestructura de comunicaciones) del entorno en que operan.

Aunque cada experto tiene su propia definición de los SMMC, existe un acuerdo general sobre características y funcionalidades mínimas de un sistema de medición inteligente. El consultor propone las siguientes características y funcionalidades mínimas del SMMC en concordancia con lo presente en la norma “Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución”:

- a. El sistema registra consumo durante periodos de tiempo específico (mínimo 15 minutos).

- b. El sistema permite medición bidireccional. Hace referencia a la posibilidad de medir tanto los retiros de electricidad que el consumo efectúa de la red como eventuales inyecciones que el efectúe al sistema, donde esta condición se presenta en el caso que el genere e inyecte sus excedentes al sistema. De igual manera la componente reactiva deberá ser considerada en ambas direcciones, con lo cual se tiene que estos medidores deben ser capaces de medir en los cuatro cuadrantes.
- c. El sistema permite a la empresa, obtener lecturas de demanda y emitir órdenes al medidor para realizar tareas específicas. Este atributo da cuenta de la posibilidad que el sistema de administración de medidas, de la empresa distribuidora, pueda obtener la información de consumo de los clientes, y eventualmente en caso de que la opción tarifaria del cliente lo permita, ella pueda tomar medida sobre determinado equipamiento.
- d. El sistema permite informar al cliente sobre su uso actual u otra información diseñada para ayudar al cliente a gestionar el costo y uso de electricidad. Este atributo se relaciona con la capacidad de informar sobre parámetros que le permitan definir a este sobre la conveniencia de aumentar o disminuir consumos.
- e. Conexión – desconexión remota. Se refiere a la posibilidad de efectuar el corte y reposición del suministro, asociado al no pago de la cuenta correspondiente, de manera remota sin la necesidad de enviar cuadrillas a terrenos que efectúen dicha acción.
- f. Limitación de potencia para gestión de planes de control de la demanda. Se refiere a la posibilidad de ajustar los consumos del Clientes a un determinado nivel de potencia, ya sea porque la tarifa del Cliente lo permite o porque si bien se ha efectuado el corte del suministro por razones de no pago, se proporciona un nivel de consumo básico al usuario.
- g. Alerta de ausencia de tensión: Se refiere a la capacidad del sistema de comunicar a la empresa que la unidad de medida no tiene tensión lo que se puede asociar a la falla del sistema de distribución.

Cabe señalar que existen medidores que poseen la capacidad de registrar información asociada a la calidad del producto eléctrico. Estos equipos de mayor capacidad de medida poseen también mayor capacidad de almacenamiento de datos, ya que guardan una mayor cantidad de

variables. Igualmente poseen la posibilidad de emitir una señal a la central de control cuando se intenta abrir su caja de protección.

El sistema permite el monitoreo remoto de las principales variables de Calidad de Suministro y Calidad de Producto en el Sistema de Distribución, según se establece en el Anexo Técnico “Sistemas de Medición, Monitoreo y Control”. Se debe monitorear, al menos, las siguientes variables:

- Energía Activa Consumida [kWh] (1 variable)
- Energía Reactiva Consumida [kVARh] (1 variable)
- Energía Activa Inyectada [kWh] (1 variable)
- Energía Reactiva Inyectada [kVARh] (1 variable)

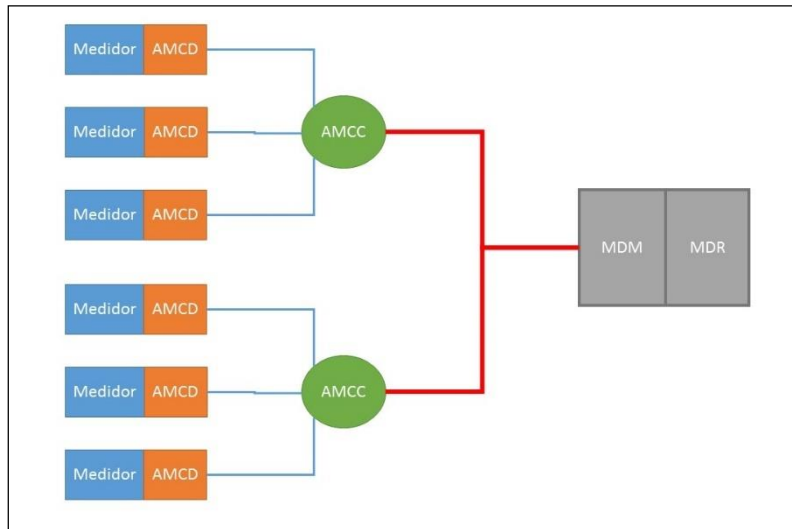
Otro atributo que se ha revisado y que resulta complementario a los anteriores es la capacidad de generar el último suspiro (Last Gasp), que envía una alarma siempre que ocurra una falta de energía. En este caso, ellos todavía permanecen funcionales alimentados por súper condensadores por un tiempo suficiente para enviar la información de la falta de energía, y según esto llevan un registro de la cantidad de horas sin servicio. Esto se puede ver directamente en el display del equipo o en el sistema que administra las mediciones. Este atributo está presente en los medidores que utilizan la tecnología de RF P2MP, ya que en el caso de las tecnologías PLC, por definición no pueden comunicarse en caso de haber ausencia de tensión o corte en la red de distribución.

Para este estudio se revisan las exigencias mínimas en materia de equipamientos de medición y adquisición de datos, sistemas de comunicación, sistemas de información y control, que deben cumplir los SMMC.

Un sistema SMMC se suele complementar con un sistema de gestión de datos de medidor (MDM) y un repositorio de datos de medición (MDR), que permiten una administración global de la información recopilada.

A continuación, se presenta un diagrama con la relación de las componentes principales:

**Figura 1: La relación de las Componentes Sistemas AMI**



Cabe señalar que, uno de los elementos que han favorecido el desarrollo de los SMMC es su capacidad de dar respuesta ante la necesidad de entregar señales a los usuarios que les permita modificar sus patrones de consumo con el fin de optimizar el uso de los recursos, tanto en generación (en cuanto a costos y emisiones), como en redes, minimizando así las inversiones que se requieren para abastecer las puntas de demanda del sistema eléctrico, mediante el aplanamiento de la curva de carga.

## 5.2. Sistemas disponibles en el mercado

La diferencia principal entre los diferentes SMMC disponibles en el mercado se basa en la tecnología usada para comunicación entre los medidores y los servidores de la compañía.

En la actualidad hay tres tecnologías de comunicación claramente predominantes en los sistemas SMMC disponibles en el mercado:

- Portador de línea de potencia (PLC)
- Radiofrecuencia (RF).
- Celular

La tecnología de comunicación a seleccionar es el punto principal en la definición de una solución para las empresas y zona de abastecimiento.

La o las soluciones eficientes dependen de las características geográficas y demográficas de cada zona, así como de la disponibilidad y cobertura de sistemas de comunicación pública, segura y confiable.

Tal como se describe en este informe, la experiencia sobre el uso de este tipo de tecnología, en Chile, es de momento escasa, existiendo algunas prácticas resultantes de la aplicación de proyectos pilotos, realizados por algunas de las concesionarias de servicio público de distribución de electricidad existentes en el país.

Respecto de la seguridad de la información, la normativa actual no contempla definiciones respecto del tratamiento de los antecedentes de consumo de los clientes, sin embargo, esta situación está siendo subsanada por las disposiciones que contiene la Norma Técnica de Distribución y las que se incorporen en el anexo.

En este aspecto, por ejemplo, se conoce que las empresas distribuidoras utilizan la información estadística de los consumos de sus clientes para realizar, al menos análisis de pérdidas e identificar posibles clientes que estén hurtando. Luego, la posibilidad que realicen los mismos tipos de análisis para ofrecerles servicios o productos fuera del ámbito de la distribución es factible bajo la falta de normativa específica que existe.

Cabe recordar que, en la actualidad en algunas empresas distribuidoras es posible acceder a la facturación de los clientes por medio de las páginas web sólo con el número de clientes, los cuales a su vez se pueden obtener de la misma fuente con sólo conocer la dirección del consumo. De lo anterior se tiene que, el resguardo de la información de los consumos de empresas eléctricas, sanitarias u otras, es un tema que es revisable más allá de la forma como se efectúa la medición de los consumos propiamente tal.

Respecto del nivel de seguridad que los sistemas de medición inteligente poseen, de acuerdo con la información proporcionada por los proveedores, se implementan diversas capas de seguridad y encriptación similares a las que se utilizan en el sector bancario para las transferencias electrónicas. Los costos de esta seguridad se encuentran ya considerados en los licenciamientos de tecnologías que efectúan los proveedores, de igual manera ellos han indicado que dado que estas medidas son asociados a la programación de los softwares de control, el implementar mayores medidas de

seguridad es bajo en el contexto de los niveles de inversión que tiene la implementación masiva de los sistemas de medición inteligente.

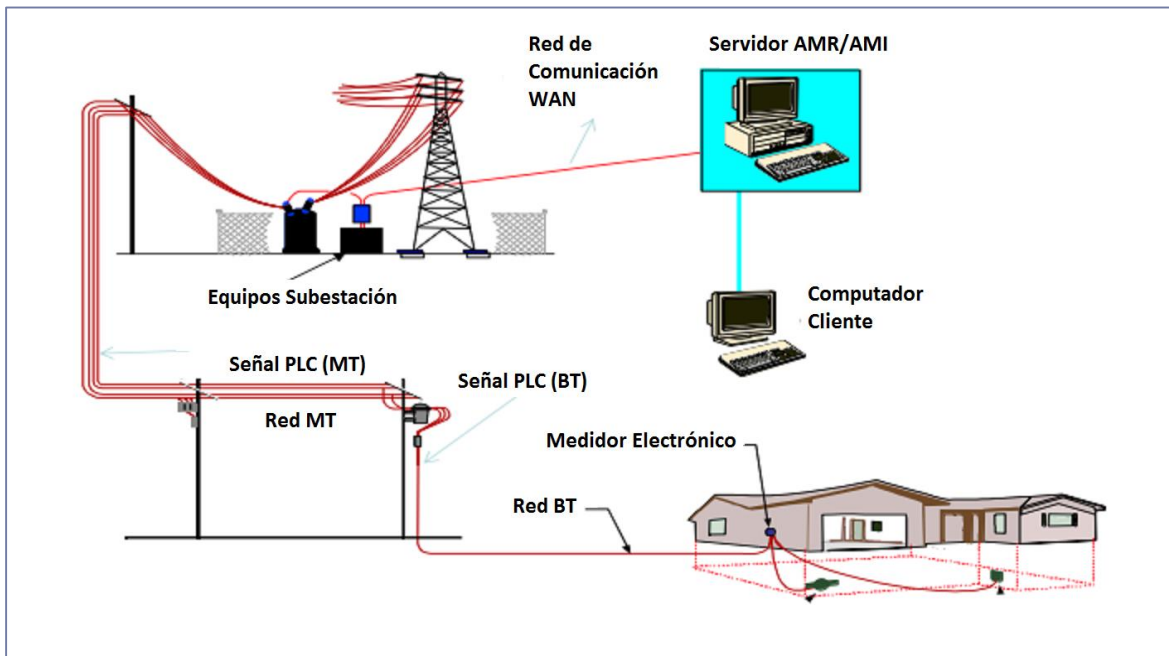
Sin embargo, se tiene que una vez que exista una masificación de los sistemas de medida inteligente, es recomendable que se emita una normativa atinente al uso y seguridad de la información de los consumos de los clientes.

A continuación, se presenta un detalle de los distintos tipos de tecnologías de comunicación disponibles de uso más común a nivel global.

### 5.2.1. POWER LINE COMMUNICATION (PLC)

La tecnología PLC aprovecha la red eléctrica para convertirla en una línea digital de transmisión de datos. Algunos sistemas pueden ser exclusivamente BT o MT, mientras que otros son capaces de transmitir señales a través de líneas en ambos niveles de tensión.

Figura 2: Diagrama Red PLC Simplificada





Para el caso de **PLC COMM**, éste incluye un módulo AMCD en cada medidor, un transformador en la cabecera del alimentador para inyectar la señal al alimentador, un amplificador de señal y la unidad procesadora.

Estos sistemas funcionan en Ultra Baja Frecuencia (0.3-3 kHz) o en la Súper Baja Frecuencia (30-300 Hz). Los sistemas de "control de ondas" se pueden considerar un ejemplo histórico de este grupo de tecnologías de PLC, incluso si estos sistemas de control de ondulación fueran comunicaciones unidireccionales. Estos sistemas transmiten velocidades de datos muy bajas (aproximadamente 100 bps) a decenas o incluso cien kilómetros.

Para el caso de **PLC CARRIER**, además del AMCD en cada medidor, se debe incluir en cada transformador de distribución un colector que se comunica con el MDM centralizado mediante una red WAN.

Estos sistemas usan la banda de frecuencia de 3 kHz a 500 kHz. Estas tecnologías tienen un rango que dependiendo de las líneas eléctricas puede alcanzar desde cientos de metros hasta algunos kilómetros.

Estos tipos de PLC Carrier, se presentan principalmente las tecnologías G3-PLC, PRIME y Meters and More.

- **G3-PLC:** Fue desarrollado para cumplir con la necesidad de la industria de un estándar de comunicaciones Powerline potencialmente omnipresente que permita la visión de la red inteligente. G3-PLC facilita la comunicación de alta velocidad, altamente confiable y de largo alcance a través de la red eléctrica existente. Con la capacidad de cruzar los transformadores, los costos de infraestructura se reducen y con su soporte de IPv6.

Las redes de comunicaciones bidireccionales basadas en G3-PLC proporcionan a los operadores de redes eléctricas capacidades inteligentes de control y monitoreo.

A su vez, los consumidores tienen visibilidad en tiempo real de su consumo de electricidad, promoviendo así la conservación del lado de la demanda. Con la adición de programas tarifarios variables, se motiva a los usuarios a reducir el consumo de electricidad durante los períodos de mayor uso.

Las técnicas de gestión de redes inteligentes proporcionan una solución más efectiva para el medio ambiente. En lugar de construir más plantas de generación de energía para soportar escenarios de alta demanda, los operadores de red pueden utilizar de manera óptima los recursos existentes. Al mismo tiempo, la gestión del lado de la demanda funciona como una forma de generación indirecta al equilibrar mejor la distribución de las cargas.

La Alianza G3-PLC se formó con el fin de apoyar, promover e implementar G3-PLC en aplicaciones de red inteligente. Como las implementaciones de redes inteligentes requieren grandes inversiones, la emisión de certificados es muy importante. Las pruebas para la Certificación G3-PLC son realizadas por dos laboratorios de pruebas seleccionados: LAN en Francia y TÜV Rheinland en Japón. El plug-in de interoperabilidad es operado por Trialog en París.

- **PRIME:** (Powerline Intelligent Metering Evolution) es hoy un estándar de PLC consolidado y mundial para aplicaciones de medición avanzada, control de red y activos, comprometido con el objetivo de establecer un conjunto de estándares PLC internacionales abiertos.

Ha logrado la interoperabilidad entre equipos y sistemas de diferentes fabricantes y despliegues de más de 15 millones de medidores PRIME por parte de empresas de servicios públicos y proveedores de soluciones en toda Europa con reciente expansión en Brasil, Australia y Medio Oriente. PRIME ahora se está utilizando e instalado en más de 15 países en todo el mundo.

Presenta una arquitectura de telecomunicaciones pública, abierta y no propietaria que admite funcionalidades AMM (advanced meter management) presentes y futuras.

Desde el inicio de la desregulación de la electricidad y la fijación de precios impulsada por el mercado en todo el mundo, los servicios han estado buscando un medio para unir el consumo con la generación. Los medidores eléctricos tradicionales solo miden el consumo total y, por lo tanto, no brindan información sobre cuándo se consumió la energía en cada sitio medido.

Las soluciones de medición avanzada de PRIME proporcionan una forma de medir esta información, lo que permite establecer precios de consumo según la hora del día y la temporada. PRIME Advanced Metering incluye mediciones de voltajes y distorsión armónica, lo que permite el diagnóstico de problemas de calidad de energía.

Los componentes de la arquitectura PRIME (técnicas de modulación y codificación, protocolos, formatos de datos, etc.) no están sujetos a ningún derecho de propiedad intelectual. Las especificaciones son completas y lo suficientemente detalladas para que cualquier nuevo participante pueda proporcionar soluciones interoperables al mercado.

**METERS AND MORE:** Implementada por Enel Distribuzione SpA y Endesa SA se unen con el fin de crear una solución sin fines de lucro. La asociación opera y promueve un protocolo de comunicación de nueva generación y está abierto a terceros, desde su constitución, más de 45 nuevas empresas se han unido a la Asociación.

El protocolo permite la transferencia bidireccional de datos entre medidores inteligentes y sistemas de facturación central en un entorno de Medición inteligente avanzada.

La Asociación está abierta a otros actores de la industria, institutos de investigación y universidades, que podrán acceder y desarrollar el protocolo, lo que respalda la estandarización de las soluciones de comunicación Smart Metering en todo el continente.

El objetivo principal de la Asociación es proporcionar a la industria un protocolo abierto probado para la medición inteligente. La Asociación se encarga de poner a disposición una base abierta y evolucionar las especificaciones del protocolo, certificar el cumplimiento de los nuevos equipos y promover la difusión generalizada del protocolo.

Con este fin, la Asociación, entre otras cosas, tiene como objetivo:

- a) Desarrollar y determinar el protocolo sobre la base de un procedimiento abierto de toma de decisiones disponible para todos los miembros.
- b) Entrega de documentación estándar del protocolo disponible gratuitamente para todos los Miembros de la Asociación y, para fines de consulta, a entidades y organismos implicados en actividades de normalización, identificadas por el Consejo de Administración sobre la base de criterios objetivos.
- c) Hacer los mejores esfuerzos para garantizar que la calidad y el nivel de detalle de la documentación de la especificación estándar del protocolo sea claro y suficiente también a la vista de otras actividades de desarrollo.
- d) Hacer los mejores esfuerzos para garantizar que las interfaces estandarizadas no se oculten.

- e) Promover la existencia de una gama de dispositivos, aplicaciones y servicios interoperables mediante el fomento de especificaciones industriales abiertas, que podrían ser implementadas por productores licenciados de dispositivos y más generalmente productos o servicios basados en el protocolo.

Cualquier corporación con o sin fines de lucro, asociación, organización gubernamental, institución educativa u otra empresa que apoye las metas, políticas y procedimientos de la asociación está calificada para convertirse en un Miembro Completo o Asociado de la Asociación.

La tecnología representa una solución completa para Smart Metering. Una evolución del sistema Enel Telegestore que ha estado trabajando en Italia en millones de medidores inteligentes durante más de diez años.

En general, la arquitectura del sistema METERS AND MORE está compuesta por los siguientes elementos:

- a) Un sistema central que gestiona toda la red de medición inteligente.
- b) Concentradores de datos que recopilan datos proporcionados por Smart Meters.
- c) Smart Meters, los dispositivos de medición.
- d) Dispositivos locales de O & M para la administración local de medidores inteligentes.

El sistema cubre toda la pila de protocolos, desde la capa física hasta la capa de aplicaciones, y puede trabajar en redes Powerline, redes de comunicación pública y enlaces ópticos locales.

Respecto del caso de la tecnología PLC CARRIER, que recolecta y acumula la información en los colectores ubicados en los transformadores de distribución y luego se comunica vía GPRS, 3G u otro tipo de red celular, en caso de no existir cobertura apropiada de red celular, esta situación se puede subsanar haciendo uso de las otras tecnologías disponibles, por ejemplo, Radio Frecuencia de Largo Alcance, la cual se describe en capítulo siguiente.

Respecto de la información sobre el nivel de cobertura del sistema de red celular en Chile, no ha sido posible obtener información tabulada sobre el nivel de cobertura de este sistema a nivel de localidades o a nivel regional.

### 5.2.2. RADIO FRECUENCIA (RF)

La técnica RF utiliza el espacio aéreo para la transmisión de señales. Consiste en nodos principales equipados con antenas sirviendo de repetidoras. Usualmente operan a UHF (frecuencia ultra alta). Se clasifican en dos grupos principales:

- **MESH (RF-Mesh):** Se considera como red de radiofrecuencia Mesh (enmallado) al recurso tecnológico de las telecomunicaciones utilizado para facilitar la comunicación en señales electromagnéticas codificadas que se propagan a través del espacio. Es una alternativa de protocolo al estándar 802.11 para directrices de tráfico de datos y voz, además de redes de cable o infraestructura inalámbrica. La tecnología de red RF Mesh tiene una plataforma abierta, flexible, segura y con alto grado de escalabilidad.

Tiene una infraestructura, similar a una red de arquitectura TCP/IP, compuesta por varios puntos de medición que, además de clientes de la red de comunicación, actúan como routers, pasando a comportarse como una única y gran red, posibilitando que los clientes (medidores) puedan conectarse en cualquier punto. Los medidores hacen la función de repetidores y cada medidor está conectado a uno o más medidores. De esta manera, es posible transmitir mensajes de uno a otro por diferentes caminos y llevar la señal hasta el punto final.

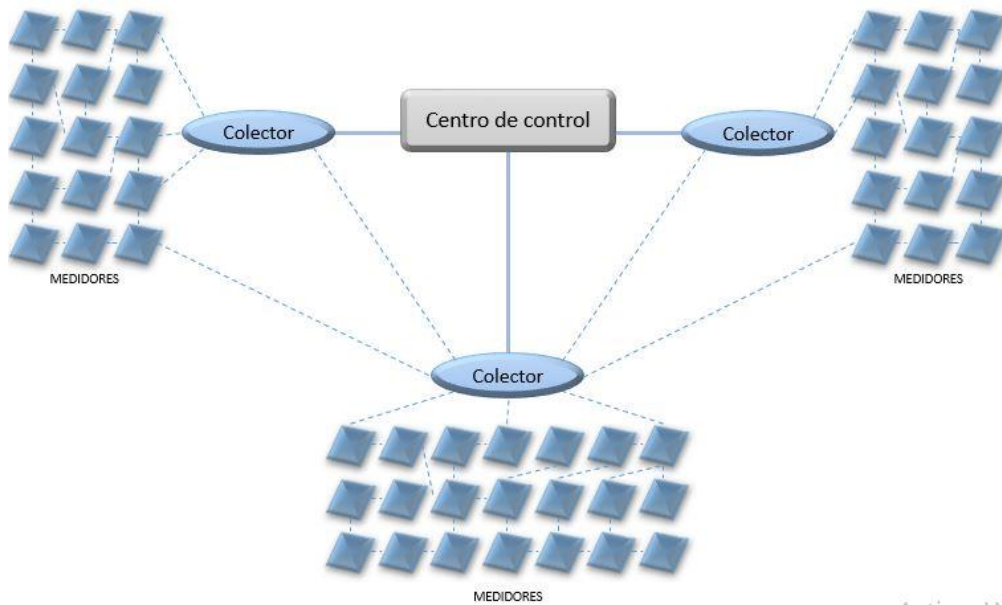
Algunas de las principales ventajas de una RF Mesh son:

- a. Seguridad: Los medidores e interfaces están sujetos a técnicas de autenticación y autorización. El firmware se puede actualizar por el aire y depende de firmas digitales y claves privadas para impedir el acceso no autorizado. Además, el sistema también soporta encriptación punto a punto para las comunicaciones a través del Smart Grid.
- b. Flexibilidad: Operación en áreas suburbanas y zonas rurales, lo que garantiza altas tasas de cobertura. Este sistema está diseñado para soportar toda la gama de

aplicaciones SMMC para automatización de la distribución y dar respuesta a la Demanda y proyectos que impliquen vehículos eléctricos.

- c. Escalabilidad: El protocolo RF Mesh permite que los datos lleguen de forma ordenada, reduciendo la necesidad de ancho de banda y permitiendo que los comandos se envíen basados en su prioridad.
- d. Robustez: Los puntos de la red poseen características de autoconfiguración, auto-optimización y autocorrección, el sistema permite la adición o remoción de dispositivos con selección automática de las mejores rutas, además de diagnósticos de los dispositivos para detección del funcionamiento anormal como: fallas de memoria, alimentación, temperatura, firmware y software.

**Figura 3: Esquema Sistema RF Mesh**



- **P2MP (Punto-multipunto):** Es la comunicación que se logra a través de conexión multipunto, ofreciendo varias rutas desde una única ubicación a varios lugares. Punto a multipunto es a menudo abreviado como P2MP, PTMP, o PMP.

Los sistemas P2MP han sido diseñados tanto como sistemas únicos como bidireccionales. Una antena o antenas que reciben las emisiones de varios medidores utilizan un sistema con

forma de multiplexación por división en el tiempo para permitir el regreso de canales de tráfico.

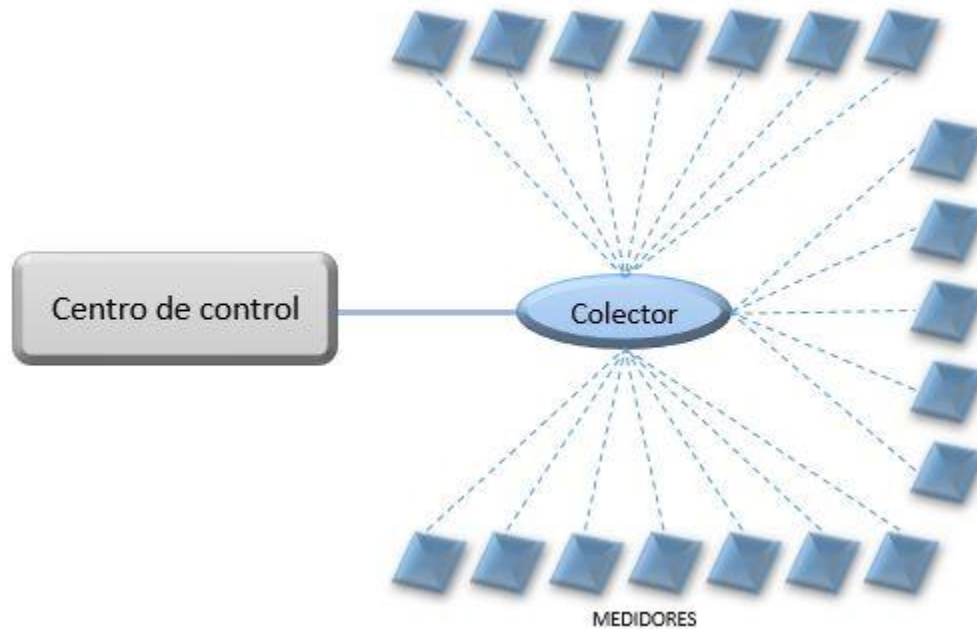
Las soluciones Punto-multipunto simplifican el desarrollo, la implementación, la mejora y la extensión de redes avanzadas de radio frecuencia. Destacan en brindar conectividad ubicua de alta velocidad y servicios de vanguardia, actualmente están ayudando a impulsar modelos comerciales exitosos a múltiples ubicaciones residenciales, comerciales, institucionales y municipales.

#### Características y beneficios de una red P2MP

- a. Mejor rendimiento a nivel operador: El sistema asegura conectividad 24/7 con tiempo de inactividad de red cero, lo que reduce los gastos operativos y la pérdida de ingresos debido a la interrupción del servicio.
  - b. Tecnología OFDM: operaciones de soporte en casos donde no hay disponibilidad de red.
  - c. Despliegue rápido: esta solución se proporciona como una Solución Plug-and-Play para una implementación rápida. El desmontaje y la redistribución de la unidad también es rápida.
  - d. Costo de transmisión optimizado: controla su costo de transmisión evitando la necesidad de utilizar fibra y líneas arrendadas. Reduce significativamente el CAPEX y OPEX.
- Fiabilidad para todo tipo de clima: el sistema es apto para exteriores y lo suficientemente resistente como para soportar condiciones climáticas extremas.

El Sistema RF P2MP utiliza concentradores que reciben los datos desde el dispositivo de comunicación en los medidores (AMCD) y los envían a continuación a MDM mediante una red WAN.

**Figura 4: Esquema Sistema RF P2MP**



Cabe señalar que en el ámbito normativo el equipamiento que utilice radiofrecuencia deberá ajustarse a la regulación correspondiente. En este aspecto, se puede señalar que los proveedores de estos equipos solicitan a la SUBTEL las correspondientes autorizaciones y certificaciones.

Corresponderá al Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones dictar la normativa tendiente a que todos los equipos y redes que, para la transmisión de servicios de telecomunicaciones, generen ondas electromagnéticas, cualquiera sea su naturaleza, sean instalados, operados y explotados de modo que no causen interferencias perjudiciales a los servicios de telecomunicaciones nacionales o extranjeros ni a equipos o sistemas electromagnéticos o interrupciones en su funcionamiento.

El uso y goce de frecuencias del espectro radioeléctrico será de libre e igualitario acceso por medio de concesiones, permisos o licencias de telecomunicaciones, especialmente temporales, otorgadas por el Estado.



