



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIONES DEL PROYECTO AMI
EN USUARIOS REGULADOS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN**

Kevin Mauricio Situn Peralta

Asesorado por el Ing. Jaime Eduardo Mercar Chonay

Guatemala, febrero de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIONES DEL PROYECTO AMI
EN USUARIOS REGULADOS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

KEVIN MAURICIO SITUN PERALTA

ASESORADO POR EL ING. JAIME EDUARDO MERCAR CHONAY

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, FEBRERO DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santízo
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
EXAMINADOR	Ing. Carlos Enrique Chicol Cabrera
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIONES DE PROYECTO AMI EN USUARIOS REGULADOS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 15 de mayo de 2018



Kevin Mauricio Situn Peralta

Guatemala, 25 de septiembre de 2018

Ingeniero
Julio Rolando Barrios Archila
Coordinador de electrotecnia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Barrios:

Por medio de la presente me permito informarle que habiendo asesorado al estudiante **KEVIN MAURICIO SITUN PERALTA** con carné **2012-12972**, en el trabajo de graduación **“ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIONES DEL PROYECTO AMI EN USUARIOS REGULADOS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN”** y llenando ésta los objetivos trazados, extendiendo la aprobación de la misma.

Por lo tanto, el autor de este trabajo y yo como asesor nos hacemos responsables del contenido y conclusiones de la misma.

Sin otro particular, me suscribo atentamente.


Jaime E. Mercar Chonay
Ingeniero Electricista
Col. 12379
Ing. Jaime Eduardo Mercar Chonay
Ingeniero Electricista
Colegiado 12,379



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 80. 2018.
15 DE OCTUBRE 2018.

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIONES DEL PROYECTO AMI EN USUARIOS REGULADOS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN,** del estudiante; Kevin Mauricio Situn Peralta, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Julio Rolando Barrios Archila
Coordinador de Electrotécnica





REF. EIME 80. 2018.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen el Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: KEVIN MAURICIO SITUN PERALTA titulado: ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIONES DEL PROYECTO AMI EN USUARIOS REGULADOS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN, procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andriano González



GUATEMALA, 25 DE OCTUBRE 2018.

Universidad de San Carlos
De Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.69.2019

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica del trabajo de graduación titulado: **“ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIONES DEL PROYECTO AMI EN USUARIOS REGULADOS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN”** presentado por el estudiante universitario: **Kevin Mauricio Sitún Peralta** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, Febrero de 2019

/echm

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por ser una importante influencia en mi carrera, entre otras cosas.
- Mis padres** Mauricio Situn y Genoveva Peralta, por formarme, apoyarme y aconsejarme en cada etapa de mi vida universitaria.
- Mis hermanos** Kary, Kenny y Khris por el apoyo y compañerismo brindado.
- Mi novia** Marjhorí Heiz, por ser una importante influencia en la finalización de este proyecto y su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser una importante influencia en mi carrera,
y formarme como una persona profesional.

Facultad de Ingeniería

Por todos los conocimientos brindados de parte
de la Escuela Mecánica Eléctrica.

Ing. Jaime Mercar

Por la asesoría, apoyo y tiempo empleado en la
elaboración de este documento.

**Mis amigos de la
Facultad**

Elio Alvarado, Pablo Morales, Enrique
Colindres, Felipe Giron, Cesar Carrillo, por el
apoyo recibido a lo largo de la carrera.

**Mis compañeros de
trabajo**

Manuel Solís, Werner Zepeda y Pedro Esquina
por la motivación y apoyo en la realización de
este documento.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL GUATEMALTECO, MERCADO ACTUAL Y NORMAS	1
1.1. Estructura general de un sistema eléctrico nacional	1
1.1.1. Centros de generación	2
1.1.2. Sistemas de transmisión.....	3
1.1.3. Sistema primario de distribución.....	4
1.1.4. Sistema secundario de distribución	5
1.2. Normas vigentes.....	5
1.2.1. Empresas privadas distribuidoras de electricidad en Guatemala	6
1.2.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE.....	7
1.2.3. Pliego tarifario vigente	8
1.3. Infraestructura actual.....	9
1.3.1. Acometidas eléctricas	9
1.3.1.1. Carga 75 – 225 Kva trifásica en media tensión	9
1.3.1.2. Carga 75 – 225 Kva trifasica en baja tensión	10
1.3.1.3. Carga 11 – 75 Kva trifásica.....	13

	1.3.1.4.	Cargas monofásicas hasta 10 KVA.....	14
	1.3.1.5.	Carga monofásica entre 11 y 25 Kva ...	16
1.4.		Medidores	16
	1.4.1.	Tipos de medidores.....	16
	1.4.2.	Los medidores electromecánicos	16
	1.4.3.	Medidores híbridos.....	18
	1.4.4.	Medidores electrónicos.....	19
1.5.		Formas de medidores utilizados:	22
1.6.		Tecnología actual de medición de energía eléctrica	24
	1.6.1.	Cliente consumidor sin demanda	24
	1.6.2.	Cliente consumidor con demanda	25
	1.6.3.	Cliente autoproducer	25
1.7.		Plataformas de comunicación	25
2.		INFRAESTRUCTURA AVANZADA DE MEDICIÓN.....	27
	2.1.	Estado global de redes inteligentes	27
	2.2.	Tecnología a utilizar para redes inteligentes	30
	2.2.1.	Medidores.....	31
	2.2.2.	Tecnología de Información y Comunicación (TIC) ..	31
	2.2.3.	Dispositivos de comunicación	31
	2.3.	Tecnología de medición inteligente	34
	2.4.	Dispositivos electrónicos de control	36
	2.4.1.	Pantallas en el hogar (IHD)	38
	2.5.	Medidor inteligente	39
	2.6.	Infraestructura avanzada de medición	40
	2.7.	Monitor inteligente de hogares (IHD).....	41
	2.8.	Concentrador de datos.....	42
	2.9.	Dispositivos de comunicación	43
	2.9.1.	Características de WiMAX.....	47

	2.9.1.1.	Calidad de servicio (QoS).....	48
	2.9.1.2.	Funciones de seguridad	50
	2.9.2.	LTE	50
	2.9.2.1.	Características LTE y especificaciones	51
	2.9.2.2.	Calidad de servicio (QoS).....	52
	2.9.2.3.	Características de seguridad	53
2.10.		Software	53
	2.10.1.	Plataforma de recolección de datos.....	53
3.		DESAFÍOS DE IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTO AMI.....	55
	3.1.	Desafíos técnicos	55
	3.2.	Plataforma de comunicación	55
	3.3.	Integración del sistema.....	57
	3.4.	Beneficios para los proveedores	58
	3.5.	Beneficios para los operadores del sistema de distribución	59
	3.6.	Beneficios para las empresas de medición	60
	3.7.	Participación del usuario.....	60
	3.8.	Automatización, protección y control	61
	3.9.	Dispositivos electrónicos inteligentes	61
	3.10.	Plataformas de manejo de información	62
	3.10.1.	MDMS Sistema de manejo de información de medidores.....	62
	3.10.1.1.	Procesos de lectura comercial e industrial (C & I) en efectivo.....	64
	3.10.1.2.	Separación de intereses	66
	3.10.1.3.	Validación, estimación y edición	66
	3.10.1.4.	Servicio al cliente.....	67

3.10.1.5.	Cálculo de los determinantes de la factura	67
3.10.1.6.	Tendencias emergentes	67
3.10.2.	Agregación de recolección de medición inteligente	70
3.10.3.	Gestión de datos	71
3.11.	Operaciones de medición inteligente y gestión de la infraestructura	72
3.11.1.	Automatización de procesos bidireccionales.....	72
3.11.2.	Interfaces basadas en estándares	74
3.12.	Habilitación de red inteligente	74
3.12.1.	Integración de generación distribuida.....	75
3.12.2.	Integración de la respuesta a la demanda.....	76
3.13.	Administración avanzada de activos	77
3.13.1.	Extensibilidad	78
4.	EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO CON IMPLEMENTACIÓN AMI	79
4.1.	Diferenciación de tarifas.....	79
4.1.1.	Tarifas prepago	79
4.1.2.	El medidor prepago	80
4.1.2.1.	Tipos de medidores prepagos	80
4.1.2.1.1.	Medidor eléctrico monofásico integrado (ISP).....	80
4.1.2.1.2.	El medidor trifásico integrado (ISP)	81
4.1.3.	Ventajas de los medidores prepagos	84
4.1.4.	Tarifas por banda horaria	84

4.1.5.	Precios en tiempo real	85
4.1.6.	Tarifa de punto crítico (CPP <i>critical peak pricing</i>) ...	87
4.2.	Eficiencia energética local	88
4.2.1.	Curvas de capacidad	88
4.2.2.	Respuesta a la demanda basada en incentivos	89
4.2.3.	Control de carga directa (DLC <i>direct load control</i>)..	89
5.	CONTROL INTELIGENTE Y SISTEMA DE MONITOREO DE RED.....	91
5.1.	Telecomunicación.....	91
5.2.	Calidad de energía	91
5.3.	Flicker	92
5.3.1.	Armónicos.....	92
5.4.	Curva de caracterización de carga	93
5.5.	Voltaje mejorado y administración de energía reactiva	94
5.5.1.	Detección de fallas locales	95
5.6.	Intercambio de información de interrupción mejorada y notificación al cliente	99
5.7.	Control de potencia activa	100
5.8.	Control de potencia reactiva	101
5.9.	Detección y protección antifraude	101
5.9.1.	Método físico	102
5.9.2.	Método basado en sistema de detección de intrusiones (IDS)	103
5.9.3.	Método basado en perfil	103
5.9.4.	Método basado en la comparación.....	104
5.9.5.	Método estadístico.....	105
6.	HABILITACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	107

6.1.	Micro red	107
6.2.	Normas actuales de almacenamiento de energía	109
6.3.	Almacenamiento en baterías.....	110
6.4.	Almacenamiento en volante de inercia (FW).....	110
6.5.	Almacenamiento de ultra capacitadores	111
6.6.	Almacenamiento en hidrógeno.....	111
6.7.	Almacenamiento en aire comprimido (CAES).....	112
CONCLUSIONES.....		115
RECOMENDACIONES		117
BIBLIOGRAFÍA.....		119

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Esquema general de un sistema eléctrico nacional	2
2.	Distribución geográfica de sistemas de generación en Guatemala.....	3
3.	Principales enlaces del sistema nacional interconectado.....	4
4.	Distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala	6
5.	Requisitos constructivos para una acometida en media tensión	10
6.	Caja tipo energuate	11
7.	Caja de medición tipo 2.....	12
8.	Caja de medición tipo 3.....	12
9.	Caja socket de 13 clavijas con test block.....	13
10.	Caja tipo 4 clase 200.....	14
11.	Caja metálica monofásica tipo socket	15
12.	Caja de policarbonato monofásica	15
13.	Medidor electromecánico	17
14.	Medidor electromecánico con pantalla electrónica.....	19
15.	Medidor monofásico electrónico.....	22
16.	Diagrama de infraestructura de comunicaciones de medición inteligente.....	37
17.	Pantalla en el hogar en Reino Unido.....	39
18.	Esquema básico de funcionamiento WiiMAX.....	45
19.	Capas de comunicación	46
20.	Esquema básico de medidor prepago.....	83

TABLAS

I.	Formas de medidores utilizados actualmente.....	24
II.	Aplicaciones de redes inteligentes en países que han implementado AMI.....	29
III.	Principales sistemas de comunicación para redes inteligentes	33
IV.	Requisitos deseables para una red inteligente en EUROPA	35
V.	Sistema de medición inteligente empleado en países más desarrollados	42
VI.	Desafíos de la tecnología de red inteligente	56
VII.	Beneficio técnico económico de almacenamiento de energía en una red de distribución.....	113

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
KV	Kilovoltio
KVA	Kilovolt-amperios
KW	Kilowatts
Kwh	Kilowatt-Hora
Lilon	lones de Litio
MHZ	Megahertz
MVA	Mega Volt-Amperio
MW	Mega Watt
NiCd	Níquel-Cadmio
NaS	Sodio-Sulfuro
TWH	Tera Watt Hora
VA	Volt-amperio
VAH	Volt-amperio hora
VARH	Volt-amperio reactivo hora
W	Watts
WH	Watt-hora

GLOSARIO

ABB	Corporación multinacional, cuyos mayores negocios son tecnologías relacionadas con electricidad.
AMC	Adaptive modulation and coding, por sus siglas en ingles codificación y modulación adaptativa.
AMDS	Advanced Metering Data System, sistema avanzado de información de medida.
AMI	Advanced Metering Infrastructure, infraestructura avanzada de medición.
AMILYZER	Sistema utilizado como complemento para la información obtenida en una red AMI.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
AMR	Automatic Meter Reading, lectura automática de medidores.
BDTFP	Baja tensión con demanda de fuera de punta, tarifa disponible para usuarios regulados.
BT	Baja tensión.

BTDP	Baja tensión con demanda en punta, tarifa disponible para usuarios regulados.
BTH	Baja tensión horaria, tarifa disponible para usuarios regulados.
BTS	Baja tensión simple, tarifa disponible para usuarios regulados.
CAES	Compressed Air Energy Supply, almacenamiento de energía en aire comprimido.
CC	Centros de comunicación.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
CPP	Critical Peak Point, punto máximo crítico.
CS	Subcapa de convergencia.
DG	Generación distribuida.
DLC	Direct Load Control, Control directo de cargas.
DMS	Data Management System, Sistemas de Control de Datos.
DSL	Digital Subscriber Line, Línea de Suscripción Digital.

<i>DSM</i>	Demand Side Management, Administración de Cargas.
<i>EMS</i>	Energy Management System, Sistema de administración de energía.
<i>EPRI</i>	Electrical Power Research Institute, Instituto de investigación de potencia eléctrica.
<i>EV</i>	Electric Vehicle, Vehículo eléctrico.
<i>FACTS</i>	Flexible AC Transmission System, Sistema de transmisión AC flexible.
<i>FW</i>	Flywheel Storage, Almacenamiento en volante.
<i>GE</i>	General Electric, Corporación conglomerada multinacional de infraestructura, servicios financieros y medios de comunicación altamente diversificada con origen estadounidense.
<i>GDR</i>	Generador Distribuido Renovable.
<i>HAN</i>	Home Area Network, Red de área doméstica.
<i>IDS</i>	Intrusion Detection System, Sistema de detección de intrusión.

<i>IEEE</i>	Institute of Electrical and Electronics Engineers, Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos.
<i>IHD</i>	In Home Display, Display en el Hogar.
<i>LAN</i>	Local Area Network, Red de área local.
<i>LTE</i>	Long Term Evolution, Red de telefonía celular.
<i>MDMS</i>	Meter Data Management System, Sistema de administrador de información de medidores.
<i>MUC</i>	Comunicaciones de múltiples utilidades.
<i>MTDFP</i>	Media tensión demanda fuera de punta.
<i>MTDP</i>	Media tensión con demanda en punta.
<i>MTH</i>	Media tensión horaria.
<i>NRTPS</i>	Not Real Time Pricing Service, Servicio de precio no en tiempo real.
<i>PDN</i>	Redes de paquetes de datos.
<i>PLC</i>	Power Line Communication, Comunicación línea de potencia.
<i>PMU</i>	Pushing Meter Units, Unidades de medida de faseo.

PSTN	Redes públicas de telefonía conmutada .
QoS	Quality of Service, Calidad de servicio.
RTPS	Real Time Pricing Service, Servicio de precio en tiempo real.
SCADA	<i>Supervisory.</i>
SM	Smart Meter, medidor inteligente.
SS	Estación de suscriptor.
THD	Total Harmonic Distortion, Distorsion total de harmónicos.
ToU	Time of Use (Bandas Horarias).
UC	Ultra Capacitadores.
UGS	<i>Unsolicited Grant Service</i> , es un tipo de conexión que requiere una transmisión de datos contante.
WAMS	<i>Wide Area Monitoring System</i> , Sistema de monitoreo de amplia área.
WAN	<i>Wide Area Network</i> Red de área amplia.

WIIMAX

Worldwide Interoperability for Microwave Access, Interoperabilidad mundial para acceso por microondas. Es una norma de transmisión de datos que utiliza las ondas de radio en las frecuencias de 2.5 a 5.8 GHz, y puede tener una cobertura de hasta 70km.

RESUMEN

El siguiente informe de graduación está enfocado en los desafíos técnicos y aplicaciones en la implementación del proyecto AMI en una red de distribución.

El capítulo uno establece aspectos generales del estado actual de la red; principio de funcionamiento y sus diferentes componentes.

En el capítulo dos se describe los principales componentes de una red inteligente AMI y cuáles son sus partes en cuanto a software y hardware.

En el capítulo tres se hace mención sobre los desafíos técnicos que representa la implementación, describiendo los principales cambios en cuanto a la red actual, infraestructura, equipos y software a utilizar.

En el capítulo cuatro se presentan todos los impactos o beneficios que tendría la infraestructura avanzada de medición, en el mercado eléctrico nacional, como tipos de tarifas, curvas de demanda y suficiente información de parámetros eléctricos para los usuarios regulados.

En el capítulo cinco se describe el control inteligente que se tendría sobre la red, su monitoreo, detección de fallas locales, y control de potencia activa y reactiva de manera local.

En el capítulo seis, se describe como la implementación de AMI permite a la red, la integración de sistemas de almacenamiento de energía y se describen

los tipos de almacenamiento de energía, que se pueden utilizar en cuanto se tenga esta tecnología implementada.

OBJETIVOS

General

Determinar los desafíos y aplicaciones para la implementación de proyecto AMI en usuarios regulados de una red de distribución.

Específicos

1. Describir el estado actual de la infraestructura de medición.
2. Determinar la tecnología necesaria para implementar un proyecto AMI en la red de distribución local.
3. Determinar los desafíos técnicos para la implementación del proyecto AMI.
4. Determinar las aplicaciones que se obtendrían para la distribuidora con dicho proyecto.
5. Determinar los beneficios que obtendría el usuario con la implementación de AMI.
6. Determinar los beneficios que se tendrían en la red de distribución al habilitar micro redes inteligentes.

7. Determinar los métodos más viables para el almacenamiento de energía en una red de distribución.

INTRODUCCIÓN

La creación de una red eléctrica confiable, viable económicamente y sostenible en el medio ambiente, es uno de los mayores desafíos del siglo 21, por estas razones la estructura actual de una empresa de distribución de energía eléctrica tiene que ser radicalmente transformada en el mediano o largo plazo, si se quieren lograr estos objetivos. En el futuro la demanda creciente de energía eléctrica cada vez debe ser adaptada a la oferta, para lograrlo se debe implementar una red eléctrica inteligente. Estas deben de administrar la generación, el almacenamiento, transporte, distribución y cada interacción que existe dentro de los participantes de dicha red.

La red eléctrica inteligente representa una visión al futuro de la electricidad, radicalmente distinta a la tecnología actual especialmente en la operación, control y monitoreo, una red donde exista flujo de energía eléctrica y de información en ambas vías, esto permite a la demanda ser monitoreada en tiempo real, de tal forma que la energía eléctrica pueda ser generada de forma local aumentando drásticamente la calidad de energía. Crear estos sistemas inteligentes, descentralizados y autónomos representa un gran desafío para la ingeniería y aunque su impacto será observado en un futuro, se debe empezar a investigar la tecnología necesaria para lograrlo.

Alrededor del mundo se tiene una fuerte percepción de que se está a punto de ver cambios significativos en la forma que se genera y consume energía eléctrica. Innovaciones en dichas áreas como la micro generación, control de factor de potencia, sistemas más eficientes, cambios de tarifas, requieren cambios en la red para transmitir y distribuir la energía.

La transición a las redes inteligentes es costosa, sin embargo, el resultado será una red más eficiente, robusta y flexible esta se adapta mejor a las necesidades de los participantes en una forma segura y eficiente.

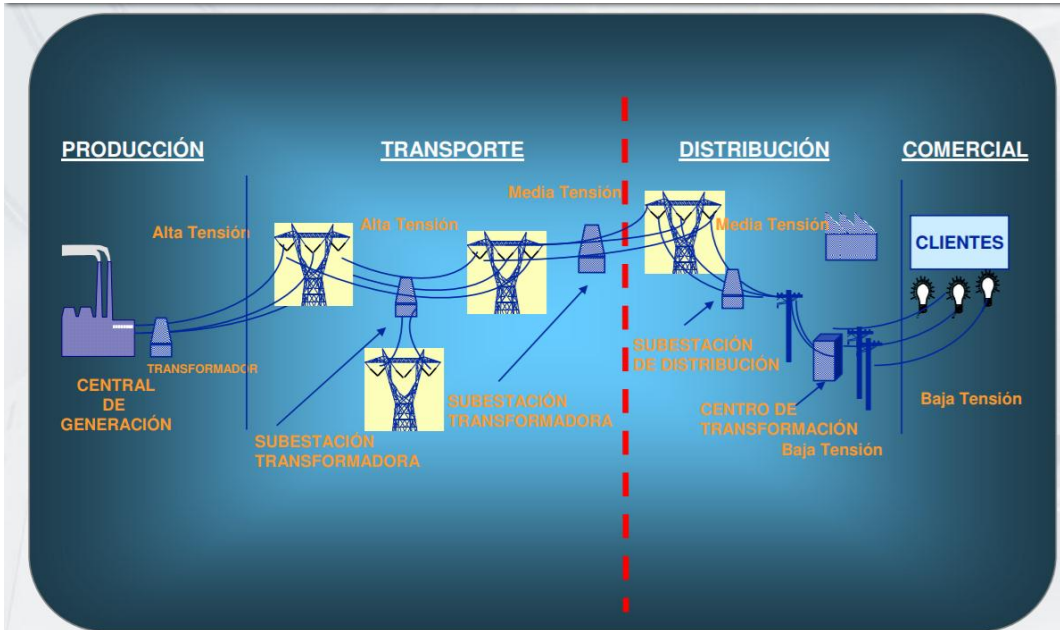
1. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL GUATEMALTECO, MERCADO ACTUAL Y NORMAS

1.1. Estructura general de un sistema eléctrico nacional

Los sistemas de distribución de energía eléctrica forman parte de un sistema eléctrico nacional y están diseñados para recibir energía generada en plantas de generación de alta potencia, esta es transportada y distribuida a los puntos finales de consumo, siendo estos los clientes que demandan dicha energía. Un sistema eléctrico está formado por centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, cada subsistema debe ser propiedad de distintas empresas para crear un mercado libre.

