

# Smart Grids Colombia VISIÓN 2030



## Parte IV

### Anexo 8. Análisis de las TIC para las funcionalidades de las RI en Colombia

Abril de 2016

---

## **Equipo de Trabajo**

### **Editores:**

Grupo Técnico Proyecto BID integrado por Representantes de:

### **Banco Interamericano de Desarrollo (Cooperación Técnica)**

José Ramón Gómez Guerrero  
Jorge Luis Rodríguez Sanabria  
Juan Eduardo Afanador Restrepo

### **Ministerio de Minas y Energía**

Marie Paz Rodríguez Mier  
Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

Carlos Arturo Rodríguez Castrillón  
Profesional Especializado  
Oficina Dirección de Energía

### **Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones**

Liliana Jaimes Carrillo  
Despacho Viceministerio TI

### **Unidad de Planeación Minero-Energética**

Camilo Tautiva Mancera  
Asesor de Energía

### **Iniciativa Colombia Inteligente**

Alberto Olarte Aguirre  
Secretario Técnico C N O – Presidente Colombia Inteligente

Renato Humberto Céspedes Gandarillas  
Coordinador Técnico

### **Firmas Consultoras**

#### **CIRCE**

Andrés Llombart Estopiñán  
María Paz Comech Moreno  
Adrián Alonso Hérranz  
Samuel Borroy  
Vicente Gorka Goicoechea Bañuelos  
Carlos Pueyo Rufas

#### **Universidad de Alcalá de Henares**

Carlos Girón Casares  
Francisco Javier Rodríguez Sánchez

#### **Universidad Tecnológica de Pereira**

Alejandro Garcés Ruiz  
Juan José Mora Flórez

#### **CREARA CONSULTORES, S.L.**

María Jesús Báez Morandi  
José Ignacio Briano Zerbino

#### **Afi – Analistas Financieros Internacionales**

Pablo I. Hernández González  
Diego Vizcaíno Delgado

Bogotá D.C., Abril de 2016

---

NOTA ACLARATORIA - *DISCLAIMER*

1. Los planteamientos y propuestas presentados en este documento son los resultados del análisis y elaboración del Estudio desarrollado por el Equipo de Trabajo en el marco de la Cooperación Técnica ATN-KK-14254-CO (CO-T1337) con el aporte de fondos provenientes del Fondo Coreano para Tecnología e Innovación a través del Banco Interamericano de Desarrollo –BID–. Estos planteamientos y propuestas no representan ni comprometen la posición y planteamientos de las entidades oficiales del Gobierno Colombiano participantes.
2. Los análisis realizados en el desarrollo de la Cooperación Técnica consideraron la información disponible hasta el mes de diciembre del año 2015, fecha en la cual finalizó de manera oficial el trabajo realizado durante esta cooperación.

---

## Tabla de contenido

1.	Análisis de las TIC para las funcionalidades de RI en Colombia .....	1
1.1	Sistema de operación de recursos energéticos distribuidos .....	1
1.2	Los sistemas de medición inteligente .....	6
1.3	Sistemas de Back Office relacionados con la Medición .....	15
1.4	Sistemas de gestión de distribución - Sistema de automatización de <i>feeder</i> .....	18
1.5	Sistemas de gestión de distribución - Sistema Avanzado de Gestión de Distribución (ADMS).23	
1.6	Vehículo Eléctrico (E-Mobility) .....	27
1.7	Micro-redes.....	32
1.8	Sistemas de Administración - Sistema de gestión de activos y mantenimiento .....	33
1.9	Sistemas de Administración - Sistema de referencia de reloj .....	37
1.10	Sistemas de Administración - Sistemas de autenticación, autorización y contabilidad.....	41
1.11	Sistemas de Administración - Sistema de pronóstico del tiempo y observación.....	46

## Índice de figuras

Figura 1.	Sistema de operación DER – Capa de componentes.....	2
Figura 2.	Sistema de operación DER – Capa de comunicaciones.....	3
Figura 3.	Sistema de operación DER – Capa de información .....	4
Figura 4.	Configuración de Medición Inteligente .....	7
Figura 5.	Configuración de Medición Inteligente (ejemplo) asignada a la capa de componente SGAM.....	8
Figura 6.	Configuración de Medición Inteligente (ejemplo) asignada a la capa de comunicación SGAM .....	9
Figura 7.	Configuración de Medición inteligente (ejemplo) asignada a la capa de información SGAM .....	10
Figura 8.	Sistema de Back Office relacionados Medición-- capa de componentes .....	15
Figura 9.	Sistema de Back Office relacionados Medición-- capa de Comunicación.....	16
Figura 10.	Relacionado con el sistema de medición back office- capa de Información .....	17
Figura 11.	Sistema de automatización Feeder – capa de componentes .....	19
Figura 12.	Sistema de automatización Feeder – capa de Comunicación .....	20
Figura 13.	Sistema de automatización Feeder - capa de información .....	21
Figura 14.	Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) - capa de componentes.....	24
Figura 15.	Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) - capa de Comunicación .....	25
Figura 16.	Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) - capa de Información .....	26
Figura 17.	Sistema de E-Mobility (ejemplo) – capa de componentes .....	28
Figura 18.	Sistema de E-Mobility (ejemplo) – capa de Comunicación .....	29
Figura 19.	Sistema de E-Mobility (ejemplo) – capa de Información.....	30
Figura 20.	Sistema de gestión de activos y mantenimiento - capa de componentes.....	34

Figura 21. Sistema de gestión de activos y mantenimiento - capa de Comunicación .....	35
Figura 22. Sistema de gestión de activos y mantenimiento - capa de información .....	36
Figura 23. Sistema de referencia de reloj - capa de componentes.....	38
Figura 24. Sistema de referencia de reloj - capa de Comunicación .....	39
Figura 25. Sistema de referencia de reloj - capa de Información.....	40
Figura 26. Cartografía de las normas utilizadas en el ejemplo AAA en SGAM - capa de componentes.....	42
Figura 27. Cartografía de las normas utilizadas en el ejemplo AAA en SGAM - capa de Comunicación.....	43
Figura 28. Cartografía de las normas utilizadas en el ejemplo AAA en SGAM - capa de Información .....	44
Figura 29. Sistema de pronóstico meteorológico y observación - capa de componentes.....	46
Figura 30- Sistema de pronóstico meteorológico y observación - capa de Comunicación .....	47
Figura 31. Sistema de pronóstico meteorológico y observación - capa de Información .....	48

## Índice de Tablas

Tabla 1. Sistema de Operación DER, estándares disponibles.....	4
Tabla 2. Sistema de Operación DER, estándares en proceso .....	6
Tabla 3. Sistema AMI – Estándares disponibles.....	10
Tabla 4. Sistema AMI - Estándares disponibles (dentro del alcance del M/441) .....	11
Tabla 5. Sistema AMI – Estándares futuros.....	14
Tabla 6. sistema AMI - Estándares futuros.....	14
Tabla 7. Sistema de Back Office relacionados con la Medición – estándares disponibles .....	17
Tabla 8. Sistema de Back Office relacionado con la Medición - normas por venir .....	18
Tabla 9- Sistema de automatización Feeder - estándares disponibles.....	21
Tabla 10. Sistema de automatización Feeder - normas en desarrollo.....	22
Tabla 11.- Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) - estándares disponibles .....	26
Tabla 12.- Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) - normas futuras.....	27
Tabla 13.- Sistema de E-Mobility - estándares disponibles.....	30
Tabla 14.- Sistema de E-Mobility.....	32
Tabla 15- Sistema de gestión de activos y mantenimiento - estándares disponibles .....	36
Tabla 16.- Sistema de gestión de activos y mantenimiento - normas futuras.....	37
Tabla 17.- sistema de referencia de reloj - estándares disponibles .....	40
Tabla 18.- sistema de referencia de reloj - normas futuras .....	41
Tabla 19.- Gestión de la comunicación de red - estándares disponibles.....	45
Tabla 20.- Gestión de la comunicación de red - normas futuras .....	45
Tabla 21.- Sistema de pronóstico meteorológico y observación - estándares disponibles .....	48
Tabla 22.- Sistema de pronóstico meteorológico y observación - normas futuras .....	49

---

# ANEXO 8

## 1. Análisis de las TIC para las funcionalidades de RI<sup>1</sup> en Colombia

### 1.1 Sistema de operación de recursos energéticos distribuidos

#### ***Mapeo en SGAM***

##### ***Introducción***

El sistema de operación DER interactúa con el sistema de Gestión de Activos y Mantenimiento DER. En los casos en que los activos DER son propiedad u operados por el OR, los sistemas de operación DER podrían ser parte de los ADMs de las operadoras.

##### ***Capa de componentes***

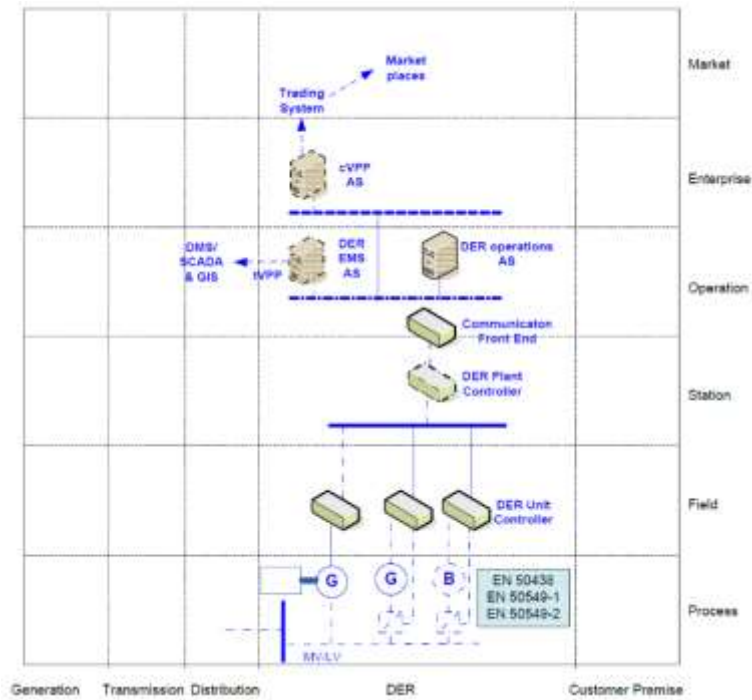
La arquitectura de la zona componente cubre (Figura 1):

- La zona de proceso con los DER, inversores y sensores relacionados, y actuadores
- La zona de campo con el controlador de la unidad DER
- La zona de la estación con el controlador central DER
- La zona de operación con el tVPP/EMS que puede interactuar con el DSO DMS en caso de tVPP
- La zona de Enterprise con el CVPP que interactúa con la plataforma de mercado o directamente con un minorista de energía.

---

<sup>1</sup> Los términos Redes Inteligentes y Smart Grid, sus respectivas siglas RI - SG y Hoja de Ruta y Mapa de Ruta son utilizados indistintamente en estos documentos.

**Figura 1. Sistema de operación DER – Capa de componentes**



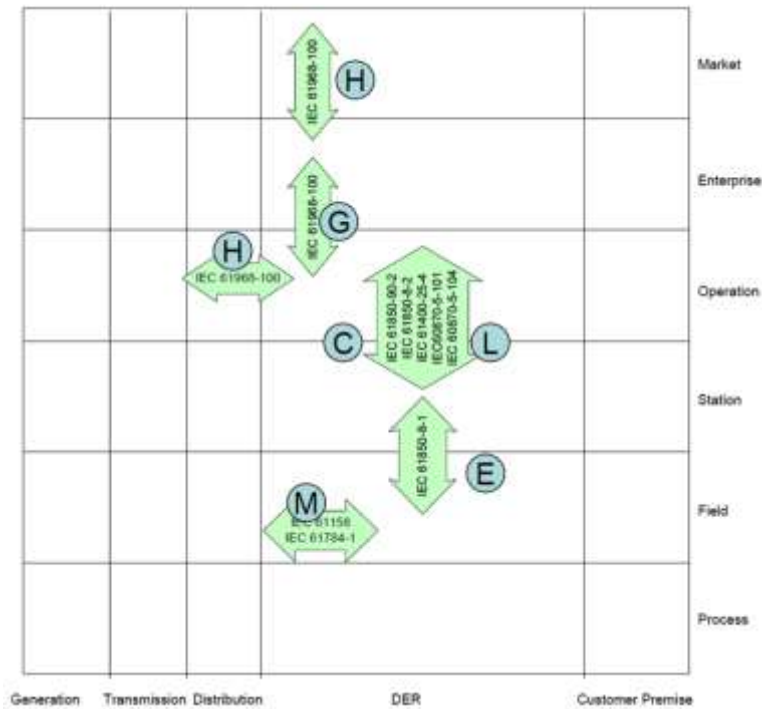
Fuente: SGAM

### **Capa de comunicación**

Los estándares empleados son EN 60870-5-101 y EN 60870-5-104, que también se pueden utilizar para la comunicación vertical como se muestra en la Figura 2. Para la comunicación campo/estación con las operaciones se utilizan los protocolos de comunicación IEC/EN 61850. Para la comunicación entre las zonas de operación, empresa y mercado se usará la futura norma EN 61968-100.

Las normas de seguridad cibernética deben atenderse a la serie IEC 62351.

**Figura 2. Sistema de operación DER – Capa de comunicaciones**



Fuente: SGAM

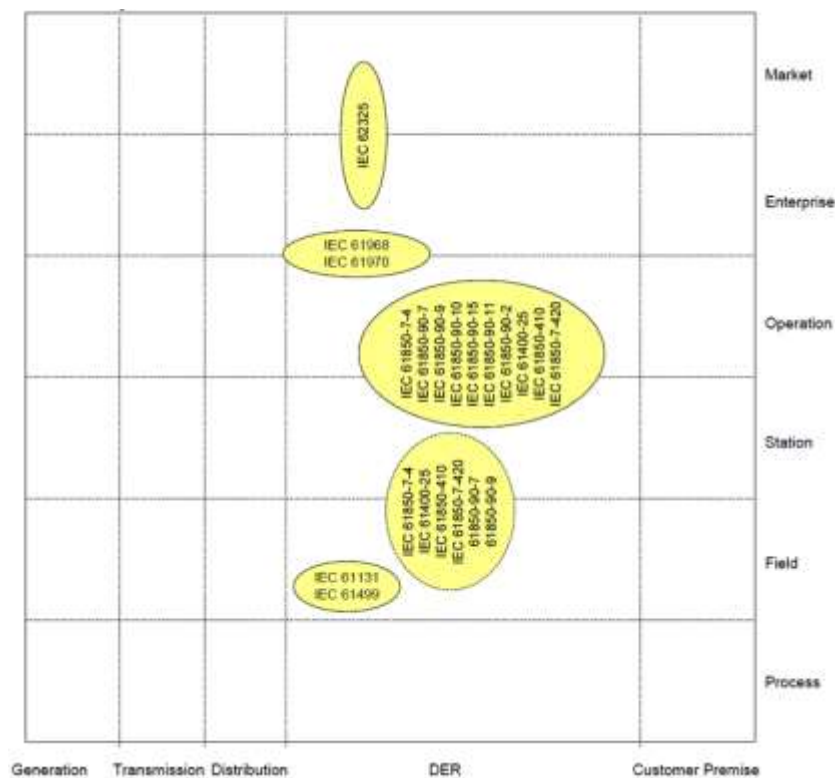
### **Capa de Información**

El intercambio de información entre campo/estación (Figura 3) y la zona de operaciones se basa en el modelo de información IEC/EN 61850. Las normas específicas para la operación DER EMS/VPP en el bus de la empresa no están definidas actualmente.

Para las operaciones de mercado, se pueden aplicar OASIS Emix y EnergyInterop y las especificaciones de la serie IEC 62325 (disponibles y próximos). Sin embargo, los detalles de todo el dominio DER son aún objeto de debate y es necesaria una futura investigación.



**Figura 3. Sistema de operación DER – Capa de información**



Fuente: SGAM

### Lista de Normas

El resumen de las normas que son relevantes para los sistemas de operación DER son:

#### Estándares disponibles

Una norma (o especificación abierta), que ha llegado a su etapa final (IS, TS o TR, etc.) el 31 de diciembre 2013 se considera como disponible.

La Tabla 1 recoge la lista de estándares de aplicación a la operación DER.

**Tabla 1. Sistema de Operación DER, estándares disponibles**

Capa	Estándar	Comentarios
Información	EN 61850-7-2/3/4 EN 61850-6	Núcleo del modelo de información y lenguaje para las series IEC/EN 61850
Información	EN 61400-25-1, EN 61400-25-2, EN 61400-25-3, EN 61400-25-4	Parques eólicos
Información	EN 61850-7-410	Centrales hidroeléctricas
Información	EN 61850-7-420	DER
Información	IEC 61850-90-7	Inversores DER
Información	EN 61131	Controladores programables
Información	IEC 61499	Control distribuido y automatización

Capa	Estándar	Comentarios
<b>Información</b>	EN 61968	CIM Distribución Modelo Común de Información
<b>Información</b>	EN 61970	Transmisión Modelo Común de Información
<b>Comunicación</b>	EN 62325	Mercado Marco de Comunicación
<b>Información</b>		
<b>Comunicación</b>	EN 60870-5-101	Equipos de telecontrol y sistemas - Parte 5 101: Protocolos de transmisión - Companion estándar para tareas básicas de telecontrol
<b>Comunicación</b>	EN 60870-5-104	Equipos de telecontrol y sistemas - Parte 5 104: Protocolos de transmisión - Acceso a la red para EN 60870-5-101 utilizando perfiles de transporte estándar
<b>Comunicación</b>	EN 61850-8-1	IEC / EN 61850 Extracto de valores de muestra de comunicación
<b>Comunicación</b>	EN 61400-25-4	Comunicación de aerogeneradores
<b>Comunicación</b>	EN 61158	Bus de campo
<b>Comunicación</b>	EN 62439	Redes de automatización de alta disponibilidad (PRP y HSR)
<b>Comunicación</b>	IEC 61784-1	Bus de campo
<b>Comunicación</b>	IEC 62351	Aspectos Cyber-seguridad
<b>Comunicación</b>	EN 61968-100	Define perfiles para la Comunicación del modelo común de información Mensajes mediante Web Services o Java Sistema de mensajería.
<b>Componentes</b>	IEC 60904 series	Dispositivos fotovoltaicos
<b>Componentes</b>	IEC 61194	Parámetros característicos de sistemas autónomos Sistemas fotovoltaicos (PV)
<b>Componentes</b>	EN 61724	Supervisión del rendimiento del sistema fotovoltaico - Directrices para la medición, el intercambio de datos y análisis
<b>Componentes</b>	EN 61730	Modulo fotovoltaica (PV) requisitos de seguridad
<b>Componentes</b>	EN 61400-1	Las turbinas de viento - Parte 1: Requisitos de diseño
<b>Componentes</b>	EN 61400-2	Las turbinas de viento - Parte 2: Requisitos de diseño para las pequeñas turbinas de viento
<b>Componentes</b>	EN 61400-3	Las turbinas de viento - Parte 3: Requisitos de diseño para turbinas eólicas en el mar
<b>Componentes</b>	IEC 62282	Tecnologías de células de combustible
<b>Componentes</b>	IEC 62600 series	La energía marina
<b>Componentes</b>	EN 50438	Requisitos para la conexión de micro generadores en paralelo con las redes de distribución de baja tensión pública Mantenimiento de una norma vigente (CLC TC 8X)

## **Estándares en proceso**

Una norma que ha superado con éxito el proceso NWIP (o cualquier proceso equivalente formal de adopción de elementos de trabajo) a fecha de 31 de diciembre 2013 es considerada como en proceso.