Las concesionarias de servicio público de telecomunicaciones o terceros podrán dar prestaciones complementarias por medio de las redes públicas. Estas prestaciones consisten en servicios adicionales que se proporcionan mediante la conexión de equipos a dichas redes, los cuales deberán cumplir con la normativa técnica que establezca la Subsecretaría y no deberán alterar las características técnicas esenciales de las redes, ni el uso que tecnológicamente permitan, ni las modalidades del servicio básico que se preste con ellas. El cumplimiento de la norma técnica y el funcionamiento de los equipos, serán de la exclusiva responsabilidad de las prestatarias de estos servicios complementarios.

La prestación o comercialización de estos servicios adicionales no estará condicionada a anuencia previa alguna ni contractual de las concesionarias de servicios públicos de telecomunicaciones ni a exigencia o autorización de organismos o servicios públicos. De igual manera, las concesionarias no podrán ejecutar acto alguno que implique discriminación o alteración a una sana y debida competencia entre todos aquellos que proporcionen estas prestaciones complementarias.

La instalación y explotación de los equipos para las prestaciones complementarias no requerirán de concesión o de permiso. La Subsecretaría en el plazo de 60 días de requerida para ello, adjuntándosele los respectivos antecedentes técnicos, se pronunciará sobre el cumplimiento de las exigencias. Si transcurrido dicho plazo no se ha emitido pronunciamiento alguno, se entenderá que los equipos complementarios cumplen con la normativa técnica y se podrá iniciar la prestación de los servicios.

Los servicios limitados de telecomunicaciones, para su instalación, operación y explotación, requerirán de permiso otorgado por resolución exenta de la Subsecretaría, los que tendrán una duración de diez años y serán renovables, a solicitud de parte interesada.

Se establece que corresponde al Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones dictar la normativa de manera que todos los equipos y redes que se utilicen para la transmisión de servicios de telecomunicaciones no causen interferencias perjudiciales en los mencionados servicios.

Se define el uso y goce de frecuencias del espectro radioeléctrico será de libre e igualitario acceso por medio de concesiones, permisos o licencias de telecomunicaciones. Luego, para implementar los sistemas de comunicaciones de los SMMC se debe obtener permisos o concesiones.

Se establece que las concesionarias de servicio público de telecomunicaciones o terceros podrán dar prestaciones complementarias por medio de las redes públicas, luego las comunicaciones de los SMMC pueden utilizar estos servicios para la implementación de sus comunicaciones.

Se deberán adoptar cuantas medidas prácticas sean necesarias para que la radiación de los equipos destinados a aplicaciones industriales, científicas y médicas sea mínima y para que, fuera de las bandas destinadas a estos equipos, el nivel de dicha radiación sea tal que no cause interferencia perjudicial al servicio de radiocomunicación y, en particular, a un servicio de radionavegación o cualquier otro servicio de seguridad que funcione de acuerdo con el Reglamento de Radiocomunicaciones de la UIT. En esta materia se emplearán como guía, las últimas Recomendaciones UIT-R pertinentes.”

Los importadores o fabricantes de cualquiera de los equipos, previo a venderlos o cederlos a terceros a cualquier título, deberán obtener, de la Subsecretaría de Telecomunicaciones la que a su vez podrá aceptar las certificaciones de otras Administraciones de Telecomunicaciones con las cuales se haya suscrito un acuerdo de reconocimiento mutuo, un certificado que acredite que el o los equipos cumplen con las características técnicas señaladas en la presente resolución y, por lo tanto, su uso no requiere de autorización.

Además, al solicitarse la certificación deberá demostrarse que se cumple con lo establecido por la Subsecretaría de Telecomunicaciones, sobre requisitos de seguridad aplicables a instalaciones y equipos que generen ondas electromagnéticas.

La operación de los equipos, antes señalados, no deberá provocar interferencias a servicios de concesionarias de servicios de telecomunicaciones y no estarán protegidos respecto de interferencias que eventualmente puedan recibir. En el caso que los equipos a que se refiere la presente norma provoquen interferencias a los servicios ya referidos, dichos equipos deberán suspender inmediatamente las transmisiones, hasta subsanar dicha situación.

Adicionalmente, considerando que las frecuencias o bandas de frecuencias reguladas por la presente normativa son de uso compartido, será responsabilidad de las respectivas interesadas y de quienes instalen los equipos que éstos cuenten con los mecanismos de protección contra interferencias, que sean necesarios, para el correcto funcionamiento de los equipos y evitar eventuales daños a las personas o bienes, siendo además de su responsabilidad dar cumplimiento con las disposiciones sectoriales, que sean pertinentes, de otras Instituciones del Estado tales como

Ministerio de Salud, Dirección General de Aeronáutica Civil u otra, según corresponda al tipo de aplicación del respectivo equipo.

Sin perjuicio de lo anterior, la Subsecretaría de Telecomunicaciones podrá ordenar la suspensión de las transmisiones de los equipos antes señalados, cuando sus emisiones interfieran perjudicialmente a cualquier otro servicio autorizado.”

En el caso de los equipos amparados en la resolución exenta N.º 755, de 2005, de la Subsecretaría, y sus modificaciones, la cual fue derogada por la resolución exenta N°1985 del 17 de octubre de 2017, establece que se deberá demostrar el cumplimiento de lo establecido en el presente artículo al solicitar la certificación señalada en el artículo 2º de la referida resolución.

### **5.2.3. CELULAR**

Las tecnologías celulares para la transmisión de señales en los SMMC se clasifican en cuatro grupos principales:

- **GPRS (General Packet Radio Service):** Es una tecnología con soporte para funciones de datos. Las redes basadas en GPRS a menudo se denominan redes 2.5G y se están eliminando gradualmente a favor de instalaciones 3G/4G.  
GPRS fue una de las primeras tecnologías que permitió que una red celular se conectara con redes de Protocolo de Internet (IP)

Utiliza la conmutación de paquetes para la transmisión de datos. Funciona a velocidades extremadamente bajas para los estándares de hoy en día: las velocidades de descarga de datos oscilan entre 28 Kbps y 171 Kbps, con velocidades de carga aún más bajas.

- **3G:** Es la evolución directa de la tecnología Gprs, puede transferir información a un ritmo de al menos 200kbps, el doble de rápido que muchas de las tecnologías 2G.

Existen dos ramas importantes de la tecnología que conforman el 3G: CDMA (acceso múltiple por división de código) y GSM (sistema global para acceso múltiple).

Los proveedores de 3G basados en CDMA utilizan estándares optimizados de datos de evolución, mientras que los proveedores con GSM utilizan estándares de acceso por paquetes de alta velocidad. Estas tecnologías son los motores que ofrecen un servicio más rápido para

todos los usuarios. Además de su mayor velocidad, la tecnología 3G también cuenta con mayor seguridad.

- **4G:** La cuarta generación de estándares inalámbricos y sucesor para el estándar 3G, los requisitos de velocidad para el estándar 4G deben ser de 100 Mbps para una conexión móvil y de 1 Gbps para conexiones estacionarias.  
El servicio 4G está configurado para ofrecer una solución de banda ancha móvil con una IP segura y rápida para dispositivos móviles 4G que requieren acceso a Internet con instalaciones de alta velocidad disponibles.
- **Wi-fi:** Es una tecnología que permite que muchos dispositivos electrónicos puedan intercambiar datos o conectarse a internet de forma inalámbrica usando ondas de radio. La Wi-Fi Alliance define los dispositivos Wi-Fi como cualquier producto inalámbrico de red de área local (WLAN) que esté basado en el diseño del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) bajo los estándares 802.11 ".

La ventaja clave de los dispositivos IEEE 802.11 es que permiten una implementación menos costosa de redes de área local (LAN). Para lugares donde el cableado de cada dispositivo no es práctico, como áreas al aire libre y aeropuertos.

Los productos de cada marca pueden interactuar entre si gracias a que sus productos sean certificados como "Wi-Fi Certified" por la Wi-Fi Alliance.

Hoy, millones de dispositivos IEEE 802.11 están en uso en todo mundo y operan en las mismas bandas de frecuencia, esto hace que la necesidad de su convivencia sea crítica.

### **5.3. Aspectos claves a comparar entre tecnologías**

Cada una de las tecnologías presentadas tiene ventajas y desventajas dependiendo de las particularidades de la empresa que desea seleccionar una tecnología. Para realizar una evaluación más profunda, se definen 17 aspectos claves de análisis para la realización de una comparación.

1. Arquitectura e infraestructura tecnológica.
2. Adaptabilidad a la topografía del terreno.
3. Adaptabilidad a las condiciones operativas de las conexiones de los clientes.
4. Adaptabilidad a las condiciones ambientales.
5. Adaptabilidad al estado operativo de la red eléctrica.

6. Adaptabilidad a la longitud de la red.
7. Adaptabilidad al tipo de transformadores de distribución (bajo o alto tamaño)
8. Capacidad de transmisión de información y confiabilidad operativa
9. Complejidad de mantenimiento
10. Seguridad de la información / Sistemas de recuperación
11. Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación
12. Instalación
13. Compatibilidad con la mayoría de los medidores del mercado
14. Capacidad para operar equipos en la red de distribución
15. Costo por unidad instalada
16. Costos de mantenimiento
17. Experiencia en la aplicación de la tecnología

A continuación, se describen los atributos anteriores para las diversas tecnologías que se mencionan en este documento.

### **5.3.1. Arquitectura e Infraestructura tecnológica:**

Los sistemas PLC CARRIER de alta frecuencia requieren, en general, la instalación de equipos especiales (repetidores o puentes) para permitir a la señal pasar desde redes de baja tensión a media tensión. Esto puede aumentar la vulnerabilidad.

Sistemas de Radio Frecuencia y PLC CARRIER, en general requieren un alto número de concentradores, lo cual hace la infraestructura de la red más extensa y vulnerable.

La infraestructura de los sistemas PLC COMM que funcionan en media tensión es simple y menos vulnerable, ya que el equipo de comunicación se encuentra en subestaciones operadas por la compañía eléctrica.

### **5.3.2. Adaptabilidad a la topografía de campo del área servida:**

En general, las tecnologías PLC son las más eficaces en áreas de servicio con consumidores ubicados desagregadamente (baja densidad) y/o en terrenos muy empinados, excepto aquellas que sólo funcionan en baja tensión.

Las tecnologías RF pueden no ser una opción adecuada cuando las "líneas de visión" son difíciles de establecer o los saltos para los enlaces de comunicación son grandes. La tecnología de RF Mesh soluciona parcialmente este problema ya que cada medidor puede funcionar como receptor y transmisor, reduciendo los casos de falta de "línea de visión" y fallas de lectura en el sistema.

### **5.3.3. Adaptabilidad a las condiciones operativas de las conexiones de los clientes**

Muchos proyectos para la reducción de pérdidas no técnicas incluyen la instalación de medidores en paneles blindados para evitar el acceso de los consumidores y agentes externos. En algunos países no existen normas de fabricación para la instalación de equipos de medición. Están ubicados en sótanos, bajo escaleras o en áreas con malas condiciones para la transmisión de una señal RF. El uso de tecnologías RF puede implicar un aumento de los costos de inversión si es necesario instalar antenas o repetidores para amplificar la señal.

Las tecnologías PLC son totalmente insensibles a la ubicación de los medidores y funcionan adecuadamente en cualquier condición.

### **5.3.4. Adaptabilidad a las condiciones ambientales**

Los sistemas con baja cantidad de componentes instalados en la red están menos expuestos a las condiciones climáticas y sus impactos.

Si se utilizan técnicas de RF, es fundamental verificar la condición del espectro de radio en la gama de frecuencias en la que operarán. Debe comprobarse la eventual existencia de bandas clandestinas que puedan afectar la transmisión de la señal. También es importante comprobar los procedimientos existentes de concesión de licencias y supervisión para asignar el uso de bandas de comunicación y su aplicación efectiva (posiblemente un problema importante en los países que enfrentan debilidades en la gestión pública).

### **5.3.5. Adaptabilidad a la condición operativa de la red eléctrica**

La condición operativa de la red eléctrica puede afectar la calidad y confiabilidad de la transmisión de la señal en algunos sistemas PLC, especialmente aquellos que operan en frecuencia media y alta. Los sistemas de baja frecuencia son menos sensibles a las condiciones de la red, aunque algunos efectos electromagnéticos específicos (armónicos) pueden afectar su rendimiento.

### **5.3.6. Adaptabilidad a la longitud de la red**

Redes largas pueden afectar el rendimiento de algunos sistemas PLC que funcionan en frecuencia media y Alta. La instalación de relés y amplificadores puede ser necesaria para asegurar una transmisión de señal adecuada.

Si se utilizan sistemas RF, las redes largas podrían implicar un número bajo de medidores por hub y grandes cantidades de enlaces de comunicaciones, repetidores o antenas de WAN. Esto afecta tanto a los costes de inversión como a la confiabilidad general.

### **5.3.7. Adaptabilidad al tipo de transformadores de distribución (baja o alta capacidad)**

El uso de transformadores de pequeña capacidad afecta el rendimiento de los sistemas PLC que requieren la instalación de un puente para pasar señales de líneas de Baja tensión a líneas de media tensión. Para aquellos que sólo operan sobre las líneas de baja tensión y requieren un hub y una línea de comunicación por cada concentrador, los costos de implementación y mantenimiento serán altos.

### **5.3.8. Capacidad para transmitir información y confiabilidad operacional**

La capacidad de manejar la información de los sistemas RF es más alta que la de los sistemas PLC que operan en la frecuencia media y Baja. Sin embargo, los sistemas más grandes actualmente en funcionamiento (millones de puntos conectados) utilizan la tecnología PLC.

La confiabilidad es en general más alta en sistemas PLC, ya que están menos expuestos a fuentes externas de interferencia.

### **5.3.9. Complejidad de mantenimiento**

En general el mantenimiento de sistemas PLC es más fácil, ya que la red de comunicación es la misma que la Red de Distribución Eléctrica.

Un fallo en el enlace de comunicación es un fallo en el suministro de energía a los clientes.

Las mejoras en la calidad de la red de distribución también tendrán un efecto positivo en el rendimiento del sistema de comunicaciones.

Los sistemas PLC COMM tienen sus equipos ubicados en las subestaciones de distribución, facilitando la realización de las actividades de mantenimiento.

Los sistemas de RF requieren un mantenimiento continuo de los equipos instalados en la red por diversos motivos, como bloqueos generados en las "líneas de visión", gran número de concentradores y enlaces de comunicación que deben ser instalados para recopilar datos, etc. Es alrededor de 4 veces el de los sistemas PLC equivalentes (nivel de servicio).

### **5.3.10. Seguridad de información/ recuperación de sistemas**

Las tecnologías y protocolos RF son más populares y mejor conocidas por el público. Esto implica un mayor riesgo de intervención por agentes externos, ya que la señal viaja a través del espacio aéreo.

La protección contra interferencias externas es importante. Pero es aún más crítico la capacidad real del sistema para recuperarse y reconfigurarse después de las fallas. Los sistemas de RF, especialmente de tipo Mesh, no son buenos en este criterio. Un fallo de alimentación puede afectar a un gran número de puntos repetitivos y hubs y obligar a restaurar la red, un proceso que podría tomar horas. La consideración apropiada de este aspecto es crucial en los países donde la calidad del suministro de electricidad es mala y las interrupciones programadas o forzadas son frecuentes.

#### **5.3.11. Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación**

En sistemas de RF, especialmente los de tipo Mesh, es difícil determinar el origen de un fallo. Sin una conexión entre un concentrador y un medidor, no es fácil determinar si el fallo es la consecuencia de un canal bloqueado, un mal funcionamiento del equipo o simplemente una simple desconexión. La empresa puede estar obligada a realizar varias visitas de revisión antes de poder identificar la causa de un fallo.

#### **5.3.12. Instalación**

Los sistemas RF requieren una planificación más completa y detallada del diseño de la red. Se debe elaborar un diagrama preciso que asegure una alta cobertura y redundancia, teniendo en cuenta la ubicación de los contadores, las restricciones topográficas, la condición del espectro radioeléctrico, etc.

El diseño no es un problema para los sistemas PLC porque la red eléctrica se utiliza para las comunicaciones.

#### **5.3.13. Compatibilidad con la mayoría de los medidores en el mercado**

La mayoría de los sistemas SMMC actualmente disponibles en el mercado pueden incorporar medidores de un gran número de fabricantes. Aunque todavía hay algunas plataformas muy limitadas, la mayoría de ellas han evolucionado hacia la eliminación de las restricciones relativas a la incorporación de equipos de medición. Inclusive, ay una tendencia en separar el medidor del módulo de comunicación, lo que permite reutilizar el medidor si la compañía decide cambiar la tecnología de comunicación.

#### **5.3.14. Capacidad para operar equipos en líneas de distribución:**

Los sistemas RF y PLC que operan a través de las líneas de baja tensión y media ofrecen grandes capacidades para operar equipos en las redes de distribución.

Los sistemas PLC que funcionan sólo con líneas de baja tensión muestran una capacidad muy limitada para operar el equipo de distribución.



### **5.3.15. Costo por punto de instalación**

Los sistemas PLC, especialmente aquellos que operan en baja frecuencia y que no requieren equipo específico para permitir a la señal para pasar de baja a media tensión, tienen un costo menor por usuario instalado. El costo de expansión es también el menor.

Los costos de inversión de los sistemas RF varían considerablemente dependiendo del diseño final de la red. La adición de nuevos medidores suele ser más cara que en el caso de los sistemas PLC. Dentro de la tecnología RF, los sistemas "Mesh" tienden a tener un costo ligeramente superior, justificado en la capacidad de cada medidor de funcionar como transmisor, receptor y repetidor.

### **5.3.16. Costos mantenimiento**

Los costes de mantenimiento de los sistemas PLC COMM son menores debido a:

- Requieren que se comuniquen menos puntos de conexión remotos mediante los servicios proporcionados por la compañía telefónica
- Requieren menos esfuerzo operacional en el mantenimiento de los enlaces de comunicación
- Los fallos se encuentran generalmente en equipos ubicados en las subestaciones de distribución, que son menos vulnerables y fácilmente identificables

### **5.3.17. Experiencia en la aplicación de la tecnología**

Tanto las tecnologías PLC como RF han evolucionado a través de un proceso de establecimiento y desarrollo. PLC y tecnologías RF de largo alcance han estado en el mercado por más tiempo que RF "Mesh".

Los sistemas SMMC / AMR con mayores cantidades de puntos conectados o lecturas utilizan la tecnología PLC.

## **5.4. Identificación de fabricantes y proveedores**

En el presente capítulo se describen los principales fabricantes y proveedores de los SMMC.

Respecto del mercado nacional, es importante señalar que no existe fabricación local de este tipo de equipos, existiendo diversos proveedores, los cuales, con ocasión de esta asesoría, han sido contactados con el fin de obtener los antecedentes necesarios referentes a las características de los

equipos que ellos suministran. En el presente informe se incorpora la información que fue posible obtener de parte de ellos.

Respecto de las marcas disponibles, los proveedores existentes en Chile son los siguientes:

**Tabla 1: Proveedores, Marcas Disponibles.**

Proveedor	Marca Equipo
COMULSA/RHONA/JUNG Y CIA.LTDA	LANDIS+GYR
ACLARA	ACLARA (ex GE)
ITRON	ITRON
ENEL	ENEL DISTRIBUZIONE SPA
HUAWEI	HUAWEI
HEXING	HEXING
SCHNEIDER	SCHNEIDER
SIEMENS	SIEMENS
TECNORED	CLOU

En Anexo se proporciona la descripción de los proveedores. Cabe señalar que ella se ha obtenido de antecedentes entregados directamente por ellos. En algunos casos la información ha sido transcrita directamente, y en otras se ha resumido dada su extensión.

### **5.5. Levantamiento de Información de Medidores de Facturación en Operación en Sistemas Inteligentes de Medición**

Se solicitó a los proveedores una lista detallada de los medidores con los que ellos están trabajando en la actualidad, con sus características principales y datos técnicos.

La información de las características específicas de los equipos de medición difiere por proveedor. Los catálogos recibidos poseen diversas estructuras y no contienen el mismo nivel de información, con lo cual no es factible obtener una comparación homologable completa de todos los atributos para todos los equipos, sin embargo, se analizan todos los campos que concuerdan entre dichas estructuras.

A partir de los antecedentes proporcionados por los proveedores se conforman las siguientes tablas de resultados:

## 5.5.1. COMULSA

**Tabla 2: Información medidores COMULSA**

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	MEDIDOR 1	MEDIDOR 2	MEDIDOR 3	MEDIDOR 1	MEDIDOR 2	MEDIDOR 3
	E450 PLC 1-ph	E430 RF 1-ph	E460 PLC 1-ph	E450 RF 3-ph	E450 RF 3-ph	E460 PLC 3-ph
Clase de precisión (IEC)	1 Activa; 2 Reactiva	1 Activa; 2 Reactiva	1 Activa; 2 Reactiva	1 Activa; 2 Reactiva	1 Activa; 2 Reactiva	1 Activa; 2 Reactiva
Frecuencia Nominal	50Hz	50/60Hz	50/60Hz	50Hz	50/60Hz	50/60Hz
Capacidad de Memoria permanente	In load profile 1, a maximum of 10 registers can be stored per load profile entry. Any of the measured or calculated values can be stored. The length of the profile guarantees a minimum storage capacity of 60 days with a 15 minutes capture period and 10 captured registers.	Memoria de masa: 45 días; 15 canales; 15 minutos*  *El periodo de integración es configurable	In case of 15 minutes storage this is sufficient to store 120 days of data	In load profile 1, a maximum of 10 registers can be stored per load profile entry. Any of the measured or calculated values can be stored. The length of the profile guarantees a minimum storage capacity of 60 days with a 15 minutes capture period and 10 captured registers.	Memoria de masa: 45 días; 15 canales; 15 minutos*  *El periodo de integración es configurable	In case of 15 minutes storage this is sufficient to store 120 days of data
Intervalo de medición (minutos)	5, 10, 15, 30, 60 (demanda)	5, 10, 15, 30, 60 (demanda)	5, 10, 15, 30, 60 (demanda)	5, 10, 15, 30, 60 (demanda)	5, 10, 15, 30, 60 (demanda)	5, 10, 15, 30, 60 (demanda)
Corriente (A)	5 (80)A	5 (100)A	5 (80)A	5 (100)A	5 (120)A	5 (100)A
Tipo de comunicación	PLC G3	RF MESH	PLC G3	RF MESH	RF MESH	PLC G3
<b>Funcionalidades básicas</b>	-	-	-	-	-	-
Medición bidireccional	Sí.	Sí.	Sí.	Sí.	Sí.	Sí.
Corte y reposición	Sí. Remoto y local	Sí. Remoto y local	Sí. Remoto y local	Sí. Remoto y local	Sí. Remoto y local	Sí. Remoto y local
Corte social	No	No	Sí	No	No	Sí
Función prepago	No	No	Sí	No	No	Sí
Posibilidad de controlar potencia generada para Net billing	Sí.	Sí.	Sí.	Sí.	Sí.	Sí.
Sincronización horaria	Remote or local command with locked window for security	Remote or local command with locked window for security	Real Time Clock – synchronised by the Data Concentrator in the on-line configuration mode	Remote or local command with locked window for security	Remote or local command with locked window for security	Real Time Clock – synchronised by the Data Concentrator in the on-line configuration mode
Cifrado Información	PLC G3	AES 256	PLC G3	PLC G3	AES 256	PLC G3
<b>Funciones adicionales:</b>	-	-	-	-	-	-

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	MEDIDOR 1	MEDIDOR 2	MEDIDOR 3	MEDIDOR 1	MEDIDOR 2	MEDIDOR 3
	E450 PLC 1-ph	E430 RF 1-ph	E460 PLC 1-ph	E450 RF 3-ph	E450 RF 3-ph	E460 PLC 3-ph
Medición de THD	Residential meters do not support THD	Residential meters do not support THD	Residential meters do not support THD	Residential meters do not support THD	Residential meters do not support THD	Residential meters do not support THD
Integración de mediciones de otros servicios	Wired and wireless M-Bus interfaces support up to 4 multi-energy devices (gas, water, district heating)	No	No	Wired and wireless M-Bus interfaces support up to 4 multi-energy devices (gas, water, district heating)	No	Wired input
Control de redes HAN (Home Area Network)	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Tarifas Programables	The meter is designed for up to 9 rates.	Tariff changing 6 times a day; Tariff changing 4 times a day (ABNT)	4 rates, 24 energy registers	The meter is designed for up to 9 rates.	Tariff changing 6 times a day; Tariff changing 4 times a day (ABNT)	4 rates, 24 energy registers
Análisis de la red (Medición de otras variables)	Voltage, current, frequency, active power, Instantaneous values: reactive power, apparent power, power factor	Voltage, current, frequency, active power, Instantaneous values: reactive power, apparent power, power factor	Voltage supervision Minim power factor (PF) threshold Measurement period for instantaneous values Voltage Quality Events Power quality events Power failure event logs Measurement period for frequency Mains quality profile	Voltage, current, frequency, active power, Instantaneous values: reactive power, apparent power, power factor	Voltage, current, frequency, active power, Instantaneous values: reactive power, apparent power, power factor	Voltage supervision Minim power factor (PF) threshold Measurement period for instantaneous values Voltage Quality Events Power quality events Power failure event logs Measurement period for frequency Mains quality profile
Medición	4 Cuadrantes	4 Cuadrantes	4 Cuadrantes	4 Cuadrantes	4 Cuadrantes	4 Cuadrantes
Otras características	-	-	-	-	-	-
Grado de protección IP (Norma IEC 60529)	IP54	IP52	IP54	IP54	IP52	IP53
Período de mantenimiento propuesto						
APROBACIONES	IDIS Package 2; DLMS/COSEM; MID Directive 2014/32/EU; IEC TYPE TEST (NMI); PLC CENELEC A; FCC;	Aprobado por INMETRO (Brasil)	DLMS/COSEM; STS; IEC TYPE TEST (NMI); IEC 62052-11, IEC 62053-21, IEC 62053-23.	IDIS Package 2; DLMS/COSEM; MID Directive 2014/32/EU; IEC TYPE TEST (NMI); PLC CENELEC A; FCC;	Aprobado por INMETRO (Brasil)	DLMS/COSEM; STS; IEC TYPE TEST (NMI); IEC 62052-11, IEC 62053-21, IEC 62053-23.