Los principales subsistemas complementarios son presentados en la figura 1.

Figura 1. **Esquema general de un sistema eléctrico nacional**



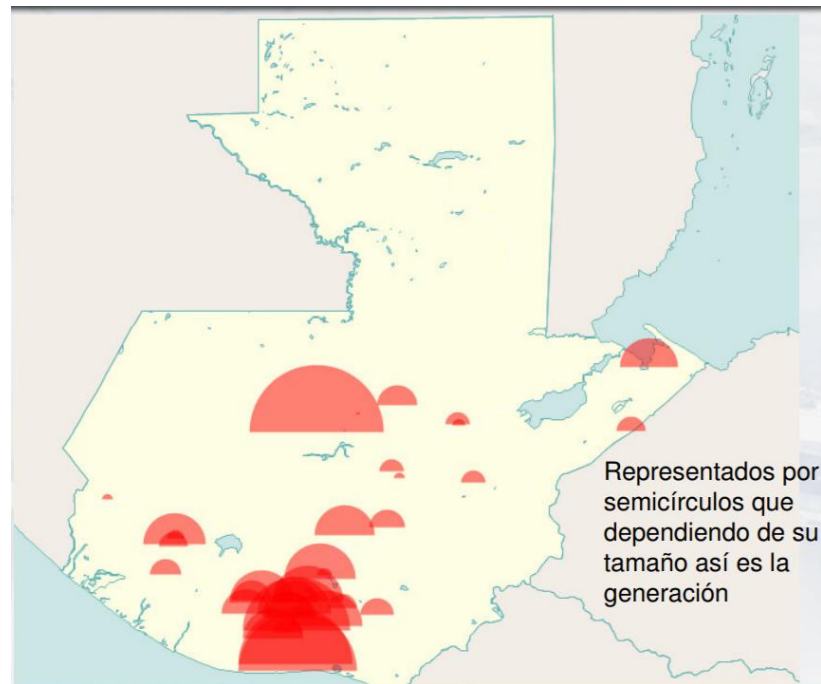
Fuente: *Visor de aplicaciones de planificación.*

<http://www.cnee.gob.gt/xhtml/informacion/Regezra/UF%20-%20Modelo%20de%20bases%20de%20datos%20de%20ZRA.pdf>. Consulta: 20 de junio de 2018.

1.1.1. **Centros de generación**

La gran mayoría de energía eléctrica es generada usando grandes unidades de generación estas se encuentran en sitios remotos a través de todo el país, separados a kilómetros del usuario final. Diferentes tecnologías han sido utilizadas tradicionalmente para generar energía eléctrica tales como carbón, hidroeléctrico, fotovoltaico, geotérmica, eólica. Muchas de estas plantas fueron construidas en el pasado cuando todo el sistema eléctrico era poseído por una sola compañía.

Figura 2. **Distribución geográfica de sistemas de generación en Guatemala**



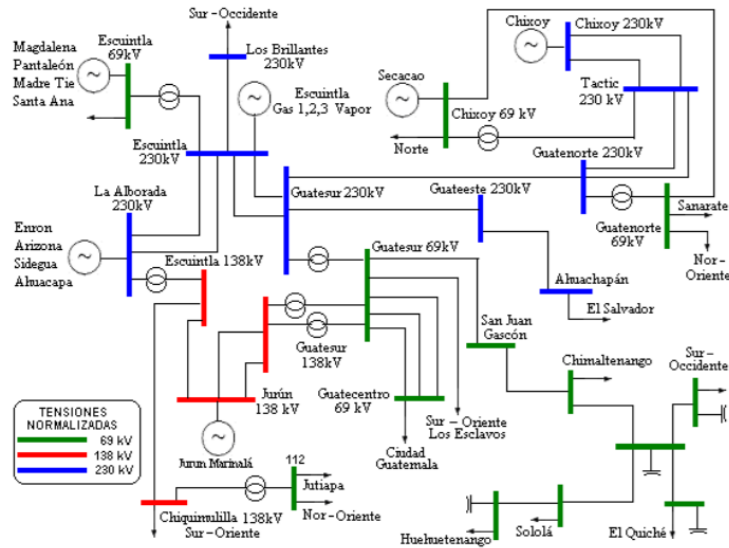
Fuente: *Visor de aplicaciones de planificación.*

<http://www.cnee.gob.gt/xhtml/informacion/Regezra/UF%20-%20Modelo%20de%20bases%20de%20datos%20de%20ZRA.pdf>. Consulta: 20 de junio de 2018.

1.1.2. Sistemas de transmisión

Los sistemas de transmisión consisten en un conjunto de líneas, subestaciones y equipo diseñado para conectar centros de generación y centros de consumo, el consumo principalmente se da en ciudades y áreas industriales. Las líneas pertenecientes al sistema de transmisión transportan la energía en largas distancias por lo tanto operan en altos voltajes siendo estos de 69 Kv, 138 Kv, 230 Kv y 400 Kv.

Figura 3. Principales enlaces del sistema nacional interconectado



Fuente: Principales enlaces del sistema nacional interconectado. www.amm.org.gt. Consulta: 20 junio de 2018.

1.1.3. Sistema primario de distribución

El principal componente de un sistema de distribución es la subestación, en la cual la energía es entregada por el sistema de transmisión y se realiza una reducción de voltaje de alta tensión a media tensión. En Guatemala se utilizan normalizadas redes de 13,2 Kv y 34 Kv, las subestaciones realizan dicha reducción de voltaje, llevando la energía a un paso más cercano al usuario final en baja tensión.

1.1.4. Sistema secundario de distribución

El sistema secundario de distribución consiste en transformadores que reduce el voltaje de media tensión a baja tensión y son entregadas a los usuarios finales; actualmente los distribuidores en Guatemala en la mayoría de casos ofrecen los siguientes voltajes al usuario final:

- 120/240 Voltios 1 fase 3 alambres
- 120/208 Voltios 1 fase 3 alambres
- 120/240 Voltios 3 fases 4 alambres
- 120/208 Voltios 3 fases 4 alambres
- 240/480 Voltios 3 fases 4 alambres

1.2. Normas vigentes

En Guatemala el sector eléctrico opera bajo un marco legal del subsector eléctrico entre los compendios de leyes y reglamentos encontramos los siguientes: Ley General de Electricidad y su Reglamento, Normas Técnicas de la CNEE, Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y normas técnicas de cada distribuidora aprobada por la CNEE.

El sistema nacional interconectado en Guatemala es regido por el Administrador del Mercado Mayorista AMM, Los agentes del Mercado Mayorista, están definidos en el Acuerdo Ministerial Número 195-2013, y son:

- Generadores
- Distribuidores
- Transportistas y comercializadores
- Grandes usuarios

1.2.1. Empresas privadas distribuidoras de electricidad en Guatemala

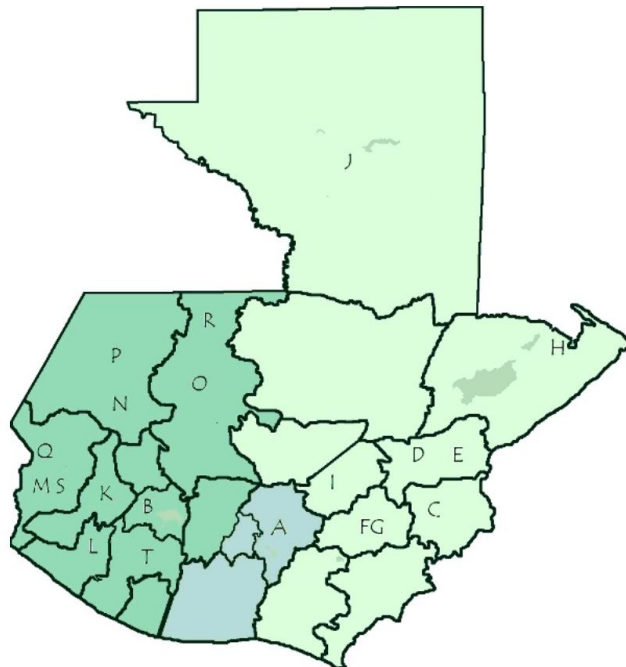
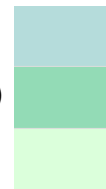
En Guatemala existen principalmente dos empresas privadas distribuidoras de electricidad, esto sin contar las empresas municipales que existen en algunos municipios de la República de Guatemala, en la figura 5, se muestra la cobertura de cada una de las empresas distribuidoras.

Figura 4. **Distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala**

Empresa Eléctrica de Guatemala S. A.

Energuate, Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A. (DEOCSA)

Energuate, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. (DEORSA)



Fuente: *Mapas de cobertura eléctrica*. http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=434. Consulta: 23 de junio de 2018.

1.2.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE

De acuerdo al artículo 4 de la ley general de la electricidad en Guatemala: Se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en adelante la Comisión, como un órgano técnico del ministerio. La comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:

- Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores;
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias;
- Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la presente ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas;
- Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo.
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas;
- Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en esta ley y su reglamento.

1.2.3. Pliego tarifario vigente

El pliego tarifario se aplica cada quinquenio y el vigente actualmente es el pliego base que se encuentra bajo la resolución CNEE-164-2013. El inciso 3 de dicha resolución indica lo siguiente:

“los usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican únicamente en tres categorías: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a 11 kilovatios (11kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de potencia es mayor de once kilovatios (11 kW), y c) Usuarios con servicio en baja o media tensión que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación vigente para obtener la calidad de Gran Usuario. Conforme al artículo 1 del reglamento de la Ley General de Electricidad, el Gran Usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones del suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador.

Para los usuarios de la categoría a), que no estén afectos a la ley de la Tarifa Social para el suministro de Energía Eléctrica, la distribuidora les aplicara la tarifa Baja Tensión Simple (BTS).

Los usuarios de la categoría b) podrán elegir libremente su tarifa dentro de las opciones tarifarias aprobadas por la Comisión en el presente pliego tarifario, indicadas a continuación:

- Baja tensión con demanda en punta (BTDP)
- Baja tensión con demanda fuera de punta (BTDFP)
- Baja tensión horaria (BTH)
- Media tensión con demanda en punta (MTDP)

- Media tensión con demanda fuera de punta (MTDFP)
- Media tensión horaria (MTH)

1.3. Infraestructura actual

A continuación, se describe la infraestructura actual que manejan las acometidas eléctricas.

1.3.1. Acometidas eléctricas

Las acometidas eléctricas están bajo normas que deben de ser cumplidas de acuerdo a la resolución CNEE-61-2004, principalmente lo que define el tipo de acometida es la demanda a contratar que solicite el cliente siendo este tipo de acometidas las siguientes:

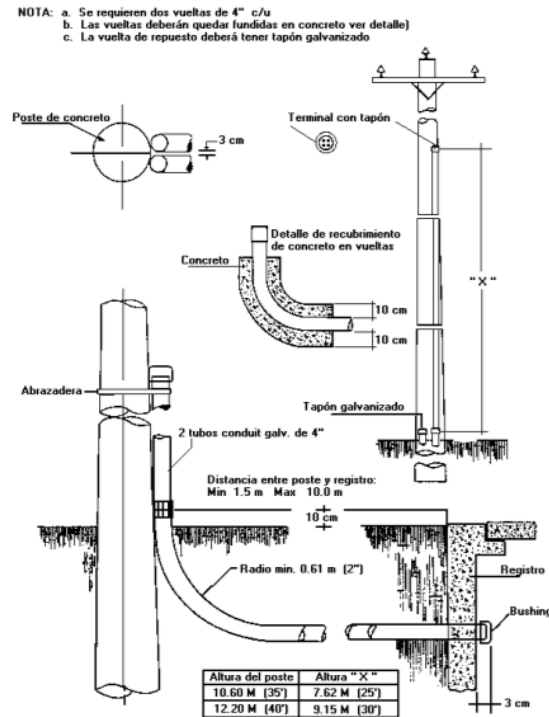
1.3.1.1. Carga 75 – 225 Kva trifásica en media tensión

El cliente posee dentro de su propiedad el centro de transformación, tomando en cuenta las especificaciones técnicas del distribuidor en cuanto a las protecciones a instalar.

El equipo de medición, lo instala el distribuidor en un poste de su propiedad, accesible desde la vía pública para su lectura, inspección y verificación.

En la figura 5, se muestra los requisitos constructivos para una acometida en media tensión.

Figura 5. **Requisitos constructivos para una acometida en media tensión**



Fuente: *Normas técnicas.*

<http://www.cnee.gob.gt/estudios electricos/Normas%20Técnicas/NORMA%20EEGSA.pdf>.

Consulta: 13 de marzo de 2018.

1.3.1.2. **Carga 75 – 225 Kva trifasica en baja tensión**

Cuando se requiera, el suministro puede medirse en el lado de baja del transformador compensando las pérdidas, según pliego tarifario vigente.

Para dicho equipo de medición existen varios tipos de cajas que se utilizan para instalar el equipo de medición:

- Caja tipo Energuate

Caja con regleta clase 20 tipo Energuate, es una caja con armario de poliéster prensado reforzado con fibra de vidrio, con velo transparente precintable con ventana para contador.

Figura 6. **Caja tipo Energuate**



Fuente: *Caja tipo Energuate*. celasa.com.gt. Consulta: 10 de enero de 2017.

- Caja tipo 2:

La caja tipo 2 se instala en el poste y debe de ser precintada por el distribuidor para garantizar la correcta medición. Cuando la carga supera los 75 kva el distribuidor exige una caja a instalar en el poste en ella se instalarán los transformadores de corriente para realizar una medición semi indirecta, en la cual se miden los voltajes directamente y la corriente a través de los transformadores de corriente.

Figura 7. **Caja de medición tipo 2**



Fuente: *Caja tipo 2*. celasa.com.gt. Consulta: 10 de enero de 2017.

- **Caja tipo 3:**

Cuando el transformador este en bóveda se realiza la instalación de una caja tipo 3 similar a una caja tipo 2 dentro de ella estarán instalados los transformadores de corriente; realizando una medición semi indirecta.

Figura 8. **Caja de medición tipo 3**



Fuente: elaboración propia.

- Caja socket

En las mediciones semi indirectas e indirectas se utiliza generalmente una caja socket de 13 clavijas para conectar las señales de voltaje y corriente al medidor que se empleará.

Figura 9. **Caja socket de 13 clavijas con test block**



Fuente: Caja de medidor disponible en Celasa.

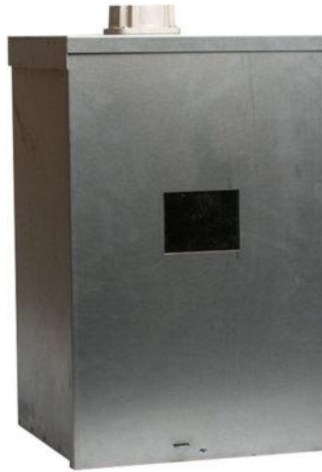
1.3.1.3. Carga 11 – 75 Kva trifásica

El medidor que se utiliza es auto contenido con demanda, dicho medidor se instala en el límite de la propiedad privada y la propiedad pública, y estará ubicado en un lugar con acceso desde la vía pública.

- Caja tipo 4 servicio trifásico

Se utiliza una caja socket para medidor polifásico clase 200 amperios, con caja metálica de resguardo con puerta y cerradura normalizada por la distribuidora:

Figura 10. **Caja tipo 4 clase 200**



Fuente: *Caja tipo 4*. celasa.com.gt. Consulta: 10 de enero de 2018.

1.3.1.4. Cargas monofásicas hasta 10 KVA

- Caja socket metálica tipo socket

Se utiliza una caja de 4 clavijas para servicio monofásico 120/240 Volts, es la más utilizada en las residencias del país, cuando se instala caja metálica tipo socket, la misma irá a una altura de 2,70 metros \pm 10 centímetros, medido del nivel de la acera a la parte central de la caja.

Figura 11. **Caja metálica monofásica tipo socket**



Fuente: *Caja socket*. celasa.com.gt. Consulta: 12 de enero de 2018.

- Caja de policarbonato monofásica

Se instala una caja de 4 clavijas para servicio monofásico 120/240 Volts, dicha caja se instala a una altura de 1,80 metros \pm 10 centímetros, medido del nivel de la acera a la parte superior de la caja.

Figura 12. **Caja de policarbonato monofásica**



Fuente: *Caja de policarbonato*. celasa.com.gt. Consulta: 15 de febrero de 2018.

1.3.1.5. Carga monofásica entre 11 y 25 Kva

Se utiliza un medidor auto contenido con demanda. La altura de la caja del medidor es de $1,80 \pm 0.1$ metros. Se utiliza una caja socket para medidor polifásico clase 200 amperios, con caja metálica de resguardo con puerta y cerradura normalizada por la distribuidora; para este tipo de servicios se utiliza la caja tipo 4, ver figura 11.

1.4. Medidores

Existen diferentes tipos de medidores y a continuación, se describen algunos de los muchos que son utilizados.

1.4.1. Tipos de medidores

Los medidores de energía eléctrica se diferencian entre sí de acuerdo con la manera en que toman la medida. Existen tres grandes renglones:

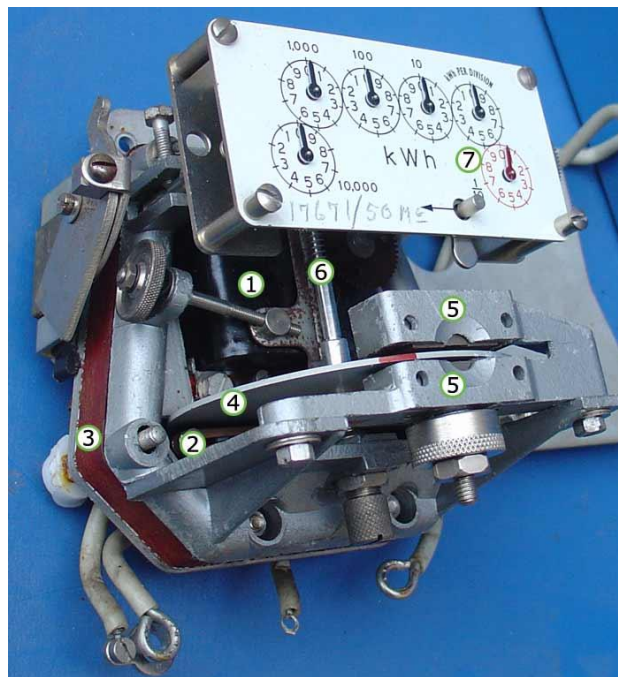
- Medidor electromecánico
- Medidor híbrido.
- Medidor electrónico

1.4.2. Los medidores electromecánicos

Son conocidos como medidores de inducción y basan su funcionamiento en un mecanismo de disco que gira a raíz de una fuerza electromotriz.

Su funcionamiento se basa en dos bobinas, una de voltaje y otra de corriente. Entran al medir en conjunto ambos parámetros, obtienen la potencia consumida en el tiempo por un circuito eléctrico. Su funcionamiento es simple, su instalación no requiere de dispositivos especiales y su medición es precisa.

Figura 13. **Medidor electromecánico**



Fuente: *Medidor electromecánico*.

<https://es.wikipedia.org/wiki/Vatior%C3%ADmetro#/media/File:ElectricityMeterMechanism.jpg>.

Consulta: 22 de febrero de 2018.

Estos medidores se especifican según su tipo de clase, que puede ser 0.5, 1 y 2. La clase específica en un medidor el consumo que este elemento tiene y el error asociado que estos pueden cometer al realizar la medida. Al decir que un medidor es de clase 1, se está diciendo que el medidor consume un vatio por hora, y que el medidor posee un error asociado a su lectura de 1 %. Esto

último también aplica a medidores híbridos y electrónicos, sin embargo, para estos últimos los errores ya son inferiores al 0,2, es decir, su error en la lectura es inferior al 0,2 % y consumen menos de 0,2 vatios por hora. Comúnmente los medidores de clase 2, 1, 0,5 y 0,2 son medidores que no censan corrientes superiores a los 150 amperios, y solo en casos especiales llegan a medir corrientes de 200 amperios.

1.4.3. Medidores híbridos

Desde finales de 1970, muchas tecnologías electrónicas han sido desarrolladas y desde ese momento se intentaba replicar y mejorar el principio de los medidores electromecánicos antes descritos. El primer paso en el proceso de mejorar los medidores electromecánicos de inducción fue desarrollar un medidor híbrido hasta llegar a un medidor completamente electrónico. Esto se conoce como etapa de transición.

Un medidor híbrido es un dispositivo que usa dos tipos de tecnologías: mecánica y electrónica. Estos son medidores electromecánicos, pero que poseen un sistema de digitalización de datos y una pantalla electrónica para mostrar los mismos. Son similares al que se muestra en la figura 14.

Figura 14. **Medidor electromecánico con pantalla electrónica**



Figura 13. *Medidor residencial*. https://en.wikipedia.org/wiki/Automatic_meter_reading.
Consulta: 20 de febrero de 2018.

El componente mecánico usualmente consiste en un disco de inducción y los componentes electrónicos consisten en un microprocesador que será el registrador y la pantalla digital.

1.4.4. Medidores electrónicos

Un medidor electrónico es un dispositivo que solo consta de tecnología electrónica, este dispositivo es un microprocesador sin disco de inducción.

Los medidores electrónicos están completamente desarrollados con circuitos electrónicos integrados, poseen sistemas de digitalización de todos los valores necesarios para realizar la medición de la energía. Estos medidores tienen la particularidad de que pueden mostrar 13 parámetros adicionales como por ejemplo factor de carga, factor de potencia, potencia reactiva y activa consumida. Los medidores electrónicos son desarrollados para minimizar los

errores en la lectura. Por lo general la mayoría de los medidores electrónicos están por debajo de la clase 0,2, es decir, con un error asociado a la lectura inferior al 0,2 %. También tienen amplia capacidad de carga, pueden medir corrientes desde 0,1 amperios hasta 100 amperios, en voltajes variables desde 100 hasta 240 voltios.

Los medidores electrónicos también pueden medir potencia en dirección positiva o negativa, es decir, la que consume el suscriptor, y la que el suscriptor entrega a la red de suministro energético. Esto es muy útil en países donde los suscriptores tienen fuentes alternativas de energía, como por ejemplo fuentes eólicas o solares. Tienen funciones integradas que evitan el hurto de energía, como lo son los validadores programados, o dependiendo del caso tienen puertos de comunicación que impiden que un suscriptor intente realizar un fraude o robo de energía, y si se llegara a dar el caso, poseen indicadores de actividad que sirven para registrar y guardar toda la información medida y obtenida por los medidores para posteriormente ser recolectada.

