



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**EL MODELO DE INFORMACIÓN COMÚN PARA UN
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTE**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

PRESENTA

GABRIEL PIEDRAS DELGADO

DIRECTOR DE TESIS

M.I. ESTHER BARRIOS MARTÍNEZ



Ciudad Universitaria, Diciembre 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Acrónimos y Síglas

AMI.- Advanced Meter Infrastructure (Infraestructura Avanzada de Medición)

AMR.- Automatic Meter Reading (Lectura de Medición Automática)

CENACE.- Centro Nacional de Control de Energía

CIM.- Common Information Module (Módulo de Intercomunicación Común)

CFE.- Comisión Federal de Electricidad

DMS.- Distribution Management System (Sistema para la Administración de Distribución).

DVMC.- División Valle de México Centro

EMS. - Energy Management System (Sistema para el Manejo de Energía)

EPROSEC. -Equipo de Protección y Seccionamiento.

GIS.- Geographic Information System (Sistema de Información Geográfica)

GPS.- Global Positioning System (Sistema de Posicionamiento Global)

IEEE. - Institute of Electrical and Electronics Engineers

IVR.- Interactive Voice Response (Sistema Interactivo de Respuesta)

MDM.- Meter Data Management (Administración de Datos de Medición)

NEPLAN.- Software comercial para calcular flujos de potencia

NIST. - National Institute of Standards and Technology

OMS.- Outage Management System (Sistema para la Administración de Interrupciones).

REI.- Red Eléctrica Inteligente.

SCADA.- Supervisory Control and Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)

SEDI.- Sistema Eléctrico de Distribución Inteligente

SIAD.- Sistema Integral de Administración de Distribución

SICOM.- Sistema Comercial

SEN.- Sistema Eléctrico Nacional

SICOSS.- Sistema de Control de Solicitudes y Servicios

SIGED.- Sistema de Información Geográfica y Eléctrica de Distribución

SIMOCE.- Sistema del Monitoreo de la Calidad de la Energía

SIMSED.- Simulador del Sistema Eléctrico de Distribución

SOA.- Service Oriented Architecture (Arquitectura Orientada a Servicios)

TIU.- Tiempo de Interrupción por Usuario

UCM.- Unidad Central Maestra

UTR.- Unidad Terminal Remota

UML.- Unified Modeling Language (Lenguaje Unificado de Modelado)

WFM.- Workforce Management (Administración de la Fuerza de Trabajo)

XML.- eXtensible Markup Language (Lenguaje de Marcas Extensible)

Índice

Acrónimos y Siglas.....	iv
Objetivos	10
Definición del problema	10
Resultados.....	11
Capítulo 1.....	12
1. La Red Eléctrica Inteligente	12
1.1 Introducción	12
1.2 Definiciones de Red Eléctrica Inteligente	14
1.3 La Arquitectura de una Red Eléctrica Inteligente	15
1.3.1 Generación	16
1.3.2 Transmisión.....	17
1.3.3 Distribución	17
1.3.4 Cliente	18
1.3.5 Operación.....	19
1.3.6 Mercados.....	20
1.4 Los Sistemas de Distribución.....	22
1.4.1 Topología de Redes en Distribución.....	24
1.4.2 Principales componentes de un Sistema de Distribución.....	25
1.4.2.1 Subestaciones.....	25
1.4.2.2 Transformadores.....	25
1.4.2.3 Instrumentos de medición	26
1.4.2.4 Relevadores.....	27

1.4.2.5	Interruptores	28
1.4.2.6	Seccionadores	28
1.4.2.7	Restauradores	28
1.5	Retos en la implementación de un Sistema de Distribución Inteligente	29
1.6	Principales sistemas de un Sistema de Distribución Inteligente	31
1.6.1	Sistema de Información Geográfica	31
1.6.2	Control Supervisor y Adquisición de Datos (SCADA)	31
1.6.3	Sistema para la Administración de Energía	32
1.6.4	Infraestructura de Medición Avanzada	33
1.6.5	Sistema para la Administración de la Distribución	34
1.6.6	Administración de la fuerza de trabajo	35
1.6.7	Sistema de Administración de Salidas	35
1.6.8	Administrador de Datos de Medición	36
1.7	Revisión de los estándares en una REI	37
1.7.1	Normas IEC para REI	37
1.7.2	Grupo de trabajo TG 57 y el Modelo de Información Común	38
Capítulo 2		40
2. El Modelo de Información Común		40
2.1	Introducción	40
2.2	Cronología evolutiva del CIM	41
2.3	Definición del CIM	44
2.4	Fundamentos del CIM	46
2.4.1	Lenguaje de Modelado Unificado (UML)	47

2.4.1.1	Diagramas de Clases UML	48
2.4.1.2	Diagramas de secuencia.....	52
2.4.2	Lenguaje extensible de Marcas (XML)	53
2.5	Paquetes del CIM	54
2.5.1	Paquetes relevantes de la IEC 61970.....	56
2.5.1.1	Paquete “Core”	57
2.5.1.2	Paquete “Wires”	59
2.5.1.2.1	Modelo de clases Líneas.....	62
2.5.1.2.2	Modelo de clases Transformador	64
2.5.1.3	Paquete Topology	66
2.5.2	Paquetes relevantes de la IEC 61968.....	68
2.5.2.1	Paquete “Operations”	69
2.5.2.2	Paquete “Assets”.....	70
2.5.3	Definición de Interfaces Genéricos GID.....	72
2.6	Modelo de Conectividad CIM.....	74
2.7	Modelado de Sistemas Eléctricos usando CIM.....	77
Capítulo 3.....		85
3. La Arquitectura de Interoperabilidad.....		85
3.1	Introducción	85
3.2	Categorías de Interoperabilidad y Roles del CIM.....	86
3.3	Distancias para Integración.....	90
3.4	Modelo de Referencia de Interfaces “IRM”	91
3.4.1	Funciones	92

3.5	Arquitectura de Interoperabilidad	93
3.5.1	Tecnologías de Integración	94
3.5.1.2	Arquitectura Orientada a Servicios “SOA”	94
3.5.1.3	Bus de Servicios Empresarial “ESB”	96
3.6	Proceso de adopción del CIM.....	99
Capítulo 4.....		104
4. Mapa de ruta para la modernización en la División de Distribución Valle de México Centro		104
4.1	Introducción	104
4.2	La División de Distribución Valle de México Centro	105
4.2.1	Objetivos Estratégicos de la DVMC.....	106
4.3	Proyectos Implementados	108
4.4	Visión de la Red Eléctrica Inteligente para distribución	115
4.4.1	Perspectivas y Objetivos de la Red Eléctrica Inteligente en la DVMC	115
4.5	Arquitectura Propuesta para la modernización de la DVMC en REI.....	118
4.6	Mapa de Ruta para la Implementación de la Red Eléctrica Inteligente en la DVMC.....	121
4.6.1	Actividades a Corto Plazo	122
4.6.2	Actividades a Mediano Plazo	126
4.6.3	Actividades a Largo Plazo.....	127
Conclusiones.....		128
<i>Bibliografía</i>		<i>131</i>
Anexo 1.....		133

Objetivos

Describir una metodología de aplicación del Modelo de Información Común (CIM) para sistemas eléctricos de distribución mediante el estudio de las normas IEC-61970 e IEC-61968, asimismo se analiza la arquitectura proyectada bajo el marco normativo del NIST para una Red Eléctrica Inteligente.

Utilizar el CIM en una propuesta de modernización para la División de Distribución del Valle de México Centro, mediante un mapa de ruta con visión de Red Eléctrica Inteligente. Este mapa se formula contemplando los objetivos estratégicos de esta división, tomando en cuenta los proyectos y sistemas que ya se encuentran operando.

Definición del problema

La Red Eléctrica Inteligente (REI) ha dejado de ser un paradigma logrando convertirse en la visión del sector energético a nivel global. En México, la reforma energética aplicada en lo referente a la industria eléctrica, transforma el servicio público de energía en un esquema de libre mercado planeado bajo los principios de la REI. Actualmente, tanto la Secretaría de Energía como la Comisión Federal de Electricidad coinciden en la adopción del modelo de REI en una visión a largo plazo y actualmente realizan diversos proyectos para su modernización.

De acuerdo a las recomendaciones de organismos como el Instituto Nacional de Normas y Tecnología (NIST) una REI requiere implementar una red bidireccional conformada por sistemas eléctricos e informáticos, entre los clientes y las empresas suministradoras, que permita el intercambio de información en tiempo real con la red y entre sus propios subsistemas con el fin de alcanzar los objetivos descritos en la visión de REI.

Sin embargo, los sistemas de distribución actuales se componen de equipos de distintos fabricantes con sistemas informáticos propietarios, que obstaculizan la implementación de una red bidireccional que cumpla las especificaciones de una REI y como consecuencia limitan la incorporación eficiente de nuevas tecnologías.