La Tabla 2 recoge los estándares en desarrollo.

**Tabla 2. Sistema de Operación DER, estándares en proceso**

<b>Capa</b>	<b>Estándar</b>	<b>Comentarios</b>
<b>Información</b>	IEC 61850-90-9	Baterías
<b>Información</b>	IEC 61850-90-10	Programación de funciones
<b>Información</b>	IEC 61850-90-11	Metodologías para el modelado de las lógicas de Aplicaciones con base en IEC/EN
<b>Comunicación</b>	IEC 61850-90-12	El uso de IEC 61850 a través de WAN
<b>Información</b>	IEC 61850-90-15	Uso DER múltiple
<b>Comunicación, información</b>	IEC 61850-90-2	Subestación para controlar centro comunicación
<b>Comunicación</b>	IEC 61850-8-2	Mapeo de servicios Web
<b>Información</b>	IEC 61850-80-4	mapeo de COSEM sobre IEC 61850
<b>Componente</b>	TS 50549-1	(Pr) Requisitos para la conexión de los generadores por encima de 16 A por fase al sistema de distribución de BT - Nuevo proyecto (CLC TC 8X)
<b>Componente</b>	TS 50549-2	(Pr) Requisitos para la conexión de generadores al sistema de distribución de MT - Nuevo proyecto (CLC TC 8X)
<b>Componente</b>	TS 50549-3	(Pr) Pruebas de conformidad para la conexión de Sistemas DER a LV y red de MT (CLC TC 8X)
<b>Comunicación</b>	IEC 62351 (todas las partes)	Aspectos Cyberseguridad
<b>Información</b>	IEC 62361-102	Gestión de los sistemas de alimentación y asociados al intercambio de información - Interoperabilidad en el largo plazo - Parte 102: CIM - IEC 61850 armonización
<b>Comunicación, Información</b>	EN 62325	Marco del mercado de la comunicación
<b>Componente</b>	IEC 62898-2	Requisitos técnicos para la operación y control de micro-redes.

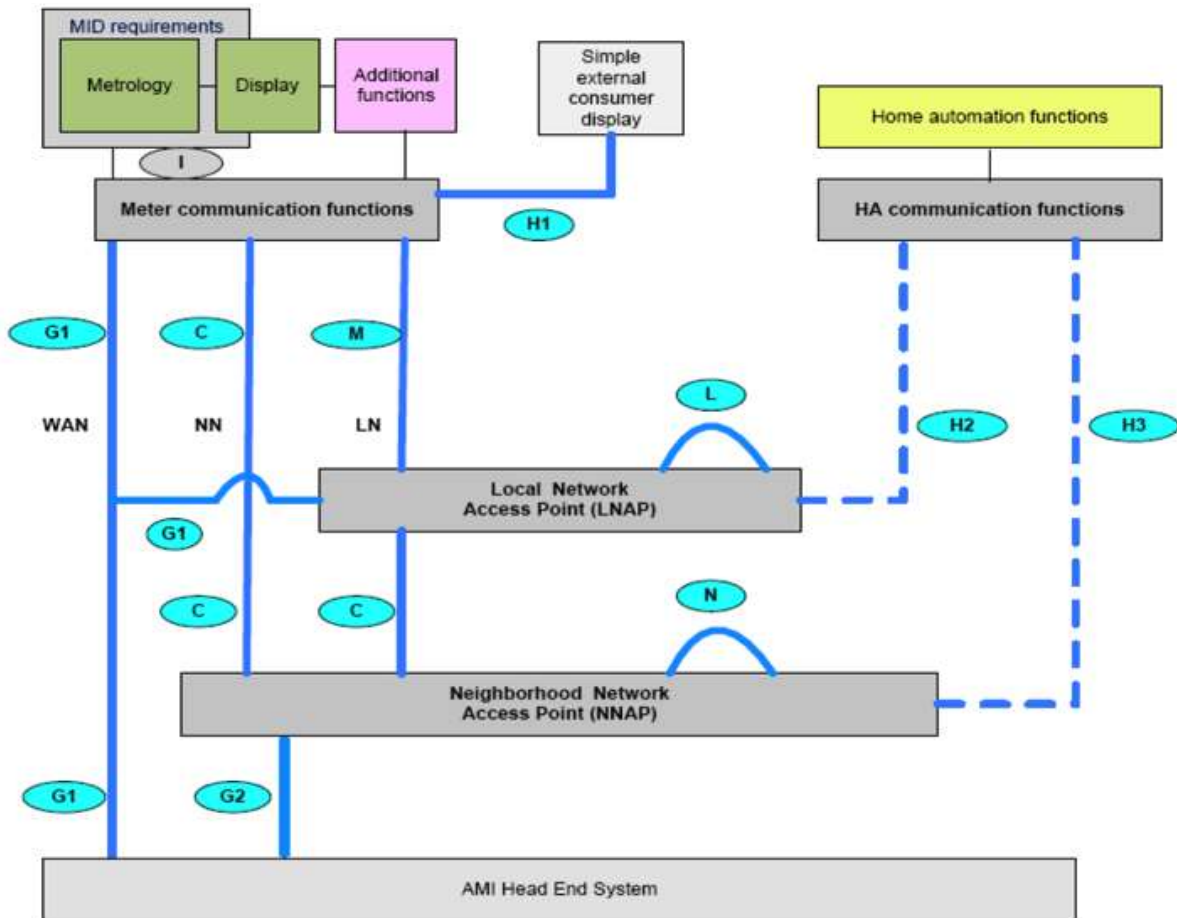
## **1.2 Los sistemas de medición inteligente**

### **Asignación de SGAM**

#### **Preámbulo**

La arquitectura de referencia funcional de contadores inteligentes se especifica en la Figura 4.

Figura 4. Configuración de Medición Inteligente



Fuente: SGAM

Los diagramas de las siguientes secciones dan ejemplos de un mapeo de una configuración típica en base a la arquitectura de referencia de medición inteligente en el SGAM.

La división del dominio local del cliente a la derecha, pretende ilustrar un modelo típico de mercado donde los activos en el hogar/edificio no son de propiedad/operados por el proveedor del servicio de electricidad. Sin embargo los modelos de mercado varían, por ejemplo, en lo relativo a la propiedad del medidor y el funcionamiento, y están sujetos a las estructuras y la regulación nacional, por lo que esta representación no debe considerarse como definitiva.

### Capa Componente

La composición exacta del AMI dependerá de la configuración elegida. La siguiente figura muestra los componentes que pueden ser parte de la infraestructura de medición avanzada. Contadores para diferentes medios (Electricidad, Gas, Calefacción y agua) representan los dispositivos finales sobre el proceso y el nivel presentado. Distinguimos entre contadores en los locales (residencial) del cliente (que están sujetas a las aprobaciones metrológicas) y contadores utilizados en entornos industriales, comerciales o para fines de automatización de red. El medidor puede tener una interfaz a una unidad de visualización simple o, puede ser conectado a un sistema de automatización del hogar.

Contadores y dispositivos finales de hogar/edificio pueden estar interconectados a través LNAPs (Punto de Acceso a la Red Local).

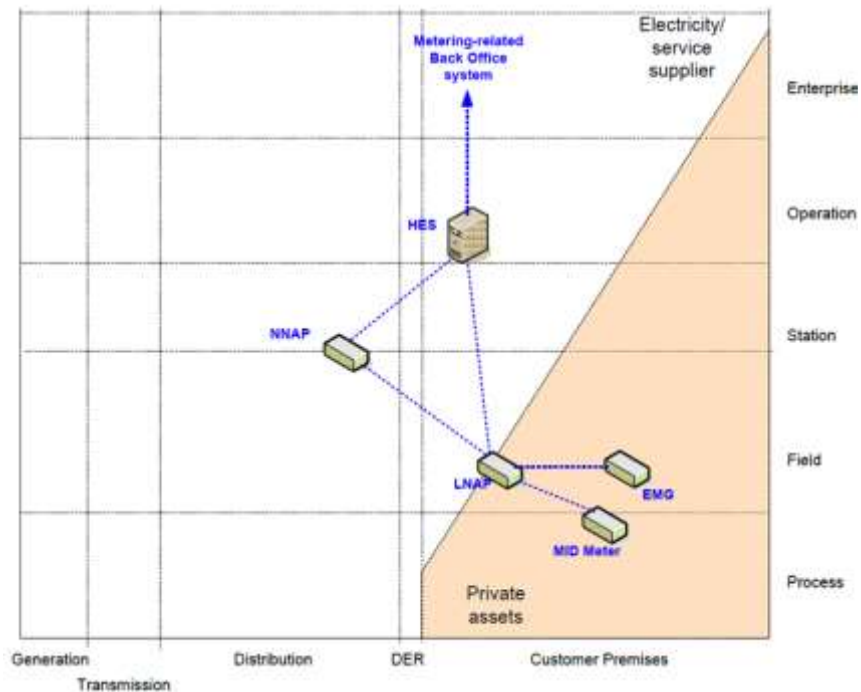
El NNAP (punto de acceso al entorno de red) se encuentra normalmente en el nivel del centro de transformación. El NNAP puede ser parte de una puerta de enlace de comunicación simple o de un concentrador de datos que ofrece funciones completas de procesamiento de datos.

Los contadores están conectados (directamente o a través de LNAP y/o NNAP) al HES (sistema Head End). El HES gestiona el intercambio de datos con los contadores y supervisa la comunicación WAN/LAN.

El sistema MDM (Administración de datos del medidor) hace de interfaz entre los sistemas ERP y los sistemas de mercado. En particular, el MDM acepta tareas de dosificación (por ejemplo, la adquisición de datos, la distribución de comandos, etc.) de los sistemas superiores y devuelve los resultados validados. La comunicación con los criterios de valoración de AMI se realiza mediante el HES.

Los componentes de la AMI se representan esquemáticamente en la Figura 5.

**Figura 5. Configuración de Medición Inteligente (ejemplo) asignada a la capa de componente SGAM**



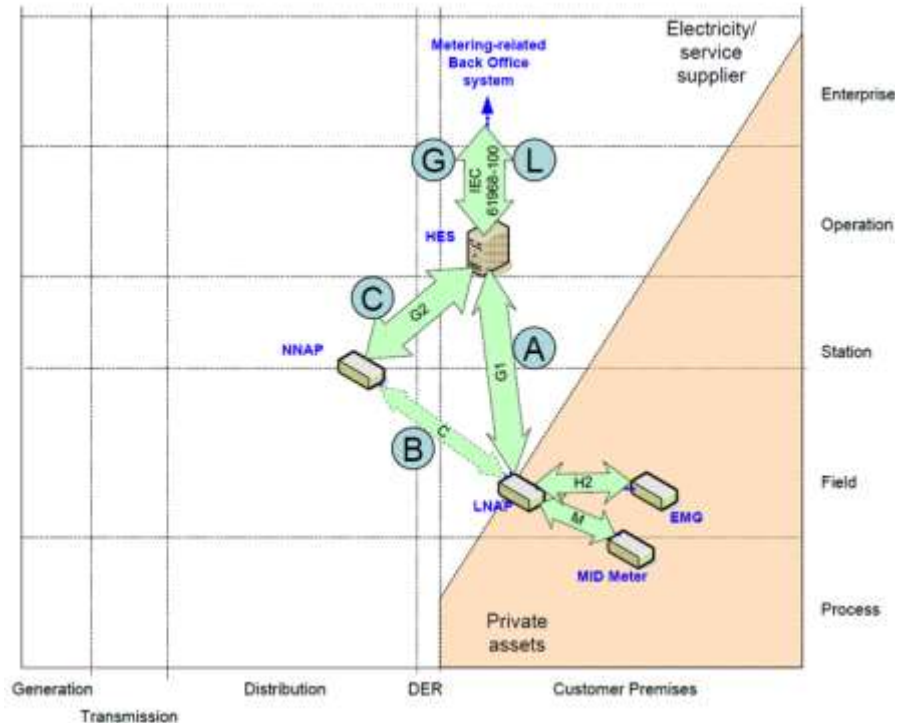
Fuente: SGAM

### Capa Comunicaciones

La norma TR 50572 establece la arquitectura de referencia del SM-CG, interfaces de comunicación y las normas asociadas utilizadas en el AMI. Las principales interfaces referenciadas se denominan M, C, G y H.

En la Figura 6 se muestra un mapeo de esta arquitectura SM-CG en SGAM.

**Figura 6. Configuración de Medición Inteligente (ejemplo) asignada a la capa de comunicación SGAM**

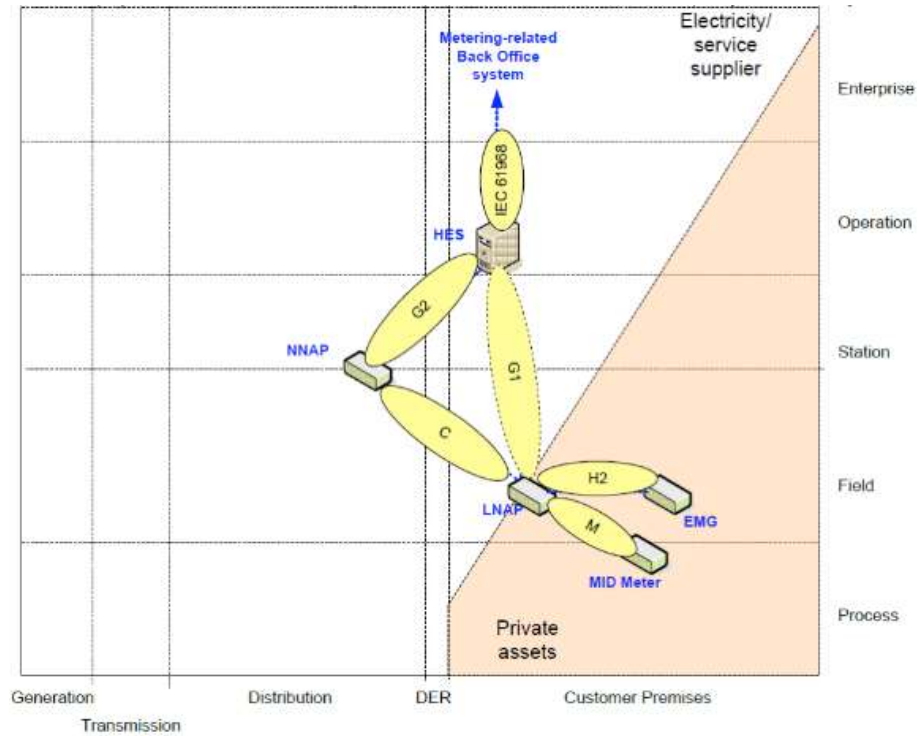


Fuente: SGAM

### **Capa de información**

Teniendo en cuenta los modelos de datos para la medición inteligente, hay varios modelos de datos en uso por diversos países que ya han implementado la medición inteligente. Un ejemplo se puede apreciar en la Figura 7. Se ha logrado un amplio consenso sobre el uso del modelo de 62.056 COSEM IEC/EN para futuras implementaciones.

**Figura 7. Configuración de Medición inteligente (ejemplo) asignada a la capa de información SGAM**



Fuente: SGAM

### Lista de Normas

Los dispositivos de medición instalados en los locales domésticos o en la industria están cubiertos por las normas de metrología. Los aspectos metroológicos de los contadores no utilizados con fines domésticos o industriales no están cubiertos por ninguna norma.

En las secciones siguientes no se consideran los aspectos metroológicos de medición inteligente.

### Estándares disponibles

Una lista de los estándares de comunicación se muestra en las tablas siguientes. Debido a la estrecha relación de este sistema con las normas de telecomunicaciones, las tablas incluyen también la lista de normas de comunicación apropiados (capas OSI 1-3).