- Capacidades de medida

Un medidor electrónico sencillo es capaz de medir muchos parámetros que contribuyen para la elaboración de la facturación, como, por ejemplo:

- Los medidores electrónicos pueden medir los vatios (W) consumidos, es decir, la potencia activa consumida por un circuito eléctrico, y también los vatios-hora (Wh), que es la cantidad de energía. Regularmente la factura eléctrica se elabora con los vatios-o watts hora (Wh).

- Los medidores electrónicos al medir el valor de voltaje y corriente permanentemente pueden calcular no solo la potencia activa (W), sino la potencia aparente en voltio-ampere (VA), además de la energía aparente en voltio-ampere por hora (VAh). Este parámetro es útil al momento de calcular el factor de carga, factor de potencia y la demanda máxima de un circuito.
- También puede medir los voltio-Ampères reactivos (VAR), y los voltio-Ampère reactivos por hora (VARh). Estos parámetros son útiles para determinar el grado de armónicos que un circuito eléctrico inyecta a un sistema. Esto se mide, porque existen penalidades para usuarios que no cumplan con los valores máximos permitidos, esto afecta la calidad del servicio eléctrico.

Los medidores electrónicos también son capaces de determinar la demanda, y esto lo pueden hacer a través de los siguientes métodos, a continuación, se expresa uno de ellos:

- Promedio o bloque de intervalo: la demanda puede ser determinada por bloques de tiempo, es decir, se determina un intervalo que puede ser de una hora con sub intervalos de 15 minutos, y en este tiempo el medidor se registra el consumo de energía, con estos datos medidos obtiene un promedio de la demanda máxima consumida por el circuito. Esto se ilustra en la figura 2.5.
 - Medidor monofásico clase 200

Para servicios monofásicos se utilizan medidores que despliegan únicamente las lecturas en kwh del consumidor:

Figura 15. **Medidor monofásico electrónico**



Fuente: *Medidor monofásico electrónico*. celasa.com.gt. Consulta: 22 de febrero de 2018.

1.5. Formas de medidores utilizados

La forma de medidor, se indica con un número el cual sirve para determinar el tipo de medidor que corresponde a un tipo de servicio. Existe una gran variedad de forma de medidores. Y actualmente existen dos tipos de servicios que se miden, el más común es el medidor auto contenido en él se realiza una medición directa en la que toda la corriente atraviesa el medidor, y el otro tipo de medidor es con equipo de medición en ella el medidor recibe la corriente y voltaje proporcionada por el transformador de corriente y transformador de voltaje de medición correspondientes.

- Forma 1S: el medidor con forma 1S es el que se utiliza cuando solo se le brinda una fase al cliente, dichos medidores funcionan con un voltaje de 120 Volts.

- Forma 2S: el medidor con forma 2S es el que se utiliza en servicios monofásicos 240 Volts en el cual se le brindan al cliente 3 hilos siendo estos dos fases de 120 fase a neutro y 240 Volts entre fases.
- Forma 3S: dicha forma de medidor se utiliza cuando existe un servicio monofásico en la cual la carga supera los 200 amperios por lo que es necesario utilizar transformadores de corriente.
- Forma 4S: los medidores con forma 4S son utilizados para medir servicios trifásicos con 2 transformadores de corriente.
- Forma 5S: los medidores con forma 5S se utilizan con equipo de medición y se utilizan para medir servicios delta de tres conductores sin neutral.
- Forma 9S: los medidores 9S son los que se utilizan más comúnmente para medir con equipo de medición, dichos servicios son útiles para cualquier tipo de configuración de voltaje, pero necesitan su referencia a neutro para medir correctamente.
- Forma 12S: los medidores 12S son medidores auto contenidos que se utilizan principalmente en servicios delta de 3 conductores.
- Forma 16S: los medidores con forma 16S son auto contenidos y se utilizan para medir cualquier tipo de servicio trifásico debido a que posee 3 bobinas independientes de voltaje y 3 bobinas de corriente.

Tabla I. **Formas de medidores utilizados actualmente**

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

Fuente: elaboración propia, empleando en Paint.

1.6. Tecnología actual de medición de energía eléctrica

Actualmente se cuenta con varios fabricantes de medidores de energía eléctrica, fabricados con ciertos grados de exactitud, el software utilizado en los medidores actuales, dependiendo del tipo de cliente únicamente se programan los medidores para registrar el consumo de energía eléctrica, siendo estos los siguientes:

1.6.1. Cliente consumidor sin demanda

El medidor para este tipo de cliente se programa para que únicamente despliegue el siguiente parámetro:

- Consumo en kwh

1.6.2. Cliente consumidor con demanda

El medidor para este tipo de cliente se programa para que despliegue los siguientes parámetros eléctricos:

- Consumo en kwh
- Demanda registrada en kw
- Consumo de potencia reactiva en kvarh
- Factor de potencia

1.6.3. Cliente autoprodutor

El medidor para este tipo de cliente se programa para que despliegue los siguientes parámetros eléctricos:

- Energía consumida en kwh
- Energía generada en kwh
- Demanda registrada en kw
- Consumo de potencia reactiva en kvarh
- Factor de potencia

1.7. Plataformas de comunicación

En un sistema convencional de medición, actualmente no existe ningún tipo de comunicación entre el usuario regulado y la distribuidora, el método actual de adquisición de datos es el de toma de lecturas mensual en el punto donde se encuentre el medidor. Dicha información se encuentra disponible al cliente en la factura a cancelar, de forma general se muestran los datos siguientes:

- Consumo en kwh
- Demanda registrada en kw
- Demanda contratada en kw
- Consumo de potencia reactiva en kvarh
- Factor de potencia

Los CC han evolucionado con el aumento progresivo de las capacidades de los sistemas de medición inteligente, desde los simples compiladores de datos y dispositivos de almacenamiento, típicos de los sistemas AMR, hasta sistemas más sofisticados para tomar decisiones y administrar todo el sistema en tiempo real.

Los datos generados a partir de mediciones son un recurso muy valioso para las empresas de servicios públicos, ya que pueden realizar una amplia gama de pronósticos (energía disponible, probabilidad de fallas de energía, predicciones de consumo de los clientes), utilizando un análisis predictivo, que permite utilizar acciones proactivas y que reaccionan de forma más limitada a los eventos hasta el momento. La información proporcionada por el administrador de datos permite aprovechar al máximo la información, esta permite:

- Categorización de patrones de carga
- Análisis predictivo
- Minería de datos del distribuidor
- *Cloud computing*, para evaluar diferentes aspectos que no se pueden resolver con técnicas de procesamiento de datos convencionales.

2. INFRAESTRUCTURA AVANZADA DE MEDICIÓN

La infra estructura AMI (Advanced Metering Infrastructure), por sus siglas en inglés, se define como la infraestructura necesaria para establecer, una medición de energía eléctrica con comunicación bidireccional entre el usuario regulado y la compañía distribuidora de energía eléctrica. El objetivo de una red AMI es proveer a la compañía distribuidora información en tiempo real, sobre consumos de cliente y permitir al cliente de igual forma tomar decisiones en base a dicha información sobre el uso de su energía eléctrica.

2.1. Estado global de redes inteligentes

Para aumentar el desarrollo socioeconómico y satisfacer la demanda de energía, grandes plantas de energía están siendo instaladas y están siendo transmitidas a través de líneas de transmisión de alta tensión, por medio de diferentes regiones de energía, dichos proyectos representan una gran inversión y también invita a numerosos problemas no técnicos como los basados en materia de medio ambiente y legal.

Con el fin de regular el mercado de energía en todo el mundo y derribar los acontecimientos ambiguos en sistema de energía, los sectores Industriales están floreciendo con el nuevo avance de la tecnología, por la aplicación de métodos como:

- Sistema de Gestión de la Energía (EMS)
- Gestión de la demanda
- Optimizado de gestión de activos, entre otros

Además de esto, las nuevas tecnologías emergentes, como:

- Sistema de monitoreo de amplia área (WAMS)
- Unidades de medida de faseo (PMU)
- Generadores distribuidos renovables (GDR)

Sistema de transmisión AC flexible (FACTS), etc. Enriquece el sistema de energía moderna y brinda nuevas oportunidades.

En un futuro cercano el mundo va a superar un problema importante, la cuestión de la desviación demográfica en desarrollo y los países desarrollados. El desarrollo va de la mano con una reducción incesante en recursos energéticos no renovables. Se ha previsto que la población mundial se intensificó por un factor de 1,4 mil millones, con una expectativa de consumo de energía de 27,000 TWh en la próxima década. Las estadísticas están siendo compartida por ambos tipos de países; en desarrollo y desarrollados con un porcentaje del 45 % y el 55 % respectivamente.

A pesar de la opinión común de que la industria de la energía entraría en la etapa de redes inteligentes, la investigación de redes inteligentes está aún en etapa evolutiva. Debido a los diferentes entornos de desarrollo y métodos de accionamiento, los diferentes países comprenden el concepto de red inteligente en su propia manera. De hecho, el propio concepto de red inteligente está siendo desarrollado, enriquecido y mejorado todos los días. Como consecuencia la investigación, enfoques prácticos, metodologías y puntos clave son bastante diferentes, dependiendo de factores como las ubicaciones geográficas, así como su avance en las ciencias y tecnología.

Tabla II. **Aplicaciones de redes inteligentes en países que han implementado AMI**

País	Mejoras	Implementación	Resultados	Consorcios / Programa de red inteligente
Estados Unidos	Medición Inteligente, AMI, VPP, WAMS, etc.	Los proyectos relacionados con la red inteligente rondan los \$13 billones de dólares por año, se calcula que \$20 billones se gastaran en proyectos de T&D, estudios piloto en cámaras, etc.	Reducción de la factura anual de electricidad en un 10%, inversión hasta \$200 billones en gastos de capital en nuevas inversiones de la planta y la red por \$30 billones	Programa IntelliGrid de EPRI, Alianza GridWise, Laboratorio Nacional del Pacífico Noroeste (PNNL)
Europa	Renovables, medidores inteligentes, EVs enchufables, almacenamiento de energía, etc.	Desarrollo de RES, medición inteligente con precios ToU, dispositivos inteligentes, etc.	Gestión de la carga, mejora de la calidad de la energía, estabilidad de la red, eficiencia energética.	ETP, EEGI, EERA, IEADSM, Task XVII, ENEL
India	Reducción de pérdidas de T&D, WAMS, SGMM, QoS, etc.	Usar DSM para restringir selectivamente el uso de electricidad, mejorar la calidad de la energía, aumentar el uso de energía renovables, eficiencia de energética inteligente en forma de DG, etc.	Electrificación rural, monitoreo de condición en línea, estrategia de mercado improvisada mediante técnica de fijación de precios en tiempo real.	Pgcl Y rec rggvy, apdrp; Programa MNRE AO, GE Smart Grid, Tata Power, CGL India, etc.
China	Aumento de la capacidad de T&D, reducción de las pérdidas de línea, elevación del voltaje de transmisión, instalación de transformadores de distribución de alta eficiencia, etc.	Desarrollo de UHVAC y UHVDC, uso de transformador de distribución eficiente, mas estrés en la red de transmisión de HV	Red de energía de área amplia, transmisión y distribución de energía eficiente y económica en todo el país.	El plan de la red inteligente de las empresas estatales de China se fortaleció.
Finlandia	AMI, IHDs, ICTs, mediciones inteligentes, etc.	Instalación de AMI, y mediciones inteligentes equipados con TIC avanzadas como RF, PLC, banda ancha, GPRS, 3G, Zigbee, Wi-Fi, HAN, etc.	Diagnóstico de fallas, ubicación de fallas, restablecimiento del servicio, control de voltaje y potencia reactiva y reconfiguración de la red.	

Fuente: Technology Roadmap, Smart Grid, International Energy Agency.

2.2. Tecnología a utilizar para redes inteligentes

El lado de medición del sistema de distribución ha sido el foco de la mayoría de las inversiones en infraestructura. Los primeros intentos de automatización de medición o lectura automática de contadores por sus siglas en inglés (AMR), permitieron a las empresas distribuidoras de energía eléctrica, leer remotamente los registros de consumo y la información de estado básico de las instalaciones de los clientes.

Debido a su sistema de comunicación unidireccional, AMR se limita a la lectura remota y no puede ejecutar aplicaciones adicionales, lo que llevó a las empresas distribuidoras a avanzar hacia la medición inteligente o a la infraestructura de medición avanzada (AMI). La medición inteligente proporciona la ventaja de comunicación bidireccional al medidor, y también la capacidad de evaluar el estado de la red. Los sistemas recientes de medición inteligente, equipados con una arquitectura mejorada y que trabajan en conjunto con sensores inteligentes y una tecnología de control distribuida y más sofisticada, permiten a las empresas realizar el control y la administración de la red.

- Hardware

Las redes inteligentes se han desplegado a través de diversas naciones con el soporte de la tecnología de punta; todavía hay algunos puntos que deben de ser refinados para crear un sistema operativo autónomo. Tres puntos incipientes y cruciales son presentados a continuación:

2.2.1. Medidores

Debido a que las cajas socket autocontenidas y con medición indirecta son regidas bajo normas internacionales, no es necesario modificar la acometida del cliente, sino únicamente realizar cambio de medidor por medidor inteligente.

2.2.2. Tecnología de Información y Comunicación (TIC)

En la red inteligente, el flujo de información es el factor clave para la entrega fiable de energía eléctrica desde la unidad de generación a los usuarios finales. La falta de análisis automatizado, mala visibilidad, respuesta lenta de interruptores mecánicos y falta de conocimiento de la situación son algunos de los inconvenientes de una red de distribución clásica. Con la incorporación de tecnologías avanzadas y aplicaciones, la arquitectura de la red inteligente aumenta la capacidad y la flexibilidad de la red y proporciona detección y control avanzado, a través de modernos protocolos de comunicación y topologías.

2.2.3. Dispositivos de comunicación

Dispositivos inalámbricos y cableados son utilizados para la transmisión y comunicación de datos e información entre los sectores de servicios públicos de los consumidores inteligentes, y cada uno de los modelos de la comunicación tiene sus propias ventajas y desventajas uno sobre el otro, dependiendo de los diversos factores como ubicación geográfica, la inversión de capital, economía de uso, etc.

El flujo de electricidad e información bidireccional es la base para la infraestructura de la red inteligente. La infraestructura visualiza principalmente

el patrón de comunicación entre dos dispositivos por ejemplo un sensor y un contador inteligente, por otra parte entre los contadores inteligentes y centro de datos de servicios públicos. La infraestructura de comunicación entre la generación de energía, transmisión y distribución y utilización final requiere de dos vías de comunicación; interoperabilidad entre aplicaciones avanzadas y deben de ser fiables y seguras de extremo a extremo con bajas latencias y suficiente ancho de banda. Junto con el avance de la seguridad del sistema y solidez hacia los ataques cibernéticos que proporciona estabilidad y fiabilidad del sistema con tecnología avanzada, control añade a lo esencial.

En la tabla III, se hace una comparación de las diversas topologías de red, especificaciones técnicas, ventajas, desventajas y aplicaciones de los protocolos de comunicación más utilizados.

Tabla III. Principales sistemas de comunicación para redes inteligentes

Topologías de Red	Especificaciones Técnicas	Ventajas	Desventajas	Aplicaciones
ZIGBEE COM	2,4 GHz – 915Mhz, 250 Kbps, 30-50 m	Simplicidad, movilidad, robustez, bajo requerimiento de ancho de banda, control y reducción de la carga, respuesta a la demanda, fijación de precios en tiempo real monitoreo del sistema en el tiempo real y soporte avanzado de medición	La capacidad de procesamiento, el tamaño de la memoria pequeña, el requisito de retardo pequeño, el ruido y la EMI, comparte una banda de frecuencia común que va desde las WLAN IEEE 802.11, WIFI, Bluetooth y microondas	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) Red de Área Domestica (HAN)
Red de Malla Inalámbrica	NA	Solución rentable, auto organización dinámica, autor reparación, configuración automática, servicios de alta escalabilidad, rendimiento mejorado de la red, red de carga equilibrada, cobertura de red extendida	Capacidad de red, EMI, problema de cobertura urbana, infraestructura compleja, reducción del ancho de banda, alto mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) Red de Área Domestica (HAN)
Red Celular	<ul style="list-style-type: none"> GSM (900-1800MHz, 14,4Kbps, 1-10km) GPRS (900-1800MHz, 170Kbps, 1-10 km) 3 G (1,92-2,1 GHz, 2 Mbps, 1-10 km) WiMAX (2,5-5,8 GHz, 75 Mbps, 10-50km (LOS) y 1-5km (NLOS)) 	Rentable, amplio, ancho de banda suficiente, control de seguridad fuerte, excelente cobertura, bajo costo de mantenimiento, instalación rápida, autenticación, respuesta a la demanda	Congestión de la red, respuesta de emergencia deficiente, participación de varias empresas privadas para el uso de diversas bandas de espectro	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) Red de Área Domestica (HAN) Gestión de interrupciones Gestión de demanda
Comunicación de Línea de Potencia (PLC)	1.1-4mhz, 256Kbps-40Mbps, 2-16km	Costo efectivo, naturaleza ubicua, infraestructura ampliamente disponible, amplio rango, seguridad mejorada del sistema	EMI, ruido, bajo ancho de banda, sensibilidad del dispositivo frente a las perturbaciones y la calidad de la señal, protocolos multinivel	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) Detección de fraude, supervisión y control del sistema
Línea de Subscriptor Digital (DSL)	1,1-4 MHz, 256 Kbps - 40 Mbps, 2-16km	Disponibilidad generalizada, bajo costo, transmisión de datos de gran ancho de banda	Dependencia de distancia, falta de estandarización, configuración costosa, alto mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) Red de Área Domestica (HAN)

Fuente: Technology Roadmap, Smart Grid, International Energy Agency.

Por un lado, tecnologías como DSL, PLC, fibra óptica, son costosas para una aplicación en un área extensa, pero son las que poseen mayor capacidad de comunicación, confiabilidad y seguridad de información. Por otro lado, las tecnologías inalámbricas reducen costos de instalación, pero poseen límite en su ancho de banda y seguridad. Debido a que la información confiable y efectiva es la clave para el éxito de redes inteligentes, y que la infraestructura de comunicación debe ser orientada hacia la calidad de servicio, debe existir confiabilidad en el intercambio de información, amplia cobertura, señal con fidelidad, seguridad y privacidad de la información.

2.3. Tecnología de medición inteligente

Un sistema de medición inteligente es considerado como un método eficaz para tener una constante información sobre el patrón en el consumo y la eficiencia de los consumidores de energía, observando en tiempo real la carga de la electricidad.

Es una combinación de sistema de energía, telecomunicaciones y otras tecnologías. Indiscutiblemente, con el desarrollo de la ciencia y la tecnología de vanguardia, más instalaciones se han añadido a lo que se define como una medición inteligente.

La evolución más reciente de la medición inteligente (SM), se basa en la introducción de capacidades bidireccionales y la aparición progresiva de nuevas aplicaciones. Las capacidades bidireccionales deben extenderse desde dos puntos de vista diferentes: energía (flujos de energía hacia puntos de consumo y generación, principalmente debido a las cifras de generación distribuida y comunicación, (los datos se desplazan desde el medidor inteligente al centro de control, pero el centro de control también puede comunicarse con ellos, porque

el SM incluye un nodo de comunicación integrada, dentro de una red configurable y multifuncional). Un medidor inteligente puede presentar una amplia gama de características. Aunque no existe una directiva o norma que los defina en términos de cantidad o funcionalidad, los diferentes organismos han establecido algunas pautas. El grupo europeo de medidores inteligentes (ESMG) ha reducido las características mínimas de un SM a las cuatro siguientes

- Lectura remota
- Comunicación bidireccional
- Soporte de sistemas avanzados de tarifas y aplicaciones de facturación.
- Control remoto de suministros de energía.

Por otro lado, la Unión Europea amplía los requisitos mínimos deseables para un SM de electricidad según lo publicado en 2012/148/ recomendación de la UE, descrito en la tabla 1.

Tabla IV. Requisitos deseables para una red inteligente en EUROPA

2012/148/ Recomendación de la UE	
Consumidor	Proporcionar lecturas directamente a los consumidos y/o a un tercero. Actualizar las lecturas con la frecuencia suficiente para usar esquemas de ahorro de energía.
Operador de servicios de medición	Permitir la lectura remota por parte del operador, proporcionar comunicación bidireccional para mantenimiento y control. Permitir que se usen las lecturas lo suficientemente frecuentes para planificar la red.
Problemas del servicio comercial	Apoyar el sistema avanzado de tarifas. Permitir el suministro de control remoto de ENCENDIDO/APAGADO y/o el flujo o la imitación de potencia.
Seguridad y protección de datos	Proporcionar comunicaciones de datos seguros. Prevención y detección de fraude.
Generación distribuida	Proporcionar datos de medición consumidos, generados y reactivos.

Fuente: elaboración propia.