## 5.5.2. ACLARA

**Tabla 3: Información medidores ACLARA**

Características generales	Monofasico				Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 4	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	SGM 1400	Linyang I-MET100 2H 1F	Waison Libra II 2H 1F	Waison Libra II 3H 1F	SGM 3000	Nansen KART 4H 3F	Landis & Gyr E34 4H 3F
Clase de precisión (IEC)	Activa 1% y 0,5% Reactiva 2%	1%	1%	1%	Activa 1% y 0,5% Reactiva 2%	Activa 1% Reactiva 2%	Activa 1% Reactiva 2%
Frecuencia Nominal	50 Hz + 5%	50/60 Hz + 5%	50/60 Hz + 5%	60 Hz + 5%	50 Hz + 5%	50/60 Hz + 5%	50/60 Hz + 5%
Capacidad de Memoria permanente	24 meses (4 channel x 30mins)	Lecturas Diarias - 7 días Lectura Intervalos - 35 días	Lecturas Diarias - 7 días Lectura Intervalos - 35 días	Lecturas Diarias - 7 días Lectura Intervalos - 35 días	6 meses (16 channel x 30mins)	Lecturas Diarias - 7 días Lectura Intervalos - 35 días	Lecturas Diarias - 7 días Lectura Intervalos - 35 días
Intervalo de medición (minutos)	5-, 10-, 15-, 30-, 60 minutos	15-, 30-, 60 minutos	15-, 30-, 60 minutos	15-, 30-, 60 minutos	5-, 10-, 15-, 30-, 60 minutos	15-, 30-, 60 minutos	15-, 30-, 60 minutos
Corriente (A)	10 (80 A), 10 (100 A)	10 (60 A), 15 (60 A), 10 (80 A), 20 (80 A)	10 (80 A), 10 (100 A)	10 (80 A), 10 (100 A)	10 (100 A), 5 (1 A)	2.5 (20 A), 15 (120 A)	15 (120 A)
Tipo de comunicación	PLC TWACS PLC-PRIME PLC-G3 TRILLIANT-RPMA	PLC TWACS	PLC TWACS	PLC TWACS	PLC-PRIME PLC-G3 TRILLIANT-RPMA	PLC TWACS	PLC TWACS
Funcionalidades básicas	Alarmas Fraude Reset Demanda Demanda	Armar Para Reconectar Alarmas Fraude Reset Demanda	Armar Para Reconectar Alarmas Fraude Reset Demanda	Armar Para Reconectar Alarmas Fraude Reset Demanda	Alarmas Fraude Reset Demanda Demanda	Alarmas Fraude Reset Demanda Demanda	Alarmas Fraude Reset Demanda Demanda
Medición bidireccional	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Corte y reposición	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Corte social	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Función prepago	Si	Desde Head End	Desde Head End	Desde Head End	Si	Desde Head End	Desde Head End
Posibilidad de controlar potencia generada para Net billing	No	No	No	No	No	No	No
Sincronización horaria	RTC y Head End	RTC y Head End	RTC y Head End	RTC y Head End	RTC y Head End	RTC y Head End	RTC y Head End
Cifrado Información							
<b>Funciones adicionales:</b>							
Medición de THD	Si	No	No	No	Si	No	No
Integración de mediciones de otros servicios	No	No	No	No	No	No	No
Control de redes HAN (Home Area Network)	Si	No	No	No	Si	No	No

Características generales	Monofasico				Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 4	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	SGM 1400	Lingyang I-MET100 2H 1F	Waison Libra II 2H 1F	Waison Libra II 3H 1F	SGM 3000	Nansen KART 4H 3F	Landis & Gyr E34 4H 3F
Tarifas Programables	Si	Desde Head End	Desde Head End	Desde Head End	Si	Desde Head End	Desde Head End
Análisis de la red (Medición de otras variables)	Reporte Averia y Duracion	Reporte Averia y Duracion	Reporte Averia y Duracion	Reporte Averia y Duracion	Reporte Averia y Duracion	Reporte Averia y Duracion	Reporte Averia y Duracion
Medición	Directa Semi-Directa	Directa	Directa	Directa	Directa Semi-Directa	Directa Semi-Directa	Directa
<b>Otras características</b>	TOU				TOU	TOU	
Grado de protección IP (Norma IEC 60529)	IP53	IP51	IP51	IP51	IP54	IP51	IP51
Período de mantenimiento propuesto	18 meses después de la entrega	18 meses después de la entrega	18 meses después de la entrega	18 meses después de la entrega	18 meses después de la entrega	18 meses después de la entrega	18 meses después de la entrega
APROBACIONES	IEC 62052-11 IEC 62053-21 IEC 62053-23	IEC 62052-11 IEC 62053-21 CISPR 22	IEC 62052-11 IEC 62053-21 CISPR 22	IEC 62052-11 IEC 62053-21 CISPR 22	IEC 62052-11 IEC 62053-21 IEC 62053-23	IEC 62052-11 IEC 62053-21 CISPR 22	IEC 62052-11 IEC 62053-21 IEC 62053-23 NBR14519 NBR14520 NBR14522 RTM 431:2007

### 5.5.3. ITRON

**Tabla 4: Información medidores ITRON**

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	-	-	-	OW RIVA (Monofasico/Trifasico)	SL7000 (Trifasico)	ACE6000 (Trifasico)
Clase de precisión (IEC)	-	-	-	1	0.2S / 0.5S / 1	1
Frecuencia Nominal	-	-	-	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Capacidad de Memoria permanente	-	-	-	Depende del número de canales en uso y longitud del intervalo de tiempo de medición	Depende del número de canales en uso y longitud del intervalo de tiempo de medición	Depende del número de canales en uso y longitud del intervalo de tiempo de medición
Intervalo de medición (minutos)	-	-	-	5, 10, 15, 30, 60 min	5, 10, 15, 30, 60 min	5, 10, 15, 30, 60 min
<b>Corriente (A)</b>	-	-	-	5(100) Amp	1(10) Amp 5(120) Amp	5(100) Amp
Tipo de comunicación	-	-	-	La plataforma de comunicación OpenWay Riva usa la tecnología Adaptativa de Comunicación (ACT) la cual permite que el medidor y resto de los dispositivos de red interactuen de manera dinamica conmutando entre los medios RF y PLC. La comunicación está basada en estándares IPV6 para redes Mesh en protocolos IEEE 802.15.4g/e (RF) e IEEE 1901.2 (PLC). Localmente los medidores pueden enlazarse vía WiFi	Comunicación local mediante puerto óptico (IEC 61107), RS232 y/o RS485, con posibilidad de comunicación remota vía GPRS/GSM, PSTN, Ethernet	Comunicación local mediante puerto óptico (IEC 61107), RS232 y/o RS485, con posibilidad de comunicación remota vía GPRS/GSM, PSTN, Ethernet
<b>Funcionalidades básicas</b>	-	-	-			
Medición bidireccional	-	-	-	Si	Si	Si
Corte y reposición	-	-	-	Si	(*) No	(*) No
Corte social	-	-	-	Si	No	No
Función prepago	-	-	-	Si	No	No
Posibilidad de controlar potencia generada para Net billing	-	-	-	Si	No	No
Sincronización horaria	-	-	-	Si	Si	Si
Cifrado Información	-	-	-	Si	(**) No	(**) No
<b>Funciones adicionales:</b>	-	-	-			
Medición de THD	-	-	-	Si	Si	No
Integración de mediciones de otros servicios	-	-	-	Si	Si	Si

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	-	-	-	OW RIVA (Monofasico/Trifasico)	SL7000 (Trifasico)	ACE6000 (Trifasico)
Control de redes HAN (Home Area Network)	-	-	-	Si	No	No
Tarifas Programables	-	-	-	Si	Si	Si
Análisis de la red (Medición de otras variables)	-	-	-	Si	Si	Si
Medición	-	-	-	Si	Si	Si
<b>Otras características</b>	-	-	-			
Grado de protección IP (Norma IEC 60529)	-	-	-	IP54	IP51	IP54
Período de mantenimiento propuesto	-	-	-	-	-	-
APROBACIONES	-	-	-	-	-	-



### 5.5.4. ENEL

**Tabla 5: Información medidores ENEL**

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	MEDIDOR 1	MEDIDOR 2	MEDIDOR 3	MEDIDOR 1	MEDIDOR 2	MEDIDOR 3
	CERM1 Medidor monofasico	GEMIS Medidor monofasico	-	CERT1 Medidor polifasico directo	CERS3 Medidor polifasico semi-directo	GETIS Medidor polifasico directo
Clase de precisión (IEC)	Cl.1 Active Cl.2 Reactive	Cl.1 Active Cl.2 Reactive	-	Cl.1 Active Cl.2 Reactive	Cl.1 Active Cl.2 Reactive	Cl.1 Active Cl.2 Reactive
Frecuencia Nominal	50 Hz (soporta 60 Hz)	50 Hz	-	50 Hz (soporta 60 Hz)	50 Hz (soporta 60 Hz)	50 Hz
Capacidad de Memoria permanente	Capacidad de almacenar 6 canales de energia (perfil de carga) para más de 5 meses con intervalo de 1 hora. Capacidad de almacenar 9 canales de medidas (V, I, Hz, pf.) para más de 2 meses con intervalo de 1 hora. Capacidad para almacenar hasta 4 cierres de medidas para facturacion.	Capacidad de almacenar 6 canales de energia (perfil de carga) para más de 5 meses con intervalo de 1 hora. Capacidad de almacenar 9 canales de medidas (V, I, Hz, pf.) para más de 2 meses con intervalo de 1 hora. Capacidad para almacenar hasta 4 cierres de medidas para facturacion.	-	Capacidad de almacenar 6 canales de energia (perfil de carga) para más de 5 meses con intervalo de 1 hora. Capacidad de almacenar 9 canales de medidas (V, I, Hz, pf.) para más de 2 meses con intervalo de 1 hora. Capacidad para almacenar hasta 4 cierres de medidas para facturacion.	Capacidad de almacenar 6 canales de energia (perfil de carga) para más de 5 meses con intervalo de 1 hora. Capacidad de almacenar 9 canales de medidas (V, I, Hz, pf.) para más de 2 meses con intervalo de 1 hora. Capacidad para almacenar hasta 4 cierres de medidas para facturacion.	Capacidad de almacenar 6 canales de energia (perfil de carga) para más de 5 meses con intervalo de 1 hora. Capacidad de almacenar 9 canales de medidas (V, I, Hz, pf.) para más de 2 meses con intervalo de 1 hora. Capacidad para almacenar hasta 4 cierres de medidas para facturacion.
Intervalo de medición (minutos)	Programable. Valor por defecto 1 hora. Posible adoptar configuracion a 15 minutos para operaciones reales (configuracion hasta 1 minuto disponible pero no recomendada para operaciones de sistema)	Programable. Valor por defecto 1 hora. Posible adoptar configuracion a 15 minutos para operaciones reales (configuracion hasta 1 minuto disponible pero no recomendada para operaciones de sistema)	-	Programable. Valor por defecto 1 hora. Posible adoptar configuracion a 15 minutos para operaciones reales (configuracion hasta 1 minuto disponible pero no recomendada para operaciones de sistema)	Programable. Valor por defecto 1 hora. Posible adoptar configuracion a 15 minutos para operaciones reales (configuracion hasta 1 minuto disponible pero no recomendada para operaciones de sistema)	Programable. Valor por defecto 1 hora. Posible adoptar configuracion a 15 minutos para operaciones reales (configuracion hasta 1 minuto disponible pero no recomendada para operaciones de sistema)
Corriente (A)	Imin=0,25A, Ib=5A, Imax=60 A	Imin=0,1A, Ib=5A, Imax=60 A	-	Imin=0,25A, Ib=5A, Imax=60 A	Imin=0,1A, Ib=2A, Imax=20 A	Imin=0,1A, Ib=5A, Imax=40 A
Tipo de comunicación	PLC B-PSK 4800 bps (nominal 9600 bps), Puerto optico local IEC 62056-21	PLC FSK 4800 bps (CENELEC Band A), B-PSK 4800 bps (nominal 9600 bps, CENELEC Band A), B-PSK CENELC Band C, Radio Frecuencia 169 MHz, Puerto optico local IEC 62056-21	-	PLC B-PSK 4800 bps (nominal 9600 bps), Puerto optico local IEC 62056-21	PLC B-PSK 4800 bps (nominal 9600 bps), Puerto optico local IEC 62056-21	PLC FSK 4800 bps (CENELEC Band A), B-PSK 4800 bps (nominal 9600 bps, CENELEC Band A), B-PSK CENELC Band C, Radio Frecuencia 169 MHz, Puerto optico local IEC 62056-21
Funcionalidades básicas			-			

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	MEDIDOR 1	MEDIDOR 2	MEDIDOR 3	MEDIDOR 1	MEDIDOR 2	MEDIDOR 3
	CERM1 Medidor monofasico	GEMIS Medidor monofasico	-	CERT1 Medidor polifasico directo	CERS3 Medidor polifasico semi-directo	GETIS Medidor polifasico directo
Medición bidireccional	SI, 4 cuadrantes	SI, 4 cuadrantes	-	SI, 4 cuadrantes	SI, 4 cuadrantes	SI, 4 cuadrantes
Corte y reposición	SI, corte remoto y reposicion remota automatica	SI, corte remoto y reposicion remota con intervencion del cliente	-	SI, corte remoto y reposicion remota automatica	SI, corte remoto y reposicion remota automatica	SI, corte remoto y reposicion remota con intervencion del cliente
Corte social	SI, configurable con niveles de potencia y simulación de una curva de corte tipo automático	SI, configurable con niveles de potencia y simulación de una curva de corte tipo automático	-	SI, configurable con niveles de potencia y simulación de una curva de corte tipo automático	SI, configurable con niveles de potencia y simulación de una curva de corte tipo automático	SI, configurable con niveles de potencia y simulación de una curva de corte tipo automático
Función prepago	SI, de forma remota o de forma local (con teclado para uso de PINs de recarga)	SI, de forma remota o de forma local (con teclado para uso de PINs de recarga)	-	SI, de forma remota o de forma local (con teclado para uso de PINs de recarga)	SI, de forma remota o de forma local (con teclado para uso de PINs de recarga)	SI, de forma remota o de forma local (con teclado para uso de PINs de recarga)
Posibilidad de controlar potencia generada para Net billing	SI	SI	-	SI	SI	SI
Sincronización horaria	SI	SI	-	SI	SI	SI
Cifrado Información	SI, basada en AES128	SI, basada en AES128	-	SI, basada en AES128	SI, basada en AES128	SI, basada en AES128
<b>Funciones adicionales:</b>			-			
Medición de THD	NO	NO	-	NO	NO	NO
Integración de mediciones de otros servicios	SI, a través de concentrador de datos con comunicación RF	SI, a través de concentrador de datos con comunicación RF	-	SI, a través de concentrador de datos con comunicación RF	SI, a través de concentrador de datos con comunicación RF	SI, a través de concentrador de datos con comunicación RF
Control de redes HAN (Home Area Network)	SI, a través de comunicación PLC	SI, a través de comunicación PLC	-	SI, a través de comunicación PLC	SI, a través de comunicación PLC	SI, a través de comunicación PLC
Tarifas Programables	SI	SI	-	SI	SI	SI
Análisis de la red (Medición de otras variables)	SI (V, I, Hz, PF, Potencia, variaciones de tensión, interrupciones de tensión)	SI (V, I, Hz, PF, Potencia, variaciones de tensión, interrupciones de tensión)	-	SI (V, I, Hz, PF, Potencia, variaciones de tensión, interrupciones de tensión)	SI (V, I, Hz, PF, Potencia, variaciones de tensión, interrupciones de tensión)	SI (V, I, Hz, PF, Potencia, variaciones de tensión, interrupciones de tensión)
Medición	El equipo puede medir V, I, Hz, PF	El equipo puede medir V, I, Hz, PF	-	El equipo puede medir V, I, Hz, PF	El equipo puede medir V, I, Hz, PF	El equipo puede medir V, I, Hz, PF
<b>Otras características</b>			-			
Grado de protección IP (Norma IEC 60529)	IP53	IP53	-	IP53	IP53	IP53

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	MEDIDOR 1	MEDIDOR 2	MEDIDOR 3	MEDIDOR 1	MEDIDOR 2	MEDIDOR 3
	CERM1 Medidor monofasico	GEMIS Medidor monofasico	-	CERT1 Medidor polifasico directo	CERS3 Medidor polifasico semi-directo	GETIS Medidor polifasico directo
Período de mantenimiento propuesto	15 años	15 años	-	15 años	15 años	15 años
APROBACIONES	Equipo certificado MID (Europa), Chile, Colombia, Perú, Argentina, Rusia, cumple las normas IEC 62052-11, IEC 62053-21 y IEC 62053-23, EN 50470-1, EN 50470-3	Equipo certificado MID (Europa), cumple las normas IEC 62052-11, IEC 62053-21 y IEC 62053-23, EN 50470-1, EN 50470-3	-	Equipo certificado MID (Europa), Chile, Colombia, Perú, Argentina, Rusia, cumple las normas IEC 62052-11, IEC 62053-21 y IEC 62053-23, EN 50470-1, EN 50470-3	Equipo certificado MID (Europa), Chile, Colombia, Perú, Argentina, Rusia, cumple las normas IEC 62052-11, IEC 62053-21 y IEC 62053-23, EN 50470-1, EN 50470-3	Equipo certificado MID (Europa), cumple las normas IEC 62052-11, IEC 62053-21 y IEC 62053-23, EN 50470-1, EN 50470-3

## HUAWEI

**Tabla 6: Información medidores HUAWEI**

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	Holley DDSY283SR Single-Phase Meter	-	-	Holley DTSD545 Three-Phase Meter	-	-
Clase de precisión (IEC)	Active Accuracy: Class 1 (IEC 62053-21)	-	-	Active Accuracy: DT type: Class 1 (IEC 62053-21) or CT type: Class 0.5 (IEC 62053-22) Reactive Accuracy: Class 2 (IEC 62053-23)	-	-
Frecuencia Nominal	50Hz	-	-	50Hz	-	-
Capacidad de Memoria permanente	Dataflash 16Mbit x1, EEPROM 512Kbit x1	-	-	Dataflash 16Mbit x1, EEPROM 512Kbit x2, FROM 64bit x1	-	-
1.16. Tamaño de los paquetes de datos que se transferirán entre medidores o hacia el colector.	one data item less than 1Kbyte per reading	-	-	one data item less than 1Kbyte per reading	-	-
1.10. Tiempo de almacenamiento de datos sin que sea necesario consultar el medidor (memoria)	<b>Load profile Interval:</b> 1\15\30\60 minutes (programmable), default 30 minutes. <b>Storage:</b> six months every 30 minutes interval Capture objects as follows (programmable); - Import active power(phase) - Export active power(phase)	-	-	<b>Load Profile (Energy&amp; Demand) Interval:</b> Support maximum 8 channels, 1~60 minutes ,default 30 minutes <b>Storage:</b> More than 100 days every 30 minutes Capture objects as follows	-	-

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	Holley DDSY283SR Single-Phase Meter	-	-	Holley DTSD545 Three-Phase Meter	-	-
Intervalo de medición (minutos)	<p><b>Max Demand</b> Slide mode or block mode(programmable). Demand period: 5min,15 min,30 min,60 min(programmable); Number of slide period:1min~15min(programmable). (demand period is integral multiple times of slide No. ) Demand measure content: - Import active maximum demand (total &amp; each tariff) - Export active maximum demand(total &amp; each tariff)</p>	-	-	<p>(Configurable); - Import active demand - Export active demand - Import reactive demand - Export reactive demand - Import apparent demand - Export apparent demand - Import active energy - Export active energy - Import reactive energy - Export reactive energy - Meter status <b>Load Profile(Instantaneous):</b> Support maximum 15 channels. Interval: 1~60 minutes ,default 30 minutes. <b>Storage: More than 100 days every 30 minutes.</b> <b>Capture objects as follows:</b> - Voltage of phase A - Voltage of phase B - Voltage of phase C - Current of phase A - Current of phase B - Current of phase C - Total active power - Active power of phase A - Active power of phase B - Active power of phase C - Total reactive power - Reactive power of phase A - Reactive power of phase B - Reactive power of phase C - Frequency - Total power factor - Power factor of phase A - Power factor of phase B - Power factor of phase C</p>	-	-
Corriente (A)	10(80)A	-	-	DT type: 10(100)A CT type: 5(10)A	-	-
Tipo de comunicación	eLTE-IoT PLC-IoT GPRS	-	-	eLTE-IoT PLC-IoT GPRS	-	-
<b>Funcionalidades básicas</b>		-	-		-	-
Medición bidireccional	<p><b>Active Energy:</b> -Import active energy of phase - Export active energy of phase</p>	-	-	<p><b>Active Energy:</b> -Active energy(import) -Active energy(export) <b>Reactive Energy:</b> -reactive energy(import) -reactive energy(export)</p>	-	-
Corte y reposición	Support Remote connection/disconnection	-	-	Support Remote connection/disconnection	-	-
Corte social		-	-		-	-

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	Holley DDSY283SR Single-Phase Meter	-	-	Holley DTSD545 Three-Phase Meter	-	-
Función prepago	For current project we use postpay meter, but we have other type of meter to support prepayment function.	-	-	For current project we use postpay meter, but we have other type of meter to support prepayment function.	-	-
Posibilidad de controlar potencia generada para Net billing	Not support Net Metering. If this function is needed must use another meter model.	-	-	Not support Net Metering. If this function is needed must use another meter model.	-	-
Sincronización horaria	RTC, real-time clock with Accuracy $\leq$ 0.5s/day Configurable & Auto-switch.	-	-	RTC, real-time clock with Accuracy $\leq$ 0.5s/day Configurable & Auto-switch.	-	-
Cifrado Información	<p><b>PLC-IoT Encryption:</b> AES -128 bits <b>eLTE-IoT Encryption:</b> AES - 128/256 bits</p> <p><b>eLTE-IoT Network Two-way Authentication mechanism:</b> AKA authentication. <b>The Network(Server) Authentication for terminal.</b> The network authenticates Terminals to prevent illegal Terminals from occupying network resources. <b>The Terminal Authentication for the Network(Server):</b> The terminals authenticate the network to avoid accessing illegal networks and the risks of being stolen with key information.</p> <p><b>Management plane security &amp; Access control:</b> performs user right management and access control on users' operations. - Access management - User management - Login authentication - Log auditing - Security alarms</p>	-	-	<p><b>PLC-IoT Encryption:</b> AES - 128 bits <b>eLTE-IoT Encryption:</b> AES - 128/256 bits</p> <p><b>eLTE-IoT Network Two-way Authentication mechanism:</b> AKA authentication. <b>The Network(Server) Authentication for terminal.</b> The network authenticates Terminals to prevent illegal Terminals from occupying network resources. <b>The Terminal Authentication for the Network(Server):</b> The terminals authenticate the network to avoid accessing illegal networks and the risks of being stolen with key information.</p> <p><b>Management plane security &amp; Access control:</b> performs user right management and access control on users' operations. - Access management - User management - Login authentication - Log auditing - Security alarms</p>	-	-
Seguridad para la interface de acceso local	Meter support password with 2 access levels: - Meter Reading - Meter Configuration	-	-	Meter support password with 2 access levels: - Meter Reading - Meter Configuration	-	-
<b>Funciones adicionales:</b>		-	-		-	-
Medición de THD (Total Harmonic Distortion) Tienen algún	Not Support THD. This function must be developed and integrated in new hardware version.	-	-	Not Support THD. This function must be developed and integrated in new hardware version.	-	-

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	Holley DDSY283SR Single-Phase Meter	-	-	Holley DTSD545 Three-Phase Meter	-	-
medidor que soporte la función THD?						
Integración de mediciones de otros servicios	The solution can support the integration of measurement of other services: For Huawei wireless eLTE-IoT technologies can integrate additional applications such as sensors, meters and others. For the software application layer which is the MDMS (Meter Data Management System) Huawei can find a suitable partner to integrate different utilities into one software.	-	-	The solution can support the integration of measurement of other services: For Huawei wireless eLTE-IoT technologies can integrate additional applications such as sensors, meters and others. For the software application layer which is the MDMS (Meter Data Management System) Huawei can find a suitable partner to integrate different utilities into one software.	-	-
Control de redes HAN (Home Area Network)	The solution can support the integration of HAN: <b>eLTE &amp; eLTE-IoT:</b> Huawei wireless eLTE & eLTE-IoT technologies can integrate additional applications located in the HAN. <b>PLC-IoT:</b> For PLC-IoT the integration of HAN applications are in roadmap by the last quarter of 2018.	-	-	The solution can support the integration of HAN: <b>eLTE &amp; eLTE-IoT:</b> At this moment by using Huawei wireless eLTE & eLTE-IoT technologies can integrate additional applications located in the HAN. <b>PLC-IoT:</b> For PLC-IoT the integration of HAN applications are in roadmap by the last quarter of 2018.	-	-
Tarifas Programables	Support TOU (Time of Use): 4 tariffs 10 daily time spans 12-day schedules 8-week schedules 4 season schedules 64 holidays	-	-	Support TOU (Time of Use): 4 tariffs 10 daily time spans 12-day schedules 8-week schedules 4 season schedules 64 holidays	-	-
Análisis de la red (Medición de otras variables)	Support with the Network Management system check the network performance and different parameters of the network status.	-	-	Support with the Network Management system check the network performance and different parameters of the network status.	-	-
Medición	<b>Active Energy:</b> -Import active energy of phase - Export active energy of phase -Total active absolute energy of phase -Total active net energy of phase -Total active absolute energy of neutral -The difference of phase and neutral energy <b>Instantaneous:</b> -Voltage -Current (L/N) -Active power (L/N) -Apparent power (L/N) -Phase factor (L/N) -Frequency	-	-	<b>Active Energy:</b> -Active energy(import) -Active energy(export) <b>Reactive Energy:</b> -reactive energy(import) -reactive energy(export) <b>Instantaneous:</b> -Voltage of phase A/B/C Current of phase A/B/C Total active power -Active power of phase A/B/C Total reactive power -Reactive power of phase A/B/C Total apparent power -Apparent power of phase A/B/C Total phase factor -Phase factor of phase A/B/C	-	-

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	Holley DDSY283SR Single-Phase Meter	-	-	Holley DTSD545 Three-Phase Meter	-	-
				Frequency -Export active power of phase A/B/C Export reactive power of phase A/B/C Phase --angle of phase A/B/C -Voltage phase angle Uab -Voltage phase angle Uac		
<b>Otras características</b>		-	-		-	-
Grado de protección IP (Norma IEC 60529)	IP54	-	-	IP54	-	-
Período de mantenimiento propuesto	20 years	-	-	20 years	-	-
		-	-		-	-
<b>Preguntas adicionales</b>		-	-		-	-
1.5. ¿Los medidores cuentan con las cualidades básicas esperables en los medidores?	Yes	-	-	Yes	-	-
Funcionalidades anti-fraude	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Power off/on event start/end</li> <li>- Meter cover open event start/end</li> <li>- Terminal cover open event start/end</li> <li>- Magnetic influence event start/end</li> <li>- Current reverse event start/end</li> <li>- Bypass event start/end</li> <li>- Remote disconnection function</li> </ul>	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Terminal cover open event start/end</li> <li>- Magnetic influence start/end event</li> <li>- Meter cover open event start/end</li> <li>- Phase sequence reverse start/end event</li> <li>- Power on/off event</li> <li>- Energy reverse of phase A start/end</li> <li>- Energy reverse of phase B start/end</li> <li>- Energy reverse of phase C start/end</li> <li>- Remote disconnection function</li> </ul>	-	-
	DCU Box open alarm via DI port.	-	-	DCU Box open alarm via DI port.	-	-
Actualización remota del firmware	Support	-	-	Support	-	-
Ajuste horario	RTC, real-time clock with Accuracy $\leq$ 0.5s/day Configurable & Auto-switch.	-	-	RTC, real-time clock with Accuracy $\leq$ 0.5s/day Configurable & Auto-switch.	-	-
Seguridad en la comunicación con el sistema central.	<b>PLC-IoT Encryption:</b> AES -128 bits <b>eLTE-IoT Encryption:</b> AES - 128/256 bits  <b>eLTE-IoT Network Two-way Authentication mechanism:</b> AKA	-	-	<b>PLC-IoT Encryption:</b> AES - 128 bits <b>eLTE-IoT Encryption:</b> AES - 128/256 bits	-	-

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	Holley DDSY283SR Single-Phase Meter	-	-	Holley DTSD545 Three-Phase Meter	-	-
	<p>authentication.</p> <p><b>The Network(Server) Authentication for terminal.</b> The network authenticates Terminals to prevent illegal Terminals from occupying network resources.</p> <p><b>The Terminal Authentication for the Network(Server):</b> The terminals authenticate the network to avoid accessing illegal networks and the risks of being stolen with key information.</p> <p><b>Management plane security &amp; Access control:</b> performs user right management and access control on users' operations.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Access management</li> <li>- User management</li> <li>- Login authentication</li> <li>- Log auditing</li> <li>- Security alarms</li> </ul>			<p><b>eLTE-IoT Network Two-way Authentication mechanism:</b> AKA authentication.</p> <p><b>The Network(Server) Authentication for terminal.</b> The network authenticates Terminals to prevent illegal Terminals from occupying network resources.</p> <p><b>The Terminal Authentication for the Network(Server):</b> The terminals authenticate the network to avoid accessing illegal networks and the risks of being stolen with key information.</p> <p><b>Management plane security &amp; Access control:</b> performs user right management and access control on users' operations.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Access management</li> <li>- User management</li> <li>- Login authentication</li> <li>- Log auditing</li> <li>- Security alarms</li> </ul>		
1.6. La función de control de la potencia inyectada no existe a nivel de medidor. ¿es posible esta funcionalidad a nivel de medidor? (funcionalidad firmware).	<p>Not support Net Metering.</p> <p>Option1: If this function is needed must use other meter model.</p> <p>Option2: Use two meters and do the management by the MDM.</p>	-	-	<p>Not support Net Metering.</p> <p>Option1: If this function is needed must use other meter model.</p> <p>Option2: Use two meters and do the management by the MDM.</p>	-	-
% de respuesta a fallas	<p>Reliability percentage of 20 years 96.81% As predicted by the Siemens Norm SN 29500</p>	-	-	<p>Reliability percentage of 20 years 96.68% as predicted by the Siemens Norm SN 29500</p>	-	-