**Tabla 3. Sistema AMI – Estándares disponibles**

Capa	Estándar	Comentarios
Información	EN 61968 (Todas las partes) EN 61968-9	EN 61968-9 Para el enlace entre el HES y MDM, Solo la definición de la carga del modelo Común de información. Interfaz entre el control y la lectura del medidor. Estándar para el interfaz entre los sistemas de medida y otros sistemas tal y como se define en el EN 61968

**Tabla 4. Sistema AMI - Estándares disponibles (dentro del alcance del M/441)**

Estándares Disponibles	M	H1	H2/H3	C	G1	G2	L	N
EN 50065-1	x	x	x	x	x		x	x
EN 50090-3-1		x	x					
EN 50090-3-2		x	x					
EN 50090-3-3		x	x					
EN 50090-4-1		x	x					
EN 50090-4-2		x	x					
EN 50090-4-3		x	x					
EN 50090-5-1		x	x					
EN 50090-5-2		x	x					
EN 50090-5-3		x	x					
EN 50090-7-1		x	x					
CEN-CLC-ETSI/TR 50572	x	x	x	x	x	x	x	x
IEC 61334-4-32				x				
IEC 61334-4-511				x				
IEC 61334-4-512				x				
IEC 61334-5-1				x				
IEC 62056-1-0	x	x	x	x	x	x	x	x
IEC 62056-3-1	x			x				
IEC 62056-42	x	x			x			
IEC 62056-46	x	x		x	x			
IEC 62056-47				x	x	x		
IEC 62056-5-3	x	x		x	x	x		
IEC 62056-6-1	x	x		x	x	x		
IEC 62056-6-2	x	x		x	x	x		
IEC 62056-7-6	x	x		x	x			
IEC 62056-8-3				x				
IEC 62056-9-7					x			
EN 13321 series		x	x					
EN 13757-1	x	x	x	x				
EN 13757-2	x	x	x	x				
EN 13757-3	x	x	x	x				
EN 13757-4	x	x	x	x				
EN 13757-5	x	x	x	x				
EN 14908 series	x	x	x	x			x	x
IEEE 1377	x			x	x	x	x	x
IEEE 802.15.4 series	x	x	x	x	x	x	x	x



<b>Estándares Disponibles</b>	<b>M</b>	<b>H1</b>	<b>H2/H3</b>	<b>C</b>	<b>G1</b>	<b>G2</b>	<b>L</b>	<b>N</b>
<b>IEEE 1901.2</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>IETF RFC 6550</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>IETF RFC 6551</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>IETF RFC 6552</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>IETF RFC 6206</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>IETF RFC 4919</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>IETF RFC 4944</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>IETF RFC 6282</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>IETF RFC 6775</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TR 102 691</b> <b>(Release 1 &amp; Release 2)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 102 689</b> <b>(Release 1 &amp; Release 2)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 102 690</b> <b>(Release 1 &amp; Release 2)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 102 921</b> <b>(Release 1 &amp; Release 2)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TR 102 935</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TR 101 531</b> <b>(Release 1)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TR 103 167</b> <b>(Release 1)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TR 102 966</b> <b>(Release 1)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 103 092</b> <b>(Release 1 &amp; Release 2)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 103 093</b> <b>(Release 1 &amp; Release 2)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TE 103 118</b> <b>(Release 2)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 101 584</b> <b>(Release 2)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 103 104</b> <b>(Release 2)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 103 603</b> <b>(Release 2)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 103 107</b> <b>(Release 2)</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TR 102 886</b>	x	x	x	x	x	x	x	x

<b>Estándares Disponibles</b>	<b>M</b>	<b>H1</b>	<b>H2/H3</b>	<b>C</b>	<b>G1</b>	<b>G2</b>	<b>L</b>	<b>N</b>
<b>ETSI/TS 102 240</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 102 241</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 102 412</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 102 671</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 102 221</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 102 569</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 102 887-1</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 102 887-2</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TR 103 055</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 103 908</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 122 368</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 136 300</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 136 201</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 136 211</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 136 212</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 136 213</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 136 214</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 136 216</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ETSI/TS 123 401</b>	x	x	x	x	x	x	x	x
<b>ITU-T Recomendaciones</b>								
<b>G.9904</b>		x		x			x	
<b>ITU-T Recomendaciones</b>								
<b>G.9903</b>		x		x			x	
<b>ITU-T Recomendaciones</b>								
<b>G.9902</b>		x		x			x	

## Próximas normas

Las principales normas que vienen son:

**Tabla 5. Sistema AMI – Estándares futuros**

Capa	Estándar	Comentarios
Información	EN 61968-9	Integración de la aplicación en las distribuidoras eléctricas – Interfaces de sistema para la gestión de la distribución – Parte 9: Interfaz para el control y la lectura de la medida.

**Tabla 6. sistema AMI - Estándares futuros**

Estándares Disponibles	M	H1	H2/H3	C	G1	G2	L	N
EN 13757-1	x	x	x	x				
EN 13757-3	x	x	x	x				
EN 13757-3/A1	x	x	x	x				
EN 13757-4	x	x	x	x				
EN 13757-5	x	x	x	x				
CLC prTR 50491-10		x	x					
CLC prTS 50568-4		x	x	x				
CLC prTS 50568-8		x	x	x				
EN 50491-11		x	x					
EN 50491-12		x	x					
CLC prTS 50590				x			x	x
ITU-T Recommendations								
G.9903 (revision)		x		x			x	
CLC prTS 50586	x		x	x				
CLC prTS 52056-8-4				x				
CLC prTS 52056-8-5				x				
CLC prTS 52056-8-7				x			x	x
IEC 62056-4-7				x	x	x		
IEC/TS 62056-6-9	x			x	x	x		
IEC 62056-7-5		x	x					
IEC 62056-8-6				x				
IEC 62056-8-20				x			x	
IEC/TS 62056-9-1						x		
EN XXXX (= Wireless mesh networking for meter data exchange Part 1)	x	x	x	x			x	
EN XXXX (=Part 2)	x	x	x	x			x	
EN XXXX (=Part 3)	x	x	x	x			x	
IETF CoAP	x	x	x	x	x	x	x	x

Estándares Disponibles	M	H1	H2/H3	C	G1	G2	L	N
IETF 6TiSCH	x	x	x	x	x	x	x	x
ETSI/ES 202 630	x	x	x	x	x	x	x	x
ETSI/TS DTS/PLT-00031	x	x	x	x	x	x	x	x
ETSI/TS 103 383	x	x	x	x	x	x	x	x

### 1.3 Sistemas de Back Office relacionados con la Medición

#### Asignación de SGAM

##### Preámbulo

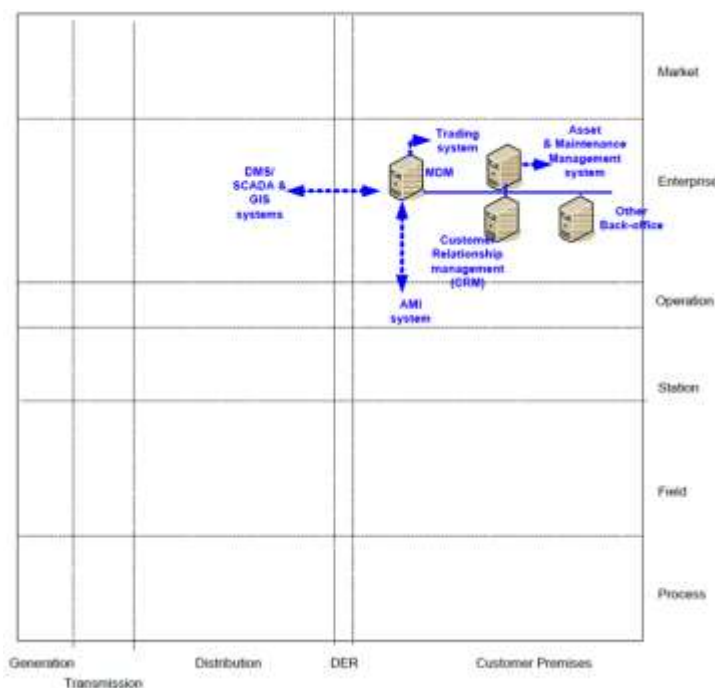
Los sistemas de back office relacionados con la medición son muy diferentes en su naturaleza, pero tienen como elemento común el uso del sistema de AMI.

##### Capa Componente

Los sistemas de back office relacionados con la medición comprenden subsistemas como el de gestión de datos de medición, gestión de activos y fuerza de trabajo, gestión de la distribución (incluyendo SCADA), información geográfica y gestión de apagones, los datos inter empresa de intercambio, información de clientes y gestión de relaciones con los sistemas y portales de Internet de los consumidores.

Los componentes que previstos en dichos sistemas se muestran a continuación Figura 8.

**Figura 8. Sistema de Back Office relacionados Medición-- capa de componentes**

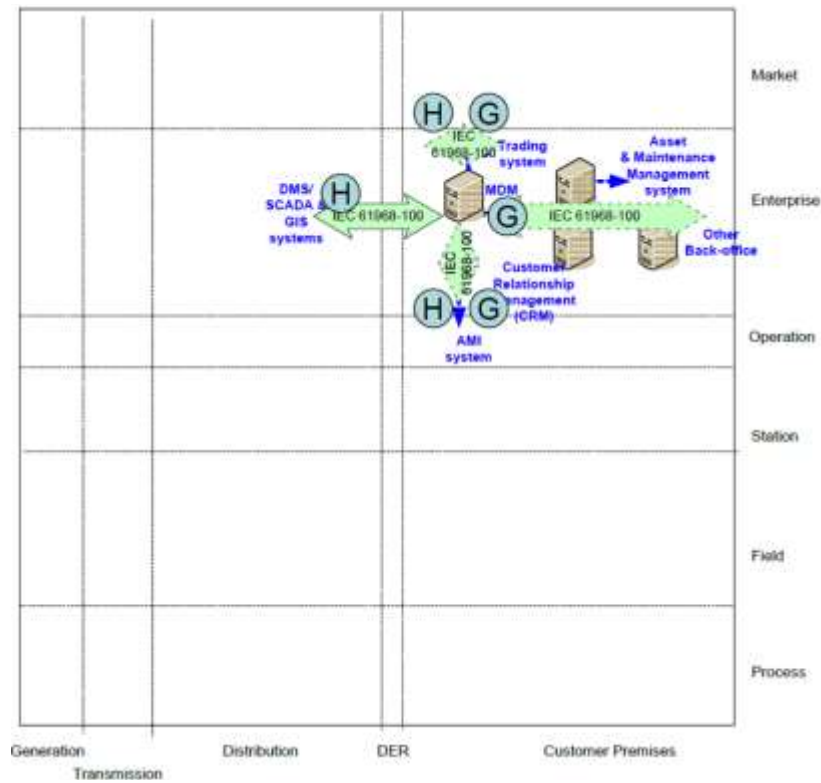


Fuente: SGAM

### Capa Comunicaciones

La norma principal de comunicación aplicable a este tipo de sistemas de back-office es EN 61968-100. (Figura 9)

**Figura 9. Sistema de Back Office relacionados Medición-- capa de Comunicación**

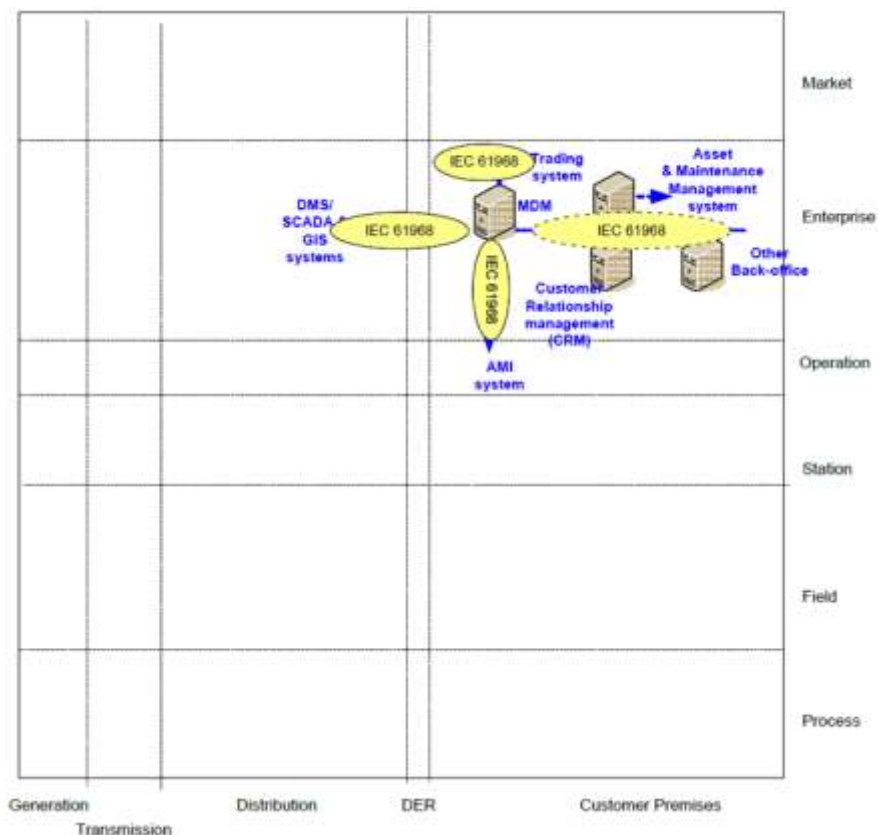


Fuente: SGAM

### Capa de información

Las principales normas de modelo de información son COSEM y EN 61968-9 (CIM para la medición ver Figura 10).

**Figura 10. Relacionado con el sistema de medición back office- capa de Información**



Fuente: SGAM

### Lista de Normas

El resumen de las normas relevantes para los sistemas back office de medición se muestran a continuación.

### Estándares disponibles

**Tabla 7. Sistema de Back Office relacionados con la Medición – estándares disponibles**

Capa	Estándar	Comentarios
Comunicación	EN 61968	Arquitectura del interfaz y requerimientos generales
Información	EN 61968-9	Integración de aplicaciones en las distribuidoras eléctricas – Sistemas interfaz para la gestión de la distribución– Parte 100: Perfiles de implementación
Comunicación	EN 61968-100	Interfaces para el control y la lectura de contadores
Comunicación	IEC 62351	Aspectos de ciberseguridad

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

### Próximas normas

Las normas de próxima aprobación serán:

**Tabla 8. Sistema de Back Office relacionado con la Medición - normas por venir**

Capa	Estandar	Comentarios
Información	EN 61968-9	Interfaces para el control y la lectura de contadores
Comunicación	IEC 62351 (Todas las partes)	Aspectos de ciberseguridad

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

## 1.4 Sistemas de gestión de distribución - Sistema de automatización de *feeder*

### Asignación de SGAM

#### Introducción

La mayor parte de las funciones (casos de uso de alto nivel) representados están cubiertos por las mismas normas que para los otros sistemas que forman parte de las redes de distribución, radicando las diferencias principalmente en la personalización de las aplicaciones y las funcionalidades específicas utilizadas.

Teniendo en cuenta que este sistema no interactúa con las zonas empresariales ni con las zonas de mercado del SGAM, sólo se muestran las zonas de proceso, campo, estación y operación en las siguientes figuras.

#### Capa Componente

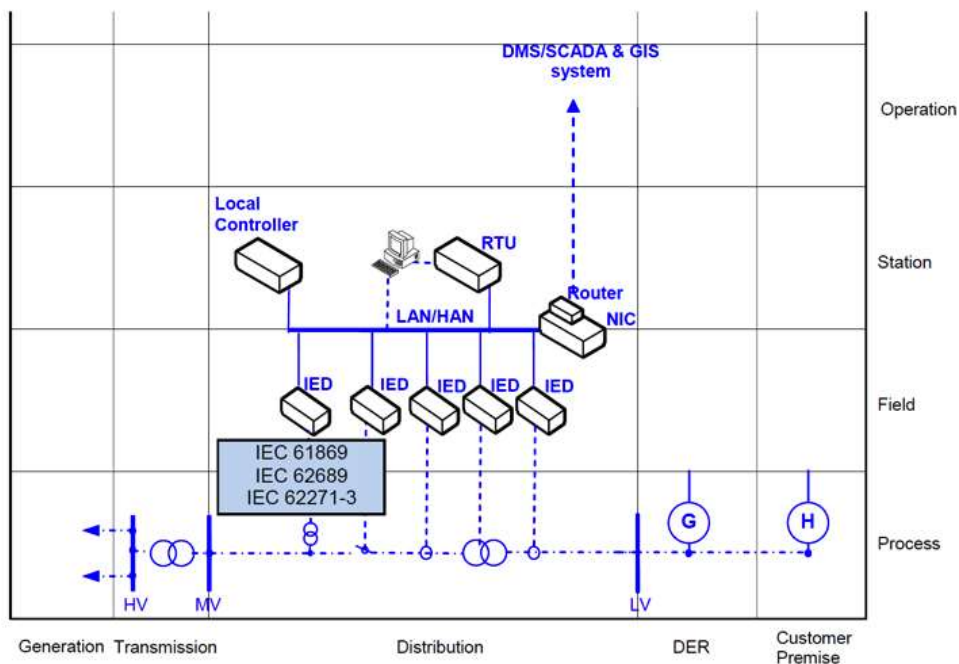
En la representación SGAM de la capa de componente el transformador de corriente, el elemento de conmutación y el transformador de tensión se suponen colocados a lo largo del *feeder* normalmente en lugares de conmutación y/o en la derivación al transformador MT/BT, y posiblemente en las líneas BT.

La arquitectura de componentes de automatización de alimentación y *reclosers* inteligentes está compuesto principalmente de 3 zonas de componentes, que pueden estar interconectados a través de cables o de comunicación.

- La zona de proceso incluye el equipo principal de la red eléctrica, tales como el cambio (es decir, interruptores automáticos, interruptores y seccionadores), regulador VAR, MT/BT transformador regulador y elementos de medición (es decir, sensores de corriente y tensión/transformadores). La representación en el SGAM es genérica y no corresponde necesariamente a cualquier ejemplo específico. El control volt/VAR y la frecuencia de DER (representado como G en la Figura 11) se lleva a cabo por el sistema de operación de DER, sobre todo a través de los sistemas DMS y DER EMS/VPP (VPP técnica).
- La zona de Campo incluye equipos para proteger, controlar y supervisar el proceso de la red eléctrica, principalmente IEDs (que manejan funciones de protección, vigilancia y control, como secuencias de reenganche), NIC (controlador de la LAN o HAN) y el Router (el interfaz de conexión remota).
- La zona de la estación incluye el nivel de agregación que es la interfaz con otros elementos y sistemas de la red de distribución. Se soportan sobre todo 3 funciones principales técnicas, que se pueden agrupar o separar en diferentes componentes, que son: la RTU que sirve como terminal para actividades remotas, el controlador local, que es el encargado de realizar las funciones

automáticas, y posiblemente un HMI/componente de archivado, que ofrece a los operadores locales capacidades de visualización y archivo de los datos locales.

**Figura 11. Sistema de automatización Feeder – capa de componentes**



Fuente: SGAM

### Capa Comunicaciones

Los protocolos de comunicación pueden ser utilizados en varios ámbitos:

- Dentro de cada ubicación de conmutación a lo largo del *feeder* o dentro de los *feeders* en la subestación. Los estándares EN 61850-8-1 (para cualquier tipo de flujos de datos excepto valores de muestra) y EN 61850-9-2 (para valores de muestra) se utilizan para apoyar el conjunto seleccionado de casos de uso de alto nivel. Teniendo en cuenta que un *feeder* de este tipo puede ser visto como una subestación distribuida, se pueden aplicar muchas directrices detalladas proporcionadas por IEC 61850-90-4.