2.4. Dispositivos electrónicos de control

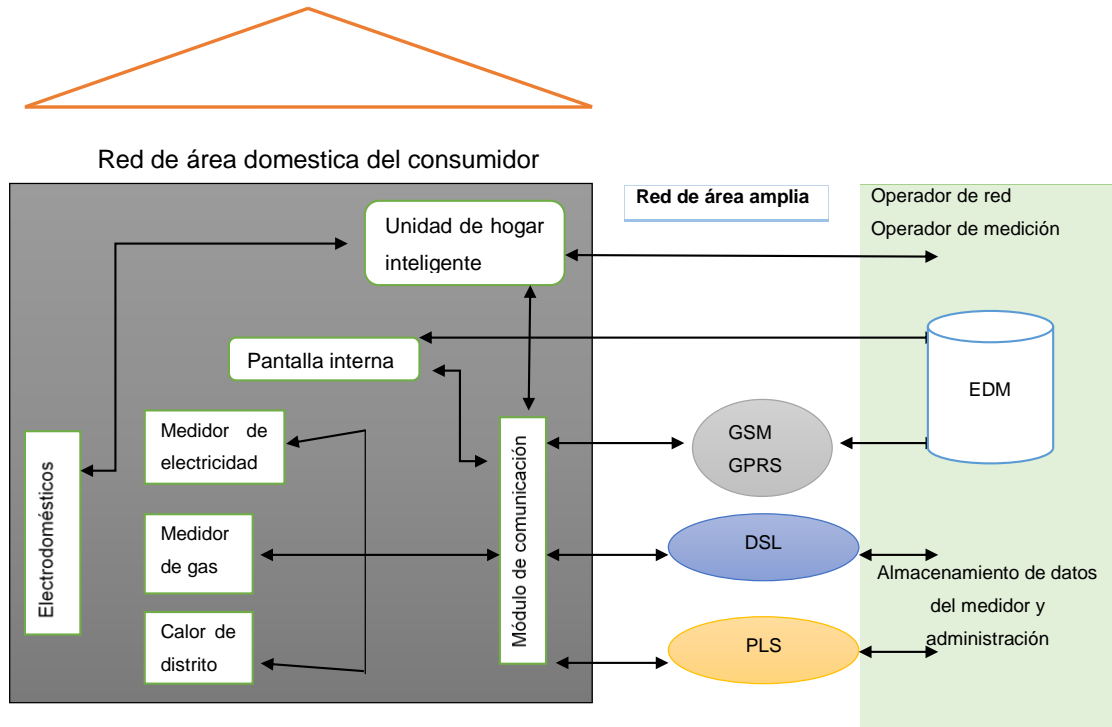
La infraestructura de medición inteligente requiere un dispositivo de medición, dispositivos de comunicación y procesamiento de datos y una pantalla interna para el uso de energía (opcional).

Para garantizar la comunicación bidireccional, los contadores deben ser capaces de enviar datos medidos y al mismo tiempo, recibir y procesar los datos provenientes del operador, por ejemplo, comando para la (des)conexión remota, cambios en las tarifas y otros. Prácticamente se recomienda implementar entornos de comunicaciones de múltiples utilidades (MUC), para agrupar las funciones de medición para otras utilidades, (electricidad, gas, calefacción, agua), también para evitar redundancias de costos.

Hay varias posibilidades para la infraestructura de comunicación entre el consumidor y el proveedor, dependiendo de la distancia geográfica, los factores de costo, las especialidades del mercado, las oportunidades de financiación, la densidad de población, entre otros.

- Los datos pueden transmitirse desde/a los clientes directamente a través de su red de área local (HAN), utilizando protocolos inalámbricos o por cable.
- Opcional de forma indirecta a través de un centro de datos, transmitir datos a través de, por ejemplo, portales web, mensajes de texto o mediante la factura.

Figura 16. **Diagrama de infraestructura de comunicaciones de medición inteligente**



Fuente: elaboración propia.

El medidor inteligente genera series temporales de datos a través del consumo regular de marcas de tiempo (más a menudo en 15 minutos, pero el intervalo también puede establecerse en un mes). Las series de tiempo son los elementos básicos de una mayor facturación analítica, obtención de datos de consumo, retroalimentación a los consumidores, etc. Cuando más frecuentes sean los intervalos y más puntos de medición tengan el sistema, mayores serán los datos de series de tiempo. El exceso de datos puede causar problemas en la gestión del almacenamiento de datos y el rendimiento de las consultas.

Para la transmisión de datos de clientes a sistema de gestión de datos/operador/proveedor de red a través de la red de área extensa (WAN), generalmente se utilizan tres tecnologías: comunicación de línea eléctrica (PLC), tecnología de teléfono móvil basada en GSM/GPRS o conexiones de internet de banda ancha (DSL).

2.4.1. Pantallas en el hogar (IHD)

Las pantallas en el hogar son TIC avanzadas que transmiten información a los usuarios finales sobre la base de datos de consumo medidos continuamente. La visualización del consumo medido se puede lograr a través de interfaces en el hogar. Estas pantallas no se consideran necesariamente como parte de la infraestructura de medición inteligente. La pantalla puede ser una dedicada o un portal de servicios basado en la web al que se puede llegar desde una computadora o un teléfono inteligente. En caso de conexión directa, el dispositivo utiliza los canales HAN del consumidor o en caso de que el flujo de datos sea indirecto, comunicaciones WAN.

Las pantallas en el hogar brindan funciones como:

- Mostrar como los consumidores se están desempeñando frente al presupuesto diario de electricidad.
- Indicar cuánto cuesta la electricidad en un cierto periodo de tiempo.
- Indicar el costo actual de la electricidad por hora.
- Indicar diferentes tasas.

Figura 17. **Pantalla en el hogar en Reino Unido**



Fuente: *Monitor de voltaje*. <https://www.amazon.es/ELEGIANT-Electricidad-Amper%C3%ADmetro-Volt%C3%ADmetro-Mult%C3%ADmetro/dp/B01MZ93WXH>. Consulta: 25 de octubre de 2018.

2.5. **Medidor inteligente**

Un medidor inteligente es un contador de energía avanzado que mide el consumo de energía de un consumidor y ofrece información en tiempo real a la empresa de servicios públicos, en comparación con un medidor de energía regular. La bidireccionalidad de la comunicación de datos permite la capacidad de recoger información coordinada con la comunicación, infraestructura y el control de dispositivos. Además, el medidor se utiliza para controlar y control de los aparatos electrodomésticos y dispositivos, recogen la información de diagnóstico acerca de la red de suministro eléctrico, incentivan la generación descentralizada, las fuentes, los dispositivos de almacenamiento de energía, y la consolidación de las unidades de medición.

A diferencia de un medidor convencional un medidor inteligente está continuamente transfiriendo los datos a la distribuidora y al cliente; dentro de los datos que están disponibles se encuentran:

- Corrientes
- Voltajes
- Armónicos
- Diagrama fasorial
- Calidad de energía
- Factor de potencia

Funcionalidades: un medidor inteligente posee distintas funcionalidades dependiendo de las necesidades del cliente pueden ser:

- Interrumpir el servicio de manera remota
- Reconectar el servicio de manera remota
- Desconexión de cargas del cliente en caso sea autorizado

2.6. Infraestructura avanzada de medición

Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), una denominación de la tecnología de medición inteligente que consiste en un conjunto de contadores inteligentes, módulos de comunicación, LAN, recolectores de datos, WAN, el sistema de gestión de redes, interrupción de gestión del sistema (OMS), sistemas de gestión de datos de los contadores (MDMS), y otros subsistemas.

Con una gestión avanzada de la recolección de datos, el sistema necesita una base de datos, segura, rápida y auto-actualizable con un enfoque de acceso fiable y flexible para el consumo de electricidad de los participantes que utilizan la energía y la red de distribución. El modelo planificado resulta en un sistema unificado de adquisición y control de los sistemas de distribución de energía.

2.7. Monitor inteligente de hogares (IHD)

Un dispositivo tecnológico importante que se llama visualización en el hogar (In Home Display IHD), es un imperativo para el desarrollo del avance y la implementación del sistema de medición inteligente. Un pequeño resumen se coloca a continuación. Dicho monitor debe de estar conectado con los datos del medidor de la distribuidora, porque es necesario para un sistema integral.

El monitor inteligente de hogar despliega información en tiempo real al cliente, esta puede ser:

- Corriente
- Voltaje
- Armónicos
- Tarifa vigente
- Consumo actual
- Consumo proyectado

Al estar conectado a la red de distribución un monitor en el hogar permite al cliente en tiempo real, observar sus parámetros eléctricos y le permite toma de decisiones respecto a sus cargas y tarifas actuales.

Tabla V. **Sistema de medición inteligente empleado en países más desarrollados**

Sistema de Medición Inteligente	Principio o Norma	Objetivos	Instalaciones	Regiones de ubicación
Sistema Relacionado con AMI	Induce ahorro de energía por tarifa variable en el tiempo.	Mejora en la eficiencia de la red de distribución de energía mediante el control del pico de potencia y la respuesta a la demanda.	Información del consumo de energía y cambio de precio en una forma simple.	Australia y Estados Unidos
Sistema de Tipo EMS	Induce ahorros de auto-energía ofreciendo información detallada del consumo de energía en el tiempo.	Mejora en la eficiencia de la red de distribución de energía mediante el control de nivel de consumo de energía por parte de los consumidores.	Información de consumo de energía, visualización a color de mayor resolución, información múltiple de otras utilidades.	Japón

Fuente: elaboración propia.

2.8. **Concentrador de datos**

La función principal del colector de datos es recopilar datos de medición de los medidores inteligentes. Los colectores son generalmente el nodo maestro de una subred de comunicación formada por sí misma y un conjunto de medidores inteligentes, lo que implica que también incluyen un nodo de comunicación integrado. Los colectores generalmente se encuentran dentro de los transformadores de potencia y subestaciones. Los colectores modernos también incluyen características adicionales como la supervisión de baja tensión, porque incluye un medidor inteligente incorporado.

Los concentradores de datos varían su forma de instalación dependiendo del tipo de comunicación que emplee la distribuidora.

2.9. Dispositivos de comunicación

La transmisión de datos debe estar garantizada en términos de calidad, tiempo y seguridad. Las tecnologías de comunicación desempeñan un papel clave, porque deben de ser eficientes en función de los costos y deben proporcionar una buena cobertura, características de seguridad, ancho de banda y calidad de energía con el menor número posible de repeticiones.

La infraestructura de comunicación es uno de los principales componentes tecnológicos involucrados en una red inteligente y sus componentes, como la infraestructura de medición avanzada y la automatización de la distribución.

La infraestructura de comunicación es una parte integral de la investigación de sistemas inteligentes de distribución. Las nuevas aplicaciones de la red inteligente solo son posibles gracias a la existencia de una red de comunicación de datos confiable y rápida.

La interoperabilidad mundial para el acceso por microondas (WiMAX), y la evolución a largo plazo (LTE), son las dos principales tecnologías de banda ancha utilizadas en las redes inalámbricas 4G. Ambos estándares usan varias tecnologías comunes con diferencias sutiles, por ejemplo, ambos usan el esquema de modulación digital de acceso múltiple por división de frecuencia ortogonal.

Ambas tecnologías WiMAX y LTE son adecuadas para soportar la implementación de redes inteligentes debido a la gran distancia de cobertura

que pueden proporcionar, y porque el requisito de latencia en ambas es lo suficientemente pequeño como para admitir aplicaciones en tiempo real.

WiMAX es una comercialización del estándar IEEE 802.16 que se ha desarrollado para admitir comunicaciones inalámbricas en distancias largas de hasta 31 millas (50km), y con velocidades de transmisión máximas esperadas de hasta 100 Mbps. La tecnología WiMAX ha sido adoptada por múltiples utilidades en su implementación de red inteligente.

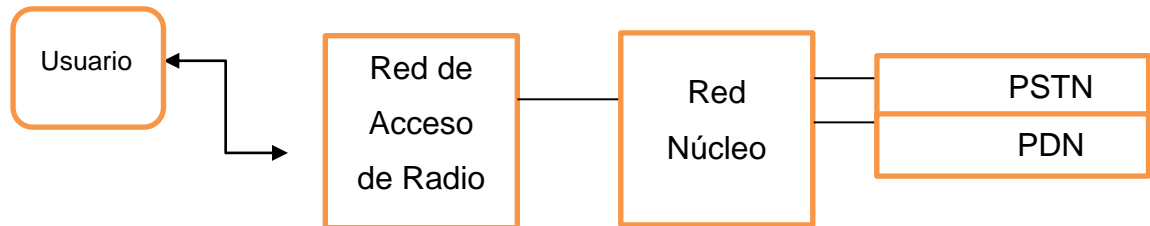
Por otro lado, LTE es un estándar de comunicación inalámbrica de alta velocidad desarrollado por 3GPP (3rd Generation Partnership Project)- LTE puede soportar velocidades de transmisión de hasta 300 Mbps con un tamaño de celda de hasta y más de 100 km.

La arquitectura de alto nivel de las redes de comunicación inalámbrica como WiMAX y LTE consta de tres partes:

- El equipo de usuario que también se conoce como estación de abonado.
- La red de acceso de radio que conecta el usuario a la red a través de una estación base en una infraestructura punto a multipunto.
- La red central que enruta la voz y los datos del usuario a destinos relevantes como las redes públicas de telefonía conmutada (PSTN) y las redes de paquetes de datos (PDN).

A continuación, en la figura 19, se presenta una breve revisión de algunas de las características básicas de las tecnologías WiMAX y LTE.

Figura 18. **Esquema básico de funcionamiento Wimax**



Fuente: elaboración propia.

El instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), ha desarrollado una familia de estándares de red de área metropolitana inalámbrica (W-MAN) conocidos colectivamente como IEEE 802.16 para ofrecer altas velocidades de datos en amplios rangos de cobertura.

El estándar IEEE 802.16 especifica la interfaz aérea, incluida la capa de control de acceso al medio (MAC), y la capa física (PHY), del sistema de acceso inalámbrico de banda ancha fijo a multipunto fijo y móvil que proporciona múltiples servicios.

De las siete capas del modelo de referencia de interconexiones de sistema abierto, solo se describen dos capas en el estándar 802.16: la capa de enlace de datos y la capa física, como se muestra en la figura 19.

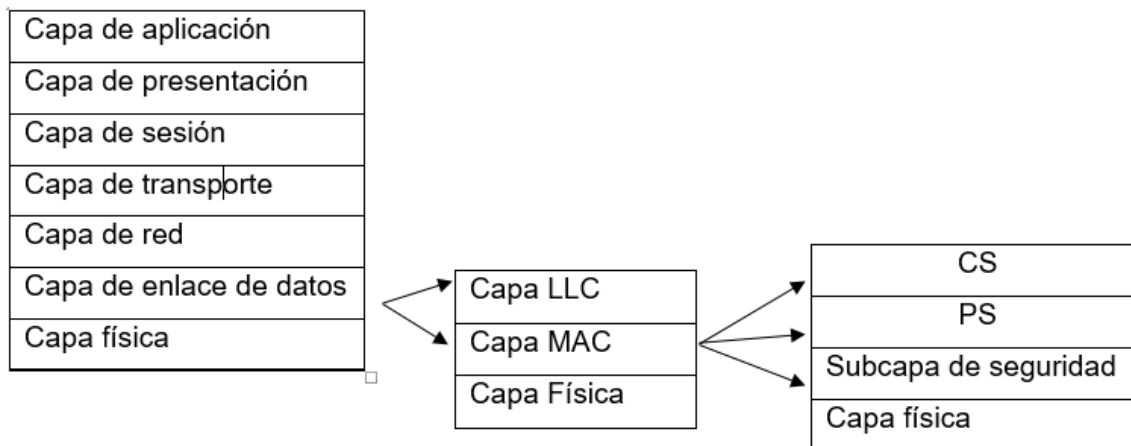
La capa física es responsable de la corrección de errores de reenvío, el entrelazado, el mapeo de símbolos y la construcción del símbolo de multiplexación por división de frecuencia ortogonal en el dominio de la frecuencia. Los símbolos / subportadoras piloto se transmiten para permitir al receptor estimar y rastrear la información de estado del canal. La etapa final es

convertir el símbolo del dominio de la frecuencia al dominio del tiempo para transmisión a través del canal inalámbrico.

La capa de enlace de datos se divide en la capa de control de enlace lógico (LLC) que se define en el estándar IEEE 802.2 y la capa de control de acceso al medio (MAC) que se define en IEEE 802.16 para redes WiMAX. La capa MAC se divide en tres subcapas:

- La subcapa de convergencia (CS), que es una capa específica del servicio que realiza tareas como la comprensión del encabezado y la asignación de direcciones.

Figura 19. **Capas de comunicación**



Fuente: elaboración propia.

- Subcapa de partes comunes (CPS), que realiza tareas que son independientes de la capa superior, como fragmentación, concatenación, creación de unidades de datos y de protocolo MAC y control de calidad de servicio (QoS).

- La subcapa de seguridad que es responsable del cifrado, la autorización y el intercambio adecuado de claves entre la BS y la SS.

El estándar IEEE 802.16 admite una multitud de opciones de configuración y características que podrá conducir a redes no compatibles, si los proveedores eligen diferentes opciones de implementación. Para un sistema completo de extremo a extremo, se deben especificar varios aspectos adicionales de gestión del servicio. Esta tarea está siendo realizada por el foro de WiMAX.

El foro de WiMAX crea directrices para una arquitectura de red WiMAX de extremo a extremo y las características mínimas que deben ser compatibles con todos los proveedores, para hacer que los equipos WiMAX sean interoperables. El foro de WiMax goza de una amplia participación de la industria, incluidas empresas de semiconductores, fabricantes de equipos y proveedores de servicios.

2.9.1. Características de WiMAX

- La capa física basada en OFDM ofrece una buena resistencia a la programación por trayectos múltiples y permite una operación fuera de la vista
- Velocidades de datos de pico alto hasta 74Mbps. El uso de múltiples antenas y multiplexación espacial puede generar velocidades de datos aún mayores.
- Los sistemas WiMAX pueden usar una variedad de anchos de banda diferentes hasta un máximo de 20 MHz.
- WiMAX admite modulación y codificación adaptativa (AMC), que selecciona los esquemas de codificación y modulación más altos que

pueden ser soportados por la relación señal-ruido y de interferencia en el receptor.

- Se utiliza un planificador para asignar los recursos de enlace ascendente y de enlace descendente, lo que da como resultado una asignación de recursos flexible y dinámica por usuario.
- Las técnicas avanzadas de antenas, como la formación de haces y la codificación de espacio-tiempo, son compatibles con la tecnología WiMAX.
- WiMAX puede admitir una variedad de aplicaciones con diferentes requisitos de calidad de servicio (QoS), para el tráfico en el tiempo real y no en tiempo real.
- La capa MAC está diseñada para admitir una gran cantidad de usuarios con múltiples conexiones, cada una con su propio requisito de QoS.
- WiMAX ofrece sólidas funciones de seguridad para el cifrado y la autenticación.
- La arquitectura de red de referencia definida por el foro de WiMAX está basada en IP, lo que facilita la convergencia fácil con otras redes.

2.9.1.1. Calidad de servicio (QoS)

El estándar WiMAX ofrece múltiples categorías de calidad de servicio (QoS), que se define como un conjunto de requisitos sobre la latencia, velocidad de datos, tasa de error de paquete y disponibilidad del sistema.

Se utiliza un servicio de programación para determinar el mecanismo que la red utiliza para asignar recursos de enlace ascendente y enlace descendente, para cumplir con los requisitos de QoS. Se definen cinco categorías de QoS:

- La categoría de servicio de concesión no solicitada (UGS), está diseñada para admitir servicios en tiempo real que generan paquetes de datos de tamaño fijo de forma periódica. Los recursos de tamaño fijo se otorgan a la Estación de Suscriptor (SS), en tiempo real, por lo tanto, la SS no necesita solicitar explícitamente el ancho de banda, eliminado así la sobrecarga y la latencia asociada con la solicitud de ancho de banda.
- La categoría servicio de sondeo en tiempo real (rtPS), está diseñada para servicios en tiempo real que generan paquetes de datos de tamaño variable de forma periódica. La estación base proporciona oportunidades de sondeo para que el SS solicite ancho de banda por lo que requiere más sobrecarga que UGS. Las oportunidades de votación son lo suficientemente frecuentes, para garantizar que se cumplan los requisitos de latencia de los servicios en tiempo real.
- La categoría Servicio de sondeo en tiempo no real (nrtPS), es muy similar al rtPS, excepto que las oportunidades de sondeo son menos frecuentes (cada pocos segundos), el SS puede usar sondeo basado en contiendas en el enlace ascendente, para solicitar ancho de banda que puede provocar colisiones e intentos adicionales.
- La categoría de servicio Best Effort (BE), proporciona muy poca compatibilidad QoS donde los datos se envían siempre que los recursos están disponibles y no son requeridos por ninguna otra clase de servicio. Solo el sondeo basado en contiendas está permitido para que SS solicite ancho de banda.
- La categoría de Servicio de sondeo extendido en tiempo real (ertPS), se construye sobre rtPS y UGS donde el SS puede solicitar ancho de banda adicional durante el enlace ascendente a diferencia de lo cual puede acomodar servicios de datos, cuyos requisitos de ancho de banda cambian con el tiempo. A diferencia de ertPS, UGS permite a SS solicitar

ancho de banda adicional durante el enlace ascendente, solo para conexiones no relacionadas con UGS.

2.9.1.2. Funciones de seguridad

Los sistemas WiMAX están diseñados para garantizar una seguridad sólida, la privacidad de los datos del usuario y evitar el acceso no autorizado. Los aspectos clave de la seguridad de WiMAX son:

- Los datos del usuario se cifran para proporcionar privacidad mediante esquemas criptográficos como Advanced Encryption Standard (AES), y Triple Data Encryption Standard (3DES). La clave del cifrado se genera durante la fase de autenticación y se actualiza periódicamente para una protección adicional.
- WiMAX utiliza el Protocolo de Autenticación Extensible (EAP), para la autenticación de dispositivo/ usuario para evitar el acceso no autorizado. EAP admite una variedad de credenciales, como nombre de usuario/contraseña, certificados digitales y tarjetas inteligentes.
- El protocolo de privacidad y gestión de claves (PKM, se emplea en los sistemas WiMAX para intercambiar de forma segura laves de cifrado entre la BS y la SS.
- Los códigos de autenticación de mensajes se usan para proteger la integridad de los mensajes de control por aire.

2.9.2. LTE

La tecnología de comunicación inalámbrica Long Term Evolution (LTE), está diseñada por una colaboración de organismos de normas de telecomunicaciones conocida como Third Generation Partnership (3GPP). LTE

evoluciona a partir de un sistema anterior 3Gpp conocido como el Sistema Universal de Telecomunicaciones Móviles (UMTS), que a su vez evoluciona a partir del Sistema Global de Comunicaciones Móviles (GSM).

La capa física (PHY) aplica procedimientos de gestión de errores y crea símbolos OFDMA para la transmisión. La capa de enlace de datos se divide en tres subcapas.

- El sub-jugador del Protocolo de convergencia de datos en paquetes (PDCP), que es responsable de la compresión del encabezado de IP y el cifrado.
- La subcapa de control de enlace de radio (RLC), que realiza la concatenación y segmentación de datos, y garantiza una entrega ordenada de paquetes de IP.
- La capa de control de acceso de medios (MAC), que es responsable de la retransmisión de bajo nivel para la pérdida de datos, así como la programación de los recursos de radio de enlace ascendente y de enlace descendente.