Por consiguiente, para implementar una red bidireccional que permita modelar los sistemas actuales y futuros, es necesaria la adopción de estándares internacionales como el IEC-61968 e IEC-61970, particularmente su aplicación en el Modelo de Información Común (CIM por sus siglas en inglés), el cual será objeto de estudio de la presente tesis.

Resultados

El presente trabajo presenta una descripción detallada para el modelado de una arquitectura de interoperabilidad para sistemas eléctricos de distribución mediante el uso del estándar CIM.

Así mismo, se utiliza el CIM en un mapa de ruta para la modernización de la División de Distribución del Valle de México Centro con visión de REI. Se obtendrá siguiendo un orden cronológico mediante la incorporación de cada uno de los sistemas legados y futuros, para que la implementación de la REI sea viable y solucionen eficientemente los problemas de forma ordenada.

Capítulo 1

1. La Red Eléctrica Inteligente

1.1 Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia tienen como finalidad suministrar energía eléctrica a todos los clientes conectados a sus redes. Para ello, la energía se produce en las centrales generadoras, la transporta y se distribuye en las ciudades para todos los clientes, mediante redes de distribución buscando mejorar la confiabilidad del suministro.

Sin embargo, la eficiencia y confiabilidad actualmente está estrechamente ligada al uso de fuentes de energía renovables y el uso de combustibles más limpios como el gas. El primer esfuerzo por parte de las empresas eléctricas fue la creación de programas para el ahorro de energía, con la finalidad de reducir el consumo en horas pico y el proyecto más ambicioso es la generación distribuida en las redes de distribución. En la tabla 1 se ilustran algunos de los resultados esperados por la REI.

Objetivos	Resultados esperados
Liberalización de los mercados	Facilitar la interconexión de nuevos productores de energía buscando ofrecer el menor costo a los usuarios.
Modernización sostenida de las redes	Promover el uso de nuevas tecnologías en todas las áreas de la empresa
Interoperabilidad con países vecinos	Intercambio de flujos de potencia reforzando el libre mercado.
Integrar energías renovables	Capacidad de incorporar diferentes fuentes de energía en diversas áreas de la red.
Disminuir el impacto ambiental	Reducir la emisión de gases contaminantes mediante el uso de combustibles más limpios.
Integración activa de los usuarios	Capacidad de los usuarios para flexibilizar la demanda, impacto en las tarifas de acuerdo a sus hábitos de consumo.

Tabla 1 Objetivos Generales de una REI (Garcés, 2008)

El paradigma de Red Eléctrica Inteligente (REI) se formula en respuesta a esta necesidad de un suministro de energía limpia, confiable y eficiente. Estos son los alicientes que han impulsado los diversos esfuerzos por parte de organizaciones gubernamentales e institutos de investigación, y que permitieron asimilar el paradigma para convertirlo en la visión que transformará el sector energético a nivel global.

En México, la reforma energética ya entrada en vigor, hace necesaria una visión de REI que permita una transición eficiente del servicio público de energía centralizado en un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La Comisión Federal de Electricidad (CFE) se convierte en empresa productiva del estado y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) ahora como organismo autónomo, tendrá entre otras tareas, ofrecer condiciones de confiabilidad para el funcionamiento del mercado mayorista entre las diferentes empresas que se espera impulsen el desarrollo económico y reduzcan el impacto ambiental en todos los niveles de la red (Ley, 2014).

Por su parte, los sistemas de distribución que estadísticamente cuentan con la mayor cantidad de clientes, deben ser el área más beneficiada por la visión de REI, ya que se han convertido en sistemas dinámicos muy complejos a raíz del crecimiento sostenido de las ciudades, y cuya su operación requiere el uso de nuevos equipos apoyados en sistemas informáticos para el manejo de datos.

Por lo tanto, es necesario conocer la arquitectura prevista en una REI, para entender la importancia del manejo de información. En este primer capítulo se analiza esta arquitectura y su impacto en la modernización de los sistemas de distribución. Así mismo, se enumeran los estándares asociados como el Modelo de Información Común enfatizando su importancia en la REI y el porqué de su desarrollo en la presente tesis.

1.2 Definiciones de Red Eléctrica Inteligente

Los principales países que impulsaron a principios del milenio el paradigma de REI, formularon diversas definiciones. Sin embargo, estas corresponden en su mayoría a necesidades y realidades específicas del país o bloque. A continuación se presenta definiciones de organismos internacionales que permitan formular una definición adecuada a la realidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

- a) El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) nos dice:

“La (red inteligente) es un sistema de energía eléctrica de última generación que se caracteriza por el aumento del uso de las comunicaciones y las tecnologías de la información en la generación, distribución y consumo de la energía eléctrica.”
(IEEE, 2015)

- b) La Agencia Internacional de la Energía (IEA) define:

“Una Smart Grid (red inteligente) es una red eléctrica que utiliza tecnologías digitales avanzadas, entre otras, para controlar y gestionar el transporte de electricidad, a partir de todas las fuentes de generación para satisfacer las diferentes demandas de electricidad de los usuarios finales.”(IEA.org, 2015)

- c) La definición adoptada en México de acuerdo a la Ley de la Industria Eléctrica (Diario Oficial de la Federación) define la REI como:

“Red Eléctrica que integra tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otros, a fin de mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.”(Ley, 2014)

Analizando las definiciones se puede concluir que, la red eléctrica inteligente es la convergencia de los sistemas eléctricos de potencia con las tecnologías de la información y comunicaciones para mejorar eficiencia y confiabilidad del SEN siempre buscando calidad y seguridad del servicio.

1.3 La Arquitectura de una Red Eléctrica Inteligente

Una Arquitectura se refiere principalmente a la disposición de cada uno de los equipos, medios físicos y su interrelación dentro del sistema a construir. La arquitectura de una REI se basa en diversos estándares, y esta no debe cerrarse a otras posibilidades de integración y ampliación.

La arquitectura de red eléctrica inteligente seleccionada para el desarrollo de esta tesis, es la propuesta por el Instituto Nacional de Estándares y Energía (NIST) cuyas recomendaciones son aceptadas por la SENER y CFE. Esta arquitectura se construye en 7 diferentes dominios (NIST, 2015). La figura 2 ilustra los dominios en una REI y su interconexión a través de dos redes, la red eléctrica y la red de comunicaciones, si bien se podría percibir cierta independencia son inseparables dentro de la REI.

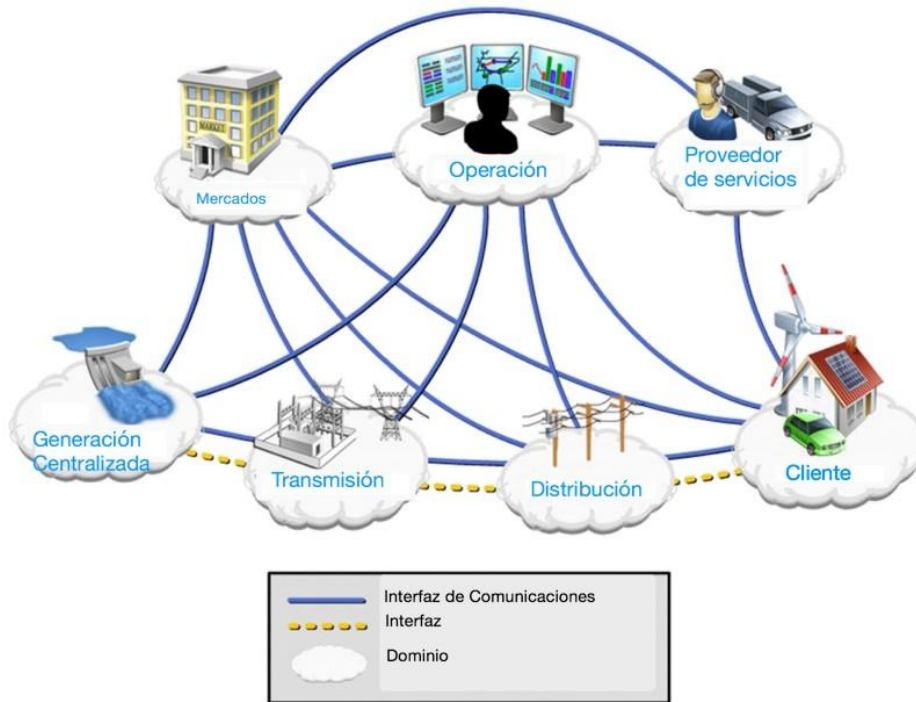


Figura 2 Arquitectura de una red eléctrica inteligente propuesta por el NIST

A continuación se detallarán los dominios involucrados

1.3.1 Generación

Este dominio de la red inteligente genera electricidad a partir de fuentes de energía renovables y no renovables en grandes cantidades es conocido como generación diversificada (*Bulk Generation*). Los diversos tipos de fuentes pueden ser clasificadas como: fuentes renovables variables como la solar y la eólica, fuentes renovables no variables como la hidroeléctrica, biomasa, geotérmica y de almacenamiento; o bien fuentes no renovables no variables, como la nuclear, el carbón y el gas. La energía que se almacena para su posterior distribución también puede ser incluida en este dominio, la siguiente figura 3 muestra cómo interactúa este dominio con el dominio de operación y mercados. (NIST, 2015)