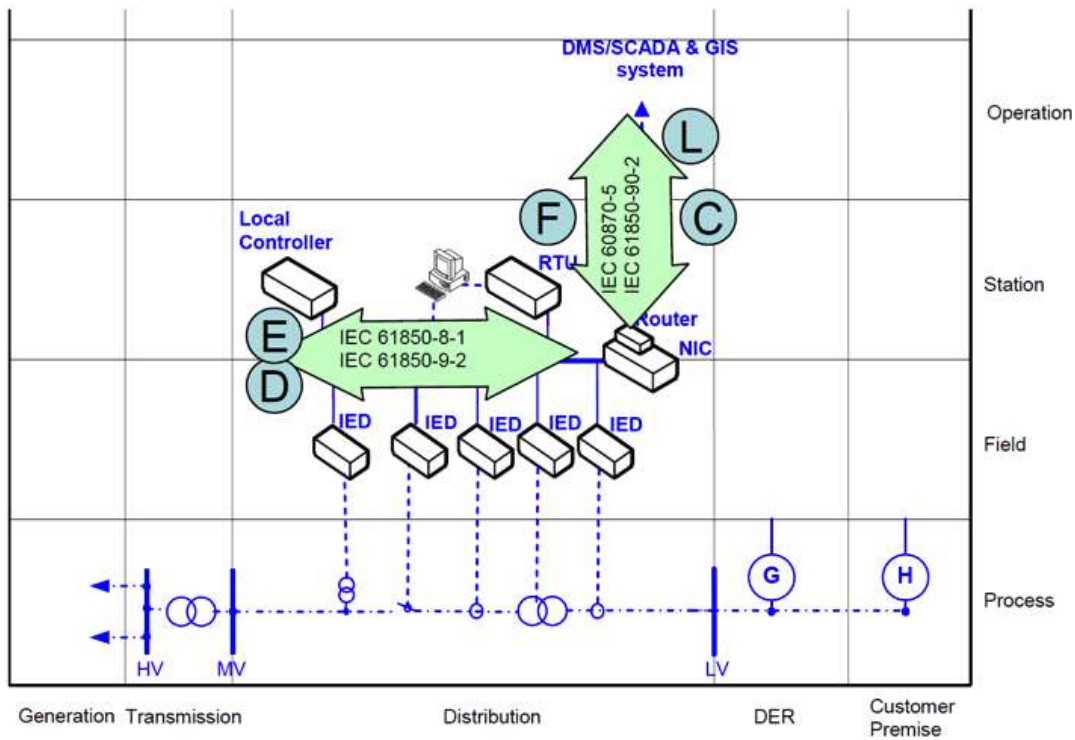
IEC/EN 61850 sustituye a la mayoría de la antigua EN 60870-5-103, que se utiliza para la conexión de los relés de protección.

- Fuera de cada lugar de conmutación, las comunicaciones verticales pueden utilizar las normas EN 60870-5-101, o 104. Una nueva versión de la norma IEC/EN 61850 sobre la tecnología de servicios web (IEC 61850-8-2) está bajo especificación, con el fin de aumentar (en seguridad) el ámbito de aplicación de la norma IEC/EN 61850 fuera de la subestación, y abordar más específicamente las necesidades de automatización de *feeders*.

Este conjunto de normas se puede colocar según la Figura 12 en la capa de comunicación de SGAM.



**Figura 12. Sistema de automatización Feeder – capa de Comunicación**



Fuente: SGAM

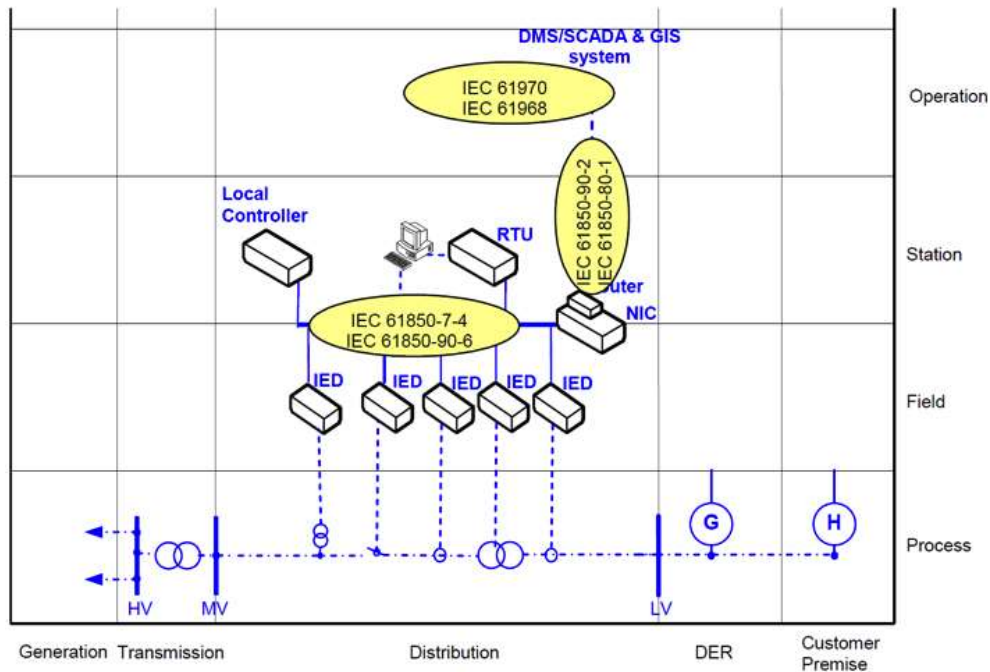
### Capa de información

La capa de información de la automatización de *feeders* o *reclosers* inteligentes (incluyendo capacidades de calidad de la energía distribuida) se basa principalmente en el modelo de información IEC/EN 61850 (Figura 13).

La norma EN 61850-7-4 contiene la parte básica del modelo para cada lugar a lo largo de cada *feeder*, y la norma IEC 61850-90-2 contiene los aspectos de la comunicación con el centro de control. Sin embargo también pueden usarse otras partes de la serie IEC/EN 61850, por ejemplo la IEC 61850-90-6 se espera que sea una guía para la aplicación de la norma IEC/EN 61850 en la automatización de *feeders*.

Para los protocolos que no son nativos en la norma IEC/EN 61850 como la EN 60870-5-101 o 104, es posible un mapeo del modelo de información de la norma IEC/EN 61850 utilizando la norma IEC 61850-80-1, lo que permite a los usuarios de estas tecnologías utilizar el modelado de datos (y la integración a continuación, más fluida) sin cambiar de tecnología de comunicación.

**Figura 13. Sistema de automatización Feeder - capa de información**



Fuente: SGAM

**Lista de Normas**

**Estándares disponibles**

**Tabla 9- Sistema de automatización Feeder - estándares disponibles**

Capa	Estándar	Comentarios
<b>Información</b>	EN 61850-7-4	Modelo Información Core y el lenguaje de la serie IEC / EN 61850
	EN 61850-7-3	
	EN 61850-7-2	
	EN 61850-6	
<b>Información</b>	EN 61850-7-410	Centrales hidroeléctricas
<b>Información</b>	EN 61850-7-420	DER
<b>Información</b>	IEC 61850-80-1	Mapeo de la IEC / EN 61850 modelo de datos sobre 60870-5-101 y 104
<b>Información</b>	EN 61400-25	Parques eólicos
<b>Información</b>	EN 61968 (todas las partes)	Modelo de información común (Sistema de Gestión de la Distribución Para Interfaces)
<b>Información</b>	EN 61970 (todas las partes)	Modelo de información común (Sistema de Interfaces para la gestión energética)
<b>Información</b>	IEC 61850-90-7	Inversores fotovoltaicos
<b>Información, Comunicación</b>	IEC 61850-90-4	Directrices de ingeniería de red para la comunicación dentro de la subestación - Gestión de redes
<b>Comunicación</b>	EN 61850-8-1	IEC / EN 61850 comunicación, excepto los valores de ejemplo
<b>Comunicación</b>	EN 61850-9-2	IEC / EN 61850 comunicación Valores de ejemplo

Capa	Estándar	Comentarios
<b>Comunicación</b>	IEC 61850-90-1	El uso de la norma IEC / EN 61850 para la comunicación entre las subestaciones
<b>Comunicación</b>	EN 60870-5-101	Equipos de telecontrol y sistemas - Parte 5- 101: Protocolos de transmisión - Norma companion para tareas básicas de telecontrol
<b>Comunicación</b>	EN 60870-5-103	Equipos de telecontrol y sistemas - Parte 5- 103: Protocolos de transmisión - Norma companion para la interfaz informativa de equipos de protección
<b>Comunicación</b>	EN 60870-5-104	Equipos de telecontrol y sistemas - Parte 5- 104: Protocolos de transmisión - Acceso a la red para EN 60870-5-101 utilizando perfiles de transporte estándar
<b>Comunicación</b>	IEC 61850-90-5	El uso de la norma IEC / EN 61850 para transmitir información del sincrofasor según IEEE C37.118. También puede ser relevante para su uso entre las subestaciones
<b>Comunicación</b>	IEC 60255-24	Relés eléctricos - Parte 24: Formato común para el intercambio de datos transitoria (COMTRADE) para sistemas de energía
<b>Comunicación</b>	EN 62439	Redes de automatización de alta disponibilidad (PRP y HSR)
<b>Componente</b>	EN 61869	Transformadores de medida
<b>Comunicación</b>	IEC 62351 (todas las partes)	Aspectos Cyber-seguridad
<b>Componente</b>	IEC 62271-3	Aparata de alta tensión y control; Parte 3: Interfaces digitales basados en la norma IEC 61850

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

### Próximas normas

**Tabla 10. Sistema de automatización Feeder - normas en desarrollo**

Capa	Estandar	Comentarios
<b>Información</b>	EN 61850-7-420	IEC 61850 modelado para DER - Nueva edición
<b>Información, Comunicación</b>	IEC 61850-90-2	Pautas para la comunicación para el control de los centros
<b>Información, Comunicación</b>	IEC 61850-90-6	Directriz para el uso de la norma IEC / EN 61850 en la automatización de distribución
<b>Información</b>	IEC 61850-90-3	Monitorización condicionada
<b>Información</b>	IEC 61850-90-11	Metodologías para el modelado de las lógicas de aplicaciones basadas de la norma IEC/EN 61850
<b>Información</b>	IEC 61850-80-4	Correspondencia entre el los modelos de datos IEC 61850 DLMS / COSEM y modelos de datos (IEC 62056)
<b>Comunicación</b>	IEC 61850-90-12	El uso de IEC 61850 a través de WAN
<b>Comunicación</b>	IEC 61850-8-2	IEC / EN 61850 mapeo específico servicio de comunicación (SCSM) - Asignaciones a servicios web
<b>Componente</b>	IEC 62689 (todas las partes)	Sensores o detectores de corriente y de tensión, que se utilizarán para fines de indicación de paso de falta
<b>Componente</b>	IEC 62271-3	Conmutación y control de Alta Tensión; Parte 3: Interfaces digitales basados en la norma IEC 61850
<b>Componente</b>	EN 61869	Transformadores de medida; Parte 6 - Requisitos generales adicionales para la energía baja de IT;

Capa	Estandar	Comentarios
		Parte 9 - Interfaz Digital
<b>Comunicación</b>	IEC 62351 (todas las partes)	Aspectos Cyber-seguridad
<b>Información</b>	IEC 62361-102	Administración de energía de sistemas y el intercambio de información asociada - Interoperabilidad en el largo plazo Parte 102: CIM - Armonización IEC 61850
<b>Componente</b>	CLC PrTS 50549-1	(PrTS) Requisitos para la conexión de los generadores por encima de 16 A por fase al sistema de distribución de BT - Nuevo proyecto (CLC TC 8X)
<b>Componente</b>	CLC PrTS 50549-2	(PrTS) Requisitos para la conexión de los generadores al sistema de distribución de MT - Nuevo proyecto (CLC TC 8X)
<b>Componente</b>	CLC PrTS 50549-3	(PrTS) Pruebas de conformidad para la conexión de sistemas DER a BT y red de MT (CLC TC

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

## 1.5 Sistemas de gestión de distribución - Sistema Avanzado de Gestión de Distribución (ADMS)

### *Asignación de SGAM*

#### *Introducción*

El Sistema Avanzado de Gestión de la Distribución se soporta con el apoyo de la automatización de subestaciones, protección y control. Es menos avanzado que el SCADA EMS utilizado en la transmisión. Pero la cantidad de automatización está creciendo en los sistemas de distribución, sin duda con el creciente papel de la generación distribuida y almacenamiento distribuido. Por otra parte pretende conseguir una mayor disminución de minutos de interrupción por el apoyo de la teledetección y la reconfiguración de la red. La gestión remota y la operación de las redes de distribución tendrán una influencia positiva en la gestión de la red en situaciones normales y de emergencia, y la dependencia de los trabajadores de campo será menor. Con la creciente cantidad de las redes de distribución para generación distribuida tiene que soportarse el balance entre la generación y la demanda a nivel regional. Jerárquicamente este sistema está cubriendo la estación y zonas operativas dentro del operador de sistema de distribución.

El sistema GIS interactúa con el Sistema Avanzado de Gestión de Distribución, de activos y sistema de gestión de mantenimiento (GMAO), el sistema CIS y EMS/VPP.

#### *Capa Componente*

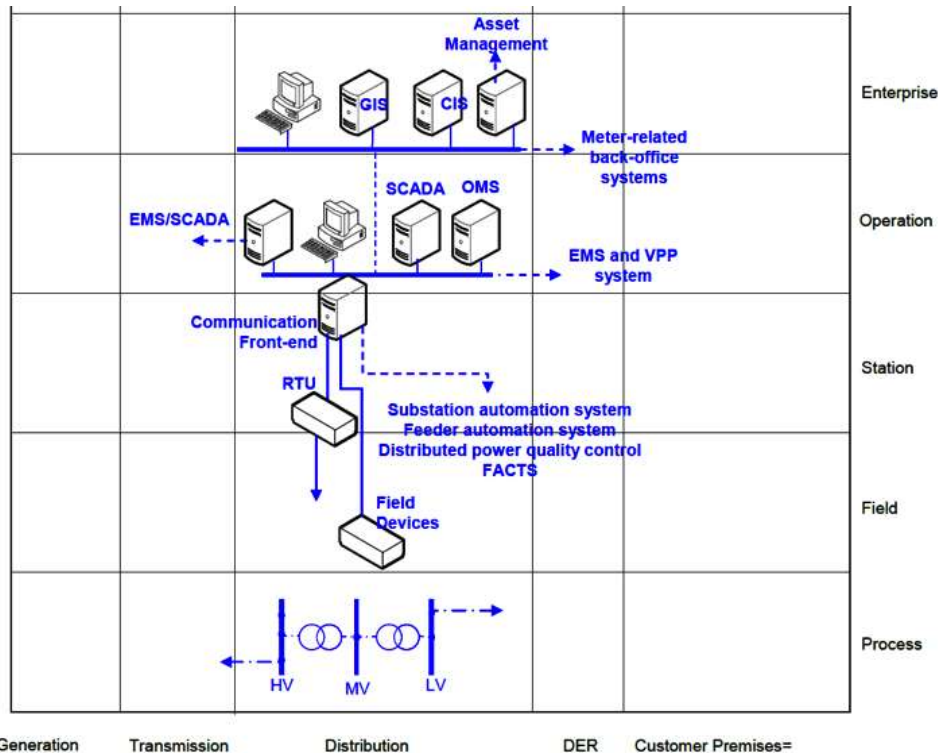
El Sistema Avanzado de Gestión de Distribución cubre la operación en línea de la red de distribución y parte de la interacción con la generación distribuida y el almacenamiento en redes de media y baja tensión (DER). El foco está en la teledetección y la conmutación de los principales alimentadores y generadores distribuidos. Los puntos de interconexión con las líneas de transmisión de la red de alta tensión son los puntos límite superior del Sistema de Gestión de Distribución Avanzada. La gestión de funcionalidades de auto-sanación de la red se hará por el Sistema Avanzado de Gestión de Distribución.

La arquitectura de componentes SIG se centra también en la zona de la Empresa y Operación.

- El sistema SIG se encuentra normalmente en la zona de la empresa.
- Varios sistemas en la zona de operación (Sistema de Gestión de Distribución Avanzada, OMS) utilizan los datos de SIG (por ejemplo, modelos de redes y diagramas incluyendo coordenadas de los activos en la zona de proceso) para su propósito.

Se muestra en la Figura 14 un ejemplo de la arquitectura de un sistema avanzado de gestión de distribución, y los componentes asociados.

Figura 14. Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) - capa de componentes



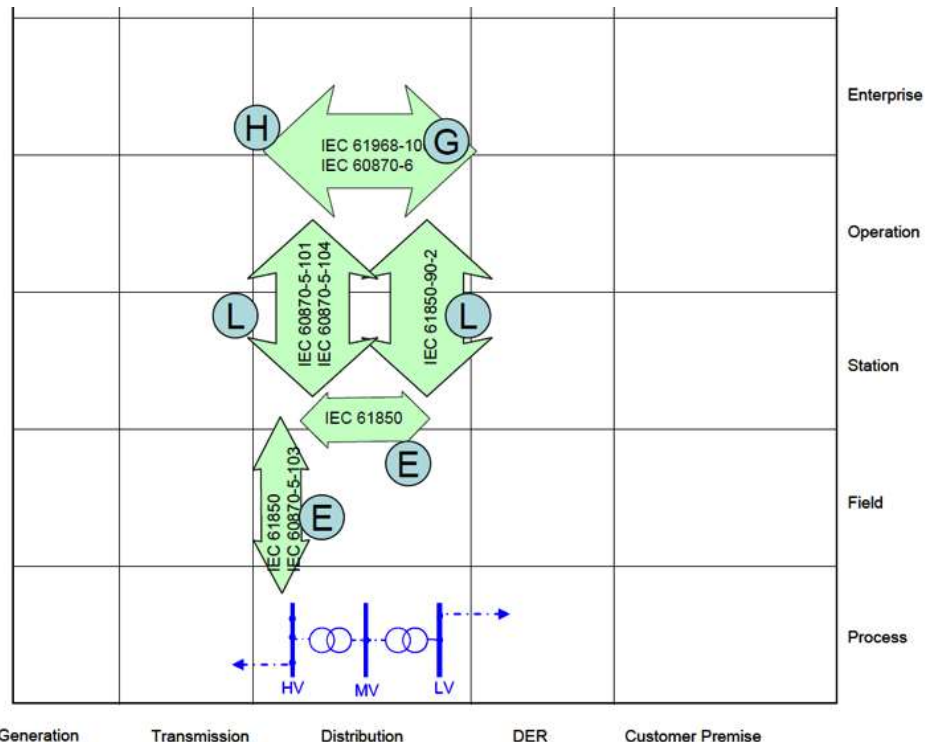
Fuente: SGAM

### Capa Comunicaciones

Los protocolos de comunicación mencionados en la Automatización de Subestaciones son de aplicación para la recuperación de información y control necesarios de la red.

Este conjunto de normas en materia de Sistema Avanzado de Gestión de Distribución se puede colocar como se muestra en el siguiente diagrama (Figura 15) que representa la capa de comunicación en SGAM.