### 5.5.5. HEXING

**Tabla 7: Información medidores HEXING**

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	HXE110	-	-	HXE310	HXF300	HXT300
Clase de precisión (IEC)	Activa: Clase 1 Reactiva: Clase 2	-	-	Activa: Clase 1 Reactiva: Clase 2	Activa: Clase 0.5 Reactiva: Clase 2	Activa: Clase 0.2 Reactiva: Clase 2
Frecuencia Nominal	50 Hz	-	-	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Capacidad de Memoria permanente	FRAM: 256Kb NORFlash: 8M	-	-	FRAM: 256Kb NORFlash: 8M	FRAM: 256Kb NORFlash: 8M	FRAM: 256Kb NORFlash: 8M
Intervalo de medición (minutos)	5, 10, 15, 30 o 60 minutos	-	-	5, 10, 15, 30 o 60 minutos	5, 10, 15, 30 o 60 minutos	5, 10, 15, 30 o 60 minutos
<b>Corriente (A)</b>	Ib: 5, 10 A Imax: 60, 80, 100A	-	-	Ib: 5, 10 A Imax: 60, 80, 100A	Ib: 1A, 5A Imax: 10A	Ib: 1A, 5A Imax: 10A
Tipo de comunicación	Incorporado: óptico, HAN (RS485 con conector RJ12) Módulos: 3G, PLC (Prime-PLC, G3-PLC), RF, LoRa, IoT	-	-	Incorporado: óptico, HAN (RS485 con conector RJ12) Módulos: 3G, PLC (Prime-PLC, G3-PLC), RF, LoRa, IoT.	Incorporado: Óptico, RS485, M-Bus (opcional) Módulos: 2G, 3G, PLC(Prime, G3, BPSK), RF, LoRa, IoT.	Incorporado: Óptico, RS485, M-Bus (opcional) Módulos: 2G, 3G, PLC(Prime, G3, BPSK), RF, LoRa, IoT.
<b>Funcionalidades básicas</b>		-	-			
Medición bidireccional	SI	-	-	SI	SI	SI
Corte y reposición	SI	-	-	SI	SI (es necesario agregar control de carga auxiliar)	SI (es necesario agregar control de carga auxiliar)
Corte social	SI	-	-	SI	SI (es necesario agregar control de carga auxiliar)	SI (es necesario agregar control de carga auxiliar)
Función prepago	SI, Modelos HXE110-P y HXE110-KP	-	-	SI, Modelo HXE310-P y HXE310-KP	NO	NO
Posibilidad de controlar potencia generada para Net billing	SI	-	-	SI	SI	SI
Sincronización horaria	Local (dispositivos HHU o PDA) o remota (Sistema de medición)	-	-	Local (dispositivos HHU o PDA) o remota (Sistema de medición)	Local (dispositivos HHU o PDA) o remota (Sistema de medición)	Local (dispositivos HHU o PDA) o remota (Sistema de medición)
Cifrado Información	Autenticación + AutEncriptación MD5	-	-	Autenticación + AutEncriptación MD5	Autenticación + AutEncriptación MD5	Autenticación + AutEncriptación MD5
<b>Funciones adicionales:</b>		-	-			
Medición de THD	SI, Opcional.	-	-	SI, Opcional.	SI (Hasta armónico 13 de voltaje y corriente)	SI (Hasta armónico 31 de voltaje y corriente)
Integración de mediciones de otros servicios	Gas, Agua, Heat & Cooling, IHD (In Home Display)	-	-	Gas, Agua, Heat & Cooling, IHD (In Home Display)	Gas, Agua, Heat & Cooling, IHD (In Home Display)	Gas, Agua, Heat & Cooling, IHD (In Home Display)

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	HXE110	-	-	HXE310	HXF300	HXT300
Control de redes HAN (Home Area Network)	Si, Opcional.	-	-	Si, Opcional.	Si, Opcional.	Si, Opcional.
Tarifas Programables	-6 perfiles de estaciones - 8 perfiles de semana - 8 perfiles de día - 8 perfiles de hora - 4 TOU's - 50 días especiales	-	-	-6 perfiles de estaciones - 8 perfiles de semana - 8 perfiles de día - 8 perfiles de hora - 4 TOU's - 50 días especiales	-6 perfiles de estaciones - 8 perfiles de semana - 8 perfiles de día - 8 perfiles de hora - 4 TOU's - 50 días especiales	-6 perfiles de estaciones - 8 perfiles de semana - 8 perfiles de día - 8 perfiles de hora - 4 TOU's - 100 días especiales
Análisis de la red (Medición de otras variables)	-Baja tensión -Sobre tensión -Falla de energía -Corriente inversa	-	-	-Baja tensión -Sobre tensión -Falla de energía -Desbalance de voltaje -Desbalance de corriente -Corriente inversa -Secuencia de fase	-Baja tensión -Sobre tensión -Falla de energía -Desbalance de voltaje -Desbalance de corriente -Corriente inversa -Secuencia de fase y corriente	-Baja tensión -Sobre tensión -Falla de energía -Falla de fase -Desbalance de voltaje -Desbalance de corriente -Corriente inversa -Secuencia de fase -Armónicos de voltaje y corriente
Medición	-1/2 elementos -4 cuadrantes de medición -Importación y exportación de kWh, Kvarh y kVAh (Total y por tarifa) -Energía acumulada y delta	-	-	-3/4 elementos -4 cuadrantes de medición -Importación y exportación de kWh, Kvarh y kVAh (Total y por tarifa) -Energía acumulada y delta	-2/3 elementos -4 cuadrantes de medición -Medición de armónicos/ THD -Importación y exportación de kWh, Kvarh y kVAh (total y por tarifa) -Energía acumulada y delta	-3/4 elementos -4 cuadrantes de medición -Medición de armónicos/ THD -Importación y exportación de kWh, Kvarh y kVAh (total, por tarifa y por fase) -Energía acumulada y delta -Modo absoluto y sustracción
<b>Otras características</b>		-	-			
Grado de protección IP (Norma IEC 60529)	IP 54 (Norma IEC 62052-11, ítem 5.9 protección contra la penetración de polvo y agua)	-	-	IP 54 (Norma IEC 62052-11, ítem 5.9 protección contra la penetración de polvo y agua)	IP 54 (Norma IEC 62052-11, ítem 5.9 protección contra la penetración de polvo y agua)	IP 54 (Norma IEC 62052-11, ítem 5.9 protección contra la penetración de polvo y agua)
Período de mantenimiento propuesto	a los 15 años (vida útil del Medidor)	-	-	a los 15 años (vida útil del Medidor)	a los 15 años (vida útil del Medidor)	a los 15 años (vida útil del Medidor)
<b>APROBACIONES</b>	KEMA DLMS IEC	-	-	KEMA DLMS IEC	KEMA DLMS IEC	KEMA DLMS IEC

## 5.5.6. SHNEIDER

**Tabla 8: Información medidores SHNEIDER**

Características generales	Monofasico		Trifasico				
	Medidor 1	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 4	Medidor 5	Medidor 6
	A9MEM2150	A9MEM3000	PM3200	PM2000	ION7400	ION7650	ION8650
Clase de precisión (IEC)	Clase 1 IEC 62053-21	Clase 0.5S (IEC 62053-22 y IEC61557-12) Clase C (EN50470-3)	Clase 0,5s IEC 62053-22 ( CTs x/5A )	Clase 1 IEC 62053-21	Clase 0,2s IEC 62053-22	Clase 0,2s IEC 62053-22	Clase 0,2s IEC 62053-22
Frecuencia Nominal	45 a 65 Hz	45 a 65 Hz	45 a 65 Hz	45 a 65 Hz	45 a 65 Hz	45 a 65 Hz	45 a 65 Hz
Capacidad de Memoria permanente	NO	SI	SI	NO	SI	SI	SI
Intervalo de medición (minutos)	Programable	Programable	Programable	Programable	Programable	Programable	Programable
<b>Corriente (A)</b>	63A medición directa	63A medición directa	1A y 5A medición indirecta mediante CT	1A y 5A medición indirecta mediante CT	1A y 5A medición indirecta mediante CT	1A y 5A medición indirecta mediante CT	1A y 5A medición indirecta mediante CT
Tipo de comunicación	RS485 ModBus RTU	RS485 ModBus RTU	RS485 ModBus RTU	RS485 ModBus RTU	RS-485 / 10/100BASE-TX 2 / Puertos serie (Modbus, ION, DNP3) / Puertos Ethernet (Modbus/TCP, ION TCP, DNP3 TCP, IEC 61850) / Puerto USB (mini B) / ANSI C12.19 Optico	RS-485 / 10/100BASE-TX 2 / Puertos serie (Modbus, ION, DNP3) / Puertos Ethernet (Modbus/TCP, ION TCP, DNP3 TCP, IEC 61850) / Fibra Óptica Opcional / ANSI C12.19 Optico	RS-485 / 10/100BASE-TX 2 / Puertos serie (Modbus, ION, DNP3) / Puertos Ethernet (Modbus/TCP, ION TCP, DNP3 TCP, IEC 61850) / Modem Interno 56K opcional / ANSI C12.19 Optico
<b>Funcionalidades básicas</b>	Monitoreo de Potencia y Energía y Facturación RIEL DIN con medición directa - Monofásico	Monitoreo de Potencia y Energía y Facturación RIEL DIN con medición directa -	Monitoreo de Potencia y Energía y Facturación RIEL DIN	Monitoreo de Potencia y Energía y Sub-facturación	Monitoreo de Potencia y Energía y Sub-facturación, Calidad de Energía para alimentadores de Media Tensión	Monitoreo de Potencia y Calidad de Energía para alimentadores de Media Tensión y Alta tensión	Monitoreo de Potencia y Calidad de Energía para alimentadores de Media Tensión y Alta tensión - Facturación de Energía
Medición bidireccional	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Corte y reposición	Requiere un contactor externo, el medidor dispone de salidas programables IO	Requiere un contactor externo, el medidor dispone de salidas programables IO	Requiere un contactor externo, el medidor dispone de salidas programables IO	Requiere un contactor externo, el medidor dispone de salidas programables IO	Requiere un contactor externo, el medidor dispone de salidas programables IO	Requiere un contactor externo, el medidor dispone de salidas programables IO	Requiere un contactor externo, el medidor dispone de salidas programables IO
Corte social	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Función prepago	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Posibilidad de controlar potencia generada para Net billing	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Características generales	Monofasico		Trifasico				
	Medidor 1	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 4	Medidor 5	Medidor 6
	A9MEM2150	A9MEM3000	PM3200	PM2000	ION7400	ION7650	ION8650
Sincronización horaria	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Cifrado Información	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
<b>Funciones adicionales:</b>							
Medición de THD	NO	NO	SI	SI	SI Incluye Calidad de Energía 61000-4-30 Clase S con Análisis de forma de onda - CERTIFICADO	SI Incluye Calidad de Energía 61000-4-30 Clase A con Análisis de forma de onda - CERTIFICADO	SI Incluye Calidad de Energía 61000-4-30 Clase A con Análisis de forma de onda - CERTIFICADO
Integración de mediciones de otros servicios	NO	NO	SI	SI	SI	SI	SI
Control de redes HAN (Home Area Network)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Tarifas Programables	SI	SI 4 TARIFAS	SI 4 TARIFAS	SI	SI MULTIPLES TARIFAS	SI MULTIPLES TARIFAS	SI MULTIPLES TARIFAS
Análisis de la red (Medición de otras variables)	NO	NO	THDu / THDi	THDu	THDu THDi, Armónicos individuales / Captura de forma de Onda / direccionabilidad de sentido de perturbación	THDu THDi, Armónicos individuales / Captura de forma de Onda / direccionabilidad de sentido de perturbación	THDu THDi, Armónicos individuales / Captura de forma de Onda / direccionabilidad de sentido de perturbación
Medición	Potencia Activa y reactiva / Energía Activa y Reactiva / Tensión / Corriente	Kwh / kVAR / Potencia Activa / Potencia Reactiva / Tensión y corriente / Alarma programable por sobrecarga / Contador horario	Potencia Aparente Total / THDu / Energía Aparente / Energía Activa y reactiva / Potencia Activa y reactiva / Corriente / Voltaje / Frecuencia / Factor de potencia / Alarmas programables con estampa de tiempo	Potencia Aparente Total / THDu / Energía Aparente / Energía Activa y reactiva / Potencia Activa y reactiva / Corriente / Voltaje / Frecuencia / Factor de potencia	Potencia Aparente Total / THDu / Energía Aparente / Energía Activa y reactiva / Potencia Activa y reactiva / Corriente / Voltaje / Frecuencia / Factor de potencia	Potencia Aparente Total / THDu / Energía Aparente / Energía Activa y reactiva / Potencia Activa y reactiva / Corriente / Voltaje / Frecuencia / Factor de potencia	Potencia Aparente Total / THDu / Energía Aparente / Energía Activa y reactiva / Potencia Activa y reactiva / Corriente / Voltaje / Frecuencia / Factor de potencia
<b>Otras características</b>							
Grado de protección IP (Norma IEC 60529)	IP20	IP40	IP40	IP51	IP54	IP50	IP65 socket y IP50 switchboard
Período de mantenimiento propuesto	1 año	1 año	1 año	1 año	2 año	2 año	2 año

Características generales	Monofasico		Trifasico				
	Medidor 1	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 4	Medidor 5	Medidor 6
	A9MEM2150	A9MEM3000	PM3200	PM2000	ION7400	ION7650	ION8650
<b>APROBACIONES</b>	IEC 62053-21 IEC 62052-11 IEC 62052-31 IEC 62053-23	EC 61557-12, IEC 61036, IEC 61010, IEC 62053-21/22 Class 1 and Class 0.5S, IEC 62053-23 EN 50470-1/3	IEC61557-12, EN61557-12 IEC61010-1, UL61010-1 IEC62052-11, IEC62053-21, IEC62053-22, IEC62053-23 EN50470-1, EN50470-3	RCM / EAC / C-Tick / CE IEC 61010-1 / CSA C22.2 No 61010-1	IEC 62052-11 / IEC 61326-1 / IEC 61000-4-2 / IEC 61000-4-3 / IEC 61000-4-4 / IEC 61000-4-5 / IEC 61000-4-6 / IEC 61000-4-8 / IEC 61000-4-11 / IEC 61000-4- 12 / EN 55022, EN 55011, FCC parte 15, ICES- 003 / IEEE C37.90.1	IEC 62052-11 / IEC 61326-1 / IEC 61000-4-2 / IEC 61000-4-3 / IEC 61000-4-4 / IEC 61000-4-5 / IEC 61000-4-6 / IEC 61000-4-8 / IEC 61000-4-11 / IEC 61000-4-12 / EN 55022, EN 55011, FCC parte 15, ICES- 003 / IEEE C37.90.1	IEC 62052-11 / IEC 61326-1 / IEC 61000-4-2 / IEC 61000-4-3 / IEC 61000-4-4 / IEC 61000-4-5 / IEC 61000-4-6 / IEC 61000-4-8 / IEC 61000-4-11 / IEC 61000-4-12 / EN 55022, EN 55011, FCC parte 15, ICES-003 / IEEE C37.90.1

### 5.5.7. SIEMENS

**Tabla 9: Información medidores SIEMENS**

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	IM100	-	-	IM300 DC	IM300 CT	IM300 CT-VT
Clase de precisión (IEC)	Clase 1 activa - Clase 2 Reactiva	-	-	Clase 1 activa - Clase 2 Reactiva	Clase 0.5s activa - Clase 2 Reactiva	Clase 0.5s activa - Clase 2 Reactiva
Frecuencia Nominal	50/60 Hz ± 5%	-	-	50/60 Hz ± 5%	50/60 Hz ± 5%	50/60 Hz ± 5%
Capacidad de Memoria permanente	64kB	-	-	64kB	64kB	64kB
Intervalo de medición (minutos)	5 a 60 minutos	-	-	5 a 60 minutos	5 a 60 minutos	5 a 60 minutos
<b>Corriente (A)</b>	5 a 100A	-	-	5 a 100A	1 a 10A	1 a 10A
Tipo de comunicación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• GPRS/3G</li> <li>• G3PLC</li> <li>• RF Mesh</li> </ul>	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• GPRS/3G</li> <li>• G3PLC</li> <li>• RF Mesh</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• GPRS/3G</li> <li>• G3PLC</li> <li>• RF Mesh</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• GPRS/3G</li> <li>• G3PLC</li> <li>• RF Mesh</li> </ul>
<b>Funcionalidades básicas</b>		-	-			
Medición bidireccional	Si	-	-	Si	Si	Si
Corte y reposición	Si	-	-	Si	Si	Si
Corte social	Si	-	-	Si	Si	Si
Función prepago	Si	-	-	Si	Si	Si
Posibilidad de controlar potencia generada para Net billing	Si	-	-	Si	Si	Si
Sincronización horaria	Si	-	-	Si	Si	Si
Cifrado Información	Si	-	-	Si	Si	Si
<b>Funciones adicionales:</b>		-	-			
Medición de THD	No	-	-	No	No	No
Integración de mediciones de otros servicios	Entrada de pulso	-	-	Entrada de pulso	Entrada de pulso	Entrada de pulso
Control de redes HAN (Home Area Network)	No	-	-	No	No	No
Tarifas Programables	Si	-	-	Si	Si	Si
Análisis de la red (Medición de otras variables)	Si	-	-	Si	Si	Si
Medición	Si	-	-	Si	Si	Si
<b>Otras características</b>		-	-			
Grado de protección IP (Norma IEC 60529)	IP54	-	-	IP54	IP54	IP54

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	IM100	-	-	IM300 DC	IM300 CT	IM300 CT-VT
Período de mantenimiento propuesto	15 años	-	-	15 años	15 años	15 años
<b>APROBACIONES</b>	Si	-	-	Si	Si	Si

### 5.5.8. TECNORED

**Tabla 10: Información medidores TECNORED**

Características generales	Monofasico			Trifasico		
	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3	Medidor 1	Medidor 2	Medidor 3
	-	-	-	-	-	-
Clase de precisión (IEC)	1%	-	-	-	-	-
Frecuencia Nominal	50 Hz	-	-	-	-	-
Capacidad de Memoria permanente	No Presenta	-	-	-	-	-
Intervalo de medición (minutos)	El equipo calcula por defecto las potencias cada 15 minutos.	-	-	-	-	-
<b>Corriente (A)</b>	10 (60) A	-	-	-	-	-
Tipo de comunicación	ZigBee	-	-	-	-	-
<b>Funcionalidades básicas</b>		-	-	-	-	-
Medición bidireccional	Si, 4 cuadrantes	-	-	-	-	-
Corte y reposición	si tanto el corte como la reposición se comandan en forma remota.	-	-	-	-	-
Corte social	Si	-	-	-	-	-
Función prepago	No	-	-	-	-	-
Posibilidad de controlar potencia generada para Net billing	No	-	-	-	-	-
Sincronización horaria	Si	-	-	-	-	-
Cifrado Información	AES 128	-	-	-	-	-
<b>Funciones adicionales:</b>		-	-	-	-	-
Medición de THD	No	-	-	-	-	-
Integración de mediciones de otros servicios	No	-	-	-	-	-
Control de redes HAN (Home Area Network)	No	-	-	-	-	-
Tarifas Programables	Si	-	-	-	-	-
Análisis de la red (Medición de otras variables)	Voltaje, Corrientes, Factor de Potencia y Frecuencia	-	-	-	-	-
Medición	Energía Activa y Reactiva	-	-	-	-	-
<b>Otras características</b>		-	-	-	-	-
Grado de protección IP (Norma IEC 60529)	54	-	-	-	-	-
Período de mantenimiento propuesto	10 años	-	-	-	-	-
<b>APROBACIONES</b>	El equipo cumple las normas IEC 62052-11:2003; IEC62053-21, El medidor está certificado bajo el sistema de certificación 1 subsistema 13 según Decreto Supremo 298 de 2005, según protocolo SEC PE N°4-10 del 01-09-2013, Autorización Subtel a través de Oficio N° 15845 para operar en la banda de 2,4 GHz					-



## **5.6. Mercado Nacional**

Respecto de los proyectos pilotos, algunos de los realizados en el ámbito nacional por los distintos proveedores y entregados en base a las distintas distribuidoras son los siguientes:

### **SAESA**

Para SAESA existen actualmente 3 proyectos pilotos informados por los distintos proveedores en este informe.

El primer proyecto es SAESA Tepual, el cual cuenta solo con medidores monofásicos de lectura utilizando tecnología PLC desarrollado y controlado por el proveedor COMULSA, actualmente este proyecto se encuentra terminado.

El segundo proyecto es SAESA Purranque, el cual cuenta con medidores monofásicos con corte/reposición y utilizan igualmente tecnología PLC, al igual que SAESA Tepual, este proyecto está desarrollado y controlado por COMULSA y actualmente se encuentra terminado.

El último proyecto piloto informado por los proveedores es el proyecto de ACLARA el cual está en fases iniciales del proyecto (fase 1) de implementación de Smartgrid con las empresas del grupo SAESA (SAESA, FRONTEL, LUZ OSORNO y EDELAYSEN) con tecnología PLC Twacs y RF Punto-multipunto RPMA.

### **SOCOEPA**

De todos los proveedores Se entregó información referente a un proyecto piloto desarrollado para esta distribuidora por COMULSA, el cual cuenta con medidores monofásicos y trifásicos con corte y reposición y es un proyecto que está actualmente en funcionamiento.

### **CHILQUINTA**

Actualmente, Chilquinta impulsa un proyecto para instalar medidores inteligentes con tecnología RF en la totalidad de sus clientes con demandas que mueven aproximadamente el 50% de sus ventas de energía, considera la utilización de medidores marca ACLARA. El avance es de alrededor de 3.500 medidores implementados, esperando concluir el total del proyecto en el 2018. Con respecto a este proyecto, se implementó una red RF P2MP. Algunas características de la tecnología utilizada por Chilquinta están las siguientes:

- Realizar Corte y Reposición remoto.
- Emisión de señal de no voltaje, con lo cual si ocurre una falla esta se detecta rápidamente, entregando información de los puntos que presentan problemas de calidad de servicio.
- Lectura de armónicas.
- Interrogación de los medidores cada 15 minutos en donde cada colector soporta alrededor de 5.000 medidores en el caso de que no exista mucha interferencia.

Si una antena llegase a caer o dejar de funcionar, el sistema empieza a buscar la otra más cercana para dar continuidad a las mediciones. En este aspecto, se ha determinado que la solución RF P2MP ha proporcionado mejores resultados por el nivel de comunicación y por el alcance logrado.

Además, CHILQUINTA actualmente se encuentra desarrollando proyectos pilotos que busca hacer el estudio de las tecnologías para redes inteligentes en distribución eléctrica. Cada piloto consta de 200 puntos de medición.

En estos proyectos está participando SIEMENS, ITRON, ACLARA, HUAWEI, HEXING y SHNEIDER.

Específicamente, el piloto de medición inteligente de HUAWEI cuenta con (200) doscientos SMMC, en los cuales se utilizan las tecnologías de comunicaciones eLTE-IoT y PLC-IoT.

Para HEXING, el piloto, contará con 200 medidores HXE110, monofásicos, bidireccionales con módulo de comunicación G3PLC, relé para corte/desconexión remota del cliente. Otras características de los medidores utilizados para este proyecto son que contarán con un concentrador con comunicación G3PLC y 3G, que permite concentración de la demanda en el transformador, lectura THD y calidad de energía, monitoreo del transformador y temperatura del aceite, además de sistema de lectura remota vía NUBE, asistencia técnica, soporte y mantención.

## **ENEL**

Grupo ENEL ha desarrollado en Chile un proyecto Piloto en la Región Metropolitana de Santiago (área de concesión de ENEL Distribución CHILE).

La solución de medición de ENEL considera un enlace de comunicaciones de tipo PLC el cual aprovecha la red de distribución secundaria de la empresa como carrier para llevar las señales desde y hacia los concentradores de datos, los cuales se conectan al centro de control a través de la red

pública de comunicaciones. ENEL implementó un Plan Piloto de reemplazo de medidores a 50 mil clientes en un plazo de 8 meses. La productividad alcanzada fue de 9 medidores reemplazados por día, incluyendo el tiempo de aprendizaje y repaso, considerando cuadrillas equipadas con dos personas. Con base en la experiencia y la logística desarrollada por ENEL en su Plan Piloto, la empresa distribuidora tiene programado ejecutar el plan de reemplazo del 100% de los medidores (1,7 millones de clientes).

## **OTROS PROYECTOS**

SCHNEIDER además de los proyectos informados para las distintas distribuidoras, dio a conocer que tienen en funcionamiento más proyectos con distintas empresas del ámbito nacional, empresas como Codelco, Anglo American, Polpaico, Cementos Bio Bio y CELTA.

TECNORED informo sobre distintos proyectos que han instalado en el país, sin embargo, al momento de enviar la información no especificaron con que empresa distribuidora fueron realizados, se adjuntan igualmente la lista de proyectos para tener conocimientos de estos. Dentro de los proyectos entregados por TECNORED se encuentran:

- Alumbrado Público en la comuna La Florida, Región Metropolitana. 60 equipos
- Proyecto Puyehue: Reñaca Alto, Quinta Región. 162 medidores.
- Proyecto Santa María: Playa Ancha, Quinta Región. 50 medidores.
- Proyecto Puertas Negras: Playa Ancha, Quinta Región. 38 medidores.
- Proyecto Las Emprendedoras: Quintero, Quinta Región. 350 medidores.
- Proyecto Cau Cau: Loncura, Quinta Región. 77 medidores.
- Proyecto El Olivar: Viña del Mar, Quinta Región. 12 medidores.

## **5.7. Mercado Internacional**

### **5.7.1. PROVEEDORES CON PRESENCIA NACIONAL**

Respecto de las experiencias relacionadas con el reemplazo de medidores de facturación por medidores inteligentes en el ámbito internacional, se tiene que los proveedores contactados con presencia nacional han participado de los siguientes proyectos.

## COMULSA

Landis+Gyr:

- A. **Proyecto TEPCO** en Japón con 27 millones de terminales de medición AMI vendidos siendo 13 millones instalados hasta finales 2017 (y llegar en 17 millones hasta Abril/2018) bajo 3 tipos de tecnologías, siendo 94% en RF Mesh, 1% en PLC-G3 y 5% en celular.

Desafíos de L+G y TEPCO:

- Implantar plataforma de gestión de energía, "lista para el futuro", desde la red de comunicación hasta soluciones de software.
- Conectar 27 millones de medidores y dispositivos "smart" en residencias y empresas,
- Combinar RF Mesh, PLC, celular y tecnologías de "Home Area Network"
- Atención a los requisitos de normas y seguridad de la información

Beneficios:

- Única red de comunicación usando 802.15.4g Mesh y tecnología G3 PLC para los ecosistemas de FAN & HEMS
  - Tecnologías IPv6 "listas para el futuro"
  - Uso de los más altos estándares y normas de seguridad de la información
- B. **Proyecto SRP (Salt River Project)** en Arizona/EUA: suministro de una Red Gridstream® RF para soportar mejoras y expansión de la tecnología utilizada en más de 150.000 clientes de prepago y más de 1 millón de medidores E350 AX-SD. Proyecto empezó en 2016 y tiene 10 años para su implantación total.
- C. **Proyecto LIGHT** en Rio de Janeiro/Brasil: Solución de Implantación de Infraestructura RF Mesh de AMI y DA, 1.6 Millones de Medidores Inteligentes (Individuales y Centralizados), 4.000 puntos de automatización en redes aéreas y subterráneas y Servicios de Integración.

Desafíos LIGHT:

- Alto índice de pérdidas no técnicas (regiones carentes y nobles)
- Automatización y monitoreo de redes aéreas y subterráneas.
- Mejorar la efectividad de la infraestructura de comunicaciones

#### Beneficios:

- Una sola red de comunicación usando el mismo RF Mesh 802.15.4g para AMI y DA;
- Tecnologías IPv6 "listas para el futuro".
- Gestión centralizada de la Red de Comunicación NOC
- Reducción del índice de pérdidas no técnicas
- Preparación para la Tarifa Blanca (TOU – Time of Use).

D. **Proyecto ONCOR en Texas/EUA:** Landis + Gyr fue seleccionado por Oncor para reemplazar más de 3 millones de medidores en 2012, en un proyecto que incluye una red de comunicación bidireccional y medidores electrónicos equipados con interruptores de servicio remoto. El sistema también permite la participación del consumidor a través de pantallas en el hogar, y se puede ampliar para incluir la automatización de la distribución. El proyecto Oncor de USD 690 millones, que incluye la solución Gridstream de Landis + Gyr, representó en su tiempo el lanzamiento más grande del Sistema de medición avanzada en Texas y es uno de los más grandes de los EE. UU.

#### **ACLARA**

En Estados Unidos tiene alrededor del 85% entre empresas con concentración rural y semi rural. En Latinoamérica tiene presencia en 15 países con 2.6 millones de medidores inteligentes. Además, tiene presencia y varios proyectos en Europa y Asia.

#### **ITRON**

ITRON ha trabajado con varias e importantes empresas de servicios públicos, dentro de las cuales destacan: California Edison (EE. UU.), BC Hydro (Canadá), Electricité de France, CenterPoint Energy (EE. UU.), China Light and Power (Hong Kong), San Diego Gas & Electric (EE. UU.), Eletrobras (Brasil), CNEL (Ecuador).

#### **ENEL**

A nivel internacional, Grupo ENEL ha implementado varios proyectos de medición inteligente.

- ENEL más de 38 millones de medidores instalados.