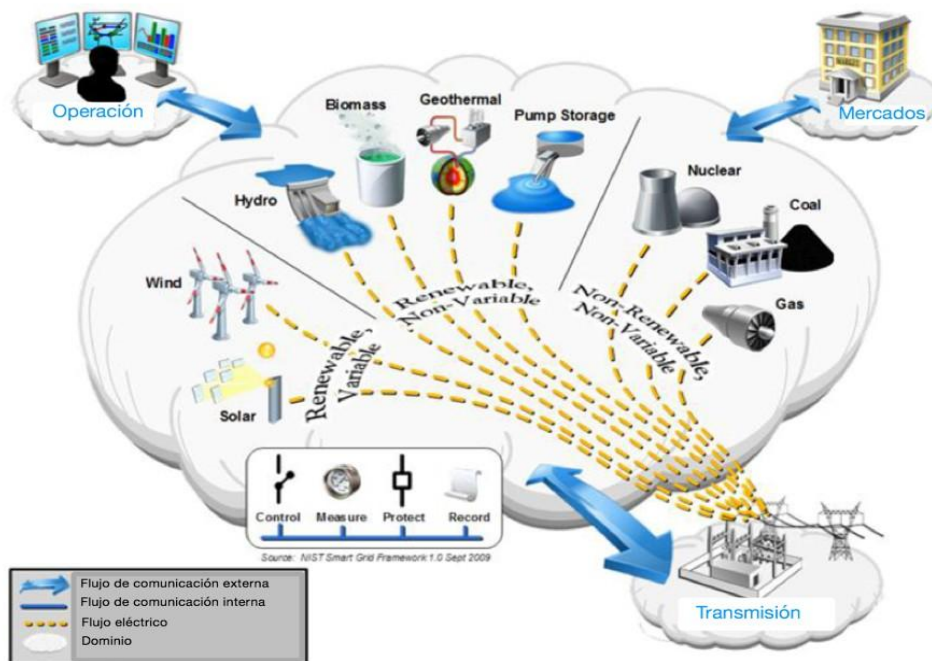


Figura 3 Generación diversificada

En cuanto al manejo de los flujos de potencia, hasta ahora unidireccionales, se tendrá que adaptarse a los cambios pues deberá incorporar tanto grandes como pequeños generadores, los mismos que pudiesen estar dispersos o centralizados y deberán ser coordinados, no solo entre ellos sino con los usuarios.

1.3.2 Transmisión

En este dominio las empresas se encargan del traslado de la energía eléctrica a grandes distancias, se prevé que además puedan almacenar energía. Estas compañías utilizan electrónica de potencia y sistemas de comunicación para mantener los parámetros eléctricos en los niveles deseados, la siguiente Figura 4 (NIST, 2015) muestra la interacción eléctrica y de comunicación bidireccional de este dominio con generación y distribución.

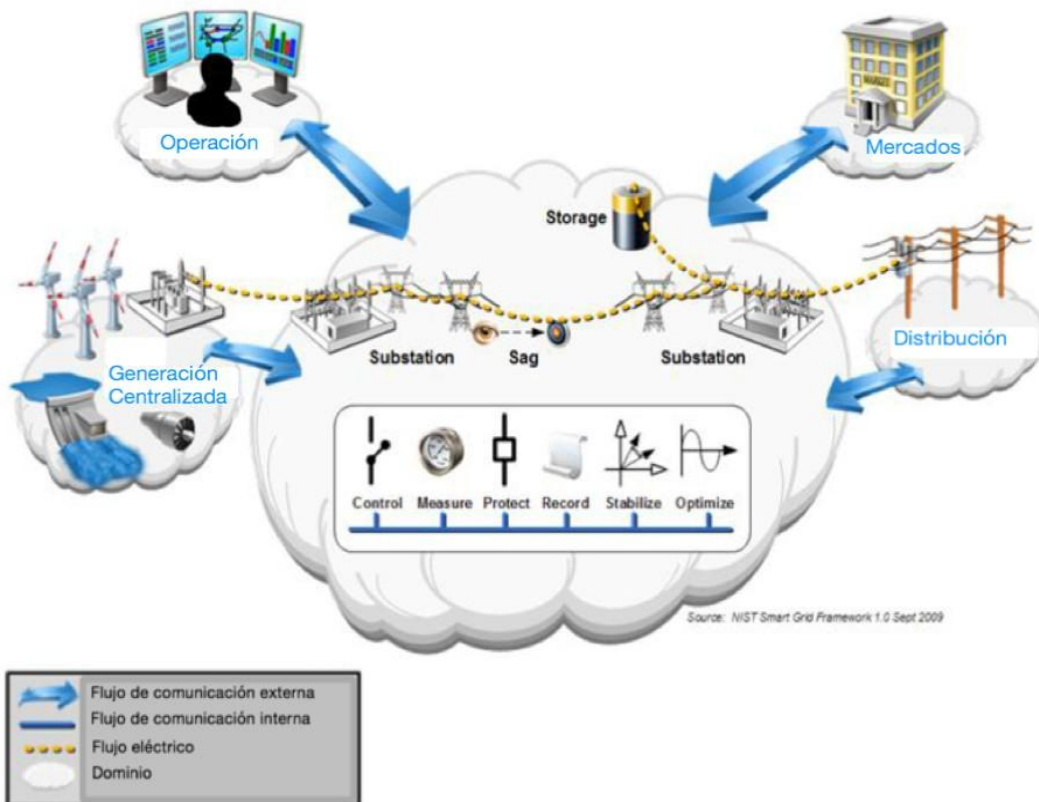


Figura 4 Dominio de transmisión

1.3.3 Distribución

Este dominio distribuye la electricidad hacia los clientes finales pero también se espera recibir energía de ellos. La red de distribución conecta los medidores inteligentes, los dispositivos de campo, la gestión y el control a través de una doble vía de comunicaciones alámbricas o inalámbricas.

También puede conectarse a las instalaciones de almacenamiento de energía y recursos energéticos distribuidos a nivel de distribución. En la siguiente Figura 5 (NIST, 2015) se muestra el dominio de distribución y sus respectivos componentes, interactuando con los dominios de operación, mercado, transmisión y cliente.

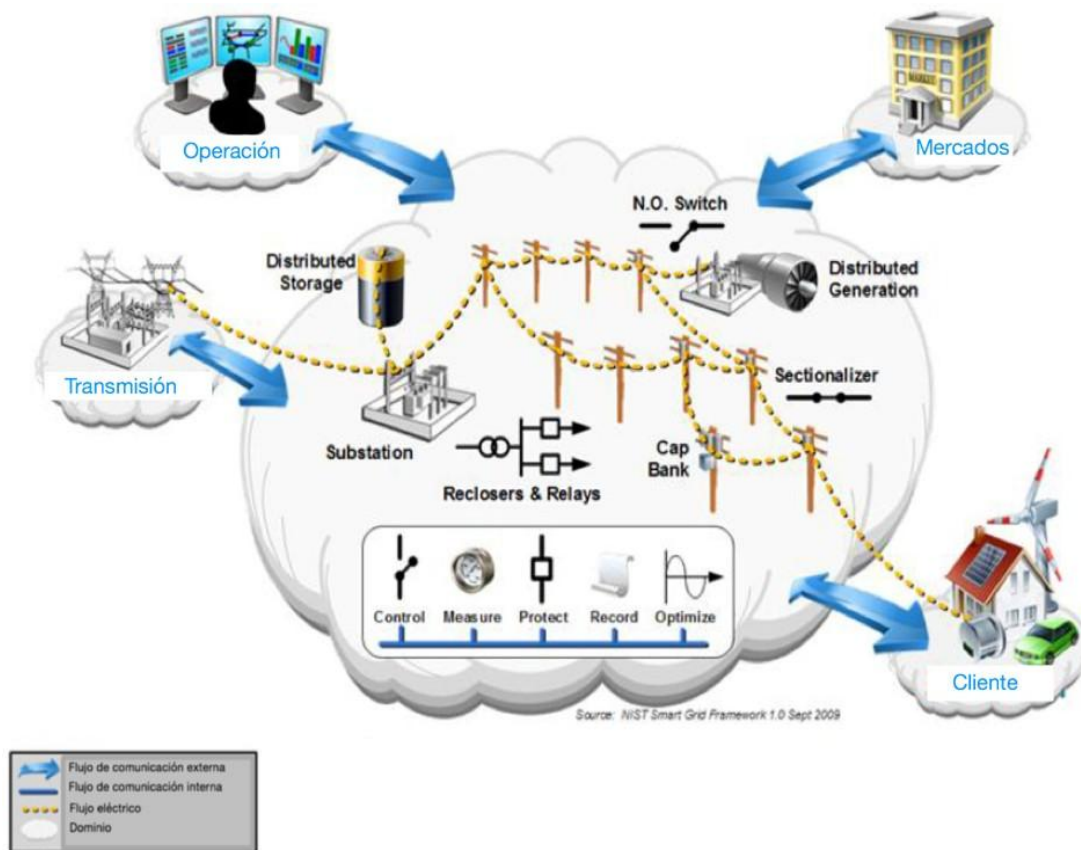


Figura 5 Dominio de distribución

1.3.4 Cliente

El dominio del cliente en la red inteligente, es donde los usuarios finales (domésticos, industriales y comerciales), se conectan a la red de distribución eléctrica a través de los medidores inteligentes. Los medidores inteligentes, controlan y gestionan el flujo de electricidad hacia y desde los clientes, además de proporcionar información sobre el uso y precio de energía en cada momento.