**Figura 15. Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) - capa de Comunicación**

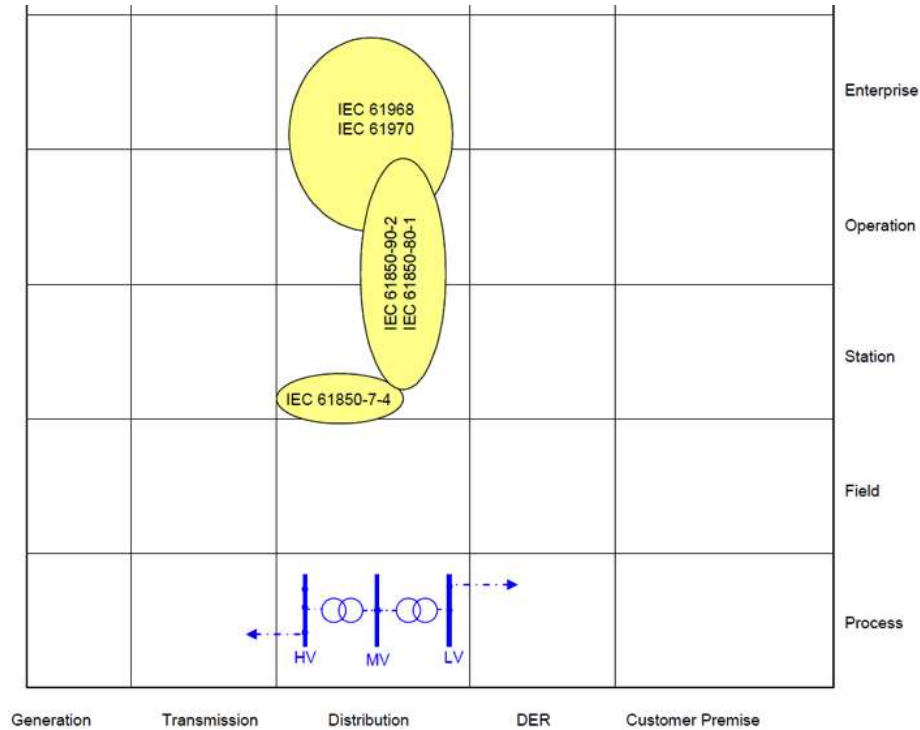


Fuente: SGAM

### Capa de información

El Sistema Avanzado de Gestión de Distribución hace uso de los modelos de información a nivel de la estación y de operación (Figura 16). Para el Sistema Avanzado de Gestión de Distribución, son aplicables la mayoría de las partes de la norma EN 61968 (y EN 61970). El Modelo de Información Común CIM describe la gestión de la distribución y cubre la mayor parte de las interfaces entre las diferentes aplicaciones y el nivel de cabecera de la utilidad. La información relacionada con los SIG se define en las normas IEC 61698-4 y IEC 61968-13.

**Figura 16. Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) - capa de Información**



Fuente: SGAM

Las normas para automatización de subestaciones también son relevantes para la aplicación del Sistema Avanzado de Gestión de Distribución, porque el Sistema Avanzado de Gestión de Distribución recuperará información en línea de las subestaciones en las Redes de Distribución

### Lista de Normas

A continuación se muestra el resumen de las normas que parecen relevantes para apoyar el Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS)

### Estándares disponibles

**Tabla 11.- Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) - estándares disponibles**

Capa	Estandar	Comentarios
<b>Comunicación, Información</b>	IEC / EN 61850 (todas las partes)	Ver automatización de subestaciones
<b>General</b>	IEC 62357	Arquitectura de referencia del intercambio de información del sistema de potencia
<b>Información</b>	IEC 62361-100	Armonización de los Q-codes
<b>Comunicación e Información</b>	EN 61970 (todas las partes)	Algunos temas de esta familia de normas serán relevantes, pero el foco en esta familia de normas se centra en la transmisión
<b>General</b>	EN 61968-1	Integración de aplicaciones en las empresas eléctricas - Acoplamiento del sistema de gestión de la distribución - Parte 1: Arquitectura de interfaz y requisitos generales
<b>Información</b>	EN 61968-2	Integración de aplicaciones en las empresas eléctricas - Acoplamiento del sistema de gestión de la distribución - Parte 2: Glosario

Capa	Estandar	Comentarios
<b>Información</b>	EN 61968-3	Integración de aplicaciones en las empresas eléctricas - Acoplamiento del sistema de gestión de la distribución - Parte 3: Interfaz de operaciones de red
<b>Información</b>	EN 61968-4	Integración de aplicaciones en las empresas eléctricas - Acoplamiento del sistema de gestión de la distribución - Parte 4: Interfaces para registros y gestión de activos
<b>Información</b>	EN 61968-9	Integración de aplicaciones en las empresas eléctricas - Acoplamiento del sistema de gestión de la distribución - Parte 9: Interfaces para la lectura de contadores y control
<b>Información</b>	EN 61968-11	Integración de aplicaciones en las empresas eléctricas - Acoplamiento del sistema de gestión de la distribución - Parte 11: modelo de información común (CIM) para la distribución de extensiones
<b>Información</b>	EN 61968-13	Integración de aplicaciones en las empresas eléctricas - Acoplamiento del sistema de gestión de la distribución - Parte 13: formato de intercambio CIM RDF Modelo para la distribución
<b>Comunicación</b>	IEC 61968-100	Integración de aplicaciones en las empresas eléctricas - Acoplamiento del sistema de gestión de la distribución - Parte 100: perfiles de ejecución
<b>Comunicación</b>	IEC 62351-1	Gestión de los sistemas de energía e intercambio de información asociada - datos y seguridad de las comunicaciones - Parte 1: Red de Comunicación y la seguridad del sistema - Introducción a los problemas de seguridad
<b>Comunicación</b>	IEC 62351 (todas las partes)	Aspectos Cyber-seguridad (consulte la sección 9.4)

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

### Próximas normas

**Tabla 12.- Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) - normas futuras**

Capa	Estandar	Comentarios
<b>General</b>	EN 61968-1	Integración de aplicaciones en las empresas eléctricas - Acoplamiento del sistema de gestión de la distribución - Parte 1: Arquitectura de interfaz y las recomendaciones generales
<b>Información</b>	EN 61968-6	Integración de aplicaciones en las empresas eléctricas - Acoplamiento del sistema de gestión de la distribución - Parte 6: Interfaces para el mantenimiento y la construcción
<b>Información</b>	EN 61968-8	Integración de aplicaciones en las empresas eléctricas - Acoplamiento del sistema de gestión de la distribución - Parte 8: interfaz estándar para la Atención al cliente
<b>Comunicación, Información</b>	IEC / EN 61850	Ver automatización de subestaciones
<b>Comunicación</b>	IEC 62351 (todas las partes)	Aspectos Cyber-seguridad (consulte la sección 9.4)
<b>Información</b>	IEC 62361-101	Reglas de nomenclatura y de diseño para perfiles CIM a mapeo de esquemas XML
<b>Información</b>	IEC 62361-102	Administración de energía de sistemas y el intercambio de información asociada - Interoperabilidad en el largo plazo - Parte 102: CIM - IEC 61850 armonización

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

## 1.6 Vehículo Eléctrico (E-Mobility)



## Mapeo de SGAM

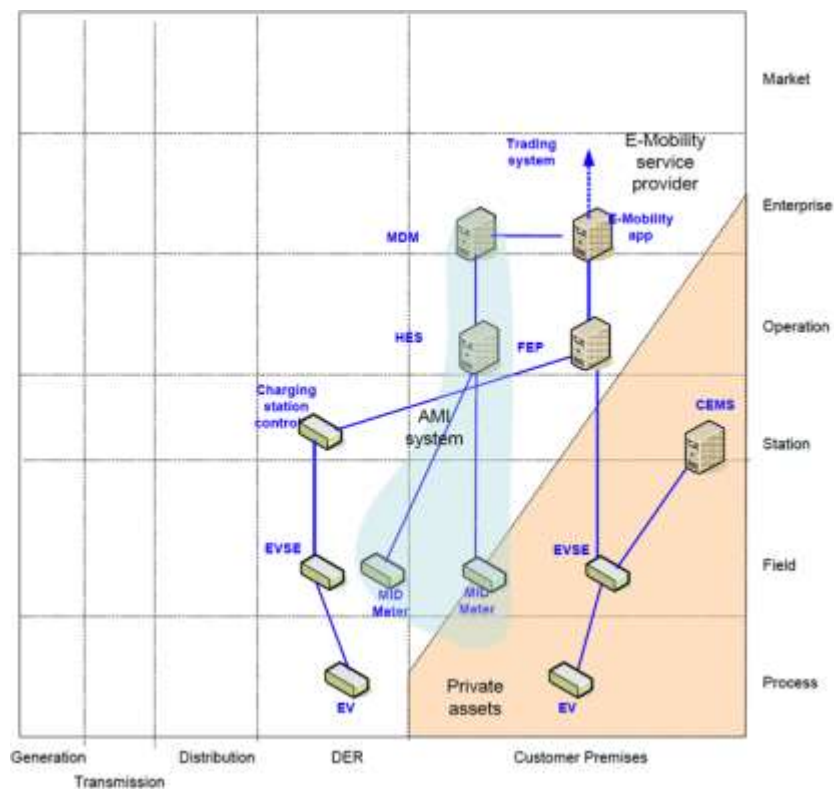
### Introducción

Hay muchos enfoques diferentes sobre cómo puede ser la arquitectura de los sistemas *E-Mobility*, y también muchas formas distintas de tener este tipo de sistemas interconectados a la red (operador, proveedor, proveedor de servicios *E-Mobility*). Las figuras que siguen muestran un posible uso de los estándares considerados.

### Capa Componente

La arquitectura de componentes del sistema de *E-Mobility* puede responder al siguiente esquema (Figura 17).

Figura 17. Sistema de E-Mobility (ejemplo) – capa de componentes

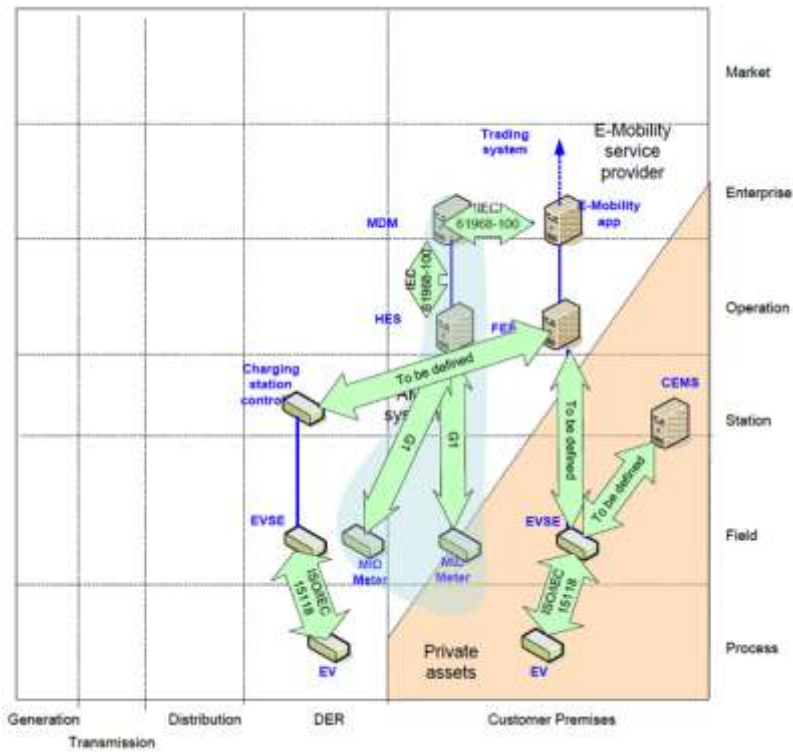


Fuente: SGAM

### Capa Comunicaciones

Las distintas normas aplicables, se puede colocar en la capa de comunicación del SGAM, según se muestra en la Figura 18.

Figura 18. Sistema de E-Mobility (ejemplo) – capa de Comunicación

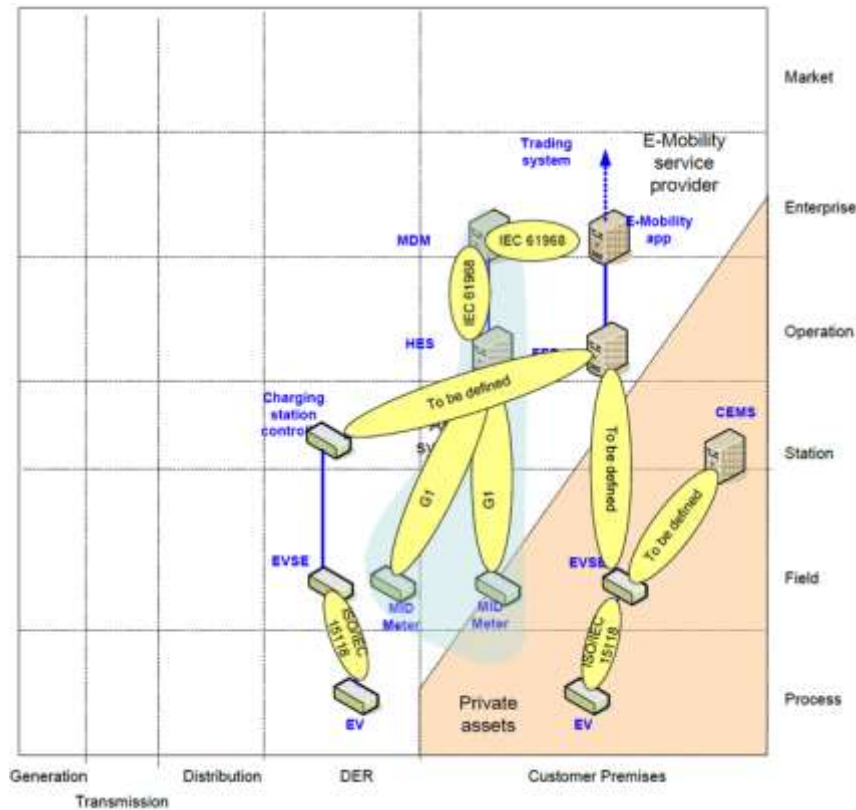


Fuente: SGAM

**Capa de información**

La Figura 19 muestra la capa de información y los estándares aplicables.

**Figura 19. Sistema de E-Mobility (ejemplo) – capa de Información**



Fuente: SGAM

**Lista de Normas**

**Estándares disponibles**

**Tabla 13.- Sistema de E-Mobility - estándares disponibles**

Capa	Estándar	Comentarios
<b>Información, Comunicación</b>	EN 61968 (todas las partes)	Common Information Model (CIM) / Gestión de la Distribución
<b>Información, Comunicación</b>	EN 61970 (todas las partes)	La interfaz de aplicación del sistema de gestión de energía (EMS-API)
<b>Información, Comunicación</b>	EN 61850-7-420	Redes y sistemas para la automatización de comunicaciones en redes eléctricas
<b>Información, Comunicación</b>	ISO / IEC 15118 (todas las partes)	Vehículos de carretera - Protocolo de comunicación entre el vehículo eléctrico y la red
<b>Información, Comunicación</b>	ISO / IEC 15118-1	Vehículos de carretera - interfaz de comunicación en red - Parte 1: Generalidades y definición de casos de uso
<b>Información, Comunicación</b>	ISO / IEC 15118-2	Vehículos de carretera - interfaz de comunicación en red - Parte 2: Requisitos de red y protocolo de aplicación
<b>Información, Comunicación</b>	ISO / IEC 15118-3	Vehículos de carretera - interfaz de comunicación en red - Parte 3: Requisitos de la capa física y de enlace de datos
<b>Información, Comunicación</b>	ISO / IEC 15118-4	Vehículos de carretera - interfaz de comunicación en red - Parte 4: Red y pruebas de conformidad protocolo de

Capa	Estándar	Comentarios
		aplicación
<b>Información, Comunicación</b>	ISO / IEC 15118-5	Vehículos de carretera - interfaz de comunicación en red - Parte 5: capa física y de enlace de datos de pruebas de conformidad capa
<b>Información, Comunicación</b>	ISO / IEC 15118-6	Vehículos de carretera - interfaz de comunicación en red - Parte 6: Información general y definición de casos de uso para la comunicación inalámbrica
<b>Información, Comunicación</b>	ISO / IEC 15118-7	Vehículos de carretera - interfaz de comunicación en red - Parte 7: Requisitos de red y protocolo de aplicación para la comunicación inalámbrica
<b>Información, Comunicación</b>	ISO / IEC 15118-8	Vehículos de carretera - interfaz de comunicación en red - Parte 8: Requisitos de la capa de la capa de enlace de datos y físicos para la comunicación inalámbrica
<b>Comunicación</b>	IEC 62351 (todas las partes)	Aspectos Ciberseguridad
<b>Comunicación</b>	EN 62443	Redes de comunicación industriales - Red y la seguridad del sistema
<b>Información, Comunicación, Componente</b>	EN 61851 (todas las partes)	Sistema de carga conductiva de vehículos eléctricos
<b>Componente</b>	EN 61851-1	Vehículo eléctrico sistema de carga conductiva - Requisitos generales
<b>Componente</b>	EN 61851-21	Requisitos para la conexión a un conductor de vehículos eléctricos / alimentación dc ac
<b>Componente</b>	EN 61851-22	Vehículo eléctrico sistema de carga conductiva - ac estación de carga de vehículos eléctricos
<b>Componente</b>	EN 61851-23	Vehículo eléctrico sistema de carga conductiva - dc estación de carga de vehículos eléctricos
<b>Comunicación</b>	EN 61851-24	Vehículo eléctrico sistema de carga conductiva - protocolo de comunicación de control entre el cargador a bordo dc off y el vehículo eléctrico
<b>Información</b>	EN 61851-31	Interfaz de datos para la recarga de vehículos eléctricos que se alimentan de la principal corriente alterna
<b>Información</b>	EN 61851-32	Interfaz de datos para la recarga de vehículos eléctricos suministrados desde un cargador de corriente continua externa
<b>Componente</b>	IEC 60783	Cableado y conectores para los vehículos de carretera eléctricos
<b>Componente</b>	IEC 60784	Instrumentación para vehículos de carretera eléctricos
<b>Componente</b>	IEC 60785	Las máquinas rotativas para vehículos de carretera eléctricos
<b>Componente</b>	IEC 60786	Controladores para vehículos de carretera eléctricos
<b>Componente</b>	EN 60364-4-41	Instalaciones eléctricas de baja tensión - Parte 4-41: Protección de la seguridad - Protección contra descargas eléctricas
<b>Componente</b>	EN 60364-5-53	Selección e instalación de equipo eléctrico - Aislamiento, conmutación y control
<b>Componente</b>	EN 60364-5-55	Selección y montaje de equipos eléctricos - Otros equipos - Cláusula 551: grupo electrógeno de baja tensión
<b>Componente</b>	EN 60364-7-712	Requisitos para instalaciones o lugares especiales - (PV) los sistemas de suministro de energía solares fotovoltaicos

Capa	Estándar	Comentarios
<b>Componente</b>	EN 60364-7-722	Requisitos para instalaciones o lugares especiales - Suministro de vehículos eléctricos
<b>Componente</b>	ISO 8713	Los vehículos de carretera de propulsión eléctrica - Terminología
<b>Componente</b>	IEC 61894	Tamaños y voltajes de monobloques de baterías para aplicaciones en vehículos eléctricos
<b>Componente</b>	EN 61980 (todas las partes)	Equipo eléctrico para el suministro de energía para los vehículos eléctricos usando un acoplamiento inductivo
<b>Componente</b>	IEC 61981	El equipo de energía eléctrica a bordo de los vehículos de carretera eléctricos
<b>Componente</b>	EN 61982 (todas las partes)	Baterías secundarias para la propulsión de vehículos de carretera eléctricos
<b>Componente</b>	EN 62196	Enchufes, tomas de corriente, acopladores de vehículo y entradas de vehículos - la carga conductiva de vehículos eléctricos
<b>Componente</b>	ISO 6469	Los vehículos de carretera de propulsión eléctrica - Especificaciones de seguridad

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

Muchas normas de la serie SAE J pueden aplicarse a este dominio.