- ENDESA alrededor de 10 millones de medidores instalados.
- VIESGO 800 mil medidores en operación.
- ENEL/E. ON 600 mil medidores en operación.
- EPCG 250 mil medidores en operación.
- Latinoamérica 150 mil medidores instalados

Todos los proyectos han sido implementados para operar de forma masiva con la medición inteligente y para ofrecer al mercado las ventajas requeridas.

Tecnologías implementadas:

- Italia (ENEL + los mayores DSO del País): ENEL TeleGestore
- España (ENDESA): Solución AMI Cervantes
- España (VIESGO): ENEL TeleGestore
- Rumania (ENEL/EON): Solución AMI Cervantes
- Montenegro (EPGC): ENEL TeleGestore
- LATAM (Chile, Colombia, Perú, Argentina): Solución AMI Cervantes

## **HUAWEI**

Proyectos con tecnología de comunicación PLC-IoT de Huawei (Top 5):

- Nigeria, IKEJA, Power Grid. AMI Solution, 300.000 medidores
- Colombia, EMCALI, Power Grid, AMI Solution, 15.000 medidores.
- Iraq, MOE, Power Grid, AMI Solution, 200.000 medidores.
- Nigeria, JEDC, Power Grid, AMI Solution, 350.000 medidores.
- Togo, CEET, Power Grid, AMI Solution, 172.000 medidores.
- Jordán, JEPSCO/IDECO/EDCO. AMI Solution, 500.000 medidores.

Proyectos con tecnología de comunicación eLTE-IoT de Huawei (Top 5):

- China, Gaoqing City Government, Smart City, 1000 terminales.
- China, Luohe City Government, Smart City, 10.000 terminales.
- China, Tianjin Energy City, AMI Solution, 100 medidores
- China, Chongqing Energy City, AMI Solution, 200 medidores

- México, PDE Energy, AMI solution, 200 medidores

Proyectos de la empresa manufacturera de medidores Holley Meters PLC/GPRS (Top 5):

- Jordan, JEPCO/IDECO/EDCO. AMI Solution, 507.000 medidores
- Uzbekistán, Elektron Xisoblagich, AMI Solution, 470.000 medidores
- China, Henan Power Grid, China State Grid, AMI Solution, 1'680.000 medidores
- Ghana, Electricity Company of Ghana, AMI Solution, 340.000 medidores
- Palestine, Palestinian Energy Authority, AMI Solution, 240.000 medidores

## **HEXING**

EDESUR, en Santo Domingo, República dominicana.

- Duración del proyecto desde diciembre del 2011 a abril del 2012
- 50.000 clientes

CENTLEC, en Sudáfrica

En colaboración con CENTLEC en Sudáfrica, Hexing implemento con éxito un sistema powernet de 2013 a 2015, que involucro a más de 215.000 medidores de 8 fabricantes diferentes. El sistema en la presente incluye 100 CDUs, entre las cuales 20 de la municipalidad y las otras de los vendedores de contrato privado. Especialmente 4 CDUs virtuales de 4 canales de venta independientes de terceros.

Kenya C&I Metering EPC Project

- 4350 medidores inteligentes.
- PT PLN en Indonesia
- Duración del proyecto desde febrero del 2011 a noviembre del 2012
- 12.000 medidores

## **SIEMENS**

Siemens presta servicios a casi 50 empresas de servicios públicos líderes a nivel mundial que representan más de 76 millones de medidores. Las implementaciones de Siemens varían en tamaño desde 25,000 medidores en Burlington Electric a más de seis millones de metros en EDF UK. De hecho, Siemens es la única compañía que tiene desplegado cinco utilidades con software de producción que soportaba más de 500,000 medidores.

## **5.7.2. OTROS PROVEEDORES SIN PRESENCIA NACIONAL**

Si bien la lista de proveedores anteriormente entregada son los que actualmente tienen presencia en el país, existe un conjunto de proveedores alrededor del mundo que no tienen presencia en la realidad nacional. Se realiza una lista de estos proveedores, como parte del análisis de mercado de los sistemas de medición inteligente.

Dentro de la lista de fabricantes que tienen presencia internacional se encuentran los siguientes:

### **TRILLIANT**

proveedor clave de tecnología de las soluciones SMMC más utilizadas en el Reino Unido, con más de cuatro millones de dispositivos conectados. Con los 30 años de experiencia de Trilliant y diversas alianzas tecnológicas de clase mundial, seguridad y escalabilidad, la empresa ha creado una oferta única y administrada de servicios en la nube para el mercado de proveedores retadores en rápido crecimiento.

Trilliant ofrece la única plataforma de comunicaciones inteligentes de toda la industria de la industria de la energía a través de una solución de espectro abierto segura, basada en estándares, multitecnología y abierta. Con tres décadas de experiencia y la solución más probada a nivel mundial y que cumple con las normas, Trilliant maximiza las inversiones en redes inteligentes y ciudades inteligentes, y hace que las operaciones estén listas para el futuro.

### **ELSTER GROUP (Honeywell)**

ELSTER GROUP es un fabricante líder en Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) y soluciones integradas de medición y utilización para las industrias del gas, la electricidad y el agua. Elster es una compañía privada con sede en los EE. UU. Que tiene una historia de 170 años, en la que varias veces su propiedad cambió de dueño. Los contadores eléctricos Elster se utilizan para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales y de medición de intercambio. Son compatibles con los sistemas de lectura automatizada de contadores (AMR) y AMI.



## **AIDON**

Son un proveedor establecido de tecnología y servicios de medición inteligente de redes en los países nórdicos. Desde sus primeros días en 2004 hasta el presente, han ayudado a los operadores de sistemas de distribución (DSO) a aumentar la confiabilidad de la distribución de electricidad.

Trabajan principalmente para los países nórdicos como Finlandia, Suecia y Noruega trabajando en conjunto para digitalizar sus servicios y ejecutar sus operaciones de manera más eficiente. Sus clientes operan, mantienen y desarrollan los sistemas de distribución de energía en su área. Con base en la medición inteligente, así como en el refinamiento y la utilización de los datos de la red.

## **DIEHL METERING**

Forma parte del Grupo Diehl desde 2010, se especializa en la medición inteligente, que suministra toda la cadena de procesos desde la medición hasta la facturación. Con más de 2000 empleados, Diehl Metering produce más de 7 millones de medidores y 4.6 millones de módulos de radio por año a nivel internacional para agua, energía térmica, gas y energía.

## **ELGAMA ELEKTRONIKA**

Es el principal fabricante de medidores de electricidad estática en la región Báltica. La compañía desarrolla y produce toda la gama de dispositivos para medición, control y gestión de electricidad aplicada en sectores residenciales, comerciales e industriales. Junto con los socios también presenta soluciones de medición inteligente aplicadas para necesidades de servicios en el nivel de administración de datos de medición.

## **ENERGOMERA**

Es una empresa industrial diversificada y de rápido crecimiento que ocupa posiciones de liderazgo en diferentes sectores del mercado ruso y mundial.

"Energomera" incluye 7 fábricas de alta tecnología en Rusia, Bielorrusia y Ucrania, dos institutos corporativos para la ingeniería de instrumentos electrotécnicos y materiales electrónicos, así como la empresa agrícola más grande de Stávropol. Durante los 17 años de su presencia en el mercado electrotécnico ruso, han desarrollado cinco generaciones de contadores de electricidad electrónicos.

Hoy son un líder reconocido en la industria con el 38% del mercado de sistemas de medición y control de consumo de instrumentos y energía en Rusia según los resultados de 2010. Hasta dos millones de contadores de electricidad salen de las líneas de producción de las fábricas de ENERGOMERA cada año.

## **HAGER**

Es un proveedor líder de soluciones y servicios para instalaciones eléctricas en edificios residenciales, comerciales e industriales. Su gama de soluciones y servicios abarca desde la distribución de energía hasta la gestión de cables y desde los sistemas de seguridad hasta la automatización de edificios.

Con sede en Blieskastel, Alemania, son uno de los líderes en innovación de la industria. 11.650 empleados generan ventas de alrededor de 1.800 millones de euros. Sus componentes y soluciones se producen en 28 ubicaciones de todo el mundo y los clientes en 129 países de todo el mundo.

## **KAMSTRUP**

Fundada por Olaf Kamstrup en Dinamarca en 1946, es uno de los fabricantes líderes mundiales de soluciones de sistemas para energía inteligente y medición de agua.

Participando siempre a la vanguardia del avance tecnológico de las soluciones de electricidad, calor, refrigeración y agua. En conjunto a compañías de energía y agua, servicios públicos y empresas de medición, creando nuevas oportunidades de crecimiento e inspirar soluciones más inteligentes y más responsables para las comunidades a las que sirven.

Entre sus gamas de productos de hardware, software y servicios, incluyen; medidores de consumo, infraestructura de comunicación, sistemas de administración de datos de medidores, aplicaciones de redes inteligentes, soluciones alojadas y herramientas para el análisis de datos.

## **ABB**

Es una empresa líder en tecnología, siempre presente en el futuro de la digitalización industrial. Durante más de cuatro décadas, han estado a la vanguardia, innovando equipos y sistemas industriales conectados y habilitados digitalmente. Se caracterizan por siempre estar impulsando la eficiencia, la seguridad y la productividad en los servicios públicos, la industria, el transporte y la

infraestructura a nivel mundial. Con un patrimonio que abarca más de 130 años, ABB opera en más de 100 países y emplea a unas 136,000 personas.

## **LINYANG**

Jiangsu Linyang Energy Co., Ltd. fue fundada en 1995 como uno de los proveedores nacionales más famosos del sistema de información de gestión inteligente de energía y medidores electrónicos de energía (incluidos productos de terminales y soluciones de sistemas).

Linyang es una empresa operativa cotizada y colectiva que ya posee más de 100 corporaciones subsidiarias. Los productos y soluciones de la empresa incluyen medidor inteligente, sistema AMI, LED, sistema de iluminación inteligente, plataforma de gestión de eficiencia energética, servicios de ahorro de energía, módulo fotovoltaico, sistema de estación de energía fotovoltaica distribuida, plataforma operativa de central eléctrica distribuida, sistema Micro-grid y etc. Cubriendo los tres campos Smart, Energy-saving y Renewable Energy.

Linyang tiene un sólido equipo de tecnología que cuenta con más de 500 profesionales de desarrollo. Linyang coopera con academias famosas y científicos de investigación en China y en el extranjero. Para la insistencia y búsqueda de la calidad del producto, la Compañía integró los equipos más avanzados de automatización, información, lectura y ahorro de energía. Linyang estableció el proceso de gestión de la producción científica, el sistema de fabricación y el estándar de calidad, haciendo lo mejor para suministrar los productos y soluciones confiables para los clientes globales.

En 2015, de acuerdo con la situación del mercado y las propias necesidades de desarrollo de la empresa, la Compañía está acelerando la construcción de fuentes de energía y gestión de eficiencia energética. Confiando en grandes cantidades de recopilación de datos, comunicación bidireccional de banda ancha de alta confiabilidad, administración de energía y despacho optimizado, control colaborativo distribuido, computación en la nube y gran ventaja de la tecnología, Linyang construye activamente la plataforma inteligente de administración de energía distribuida. Bajo la estrategia nacional y la reforma estructural del estado, trabajan en generación distribuida, administración inteligente de energía distribuida, gestión de eficiencia energética inteligente, Micro-grid y varios campos principales, distribución global de generación de energía ascendente, venta de electricidad en sentido descendente y energía integradora de eficiencia energética red de origen.

## **PRIMESTONE**

Es una empresa de desarrollo de soluciones con 25 años de experiencia, enfocada en proveer sistemas de recolección, validación, gestión, control e intercambio de información de medidores y otros dispositivos para la industria energética. Tiene su sede en Bogotá, Colombia con distribuidores autorizados en varios países y colaboración con varios fabricantes de equipos que han promovido la instalación de nuestras soluciones en 27 países y más de 200 clientes.

Es una compañía privada cuyos socios y experimentados consultores poseen un conjunto diverso y complementario de habilidades y conocimientos especializados en la industria energética. Su experiencia se concentra en dos áreas principales:

- El desarrollo de complejos protocolos de comunicación para la captura de datos (MDC)
- El desarrollo de soluciones que facilitan la administración, el análisis y la gestión de datos de una forma centralizada e interoperable con sistemas de facturación, inteligencia y operaciones de las empresas energéticas, que seguirán siendo trabajados en conjunto con las modernas soluciones de gerenciamiento de datos de medición (MDM).

### **5.7.3. EXPERIENCIA INTERNACIONAL**

Complementando lo anterior, se agrega la experiencia internacional de 4 países que actualmente se encuentran en vías de desarrollo de los SMMC.

#### **España**

La política energética española está modelada por lo que han sido los objetivos de la UE<sup>1</sup> para 2020 sobre mitigación de GHG<sup>2</sup>, energías renovables y eficiencia energética. El país tendrá que reducir sus emisiones de los sectores fuera de “Esquema de Intercambio de Emisiones”<sup>3</sup> de la UE en un 10% bajo sus niveles de 2005, además de aumentar la participación de fuentes renovables de energía en el consumo final bruto de energía desde 8,7% en 2005 a 20% en 2020 y aumentar su

---

<sup>1</sup> UE: La Unión Europea es una asociación económica y política compuesta por 28 países europeos que abarcan juntos gran parte del continente, en que todas sus actividades se basan en los tratados, acordados voluntaria y democráticamente por los países miembros. Ésta se rige por el principio de democracia representativa, en que los Estados miembros tienen su representación en el Consejo Europeo y el Consejo de la UE.

<sup>2</sup> GHG: Greenhouse Gas. Se refiere al Protocolo “GHG” de gases de efecto invernadero (GEI), mismo que proporciona las bases para desarrollar estrategias climáticas sustentables. Los estándares del Protocolo de GEI son las herramientas de contabilidad más utilizadas para medir, manejar y reportar emisiones de GEI.

<sup>3</sup> Esquema de Intercambio de Emisiones: También conocido con el nombre de “Sistemas de Comercio de Emisiones” o sistemas “Cap-And-Trade” (de límites máximos y comercio), constituyen un enfoque para resolver, entre otros, problemas de contaminación del aire basado en el mercado.

eficiencia energética, para ayudar a reducir la demanda de energía en la UE, en 20% bajo el nivel BAU<sup>4</sup> para el 2020.

En relación con la medición inteligente, existe el mandato de la Comisión Europea que estableció el objetivo de convertir el 80% de los “contadores” (medidores) en inteligentes para el año 2020, siendo el objetivo individual impuesto en el caso de España, del 100%, estimando que completará su objetivo en el año 2018, cuando Iberdrola, Endesa y Unión Fenosa Distribución, terminen el proceso de implantación de medidores inteligentes, con un total de 27,3 millones de unidades instaladas.

Los principales cambios regulatorios en dicho país, relacionados con la implantación de redes inteligentes, tratan principalmente sobre medidores inteligentes, tal como es posible apreciar del análisis de los reales decretos (RD) y de la normativa vigente relacionada con tales tipos de redes.

Dentro del análisis de la experiencia internacional, España fue uno de los principales países a considerar dentro de este informe, esto principalmente debido al factor de tener un proyecto a gran escala de reemplazo de medidores desde hace algunos años, además de un trabajo codo a codo con Italia en este ámbito, donde el reemplazo total de los medidores inteligentes está planteado a llegar a un 100% dentro del 2020.

## Italia

La política de redes inteligentes de Italia está fuertemente alineada con la política de Smart Grid (UE) de la Unión Europea, específicamente con la Directiva Europea Overview 2009/28/CE. A estas alturas Italia mira la política europea de “Smart Grid” como un medio para mejorar el crecimiento económico a través de la política energética competitiva y sustentable. Italia, como muchos otros estados miembros de la UE apoya el intercambio de iniciativas y tecnologías relevantes para la producción de energía proveniente de recursos renovables. Actualmente Italia ha implementado las directivas de la UE a través de un set de proyectos de energía que enfatizan el uso de producción descentralizada de energía proveniente de recursos renovables, el uso de líneas cortas de transmisión y el uso de tecnologías que reducen las pérdidas de energía.

En Italia, la autoridad de Energía y gas tiene como objetivo proveer directivas para apoyar el desarrollo de las redes inteligentes, promoviendo y alentando proyectos pilotos focalizados en distintas zonas del país. **La primera acción que hizo Italia en esta dirección fue en 2007 cuando ENEL spa, la mayor empresa de electricidad de Italia, decidió instalar una red nacional de medidores electrónicos de energía. Al fin de 2009, casi 32 millones de medidores inteligentes habían sido instalados reemplazando la mayoría de los medidores existentes.** Los primeros

---

<sup>4</sup> BAU: “Business as usual”, concepto que, si bien tiene un origen específico, en la actualidad es usado como una forma de expresar “continuando con las tendencias actuales”, en el sentido que este escenario se suele tomar como la referencia respecto a la cual mejorar o no empeorar.

objetivos del proyecto, conocido como “telegestores”, eran: permitir la lectura remota del consumo de energía residencial y habilitar en tiempo real, cambios contractuales como inicio o término de servicios.

Los principales cambios regulatorios relacionados con la implantación de las redes inteligentes realizados en Italia tratan principalmente los ámbitos de los contadores inteligentes. A continuación, se analizan Resoluciones y Directivas existente en relación con las redes inteligentes en Italia.

## **Reino Unido**

Para el caso de reino unido y según datos recopilados, para febrero del año 2017 se encontraba aún en el proceso de licitación de los SMMC.

El programa National Smart Grid para introducir medidores inteligentes en hogares del Reino Unido comenzó en noviembre de 2016, luego de varios cambios que complicaron el programa inicial que realizó el gobierno en el año 2011. Para agosto del año 2016 se estimó que solo el 1,2 % de los hogares en reino unido contaban con un SMMC.

Sin embargo, el gobierno seguía comprometido con garantizar que los proveedores de energía instalen medidores inteligentes en cada hogar en Inglaterra, Gales y Escocia, un total de más de 26 millones de hogares, para el año 2020.

La implementación es parte de los planes para actualizar el viejo sistema de energía del Reino Unido y el compromiso del gobierno con el impulso global para enfrentar el cambio climático.

Mediante el proyecto National Smart Grid, propuesto por el gobierno, se ofreció un servicio de medidor inteligente completamente administrado a proveedores nacionales de energía, con servicios que van desde la financiación e instalación de activos hasta la logística administrada y las comunicaciones con los clientes.

Según el reporte dado por el gobierno para el año 2017, el departamento de negocios, energía estrategia industrial (BEIS) continuó centrándose en garantizar que todas las partes estén haciendo preparaciones necesarias para comenzar a instalar medidores de última generación.

Se continúa avanzando satisfactoriamente en el lanzamiento de los SMMC, con las últimas estadísticas que muestran más de 8,6 millones de SMMC operando en hogares y pequeñas empresas en Gran Bretaña hasta el 30 de septiembre del año 2017 y un total de 3.3 millones de SMMC instalados en los primeros tres trimestres del 2017, mejorando la calidad de vida de los consumidores, teniendo un mayor control de su gasto energético, terminar las cuentas estimadas y ayudarlas a ahorrar energía y dinero.

En el año 2017 principalmente se lograron los siguientes objetivos en Reino Unido:

- En febrero, BEIS publicó un conjunto de herramientas y hojas informativas sobre eficiencia energética para permitir que los instaladores de medidores brinden asesoramiento personalizado sobre eficiencia energética al momento de realizar la instalación de los SMMC, lo que facilita a los hogares adoptar comportamientos eficientes de energía.
- A fines de agosto se publicó los principales resultados de la primera fase del estudio de la experiencia de los clientes usando los SMMC, que buscaba evaluar el comportamiento de los clientes con el SMMC después de la instalación.
- La medición inteligente permitirá el desarrollo de nuevos productos y servicios para impulsar el ahorro de energía. En noviembre, se publicó una investigación sobre la realización del potencial de este ahorro para usuarios más pequeños. También se publicaron los resultados de un programa principal de educación para comprender cómo pequeñas instalaciones no domésticas administran el uso de energía, y qué se puede hacer para ayudarlos a hacer el mejor uso de los datos entregados por los SMMC

Data Communications Company (DCC) ha estado desarrollando una solución que moverá de forma remota los SMMC de primera generación a la infraestructura nacional de comunicaciones para permitir a todos los consumidores retener sus servicios inteligentes al momento del cambio a medidores de última generación. El plan pronostica que se comenzará a inscribir los SMMC para finales del año 2018.

Smart Energy GB ha seguido desplegando su campaña nacional de sensibilización, centrándose en cómo los consumidores pueden controlar sus facturas de energía con los SMMC. Se asoció con una gama de organizaciones a nivel nacional, regional y local para promover los equipos, enviando mensajes a grupos prioritarios de consumidores vulnerables.

En agosto, Smart Energy GB publicó la investigación Smart Energy Outlook por Populus, que mostró que casi todos en Gran Bretaña (97 %) ahora conoce los SMMC, y casi la mitad (49 %) de los que están en Gran Bretaña que no tienen un medidor inteligente aún desearían tener uno instalado en los próximos seis meses.

En octubre del 2017, el Proyecto de ley Smart Meters fue presentado al Parlamento. En la presentación, el proyecto de ley contenía dos medidas:

- Ampliar en cinco años la capacidad del gobierno de hacer cambios a las reglamentaciones para medidores inteligentes hasta el 1 de noviembre de 2023, para asegurarse de que el despliegue se entregue a tiempo, de que los beneficios estén maximizados y de que los consumidores estén protegidos durante el despliegue en los años posteriores.
- Introducir un Régimen de Administración Especial para asegurar la continuidad de los servicios de medidores inteligentes para los consumidores en el improbable caso de que la compañía responsable del servicio nacional de datos y comunicaciones se vuelva insolvente.

El proyecto de ley pasó la etapa del Comité de la Cámara de los Comunes el 28 de noviembre del 2017.

## **Alemania**

Alemania fue uno de los países que no estaba interesado en realizar el cambio a medición inteligente, esto debido principalmente al mecanismo con el que contaba el país donde cada residente pagaba en base a la energía que utilizaba, generando unas pérdidas mínimas para el sistema, sin embargo, desde el año 2015 se han visto en la necesidad de realizar un cambio a Smart Grids, esto debido principalmente al cambio de este sistema en Europa en general y buscando dar un paso más amplio en la transición del país para una economía eficiente de la energía baja en carbono y energías renovables, de las cuales Alemania pretende cubrir el 80% de la demanda para el año 2050.

Para esto se han trabajado en distintos proyectos pilotos donde ha participado Landis + Gyr y otros fabricantes, con pilotos de hasta 400 clientes en EnBW, siendo Landis + Gyr la encargada de la instalación y operación del sistema, verificando que los resultados muestren que los SMMC se ajusten a la reglamentación y disposiciones del país, ya que dichas normas y reglamentos de Alemania se encuentran entre las más estrictas del mundo, supervisado por la Oficina Federal Alemana para la Seguridad de la Información.



El objetivo del ensayo fue el de evaluar la idoneidad de los sistemas inteligentes de medición y comprobar si los procesos del sistema diseñado para gestionar los sistemas funcionarían una vez puestos en marcha.

También se evaluaron la compatibilidad entre los diferentes sistemas, Se exigió a los proveedores de energía que se desplegaran varias tecnologías de comunicación en paralelo para analizar su funcionamiento en la realidad alemana (tecnología móvil LTE, Ethernet y PLC).

Debido al éxito de dicho piloto, en Julio del año 2016 el Consejo Federal de Alemania aprobó la implementación de una nueva ley para comenzar la instalación de medidores inteligentes en todo el país, con esto la política alemana cambio al poder legislativo de la UE que establece que todos los miembros de la UE deben tener el 80% de sus consumidores con medidores inteligentes para el año 2020.

Dicha ley establece que la propiedad, operación y mantenimiento de los medidores inteligentes será llevado a cabo por las distribuidoras.

Se espera que para el año 2026 se instalen 44 millones de medidores inteligentes realizando una inversión de \$23.6 billones de dólares entre el año 2016 y 2026.

Alemania espera contar con un despliegue completo de SMMC para el año 2032.

## **6. ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS Y COSTOS DE LOS SMMC PARA LA REALIDAD ELÉCTRICA CHILENA**

En relación con las soluciones tecnológicas de sistemas de medición inteligente disponibles en el mercado nacional, se realiza un análisis de costos estimados con el objetivo de proyectar los niveles de inversión asociado a este tipo de proyectos. Se considera valorizar componentes de inversión asociado a equipos, costos de instalación, además de costos de operación y mantenimiento.

En forma complementaria, se analiza la factibilidad tecnológica de implementar dichas soluciones, lo que a la luz de los antecedentes disponibles depende fuertemente de las características geográficas en las cuales se emplazan las empresas distribuidoras y de la distribución de los consumos en torno a las redes de distribución.

Respecto de las características geográficas, éstas inciden, por ejemplo, en la capacidad de efectuar enlaces RF o también en la posibilidad de acceder adecuadamente a esquemas de comunicación celular. Respecto del impacto de la distribución de los consumos en torno a la red de distribución, se tendrá que algunas empresas distribuidas presentan baja densidad de usos de sus instalaciones debido a la distribución de clientes que se presenta en sus zonas de concesión, esto se observa principalmente en las empresas con mayor ruralidad, donde por ejemplo existen TTDD que abastecen una baja cantidad de clientes, lo anterior, claramente podría encarecer soluciones que utilicen tecnologías de tipo PLC CARRIER con concentradores en los TTDD, ya que en la práctica se requeriría un concentrador por cada cliente, o puede requerir de equipos de repetición para medidores alejados del concentrador.

Según lo indicado por proveedores y empresas que han realizado pilotos de implementación de sistemas de medición inteligente, se considera que las características de las redes de distribución nacional permiten la implementación de las diferentes tecnologías de comunicación disponible, no indicando situaciones a corregir o considerar en relación con transformadores, conductores para la evaluación de un sistema de medición inteligente.

Los tipos de solución de sistemas de medición inteligentes analizadas son las siguientes:

- **PLC CARRIER:** Esta solución consiste en medidores inteligentes PLC de alta frecuencia, comunicados con concentradores ubicados en las subestaciones de distribución, a través de la red de baja tensión con una señal modulada, más una comunicación GPRS a través de la red pública de comunicación telefónica con el centro de operaciones.

- PLC COMM: Esta solución consiste en medidores inteligentes PLC de baja frecuencia, comunicados con concentradores ubicados en las subestaciones primarias o de poder, a través de la red de baja y media tensión con una señal modulada, la señal pasa a través de los transformadores de distribución en el cruce por cero de la onda.
- RF Mesh: Esta solución consiste en comunicación vía radiofrecuencia entre medidores en forma enmallada y enlaces con el centro de operaciones a través de una cantidad mínima de antenas ubicadas geográficamente de manera tal de alcanzar un 100% de cobertura al proyecto.
- RF P2MP: Solución cuyo sistema de comunicaciones utiliza radiofrecuencia en disposición estrella que le comunican directamente hasta las antenas y éstas con el centro de operaciones. Esta solución es útil para zonas geográfica accidentada donde existan puntos con gran alcance de RF.
- CELULAR: Esta solución es una extrapolación del servicio a clientes libres donde cada medidor se comunica directamente con el centro de operaciones a través de un enlace GPRS en zonas donde hay cobertura de la red pública de comunicaciones.

Para este análisis se le entrego a cada proveedor información referente a 3 distribuidoras en particular, ENEL para representar principalmente el contexto urbano, SAESA en el caso rural y EDELAYSEN para el caso muy rural, estas son empresas representativas de áreas típicas de distribución. La información asociada a cada empresa se indica a continuación:

**Tabla 11: Información entregada a los proveedores.**

Empresas	Contexto	SSEE de Poder [#]	Trafos de Distribución [#]	Energía Anual [MWh]	Clientes Alta Tensión [#]	Clientes Baja Tensión [#]	Red Media Tensión [km]	Red Baja Tensión [km]	Medidores Monofásicos [#]	Medidores Trifásicos [#]
ENEL	Rural	3	3.296	614.556	1.251	42.441	1.061	862	42.018	1.674
ENEL	Urbano	38	25.212	10.441.427	5.097	1.686.288	4.615	10.266	1.626.570	64.815
EDELAYSEN	Rural	1	590	52.626	155	12.325	610	263	12.198	282
EDELAYSEN	Muy Rural	2	466	9.111	77	4.965	692	192	4.928	114
EDELAYSEN	Urbano	2	1.065	70.898	380	22.332	855	487	22.199	513
SAESA	Rural	6	7.537	695.643	1.762	96.026	4.649	2.994	94.970	2.818
SAESA	Muy Rural	14	7.220	227.071	1.350	69.018	4.786	3.178	68.340	2.028
SAESA	Urbano	10	6.801	1.183.299	2.117	220.790	2.742	2.759	216.483	6.424

Con esta información se solicitó a cada proveedor que entregase una evaluación de costos de sus SMMC de acuerdo con la realidad de cada distribuidora, con la siguiente apertura:

- Tecnología utilizada.
- Costo por medidor monofásico.
- Costo por medidor trifásico.
- Costo por colector.
- Numero de colectores necesarios para la solución.
- Costo de la comunicación entre medidores. El costo de comunicación se refiere al pago de las redes privada necesarias para permitir la comunicación de colectores con el sistema centralizado. Incluye pagos de red GPRS o licencias requeridas por tecnologías específicas.
- Costo del hardware necesario para el software.
- Costo de instalación de los colectores
- Costo de la licencia del software de los medidores.
- Costo de la instalación del enlace (backhaul). Se refiere a la red que comprende la comunicación de los colectores con el MDM
- Costo de instalación del software.
- Costo de la calibración por medidor.
- Costo de operación del enlace (backhaul).
- Costo del mantenimiento y soporte. El costo de mantenimiento y soporte es un valor estimado por medidor que incluye una revisión de los sistemas de comunicación y colectores anualmente con un foco de mantenimiento preventivo.