Cada cliente tiene redes de comunicaciones de dos vías. El cliente también puede generar, almacenar y administrar el uso de energía. De acuerdo al esquema del NIST este dominio convive con los siguientes dominios: proveedor de servicios, operación, distribución y mercados. Este se detalla en la figura 6 (NIST, 2015).

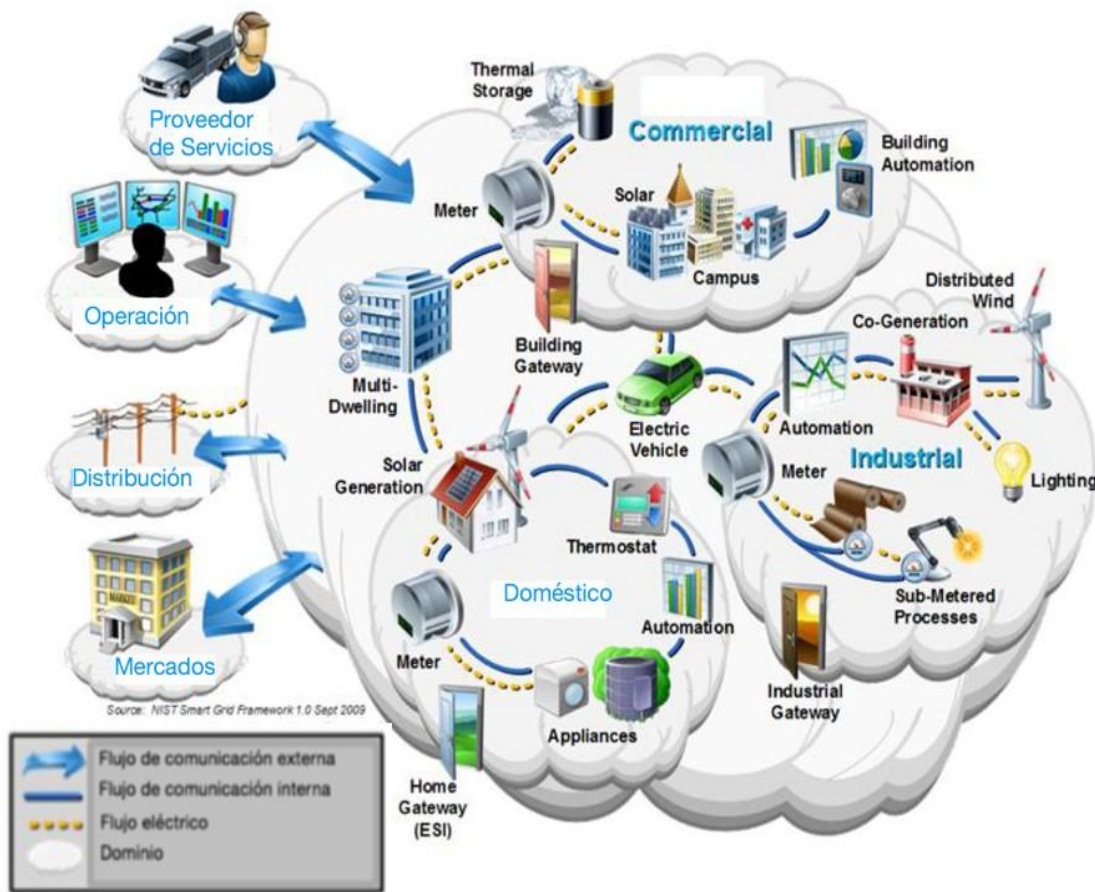


Figura 6 Dominio del cliente

1.3.5 Operación

Gestiona y controla el flujo de electricidad de todos los otros dominios en la red inteligente. Utiliza una red de comunicaciones de dos vías para conectar a las subestaciones, redes locales de los clientes y otros dispositivos de campo inteligentes. Proporciona supervisión, presentación de informes, el control y estado de la supervisión

e información importante del proceso. Reúne los datos del cliente y de la red, proporcionando información valiosa para la toma de decisiones como se muestra en la figura 7 (NIST, 2015).

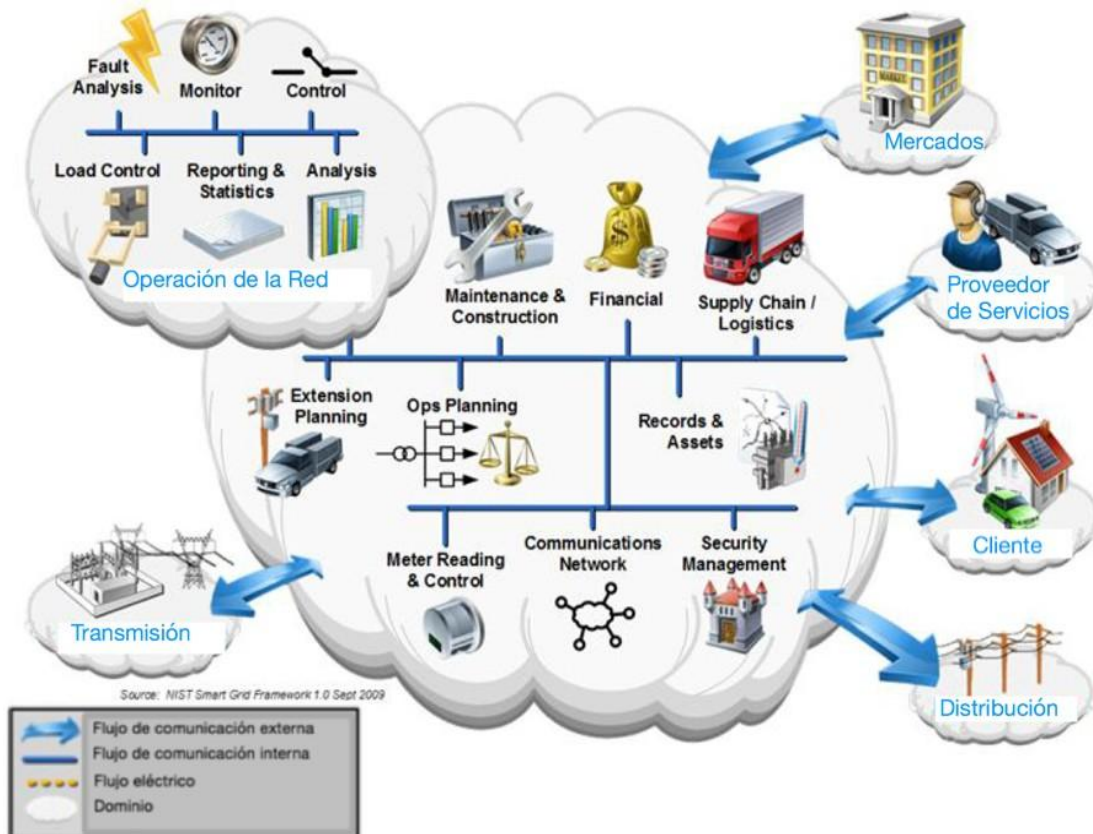


Figura 7 Dominio de operación

1.3.6 Mercados

Opera y coordina a todos los participantes en los mercados de electricidad dentro de la red inteligente, en inglés se le denomina *Markets*. Proporciona la gestión de los mercados, al por mayor, venta al por menor y el comercio de servicios energéticos. Se asegura de que los demás dominios se coordinen en un entorno de mercado competitivo. También se encarga de las operaciones entre los diferentes dominios regulando el intercambio de energía y el intercambio de información entre cada uno de los participantes. En la siguiente se figura 8 (NIST, 2015) se muestra el dominio de mercados interactuando con los demás dominios.