2.9.2.1. Características LTE y especificaciones

Las especificaciones de requisitos para la interfaz aérea LTE son:

- Velocidades de datos pico altas de 300 Mbps para el enlace descendente y 75 Mbps, para el enlace ascendente. Vale la pena mencionar que estas tasas solo pueden alcanzarse en condiciones idealizadas.

- La latencia de tiempo para que un paquete de datos de viaje entre el Equipo de usuario (UE), y la red fija debe ser inferior a 5 milisegundos en la interfaz de aire no congestionada.
- LTE admite tamaños de celda de hasta 100 km.
- LTE puede trabajar con una variedad de anchos de banda que van desde 1,4 MHz hasta tp y un máximo de 20 MHz.

La especificación de requisitos para la red fija LTE es:

- La red central está basada en IP y proporciona a los usuarios una conectividad siempre activa.
- No existe un requisito explícito sobre la latencia en la red fija, pero se sugiere una latencia de 10 milisegundos para un usuario no itinerante. Considerando la interfaz aérea y las demoras fijas de la red, se estima un retraso típico de alrededor de 20 milisegundos para los usuarios no itinerantes.

2.9.2.2. Calidad de servicio (QoS)

LTE especifica una variedad de clases QoS identificadas por un número de 8 bits que actúa como un puntero en una tabla de búsqueda que define cuatro parámetros de QoS de la siguiente manera:

- El tipo de recursos que indica si esta clase tiene o no una tasa de bits garantizada (GBR).
- Un límite superior en la tasa de error/ pérdida de paquete.
- Un límite superior en el retraso del paquete.
- Un nivel de prioridad que se usa en el proceso de programación.

2.9.2.3. Características de seguridad

En los sistemas LTE, las comunicaciones del usuario con la red a través de la interfaz aérea están protegidas mediante cuatro técnicas principales:

- La red y el UE se confirman identidades entre sí a través de la autenticación.
- Proteger la identidad del suscriptor móvil internacional (IMSI) del usuario mediante el uso de identidades temporales.
- Cifrado de los datos del usuario y los mensajes de señalización.
- Protección de integridad que detecta cualquier intento por parte de los intrusos de interceptar los mensajes de señalización y modificarlos para tomar el control del UE.

2.10. Software

A continuación, se describe el software que se utiliza para estos dispositivos.

2.10.1. Plataforma de recolección de datos

El sistema de gestión de datos (DMS), se encarga de recibir y almacenar los datos de medición para fines de procesamiento. El DMS puede verse como un sistema modular formado por el Sistema de gestión de datos del medidor (MDMS), que gestiona los datos de medición y módulos secundarios adicionales a cargo de las aplicaciones de los usuarios finales, los sistemas de información geográfica, las aplicaciones de control y gestión de carga entre otros. El MDMS incluye las herramientas que permiten la comunicación entre diferentes módulos, además de estar a cargo de validar, procesar y editar los

datos de medición, para un intercambio de información adecuado entre las diferentes partes del sistema de medición inteligente.

Los CC han evolucionado con el aumento progresivo de las capacidades de los sistemas de medición inteligente, desde los simples compiladores de datos y dispositivos de almacenamiento, típicos de los sistemas AMR, hasta sistemas más sofisticados para tomar decisiones y administrar todo el sistema en tiempo real.

Los datos generados a partir de mediciones son un recurso muy valioso para las empresas distribuidoras de energía eléctrica, porque pueden realizar una amplia gama de pronósticos (energía disponible, probabilidad de fallas de energía, predicciones de consumo de los clientes), utilizando un análisis predictivo, que permite utilizar acciones proactivas y que reaccionan de forma más limitada a los eventos hasta el momento. La información proporcionada por el administrador de datos permite aprovechar al máximo la información, esta permite:

- Categorización de patrones de carga
- Análisis predictivo
- Minería de datos del distribuidor
- Cloud computing, para evaluar diferentes aspectos que no se pueden resolver con técnicas de procesamiento de datos convencionales.

3. DESAFÍOS DE IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTO AMI

3.1. Desafíos técnicos

La mayoría de cambios técnicos debe ser realizada en las redes de los distribuidores y no en la instalación del cliente, esto se debe en que las cajas socket donde se encuentra los medidores instalados están normalizadas y se requiere únicamente un cambio de medidor, por uno inteligente.

Sin embargo para la distribuidora debe de realizar la instalación de equipos de comunicación, tales como instalación de colectores de información, cambios de medidores, preparación de plataformas de comunicación, sistemas de facturación y cobro, entre otras.

3.2. Plataforma de comunicación

Es necesario contar con una plataforma de comunicación que sea escalable y que pueda ir creciendo según la demanda.

Se requiere el levantamiento de la red de recolección de datos dependiendo de la tecnología que se vaya a emplear por ejemplo si se emplea tecnología 4G es posible utilizar la red celular disponible, pero dicha forma de comunicación generaría un costo adicional por cliente este se debería de pagar a las empresas telefónicas, a gran escala representaría un costo elevado a la distribuidora y se debe optar por establecer su propia red de comunicación.

Se debe establecer una red de comunicación propia de la distribuidora, la cual como se ha observado en países que ya han implementado la tecnología, es la forma más eficiente, segura y confiable para una distribuidora, lo que respecta al manejo de datos que deben de ser confidenciales y estar disponibles en todo momento.

En la tabla IV, se hace un cuadro comparativo de los desafíos tecnológico que debe afrontar una distribuidora de energía, al implementar una red inteligente.

Tabla VI. **Desafíos de la tecnología de red inteligente**

Tecnología	Desafíos	Obligaciones
Acción de Auto Curación	Seguridad	Expuesto a ataques de internet (Spam, troyanos, virus etc.), problema de seguridad nacional.
	Confiabilidad	Falla durante desastres naturales, cortes del sistema y apagón total
Integración de Energías Renovables	Generación y Pronostico de energía eólica	Fuentes intermitentes de energía a largo plazo e impredecibles, flujo de energía no programado y despacho
	Optimización del Flujo de Potencia	Congestionamiento de líneas de transmisión y grandes inversiones
	Estabilidad del Sistema de Potencia	El desacoplamiento causa problemas de estabilidad del sistema, provoca una inercia reducida debido al alto nivel de penetración del viento.
Sistema de Almacenamiento de Energía	Costo	Costosos sistemas de almacenamiento de energía como Ultra condensadores, SMES, CAES, etc.
	Complejidad	Complejo módulo de diseño y redes.
	No flexibilidad	Diseños únicos para todas las redes individuales no facilitan la adaptación.
Motivación de los Consumidores	Seguridad	Malware, interceptación de datos, corrupción de datos, manejo ilegal de poder y contrabando.
	Privacidad	El intercambio de datos causa invasión de privacidad, suplantación de identidad, escuchas ilegales, etc.
	Sensibilización de los Consumidores	Corrupción y amenazas del sistema como problemas de seguridad y privacidad.
Confiabilidad	Automatización de Red	Necesidad de un sólido sistema de enrutamiento de datos, con una red segura y privada para una protección, control y comunicación confiable.
	Reconfiguración de la Red	Equilibrio de demanda de generación y estabilidad del sistema de potencia con complejidad de red.
Calidad de la Energía	Identificación de Perturbaciones	Perturbaciones de la red debido a fallas locales en redes, centros de carga o fuentes.
	Supresión de armónicos	Inestabilidad del sistema durante caídas, caídas o variación de voltaje, como sobretensión, bajo voltaje, parpadeos, etc.

Fuente: elaboración propia.

3.3. Integración del sistema

La sustitución de los medidores convencionales por los medidores inteligentes electrónicos genera una mayor conciencia en los consumidores sobre su consumo de energía, lo que les permite tomar mejores decisiones haciendo uso eficiente y reduciendo los desperdicios de electricidad, continuación se detallan algunos beneficios del usuario como del proveedor:

- Mayor conciencia y ahorro de energía: la información detallada en tiempo real proporcionada por los medidores sobre el consumo de energía instantáneo, promedio y pico permite a los clientes visualizar el impacto del uso de los aparatos eléctricos individuales. En caso de que las tarifas variables se apliquen por hora, los usuarios pueden adaptar su comportamiento y planificar sus actividades para reducir su factura mensual al cambiar el periodo de trabajo de algunos electrodomésticos a horas de menor actividad, cuando el costo de la energía este más barato. Los medidores inteligentes permiten la gestión de la micro generación de energía, y se pueden integrar con aplicaciones domótica para mejorar la automatización del hogar.
- Mejora de la precisión en la lectura y facturación del medidor: el MR permite una recolección frecuente de lecturas del medidor (es decir, intervalos de horas, media hora, cuartihoraria e incluso minutos); esto permite el cálculo de la factura de acuerdo con el consumo de energía real, y no como se realiza a veces con un sistema tradicional que se termina estimando la energía consumida por el cliente, mejorando la precisión en la lectura con este sistema ayuda al distribuidor y al cliente logrando una mayor satisfacción y menos quejas.

- Mejora en la calidad de servicio: la información individual sobre la calidad del servicio (por ejemplo, número y duración de interrupciones y desvío de voltaje), recopilada por los medidores permite a los operadores de la red mejorar la red de distribución y enviar penalizaciones por el ente regulador o molestias de los clientes que experimentan una mala calidad de servicio para evitar desconexiones.

3.4. Beneficios para los proveedores

La liberalización del mercado permitida por los medidores inteligentes incentiva a la competitividad y la diferenciación de los contratos y tarifas ofrecidos a los clientes.

- Opciones de fijación de precios más amplios: conocimiento detallado sobre la carga de los consumidores que permite a los suministradores designar impuestos variables y proponer ofertas personalizadas, posiblemente contemplando la demanda y oferta, así como también los servicios de administración de energía para mejorar la eficiencia del uso de la energía
- Reducción de los costos de personal: una facturación más precisa reduce los reclamos de facturación y la lectura remota del medidor reduce drásticamente el costo de enviar operadores a las instalaciones de los clientes. Ahorros en el envío de personal para los cortes de energía a usuarios que no pagan. Detección de fraudes por la caracterización de los consumos, se pueden realizar balances fácilmente, facilita la detección de fallas en la red.

- Mejora de la gestión de los mercados: los proveedores pueden optimizar las compras de energía al por mayor, de acuerdo con el consumo efectivo de los clientes, en vez de calcular el promedio con los perfiles de carga.

3.5. Beneficios para los operadores del sistema de distribución

La información proporcionada por los medidores inteligentes en relación con la calidad de la energía, fallas, interrupciones, mejora las capacidades de monitoreo de los operadores de distribución, lo que lleva a una mejor administración de la red de distribución de baja tensión lo que hace una red eficiente y continuo.

- Detección mejorada de fallas de red, pérdidas de energía y robo: los medidores inteligentes pueden detectar la presencia de fallas y cortes de energía y se informan automáticamente a través de la infraestructura de AMI. Los operadores de la red no dependen más solo de las señalizaciones directas de los clientes que experimentan una mala calidad de servicio, pueden despachar más eficazmente a sus equipos, lo que lleva a tiempos de restauración más rápidos. La información recopilada por los medidores inteligentes también ayuda a localizar posibles pérdidas de energía o robos.
- Gestión de activos de red mejorada: se pueden recopilar estadísticas sobre voltaje y fase de red, perfiles de carga, cargas pico y promedio para mejorar la estabilidad y la confiabilidad de la red y optimizar las operaciones de la red de distribución, permitiendo una planificación más eficiente de toda la infraestructura.

3.6. Beneficios para las empresas de medición

En la actualidad la mayoría de los distribuidores tienen ruta de lecturas de los medidores en campo esta es realizada por operadores de distribución, porque existen o la tendencia es introducir empresas de medición independientes, o sub contratadas, esto cambiará radicalmente al momento de implementar un sistema AMI, esto beneficiará en gran medida la toma de lectura y administración remotas automáticas del medidor, conexión y reconexión, reduciendo los costos de mano de obra para la lectura manual y obteniendo acceso físico a las instalaciones de los clientes.

3.7. Participación del usuario

La participación activa de los consumidores es la principal preocupación para el desarrollo de la red inteligente. Una red inteligente incorpora el equipo y el comportamiento de los consumidores en el diseño de la red, operación y comunicación. Un enlace de datos bidireccional permite a los consumidores un mejor control de la inteligencia, electrodomésticos y equipos en hogares y negocios.

A pesar de los desafíos en la participación del consumidor en implementaciones de redes inteligentes, falta de enlace de datos de comunicación bidireccional entre consumidores y servicios públicos, seguridad de los consumidores, confiabilidad de la autoridad de suministro, conciencia sobre el uso de dispositivos inteligentes de energía eficiente y administración de energía, compilación en el proceso de facturación y una gran inversión de capital para diseñar edificios inteligentes.

3.8. Automatización, protección y control

La automatización facilita la calidad del servicio de alto nivel y la potencia confiable tanto para el consumidor como para la distribuidora. Para los consumidores, la automatización significa recibir electricidad por hora, señales de precio y para el distribuidor, la automatización significa el enrutamiento automático del alimentador de distribución con fuentes de energía distribuidas en una emergencia.

En naciones en desarrollo como Guatemala, se requiere una inversión de millones de dólares con altas habilidades de diseño. La automatización, la protección y el control se beneficiarían de las utilidades operativas adecuadas de la red inteligente. Red de distribución compleja, falta de sensores y actuadores satisfactorios, retraso en el enlace de comunicación, envejecimiento de los dispositivos, etc., son algunos de los desafíos a los que se enfrenta la red eléctrica de Guatemala.

3.9. Dispositivos electrónicos inteligentes

Los dispositivos electrónicos inteligentes (IED), son los contadores multipropósitos basados en la electrónica de potencia que se utilizan en las redes inteligentes existentes. Los IED reciben datos de sensores y equipos de potencia y pueden emitir comandos de control, como disparar interruptores de circuito si detectan anomalías de voltaje, corriente o frecuencia, o subir y bajar niveles de voltaje para mantener el nivel deseado. A diferencia de otros dispositivos de medición, los IED pueden realizar la conversión de medición electromagnética a estática, las adquisiciones rápidas de datos y su gestión con datos de comunicación.

3.10. Plataformas de manejo de información

En todo el mercado mundial de electricidad, un número creciente de servicios públicos son implementados y se pretende aprovechar la tecnología inteligente de medición. En muchos casos, los plazos planificados para el despliegue son muy agresivos, correspondiente con el ritmo dictado por el gobierno, regulaciones y objetivos de emisiones.

Una de las principales consecuencias de implementar la tecnología de medición inteligente, es que da como resultado un flujo de datos de varias magnitudes mayor que cualquier esquema de medición tradicional. Este volumen de datos incrementado no solo fluirá hacia la utilidad de administración, sino que también se podrá transferir hacia y desde minoristas de terceros para su procesamiento en transacciones de mercado nuevas y modificadas.

3.10.1. MDMS Sistema de manejo de información de medidores

La necesidad de gestionar estos datos y, posteriormente, transformarlos en inteligencia empresarial procesable, crea desafíos para las empresas que implementan la medición inteligente.

Para enfrentar estos desafíos, se utiliza un sistema de gestión de datos de medición (MDMS), este proporciona a las distribuidoras una solución crítica para el negocio, para así poder almacenar, validar, agregar y procesar grandes volúmenes de datos, en preparación para la facturación, liquidaciones y otras obligaciones de presentación de informes y reconciliación. En algunos mercados, también habrá requisitos para la entrega oportuna de datos

agregados al mercado y un MDMS puede ayudar a las empresas a cumplirlos bien.

- Elementos principales

La arquitectura específica de un MDMS depende del entorno de software proporcionado por el vendedor y las características de cada uno de los servicios únicos. En su núcleo una MDMS se compone de varios elementos que son comunes a todos estos sistemas, y están diseñados para facilitar funciones predefinidas.

- Estas funciones incluyen en:

- Un repositorio centralizado de datos para lecturas de medidores.
- Adaptadores a los sistemas de recolección que permiten que los datos brutos recopilados de los medidores inteligentes se carguen en el MDMS, al tiempo que se habilitan los controles.
- El medidor leyó los componentes de administración para validar, estimar, editar (VEE), y aplicar la lógica comercial específica de la utilidad o de regulación a las lecturas de los medidores.
- Un motor, para calcular el consumo de energía, la demanda y otros factores determinantes de la factura.
- Adaptadores se enlazan a redes, sistemas que consumen datos de medidores procesados, como facturación, liquidaciones, previsión de carga, administración de activos y portales web de clientes.

El marco de evaluación de la capacidad MDMS de cinco niveles.

Para ayudar a las empresas a obtener rendimientos óptimos de sus inversiones en contadores inteligentes y ayudarlos a lograr un alto rendimiento. Actualmente se ha desarrollado un marco de evaluación de capacidades de MDMS.

El marco consiste en un enfoque de cinco niveles hacia la evaluación de las capacidades de desempeño, puede ayudar a las empresas a desarrollar una visión optimizada de los beneficios de implementar MDMS, junto con la huella técnica y funcional de sus sistemas de información del cliente, medidor inteligente y las iniciativas de modernización de redes inteligentes.

Para facilitar un enfoque estructurado para la evaluación de las capacidades de MDMS, se ha alineado el marco a lo largo de las dimensiones de alcance técnico / funcional/ sofisticación. Las dos dimensiones no pretenden ser preceptivas ni interdependientes.

Las implementaciones específicas pueden llegar a un nivel superior. Niveles de madurez en una sola dimensión en función de su nivel de sofisticación en ese eje y los impulsores de negocio que abordan. En general el nivel de madurez relacionado con una implementación de MDMS, debe estar alineado con la etapa de implementación, del programa de implementación de la infraestructura de medición avanzada general (AMI).

3.10.1.1. Procesos de lectura comercial e industrial (C & I) en efectivo

Durante varios años, las distribuidoras han estado ejecutando aplicaciones similares a MDMS, históricamente, las razones para usar estas aplicaciones incluyen la habilitación de procesos de medición a distancia, para grandes

clientes, la previsión de programas de carga para regiones de servicios y la realización de funciones de liquidación para transacciones en el mercado mayorista.

Sin embargo, existen desafíos al usar aplicaciones existentes en estas áreas. Uno de los desafíos es que los cálculos de tarifas y facturas implican una sobrecarga significativa en términos de costo y esfuerzo, requiriendo la administración de back-office de múltiples (entre dos y cuatro), canales de uso de intervalos altamente granulares y datos de demanda. Estos datos incluyen la recopilación, el almacenamiento y el cálculo de determinantes complejos de facturación.

Al mismo tiempo, las empresas que utilizan aplicaciones existentes para funciones de tipo MDMS pueden encontrar que enfrentan desafíos, adicionales a partir de la introducción de nuevas tarifas, cambios regulatorios que extienden la huella de clientes medidos por intervalos y/o limitaciones en sus sistemas existentes.

Hasta la fecha, los MDMS se han utilizado en gran medida para gestionar volúmenes bajos de grandes clientes con medidores de intervalos y tasas complejas.

AMI ofrece un gran volumen de datos de intervalo, con diferentes tasas y regulaciones y es poco probable que el MDMS existente sea suficientemente escalable o flexible, para manejar este cambio. Por todos estos motivos, las empresas pueden optar por implementar un MDMS específico para las actividades relevantes.

Tarifas residenciales de medidor a efectivo, elección del cliente, conservación y reducción de la demanda:

Una de las razones más convincentes para implementar un MDMS para soportar un programa de infraestructura de medición inteligente, es su capacidad para aplicar potencialmente procesos de medición de intervalos a grandes volúmenes de lecturas residenciales. Por ejemplo, esta capacidad permite tiempo de uso residencial, precio punto crítico (CPP), y otras tasas de conservación. La misma capacidad permite la gestión de datos de perfil de carga masiva o selectiva, así como los procesos de medición de distintos tipos de clientes. Algunas de las consideraciones específicas que llevan a los distribuidores a adoptar un, D,S incluyen:

3.10.1.2. Separación de intereses

La separación de un MDMS proporciona la separación de preocupaciones en la arquitectura de aplicaciones de una utilidad. El MDMS puede manejar todas las responsabilidades relacionadas con los datos del medidor y puede servir como un punto único para toda la información actual e histórica del uso del medidor, estableciendo así procesos consistentes para publicar datos del medidor a los usuarios de la información dentro de la empresa.

3.10.1.3. Validación, estimación y edición

El componente usa algoritmos configurables basados en reglas para validar los datos del medidor. Proporciona datos reales del medidor o a la mejor estimación posible. Los datos no validos se pueden analizar más a fondo para identificar las causas de raíz de cualquier problema, lo que permite la

representación estandarizada, la coherencia y la calidad de los datos relacionados con una clase dada de consumidores.

3.10.1.4. Servicio al cliente

MDMS permite a las empresas distribuidoras a involucrar a sus clientes, responder con precisión a las consultas de facturación, mejorar la satisfacción del cliente y allanar el camino para mayores tasas de retención de clientes. También puede permitir que los servicios públicos eduquen a los clientes sobre sus patrones de uso de energía, los costos asociados y los impactos ambientales y pueden ayudar a fomentar una cultura de consumo de eficiencia y conservación energética. Los portales web de los clientes se utilizan comúnmente para proporcionarles a los clientes datos agregados sobre el consumo de energía, información detallada sobre intervalos y la información de facturación actualizada.

3.10.1.5. Cálculo de los determinantes de la factura

Las aplicaciones MDMS a menudo incluyen capacidad para calcular factores determinantes de la factura para el precio fijo, el tiempo de uso y el precio máximo crítico/ reembolso máximo crítico (CPP/ CPR) tasas.

3.10.1.6. Tendencias emergentes

Las tendencias emergentes, como la respuesta a la demanda y la generación distribuida, introducen complejidades potenciales en la administración y facturación de datos de medidores que pueden ampliar las capacidades requeridas de las implementaciones de MDMS. Por ejemplo, la

necesidad de apoyar los programas residenciales de respuesta a la demanda, pueden requerir la capacidad de evaluar la participación del cliente usando:

- Información de evento de respuesta de demanda
- Anulación de control de carga del cliente informado por dispositivos en el hogar.
- Cálculos de referencia del cliente utilizando sofisticadas metodologías que comparan una cantidad similar de noventa días ajustados por clima.
- Comparaciones con la línea de base.