### ***Estándares de futuro***

**Tabla 14.- Sistema de E-Mobility**

Capa	Estándar	Comentarios
<b>Información, Comunicación</b>	EN 61970 (todas las partes)	Interfaz del programa de aplicación del sistema de gestión de energía (EMS-API)
<b>Información</b>	IEC 61850-90-8	IEC 61850 modelos de objetos para la movilidad eléctrica
<b>Componente</b>	EN 60364-7-722	Requisitos para instalaciones o lugares especiales - Suministro de vehículos eléctricos
<b>Información, Comunicación, Componente</b>	IEC 62351	Aspectos Ciberseguridad

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

## **1.7 Micro-redes**

### ***Mapeo del SGAM***

Con el fin de no duplicar la información que ya se ha mostrado en este informe, es de aplicación lo descrito para los sistemas subyacentes que coinciden con los de las demás redes eléctricas (AMI, DER, etc).

### ***Lista de Normas***

---

### ***Estándares disponibles***

Son de aplicación las normas descritas en los capítulos anteriores, dependiendo de la funcionalidad que se implemente en la micro-red.

### ***Estándares en proceso***

Son de aplicación las normas descritas en los capítulos anteriores, dependiendo de la funcionalidad que se implemente en la micro-red

## **1.8 Sistemas de Administración - Sistema de gestión de activos y mantenimiento**

### ***Asignación de SGAM***

#### ***Introducción***

Un sistema de gestión de activos y mantenimiento se muestra como una superposición de dominios específicos. Cabe señalar que los estándares específicos, especialmente en la capa de información, pueden ser diferentes para los distintos dominios.

El Sistema de Gestión de Activos interactúa con los sistemas de gestión de dominio y operación (por ejemplo, EMS, DMS), sistemas GIS y SCADA. La monitorización de estado y gestión del equipo de campo se muestra como parte del Sistema de Gestión de Activos en la interacción relacionada con los componentes del campo.

Los trabajadores en campo y los ordenadores portátiles que utilizan reportan información sobre el mantenimiento y estado de los componentes. Los modelos de información para la evaluación detallada del estado de activos no están todavía disponibles en las normas.

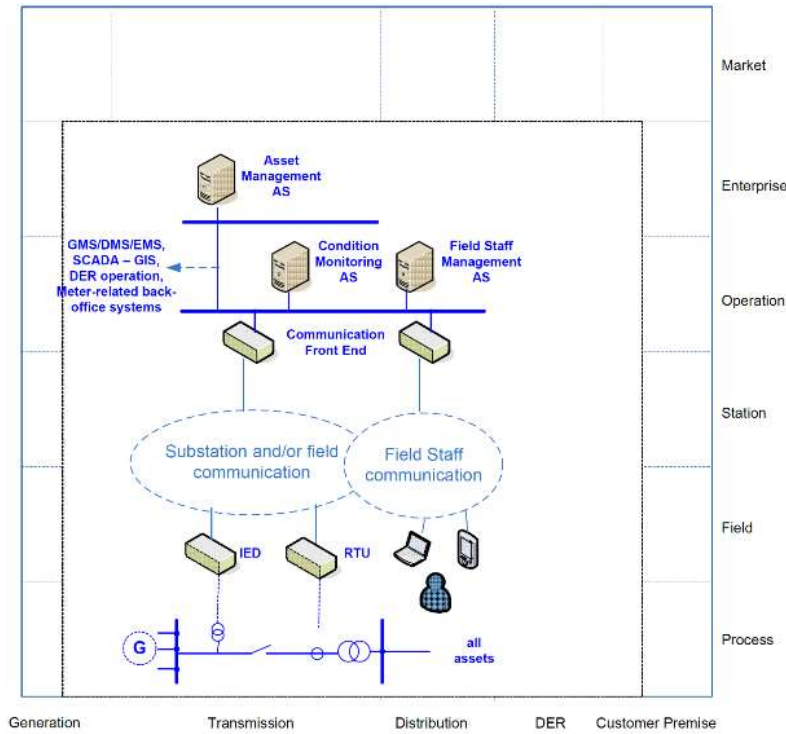
Los componentes dedicados a la monitorización de estado pueden coexistir en paralelo con los de control.

#### ***Capa Componente***

La arquitectura de componentes (Figura 20) abarca desde el proceso a la zona empresarial.

- El sistema de gestión de activos está situado en la zona de la empresa.
- Los sistemas de monitorización de estado se encuentran en la zona de operación.
- La zona de la estación y campo proporcionan la comunicación con los sensores que monitorean los activos y con el equipo de campo.
- Los bienes se encuentran en la zona de Proceso.

**Figura 20. Sistema de gestión de activos y mantenimiento - capa de componentes**

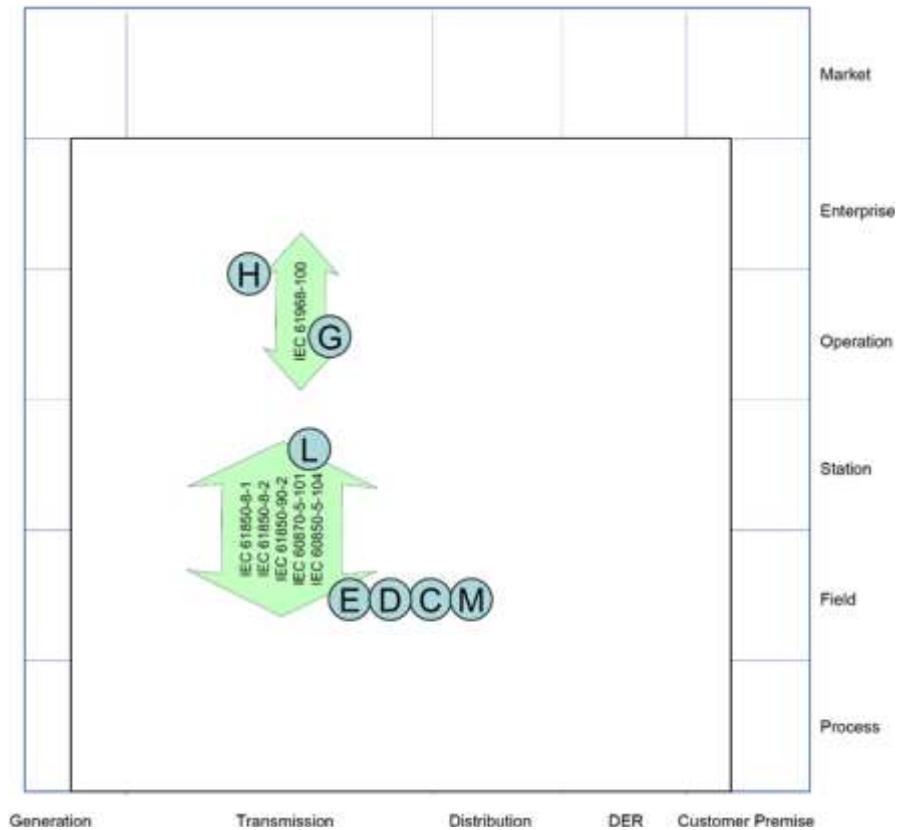


Fuente: SGAM

### Capa Comunicaciones

La comunicación entre el campo, la estación y la operación se realiza mediante IEC/EN 61850 o mediante EN 60870-5-101/104. Para las comunicaciones en bus de la empresa entre la operación y la zona de componentes se utilizará el estándar EN61968-100 (Figura 21).

**Figura 21. Sistema de gestión de activos y mantenimiento - capa de Comunicación**



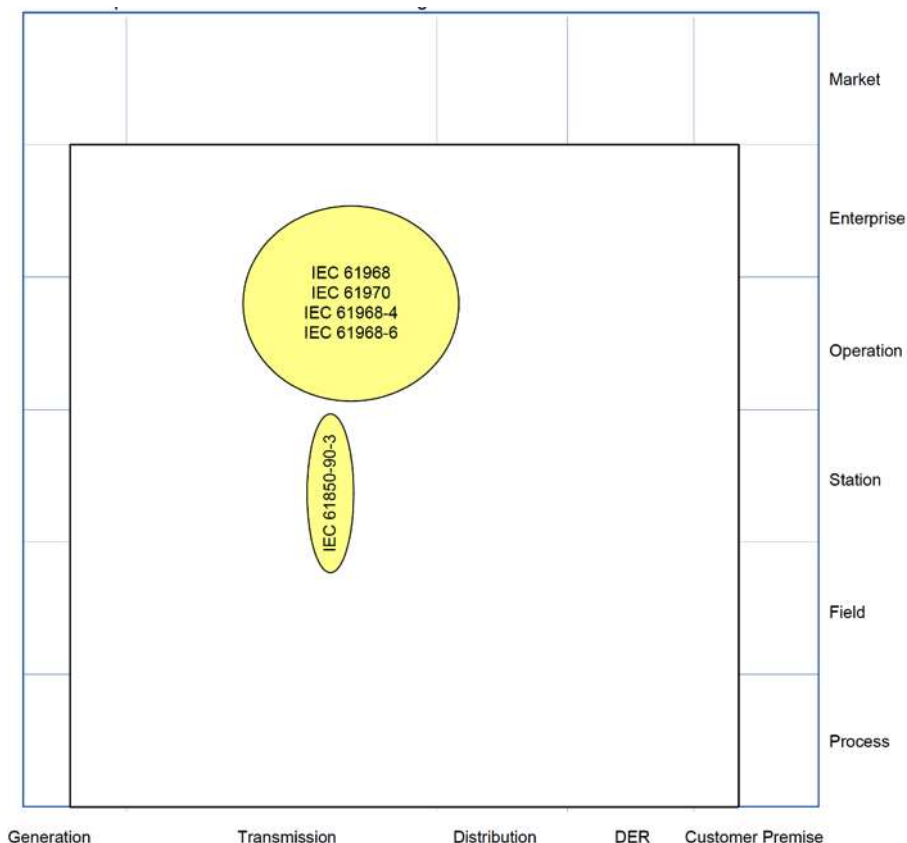
Fuente: SGAM

### **Capa de información**

Para el intercambio de información de monitoreo de condiciones entre la zona de campo / estación y la de operación se utilizará la próxima norma IEC 61850-90-3 (Figura 22). Las normas EN 61968 y EN 61970 se aplican en general para proporcionar información relacionada con la gestión de activos. Específicamente IEC 61698-4 y la próxima norma EN 61968-6 definen interfaces de CIM para gestión de activos y de mantenimiento para el dominio de distribución. Para los otros dominios no existen normas de activos y gestión de mantenimiento específicos.



**Figura 22. Sistema de gestión de activos y mantenimiento - capa de información**



Fuente: SGAM

### **Lista de Normas**

#### **Estándares disponibles**

**Tabla 15- Sistema de gestión de activos y mantenimiento - estándares disponibles**

Capa	Estándar	Comentarios
<b>Información</b>	IEC 61850-80-1	Mapeo de la IEC / EN 61850 modelo de datos sobre 60870-5-101 y 104
<b>Información, Comunicación</b>	EN 61400-25	Edición 1 – Conjunto de normas más específicas de parques eólicos y turbinas eólicas
<b>Información</b>	EN 61698-4	Interfaces para la gestión de bienes
<b>Información</b>	EN 61968 (todas las partes)	Modelo de información común (Sistema de Gestión de la Distribución)
<b>Información</b>	EN 61970 (todas las partes)	Modelo de información común (Sistema de Interfaces para la transmisión)
<b>Comunicación</b>	EN 61850-8-1	IEC / EN 61850 comunicación, excepto los valores de ejemplo
<b>Comunicación</b>	EN 60870-5-101	Equipos de telecontrol y sistemas - Parte 5- 101: Protocolos de transmisión - Norma companion para tareas básicas de telecontrol
<b>Comunicación</b>	EN 60870-5-104	Equipos de telecontrol y sistemas - Parte 5- 104: Protocolos de transmisión - Acceso a la red para EN 60870-5-101 utilizando perfiles de transporte estándar

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

## Próximas normas

Tabla 16.- Sistema de gestión de activos y mantenimiento - normas futuras

Capa	Estándar	Comentarios
Información	IEC 61850-90-3	Monitorización condicionada
Información, Comunicación	EN 61400-25	Edición 2 – Conjunto de normas específicas de parques eólicos y turbinas eólicas
Información	EN 61968-6	Interfaces para mantenimiento y construcción
Información, Comunicación	IEC 61850-90-2	Pautas para la comunicación para el control de los centros
Comunicación	IEC 61850-8-2	IEC / EN 61850 mapeo de comunicación servicios web
Comunicación	EN 61968-100	Define perfiles de comunicación mensajes del CIM utilizando <i>web services</i> o el sistema de mensajería JAVA
Comunicación, Información	IEC 61850-90-12	Guía de ingeniería de redes para sistemas basados en IEC/EN 61850 usando redes de área extensa

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

## 1.9 Sistemas de Administración - Sistema de referencia de reloj

### Asignación de SGAM

#### Introducción

En la mayoría de los casos no es posible asignar un sistema de referencia de reloj en el SGAM, dicho sistema es independiente de los dominios y las zonas, y en general reutilizan algunas capacidades de comunicación existentes de los sistemas afectados.

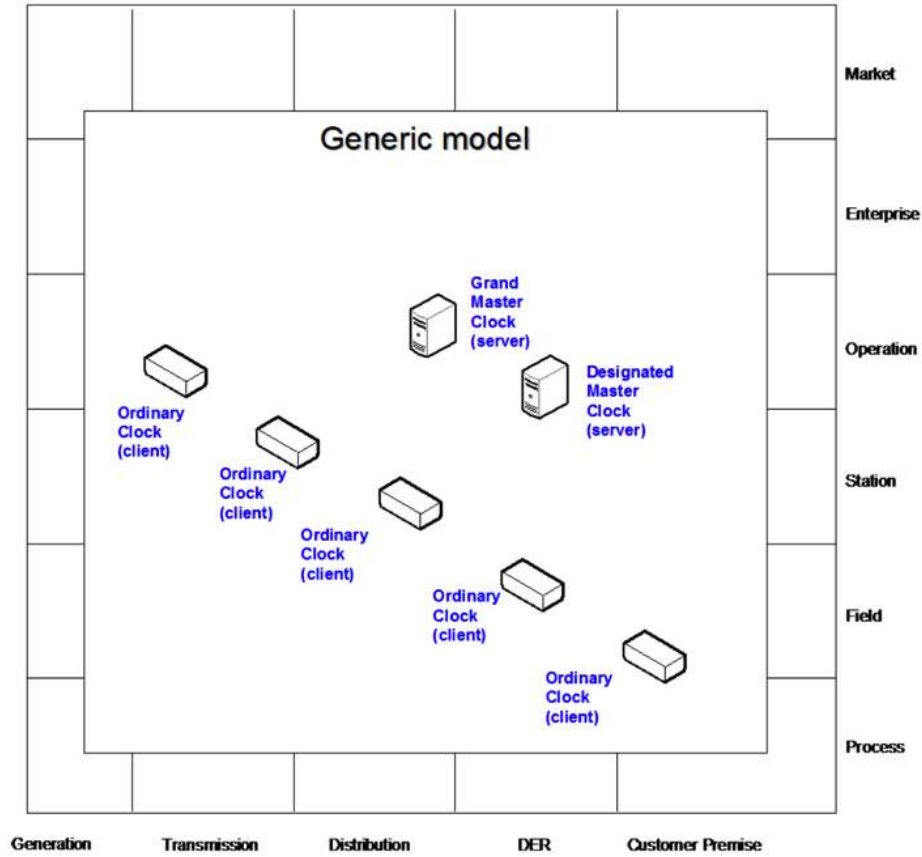
Sin embargo, el requisito de precisión del reloj puede ser diferente en diferentes sistemas y por lo tanto su implementación requerir diferentes mecanismos para soportar las funcionalidades esperadas.

Excepto para alta precisión, en muchos casos, la sincronización del reloj no requiere capacidades específicas de la propia red de comunicación, que se suele utilizar para distribuir el tiempo. Sin embargo, y en concreto al utilizar PTP, todos los componentes utilizados entre el reloj maestro y los relojes "ordinarios" tienen que cumplir con la especificación PTP, para lograr el rendimiento esperado.

#### Capa Componente

Esta capa se ve reflejada en la Figura 23.

Figura 23. Sistema de referencia de reloj - capa de componentes

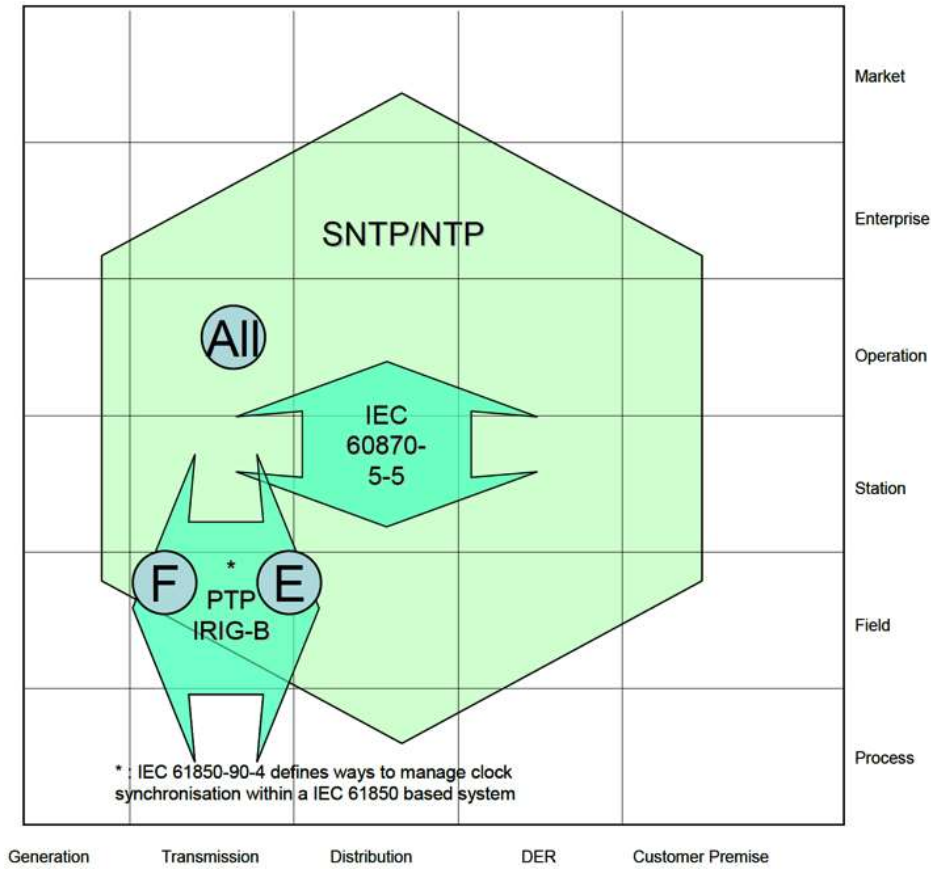


Fuente: SGAM

### Capa Comunicaciones

La Figura 24, muestra la capa de comunicaciones.