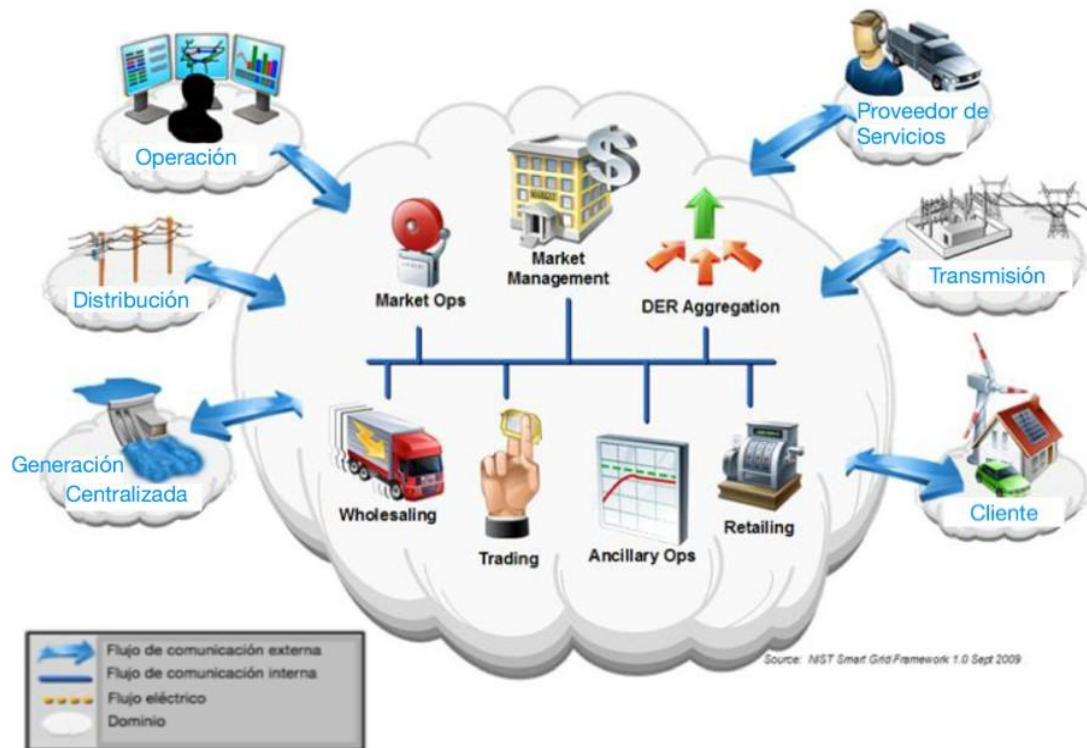


Figura 8 Dominio de Mercados

El proveedor de servicios ofrece generalmente portales web para gestión de eficiencia energética a los clientes finales el intercambio de datos entre el cliente y los servicios públicos relacionados con la gestión de energía y en relación con el suministro de electricidad a los hogares y edificios. También puede gestionar otros procesos para los servicios públicos, tales como los programas de respuesta a la demanda, gestión de interrupciones y servicios de campo.

Del análisis de esta arquitectura propuesta de una REI, podemos concluir que en base a la fuerte interrelación de estos dominios, en especial del dominio de operación y de distribución. El concepto de distribución inteligente en la REI se define como la interacción de diversos sistemas, entidades y procesos, los cuales se agrupan e interactúan mediante un esquema de manejo de información bidireccional, que permita comunicación fluida y segura entre todos ellos.

1.4 Los Sistemas de Distribución

Los sistemas de distribución entregan electricidad proveniente de los sistemas de generación a las redes de distribución para su venta al cliente. Para hacer esto posible las subestaciones de distribución reciben la energía eléctrica en alta tensión de las líneas de transmisión y reducen la tensión mediante transformadores, como lo muestra la figura 9.

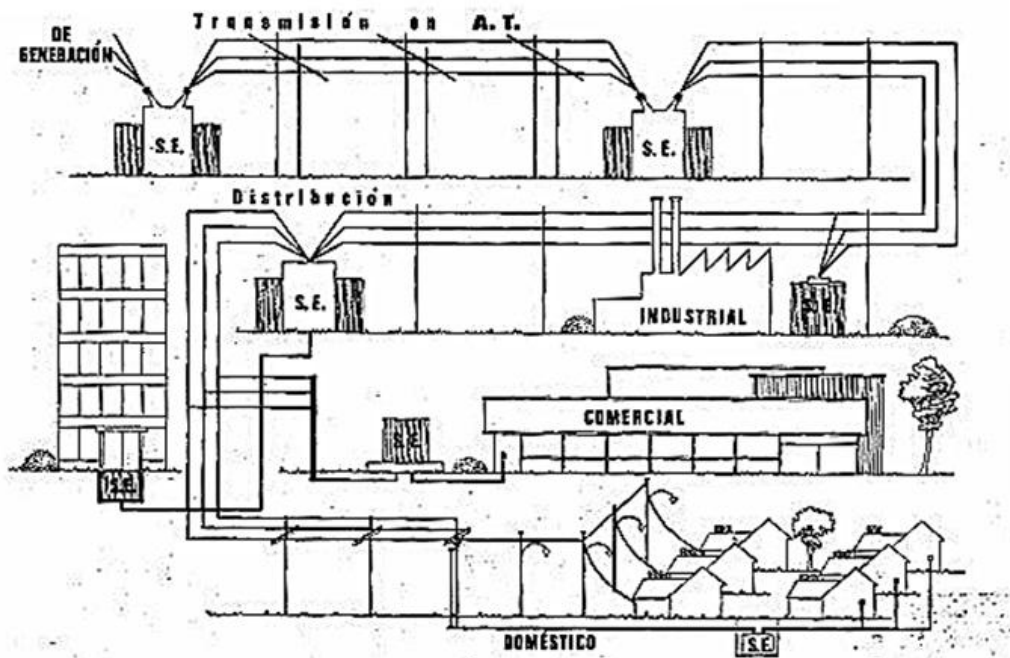


Figura 9 Sistema de distribución (Espinoza, 1990)

Se observa de la figura anterior que la red de distribución de más alta tensión es explotada de forma mallada y suele integrársele al nivel de transmisión. El resto de la red tradicionalmente se diseña de forma radial o en anillo. Este hecho permite acotar su estudio apartándola del resto del sistema eléctrico de potencia para conformar el modelo de red tradicional en distribución.

Continuando con los transformadores que suministran la energía eléctrica a un nivel de tensión adecuado al sistema de distribución primaria, se conforma por una gran cantidad de alimentadores de distribución. Los alimentadores de una rama principal de tres fases o líneas, forman interconexiones con alimentadores de los transformadores para

distribución. Los transformadores de distribución permiten la disminución de la tensión a niveles de utilización y suministro de la red secundaria.

Visto con mayor detalle, las subestaciones tienen una serie de salidas, siendo cada una de ellas el principio de una red de distribución radial, denominada alimentador radial. Un alimentador radial es por tanto una red de distribución radial, que empieza en una subestación.

Todo alimentador está formado por tramos de línea que conectan entre sí, todas las cargas atendidas por él. Estos tramos de línea están compuestos a su vez por numerosos elementos: aisladores, conductores, postes de sujeción, etc. Que hacen que existan muchos tipos de tramos. La característica que los hace diferentes es que sean subterráneos o aéreos. Los tramos subterráneos o cables son mucho más caros pero mucho más confiables que los tramos aéreos o líneas

Para cualquiera de los casos se emplean dos niveles de distribución de la energía eléctrica:

Distribución Primaria. Los sistemas de distribución primaria consisten de alimentadores a nivel transmisión que entregan la electricidad a transformadores de distribución primaria presentes en subestaciones de distribución.

Distribución Secundaria. Los sistemas secundarios conectan a los transformadores de distribución con las acometidas que dan servicio a los clientes. Esta actividad puede ser extremadamente simple; tomar de la red la acometida que lleva la energía al cliente, y extremadamente complejo, como una red secundaria completa.

1.4.1 Topología de Redes en Distribución

El funcionamiento y las características de los sistemas de distribución dependen del tipo de red, su ubicación y los aspectos geográficos, lo cual impactará en el área y la cantidad de usuarios o densidad que se pretende cubrir.

Existen diferentes configuraciones para un sistema de distribución para su funcionamiento (Espinoza, 1990), las cuales se mencionan a continuación:

➤ **Red Radial**

Red radial es aquella que *“el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en ésta produce interrupción en el servicio”* (Espinoza, 1990), que es la topología predominante para cargas residenciales.

➤ **Red Anillo**

La estructura en anillo cuenta con doble trayectoria entre la fuente y la carga, operan normalmente abiertas en un punto y las subestaciones o transformadores de distribución están conectados en seccionamiento, en caso de falla puede interrumpirse sólo una parte del servicio.

➤ **Red Malla**

La estructura en malla está formada por anillos de igual sección que operan en forma radial, las subestaciones están conectadas en seccionamientos con ligas entre los anillos para asegurar una alimentación de emergencia.

Con la estructura en malla se obtiene la máxima calidad de servicio, pero a un costo mayor; debido a sus características de posibilidad de expansión y reparto de carga.

1.4.2 Principales componentes de un Sistema de Distribución

A continuación se exponen los principales componentes de un sistema de distribución, los cuales deben conocerse ya que sus principios de aplicación no cambiarán en el futuro. Sin embargo, la modernización se apoya en incorporar nuevas tecnologías informáticas, electrónicas y de materiales que permitan mayor eficiencia y confiabilidad.