Los programas de generación distribuida también requerían capacidades adicionales. Permitir que los hogares, las granjas y las empresas generen su propia energía a partir de fuentes renovables como la eólica, el agua, solar y la biomasa agrícola, y distribuir cualquier exceso de electricidad a la red, para obtener el crédito requerido:

- La capacidad de medir y almacenar en al menos dos canales de intervalo de energía, datos (valores de importación y exportación), para todos los clientes.
- Medición neta (al consumidor se le factura uso neto de energía durante los diferentes niveles).
- Sofisticada validación y rutinas de estimación que cuentan para las importaciones de energía de los clientes (y pueden acomodar redes negativas, uso de energía en un intervalo).
- Asociación de precios de generación, tarifas a cuentas de clientes.
- La capacidad de realizar funciones de liquidación neta (por la energía entregada a la red utilizando una tarifa de generación separada).

Las empresas cuyos motores comerciales incluyen facturación, el servicio al cliente y análisis de eficacia para sus programas de respuesta a la demanda y generación distribuida, también pueden considerar una implementación adecuada de MDMS para proporcionar estos beneficios.

Medición inteligente, recopilación de datos, servicios y proceso de servicio al cliente.

Infraestructura de medición inteligente, gestión de datos operacional, almacén de datos.

Los datos de AMI le brindan información de utilidad para desbloquear un mayor valor. Esta información solo está disponible y puede usarse, si la utilidad tiene un almacén de datos totalmente funcional y accesible. Este requisito es un factor clave detrás de muchas implementaciones de MDMS, como parte de las iniciativas de medición inteligente.

La información proporcionada abarca no solo el uso de la energía eléctrica en intervalos, sino también el estado, los eventos y las alarmas. Incluso utilidades en regiones como una implementación MDMS provincial o central, por ejemplo, una única implementación MDMS para toda la jurisdicción reguladora, como un departamento, distribuidor o país que proporciona un depósito de datos común, cálculos determinantes de facturas y presentación de uso del cliente para todos los servicios públicos y clientes en la jurisdicción, se han beneficiado de la visibilidad operacional y las eficiencias logradas a partir de sus propios datos de infraestructura de medición inteligente.

Uno de esos beneficios es la capacidad de controlar y actuar sobre la salud y alterar la información informada por los medidores inteligentes. Habilitar

dicha funcionalidad para todas las utilidades generalmente estaría más allá del alcance de una implementación central de MDMS.

La habilitación de esta funcionalidad para todas las utilidades suele estar fuera del alcance de una implementación de MDMS central.

La creación de mayores eficiencias en los procesos de servicio de campo, es el siguiente paso lógico para implementar un almacén de datos operacional. Ejemplos de la eficiencia, ganancias disponibles, incluyen la integración con sistemas de administración de pedidos de servicio y el envío de campos, por ejemplo, para investigar una advertencia de batería baja notificada por un medidor inteligente, y la capacidad de optimizar los procesos de cuando los clientes mueven las instalaciones de las últimas lecturas en el almacén de datos operacionales / MDMS para la inicial.

3.10.2. Agregación de recolección de medición inteligente

Además de administrar datos de medición de energía para medidores inteligentes, un MDMS también puede proporcionar una colección de adaptadores e interfaces, para integrar múltiples sistemas de infraestructura de medición inteligente que usan diferentes tecnologías y formatos de datos.

Esta característica desacopla efectivamente las aplicaciones posteriores de la infraestructura de medición automatizada, lo que permite la integración de las nuevas tecnologías a medida que surgen y el desmantelamiento de las tecnologías antiguas sin estar restringidas a la implementación de un único proveedor o AMI. Esto significa que los consumidores de las salidas de datos AMI pueden usar el MDMS como una interfaz única y consistente en los diversos sistemas AMI, con datos presentados de manera estandarizada. Por

ejemplo, en Canadá, una utilidad ha adoptado una implementación de almacén de datos operacionales/ MDMS para garantizar que cualquier dato, antes de ser informado al MDMS provincial o central, haya sido:

- Validado usando las reglas especificadas por las especificaciones del operador de la red eléctrica independiente.
- Convertido al formato independiente de datos del medidor del operador de sistemas eléctricos.
- Normalizado para contenido, (ejemplo, Representación de tiempo y unidades de ingeniería).

Este uso de MDMS como un almacén de datos operacional para la agregación de colecciones, ha ayudado a la utilidad a lograr un control más estricto sobre la calidad y la coherencia de los datos informados por varios sistemas de proveedores. La identificación temprana de problemas de calidad de datos (como un alto número de lecturas, pérdidas y otras anomalías), ha permitido a la utilidad intentar la solución antes de que los datos sean informados al operador del sistema eléctrico independiente y se presenten a los clientes.

3.10.3. Gestión de datos

La gestión de cobranza se refiere a la capacidad de un MDMS para proporcionar capacidades sofisticadas como el arbitraje de lectura, el rechazo de datos, la agregación de datos, la programación y el acuerdo de nivel de servicio (SLA), en múltiples cabeceras y sistemas de infraestructura de medición inteligente. Este es un beneficio clave de las implementaciones de MDMS en términos de alcance técnico, particularmente cuando las

distribuidoras esperan implementar múltiples sistemas de medidores inteligentes, para cubrir su territorio o su área de concesión.

3.11. Operaciones de medición inteligente y gestión de la infraestructura

A continuación, se describen las Operaciones de medición inteligente y gestión de la infraestructura.

3.11.1. Automatización de procesos bidireccionales

El contenido de las redes de infraestructura de medición inteligente bidireccional, el MDMS a menudo actúa como enrutamiento y un componente de gestión, para implementar los procesos bidireccionales requeridos. Una implementación común de esta capacidad a menudo incluye la integración de “encendido-apagado” procesa en una utilidad usando una combinación de procesos manuales y medidores inteligentes con un interruptor de desconexión de conexión remota integrada (RCD). En este caso, una vez que un sistema de información del cliente determina que la energía del cliente se debe apagar, se puede implementar un MDMS para determinar, dependiendo el tipo de medidor, si el encendido/ apagado requiere una orden de servicio de campo, o se puede ejecutar directamente a través de los sistemas de infraestructura de medición inteligente.

En el caso de los sistemas de infraestructura de medición inteligente múltiple, el MDMS también juega el papel de abstraer el proceso comercial de los detalles de implementación específicos, por ejemplo, cuando el sistema de infraestructura de medición inteligente requiere que se lea el medidor después

de la operación del interruptor de RCD, para verificar el estado de RCD. Otros ejemplos de automatización de procesos habilitados por MDMS incluyen:

- Lecturas bajo demanda iniciadas por el servicio al cliente
- Pings de interrupción
- Configuración de medidor inteligente y gestión de actualización de firmware.
- Organización de eventos de respuesta a la demanda y gestión.
- Supervisión de excepciones, informes y gerencia.

El MDMS puede suscribirse a eventos, mensajes de estado, alarmas y alertas de la infraestructura de medición automatizada para proporcionar monitoreo en tiempo real de la red y dispositivos de campo. La información provista puede generar una idea de los problemas operacionales, la salud de los dispositivos y el análisis de las tendencias operacionales, por ejemplo:

- Uso de los eventos de salud del medidor informados para enviar a los técnicos de medición al campo y revisar las tendencias que pueden indicar problemas de calidad con un lote o tipo de medidor particular.
- Detección de sabotaje y robo de indicadores de inclinación “inesperados”.
- Análisis de los indicadores de interrupción momentánea informados por los medidores en un alimentador de distribución o secundarios para identificar la necesidad de recortar la vegetación.
- Integración con sistemas de detección de intrusos para notificar una posible violación de seguridad en la red de infraestructura de medición inteligente, (como el acceso no autorizado en la sonda óptica del medidor).

- Cálculo y reporte de confiabilidad, índices de interrupción del medidor inteligente e información de restauración.

3.11.2. Interfaces basadas en estándares

Dada la estrecha integración y dependencia de la automatización de procesos para facilitar muchas de las capacidades de nivel 4, un MDMS compatible con estándares con interfaces IEC 61968/CM o Multispeak, para sistemas empresariales, que brinde abstracción de la especificidad del proveedor, puede ser un componente clave de la arquitectura empresarial general, lo que ayuda a garantizar la flexibilidad y la extensibilidad a lo largo de la vida del programa.

3.12. Habilitación de red inteligente

Como las distribuidoras se esfuerzan por optimizar sus operaciones mediante el despliegue de nuevas tecnologías de redes inteligentes, el MDMS puede convertirse en un componente vital para permitir su viaje a la red inteligente. El controlador que permite que MDMS desempeñe esta función es el conjunto de capacidades mejoradas en torno a la recopilación de datos, el almacenamiento, el análisis y el soporte de decisiones que hacen posible los dispositivos inteligentes en la red.

Existen varios factores que pueden hacer que una empresa considere implementar una red inteligente que habilite MDMS para respaldar una solución de administración de datos de red inteligente. Estas incluyen:

3.12.1. Integración de generación distribuida

Si bien, las pequeñas cantidades de generación distribuida no tendrán un impacto importante en la red de distribución, algunos desarrollos pueden resultar en una propagación generalizada y/o concentración de la generación distribuida en la red de distribución. Estos incluyen programas que permiten a hogares, granjas y empresas generar su propia energía a partir de fuentes renovables y enviar el exceso de electricidad a la red para obtener crédito y la eventual adopción masiva de vehículos eléctricos enchufables, que pueden actuar como recursos de generación distribuida durante los periodos pico.

Estos diversos recursos de generación distribuida suelen utilizar tecnologías basadas en inversores. Las grandes concentraciones definidas por algunos estudios de la industria 3.4. Como más de 10 por ciento de las instalaciones con servicio en un alimentador o la programación de generación distribuida en alimentadores rurales de baja densidad, pueden dar lugar a una variedad de problemas en torno a la calidad de energía, incluida sobretensión, bajo voltaje, desequilibrio de voltaje de fase, cambios repentinos de voltaje, armónicos excesivos, fluctuaciones de frecuencia y enclavamiento involuntario.

Si bien el diseño sólido de la red eléctrica puede reducir o eliminar la mayoría de estos problemas, la empresa distribuidora tendrá que mantener la visibilidad de las fuentes de generación distribuida en la red, al tiempo que monitorea constantemente la red de distribución en busca de voltaje, calidad de energía, frecuencia y otros instrumentos.

El MDMS puede almacenar datos de medición relacionados con la generación distribuida, incluidos los perfiles de carga, los periódicos de inactividad y la calidad de los datos de suministro. Este tipo de información

puede ser utilizada por otros sistemas externos para calcular el análisis y la correlación de datos, proporcionando valiosos insumos para la mejora de las operaciones de la red.

3.12.2. Integración de la respuesta a la demanda

La integración de la respuesta a la demanda como un recurso requerirá la capacidad de coordinar la comunicación de eventos de respuesta a la demanda, funciones de monitoreo, medición y verificación. También puede demandar capacidades adicionales, como:

- Análisis predictivo de los niveles de participación esperados en un alimentador para respaldar las operaciones de distribución, mediante el cambio temporal de un subconjunto de clientes a otro alimentador, durante una interrupción planificada o para administrar la carga máxima esperada sobre la base de un pronóstico del tiempo.
- Análisis predictivo de la capacidad disponible para cada programa de respuesta a la demanda para respaldar la capacidad de la empresa de ofertar demanda-respuesta, como un recurso en los mercados mayoristas de capacidad, energía y servicios auxiliares.
- Dispositivo de red inteligente y gestión de configuración.

Cada vez más empresas de servicios públicos están examinando como la red de medidores inteligentes puede actuar como la red de comunicaciones necesaria, para crear e implementar una red de distribución más inteligente. Los nuevos dispositivos, como los transformadores y los medidores alimentadores, se están convirtiendo en elementos integrales de las implementaciones de redes inteligentes. Las empresas también pueden necesitar rastrear dispositivos

en el hogar, como termostatos e interruptores de control de carga, que pueden no ser los activos de la utilidad, y sus ciclos de vida como parte de dispositivos y configuraciones. Se espera que muchos de esos nuevos dispositivos sean capaces de configurar remota y reprogramación.

Estos requisitos introducen nuevos desafíos operacionales significativos en la forma en que las empresas administran la configuración y el ciclo de vida de estos activos. El despliegue de equipos de monitoreo de red, tales como medidores de transformadores y medidores de alimentación, también requerirá que las empresas de servicios públicos mantengan información precisa sobre la jerarquía de la red de distribución. Por ejemplo, las empresas de servicios necesitarán soporte de aplicaciones, para realizar un seguimiento de los medidores de transformador y sus puntos finales de servicio.

Ninguna de las capacidades destacadas anteriormente es parte de los sistemas de administración de activos tradicionales. Un MDMS que trabaje en conjunto con un sistema de administración de configuración/ firmware del dispositivo, puede ayudar a las empresas eléctricas a cerrar la brecha entre sus estados “tal como son” y “por venir”.

3.13. Administración avanzada de activos

La administración avanzada de activos es la capacidad de administrar el estado operativo y el rendimiento de los activos en la red de distribución.

Al combinar la información sobre la topología de la red de distribución con datos de nuevos dispositivos de red inteligente, como medidores de transformadores, sensores de bajo voltaje y de voltaje medio (medidores alimentadores), y datos medidos de medidores inteligentes y sensores de rejilla,

las empresas pueden desarrollar una amplia gama de monitoreo, aplicaciones analíticas y de visualización. En combinación, estas aplicaciones proporcionan al centro de control de distribución un grado de conciencia situacional mucho más elevado. Los grupos de planificación del sistema de distribución también pueden usar la misma información para lograr una serie de beneficios. Estos incluyen la comprensión de las características operativas (como la carga, las pérdidas, el desequilibrio de fase y la utilización), de los activos de la red de distribución, la optimización de la utilización de los activos, existentes y la posibilidad de diferir el gasto de capital para nuevos activos.

Un MDMS con la capacidad de rastrear los activos de la grilla, la jerarquía de red y los datos reportados por los dispositivos de grilla debe ser una parte más de la arquitectura de grillas inteligentes y de la solución general para aplicaciones avanzadas de administración de activos.

3.13.1. Extensibilidad

En el contexto de la arquitectura empresarial de red inteligente, el MDMS puede no ser la única solución para implementar todas las aplicaciones analíticas de red inteligente. Sin embargo, lo importante es que el MDMS desempeña un papel de habilitación para estas funciones. Desde una perspectiva técnica, este rol implica que el MDMS necesita ser un sistema abierto con modelos de datos inspirados en modelos de información común (CIM, e interfaces bien definidas y que cumplan con los estándares para que los desarrolladores de programas de aplicaciones de terceros, puedan interconectarse fácilmente.

4. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO CON IMPLEMENTACIÓN AMI

4.1. Diferenciación de tarifas

A continuación, se da una detallada descripción de la diferenciación de tarifas.

4.1.1. Tarifas prepago

Para la adición de tarifas prepago se instalan medidores que posean la capacidad de conexión y desconexión remota; así mismo dichos medidores deben estar conectados a la base de datos de la empresa distribuidora, para que la desconexión se haga de manera remota, y de igual manera se haga la reconexión remota a través del medidor, la forma de recargar dichos medidores se debe de poder realizar a través de cualquier medio de banca electrónica, para que el cliente tenga disponibilidad inmediata al realizar una recarga de energía eléctrica.

Tal como se mencionó en el primer capítulo en Guatemala a partir del año 2018 ya se aprobaron las tarifas prepago, dicha tarifa fue aprobada en la literal d del inciso 23 de la resolución 153-2018 bajo el nombre:

Baja tensión simple pre-pago

4.1.2. El medidor prepago

El medidor prepago debe registrarse primero en la computadora central o System Master. La estación y sus datos se distribuyen a todos los puntos de venta antes de que el cliente pueda comprar electricidad en esas estaciones expendedoras. Existe la posibilidad de elegir entre medidores trifásicos y monofásicos y el uso de tokens magnéticos o numéricos desechables para transferir el crédito. El medidor de prepago dispensa electricidad y disminuye el crédito según las unidades (kwh), utilizadas. Si no se ingresa crédito adicional el medidor prepago antes de que se agote el valor almacenado, el medidor prepago desconectará el suministro a los aparatos del cliente. La conexión solo es posible cuando se ha comprado más crédito y se ingresó en el contador prepago.

4.1.2.1. Tipos de medidores prepagos

Existen diferentes tipos de medidores prepago, entre los cuales se tienen:

4.1.2.1.1. Medidor eléctrico monofásico integrado (ISP)

El medidor monofásico integrado (ISP ED) es un medidor de electricidad de forma prepago compacto, de dos cables y basado en teclado, en una carcasa compatible con el enchufe dispensador de electricidad de base común estándar de ESKOM (Meter Mate, 2012). Este medidor es el más adecuado para una nueva conexión y se puede intercambiar directa y fácilmente con medidores de prepago de base comunes de otros fabricantes aprobados, que usan la configuración de base común. La interacción del usuario con el medidor y el acceso a la información del medidor tales como una advertencia de bajo

nivel de crédito, el consumo de energía, el estado del contactor de cargar, entre otras; dicha información están disponible usando el teclado y la pantalla LCS.

El medidor ISP ED se basa en la especificación ESKOM, que requiere un medidor de prepago que se puede instalar en una base común estándar y enchufable. Este concepto asegura una instalación simple y procedimientos de reemplazo. El medidor es el teclado basado, totalmente compatible con STS y compatible con los algoritmos de cifrado STS de 20 dígitos. El medidor tiene una amplia gama de registros de información a los que se puede acceder fácilmente presionando el botón de información en el teclado y luego ingresando el número de registro. La base plug-in que también cumple con las especificaciones de ESKOM, permite la puesta en servicio del medidor debe separarse de la instalación del cableado, lo que agrega flexibilidad y comodidad de instalación.

4.1.2.1.2. El medidor trifásico integrado (ISP)

El medidor trifásico integrado (ISP) es un medidor de forma prepago basado en teclado 100 amperios por fase de cuatro cables en una carcasa compacta de BS. El medidor es adecuado para entornos residenciales, comerciales y de industria ligera. El medidor también cuenta con un indicador de diagnóstico dedicado que muestra el estado de la comunicación a la unidad de interfaz de cliente remota opcional (CIU).

Esta valiosa ayuda visual ayuda al técnico de campo a validar la instalación y determinar los tipos de fallas probables. El medidor cuenta con una gran pantalla personalizada y también presenta una serie de características

estándar el software Meter Mate, que incluye la capacidad de operar como un medidor de prepago o en el modo de medición de crédito.

Como característica estándar, el medidor trifásico ofrece un puerto de comunicaciones ópticas compatible con IEC 62056-21. Esto le permite a la utilidad acceder a una variedad de información almacenada dentro del medidor, y subirla a una unidad de mano.

El medidor tiene dos partes, el medidor de prepago y la unidad de interfaz de prepago y la unidad de interfaz de cliente. El medidor está conectado a la unidad de interfaz del cliente mediante un cable de comunicaciones de dos núcleos hasta una distancia de 130 metros. Funciona independientemente de la unidad de interfaz del cliente y generalmente se instala en un gabinete seguro y cerrado fuera de la casa del consumidor.

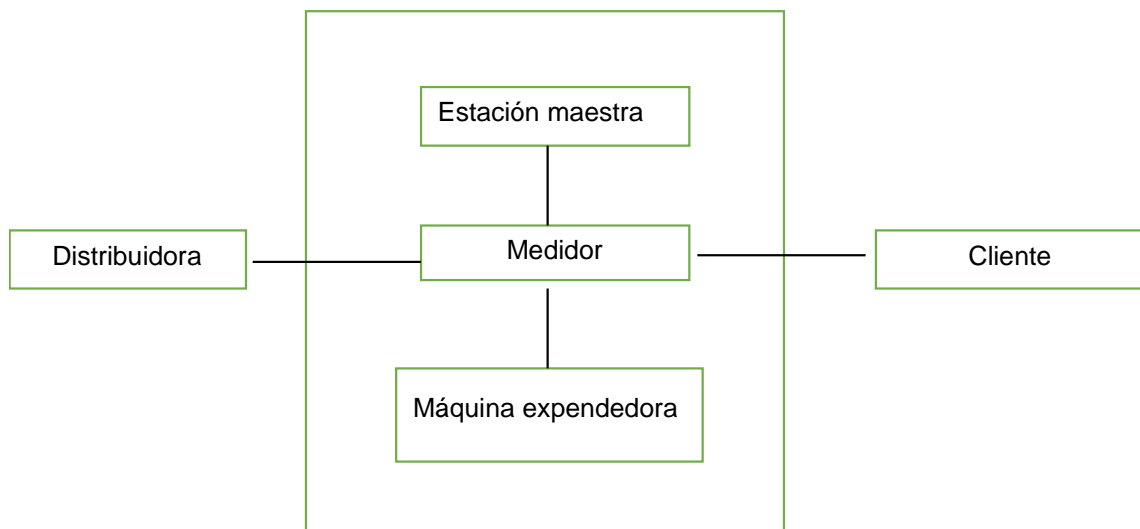
La unidad de interfaz del cliente es compacta con un teclado y pantalla fáciles de usar. Se puede instalar un teclado local opcional y una pantalla en el medidor en la fabricación. El medidor también cuenta con un indicador de diagnóstico dedicado, que permite el estado de la comunicación con la unidad de interfaz del cliente. El medidor contiene una funcionalidad de control de carga y descriptación de tokens críticos. Funciona de manera independiente y es inmune a cualquier forma de alteración en la interfaz de la unidad del cliente.

El medidor generalmente se instala fuera del hogar en un recinto seguro y cerrado, el medidor debe tener sus precintos de seguridad tal y como se manejan actualmente, debe estar instalado en el límite de la propiedad privada y pública tal y como lo menciona las normas técnicas actuales. Esto facilita una fácil inspección por parte de la distribuidora en cualquier momento y reduce la posibilidad de fraude por cualquier alteración.

La única modificación a la instalación actual es la unidad de interfaz del cliente que estará instalada dentro de la casa del consumidor en una ubicación conveniente o según lo decida el. La interfaz de comunicaciones puede soportar picos de tensión de 6kV; sin embargo, las líneas de comunicación están conectadas a la tierra en el medidor para protección adicional en la unidad de interfaz del cliente.

La figura 21 muestra la relación entre el medidor prepago con la utilidad, el cliente, la máquina expendedora y la estación maestra.

Figura 20. **Esquema básico de medidor prepago**



Fuente: elaboración propia.

Es un sistema con muchos subsistemas interrelacionados como se muestra en la figura 21. Cada uno de estos subsistemas tiene un papel que

desempeñar. El medidor registra cuanta energía eléctrica ha estado consumiendo el cliente del total entregado por la utilidad distribuidora mientras que la estación maestra asegura que el cliente, tenga la cantidad correcta de electricidad que se le vendió a través de la máquina expendedora, máquina y administra todo el sistema.