**Figura 24. Sistema de referencia de reloj - capa de Comunicación**

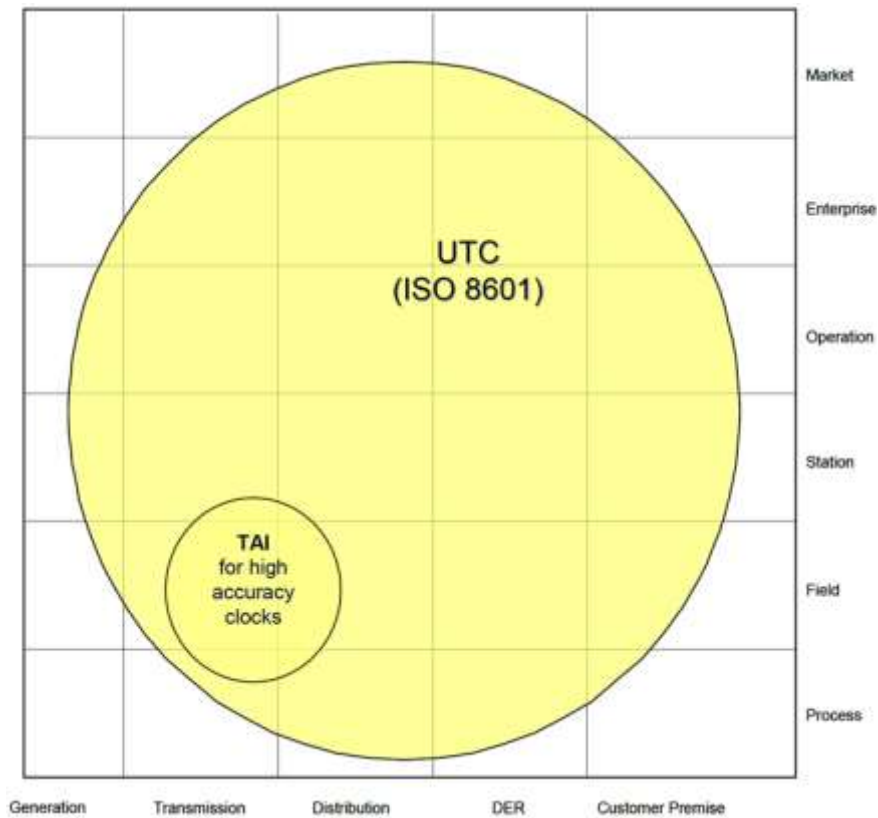


Fuente: SGAM

**Capa de información**

Puede apreciarse en la Figura 25.

**Figura 25. Sistema de referencia de reloj - capa de Información**



Fuente: SGAM

### Lista de Normas

#### Estándares disponibles

**Tabla 17.- sistema de referencia de reloj - estándares disponibles**

Capa	Estándar	Comentarios
<b>Información</b>	ISO 8601 (EN 28601)	Elementos de datos y formato de intercambio — Intercambio de información — Representación de fecha y hora. Coordinated Universal Time (UTC)
<b>Comunicación</b>	IETF RFC 5905	NTP – Network Time protocolo
<b>Comunicación</b>	IETF RFC 4330	SNTP – Simplified Network Time protocol
<b>Comunicación</b>	EN 60870-5-5	Sistema y equipo de telecontrol – incluyendo aplicaciones básicas de sincronización de tiempo
<b>Comunicación</b>	IEC 61588 (IEEE 1588)	PTP ( Precision Time Protocol)
<b>Comunicación</b>	IEC 61850-90-5	
<b>Comunicación</b>	IEEE C37.118	Perfil PTP – Estándar IEEE para sincrofasores en sistemas de potencia
<b>Comunicación</b>	IEEE C37.238:2011	Perfil PTP – Estándar IEEE para aplicaciones de sistemas de potencia
<b>Comunicación</b>	IRIG 200-98	Códigos de tiempo IRIG

Capa	Estándar	Comentarios
Comunicación	IEC 61850-90-4	Directrices Técnicas de Red para sistemas basados en la norma IEC / EN 61850 (incluyendo guías para la sincronización de tiempo)
Comunicación	EN 62439-3	Gestión de tiempo para los mecanismos de red PRP

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

### Próximas normas

**Tabla 18.- sistema de referencia de reloj - normas futuras**

Capa	Estándar	Comentarios
Comunicación	EN 62439-3	Gestión de tiempo para los mecanismos de red PRP
Comunicación	IEEE C37.238	Perfil PTP – Estándar IEEE para aplicaciones de sistemas de potencia
Componente, Comunicación, información, función	IEEE 1588 v3	Sincronización de tiempo incluyendo funcionalidades de seguridad.

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

## 1.10 Sistemas de Administración - Sistemas de autenticación, autorización y contabilidad

### Mapeo de SGAM

#### Introducción

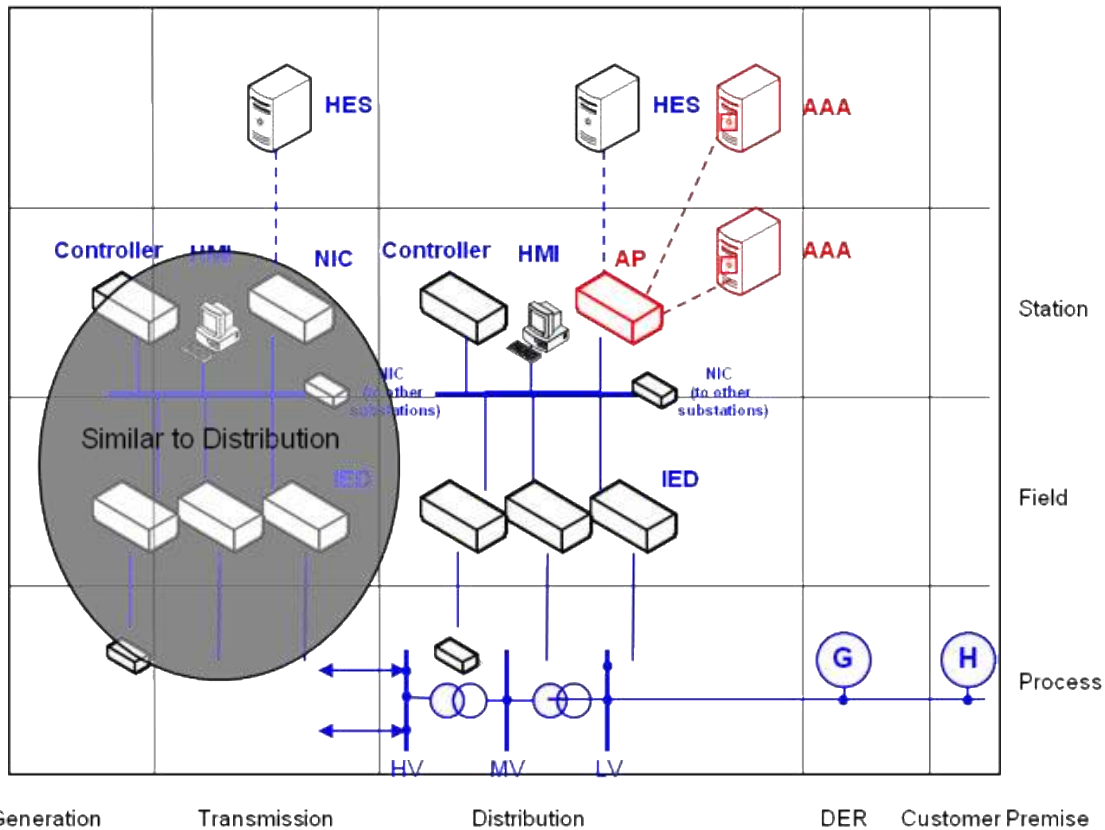
Es importante tener en cuenta que, desde un punto de vista del estándar existen muchas similitudes entre los sistemas de automatización de las subestaciones de distribución, transmisión y generación, sobre todo cuando se trata de acceso remoto. Solo la automatización de subestaciones de distribución se emplea como ejemplo de caso de uso. El enfoque general también se puede aplicar a otros escenarios, como la transmisión o la generación y también para acceder de forma remota a los sistemas de medición inteligentes, que constituyen la primera capa de acumulación de datos.

Teniendo en cuenta que este sistema no está interactuando con las zonas "Empresa y Mercado del SGAM, sólo aparecen las zonas de "Proceso" "Campo", "Estación" y "Operación".

#### Capa Componente

La representación de base de la capa de componente la proporcionada el caso de uso de automatización de subestaciones. El componente adicional que se utiliza aquí es el servidor AAA. El servidor AAA permite el almacenamiento de la información de autenticación y derechos de acceso de usuarios dedicados (o funciones) o componentes necesarios para acceder a la subestación. El AP (Access Point) es el equipo de entrada de soporte de autenticación y control de acceso que comunica con el servidor de autenticación AAA. El servidor de autenticación AAA puede residir en nivel de la estación (que proporciona también soporte de autenticación y autorización, si se pierde la conexión con el centro de control) o en el centro de control (típico). Esto se muestra en la Figura 26 como dos servidores de autenticación AAA conectados con el conmutador de acceso con líneas de puntos. El AP puede ser el interruptor ya disponible o un componente adicional (como una puerta de enlace VPN) como está marcado en rojo en la misma figura.

**Figura 26. Cartografía de las normas utilizadas en el ejemplo AAA en SGAM - capa de componentes**



Fuente: SGAM

### Capa Comunicaciones

Como se dijo antes, hay dos opciones principales para el acceso remoto a una subestación. Ya sea mediante una conexión VPN separada o mediante elementos de seguridad específicos del protocolo.

Para la conexión VPN, se supone que debe aplicarse IPsec. El control de acceso a la red se realiza a menudo, antes de establecer realmente la conexión IPsec (por ejemplo, el uso de EAP (Protocolo de autenticación encapsulado) en la capa 2 de OSI. Por ejemplo, conexiones de acceso telefónico utilizando PPP.

EAP es un protocolo de contenedores que permite el transporte de diferentes métodos de autenticación que proporcionan una funcionalidad diferente. El protocolo de base se define en la RFC 3748. EAP permite la especificación de métodos dedicados para ser utilizados dentro del contenedor. La funcionalidad soporta un rango desde la autenticación unilateral en claro hasta la autenticación mutua con el establecimiento de clave de sesión. La robustez criptográfica de la autenticación, puede ir desde contraseñas en claro hasta la autenticación basada en certificados X.509.

Ejemplos de métodos de autenticación EAP incluyen (entre otras), por ejemplo: EAP-MD5, EAP-MS-CHAP2, EAP-TLS, EAP-TTLS, EAP-FAST, EAP-PSK, EAP-PAX, EAP-IKEv2, EAP-AKA, EAP-MD5, EAP-LEAP, EAP-PEAP, EAP-SIM, EAP-doble TLS, EAP-SAKE y EAP-POTP. Estos métodos se definen típicamente en documentos IETF separados.

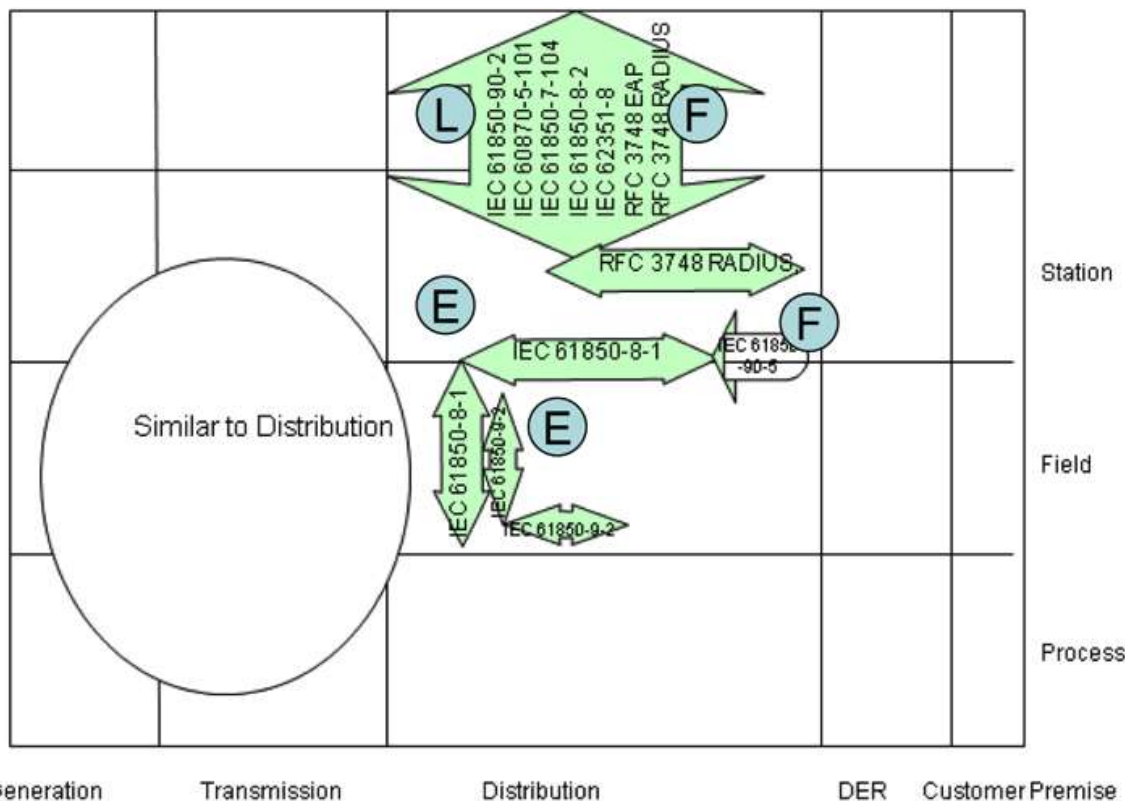
Para el caso de uso que se muestra aquí, las dos familias de protocolos IEC 61850 e IEC 60870-5 constituyen la base. Especialmente para la comunicación con el exterior, se aplican las variantes basadas en TCP permitiendo una aplicación fácil de la funcionalidad de IEC 62351. El foco de atención en este caso está en la norma IEC 62351-8, ya que soporta la funcionalidad de control de acceso:

- Dentro de la subestación, IEC 61850-8-1 (para cualquier tipo de flujos de datos, excepto valores de la muestra) y IEC 61850-9-2 (para valores de la muestra) se utilizan para apoyar el conjunto seleccionado de casos de uso genéricos. IEC 61850-9-4 proporciona directrices detalladas para la comunicación dentro de una subestación. IEC 61850 se utiliza para la conexión de los relés de protección.
- Fuera de la subestación, las “comunicaciones verticales” utilizan IEC 60870-5-104 o IEC 61850, mientras que las comunicaciones horizontales pueden confiar en IEC 61850-9-5 (mapeo completo sobre UDP) o IEC 61850-9-1 (túnel).

La comunicación vertical futura puede depender de IEC 61850-9-2 (directriz para el uso de la norma IEC 61850 para el control de los centros) para proporcionar una arquitectura transparente, basada en la norma IEC 61850. Una nueva cartografía de la norma IEC 61850 sobre la tecnología de servicios web (IEC 61850-8-2) se encuentra bajo especificación, con el fin de ampliar (en seguridad) el ámbito de aplicación de la norma IEC 61850 fuera de la subestación, al tiempo que facilita su despliegue.

Este conjunto de normas se puede colocar en la capa de comunicación del SGAM según la

**Figura 27. Cartografía de las normas utilizadas en el ejemplo AAA en SGAM - capa de Comunicación**



Fuente: SGAM

### Capa de información

La capa de información de automatización de subestaciones se basa principalmente en el modelo de información IEC 61850 (Figura 28). La seguridad se añade IEC 62351-8. Por otra parte, con la norma IEC 62351-9 se está trabajando actualmente en definir la gestión de claves para los servicios de seguridad IEC 62351. Esto especialmente se refiere a la manipulación de material de clave X.509, que normalmente se proporciona como parte de una Infraestructura de clave pública (PKI). Además, los documentos IETF



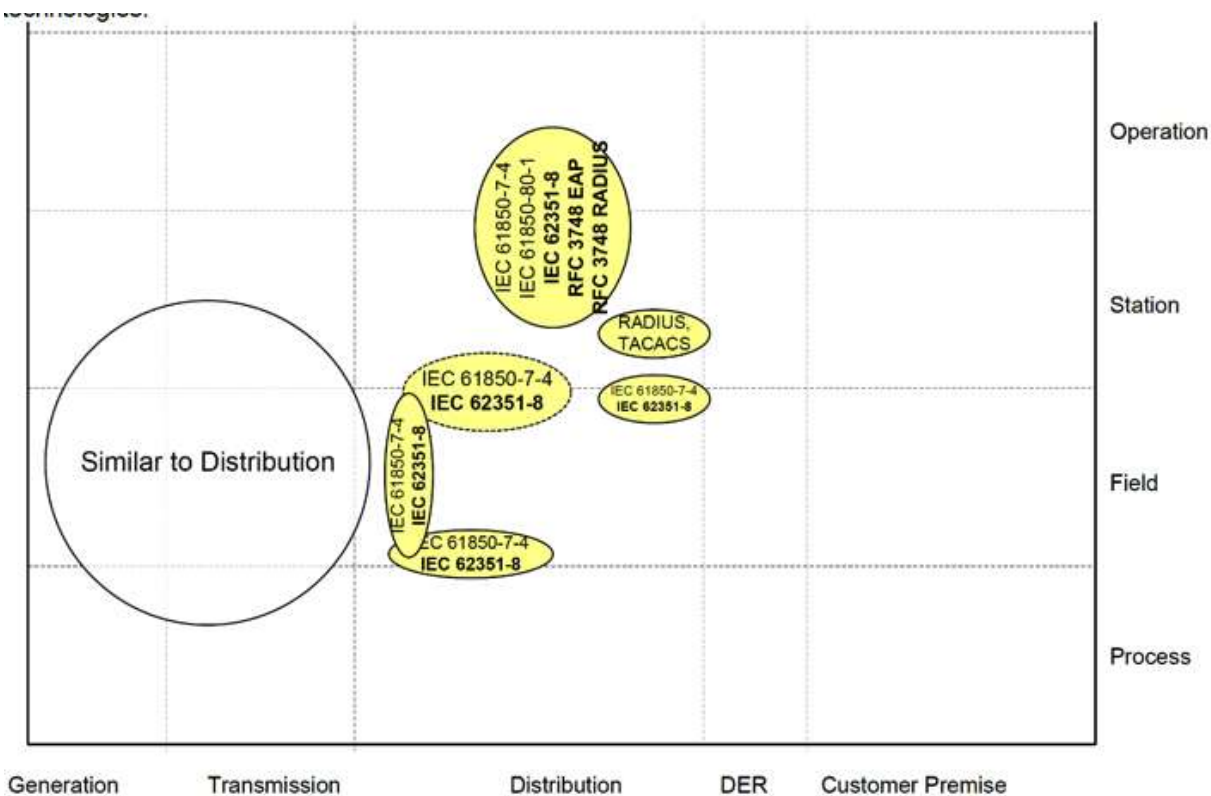
referenciados conectados con acceso a la red (EAP, RADIUS, etc.) también definen los elementos de información necesarios.