Este análisis se centra en la perspectiva de precios y costos, no se comparan características, confiabilidad ni prestaciones entre cada solución, pero se les indicó a los proveedores que las soluciones informadas cumplieren con lo exigido en la “Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución”. Los proveedores contactados son:

- COMULSA
- ACLARA
- ITRON
- ENEL
- HUAWEI
- HEXING
- SCHNEIDER
- SIEMENS
- TECNORED

La información solicitada no tiene como objetivo una comparación de precios de tecnologías o de proveedores, sino que un dimensionamiento de rangos de las cubicaciones y costos necesarios para satisfacer un caso referencial para distintas distribuidoras. Con esta información y los precios de cotización de medidores, se obtienen valores representativos que permitan analizar el costo de implementación de los SMMC en las empresas distribuidoras de Chile.

### **6.1. Información entregada por proveedores**

Para realizar un análisis sin enfatizar en si un proveedor es mejor que otro o una tecnología se encuentra en mejor posicionamiento que otra, se realizó un análisis promediando costos de acuerdo con las soluciones entregadas por los distintos proveedores, es decir, en este informe solo están plasmados los costos referenciales promedios obtenidos en base a la información entregada y no el detalle de cada una de sus soluciones que nos facilitaron los proveedores.

Hubo proveedores que entregaron más de una solución con diferentes tecnologías utilizadas, lo que implicó que las soluciones disponibles sean 12, esto permite tener una completitud más amplia de opciones de costos de acuerdo con una gama más grande de distintas tecnologías.

Para la evaluación de costos asociados a los SMMC se solicitó a las empresas proveedoras que entregaran sus valores asociados a sus tecnologías, sin embargo, no es el objetivo de este estudio realizar una comparación entre los proveedores, ni el de evaluar cuál es más conveniente, por esto la identificación de cada proveedor se omite y se enfoca el análisis a los tipos de tecnologías propuestas.

Existen casos donde el módulo de comunicación del medidor es modular o adaptativo, por lo que puede adaptarse a cualquier tipo de comunicación dependiendo del contexto en el que se instalen los SMMC.

Cabe recordar que los precios que ha sido posible obtener son, de acuerdo con lo señalado por los proveedores, de índole referencial basados en precios de lista. Se ha indicado que los medidores para el caso de compras masivas terminan siendo fabricados específicamente para cada proyecto de acuerdo con las realidades que soliciten las empresas, de ahí que los precios finales de los equipos y sus tecnologías sólo serán definidos una vez que se disponga de las especificaciones reales de cada proyecto.

## **6.2. Análisis por distribuidora**

Para efecto de establecer un análisis de las diversas soluciones de sistemas de medición inteligente y su impacto en la realidad nacional, en esta sección se presenta una comparación referencial de costos de inversión total para las empresas distribuidoras indicadas previamente y los diferentes tipos de tecnología. Estos valores se basan en lo facilitado por los proveedores, y la información de cada partida fue procesada mediante promedios por tecnología.

Los resultados entregados para cada distribuidora son los siguientes:

### **6.2.1. ENEL DISTRIBUCIÓN**

Se consideró a ENEL Distribución como una de las distribuidoras principales a analizar debido a ser la empresa de referencia del área típica 1, que tiene una realidad principalmente urbana. De acuerdo con la información entregada por los distintos proveedores a continuación se presentan los resultados por tecnología y las partidas de inversión en equipos:

**Tabla 12: Costos de inversión por tecnología para ENEL [MUSD].**

Tecnología	Medidores monofásicos	Medidores trifásicos	Medidores en Trafo de Dx	Colectores	Total Inversión Equipos
PLC CARRIER	142.335	13.811	6.803	13.328	<b>176.279</b>
PLC COMM	220.737	36.855	12.276	4.715	<b>274.583</b>
RF MESH	196.133	17.205	6.857	2.073	<b>222.268</b>
RF P2MP	249.521	28.079	12.960	2.657	<b>293.215</b>
CELULAR	206.938	23.447	11.711	0	<b>242.097</b>

De los resultados anteriores, se aprecia que la inversión total de equipos menor sería de las tecnologías PLC Carrier y el de mayor valor sería la tecnología RF P2MP. En condiciones de alta urbanidad, PLC Carrier tiene una inversión menor al existir una alta densidad de clientes por transformador de distribución.

En el caso de querer identificar la tecnología más idónea para una empresa, se debe considerar los costos de operación y mantenimiento para las diferentes tecnologías, ya que en el caso de PLC Carrier o RF Mesh, incluyen costos de comunicación de los colectores en la red BT hacia el MDM, lo que en un análisis de Valor presente puede implicar que otras tecnologías sean más convenientes. Además, las condiciones geográficas pueden implicar que algunas tecnologías no sean factibles de implementar o el costo de instalación de antenas repetidoras eleve significativamente la inversión.

Como elemento de referencia que complementa el análisis anterior, a continuación, se presenta el valor medio de inversión en equipos por punto de medición.

**Tabla 13: Costos de inversión por tecnología para ENEL por punto de medición.**

Tecnología	Total Inversión Equipos [MUSD]	Puntos de Medición [#]	Valor por punto medición [USD]
PLC CARRIER	176.279	1.763.585	100,0
PLC COMM	274.583	1.763.585	155,7
RF MESH	222.268	1.763.585	126,0
RF P2MP	293.215	1.763.585	166,3
CELULAR	242.097	1.763.585	137,3

En concordancia con el análisis previo, el menor valor por punto es de 100 USD por puntos de medición para la tecnología PLC Carrier, y el mayor valor, de 166,3 USD es para RF P2MP.

En relación con los costos asociados al enlace del proyecto (Backhaul), la información suministrada no es concluyente, al no ser informada por todos los proveedores. De todas formas, se puede indicar que la inversión en esta componente debe ser obtenida cuando se realice un estudio acabado para la realidad de la zona analizada, porque dependerá muy fuertemente de las condiciones geográficas el nivel de inversión requerido. En particular de debe indicar que el costo de comunicación es una variable significativa en los recursos requerido para el funcionamiento de este tipo de sistemas, y depende fuertemente de la necesidad de comunicar los colectores con el MDM, lo cual puede ser un valor significativo para tecnologías como PLC Carrier o RF Mesh, al tener gran cantidad de estos equipos.

Las componentes de software y hardware son de gran relevancia en el funcionamiento de los sistemas de medición monitoreo y control, ya que ellos los responsables de la recolección y procesamiento de las lecturas. Estas componentes tienen valores que son relativamente independientes de las tecnologías por lo que el análisis de costo se realiza más a nivel global. Se debe considerar que no todos los proveedores entregaron información asociadas a estas componentes, por lo que el análisis es un poco más restrictivo.

En relación con el hardware, el nivel de inversión oscila entre cero (para tecnologías instaladas en la nube) a MUSD 22.382 para una solución específica. En promedio el nivel de inversión de esta componente es de MUSD 7.876. Para el caso de tecnologías en la nube, a pesar de no tener inversión en hardware, sí tiene inversión en la instalación del software, que es del rango de MUSD 11.560.

En relación con las licencias de software, el nivel de inversión oscila entre cero (para tecnologías instaladas en la nube) a MUSD 17.862 para una solución específica. En promedio el nivel de inversión de esta componente es de MUSD 6.704.

Para el caso de otros elementos o costos agregados a los SMMC, no todos los proveedores entregaron información asociada a este campo, cuando se entregó estos valores tenían alto margen entre sí, por lo que no es cuantificable un valor correcto o estimable para realizar un correcto análisis, además, no se especificó exactamente qué información se estaba considerando al momento de analizarlos, según lo conversado con algunos proveedores el costo otros consideraba los costos asociados a antenas de repetición e infraestructura asociada a los equipos, pero sin el desglose de estos no es útil para el análisis considerarlos.

Finalmente, los últimos valores que se les solicitaron a los proveedores fueron los costos asociados a la calibración de los SMMC y el mantenimiento que se les debe realizar a los SMMC.



En relación con los costos de calibración, se observó una dispersión alta siendo que los valores unitarios referenciales que maneja el consultor son de 0,1 UF por medidor monofásico y \$ 30.000 para medidores trifásicos.

Los costos asociados a Mantenimiento y soporte de los SMMC dependen fuertemente de las negociaciones llevada a cabo con las empresas distribuidores y las responsabilidades asociadas que tendrá el proveedor, frente a esto, esta partida es bien variable, pero tiene un costo anual promedio de MUSD 2.293, con proveedores que presentaron costos entre MUSD 400 y MUSD 7.978.

Para finalizar, se presentan los costos promedios para ENEL por tecnología.

**Tabla 14: Comparación de costos por tecnología para ENEL.**

Tecnología	Costo de equipos	Software/hardware	Licencia Software	TOTAL
PLC CARRIER	176.279	7.876	6.704	190.859
PLC COMM	274.583	7.876	6.704	289.163
RF MESH	222.268	7.876	6.704	236.848
RF P2MP	293.215	7.876	6.704	307.795
CELULAR	242.097	7.876	6.704	256.677

## 6.2.2. EDELAYSEN

Se consideró a EDELAYSEN como una de las distribuidoras principales a analizar debido a ser la empresa que tiene una realidad principalmente muy rural. De acuerdo con la información entregada por los distintos proveedores a continuación se presentan los resultados por tecnología y las partidas de inversión en equipos:

**Tabla 15: Costos de inversión por tecnología para EDELAYSEN [MUSD].**

Tecnología	Medidores monofásicos	Medidores trifásicos	Medidores en Trafo de Dx	Colectores	Total Inversión Equipos
PLC CARRIER	3.763	207	563	1.249	<b>5.782</b>
PLC COMM	5.404	311	471	208	<b>6.395</b>
RF MESH	4.459	259	680	2.169	<b>7.567</b>
RF P2MP	5.881	384	964	2.693	<b>9.922</b>
CELULAR	5.428	428	1.244	0	<b>7.100</b>

De los resultados anteriores, se aprecia que la inversión total de equipos menor sería de las tecnologías PLC Carrier y el de mayor valor sería la tecnología RF P2MP. Para ambos casos de RF existe un costo alto de colectores, esto debido al contexto muy rural en el cual son participes dichas tecnologías, donde la poca densidad de clientes provoca la necesidad de crear una red más robusta e interconectada entre colectores. Se debe tener en consideración que este análisis no está considerando posibles áreas donde PLC Carrier no es factible de implementar por la ausencia de cobertura celular o que en áreas la densidad sea tan baja que la cantidad de clientes por colector sea menor a 10.

Considerando lo anterior, identificar la tecnología más idónea para una empresa en el contexto muy rural, se debe tener presente el costo de operación, mantenimiento y otros elementos para las diferentes tecnologías, generando así un contexto donde podrían aplicar soluciones híbridas (más de una tecnología para la misma zona), esto por la geografía presente y la existencia de pueblos o pequeñas ciudades donde se podría implementar tecnologías más económicas, pero que son dependientes de la existencia de cobertura de comunicación celular y zonas rurales, donde se debe utilizar otro tipo de tecnología como puede ser PLC COMM o RF P2MP.

Como elemento de referencia que complementa el análisis anterior, a continuación, se presenta el valor medio de inversión en equipos por punto de medición.

**Tabla 16: Costos de inversión por tecnología para EDELAYSEN por punto de medición.**

Tecnología	Total Inversión Equipos [MUSD]	Puntos de Medición [#]	valor por punto medición [USD]
PLC CARRIER	5.782	42.355	136,5
PLC COMM	6.395	42.355	151,0
RF MESH	7.567	42.355	178,7
RF P2MP	9.922	42.355	234,2
CELULAR	7.100	42.355	167,6

En concordancia con el análisis previo, el menor valor es de 136,5 USD por puntos de medición para la tecnología PLC Carrier y el mayor es la tecnología RF P2MP donde el valor es 234 USD. Estos valores son concordantes con el análisis presentado en la empresa ENEL Distribución.

En relación con los costos asociados al enlace del proyecto (Backhaul), al igual que en el caso de ENEL Distribución la información suministrada no es concluyente, al no ser informada por todos los proveedores, o por que al momento de revisar los datos no queda claro si los costos asociados son

correctos o no, por la gran variación que existía entre estos. De todas formas, se puede indicar que la inversión en esta componente debe ser obtenida cuando se realice un estudio acabado para la realidad de la zona analizada, porque dependerá muy fuertemente de las condiciones geográficas el nivel de inversión requerido. En particular de debe indicar que el costo de comunicación es una variable significativa en los recursos requerido para el funcionamiento de este tipo de sistemas, y depende fuertemente de la necesidad de comunicar los colectores con el MDM, lo cual puede ser un valor significativo para tecnologías como PLC Carrier o RF Mesh, al tener gran cantidad de estos equipos, tema que para un contexto de alta ruralidad aumenta considerablemente, como se vio en los costos asociados a los colectores en tecnologías RF.

En relación con el hardware, el nivel de inversión oscila entre cero (para tecnologías instaladas en la nube) a MUSD 2.070 para una solución específica. En promedio el nivel de inversión de esta componente es de MUSD 426.

En relación con las licencias de software, el nivel de inversión oscila entre cero (para tecnologías instaladas en la nube) a MUSD 414 para una solución específica. En promedio el nivel de inversión de esta componente es de MUSD 163.

Para el caso de otros elementos o costos agregados a los SMMC, para el caso particular de un contexto rural o muy rural, a diferencia del urbano, es necesaria una mayor presencia de antenas repetidoras o infraestructura, por lo que el valor asociado a estos elementos es mayor, sin embargo, sin los datos correctos se hace imposible o poco práctico realizar un análisis.

Finalmente, los últimos valores que se les solicitaron a los proveedores fueron los costos asociados a la calibración de los SMMC y el mantenimiento que se les debe realizar a los SMMC.

En relación con los costos de calibración, se observó una dispersión alta siendo que los valores unitarios referenciales que maneja el consultor son de 0,1 UF por medidor monofásico y \$ 30.000 para medidores trifásicos.

Los costos asociados a Mantenimiento y soporte de los SMMC dependen fuertemente de las negociaciones llevada a cabo con las empresas distribuidores y las responsabilidades asociadas que tendrá el proveedor, frente a esto, esta partida es bien variable, pero tiene un costo anual promedio de MUSD 71, con proveedores que presentaron costos entre MUSD 34 y MUSD 272.

Para finalizar, se presentan los costos promedios para ENEL por tecnología.

**Tabla 17: Comparación de costos por tecnología para EDELAYSEN.**

Tecnología	Costo de equipos	Software/hardware	Licencia Software	TOTAL
PLC CARRIER	5.782	426	163	6.371
PLC COMM	6.395	426	163	6.984
RF MESH	7.567	426	163	8.156
RF P2MP	9.922	426	163	10.511
CELULAR	7.100	426	163	7.689

### 6.2.3. SAESA:

Se consideró a SAESA como una de las distribuidoras principales a analizar debido a ser la empresa que tiene una realidad principalmente rural. De acuerdo con la información entregada por los distintos proveedores a continuación se presentan los resultados por tecnología y las partidas de inversión en equipos:

**Tabla 18: Costos de inversión por tecnología para SAESA [MUSD].**

Tecnología	Medidores monofásicos	Medidores trifásicos	Medidores en Trafo de Dx	Colectores	Total Inversión Equipos
PLC CARRIER	36.329	2.565	5.724	12.666	<b>57.285</b>
PLC COMM	49.030	3.728	4.783	1.313	<b>58.854</b>
RF MESH	43.066	3.205	6.914	18.903	<b>72.087</b>
RF P2MP	56.794	4.760	9.800	23.460	<b>94.814</b>
CELULAR	52.427	5.301	12.646	0	<b>70.373</b>

De los resultados anteriores, se aprecia que la inversión total de equipos menor sería nuevamente de las tecnologías PLC Carrier y el de mayor valor sería la tecnología RF P2MP. Al igual que en el análisis presentado para EDELAYSEN en ambos casos de tecnologías de RF existe un costo alto de colectores, esto debido al contexto rural en el cual son participes dichas tecnologías, donde la poca densidad de clientes provoca la necesidad de crear una red más robusta e interconectada mediante colectores.

Al identificar la tecnología más idónea para una empresa en el contexto rural de SAESA, se considera el costo de operación, mantenimiento y otros elementos para las diferentes tecnologías, generando así un contexto donde se aplican soluciones híbridas, esto, al igual que en el caso de EDELAYSEN por la geografía que existe en lugares de contexto rural, donde no es posible aferrarse a solo una tecnología y esperar que esta funcione sin un alto índice de fallas.

Como elemento de referencia que complementa el análisis anterior, a continuación, se presenta el valor medio de inversión en equipos por punto de medición.

**Tabla 19: Costos de inversión por tecnología para SAESA por punto de medición.**

<b>Tecnología</b>	<b>Total Inversión Equipos [MUSD]</b>	<b>Puntos de Medición [#]</b>	<b>valor por punto medición [USD]</b>
PLC CARRIER	57.285	412.621	138,8
PLC COMM	58.854	412.621	142,6
RF MESH	72.087	412.621	174,7
RF P2MP	94.814	412.621	229,8
CELULAR	70.373	412.621	170,6

Para el caso de SAESA no aparecen grandes valores de colectores en la entrega de información de los proveedores por lo que los rangos de valor por punto de medición se encuentran más regulados en comparación a lo visto en EDELAYSEN. Al igual que en los análisis anteriores el menor valor es de 138 USD por puntos de medición para tecnología PLC Carrier, y el mayor valor, de 230 USD para tecnología RF P2MP,

En relación con los costos asociados al enlace del proyecto (Backhaul), la información suministrada no es concluyente, al no ser informada por todos los proveedores, o por que al momento de revisar los datos no queda claro si los costos asociados son correctos o no, por la gran variación que existía entre estos. De todas formas, se puede indicar que la inversión en esta componente debe ser obtenida cuando se realice un estudio acabado para la realidad de la zona analizada, porque dependerá muy fuertemente de las condiciones geográficas el nivel de inversión requerido.

En relación con el hardware, el nivel de inversión oscila entre cero (para tecnologías instaladas en la nube) a MUSD 5.044 para una solución específica. En promedio el nivel de inversión de esta componente es de MUSD 2.047.

En relación con las licencias de software, el nivel de inversión oscila entre cero (para tecnologías instaladas en la nube) a MUSD 4.025 para una solución específica. En promedio el nivel de inversión de esta componente es de MUSD 1.634.

Finalmente, los últimos valores que se les solicitaron a los proveedores fueron los costos asociados a la calibración de los SMMC y el mantenimiento que se les debe realizar a los SMMC.

En relación con los costos de calibración, se observó una dispersión alta siendo que los valores unitarios referenciales que maneja el consulto son de 0,1 UF por pedidor monofásico y \$ 30.000 para medidores trifásicos.

Los costos asociados a Mantenimiento y soporte de los SMMC dependen fuertemente de las negociaciones llevada a cabo con las empresas distribuidores y las responsabilidades asociadas que tendrá el proveedor, frente a esto, esta partida es bien variable, pero tiene un costo anual promedio de MUSD 664, con proveedores que presentaron costos entre MUSD 300 y MUSD 2.705.

Para finalizar, se presentan los costos promedios para ENEL por tecnología.

**Tabla 20: Comparación de costos por tecnología para SAESA.**

Tecnología	Costo de equipos	Software/hardware	Licencia Software	TOTAL
PLC CARRIER	57.285	2.047	1.634	60.966
PLC COMM	58.854	2.047	1.634	62.535
RF MESH	72.087	2.047	1.634	75.768
RF P2MP	94.814	2.047	1.634	98.495
CELULAR	70.373	2.047	1.634	74.054

## 7. CONCLUSIONES

A partir de los análisis realizados se obtiene las siguientes conclusiones:

Al observar el mercado de medidores disponible en el país se observa que existe una variada oferta de equipos y tecnologías, con proveedores con experiencia tanto en el mercado internacional como nacional, algunos de ellos han participado en el desarrollo de planes pilotos de empresas distribuidoras.

A nivel de equipos se tiene que poseen diversos atributos que satisfacen las necesidades de los SMMC y que pueden ser adecuados a las especificaciones que se requieran en el mercado nacional para una implementación masiva de esta tecnología.

Se observa que con la aparición de la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, se requiere que tanto los organismos de fiscalización y regulación como las empresas distribuidoras participen de forma activa en el desarrollo de planes de implementación de SMMC que permitan lograr los objetivos de la norma, en la búsqueda de una mejor calidad de servicio en sistemas de distribución.

Es relevante identificar las razones que incentivan al desarrollo e instalación de medición inteligente, considerando las diferentes particularidades del país, de modo que se estructure un plan acorde a las necesidades propias de la realidad nacional. En conjunto con esto, se recomienda experimentar con distintas tecnologías de medición en la realización de pilotos que consideren las características particulares de cada zona, identificando elementos de riesgo en la implementación de este tipo de proyectos, además de identificar la tecnología que mejor se adecúa a las particularidades de la empresa. Posterior a estas experiencias, resulta importante realizar un análisis de costo-beneficio de los proyectos medición inteligente, con la finalidad de lograr soluciones personalizadas y escalables en el tiempo.

Al analizar las diferentes tecnologías disponibles en el mercado nacional, resulta que no existe una única solución económicamente factible de aplicar a toda la realidad chilena. Las componentes geográficas, de densidad de clientes y disponibilidad de cobertura de redes de comunicación son altamente relevantes al momento de definir la conveniencia de una solución respecto a otra, y dada la variabilidad que se tiene en la realidad nacional, resultan distintas opciones convenientes.

Para la empresa de referencia del área típica 1 (Enel Distribución, mayoritariamente urbana), la tecnología de mayor conveniencia es PLC Carrier con un valor de inversión de 100 USD por punto de medición. Para la empresa de referencia del área típica 4 (Saesa, con un nivel de ruralidad media), la tecnología de mayor conveniencia es PLC Carrier con un valor de inversión de 138,8 USD por punto de medición. Para la empresa de referencia del área típica 6 (Edelaysen, que tiene una ruralidad alta), la tecnología de mayor conveniencia es PLC Carrier con un valor de inversión de 136,5 USD por punto de medición.

A nivel global se observa que, en promedio, la tecnología más conveniente es PLC Carrier para las tres empresas analizadas. Los resultados anteriores se ven influenciados por las zonas urbanas dentro de cada empresa, porque tienen un peso relativo alto frente a zonas rurales. Se debe tener en consideración que la implementación de esta tecnología requiere la existencia de cobertura celular, por lo que a nivel práctico puede no ser factible de implementar en todas las zonas. Para estos casos, es factible utilizar PLC Comm o RF P2MP, frente a lo cual se debe realizar un análisis localizado de la tecnología más idónea para cada empresa. De esto se concluye que para cada empresa distribuidora la solución óptima puede ser utilizar más de una tecnología.

A nivel mundial se observa que la penetración de los SMMC ha tenido como objetivo fomentar la incorporación de generación distribuida, el control de la demanda, el traspaso de precios directo de los generadores a los consumos, la utilización de la electricidad en nuevos elementos (como los vehículos eléctricos), entre otras características. En el caso nacional, para los SMMC el objetivo primario es mejorar la calidad de servicio para los sistemas de distribución de electricidad., a través del monitoreo de la calidad del producto y suministro para clientes regulados.

Finalmente se concluye que es necesario hacer un estudio específico para cada empresa de distribución, que considere un análisis completo de las realidades geográficas, realizando proyectos pilotos establecidos, reales y tangibles, los cuales puedan ser analizados por los proveedores y con esto poder dimensionar costos de SMMC lo más cercanos a la realidad posible. Esto se debe a que con el análisis realizado actualmente no es factible tener un correcto dimensionamiento del nivel de fidelidad de los datos, debido a diversos factores, como lo son el no disponer de los valores definitivos de los costos de inversión de los SMMC (los proveedores entregaron valores lista), no disponer información de detalle de las empresas de distribución, lo cual no permite realizar un análisis robusto y completo.



## 8. GLOSARIO

Se muestra el siguiente glosario:

**Tabla 21: Glosario**

Sigla	Significado
SMCC	Sistemas de medición monitoreo y control
AMI	Advanced metering infrastructure
TIC	Tecnologías de información y comunicación
AMCD	Dispositivo de comunicación de medición avanzado
AMCC	Computador de Control de Medición Avanzado
WAN	Red de Área Amplia
MDM	Gestión de datos de medición
MDR	Repositorio de datos de medición
PLC	Portador de línea de potencia
RF	Radiofrecuencia
RF-Mesh	Radiofrecuencia enmallada
SUBTEL	Subsecretaría de Telecomunicaciones de Chile
AT	Alta Tensión
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
DLSM/COS EM	Protocolo Especificación de mensaje del lenguaje de dispositivos/Especificaciones complementarias para la medición de energía
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
RPMA	Fase aleatoria de acceso múltiple
ENEL	Ente nazionale per l'energia elettrica
OFDM	Modulación Multiplexación por división de frecuencias ortogonales
FSK	Modulación por desplazamiento de frecuencia
NAN	Redes de Área de Vecindario
TCP/IP	Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Interne
GPRS	Servicio general de paquetes vía radio
GSM	Sistema Global para comunicaciones Móviles
SMS	Servicio de mensajes cortos

GTD Ingenieros Consultores Ltda.

Santiago, 29 de diciembre de 2017.

## **9. ANEXO 1: PRESENTACIÓN DE PROVEEDORES**

### **9.1. COMULSA**

Esta empresa ha proporcionado la siguiente información respecto de origen, actividades y desarrollo:

Comulsa es la proveedora oficial de equipamiento Landis & Gyr en Chile, son líderes en soluciones de gestión de energía desde hace más de 120 años. Usando su infraestructura de medición avanzada y otras tecnologías de red inteligente de vanguardia, han ayudado a empresas de servicios públicos de todo el mundo a mejorar sus operaciones, proteger sus activos, reducir sus costes operativos y proporcionar un mejor servicio al cliente. La cartera de productos y servicios de Landis+Gyr se basa en la calidad, la fiabilidad y la innovación, y también puede ayudarle a modernizar su red inteligente para el futuro.

En Landis+Gyr comparten una visión colectiva junto con empresas de servicios públicos y consumidores finales de todo el mundo: gestionar mejor la energía. Para los servicios públicos, esto implica operaciones simplificadas, ahorro de costes y un servicio al cliente más fiable. Los consumidores, por su parte, consiguen una menor huella ambiental, menor coste operativo y formas de mantener el control de su propio uso de la energía.

Desde 1896, Landis+Gyr ha sido un líder global en soluciones de gestión energética. Han proporcionado la más amplia cartera de productos y servicios en la industria a más de 3500 empresas de servicios públicos por todo el mundo. Con un equipo mundial de más de 1300 ingenieros e investigadores, así como una certificación ISO para procesos medioambientales y de la calidad, están comprometidos a incrementar la eficiencia energética, agilizar las operaciones y mejorar el servicio al cliente para los proveedores de servicios públicos.

Hoy en día son una empresa que cotiza en bolsa en la SIX Swiss Exchange y opera en más de 30 países de los cinco continentes. Continúan capacitando a las empresas de servicios públicos y los clientes finales, tanto en el propio país como en el extranjero, a mejorar su eficiencia energética y contribuir al uso sostenible de los recursos. Su IPO les permitió recuperar el control para satisfacer mejor los requisitos de los servicios públicos ahora y en el futuro.

Gracias a la continua sofisticación de la tecnología de la información y las telecomunicaciones (TIC) en los primeros años del siglo XXI, Landis+Gyr hizo uso de más de 1200 millones de dólares en

capital para ir más allá de los productos de medición e introducirse en los servicios de redes inalámbricas, que revolucionaron la industria de la gestión energética. A finales de 2007, nuestro crecimiento sin precedentes culminó con las adquisiciones de Enermet, Hunt y Cellnet, incluyendo sus 14 millones de terminales de servicios gestionados, además de un registro único en la provisión de soluciones de red AMI, SCADA y DA a empresas de servicios públicos de electricidad, gas y agua, dotándonos de la cartera más amplia del mercado y convirtiéndonos en el líder global en infraestructuras de medición avanzada.