1.4.2.1 Subestaciones

Una Subestación Eléctrica es un conjunto de elementos y dispositivos eléctricos que permiten transformar, controlar, medir y distribuir la energía eléctrica para su utilización. Dentro de éstas subestaciones se clasifican por factores como

Por su tensión:

- Elevadoras: Utilizadas a niveles de tensión para transmisión eléctrica mayores de 230 [kV].
- Receptoras: Utilizadas a niveles de tensión entre 115 [kV] y 230 [kV].
- Distribución Primaria: Utilizadas a niveles de tensión de operación de 23 [kV] a 115 [kV].
- Distribución Secundaria: Utilizadas a niveles de tensión de operación menores de 23 [kV].

Por su construcción:

- Abiertas: Tienen sus componentes eléctricos a la vista.
- Compactas: Contenidas dentro de un gabinete metálico que impide el deterioro de los componentes eléctricos.

1.4.2.2 Transformadores

Los transformadores son máquinas eléctricas que permiten aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna manteniendo la misma potencia y frecuencia.

- En la selección del transformador se debe tomar en cuenta las siguientes características básicas: capacidad nominal, tensión nominal, clase de enfriamiento, impedancia, eficiencia, factor K de armónicos, conexión de los devanados y cambiador de derivaciones.

1.4.2.3 Instrumentos de medición

Son equipos encargados del monitoreo de magnitudes eléctricas, entre su función principal, destaca en reducir a escalas predeterminadas las magnitudes de tensión y corriente, las cuales utilizan esas medidas para la protección de una subestación o un sistema eléctrico en general. Entre los más comunes se encuentran:

Transformadores de corriente (TC): Trabaja bajo el principio de inducción electromagnética mediante un devanado primario y uno secundario. Se construyen de diferentes relaciones de transformación para diversas magnitudes del lado primario, y por el lado secundario se conecta hacia los instrumentos de medición.

Transformadores de potencial: (TP): En sus diferentes tipos como:

- El tipo inductivo, donde el devanado primario se conecta en paralelo con la línea, y el secundario se conecta en paralelo en los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiera.
- El tipo capacitivo, que se compone de un divisor de tensión mediante un arreglo de capacitores en serie, obteniendo la lectura en algún punto medio del arreglo, se ocupan principalmente en alto voltaje igual o superior a 230kV debido al menor costo de fabricación

Actualmente se vienen desarrollando una serie de transformadores de medición y de protección con salida óptica, cuyo principio de operación es el efecto de rotación de Faraday, que consiste en la rotación del plano de polarización de la luz debido a la acción de un campo magnético. El ángulo de rotación dependerá de la intensidad del campo magnético y de la longitud recorrida por la señal luminosa bajo la acción de la inducción magnética.

Algunas características del Transformador óptico son:

- ✓ Sensor de intensidad óptico
- ✓ No se satura
- ✓ Estado sólido, no requiere mantenimiento
- ✓ Aislamiento sólido y seco
- ✓ Sin límite de tensión, solo sujeto a las características del aislador a utilizar
- ✓ Sirve tanto para medición y protección, precisión de hasta 0.1

Esta clase de equipo permite la integración con redes inteligentes, ya que tiene una salida digital y se comunica a través de fibra óptica.

1.4.2.4 Relevadores

Los relevadores son dispositivos de protección que vigilan las condiciones de operación de la red eléctrica, y se puede energizar por una señal de voltaje, una señal de corriente proporcionadas por los instrumentos de medición.

Su principio de operación puede entenderse como un interruptor para alguna señal de disparo o alarma, la cual es controlado por un circuito eléctrico. El tipo más elemental, se basa en una bobina con un núcleo magnético, el cual al inducir corriente en la bobina se desplaza, en uno de sus extremos tiene un par de contactos los cuales al desplazarse hacen contacto, y así cierran el circuito de disparo, además cuentan con derivaciones en la bobina, para poderlos ajustar a diferentes corrientes.

En la actualidad su desarrollo está fuertemente ligada con la evolución de la electrónica e informática, lo que ha llevado al nacimiento de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED), los cuales contienen lógicas programadas para diversas funciones de protección, control y medición. Estos han logrado niveles muy altos de precisión y que junto con la posibilidad de comunicación entre varios tipos de relevadores, ofrecen a los ingenieros herramientas para detectar fallas declaradas al momento logrando seguridad en el sistema.

1.4.2.5 Interruptores

Los interruptores son equipos de apertura o cierre mecánico de un circuito bajo carga, tanto en condiciones normales como en condiciones de cortocircuito y operan en forma manual o automática por medio de relevadores. La interrupción del arco producido por las corrientes de cortocircuito puede llevarse a cabo por medio de aceite, hexafluoruro de azufre, vacío o soplo de aire.

1.4.2.6 Seccionadores

Un seccionador es un equipo para conectar y desconectar, con o sin carga, los circuitos de energía eléctrica. Hace posible que las fallas puedan ser aisladas confinando la zona de disturbio a la menor longitud posible del circuito y afectando solamente a los usuarios conectados a ese tramo. Dependiendo de su construcción pueden ser tipo pedestal o subterráneos; si el seccionador es bajo carga, la cámara de extinción del arco de corto circuito puede ser de aceite, aire, vacío o hexafluoruro de azufre.

1.4.2.7 Restauradores

Es un dispositivo que al suceder una condición de sobre-corriente (falla) abre sus contactos, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Esta operación puede reintentarse hasta tres veces en algunos equipos, ya que a veces el re cierre ocurre antes de que se extinga completamente los efectos de la corriente de falla. Los restauradores se diseñan para interrumpir una fase o tres fases simultáneamente pudiendo tener accionamiento hidráulico o eléctrico, y por supuesto desde el punto de extinción del arco en aceite, vacío ya que estos equipos operan bajo condiciones de corrientes de corto circuito

Tanto seccionadores y restauradores son dispositivos que pueden ser de operación manual o tele controlados, los cuales en conjunto con los relevadores pueden ser coordinados mediante sistemas inteligentes contemplados en las REI.

1.5 Retos en la implementación de un Sistema de Distribución Inteligente

La implementación y funcionamiento de una REI, lleva consigo varias ventajas con respecto al enfoque tradicional de las redes, sin embargo su implementación no está exenta de retos que deben ser solucionados, de acuerdo a (Enrique, 2010) para el nivel distribución se esperan los siguientes retos:

- Congestión en circuitos
- Impacto de cargas nuevas (vehículos eléctricos y vehículos híbridos)
- Manejo de generación no convencional (generación eólica y solar).
- Regulación de mercado
- Sobrecargas en las redes
- Desbalance y aparición de transitorios en las redes
- Adopción de nuevos estándares
- Medición en tiempo real
- Facilidades de acceso a información en las empresas
- Altos costos de implementación

Actualmente hay equipos muy rentables para utilizarlos como nodos inteligentes dentro de los sistemas de distribución. Estos pueden interrumpir corrientes de falla, monitorear corrientes y voltajes, comunicarse entre sí y permitir una reconfiguración automática del sistema para la pronta restauración del servicio a los clientes.

La capacidad de una reconfiguración rápida y flexible en las redes interconectadas por múltiples alimentadores es un componente clave de la REI. Esto requiere que los equipos tengan la capacidad de realizar seccionamiento inteligente y que el sistema de protecciones despeje correctamente una falla en la nueva configuración. Estos dos temas ahora impactan en los diseños de los sistemas

Cada una de las aplicaciones de red eléctrica inteligente brinda beneficios por sí misma, sin embargo para obtener mayores dividendos y poder realizar funciones más avanzadas es imprescindible la interacción entre los sistemas. El grado de inteligencia de una red eléctrica se incrementa exponencialmente cuando los sistemas que se tienen operando

por separado, logran interoperabilidad con los demás sistemas, ya sean desarrollos nuevos o legados.

Hasta ahora, como se mostraba en la figura 9, los alimentadores del sistema de distribución se diseñan con un ramal principal trifásico y ramales laterales monofásicos. La troncal principal lleva la mayor carga, desde la subestación, por el centro de área del servicio del alimentador y los ramales monofásicos se usan para unir el tramo principal con las distintas ubicaciones de clientes. Los nuevos sistemas de distribución inteligente se esperan múltiples configuraciones con mayor prevalencia de red mallada o en anillo; de acuerdo a la nueva filosofía de la reconfiguración automática. Es decir, no se trata de unir las subestaciones a los clientes al más bajo costo, sino una red inteligente que ante disturbios tenga una reconfiguración rápida y flexible. Por tanto, los futuros sistemas serán diseñados con visión a una integración de las redes de distribución conectadas a múltiples subestaciones. Este nuevo concepto se enfoca en obtener un sistema de alimentadores interconectados como se observa en la figura 10