En aras de la simplicidad, sólo se hace referencia a los modelos de datos específicos de seguridad:

- IEC 62351-8: Role Based Access Control, definición de formatos de credenciales (tenga en cuenta que se prevé que la corriente IEC 62351-8 estará acompañado por un TR que defina categorías de acciones/operaciones para facilitar la tramitación administrativa de las asociaciones de rol/derechos, en un entorno de múltiples proveedores)
- IEC 62351-9: Gestión de claves (CD disponible)
- RFC 3748: EAP, además, las RFC manipulación / métodos EAP que definen
- RFC 2865: RADIUS

Para los protocolos, que no son nativos en IEC 61850, como el IEC 60870-5-101 o 104, un mapeo del modelo de información IEC 61850 es posible utilizando la IEC 61850-80-1, permitiendo a los usuarios de estas tecnologías poder utilizar el modelado de datos (y la integración a continuación, más fluida) sin cambiar las tecnologías de comunicación.

**Figura 28. Cartografía de las normas utilizadas en el ejemplo AAA en SGAM - capa de Información**



Fuente: SGAM

### Lista de Normas

Las dos subsecciones siguientes proporcionan un resumen de las normas que parecen relevantes para apoyar los sistemas de AAA.

### **Estándares disponibles**

La siguiente tabla proporciona una visión general de las normas aplicables para la AAA. La lista no pretende ser completa.

**Tabla 19.- Gestión de la comunicación de red - estándares disponibles**

Capa	Estándar	Comentarios
<b>Información</b>	IEC 62351-8	Definición de credenciales de acceso basadas en roles
<b>Información</b>	IETF RFC 4962	Guía para la gestión de claves para AAA
<b>Comunicación</b>	IEC 62351-3, IEC 62351-4, IEC 62351-8	Protección para comunicaciones basadas en TCP IEC 61850 o IEC 60870-5-104 utilizando TLS junto a credenciales RAC
<b>Información</b>	IETF RFC 2865	RADIUS (Remote Authentication Dial In User Service)
<b>Comunicación</b>	IETF RFC 2759	EAP MS-CHAP2
<b>Comunicación</b>	IETF RFC 3748	EAP Base Protocol (includes EAP MD5)
<b>Comunicación</b>	IETF RFC 4764	EAP PSK (Pre-Shared Key)
<b>Comunicación</b>	IETF RFC 5106	EAP IKEv2
<b>Comunicación</b>	IETF RFC 5216	EAP TLS
<b>Comunicación</b>	IETF RFC 5281	EAP TTLSv1.0
<b>Información, Comunicación</b>	IEC 61850-90-4	Guía para la comunicación con subestaciones

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

### **Próximas normas**

**Tabla 20.- Gestión de la comunicación de red - normas futuras**

Capa	Estándar	Comentarios
<b>Información</b>	IEC 62351-3	Perfil TLS para TCP/IP
<b>Información, Comunicación</b>	IEC 62351-90-1	Definición de las categorías de las acciones que se asocia con un rol/permiso para facilitar la tramitación administrativa de los permisos y de las asociaciones de rol.
<b>Información, Comunicación</b>	IEC 62351-9	Administración de claves para servicios de seguridad IEC 62351, dirigido a la gestión de las credenciales de seguridad asimétricos y simétricos.
<b>Información, Comunicación</b>	IEC 61850-90-2	Pautas para la comunicación para el control de los centros
<b>Comunicación</b>	IEC 61850-8-2	IEC 61850 mapeo específico servicio de comunicación (SCSM) - Asignaciones a servicios web

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

## 1.11 Sistemas de Administración - Sistema de pronóstico del tiempo y observación

### Mapeo de SGAM

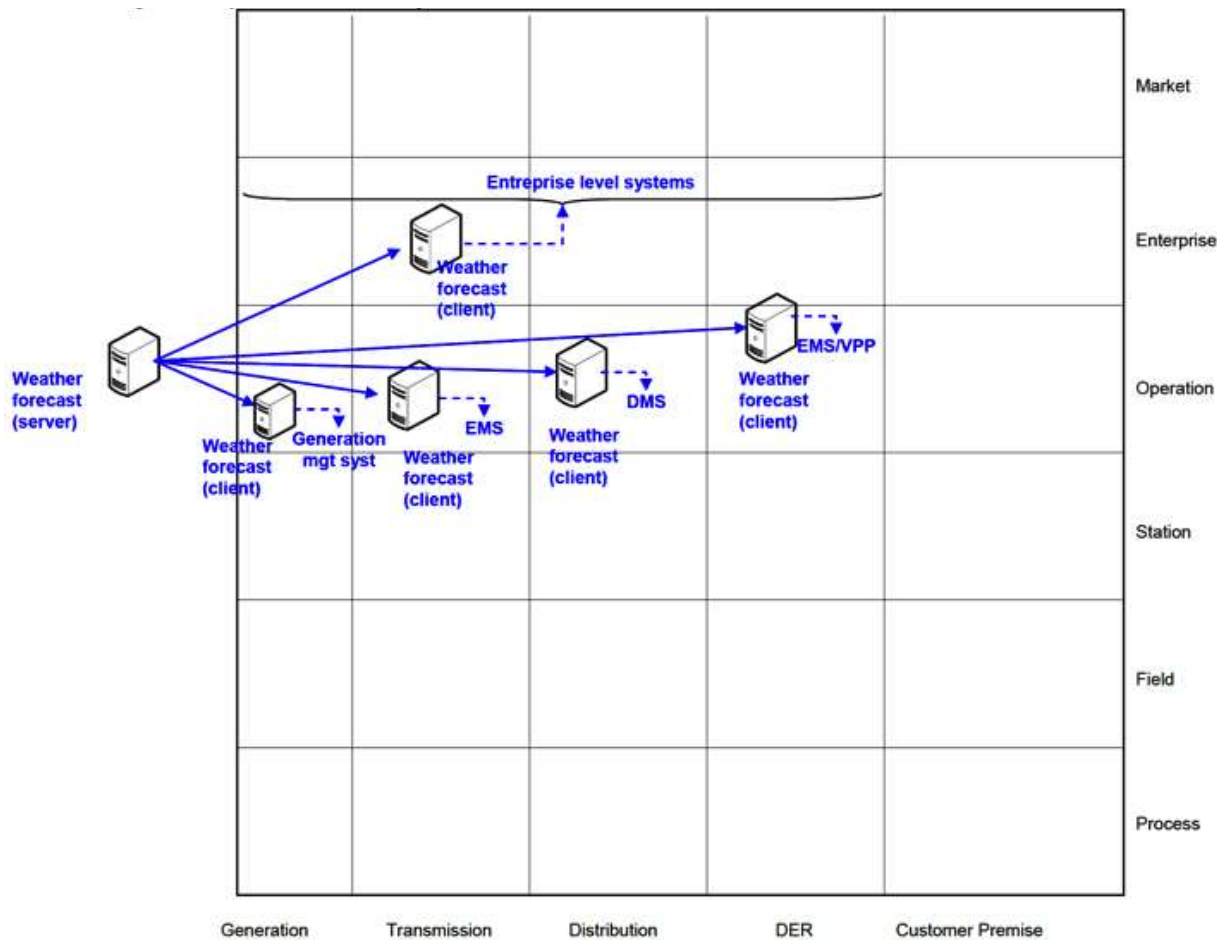
#### Introducción

Aunque un sistema de previsión del tiempo no está directamente relacionado con los dominios SGAM o zonas, su asignación a SGAM podría ser:

#### Capa Componente

Un sistema de previsión del tiempo actúa principalmente como un servidor (Figura 29). Cliente de los servicios de previsión del tiempo puede ser cualquier sistema de redes inteligentes de los que se han descrito anteriormente.

Figura 29. Sistema de pronóstico meteorológico y observación - capa de componentes



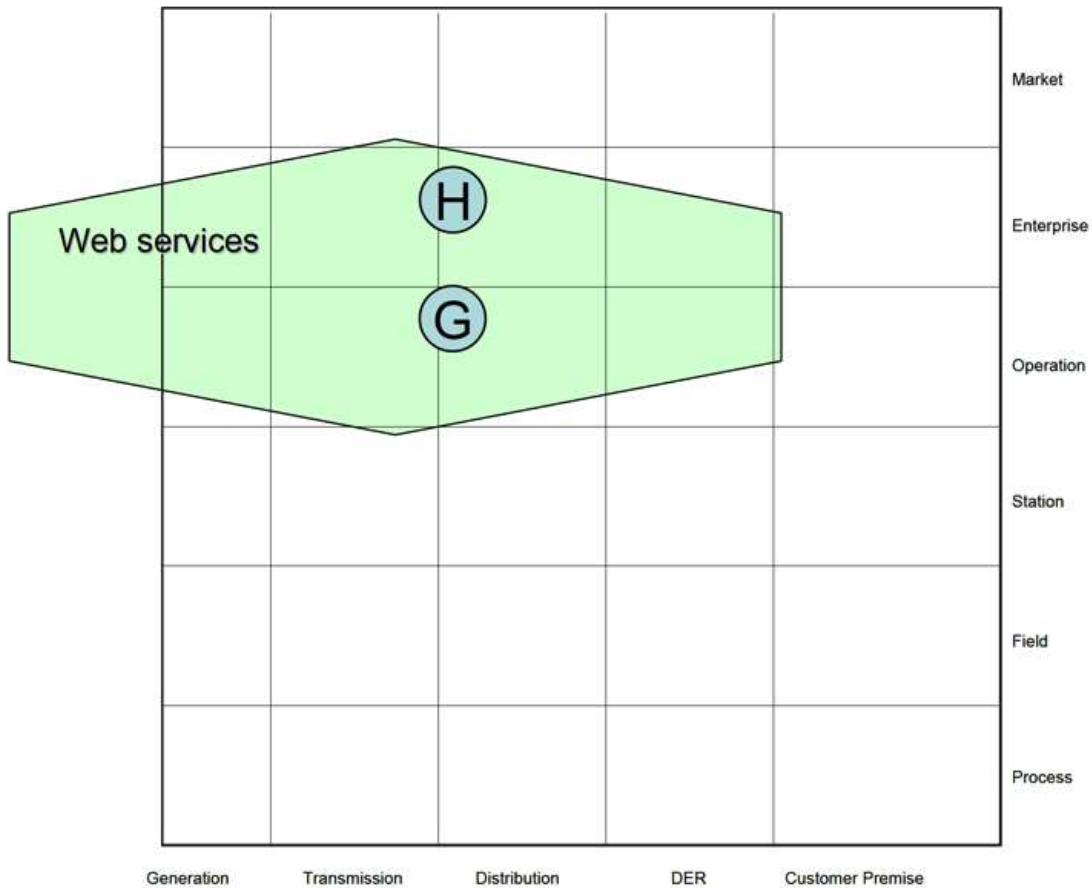
Fuente: SGAM

#### Capa Comunicaciones

El protocolo de comunicación más utilizado para el manejo del intercambio con un sistema de previsión del tiempo para un servicio basado en la petición/respuesta son los servicios web (Figura 30).

El soporte al servicio de suscripción y publicación para los datos no solicitados podrá requerir obtener una conexión de red disponible desde el registro hasta la recepción de los datos.

**Figura 30- Sistema de pronóstico meteorológico y observación - capa de Comunicación**

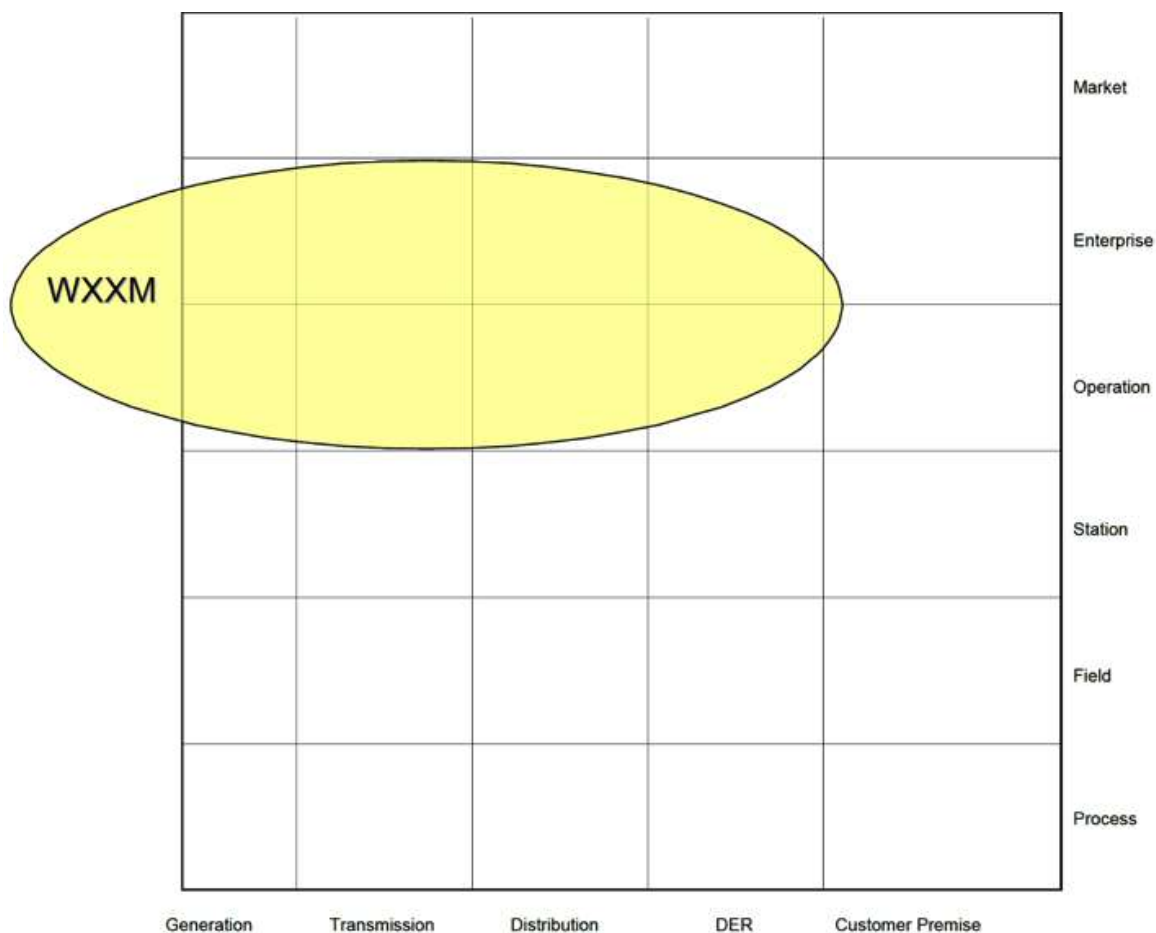


Fuente: SGAM

### **Capa de información**

Aun sin ser perfecto, el estándar de interfaz XML WXXM 1.1, desarrollado por la Administración Federal de Aviación (FAA) y la Organización Europea para la Seguridad de la Navegación Aérea (EUROCONTROL), proporciona una buena base para el modelo de intercambio de tiempo (Figura 31). Puede no ser necesaria la herencia GML y algunos tipos de datos pueden faltar.

**Figura 31. Sistema de pronóstico meteorológico y observación - capa de Información**



Fuente: SGAM

En el futuro, WXXM Extendido, u OMM METCE añadiendo una Extensión del Modelo de Intercambio de datos Meteorológicos para Smart Grid (SG) puede considerarse. El uso de la Extensión del Modelo de Intercambio de datos Meteorológicos para Smart Grid (SG) permitirá detalles geospaciales en los datos y proporcionará capacidades de área en lugar de sólo un punto.

### **Lista de Normas**

#### **Estándares disponibles**

Las tablas siguientes describen las normas que a menudo se consideran.

**Tabla 21.- Sistema de pronóstico meteorológico y observación - estándares disponibles**

Capa	Estándar	Comentarios
<b>Comunicación</b>	ISO 19142	OpenGIS Web Feature Service 2.0 Interfaz estándar
<b>Información</b>	NCAR WXXM	Modelo de intercambio Meteorológico. <a href="https://wiki.ucar.edu/display/NNEW/WXXM">https://wiki.ucar.edu/display/NNEW/WXXM</a>
<b>Comunicación</b>	OGC	Open Geospatial Consortium <a href="http://www.opengeospatial.org/">http://www.opengeospatial.org/</a>
<b>Información</b>	EN 61850-7-4	Parte de la norma IEC 61850 que se centra en el Modelo de datos de

Capa	Estándar	Comentarios
		observación Meteorológica.
<b>Información</b>	EN 61400-25-4	Parte de IEC 61400-25-4 que se centra en el Modelo de datos de observación Meteorológica.
<b>Información</b>	WMO METCE	OMM (Organización Meteorológica Mundial) METCE (Intercambio Climatológico e Hidrológico)

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares

### **Próximas normas**

**Tabla 22.- Sistema de pronóstico meteorológico y observación - normas futuras**

Capa	Estándar	Comentarios
<b>Información</b>	NCAR WXXM	Modelo de intercambio Meteorológico. Próxima Revisión
<b>Información</b>	IEC 61850-90-3	Modelo de datos de Monitorización de condiciones climatológicas.

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá de Henares