4.1.3. Ventajas de los medidores prepagos

Ventajas para el cliente que tiene instalado un medidor de prepago:

Entre las ventajas podemos mencionar algunas, con la salvedad que el usuario final puede sacarle mucho más provecho, para mencionar algunas como:

- Hay una gestión presupuestaria efectiva
- El uso de electricidad está controlado
- Conveniencia de compra a través de puntos de venta distribuidos.
- No hay costo por desconexión y reconexión (cobro depende de la distribuidora, pero depende del cliente esto se puede evitar realizando sus pagos a tiempo para evitar la desconexión
- Ayuda a volverse consciente de la energía haciendo uso eficiente de ella.
- Visualización del crédito restante
- No estar de pie en largas colas por que las gestiones son en línea o en varios puntos de venta.

4.1.4. Tarifas por banda horaria

En una medición inteligente se debe de poder discriminar los consumos del cliente en las 3 bandas vigentes en Guatemala, estas son:

- Banda valle: es la banda que se mide a partir de las 22:00 Hrs a 06:00 Hrs, la cual es donde existe la menor demanda de energía eléctrica por lo tanto la energía es más barata en dicha banda.
- Banda intermedia: es la banda que se mide a partir de las 6:00 Hrs a 18:00 Hrs es donde existe una demanda constante de energía eléctrica, menor a la demanda en punta y se tiene un precio intermedio entre las otras dos bandas
- Banda punta: es la banda que se mide a partir de las 18:00 Hrs a 22:00 Hrs, durante este periodo existe la mayor demanda de energía eléctrica, por lo tanto el precio de la energía en dicha banda es más elevado.

Dicha forma de tarifa incentiva al cliente a realizar actividades que se puedan realizar en otra banda o postergarlas para ahorrar económicamente en su factura de energía eléctrica, así mismo la distribuidora logra con dichos incentivos suavizar la curva de demanda diaria existente, y crear un mercado de energía eléctrica más estable a lo largo del día, la distribuidora también podrá realizar contratos de compra de energía con los generadores a los mejores precios del mercado para beneficio del usuario final.

4.1.5. Precios en tiempo real

La idea principal de un programa de precios en tiempo real RTP (Real time pricing, por sus siglas en inglés), es brindar al cliente acceso a la fluctuación del precio de la electricidad antes mencionada.

El esquema de RTP se podría diseñar de varias maneras diferentes. Una forma simple, que se propone es facturar al cliente por hora por toda la

electricidad que el cliente uso durante esa hora. Esto podría generar que la alta volatilidad en el precio de la electricidad aumente el costo total de electricidad. Para reducir la ansiedad, algunos programas de RTP permitirían al cliente pagar un precio fijo por parte de su consumo (consumo de línea base), y cualquier consumo superior al que se factura, de acuerdo con el precio en tiempo real.

Un aspecto importante con respecto al diseño de un esquema de RTP es la diferencia de tiempo entre el anuncio del precio a los clientes y el consumo real. Un retraso prolongado p. usar el precio diario, daría como resultado un precio que refleje menos exactamente la demanda/ oferta, lo que puede resultar en una mayor necesidad de equilibrar la energía. Un retraso más corto daría como resultado una mejor reflexión de la demanda/oferta, pero con más dificultades, para que el cliente planifique su consumo de electricidad, porque debe pronosticar el precio de la electricidad para el día siguiente.

Se han realizado varios estudios sobre precios en tiempo real (RTP), en diferentes países. Portugal, España, Estados Unidos, Singapur y en los países nórdicos (Europa septentrional). La mayoría de los estudios indican que RTP tendría un impacto significativo en el pico de demanda, incluso para el sistema de energía con baja elasticidad del precio y la demanda. Muchos de estos estudios suponen un breve intervalo de tiempo entre el anuncio del precio y el precio implementado o algún tipo de respuesta del cliente. Participaciones de los clientes en el mercado spot, ya sea en sus propios propietarios o por un agente representativo de modo que se pueda alcanzar el equilibrio, entre la oferta y la demanda sin aumentar la necesidad de equilibrar el poder. La mayoría de los esquemas RTP disponibles hoy anuncia los precios con un día de anticipación.

Al diseñar el programa RTP para que el precio del cliente se base en el precio del mercado diario, se puede reducir el pico total del sistema de energía para cada área y/o la cantidad de generación de electricidad renovable, que podría integrarse al sistema de energía y ser incrementado. En los países nórdicos, las áreas de precios son grandes. Suecia está dividida en cuatro áreas diferentes, el pico del sistema total de energía no necesariamente en todas partes, en cada área y ciertas partes del sistema de potencia pueden experimentar un aumento de la demanda máxima.

Además, la infraestructura técnica, la medición y la comunicación, necesariamente para los programas de RTP es extensa. Aunque alrededor del 95% de todos los medidores en Suecia pueden manejar la medición por hora, solo alrededor del 29 % tiene la posibilidad de almacenar sus lecturas en una base de datos, que es necesariamente para un programa RTP.

Una forma de evitar posibles problemas de nivel local del sistema de energía es usar precios diferentes para diferentes áreas, es decir, área industrial y residencial, o combinar el RTP con otras medidas.

4.1.6. Tarifa de punto crítico (CPP *critical peak pricing*)

En el sistema de energía, el costo total del sistema de energía depende en gran medida de la demanda máxima en el sistema de energía, porque el sistema de energía está diseñado para manejar la demanda máxima, tanto en relación con la capacidad de transmisión y generación. El número de horas durante un año en el que el sistema eléctrico está restringido suele ser bastante bajo y, al reducir la demanda durante estas horas, el costo total del sistema podría reducirse, para lidiar con el pico de demanda, se encontró un programa de respuesta a la demanda denominado precio máximo crítico (CPP).

La idea de CPP es ofrecer a los clientes tarifas de electricidad reducidas en circunstancias normales, mientras que el minorista tiene la posibilidad de aumentar tarifas de electricidad durante algunas horas cada año cuando la demanda total de energía es alta. Las horas de CPP suelen ser la misma para toda la región, pero con los avances en la tecnología de medición, CPP también podría basarse en la demanda máxima en un sistema de distribución eléctrica local. Una desventaja principal con CPP es que el número de horas para aplicar el CPP es limitado durante un año.

4.2. Eficiencia energética local

La eficiencia energética es una práctica que tiene como objetivo reducir el consumo de energía. La eficiencia energética es el uso eficiente de la energía, de manera de optimizar los procesos productivos y el empleo de la energía, utilizando lo mismo o menos para producir más bienes y servicios.

4.2.1. Curvas de capacidad

Históricamente, el sistema de energía ha sido diseñado con grandes plantas de generación centralizada donde la generación siguió la demanda de electricidad. Partes de la generación que se está instalando hoy en día se basa en fuentes intermitentes, que generalmente son más pequeñas y más geográficamente distribuido en el sistema de potencia. Para abordar los desafíos que surgen de estos cambios, como se mencionó anteriormente, la administración del lado de la demanda puede jugar un papel importante.

Los programas de gestión del lado de la demanda se pueden dividir en general en tiempo (basado en el precio), y programas basados en incentivos. La idea detrás de la demanda basada en el tiempo o basada en el precio. La

respuesta en que un cliente cambia su consumo de electricidad en respuesta a cambios en precios de la electricidad.

El programa de respuesta a la demanda basada en incentivos separado de la tarifa de electricidad minorista y puede ser ofrecido por el operador de la red o los servicios públicos. Sin embargo, desde la perspectiva del cliente, tanto los programas basados en el tiempo como los basados en incentivos son de naturaleza económica.

4.2.2. Respuesta a la demanda basada en incentivos

Los programas de respuesta a la demanda basados en incentivos suelen basarse en incentivos económicos y a menudo, no están incluidos en las tarifas eléctricas. Esta sección describe algunos de los programas disponibles de hoy en día. Además de los programas descritos a continuación, se ha propuesto otra alternativa que involucra la participación del cliente en el mercado eléctrico, como demanda, respuesta a la demanda de emergencia, mercado de capacidad y mercado de servicios auxiliares, aunque estos últimos aún no están disponibles en este país, sería conveniente que se realizaran estudios previos a cualquier implementación.

4.2.3. Control de carga directa (DLC *direct load control*)

La idea de DLC es compensar económicamente a los clientes si ofrecen a cambio el control para apagar de forma remota algunas de sus cargas eléctricas para equipo de corriente alterna, durante contingencias en el sistema de medición avanzado, existen algunos inconvenientes, por ejemplo, dado que no se realizan mediciones, todos los clientes que participan en el programa son compensados, aunque el dispositivo no estaba en uso incluso antes de la

contingencia. Cuando la carga se conecta de nuevo, la demanda de potencia puede aumentar debido a la capacitación de carga en frío y es posible que se necesiten medidas adicionales, como la reconexión controlada.

5. CONTROL INTELIGENTE Y SISTEMA DE MONITOREO DE RED

5.1. Telecomunicación

Lo fundamental de la transformación de la red inteligente es el uso de inteligencia de redes de comunicación o la implicación de la tecnología, de la información y la comunicación con los sistemas, como la plataforma que permite la instrumentación de la red, el análisis y el control de las operaciones de servicios de energía eléctrica desde la generación de energía hasta la comercialización, y desde la transmisión y distribución hasta el comercio minorista.

Los desafíos de las telecomunicaciones en redes inteligentes, son la evaluación de la confiabilidad, seguridad y disponibilidad, recopilación de datos, el almacenamiento, el diseño de la arquitectura y sistema de supervisión físico y cibernético, seguridad, defensa de amenazas y control de acceso, es un área donde se necesita de un grupo disciplinario para poder integrar todo el sistema de información.

5.2. Calidad de energía

Es la capacidad de un sistema de potencia para operar cargas sin dañarlas o perturbarlas. Se encuentra principalmente enfocada a la calidad del voltaje en los puntos de acoplamiento común y a la capacidad de cargas, para operar sin perturbar o reducir la eficiencia del sistema de energía, una propiedad principal pero no exclusiva.

Los problemas de calidad de energía se clasifican ampliamente en dos categorías a saber. Variaciones y eventos. Como el advenimiento de los circuitos basados en electrónica de potencia, es parte esencial de las redes inteligentes, la calidad del poder deber ser analizado. Los desafíos técnicos de la calidad de la energía, como el análisis de la descarga de nuevos dispositivos conectados en la red inteligente y su asignación, medición de índices de calidad de energía, voltaje reducido, soporte y gran problema de caída de tensión, sistema de transmisión débil, falta de conciencia en los consumidores y el alto costo de los métodos de mitigación, son las principales preocupaciones.

5.3. Flicker

Es la función visual en la intensidad de la luz como resultado de las fluctuaciones del voltaje (1-10 Hz). Este es causado principalmente debido al efecto de sombreado del microgenerador que considera 1-2Hz y la operación de conmutación, que causa la fluctuación de potencia tanto en la parte activa como en la reactiva. Dicho efecto ocasionado por la implementación de microgeneración en una red inteligente debe de ser mitigado mediante la correcta normalización de dichos generadores, para disminuir dicho efecto en la red.

5.3.1. Armónicos

En las redes inteligentes con micro generación habilitada debido a la alta presencia de generadores electrónicos de potencia, si estas no son normalizadas puede generar niveles no aceptables de armónicos en la red de distribución.

En su mayoría los armónicos son básicamente generados por generadores de velocidad variable con convertidores de potencia como un volante de inercia y turbina eólica de velocidad variable completa. Dicho efecto en micro redes inteligentes puede ser mitigado siendo monitoreado por la norma IEC 61400-21, recomienda la medición de la emisión de armónicos solo para turbinas de velocidad variable. Es obligatorio que el contenido armónico de la corriente de suministro, es decir ITHD, debe ser menor al 5 %, para el suministro, voltaje menor a 69kV y 2,5 % para voltaje de suministro mayor a 69 kV según IEEE STD-519-1992.

5.4. Curva de caracterización de carga

Las empresas distribuidoras pueden usar las capacidades de monitoreo de voltaje de AMI para mejorar la efectividad de los controles automatizados para la administración de voltaje y de potencia reactiva, particularmente para los programas de reducción de voltaje de conservación (CVR). El monitoreo de voltaje es la capacidad del medidor inteligente para medir los niveles de voltaje y ciertos parámetros de calidad de energía que las empresas distribuidoras pueden usar, para desarrollar perfiles de voltaje precisos en las líneas de alimentación en todo el sistema.

Por ejemplo, los medidores inteligentes se pueden usar para medir transitorios y armónicos de corriente; esta característica se activa con mayor frecuencia para los clientes industriales que operan maquinaria, motores y equipos rotatorios sensibles. Los datos sobre voltajes se pueden usar para diagnosticar problemas de voltaje del cliente de forma remota y determinar si el problema está relacionado con el sistema de distribución o si son factores que ocurren dentro de las instalaciones del cliente. Los datos de tensión son procesados por el DMS y pueden ser utilizados por los operadores de la red,

para desarrollar modelos de sistemas de distribución y optimizar los voltajes a través de la red.

5.5. Voltaje mejorado y administración de energía reactiva

Con la supervisión inteligente del voltaje del medidor, los operadores de la red pueden evaluar las condiciones de voltaje y garantizar que las operaciones mantengan los niveles de voltaje dentro de los límites aceptables. Varios proyectos SGIG lograron esto. Los beneficios de estas prácticas incluyen pérdidas de línea reducidas y demandas máximas, mejoras en los factores de potencia y ahorro de energía. Los controles y el monitoreo de voltaje brindan a los distribuidores de energía eléctrica, otra opción de recursos para administrar las operaciones de la red, controlar los costos y mantener balances de oferta y demanda adecuados.

Las utilidades SGIG que prueban el monitoreo de voltaje y las aplicaciones de administración de potencia reactiva a menudo usan capacitaciones AMI junto con tecnologías y sistemas DA. Los resultados del proyecto específicos para esas tecnologías DA se informan por separado y con mayor detalle en *Automatización de la distribución: resultados del Programa SGIG*

El monitoreo de voltaje proporciona otro flujo de beneficios útil para incluir en el análisis de caso de negocios de las inversiones AMI. Dado que se usa junto con otras tecnologías y sistemas de redes inteligentes como sensores de línea, reguladores de voltaje y bancos de condensadores automatizados, pueden ser difícil estimar el valor incremental de AMI al evaluar inversiones en controles automatizados de voltajes y administración de potencia reactiva. Las empresas de servicios están desarrollando herramientas para el análisis de datos para respaldar dicho análisis, lo que no sería posible sin los datos de

voltaje de las implementaciones de AMI en las subestaciones y alimentadores afectados.

Las capacidades de monitoreo de voltaje están disponibles en las implementaciones de medidores inteligentes, pero no todas las utilidades las están utilizando actualmente. Antes del programa SGIG, el caso comercial para CVR con medidores inteligentes no era claro. La continua demostración de los beneficios de CVR por parte de las principales empresas de servicios públicos y la creciente adopción en el mercado DER, probablemente genere interés en las empresas de servicios públicos en las tecnologías y sistemas de monitoreo y control de voltaje. Incluso si no se utilizan al inicio de las implementaciones de AMI, las utilidades pueden habilitar esta capacidad cuando están listas para avanzar con controles automáticos para la administración de voltaje y de energía reactiva.

5.5.1. Detección de fallas locales

Históricamente, los lectores de medidores o el personal de las distribuidoras detectaron el robo de electricidad, al identificar cambios anormales en el uso de electricidad durante largos periodos. Se sabe que los clientes hacen todo lo posible para robar electricidad, a menudo entrando o intentando pasar por alto los contadores.

En muchos casos, las personas que manipulan los medidores corren el riesgo de quemarse, electrocutarse o incluso morir. Aunque solo un pequeño número de clientes suele involucrarse en la manipulación y robo de electricidad. Forbes informó en 2013 que el robo de electricidad asciende alrededor de \$ 6 mil millones anuales, lo que convertiría a la electricidad en el tercer artículo más robado después de los datos de tarjetas de crédito y automóviles. Mediante la

implementación de AMI y MDMS tienen sistemas que emiten alarmas o notificaciones cuando se identifican irregularidades en la actividad de consumos.

Las nuevas capacidades para la detección de sabotaje y robo a través de implementación AMI mejoran la recuperación de ingresos y costos. Las empresas distribuidoras pueden mejorar la recaudación de ingresos y la recuperación de costos de las capacidades de detección de robos mejoradas, la identificación de medidores defectuosos y el registro de medidores previamente no registrados (y por lo tanto no abandonados). Los beneficios adicionales incluyen ahorros de horas de trabajo, menos despliegue de camiones y menos tiempo para encontrar infractores.

En promedio, las empresas confirmaron las detecciones de sabotaje 951, con seis empresas que informaron más de 1,000 incidentes y dos servicios que confirmaron más de 5,000 incidentes (de 29 proyectos informando). Una utilidad identifico 600 medidores mal configurados.

CenterPoint Energy una empresa de distribución en USA, aumento las recaudaciones de ingresos en más de \$ 4,5 millones del 2012 al 2014 a partir de la identificación de medidores lentos, medidores no registrados y robo de electricidad.

La detección de sabotaje también crea nuevos desafíos técnicos para varias empresas que enfrentan un aumento en los costos de detección de manipulación cuando las falsas alarmas requieren investigaciones de campo. Varias empresas de servicios ahora están trabajando para desarrollar mejores análisis de datos, para diferenciar los incidentes de robo reales de los muchos eventos diferentes que pueden desencadenar alarmas de manipulación. El

análisis de datos se puede usar para reducir el número de falsos positivos y las programaciones de trabajos innecesarios.

AMI se convierte en un aspecto esencial de las actividades de restauración de servicios y operaciones para los muchos proyectos de distribución en baja tensión. Los datos del medidor inteligente permiten que estas utilidades reduzcan los costos y aumenten la efectividad de las operaciones de administración de interrupciones.

Los medidores inteligentes con detección y notificación de interrupción transmiten automáticamente una notificación de “último suspiro” cuando se pierde la energía del medidor. Los medidores inteligentes permiten la interrupción automática y la notificación de restauración, que anteriormente tenía que verificarse por teléfono o llamada de servicio. Las alertas del medidor permiten a los operadores de la red identificar ubicaciones de interrupción y enviar equipos de reparación a lugares más precisos donde se necesitan.

La alerta incluye el número del medidor y una marca de tiempo que indica la ubicación del medidor y la hora de la interrupción. Los medidores inteligentes también pueden transmitir notificaciones de “encendido” a los sistemas de cabecera o al operador de red cuando se restablece la energía. Esta información se puede usar para administrar de manera efectiva los esfuerzos de restauración del servicio y ayudar a asegurar que no haya ocurrido ningún otro corte, antes de que los equipos de reparación sean desmovilizados. Las empresas de servicios públicos pueden “hacer ping” en contadores inteligentes en áreas afectadas por interrupciones, para evaluar los límites de interrupción y verificar cuando se ha restaurado la energía a clientes específicos.

AMI habilita diferentes funciones de administración de interrupciones, pero complementarias de las habilitadas por las tecnologías actuales, AMI supervisa las interrupciones en el medidor del cliente para ayudar a las empresas a evaluar y caracterizar eventos de interrupción, mientras que las tecnologías convencionales monitorean interrupciones en alimentadores y subestaciones y en algunos casos, ayuda a automatizar la restauración de energía en alimentadores y subestaciones. Las funciones de administración de interrupciones AMI se combinan de manera efectiva, particularmente cuando AMI está integrado con DMS.

Ubicación de corte más precisa para respaldar la restauración rápida.

AMI permite a las empresas de servicios públicos identificar las interrupciones más rápidamente y enviar la reparación de manera más precisa, reduciendo así la duración de las interrupciones y produciendo menores costos de interrupción y menos inconvenientes para los clientes. Además, las consultas remotas del medidor acortan los tiempos de restauración del servicio identificando las interrupciones “anidadas”, un problema eléctrico que se “enmascara” por una interrupción mayor. En estas situaciones que generalmente siguen a eventos climáticos severos, los equipos de reparación arreglan problemas obvios y creen que se ha restablecido la energía en un área completa.

Antes de AMI, los equipos de reparación normalmente salían en este punto, sin darse cuenta del problema eléctrico secundario hasta que los clientes afectados por el apagón anidado llamaran para quejarse. La consulta del medidor remoto puede evitar los retrasos de restauración asociados con la identificación de interrupción anidada.

AMI reduce las horas de trabajo y el despliegue de camiones asociadas con el diagnóstico y la restauración de cortes o fallas. En el pasado, los clientes llamaban a una línea directa para notificar a la distribuidora de una interrupción o falla en la red. Una vez que se realizó la reparación, la distribuidora asumió que todos los clientes en el alimentador o transformador asociado habían recuperado su energía. En las interrupciones a gran escala, esto a menudo es una suposición incorrecta que da lugar a llamadas de quejas y de los clientes. Debido a que en un sistema AMI podemos verificar el estado del medidor sin la necesidad de personal en campo.

Las empresas que se enfrentan a eventos climáticos severos y regulares e interrupciones inducidas por tormentas tienen mayores incentivos para usar AMI, para la administración de interrupciones o fallas en la red, sin embargo, en Guatemala debido a ciertos accidentes automovilísticos provocan fallas a la red.

No todos los servicios están en condiciones de asumir los desafíos e integrar AMI con OMS, DMS, SCADA, GIS y otros sistemas de operaciones de distribución. Si bien las alertas de “ultimo-suspiro” y las capacidades de medición de contadores están disponibles para todas las implementaciones de medidores inteligentes, existen problemas de integración de sistemas para hacer un uso completo de ellas.

5.6. Intercambio de información de interrupción mejorada y notificación al cliente

Una vez que los datos de AMI se han procesado e integrado con CIS, OMS y GIS, el personal de la distribuidora tiene accesos a datos más precisos y oportunos sobre interrupciones y actividades de restauración de servicios. Las nuevas herramientas de software y las capacidades de mapeo aumentan la

conciencia situacional general cuando ocurren interrupciones y permiten a los operadores de red proporcionar a los clientes, los primeros respondedores, los funcionarios locales y los medios informativos mejor información, para mejorar los niveles de satisfacción del cliente y la coordinación con las agencias gubernamentales y el público.