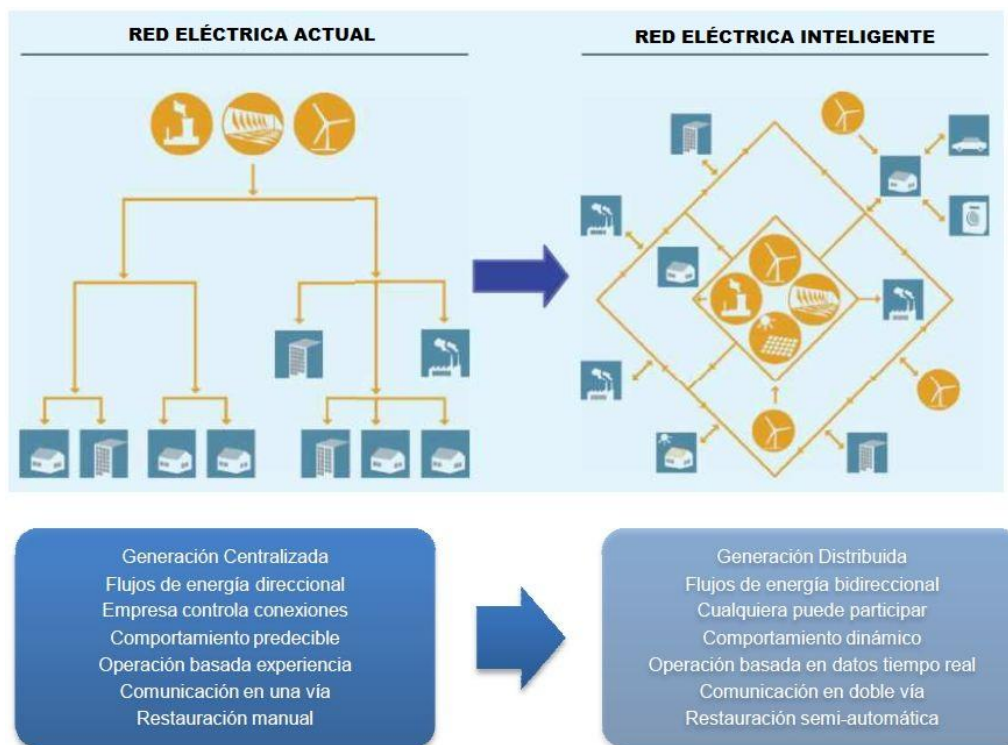


Figura 10 Transición a REI en distribución (Enrique, 2010)

1.6 Principales sistemas de un Sistema de Distribución Inteligente

La REI se conforma de diversos sistemas que hacen uso de tecnologías electrónicas e informáticas, cada uno con diferentes objetivos puntuales si son vistos de forma aislada, pero con un abanico de aplicaciones muy prometedoras en beneficio de los usuarios. Si estos sistemas se integran y son interoperables con los demás sistemas previstos en una REI, sin importar que sean nuevos o legados (sistemas informáticos que fueron desarrollados con tecnología antigua pero continúan siendo utilizado por la empresa y que no se pueden actualizar o remplazar de forma sencilla), se podrá conseguir una transición viable y que resuelva las necesidades del SEN.

En este apartado se enumeran los principales sistemas con los que debe contar una red inteligente a nivel distribución de acuerdo al NIST (NIST, 2015).

1.6.1 Sistema de Información Geográfica

El sistema de información geográfica (*GIS, Geographic Information System*), es una aplicación informática utilizada para almacenar, ver y analizar información geográfica y estadística. Este sistema permite tener un control sobre los activos de la empresa tanto materiales como humanos, además de contener la información geo-referenciada de todo el sistema eléctrico de potencia, se le puede agregar otro tipo de información necesaria para determinadas aplicaciones, por ejemplo la ubicación en tiempo real del personal de campo, proporcionada por el Sistema de posicionamiento Global (GPS), esta información es separada en diferentes por capas, para que cada usuario solo visualice en pantalla la información que requiera (Parker, 2008).

1.6.2 Control Supervisor y Adquisición de Datos (SCADA)

(SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition) permite el control y monitoreo de equipos de campo, es una pieza fundamental en la operación de la red a distancia, la utilizan principalmente los dominios de Operación, Transmisión y Distribución. Básicamente se compone de los siguientes elementos:

Unidad Central Maestra (UCM): Equipo de cómputo que cuenta con el software SCADA y se encarga de recibir la información de los equipos de campo, permitiendo a la persona encargada de operar el sistema realizar mandos o controles remotamente en los equipos, ver sus mediciones y estados con retraso en el rango de los segundos, por lo regular las UCM se conectan a un dispositivo GPS para tener el registro de tiempo al momento en el que recibió la señal.

Unidad Terminal Remota (UTR): Equipo situado fuera del centro de operación, por lo general dentro de una subestación, aunque su presencia en torres de transmisión y postes de distribución es cada día más grande, su función principal es recopilar las mediciones de los IED, enviar información a la UCM y recibir mandos desde ésta. Estos equipos agregan siempre la hora en el cual enviaron el mensaje a la UCM y por lo general no están sincronizados a un GPS debido al costo que representa adicionar uno en cada UTR.

Sistema de Comunicación: Es toda la infraestructura de comunicaciones necesaria para lograr que la información fluya bidireccionalmente entre UTR y UCM. Los retrasos de comunicación varían dependiendo del medio utilizado, topología de la red de comunicaciones y cantidad de equipos conectados a la UCM. Actualmente la tecnología de comunicación como la fibra óptica elimina eficientemente esos cuellos de botella.

1.6.3 Sistema para la Administración de Energía

El EMS (*Energy Management System*), es el software encargado del despacho de la energía de una manera segura, económica y confiable, principalmente se utiliza en los dominios de transmisión y generación, pero se encuentran ubicados en el dominio de operación. En el caso de México el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), cuenta con el EMS a nivel nacional.

Estos sistemas deben realizar sus análisis con mayor frecuencia que un DMS, ya que el sistema de potencia puede sufrir alteraciones en frecuencia o voltaje, en periodos muy cortos de tiempo, la frecuencia, calidad y exactitud de cada EMS en sus estudios depende de los algoritmos de cada fabricante (Systems, 2015).

La siguiente figura 11 muestra el diagrama típico de un EMS.



Figura 11 Diagrama de Sistema EMS

1.6.4 Infraestructura de Medición Avanzada

La Infraestructura de medición avanzada AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), es un sistema integrado de medidores inteligentes, redes de comunicación y sistemas de gestión de datos, el cual permite la comunicación bidireccional entre los medidores y la empresa, su topología se muestra en la figura 12 (Aguilar, 2014).

Este tipo de medidores por lo regular incluyen pantallas con el fin de que la empresa pueda enviar información al usuario final, se espera que los medidores puedan conectarse a la red de área local del usuario para realizar funciones de gestión de la energía, en hogares, oficinas y fábricas, donde se pueden usar programas dinámicos de tarifas horarias informando en tiempo real el precio de la electricidad.

En conjunto con las tarifas horarias, estos proyectos serán utilizados para disminuir el pico de la demanda. Esto se logra motivando con precios bajos a los usuarios para que consuman energía en horarios en los que comúnmente no lo hacían. A su vez, el tener la posibilidad de realizar cortes de energía y reconexiones de manera remota, permite reubicar al personal que se encargaba de esos trabajos a otras áreas.

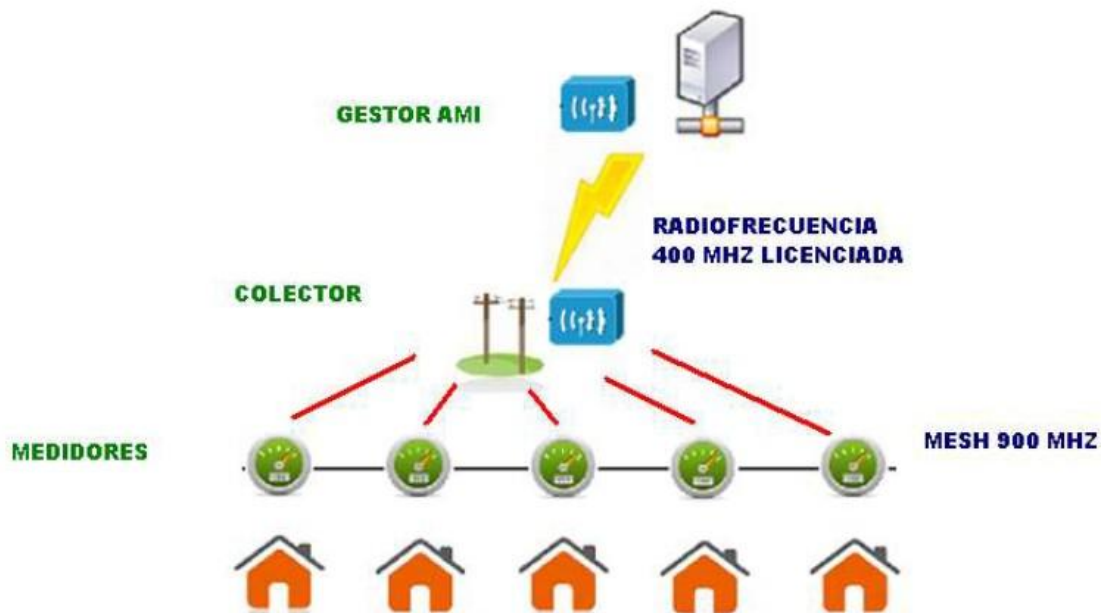


Figura 12 Topología del Sistema AMI (Aguilar, 2014)

1.6.5 Sistema para la Administración de la Distribución

Es el software encargado de hacer la gestión y administración de las redes de distribución, analiza el estado de la red con un mínimo retraso de tiempo en el rango de los segundos dependiendo de la topología de la red de comunicación, entre las UTR y UCM.