En 2011, Landis+Gyr fue adquirida por la Corporación Toshiba, formando una asociación de clase mundial reconocida mundialmente por su prometedor impacto en el desarrollo de redes y comunidades inteligentes. Toshiba, comprometida con su inversión tecnológica, ayudó a Landis+Gyr a adquirir mayores conocimientos a través de la adquisición, además de permitirle entrar en el mercado japonés. En julio de 2017, Toshiba vendió su inversión en Landis+Gyr.

Las tecnologías con las que trabaja actualmente Landis+Gyr son con comunicaciones RF Mesh y PLC G3.

A la hora de desarrollar una ciudad inteligente, la conectividad entre los sistemas de agua, gas y electricidad es clave. La infraestructura de medición avanzada (AMI) de Landis+Gyr permite realizar mediciones más inteligentes del agua, el gas y la electricidad, todo ello con un solo sistema.

La tecnología con solución de medición avanzada Gridstream RF de Landis+Gyr les ofrece a las empresas de servicios públicos flexibilidad y control como nunca antes. Con aplicaciones para recopilar datos, gestionar la demanda, controlar las redes residenciales, gestionar los cortes y más, esta red inalámbrica y de punto a punto unifica diversas tareas en un solo sistema de confianza.

La infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) de Landis+Gyr envía datos de los distintos puntos de consumo en tiempo real a la empresa. Nuestro sistema de gestión de los datos de medición (MDMS, por sus siglas en inglés) analiza esos datos y brinda soluciones para tener una red eléctrica más inteligente.

Las ventajas de la red RF MESH son: informaciones en tiempo real, capacidad para tasas de transmisión más altas, lista para el futuro (IPv6), única red de comunicación/integración entre medidores AMI y sistema DA (automatización de la distribución), self-healing, last gasp (aviso de falta de energía).

## **9.2. ACLARA:**

ACLARA es un proveedor de clase mundial de soluciones de infraestructura inteligente para servicios de agua, gas y electricidad en todo el mundo. Las ofertas de ACLARA incluyen medidores inteligentes y otros dispositivos de campo, infraestructura de medición avanzada, software y servicios que permiten a los servicios públicos predecir y responder a las condiciones, aprovechar sus redes de distribución de manera efectiva y relacionarse con sus clientes.

La compañía se fundó en 1972 y tiene su sede en St. Louis, Missouri, USA y, además de varias instalaciones en varias localidades en Estados Unidos, tiene presencia internacional con oficinas en Inglaterra, España, Bélgica, Filipinas, India, Japón, Puerto Rico y Chile, cuya oficina corporativa en Viña del Mar se encarga de dirigir toda la operación de Latinoamérica, incluyendo México, Brasil y el Caribe.

ACLARA es una empresa americana, adquirida de ESCO en 2014 por el fondo de inversiones americano Sun Capital Partners. La última expansión internacional de ACLARA comienza en 2015 cuando adquiere el negocio global de medición inteligentes de General Electric, seguido de la adquisición de los negocios de Smart Grid Solutions de APEX y de los Sensores de red Lighthouse de Tollgrade.

ACLARA, entre otros productos, ofrece medidores inteligentes, así como el software MeterMate para crear y mantener programas para medidores electrónicos. La compañía también proporciona redes de comunicaciones, que incluyen redes de comunicaciones de radiofrecuencia; soluciones de comunicación Celular de alto ancho de banda; comunicaciones de tecnología Power Line Carrier (PLC) bidireccional, el sistema de comunicaciones automáticas (TWACS) para AMI, redes y gestión de distribución. Además, ofrece el MDM (iiDEAS, infraestructura inteligente: datos, eficiencia, análisis y servicios), una plataforma de administración de datos operacionales para recopilar, agregar y procesar datos de un sistema de distribución. Además, la compañía ofrece la plataforma ACLARA Adaptive Consumer Engagement (ACLARA ACE), una solución de compromiso del consumidor para generar resultados mensurables para la eficiencia energética conductual, el autoservicio del cliente y la red inteligente.

La empresa fue fundada en 1972 y tiene proyectos de Smartgrid implementados desde fines de los años 80 en Estados Unidos, utilizando la tecnología PLC Twacs para conectar medidores, cuando estos aún eran electromecánicos.

Tiene proyectos en la región de Latinoamérica desde que inició en 1994 el proyecto de Smartgrid con Prepa, la distribuidora eléctrica de la Isla de Puerto Rico. A la fecha, 23 años después, ese cliente aún utiliza exitosamente la tecnología PLC Twacs para comunicar con tasas de eficacia de más de 99% sobre 1.6 millones de medidores, en una mezcla de medidores inteligentes con comunicación bidireccional y algunos electromecánicos que quedan de las etapas iniciales.

En Chile, ACLARA está presente desde 2012 originalmente a través de la empresa General Electric, que posteriormente fue adquirida por ACLARA en diciembre de 2015.

Actualmente ACLARA ofrece tecnologías de comunicación para empresas de distribución eléctrica, agua y gas incluyendo Celular, Radio Frecuencia y Power line Carrier (PLC). Entre todas las opciones, la empresa ofrece Celular, PLC de alta frecuencia con estándar Prime (Estándar Español) y G3 (Estándar Francés), PLC de baja frecuencia con comunicación TWACS, Radio Frecuencia enmallada (RF MESH) en bandas de comunicación de 900Mhz y 2.4Ghz y Radio Frecuencia Punto-multipunto en bandas de 400Mhz y 2.4Ghz.

Cada tecnología tiene sus ventajas y desventajas, Celular cuenta con un alto ancho de banda y tiene la ventaja de utilizar las redes celulares existentes, no requiriendo la necesidad de colectores dedicados adicionales, el problema es el costo de los módulos de comunicación, el alto costo operacional de transmisión de datos y la falta de priorización a la transmisión de datos versus voz. Además, que depende de una cobertura total y muy buena. En general es considerado como un complemento a una tecnología de comunicación PLC o Radio Frecuencia y muy rara vez es considerado para una implementación masiva.

El caso de PLC, utiliza la misma línea eléctrica para transmitir los datos de los medidores de manera bidireccional, pero en el caso del PLC de alta frecuencia (Prime o G3), inyecta una frecuencia no natural en la red lo que repercute en que requiere que la red esté bien condicionada ocasionando en general limitaciones de distancias y cantidad de equipos por colector. Los beneficios de esta solución son que el precio del medidor más módulo es muy bajo comparado con otras tecnologías AMI, pero este menor valor sube considerablemente al evaluar el proyecto completo al requerir un colector a nivel de cada transformador de distribución con un backhaul (enlace) celular adicional, siendo muy grande la cantidad de dispositivos colectores y aún muy elevado el costo operacional de mantención y transmisión de datos y con las mismas debilidades de tecnología y cobertura mencionados en celular, siendo ideal para condiciones urbanas concentradas o muy densas y de muy buenas coberturas. Tiene una fuerte presencia en Europa Occidental y algunos países de Latinoamérica.

En el caso de PLC de baja frecuencia, la señal se transmite en la misma frecuencia natural de onda o frecuencia fundamental de la línea de potencia (50Hz), lo que permite instalar el equipo colector en la Subestación de poder de las empresas eléctricas, las cuáles típicamente ya cuentan con infraestructura de seguridad y backhaul (enlace). La Señal viaja por la frecuencia natural y no se requiere de repetidores o de equipos de acondicionamiento de línea y no es afectada por bancos de capacitores, reguladores de voltaje, transformadores de reducción de voltaje u otros equipos de distribución, lo que disminuye los costos de instalación hasta el medidor situado en el cliente, no importando la ubicación física del equipo ni la extensión o las condiciones de la red, llegando incluso a distancias probadas sobre los 400 kilómetros y sin límite de la capacidad de medidores que soporta cada colector. Además, soporta equipos de automatización de red. La limitación de esta tecnología es su ancho de banda, ya que la misma red y su frecuencia natural van a limitar la capacidad de transmisión de datos, aunque mantiene tiempos de respuesta individuales similares a los observados en Radio Frecuencia. Además, los equipos colectores en cada subestación son elevados pero los módulos de comunicación son de menor precio y requieren de una bajísima cantidad de colectores (uno por cada subestación de poder) y se aprovechan usando el backhaul o enlace existente en cada una de ellas. Tiene una fuerte presencia en Estados Unidos y en países de Latinoamérica y Asia.

En el caso de la Radio Frecuencia, existe la tecnología RF Mesh o enmallada que crea una malla de comunicación entre los colectores y los medidores, habiendo comunicación directa entre ellos y creando múltiples vías o caminos de comunicación con un muy buen ancho de banda y latencias o tiempos de respuesta, muy bajas. Es una tecnología muy utilizada en Estados Unidos en zonas urbanas muy densas y algunos países de Europa y Latinoamérica, e ideal para implantaciones de dispositivos de automatización usando la misma red. La debilidad de esta tecnología es la capacidad de cada colector, la cual típicamente se limita a entre 2.500 a 5.000 medidores por colector con área de cobertura limitadas a algún par de kilómetros de radio en cada colector y a algunos saltos de comunicación entre medidores, lo cual lo hace un poco más complejo en su arquitectura de red, implementación y mantención, al requerir mayor cantidad de equipos y mantenimiento y en general su inflexibilidad, ya que requiere ir cambiando al menos casi todos los medidores por barrio o sector de manera de crear la malla, además de tener tiempos de reparación frente a fallas masivas en general más lento. Además, los módulos al estar constantemente transmitiendo para crear la malla, tienen consumos más elevados de energía.

Por otro lado, está la tecnología de Radio Frecuencia Punto-Multipunto, que como su nombre lo dice, la comunicación va directa entre los colectores y los medidores en una topología tipo estrella, sin haber equipo intermedio o comunicación entre los medidores. Cada colector tiene una capacidad

de hasta 20.000 medidores y alcances que pueden llegar a superar los 45 kilómetros de radio, haciendo muy simple su instalación, de muy poca infraestructura y muy poca mantención. Posee un buen ancho de banda y soporta equipos de automatización de red y tiene latencias o tiempos de respuesta muy aceptables, aunque un poco mayores a RF MESH. Una gran ventaja es su gran simpleza en la arquitectura de red, su rápida instalación y flexibilidad para instalar medidores en cualquier zona con cobertura, independiente de haya o no otros medidores. Otra ventaja es que los módulos sólo consumen cuando transmiten, siendo muy eficientes en el consumo eléctrico y soportando dispositivos de red energizados con baterías que pueden durar hasta 15 años. Cada Access Point o Colector requiere un equipo de backhaul o enlace, el cuál generalmente es un equipo de radio punto a punto. Esta tecnología se encuentra instalada en Estados Unidos, Latinoamérica (incluyendo Chile) y Asia. La principal desventaja de esta tecnología es que en general, los precios de los módulos son más caros, aunque se compensan con una menor inversión de colectores, prácticamente libre de costos de backhaul o enlace y muy bajo costo de mantenimiento.

Finalmente ACLARA considera, tal como se menciona, que cada tecnología tiene sus ventajas y desventajas, no habiendo una tecnología ideal para todos los tipos de clientes, topologías o concentraciones urbanas o rurales. Lo ideal es considerar soluciones híbridas que puedan sacar provecho de cada tecnología. ACLARA además ofrece un medidor con módulo de comunicación modular que, usando el mismo medidor, se pueden cambiar el módulo de comunicación y escoger y utilizar las distintas tecnologías existentes y disponibles, sean inmediatas o de inversiones futuras.

### **9.3. ITRON:**

ITRON es un proveedor líder global en tecnología para sistemas de gestión de energía y agua. Sus soluciones de hardware, software y servicios miden, recopilan y analizan datos de los dispositivos de electricidad, gas y agua, convirtiéndolos en información de gran valor para las empresas. Su tecnología conecta a las personas, los dispositivos y la experiencia para administrar mejor los recursos de agua y energía en todo el mundo.

Con sede en Liberty Lake, Washington, ITRON cuenta con más de Ocho Mil (8.000) empleados en más de 80 ubicaciones alrededor del mundo. La compañía es un proveedor líder mundial de soluciones para empresas de servicios públicos en la recopilación de datos y medición, con aproximadamente ocho mil clientes en 100 países.

ITRON cuenta con centros de excelencia y equipos de ingeniería, proyectos, ventas y fábricas en varios países, con una base total instalada de más de 300 millones de medidores de electricidad, gas y agua en todo el mundo.

Fundada en 1977, ITRON fue creciendo y evolucionando a la par de los avances tecnológicos del hardware y software, convirtiéndose rápidamente en un referente mundial para las empresas de servicios públicos.

Desde el año 2002, ITRON comenzó a crecer a través de adquisiciones estratégicas globales, las cuales incluyen entre otras varias, importantes empresas como Comverge en 2017, SmartSynch en 2012, Actaris Metering Systems en 2007, Schlumberger Limited Medición de Electricidad en 2004 y Silicio Energía en 2003.

ITRON está presente en Chile a través de su filial Compañía Chilena de Medición S.A. (CCM), empresa que, desde su fundación, el año 1952, ha sido el principal proveedor de medidores y soluciones de medición para las más importantes empresas de servicios de agua, gas, electricidad y energía térmica del país.

Hoy en día, cotizando en la bolsa de valores de New York, ITRON se posiciona como un proveedor de tecnología líder mundial en sistemas AMI, Smartgrid e Internet de las Cosas (IoT).

La propuesta de ITRON está directamente vinculada a los desafíos que las empresas de servicios públicos y consumidores comparten en la administración y uso eficiente de los recursos de forma inteligente.



A medida que la demanda de estos recursos se incrementa, igual exigencia ocurre con las expectativas de fiabilidad, calidad y sostenibilidad de los sistemas de gestión y administración. La esencia es entonces, proporcionar una infraestructura de servicios basada en la administración eficiente, de una red inteligente que incluya la automatización de la distribución, los recursos energéticos distribuidos, los vehículos eléctricos y la gestión avanzada de la demanda.

En este sentido, ITRON ha implementado plataformas de redes inteligentes a gran escala en varias empresas de servicios públicos en toda América del Norte, así como otros proyectos internacionales en Europa, América Latina y Asia. Para ello, se han llevado a cabo importantes desarrollos tecnológicos y alianzas estratégicas que nos permiten prospectar el tema AMI con una visión mucho más sólida e integral. Entre nuestros más importantes aliados, contamos con algunas de las más innovadoras, expertas y exitosas marcas en el mundo de la tecnología IT y de comunicaciones, lo cual garantiza para nuestros clientes una mayor capacidad de interoperabilidad, escalabilidad e integración para sus sistemas con una amplia gama de servicios y aplicaciones disponibles en el mercado.

La tecnología *OpenWay Riva* de ITRON mejora de manera significativa las capacidades de nuestra conocida plataforma *OpenWay*, añadiendo ahora inteligencia distribuida para analizar datos específicos en tiempo real en el borde; nuevas capacidades de comunicación para optimizar el rendimiento y la conectividad, a la vez de permitir la interacción máquina a máquina; y una robusta red de computación distribuida para ejecutar aplicaciones de red y cliente en medidores y dispositivos periféricos. Estas capacidades funcionan en una red IPv6 abierta, compatible con estándares internacionales, altamente segura, y capaz de soportar aplicaciones de electricidad, gas, agua y ciudades inteligentes (IoT).

*OpenWay Riva* ofrece una funcionalidad AMI firme a un costo competitivo y permite a la empresa comenzar la transformación de su red de distribución en una plataforma de Internet de las cosas (IoT). Con estas capacidades, *OpenWay Riva* redefine lo que es posible para las operaciones de la red y la entrega de distintos servicios a los clientes mediante la ampliación de la red de conocimiento y control a través de la red de bajo voltaje a la instalación de cada cliente.

*OpenWay Riva* permite a los medidores inteligentes y dispositivos de red analizar instantáneamente grandes volúmenes de datos altamente detallados al borde de la red de servicios públicos, comunicarse y colaborar con otros dispositivos equipados con *OpenWay Riva* y actuar en tiempo real para gestionar rápidamente las condiciones de la red. Las capacidades ofrecidas por

*OpenWay Riva* se están volviendo fundamentales para permitir operaciones en red en tiempo real y ofrecer nuevos servicios a los clientes en un mercado de energía cada vez más dinámico, competitivo y distribuido.

En ITRON, lo llaman la Red Activa, y con la tecnología *OpenWay Riva*, las utilidades están transformando la forma en que operan en el mundo de IoT.

*OpenWay Riva* es la última versión de la ya probada plataforma *OpenWay* de ITRON, basada en estándares internacionales. Una solución probada AMI para los servicios eléctricos, de gas y de agua, la plataforma de comunicaciones subyacente de *OpenWay* está impulsada por una arquitectura de referencia IPv6 co-desarrollada con Cisco que funciona como una red de TI empresarial en el campo, permitiendo que múltiples servicios coexistan en la misma área de campo (FAN) con seguridad estandarizada, gestión de red y calidad de servicio (QoS). Esta arquitectura ofrece múltiples opciones de comunicación, simplificando en gran medida el proceso y controlando los costos de expansión de la solución de red para incluir nuevas aplicaciones y dispositivos para apoyar AMI, automatización de distribución, recursos distribuidos de energía, alumbrado público, vehículos eléctricos y otros casos de uso de redes inteligentes.

*OpenWay Riva* toma esta plataforma probada para AMI y aplicaciones de red inteligente, y agrega soporte para la Red Activa y el creciente Internet de las Cosas (IoT). El mercado de la tecnología AMI está convergiendo con mercados más amplios para redes inteligentes, ciudades inteligentes e Internet de las cosas (IoT). Las empresas de servicios públicos y las ciudades que implementan *OpenWay Riva* para AMI en la actualidad están implementando una infraestructura de red basada en estándares múltiples y una plataforma de tecnología IoT para la cual la medición avanzada puede ser la primera y fundamental aplicación. Altamente segura y abierta, la solución *OpenWay Riva* IoT puede aprovecharse para la transformación de un nuevo modelo de negocio proporcionando una plataforma lista para nuevas aplicaciones y servicios que pueden impulsar el crecimiento más allá de las operaciones de distribución y distribución de servicios públicos.

Las principales características que diferencian la solución *OpenWay Riva* incluyen:

- La red de área campo de aplicaciones múltiples — *OpenWay Riva* ofrece la plataforma de red más avanzada, flexible y segura disponible en el mercado, con una arquitectura abierta que admite la más amplia gama de aplicaciones y protocolos de comunicación. Todo, desde la avanzada infraestructura de medición (AMI) hasta la automatización de la distribución (DA), hasta los controles de luminarias pueden utilizar los mismos recursos de red de una manera

verdaderamente plug-and-play. Basado en nuestra asociación de Cisco, *OpenWay Riva* implementa protocolos de red estándar de la industria de TI, entornos de aplicaciones y modelos de seguridad para ofrecer una arquitectura de red verdaderamente interoperable - donde todos los dispositivos de punto final y/o de frontera son completamente direccionables para permitir la interoperación de una cartera de red de dispositivos, y aplicaciones.

- Conectividad asegurada — Itron ha sido pionero en el desarrollo de la capacidad de operar en múltiples medios de comunicación conjuntamente, optimizando la conectividad, la cobertura y el rendimiento basados en la topología del entorno de campo. Llamamos a esta tecnología de comunicaciones adaptativas (ACT), en la que cada uno de los puntos finales y/o de frontera proporcionan múltiples opciones de comunicaciones (RF, PLC y Wi-Fi) en el mismo conjunto de chips. Los puntos finales y/o de frontera de *OpenWay Riva* evalúan de forma automática y continua la velocidad óptima, así como las tasas de modulación. Este nuevo enfoque maximiza la cobertura y minimiza los costos de despliegue y operación de los servicios eléctricos, de gas y de agua. Como resultado, *OpenWay Riva* simplifica las implementaciones de AMI, asegura altos grados de conectividad, reduce la mitigación y el mantenimiento de la red, amplía la capacidad de malla, minimiza la infraestructura de red y reduce los costos de retorno - todo lo cual resulta en un costo total de propiedad (TCO) sobre la vida del sistema.
- Conocimiento de la ubicación — Los dispositivos *OpenWay Riva* siempre saben exactamente dónde están en relación con los activos del sistema de distribución para proporcionar confianza y precisión sin precedentes en las operaciones de red automatizadas en tiempo real.
- Solida potencia de cálculo — La potencia de cálculo *OpenWay Riva* es igual a poner un teléfono inteligente en cada dispositivo periférico para procesar datos de alta resolución en tiempo real en el borde de la red. Esta inteligencia distribuida maneja de forma localizada y administración de tiempo real de las condiciones cambiantes de la red mientras se optimiza la eficiencia de la red al eliminar la congestión de los datos y la necesidad de transportar grandes volúmenes de datos a través de la red para soportar operaciones de red.
- Comunicaciones punto a punto — Los dispositivos *OpenWay Riva* comparten datos e información a través de comunicaciones punto a punto en tiempo real para el reconocimiento, análisis y aprendizaje automático de patrones locales que permiten el

comando y el control entre dispositivos. Esta capacidad de comunicación punto a punto diferencia a *OpenWay Riva* de otras soluciones en áreas de regulación de voltaje, detección de interrupciones y otros casos de uso que requieren de conocimiento de la red en tiempo real.

- Plataforma multiprotocolo — *OpenWay Riva* ofrece un entorno de aplicaciones abiertas que soporta múltiples protocolos de aplicaciones y comunicaciones. Esto permite que diversos dispositivos y activos de red se comuniquen y trabajen juntos localmente para resolver problemas y crear oportunidades para una mayor eficiencia y reducción de costos.
- Seguridad de punto a punto — La seguridad basada en estándares internacionales, ubica estratégicamente varias capas de protección en toda la arquitectura, ya sea en los niveles de aplicación, red y dispositivo. Los controles de seguridad subyacentes de *OpenWay Riva* se basan en estándares criptográficos y de seguridad ampliamente adoptados, además de reflejar innovaciones específicas por Itron y Cisco dentro de la red de área de campo.
- Ecosistema vibrante — *OpenWay Riva* está abierto a la innovación ilimitada. Cualquier empresa puede desarrollar productos y aplicaciones para la plataforma *OpenWay Riva* utilizando interfaces basadas en estándares, interfaces abiertas y herramientas de desarrollador. *OpenWay Riva* aprovecha al máximo la inversión global de IoT que está realizando por Cisco, el líder mundial en redes y seguridad de redes. Con esta plataforma, las empresas de servicios públicos se benefician de los productos y servicios innovadores que están desarrollando por un gran y creciente ecosistema global IoT de Cisco. Además, la red de desarrolladores de Itron Riva apoya la innovación de terceros utilizando la solución *OpenWay Riva*. Los kits de desarrollo permiten a los desarrolladores de terceros crear nuevas aplicaciones, o integrar fácilmente *OpenWay Riva* en sus propios dispositivos en red, aprovechar la potencia de cálculo distribuida de *OpenWay Riva* y las comunicaciones adaptables.

En su nivel más fundamental, *OpenWay Riva* ofrece una funcionalidad de infraestructura avanzada de medición (AMI), del socio más experimentado y capaz de la industria en la automatización y optimización de servicios. *OpenWay Riva* ofrece hardware y software de última generación para ofrecer mediciones de datos de intervalos y asegurar comunicaciones bidireccionales a dispositivos en el campo. El sistema proporciona datos precisos y fiables de intervalos, registros y eventos que pueden ser utilizados por las empresas de servicios públicos y los clientes finales para soportar una amplia gama de resultados empresariales.

Hoy en día, las empresas de servicios públicos recurren cada vez más a arquitecturas de red de grado empresarial para permitir comunicaciones de AMI y de red inteligente en el campo. La red de área de campo *OpenWay Riva* (FAN) está diseñada para permitir la próxima generación de aplicaciones para distribución de energía, incluyendo vehículos eléctricos, recursos de energía distribuidos y administración avanzada de la demanda.

Actualmente están siendo comercializados en Chile y de los cuales hay una importante base instalada en todo el territorio nacional, los medidores ITRON de la generación Smart para uso en el sector Comercial e Industrial (C&I), tipos SL7000 y ACE6000.

Los medidores ITRON propuestos para Chile en base a las exigencias de la *NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN*, son los medidores AMI de la plataforma *OpenWay Riva* (Mono y Polifásicos).

Mediante la implementación de la infraestructura de red inteligente ITRON, nuestros clientes obtienen beneficios tales como:

- La medición inteligente mejora la exactitud de la facturación, y por ende los ingresos:
  - Mejorando la precisión de los datos mediante el uso de medidores electrónicos
  - Omitiendo errores de lectura del medidor
  - Omitiendo facturas estimadas
- La operación y el mantenimiento se hacen mucho más eficientes y menos costosos:
  - El sistema puede identificar fallas de servicio
  - La función de desconexión remota reduce las llamadas de servicio para desconectar y volver a conectar los medidores
- Las capacidades de carga máxima y reducción de energía de *OpenWay Riva* soportan algunos de los mayores ahorros de costos potenciales a través de:
  - Control de carga directa y respuesta a la demanda

- Tiempo de uso, precios críticos y otros programas tarifarios
  - Optimización de Volt/Var y otros programas de gestión de la demanda
- El uso de la misma red para habilitar la Automatización de Distribución (DA) proporciona a empresa una mejor información sobre sus activos de campo y ayuda a reducir los gastos imprevistos o de emergencia.
- Una mejor gestión de la red significa una mayor fiabilidad de la red y menos gastos de capital.

#### 9.4. ENEL:

E-distribuzione SpA, empresa de Grupo ENEL, opera en Italia como distribuidora de energía eléctrica gracias a una concesión que cubre el 85% del País.

Se encuentra activa en este mercado hace varios años debido a su origen como empresa eléctrica del estado italiano (la empresa eléctrica nacional nació en los años 50).

Al día de hoy, e-distribuzione SpA cuenta con 33 millones de puntos de suministros y opera como fabricante y proveedor de soluciones AMI. Las actividades como proveedor de soluciones AMI empezaron en el año 2000 y al día de hoy se considera como el proveedor con más medidores inteligentes instalados y funcionando a nivel mundial (más de 45 millones).

Diseña, desarrolla y fabrica los medidores de forma directa. Los diseñadores y desarrolladores cuentan con una experiencia de varios años gracias a la primera implementación de una solución masiva desde el año 2001.

Las fábricas de medidores inteligentes se encuentran en Europa y China.

e-distribuzione SpA trabaja en el mercado de las soluciones AMI desde los años 90.

La primera experiencia de solución AMI es la utilizada en el proyecto TeleGestore para la masificación de la Medición Inteligente en Italia (en toda el área de concesión de Grupo ENEL en Italia). En el proyecto TeleGestore, se han implementados 33 millones de medidores inteligente con tecnología PLC diseñada y desarrollada por parte de la misma empresa.

Este sistema se encuentra funcionando hasta el día de hoy y cumple los requerimientos nacionales definidos en el año 2006 por parte del Regulador Italiano.

En el 2008, e-distribuzione SpA empezó a diseñar y desarrollar la segunda generación de solución de Medición Inteligente pensada para ser utilizada en el mercado Ibérico (por parte de Grupo ENDESA). En el 2010 empieza la implementación masiva de esta tecnología que al día de hoy cuenta con más de 10 millones de medidores inteligente instalados en España.

La solución AMI de segunda generación, conocida con el nombre **Cervantes**, cumple con los requerimientos establecidos por parte del Regulados Español y permite a grupo ENDESA de implementar todas las funcionalidades esperadas.

La solución Cervantes ha sido desarrollada ocupando una solución abierta conocida con el nombre de "Meters and More".

En los últimos años, e-distribuzione SpA ha trabajado activamente para la implementación de sus soluciones AMI en varios Países a nivel internacional. Además de las implementaciones masivas (ej. Malta, Montenegro, Milano A2A, etc.), ha colaborado con varias empresas eléctricas para la implementación de proyectos pilotos pensados para demostrar los beneficios de la solución y de la tecnología AMI que cuenta con varios años de experiencia y éxitos en los mercados ya maduros.

En los últimos 2 años, ha trabajado en la segunda generación de solución AMI para el mercado italiano (dado que los medidores instalados desde el 2001 han ya llegado a la vida útil de 15 años). La nueva solución se conoce bajo el nombre de "Open Meter" e introduce varias nuevas funcionalidades necesarias para cumplir los requerimientos establecidos por parte de la AEEG en los últimos 2 años. Al día de hoy, la solución Open Meter se encuentra presente en el mercado italiano con más de 1,7 millones de instalaciones.

La especificación del sistema de medición automática y el posterior desarrollo se han realizado teniendo en cuenta los siguientes supuestos básicos:

- Minimizar las modificaciones a los sistemas "Legacy" (sistemas propietarios del proveedor).
- Mejorar la gestión del parque de medidores.
- Mantener baja la cantidad de incidentes.
- Optimizar las actividades asociadas a Metering Management and Control para mejorar el servicio al cliente (conexión / modificación / reconexión del servicio, interrupciones, etc.) y también a otros agentes interesados en la medición.
- Asegurar una integración perfecta y segura entre los sistemas existentes y el nuevo sistema de medición automática.
- Seguir asegurando el cumplimiento de los requisitos legales y de seguro.