Se podría utilizar GIS con datos de medidores inteligentes para crear mapas detallados de interrupciones y en algunos casos, publicaron estos mapas en sitios web de servicios públicos, para mantener informados a los medios públicos y locales sobre el progreso de restauración del servicio. El ping del medidor permite a los operadores realizar un seguimiento del proceso de informar a los equipos de reparación de los clientes, que aún no tienen electricidad. Toda esta información mejora de manera medible la detección y procedimientos de restauración de interrupciones, reducen los costos, aceleran las reparaciones, acortan las duraciones de las interrupciones y reducen los costos e inconvenientes de la interrupción del servicio al cliente.

5.7. Control de potencia activa

Las unidades generadoras de una red inteligente están en constante comunicación con el MDMS y cuando existe una alta demanda se tiene disponibilidad para generar energía eléctrica; por lo tanto funcionan normalmente con la máxima potencia utilizando la información disponible, así mismo existe un algoritmo de seguimiento y se establece si dicho generador permanece conectado a la red, incluso si la demanda del sistema disminuye.

El control de potencia activo (real), se usa para controlar la frecuencia del sistema al cambiar la potencia inyectado en la red. La producción de energía generada debe ser controlable, para evitar la sobrecarga de las líneas de

transmisión, evitar grandes pasos de tensión y corrientes de arranque durante el arranque y apagado de la unidad generadora y mantener la seguridad y estabilidad de la red eléctrica.

El control de potencia activa, puede implementarse en lo siguiente:

- Dependiendo de la frecuencia del sistema
- Durante el periodo posterior a la falla, la velocidad a la que se está aumentando la potencia no debe de causar sobretensiones en el sistema.

5.8. Control de potencia reactiva

Los micro generadores con generadores de inducción necesitan de un soporte de energía reactiva. El control de la potencia reactiva se utiliza para generar unidades que suministran la potencia reactiva retardada o principal en el punto de conexión de la red. El consumo de potencia reactiva del sistema, puede causar mayores pérdidas, sobrecalentamiento y degradación de las líneas. Los generadores de inducción doblemente alimentada y los micro generadores basados en generadores sincrónicos, no tienen ninguna restricción con respecto a la potencia reactiva.

Los requisitos de los códigos de red para la potencia reactiva, apoyan que el factor de potencia se mantenga en el rango especificado.

5.9. Detección y protección antifraude

Para una distribuidora en un proyecto AMI con Control inteligente y sistema de monitoreo de red entre otros beneficios busca reducir el índice de

pérdidas de energía, tanto técnicas como las no técnicas, para las técnicas logra determinar sobrecargas en los equipos, que sectores necesita un conductor de mayor capacidad o cuales están sobre dimensionados, para las no técnicas puede realizar varios análisis en tiempo real, entre ellas tenemos los siguientes:

5.9.1. Método físico

El método físico, es el método más directo para detectar fraudes en la red eléctrica. En la red eléctrica tradicional, los clientes obtienen electricidad “gratuita” evitando pasar por un medidor. La distribuidora desarrollo una serie de métodos físicos para manejarla, incluida la video vigilancia, el monitoreo de sensores, la inspección humana, etc. Estos métodos todavía se emplean en la red inteligente.

El empleo de varios métodos físicos, incluyendo el sistema de monitoreo de sensores, el sistema de video vigilancia, el sistema de control y el sistema de actuador. Las cámaras equipadas con drones se utilizan para monitorear las líneas eléctricas y reportar cualquier anomalía. El personal de vigilancia es necesario para examinar la anomalía reportada.

Estos métodos físicos monitorean la red inteligente desde el exterior. En consecuencia, algunos métodos físicos se utilizan para mejorar la fiabilidad desde el interior de la red. Estos métodos se enfocan en mejorar la calidad de las líneas eléctricas, mejorar la robustez de los transformadores o emplear medidores avanzados. Típicamente los métodos físicos son costosos e ineficientes ya que se necesitan dispositivos de monitoreo y recurso humano.

5.9.2. Método basado en sistema de detección de intrusiones (IDS)

Los sistemas de seguridad típicos propuestos para la red inteligente incluyen:

- AMDS
- SCADA
- Amilyzer

Son sistemas de detección de intrusiones (IDS), que apuntan a problemas de seguridad generales, diseñados para detectar pérdidas no técnicas.

El nombre completo de SCADA es el control de supervisión y el sistema de adquisición de datos. Como su nombre lo indica, la función de SCADA es monitorear, interactuar y controlar procesos industriales y distribución que previenen posibles colapsos y fallas.

5.9.3. Método basado en perfil

Otro método típico empleado para detectar pérdidas no técnicas es el análisis del perfil del usuario que incluye extracción de características, aprendizaje automático, extracción de datos, reconocimiento de patrones, etc. El análisis del perfil de usuario se basa en analizar el uso de electricidad de los clientes y generar perfiles para ellos. La generación de perfiles requiere grandes volúmenes de datos históricos, para generalizar las características comunes de los clientes normales, así como los clientes anormales.

El aprendizaje automático para detectar pérdidas no técnicas. Los autores crean un proceso de descubrimiento de conocimiento para clasificar a los clientes. Al principio se usa una gran cantidad de datos en base de datos para extraer características clave y crear perfiles. Luego, entran en una red neuronal para clasificar a los clientes según sus características. El primer paso del esquema es la agrupación basada en tipo de usuario. Los clientes que tienen perfiles similares se clasifican en la misma categoría. El segundo paso es construir una matriz de información y calcular las distancias euclidianas entre los centros de distribución. El tercer paso es identificar clientes anormales y el criterio es una distancia más larga. Además del requisito de datos, el inconveniente del análisis del perfil del usuario es que es vulnerable a las variaciones causadas por la estación, el clima, los viajes y otros cambios temporales. Estas variaciones causan una alta tasa de falsos positivos en los métodos basados en el análisis del perfil del usuario.

5.9.4. Método basado en la comparación

Se proponen algunos métodos basados en la comparación para detectar pérdidas no técnicas. La idea básica es la instalación de medidores en un transformador y posterior a este se asocian todos los medidores que se encuentran alimentados por dicho transformador. Los medidores inteligentes se dividen en algunos grupos y cada medidor puede estar en más de un grupo. En tiempo real se puede realizar la comparación entre la energía medida en el transformador y la energía total medida en cada uno de los clientes; cuando existe una diferencia mayor a las pérdidas técnicas se utiliza una inspección visual para la determinación del tipo de pérdida no técnica.

El punto débil de dicha comparación es que no es eficiente en la detección de múltiples contadores anormales, y el número de inspectores necesarios es

casi la mitad de la cantidad de medidores. Por lo tanto, no es rentable. La idea básica de cómo se detecta una anomalía es la poda de árboles binarios; el MDMS construye un árbol binario que tiene los medidores como hojas en el árbol. Los nodos sin hoja son nodos virtuales que indican una inspección en los nodos de hoja en el subárbol. La inspección va desde la raíz hasta las hojas, podando ramas normales, y finalmente identifica el nodo anormal.

5.9.5. Método estadístico

En términos generales, el método estadístico pertenece a la familia del método matemático. Sin embargo, generalmente se menciona por separado. Los métodos estadísticos típicos utilizados para detectar pérdidas no técnicas en países desarrollados incluyen Optimum-Path Forest (OPF), red de Bayes, árbol de decisión, etc. Un modelo estadístico se construye para detectar pérdidas no técnicas. La idea detrás del modelo es la disponibilidad de datos de clientes durante la cual se analiza la probabilidad de diferentes comportamientos, incluido el comportamiento normal, el comportamiento probable de fraude y el comportamiento de fraude grave. La idea básica es la estimación y los valores reales. Los métodos estadísticos imitan el proceso de toma de decisiones de los especialistas en mantenimiento.

6. HABILITACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Para evitar el costo de almacenamiento de energía de la red, se puede usar el concepto de red inteligente, donde la medición inteligente puede condicionar la curva de demanda (gestión de la demanda), para que coincida con la curva de generación disponible, ofreciendo tarifas más bajas. Por el contrario, se pueden incorporar dispositivos de almacenamiento de energía adecuados con este sistema de generación, para almacenar energía y luego descargar para proporcionar energía de vuelta a la red, que cuando las fuentes de generación de energía convencionales están fuera.

Los siguientes son algunos de los principales dispositivos de energía de almacenamiento de energía que se prefieren, para ser utilizados en la instalación de almacenamiento de energía y una investigación optimizada se realiza para una operación eficiente y confiable.

6.1. Micro red

Una micro red incluye recursos de energía distribuida (DER), (fotovoltaica aerogeneradores pequeños, pilas de combustible, motores de combustión interna, microturbinas, etc.) dispositivos de almacenamiento de energía distribuida (volantes, inductores, superconductores, baterías y cargas).

Los DER se pueden dividir en dos grupos principales: maquinas rotativas convencionales DER acopladas (por ejemplo, un generador de inducción accionado por una turbina eólica de velocidad fija), y fuentes DER acopladas

con el inversor (por ejemplo, células fotovoltaicas, de combustible, entre otros). Almacenamiento distribuido de energía, los dispositivos pueden cargarse con el exceso de potencia y posteriormente se descargan, para cubrir el déficit de energía. Por lo tanto, ayudan a mejorar la confiabilidad de la microred se logra hacer más eficiente y económico. El almacenamiento de energía se conoce como dispositivos de respuesta rápida. También previenen la inestabilidad transitoria y participan para controlar el voltaje y la frecuencia de la micro red proporcionando una reserva de equilibrio que varía desde un tiempo corto.

El diagrama de una Microred que incluye muchos sistemas: PV, una velocidad variable generador de viento, pila de combustible, microturbina y un sistema de almacenamiento de energía de la batería. Cada recurso de energía distribuida se interconecta con su bus correspondiente a través de un convertidor de energía electrónica. La microrred está conectada a la red ascendente en el punto de acoplamiento común (PCC). La potencia se proporciona desde un bajo voltaje (LV). red de transmisión, a través de un transformador de subestación. La microrred funciona con dos modos: el modo conectado a la red y el modo en isla.

En el modo conectado a la red, el PCC está cerrado y la microrred está conectada a la red principal el cual puede intercambiar energía con la red principal. Cuando ocurre una falla aguas arriba, para aislar la perturbación, el interruptor en PCC se puede abrir para desconectar la microrred. Por lo tanto, la microrred puede continuar operando en lo que se llama modo en isla.

Dos modos de funcionamiento de la micro red se pueden definir de la siguiente manera:

- Modo conectado a la red: la micro red (MG), está conectada a la red ascendente.

El MG puede recibir total o parcialmente la energía de la red principal (dependiendo del reparto de poder). Por otro lado, el exceso de potencia puede enviarse a la red principal (cuando la producción total excede el consumo).

- Modo Isla: cuando la red ascendente tiene una falla o hay algunas acciones planificadas (por ejemplo, para realizar acciones de mantenimiento), la MG puede moverse sin problemas a la operación en forma de isla. Por lo tanto, la MG opera de manera autónoma, se llama modo isla, de manera similar a los sistemas de energía eléctrica de las islas físicas.

El funcionamiento de la microrred puede depender de intereses conflictivos entre las diferentes partes interesadas involucradas en el suministro de electricidad, como operadores de sistemas/redes, propietarios de DG, operadores DER, proveedores de energía, etc., así como clientes u organismos reguladores. La operación óptima de la microrred se basa en aspectos económicos, técnicos o aspectos ambientales.

6.2. Normas actuales de almacenamiento de energía

Actualmente en Guatemala no existen normas que regulen o permitan el almacenamiento de energía eléctrica en una red de distribución; se debe de reformar las normas, para que sea posible la utilización de medios de almacenamiento y habilitar una microrred inteligente con una dependencia

menor de grandes generadores, aunque como país se tiene una variedad de tecnología en la generación la cual hacen estable el parque generador.

6.3. Almacenamiento en baterías

Ha sido la forma más común de almacenamiento de energía para la red. En este método, la energía eléctrica de la red se convierte en corriente directa y se almacena en una batería. Entonces, la energía almacenada se recupera a través del mismo sistema convertidor para alimentar la red.

Aunque es muy conveniente con una alta eficiencia de ciclo (típicamente 90 %), el almacenamiento de la batería es posiblemente el más caro (típicamente \$ 0,1/kWh). La batería de plomo-acido ha sido utilizada extensamente, pero, recientemente, las baterías de NiCd, NaS, Li-ion y de flujo (como el redox de vanadio) están encontrando a favor. Por ejemplo, General Electric (GE), instaló una batería de plomo-acido de 10 MVA en la red de Southern California Edison en 1988. ABB instaló el almacenamiento de batería más grande del mundo en Fairbank, Alaska en 2003, que usa una batería de NiCd con una capacidad de 27 MW por 15 minutos. Las baterías de flujo tienen una respuesta rápida y pueden ser más económicas en el almacenamiento a gran escala.

6.4. Almacenamiento en volante de inercia (FW)

En el almacenamiento en volante de inercia, la energía eléctrica de la red se convierte en energía mecánica a través de un convertidor de alimentación-sistema de conducción (que funciona en modo de conducción), que carga una rueda de inercia, y luego la energía es recuperada por el mismo sistema de accionamiento que funciona en modo de generación. El FW se puede colocar al

vacío o en medio H₂, y se puede usar un cojinete magnético para reducir la pérdida de energía, se puede usar acero o material compuesto en FW para resistir una gran fuerza centrífuga debido a la alta velocidad.

El almacenamiento FW es más económico (\$ 0.05/ kWh) y ha sido utilizado pero el almacenamiento mecánico tiene las desventajas habituales.

6.5. Almacenamiento de ultra capacitadores

Un UC (también llamado super condensador o condensador eléctrico de doble capa) es un dispositivo de almacenamiento de energía como un condensador electrolítico (EC), pero con una densidad de almacenamiento de energía (Wh o 0,5CV²/kg) tan alta como 100 veces mayor que la de los capacitores estándar. Los UC están disponibles con clasificación de bajo voltaje (típicamente 2,5 V) y valores de capacitores de hasta varios miles de faradios.

Las unidades se pueden conectar en serie- paralelo para mayor voltaje y mayores valores de capacitancia. El Wh/kg de UC es bajo comparación con el de una batería (generalmente una relación de 6:120 para una batería Li-ion, la densidad de potencia (W/kg), de UC es muy alta, y puede pasar una gran cantidad de energía a través de él sin causar ningún deterioro. En el estado actual de la tecnología, los UC todavía son costosos para almacenamiento de energía a granel.

6.6. Almacenamiento en hidrógeno

El gas H₂ se puede utilizar como medio de almacenamiento de energía a granel y luego se usa en FC o se quema como combustible en el motor IC. Esta idea ha generado el concepto reciente de economía de hidrógeno, es decir, H₂

como fuente de energía limpia en el futuro. Como se mencionó anteriormente, el H₂ puede generarse fácilmente a partir de fuentes esporádicas abundantemente disponibles como el viento, PV y almacenarlo como gas comprimido o licuado con combustible de alta densidad de masa.

Se puede generar también de combustibles de hidrocarburos con secuestro subterráneo de gas de CO₂ indeseable. La eficiencia energética general del ciclo del almacenamiento de H₂ puede ser de 50 % a 60 %, que es menor que la batería o PSP.

6.7. Almacenamiento en aire comprimido (CAES)

CAES es otro método de almacenamiento de energía de la red, donde la electricidad generada fuera de temporada o es utilizada, para comprimir y almacenar bajo tierra. Cuando la demanda de electricidad es alta, el aire comprimido se calienta con una pequeña cantidad de gas natural y luego se quema en turbo expansores para generar la electricidad. El sistema CAES ha sido utilizado en Europa.

El desarrollo e implementación del sistema de almacenamiento de energía eléctrica podría impulsar cambios innovadores en el diseño y operación del sistema de energía eléctrica. Esto facilita los problemas de carga pico, la estabilidad eléctrica, la eliminación de perturbaciones en la calidad de la energía, etc. Las plantas de energía también están actualmente equipadas con tales sistemas.

Tabla VII. **Beneficio técnico económico de almacenamiento de energía en una red de distribución**

Beneficio técnico	Soporte de voltaje de red
	Soporte de frecuencia de red
	Estabilidad angular (transitoria) de la cuadrícula
	Nivelación de carga
	Reserva en volantes de inercia
	Mejora de la calidad de energía
	Fiabilidad de potencia
	Mejora a través de soporte
	Compensación de carga desequilibrada
Beneficio financiero	Aumento de ingresos del de almacenamiento a granel
	Aumento de ingresos de la capacidad de generación central
	Aumento de ingresos de servicios auxiliares
	Aumento de ingresos para acceso de transmisión
	Cargos de demanda reducidos
	Reducción de pérdidas financieras relacionadas con la confiabilidad
	Aumento de los Ingresos por generación local

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. Actualmente se tiene un sistema de medición convencional que refleja únicamente los consumos de energía activa y reactiva y se factura con una única lectura mensual de los consumos del cliente, y debido a la tecnología empleada actualmente no se tiene acceso a tarifas diferenciadas al ser usuario regulado, debido a falta de medidores inteligentes y toda su plataforma para la comunicación y el manejo de datos.
2. Se comprobó que la tecnología necesaria para implementar un proyecto AMI es sustituir los medidores convencionales por medidores inteligentes, con capacidades de comunicación y establecer una red de comunicación propia de la distribuidora o utilizar protocolos de comunicación que utilicen red celular, manejo de la información rápida y segura.
3. Quedan demostrados que los desafíos técnicos son el cambio del parque de medidores, debido al volumen de clientes con lo que cuentan las distribuidoras y que actualmente no existen medidores inteligentes en la red, y si se implementa una red de comunicación propia de la distribuidora, se debe de instalar colectores para la comunicación con los medidores.
4. Que las aplicaciones útiles para la distribuidora son la implementación de tarifas diferenciadas, tarifas prepago, control y monitoreo de la red, detección de fallas, mejora en la calidad de energía suministrada,

monitoreo de calidad de energía, conexiones y desconexiones remota, disminución en el empleo de capital humano para verificaciones en campo y toma de lectura para su facturación.

5. Se sabe entonces que el usuario regulado tendría acceso a elegir la tarifa que mayor se ajuste a sus necesidades, para darle el uso eficiente de energía eléctrica en su hogar y con el apoyo del monitor en el hogar, puede optar a tarifas prepago, y monitorear constantemente la calidad de energía recibida.
6. El implementar las micro redes inteligentes se puede habilitar sistemas de almacenamiento locales, que a través del centro de control permite una respuesta al cambio de demanda más inmediata y localizada, así mismo es posible monitorear la calidad de energía y determinar fallas para una atención más eficiente.
7. Se determinó que los métodos óptimos para almacenar energía en una red de distribución son baterías, volante de inercia, ultra capacitores, hidrógeno y aire comprimido, que se adaptan más a una respuesta inmediata a disponibilidad de energía, cuando esta sea demandada.

RECOMENDACIONES

1. La implementación de un proyecto piloto AMI para evaluar la forma más eficiente de proceder con la implementación, y mediante el mismo definir los proveedores de los medidores inteligentes, y de las plataformas de comunicación
2. Realizar un estudio económico sobre los distintos protocolos de comunicación existentes para determinar el más viable económicamente para la distribuidora, porque al implementar un protocolo sobre la red celular representa un costo de cada usuario; sin embargo, si se implementa un protocolo fuera de la red celular la distribuidora debe de instalar colectores y absorber el mantenimiento de la red celular.
3. Evaluar la modificación de las normas actuales de almacenamiento de energía debido a que con la implementación de proyecto AMI, permite obtener un control sobre cada micro generador lo que permite una respuesta inmediata al cambio de demanda; mejorando la calidad de energía.
4. Realizar un estudio económico sobre los tipos de medidores a utilizar y definir la funcionalidad del medidor, porque el costo de los medidores inteligentes es mayor a un medidor convencional y se debe evaluar el tiempo de retorno de la inversión sobre los nuevos medidores.
5. Para la implementación de un proyecto AMI, un equipo multidisciplinario para definir el equipo tecnológico a utilizar, definir los sistemas de gestión

de redes, interrupción de gestión del sistema (OMS), sistemas de gestión de datos de los contadores (MDMS), y la socialización a los usuarios y empleados de las mismas distribuidoras y otros.

BIBLIOGRAFÍA

1. Asociación Guatemalteca de Ingeniería Estructural y Sísmica. *Normas de seguridad estructural de edificios y obras de infraestructura para la República de Guatemala*. Guatemala: AGIES, 2010. 75 p.
2. Bossart, S.J.; Bean, J.E. *Metrics and benefits analysis and challenges for Smart Grid field projects*. Texas, EEUU.: Energytech IEEE, 2011. 6 p.
3. CABRERA SEIS, Jadenón Vinicio. *Guía teórica y práctica del curso de cimentaciones*. Trabajo de graduación de Ing. Civil. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1994. 155 p.
4. *Central Electricity Authority*. [en línea]. <http://www.cea.nic.in/reports/electricity_act2003.pdf>. [Consulta: 20 de agosto de 2018].
5. *Central Electricity Authority Volt*. [en línea] <http://www.cea.nic.in/reports/yearly/energy_generation_10_11.pdf>. [Consulta: 21 de agosto de 2018].
6. Central Electricity Regulatory Commission. *Terms and conditions for tariff determination from renewable energy sources regulations*. India: Ministry of Power, 2009. 204 p.

7. GONZÁLEZ LÓPEZ, Eduardo. *Geometría analítica*. 3a ed. Guatemala: Piedra Santa, 2010. 80 p.
8. MASHHOUR, E.; MOGHADDAS, Tafreshi, S.M. *A review on operation of micro grids and virtual power plants in the power markets*. India: Adaptive Science & Technology, 2009. 15 p.
9. Steimer, P.K. *Enabled by high power electronics - Energy efficiency, renewables and smart grids*. Texas, EEUU.: Power Electronics Conference (IPEC), 2010. 115 p.
10. Hashmi, M.; Hanninen, S.; Maki, K. *Survey of smart grid concepts, architectures, and technological demonstrations worldwide*. Innovative smart grid technologies (ISGT Latin America). [en línea]. <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5409714?anchor=authors>>. [Consulta: 21 de agosto de 2018].
11. Taqqali, W.M.; Abdulaziz, N. *Smart Grid and demand response technology*. [En línea]. <<https://ro.uow.edu.au/dubaipapers/762/>>. [Consulta: 21 de agosto de 2018].
12. A. Cocchia. *Smart and digital city: A systematic literature review*. New York, NY, USA: Springer-Verlag, 2014. 143 p.