Se tienen en cuenta que el concepto de sistema tiene en cuenta criterios básicos como:

- Un concepto basado en la simplicidad y robustez de los contadores (dado que son el elemento crítico más numeroso, la viabilidad operativa y económica del sistema depende de su precisión y funcionamiento correcto).

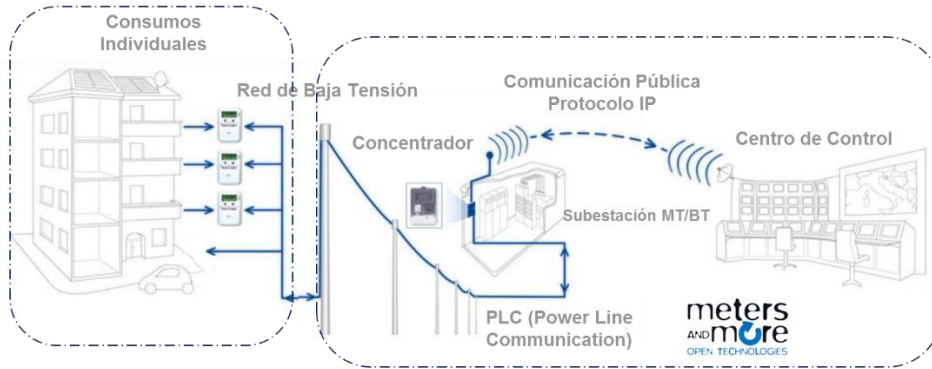


- La arquitectura del sistema está diseñada para admitir millones de metros.
- La especificación de comunicación del sistema de medición automática se desarrolló para satisfacer las necesidades de un proveedor de energía. La administración inteligente de la comunicación es esencial, como lo es un alcance funcional apropiado, para evitar la sobrecarga del canal de comunicación (PLC de banda estrecha a través de la red de baja tensión).
- El sistema de medición automática y sus elementos componentes fueron diseñados para eficiencia, robustez y confiabilidad.

Por todas estas razones, la especificación de ENEL es para un sistema de medición automática de baja tensión que consta de los siguientes elementos básicos:

- Medidor.
- PLC de banda estrecha (comunicación de línea de potencia) a través de la red de baja tensión.
- Concentrador.
- Elementos del sistema de comunicación WAN.
- Sistema automático de administración de contadores (AMM).

**Figura 5: Esquema resumen de Meter and More**



**Principales características requeridas**

<p><b>Abierta</b> Los equipos usan un protocolo abierto para la comunicación</p>	<p><b>Eficiente</b> Aprovecha la infraestructura eléctrica actual</p>	<p><b>Robusta</b> Equipos con vida útil económica de 15 años y protección de la información</p>	<p><b>Confiable</b> Baja tasas de falla para lograr una solución efectiva</p>
--	---	---	---

Para el mercado de Chile, Grupo ENEL está ocupando equipos de la solución **Cervantes** debido a las características mecánicas, eléctricas y a las funcionalidades requeridas en el País. En particular, los equipos usados son:

- **CERM1**, medidor monofásico de baja tensión
- **CERT1**, medidor polifásico de baja tensión y de conexión directa
- **CERS3**, medidor polifásico de baja tensión y de conexión semi-directa

La solución Cervantes cumple con la gran mayoría de los requerimientos definidos en la NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN. Para el monitoreo de suministro en 15 minutos, ENEL está evaluando la necesidad de integrar la solución Cervantes con una tecnología adicional para cumplir la funcionalidad requerida. En línea general, se trataría de una interfaz de comunicación RF con características de largo alcance y de comunicación punto-punto (sin uso de repetidores).

En base a la experiencia de Grupo ENEL en Europa, una posible solución de comunicación RF es la de 169 MHz, banda libre a nivel europeo donde es posible implementar comunicaciones para servicios de tele medida y telegestión. La experiencia europea en la banda 169 MHz es muy relevante y cuenta con varias implementaciones masivas ya operando de forma normal.

La tecnología 169 MHz permite comunicaciones de largo alcance y con niveles de potencia adecuados para el uso en un contexto civil. Esta solución sería implementada para complementar la comunicación PLC y se ocuparía para la función de “último suspiro” y lanzar una alerta al concentrador de datos en caso de corte de suministro. Al recibir la alerta por parte del medidor, el concentrador de datos enviaría una alerta al sistema central así permitiendo a la empresa de agilizar la identificación y resolución del evento de corte.

El Regulador de Italia (AEEG) ha emitido una Resolución que ha encargado el CIG (Comitato italiano GAS) de definir la arquitectura del sistema para la telegestión de los medidores GAS. El CIG, tomando en cuenta proyectos piloto de comparación entre distintas tecnologías RF (169 MHz, 433 MHz, 868 MHz y 2.4 GHz), ha identificado la banda 169 MHz como la solución de referencia para el País.

## **9.5. HUAWEI:**

Huawei Technologies Co., Ltd. es una empresa privada multinacional China de alta tecnología especializada en investigación y desarrollo (I+D), producción electrónica y marketing de equipamiento de comunicaciones. Además, provee soluciones de redes personalizadas para operadores de la industria de telecomunicaciones.

Fue fundada en 1987 por Ren Zhengfei. Huawei Technologies Co., Ltd. provee a 35 de los mayores operadores de telecomunicaciones del mundo e invierte anualmente un 10% de sus ganancias en investigación y desarrollo. Huawei tiene ventas globales por 88 Billones de dólares, posesionándose como la empresa fabricante de telecomunicaciones más grande del mundo

Además de sus centros de investigación y desarrollo en Shenzhen, Shanghái, Pekín, Nankín, Xi'an, Chengdu y Wuhan en China, Huawei Technologies Co., Ltd. cuenta también con centros de I+D en: Suecia, Estados Unidos, Ecuador, Irlanda, Venezuela, Colombia, México, India y Rusia.

Huawei provee redes de telefonía fijas y móviles, comunicaciones de datos, redes ópticas, software & servicios y terminales telefónicos, incluyendo módems conmutadores, redes de acceso integradas, NGN, xDSL, xPON, transporte óptico DWDM-OTN/MSTP, redes inteligentes, GSM, GPRS, LTE, EDGE, W-CDMA, CDMA2000, una serie completa de routers y conmutadores IP, videoconferencia y equipamiento a otros campos clave de la tecnología de telecomunicaciones. Huawei fabrica también teléfonos móviles, en donde se ubica 2do en ventas a nivel mundial, sobre Apple.

Las soluciones inteligentes de energía (Smart grid) para telecomunicaciones de Huawei se basan en su amplia experiencia en la creación de productos TIC centrados en las necesidades del cliente.

Los productos de energía para telecomunicaciones de Huawei ofrecen capacidades que abarcan desde los 30A a los 24.000 A. Esta gama de productos incluye sistemas para alimentación en interiores y exteriores, alimentación para oficina central, alimentación híbrida y un sistema de administración de energía en el sitio con una eficiencia y una fiabilidad excepcionales.

Huawei ha recibido una serie de premios de la industria, como el galardón en liderazgo en cuanto a innovación en soluciones de energía para telecomunicaciones, el premio al liderazgo en productos globales de alimentación para Data Center y el premio de solución recomendada para su rectificador con una eficiencia de conversión del 98%.

Huawei fundada en 1987, Medición inteligente desde 2012. Cinco años atrás Huawei inició el plan de desarrollo de las tecnologías de comunicaciones enfocadas para las soluciones AMI. En este momento Huawei se encuentra en una expansión del mercado, por medio de las nuevas cooperaciones con diferentes empresas manufactureras de medidores. Esto es posible integrando las tecnologías de comunicación de Huawei y con los medidores de las empresas manufactureras. Adicionalmente, Huawei ha completado interoperabilidad con medidores de distintas empresas manufactureras de medidores inteligentes, las cuales se listan a continuación.

- Holley Meters
- Wasion Meters
- Clou Meters
- Sanxing Meters
- Sunrise Meter
- Hexing Meter

Huawei puede integrar los módulos de comunicación en conjunto con otras empresas manufactureras del mercado que no se encuentren en el listado, será posible después de establecer una cooperación conjunta entre ambas partes.

## **9.6. HEXING:**

Hoy en día, HEXING actúa como un grupo de empresas multinacionales activas en numerosos campos de electricidad, incluyendo soluciones de MicroGrid y SmartGrid para varios proyectos.

En HEXING logran un éxito excepcional en el negocio gracias a su creencia fundamental en gestión “Calidad Primero”.

Actualmente, más de 500 ingenieros altamente calificados de R&D y entre 400 empleados están sirviendo a los clientes en 80 países alrededor del mundo.

El rápido crecimiento en 20 años de HEXING es sólo el comienzo de un potencial acelerado para traer el futuro más cercano a la actualidad.

Hexing tiene más de 20 años de experiencia solo en la medición inteligente, tanto en equipos como en soluciones, para redes en BT y MT.

El medidor AMI de HEXING es una nueva generación de medidores inteligentes con un diseño modular, que ofrece un costo eficaz aumentado para nuestros clientes con excelentes características y diseño compacto excepcional. Con módulos de comunicación Plug&Play GPRS/PLC/RF, IoT, LoRaWAN el medidor puede funcionar en un ambiente complejo, al seleccionar el módulo de comunicación adecuado.

HEXING posee varias soluciones, las cuales se adaptan dependiendo de las necesidades de sus clientes, los medidores tienen la modalidad de pago “postpago”, sin embargo, dentro de su portafolio, disponen de medidores prepago.

La mayoría de las empresas eléctricas experimentan la pérdida de cobro de facturas. Esto significa que las facturas son emitidas, pero nunca cobradas. Los medidores prepagos de HEXING son una potente solución para bloquear este tipo de pérdida.

En HEXING ofrecen una solución prepago líder a nivel mundial para satisfacer las necesidades de sus clientes.

Con la producción de millones de medidores de este tipo y la fuerte experiencia en más de ochenta empresas eléctricas, hace que HEXING sea un socio confiable para cada empresa eléctrica.

El sistema de garantía de calidad de HEXING acomoda todos los miembros del Grupo, cumplir y ser superior a las últimas regulaciones y normas en todos los aspectos del negocio.

Mientras tanto, los productos, sistemas y servicios del Grupo están continuamente siendo probados y aprobados por varios organismos y laboratorios acreditados, en todo el mundo tales como: KEMA, STS, PTB, CMI, SIMT, SICEM, DLMS.

Además, cumplen con todos los estándares como: ISO9001, ISO14000, OHSA18000, ISO17025, AAA, 3C.

HEXING es miembro de asociaciones acreditados afines a redes y medición inteligente.

Hexing ha desarrollado una solución para eliminar las partes evitables de puntos de fuga (pérdidas de energía) e incrementar los ingresos de las empresas de servicios públicos. Esta solución incluye en su totalidad los sistemas y productos necesarios, también aquellos hechos a medida para la situación actual de la empresa.

**Figura 6: Servicios de Hexing**



## **9.7. SCHNEIDER:**

Schneider Electric fue fundada en 1836 y fue incorporada al mercado latinoamericano hace más de 40 años. Durante ese tiempo ha sido una empresa líder aplicando un modelo corporativo de compañía global con servicio local. Su organización de servicios abarca desde México hasta Chile, cubriendo la totalidad de los territorios con tiempos de respuesta competitivos y alta calidad.

A la par presenta una oferta consolidada mundialmente en más de 100 países, capaz de responder a proyectos multinacionales con los mismos estándares de calidad en cualquier punto del planeta. Schneider Electric S.A. actúa principalmente en los sectores de energía e infraestructura proporcionando equipos para redes de distribución y optimización eléctrica y automatización industrial.

En este ámbito, los principales productos y servicios de solución que ofrece a sus clientes, son: Procesos de control y supervisión, fuentes de alimentación y distribución, seguimiento y control de energía, redes eléctricas inteligentes, sistemas de prepago para entregar electricidad a sectores lejanos, entre otros. La empresa tiene presencia en 190 países alrededor del mundo, regionalmente está presente en naciones como: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México, Perú, Venezuela, por mencionar algunos. Registra más de 130 mil empleados.

Schneider Electric está instalado en Chile desde 1994. Cuenta con más de 600 empleados que gestionan 650 puntos de venta. Cuentan con tres agencias centrales, dos plantas industriales y servicio en todo el país

Schneider Electric con la adquisición de SquareD (1991) y Power Measurement (2005). Compañías con más de 100 años de experiencia. Se transforma en líder mundial de equipos para la medición de energía y potencia, integrando un nombre en común para lo concerniente a medición de energía (PowerLogic). Abarcando principalmente los segmentos de las Utilities (Generación, Transporte y Distribución), como también los segmentos de la Industria y Building, en lo que respecta a la subfacturación y gestión de la Energía.

ION7400: El MEDIDOR ION 7400 de SCHNEIDER ELECTRIC es un medidor de alta precisión de Energía y Potencia, extremadamente confiable con flexibilidad y facilidad de uso sin igual. El medidor ofrece mediciones de energía y potencia trifásico, registro de datos, análisis de calidad de la energía, alarmas y capacidades de entradas y salidas.



El medidor ION7400 de montaje en panel o riel DIN es lo suficientemente flexible como para ser utilizado como medidor de facturación, ser leído desde un Scada, o un software de Gestión como su Power Monitor Expert, brindando una gestión de costos con precisión (Clase 0.2) y un monitor de calidad de energía. Una herramienta ideal, para quienes son responsables de mantener el funcionamiento y la rentabilidad de una instalación. Clase 0.2S exactitud IEC 62053-22, ANSI C12.20 Clase 0.2 ( energía activa ) .Líder en su clase 0.5S exactitud de energía reactiva ( IEC 62053-24 ) .Precisión de medición: IEC 61557-12

ION7550/7650: Medidores de alto rendimiento para utilizar en redes, cargas críticas y principales en redes AT/BT.

ION7550: Medición de la energía y potencia inteligente, registro mínimo/máximo y de eventos, registro histórico (hasta 800 canales), memoria expandible, supervisión de sag/swell, medición de armónicos, captura de formas de onda a 256 muestras/ciclos, puntos de ajuste, E/S analógica y digital, y comunicación multi-puerto habilitada para Internet.

ION7650: Incorpora la medición de componentes simétricos, detección rápida de oscilaciones, captura de formas de ondas a 1.024 muestras/ciclos y supervisión del cumplimiento de la calidad de alimentación

ION8650: Medición de la energía y potencia inteligente, de alta precisión. El PowerLogic ION8650 es ideal para medición de energía en puntos principales, calidad de energía y aplicaciones de automatización de subestaciones.

Hay tres modelos diferentes para satisfacer sus necesidades de acuerdo a las características y funciones:

- PowerLogic ION8650C para la medición.
- PowerLogic ION8650B para la medición y el control de calidad de energía.
- PowerLogic ION8650A para la medición y el análisis avanzado de calidad de energía.

## 9.8. SIEMENS:

SIEMENS es una empresa sinónimo de innovación, dinamismo e ingeniería de primer orden desde 1847 y con presencia global. Actualmente desarrolla una fuerte iniciativa para ofrecer y desplegar soluciones de Smart Grid en Perú y Suramérica, teniendo en cuenta los diferentes dominios base que componen las Smart Grid como Generación, Transporte, Distribución, Comercialización y Clientes.

SIEMENS se ha preparado desde hace varios años en la conformación de un portafolio de Smart Grid que permiten abarcar el espectro completo de soluciones que van desde sistemas de medición, sistemas de comunicaciones convergentes y plataformas de software para gestión de la información con múltiples alcances de acuerdo con las necesidades de los clientes, eficiencias operativas a lograr y Digitalización, materializadas en un acompañamiento basado en consultoría especializada.

Para SIEMENS es muy importante poder poner a disposición de las utilities su experiencia a todos los niveles tales como: consultoría especializada, ingeniería, diseño e implementaciones globales.

A continuación, hacemos una breve descripción de las características de evolución que permiten llegar hasta la medición inteligente o globalmente llamado como AMI (Advance Metering Infrastructure / Infraestructuras de Medición Avanzada).

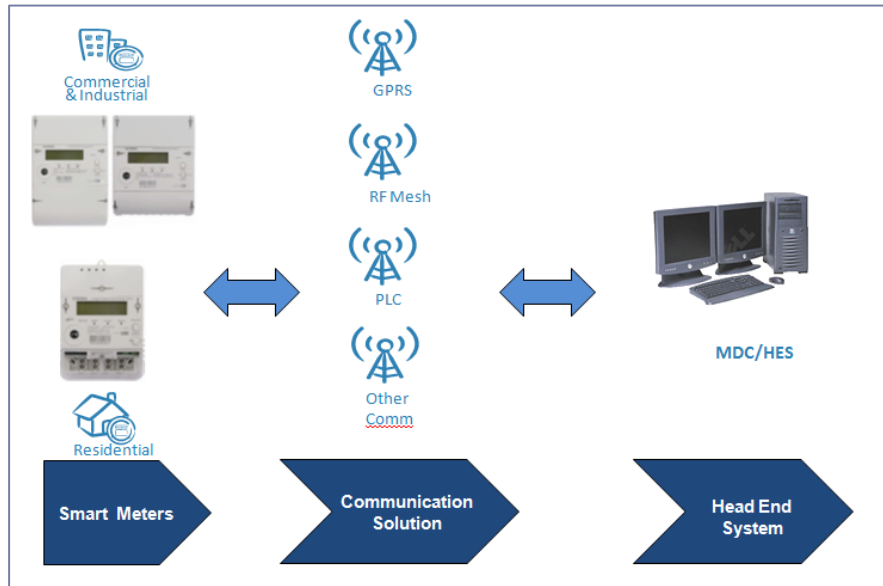
AMR (Automatic Metering Reading): Es la tecnología utilizada para la recolección de datos de medidores de agua, energía o gas y la transferencia de estos a una central de información remota para su facturación o análisis (comunicación en una sola vía). El AMR ofrece entonces la posibilidad de obtener la información de los medidores y generar estadísticas de consumo de cualquier servicio ofrecido.

La evolución a los sistemas AMI (Advance Metering Infrastructure) normalmente utiliza medidores inteligentes que ofrecen mucha más información y funciones que los medidores convencionales, y con ello aparecen opciones para tareas de administración y toma de decisiones (comunicación en dos vías o bidireccional). Se define a los AMI como sistemas de medición inteligente.

Una solución AMI está compuesta por:

1. Medidores Inteligentes
2. Solución de comunicación
3. Software de recolección de datos de medición y operación de medidores (MDC: Meter Data Collector o HES: Head End System)

**Figura 7: Solución AMI Siemens**



Algunas funcionalidades AMI importantes son:

- Obtener la lectura de los medidores con intervalos programables en minutos (por ejemplo, cada 15 minutos).
- Obtener lecturas de consumo diarios desde los medidores.
- Envío de comandos de forma remota a los medidores tales como conexión/desconexión de usuarios finales.
- Sincronización remota de fecha/hora de los medidores.
- Reporte en tiempo real de eventos y alarmas.
- Capacidad para facturación diaria/mensual.

Siemens ha ayudado a cientos de empresas de servicios públicos a adquirir y operar soluciones de medición inteligente de última generación basadas en la última tecnología y estándares de

interoperabilidad disponibles en el mercado. Han ayudado específicamente a las empresas a evaluar sus actuales procesos de medición a facturación y la tecnología relacionada, ofrecer orientación a los clientes sobre los estándares de la industria de medición inteligente y, finalmente, ayudar a las empresas a adquirir, implementar y posteriormente operar nuevas soluciones de medición inteligente que cumplan con los requisitos de su negocio.

Utilizando la arquitectura de referencia de Siemens para Medición Inteligente, Siemens cuenta con un equipo de profesionales dedicados a la medición inteligente que trabajarán estrechamente con las utilities para revisar y comparar los procesos de medición con las mejores prácticas empleadas en otras empresas de energía. Su enfoque se basa en la arquitectura de referencia. Usando esta arquitectura de referencia, Siemens cuenta con un enfoque comprobado paso a paso para actualizar el proceso de medición a facturación de un proceso manual a un proceso automatizado, sofisticado y altamente optimizado según los requisitos comerciales de las utilities.

Una empresa de energía tiene la posibilidad de desplegar una o varias tecnologías AMI de acuerdo con sus intereses tecnológicos y particularidades asociadas a sus usuarios finales. Estas particularidades tienen que ver con la ubicación, dispersión y concentración de usuarios finales; además del contexto social de los mismos.

Después de que la empresa de energía decide tener uno o varios AMI, ello redundará en la importancia de tener desplegado un MDM (Meter Data Management); las soluciones de MDM brindan las capacidades para:

1. Soportar múltiples tecnologías AMI sin importar cuales sean.
2. Posibilitar un repositorio estándar y unificado de información.
3. Automatizar procesos y posibilitar VEE (Validación-Edición-Estimación) de datos de medida.
4. Preparar datos para la facturación.
5. Servir de interface para integrar y soportar información hacia/desde otros sistemas corporativos.

La plataforma EnergyIP de SIEMENS es una plataforma de Smart Grid y agnóstica que acepta cualquier tecnología AMI, lo cual se complementa con la gran cantidad de aplicativos desarrollados y disponibles para las empresas de energía y de esa forma poder alcanzar los automatismos que les permitan ser diferentes y en un contexto de Smart Grid.

Complementado la experiencia y trayectoria de SIEMENS, EnergyIP de SIEMENS ha sido calificada por Gartner y durante varios años consecutivos, como la plataforma líder en el mercado para soluciones MDM.

Siemens viene trabajando desde el 2011 en el mercado de la Medición Inteligente.

Las principales tecnologías que trabaja Siemens en la actualidad son:

- Medidor Monofásico de conexión directa: Mercado de clientes residenciales.
- Medidor Trifásico de conexión directa: Mercado de clientes comerciales.
- Medidor Trifásico de conexión indirecta: Mercado de clientes industriales.

Todos los medidores tienen la posibilidad de insertar módulos de comunicación intercambiables tales como:

- GPRS/3G
- G3PLC
- RF Mesh

La selección de una solución de comunicación es de acuerdo con el contexto y necesidad de la utility.

La Serie IM de Medidores Inteligentes Siemens

La serie IM de Siemens provee medidores inteligentes de energía modulares, desarrollados y producidos por las altas demandas de mercados globales AMI.

Los medidores IM proveen tiempo de uso (TOU), multi-tarifas, medición de corriente en el neutro y de demanda máxima.

La integridad del producto se mantiene por detección de manipulación e inmunidad magnética. El medidor viene equipado con puertos de comunicación para soportar aplicaciones AMI, de acuerdo al estándar DLMS/COSEM. Un relé integrado activa la conexión y desconexión remota del suministro eléctrico del cliente. El firmware del medidor puede actualizarse vía local o por comunicación remota.

Los medidores están diseñados para cumplir con los estándares más recientes y requerimientos de las empresas de servicio de electricidad, dando una sólida base para las iniciativas de Smart Grid.

La serie de medidores IM cumple con las siguientes normas y regulaciones:

- IEC62052-11 Equipo medidor de electricidad (AC) – Requisitos generales, pruebas y condiciones de pruebas, parte 11: Equipo de medición (equivalente a EN 50470-1).
- IEC62053-21 Equipo medidor de electricidad (AC) – Requisitos particulares, parte 21: Medidores estáticos de energía activa (clases 1 y 2) (equivalente a EN 50470-3).
- IEC62053-22 Equipo medidor de electricidad (AC) - Requisitos particulares, parte 22: Medidores estáticos de energía activa (clases 0.2S y 0.5S) (equivalente a EN 50470).
- IEC62053-23 Equipo medidor de electricidad (AC) - Requisitos particulares, parte 23 Medidores estáticos de energía reactiva (clases 2 y 3).
- European Directive 2004/22/EC para Directiva de Instrumentos de Medición (MID).

#### Función DLMS/COSEM

- IEC62056-21 Medición de electricidad– Intercambio de datos para lectura de medidores, control de carga y tarifas - Intercambio directo de datos locales (Reemplaza IEC61107)
- IEC62056-42 Medición de electricidad – Intercambio de datos para lectura de medidores, control de carga y tarifas. Parte 42: Servicios y procedimientos de capa física para el intercambio de datos asíncrono orientado a la conexión.
- IEC62056-46 Medición de electricidad – Intercambio de datos para lectura de medidores, control de carga y tarifas. Parte 46: Capa de enlace de datos mediante protocolo HDLC.
- IEC62056-47 Medición de electricidad – Intercambio de datos para lectura de medidores, control de carga y tarifas. Parte 47: COSEM Capas de transporte para redes IPv4
- IEC62056-53 Medición de electricidad – Intercambio de datos para lectura de medidores, control de carga y tarifas. Parte 53: Capa de aplicación COSEM

- IEC62056-61 Medición de electricidad – Intercambio de datos para lectura de medidores, control de carga y tarifas. Parte 61: Sistema de Identificación de objeto (OBIS)
- IEC62056-62 Medición de electricidad – Intercambio de datos para lectura de medidores, control de carga y tarifas. Parte 62: Clases de interfaz

### IM100

El IM100 es un avanzado medidor estático monofásico, multifuncional, de 4 cuadrantes, diseñado para clientes residenciales y comercios pequeños.

### IM300

El IM300 es un avanzado medidor estático trifásico, multifuncional, de medición bidireccional, diseñado para clientes residencias y comercial/industria de gran consumo.

### **9.9. TECNORED:**

TECNORED S.A. y DHEMAX S.A. desde el año 2010 vienen trabajando en conjunto en la búsqueda de un medidor inteligente.

TECNORED es una empresa con más de 22 años de experiencia en la prestación de servicios a las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica.

DHEMAX es una empresa con más de 12 años de experiencia en el desarrollo de soluciones en Internet de las Cosas (IoT).

El primer desarrollo fue el 2010, con un equipo que contaba los pulsos de medidores electrónicos, de estos equipos se instalaron 1.500 aproximadamente. Posteriormente, el año 2012 se instalaron los primeros medidores con módulos de comunicación con tecnología ZigBee, a partir de ese año se han instalado alrededor de 800 equipos los cuales han funcionado sin mayores problemas.

Se decidió utilizar esta tecnología considerando algunas experiencias internacionales como la ciudad de Gotemburgo en Suecia y también por su capacidad para funcionar como una red Mesh, lo que permite asegurar la comunicación en rangos con alta concentración de clientes, generar una red que se fortalezca con la incorporación de nuevos equipos, que sea flexible frente a obstáculos comunes en la ciudad y que permita la interconexión de otros elementos, sentando una base inicial para Smartcity. Este medidor fue desarrollado para ser utilizado principalmente en viviendas sociales en las cuales existen problemas de acceso para el personal de lectura y de corte y reposición, por lo que otro factor importante a la hora de seleccionar la tecnología, fue el costo.

El medidor propiamente tal es de origen chino de la fábrica Clou y en Chile se fabrica e instala el módulo de comunicación. Tanto el medidor como el módulo de comunicación cuentan con sus certificaciones y autorizaciones de acuerdo a lo indicado por la SEC y la SUBTEL.

Si perjuicio de que la tecnología principal es ZigBee, actualmente están haciendo pruebas con protocolos LoRa, pensando en soluciones con mayor ruralidad. Otro de los elementos importantes de mencionar, es que el equipo que concentra las medidas, al ser de desarrollo nuestro, se puede conectar a través de celular, satélite, red cableada, RF, etc. Solo es necesario realizar la integración y contar con la información del canal a utilizar.



El Medidor Clou modelo CL710N23 presenta las siguientes características.

- Bidireccional Clase 1%.
- Activo – Reactivo.
- Mide Demanda Máxima, Voltaje, Corriente y Frecuencia.
- Puerto Infrarrojo frontal.
- Pantalla LCD.
- Alarma de Apertura Cubierta y Tapa Terminal.
- Relé para Corte y Reposición.
- Código OBIS.

El Sistema ZigBee presenta las siguientes características.

- Un Concentrador puede recibir información de 60.000 medidores.
- Distancia de interconexión de medidores de 100 metros dentro de la caja metálica de empalme.
- Radio de Cobertura del sistema 2 kms. Esta red se puede ir extendiendo con repetidores que son de un costo mucha más bajo que los concentradores.
- El Concentrador puede ser comunicado a través de GPRS, FO, 3G, etc.

Dentro de las ventajas de nuestro sistema podemos destacar las siguientes.

- Menor costo de inversión.
- Implementación de nuevas tarifas horarias.
- Flexible y adaptable a las necesidades de los clientes, ya que contamos con soporte y desarrollo local.

El Medidor CLOU modelo CL710N23 cumple con las exigencias indicadas en borrador de la Norma Técnica para Distribución.