El DMS (Distribution Management System) toma los datos contenidos en la UCM (sistema SCADA), pueden ser: estados y mediciones de los interruptores, restauradores y demás equipo de protección y seccionamiento tele controlado, adicionalmente se le pueden agregar datos de cualquier otro sistema con el que cuente la empresa suministradora, para posteriormente realizar análisis de flujos, estimaciones de carga, estimaciones de estado entre otros. Aun cuando los estudios que realiza el DMS no son efectuados estrictamente en tiempo real, para fines prácticos de la operación de distribución los resultados que entrega son muy apegados a la realidad ya que en condiciones normales de operación los cambios en las cargas en circuitos de distribución no varían considerablemente en rangos de segundos (Cassel, 1999).

1.6.6 Administración de la fuerza de trabajo

Con el apoyo de sistemas GPS, el sistema de administración de la fuerza de trabajo WFM (por sus siglas en inglés Workforce Management), indica en el sistema GIS la ubicación de cada uno de los trabajadores de campo de la empresa, señalando las actividades que cada uno realiza para asignarle prioridad y saber si está disponible para atender alguna emergencia.

Estos sistemas tienen una serie de reportes orientados a la productividad de los empleados además desde el punto de vista operativo ayuda a disminuir los tiempos de atención de las fallas del sistema eléctrico.

1.6.7 Sistema de Administración de Salidas

Este sistema es conocido como OMS (*Outage Management System*). Entiéndase por salida, una falla en la red eléctrica. Gracias a la gran cantidad de información que se puede llegar a tener con la implementación de los proyectos de red inteligente, existen sistemas con la capacidad de identificar el lugar y la magnitud de la falla, tomando datos de los sistemas AMI, SCADA, GIS y con el apoyo del WFM envían al lugar de la falla a los trabajadores disponibles más cercanos del lugar donde esta ocurrió.

Si existe la interconexión entre OMS e IVR (*Interactive Voice Response*) Respuesta de Voz Interactiva, es posible proporcionar al usuario que llama para reportar una falla del servicio eléctrico datos como la causa de la falla, el tiempo estimado de reparación, nombre de las personas que la atenderán entre otros.

1.6.8 Administrador de Datos de Medición

Una vez que los sistemas AMI recopilan información en sus servidores ésta puede ser empleada para obtener gran número de reportes. Al sistema que se encarga de recoger la información de los distintos servidores AMI y procesarla se le denomina Administrador de Datos de Medición MDM (*Meter Data Management*).

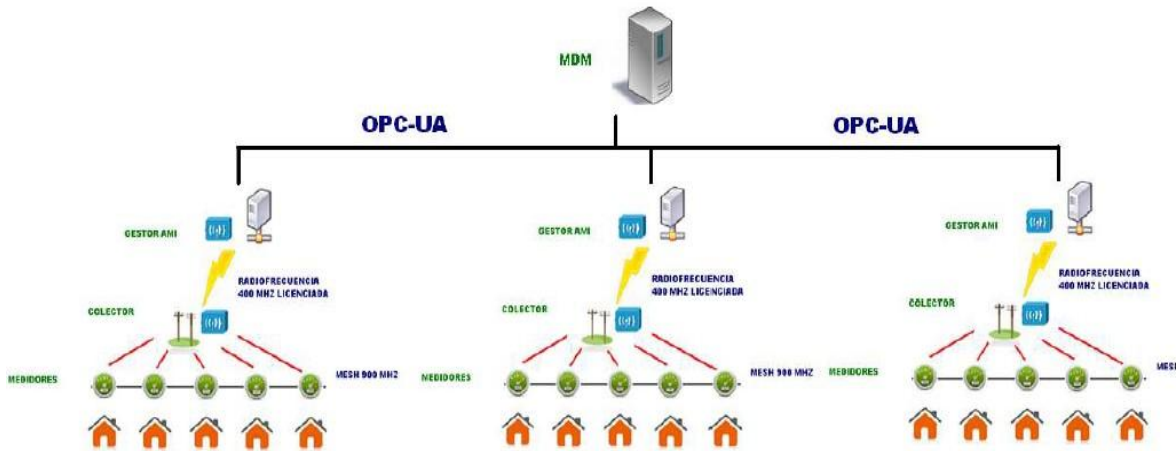


Figura 13 Topología sistema MDM integrando tres diferentes sistemas AMI (Aguilar, 2014)

El MDM tiene la capacidad de conectarse al bus de información homologada, por lo tanto puede entregar y recibir información con todos los demás sistemas conectados al mismo, la figura 13 muestra la topología MDM y su integración con sistemas AMI.

Este sistema MDM en conjunto con AMI se tiene el mayor potencial para establecer una comunicación bidireccional con los clientes. Los fabricantes pueden ofrecer soluciones informáticas implementadas en variados equipos de consumo como los electrodomésticos. Actualmente las ventajas para los consumidores relativas al uso de electrodomésticos inteligentes no son rentables, debido a la ausencia de tarifas eléctricas que incentiven su adopción. Sin embargo la reducción del consumo derivado de los cambios de hábito en el mismo, hacen atractivo el uso de este tipo de electrodomésticos y preparan el camino hacia una operación inteligente automática. La tendencia hacia la incorporación de otras funciones, por ejemplo la extensión de la vida útil del equipo debida a la detección temprana de fallas, gracias al monitoreo continuo de su operación contribuirá a justificar el costo de “hacer” inteligente a los equipos de consumo.

1.7 Revisión de los estándares en una REI

La arquitectura de la REI está adoptando estándares internacionales para lograr la interoperabilidad de los sistemas, esto con el fin de cubrir las necesidades actuales y futuras contempladas en los sistemas para la operación de la red. Entre las justificaciones de la estandarización están:

- Reducción de costos de integración.
- Prevenir un único proveedor, llave en mano.
- Los vendedores comparten un mercado más grande.
- Desarrollos probados y abiertos.
- Los grupos de usuarios pueden generar requerimientos.
- Funciona mejor bajo certificaciones en normas

1.7.1 Normas IEC para REI

La *International Electrotechnical Commission* (IEC) es una organización líder en el mundo en la publicación de estándares internacionales para tecnologías relacionadas con electricidad y electrónica, que cuenta con más de 65 países miembros, entre los que se cuenta México.

La importancia de los estándares IEC en México, se ve reflejada en el hecho de que muchas normas mexicanas son adopciones de los estándares IEC.

El papel de los estándares es permitir la participación de un número ilimitado de proveedores que trabajan en conjunto para poder desarrollar plataformas tecnológicas para grandes mercados con el propósito de acelerar la adopción de nuevas tecnologías.

Estos enuncian recomendaciones para establecer una plataforma tecnológica común que funja como base de la innovación individual. Tanto en el ámbito técnico como para el social, la difusión y el uso de normas es primordial y si no se cuenta con ellas hay que desarrollarlas.

La IEC ha identificado más de 100 estándares listos para la REI y cerca de 96 más en desarrollo (IEC, 2015) ofrece un mapa de estándares y ofrece la posibilidad de

comprarlos en línea. De todo este universo, existe una gran cantidad de estándares aplicables a la REI; muchos no fueron desarrollados explícitamente para este propósito, pero son de alto valor para los objetivos y funciones que se pretende alcanzar.

Entre los más importantes destacan 5 familias de estándares para sistemas de distribución de la IEC:

- IEC 61968: Integración de aplicaciones - Interfaces para Gestión de la Distribución (CIM para DMS).
- IEC 61970: Interfaces para sistemas de gestión de la energía (CIM para EMS).
- IEC 61850: Sistemas y redes de comunicaciones para automatización de la empresa eléctrica (Subestaciones).
- IEC 60870-6: Protocolo de comunicaciones para centros de control (ICCP-TASE2).
- IEC 62351: Gestión de sistemas de potencia e intercambio de información asociada – Seguridad en los datos y comunicaciones.

1.7.2 Grupo de trabajo TG 57 y el Modelo de Información Común

La gran cantidad de formatos de intercambio de información, la dificultad de integración de los sistemas aislados dentro de cada empresa así como la extensa variedad de paquetes de software y de arquitecturas disponibles, se han convertido en un problema creciente.

Las organizaciones especializadas plantearon este problema y decidieron desarrollar y adoptar un modelo lógico para sistemas de información eléctricos, permitiendo que exista un formato estándar para la descripción, manejo e intercambio de datos, con un menor costo de implementación y para su mantenimiento con la característica de interoperabilidad entre los sistemas.

Como respuesta a esta problemática, la IEC desarrolló las normas IEC-61968 e IEC-61970 El grupo de trabajo 13 define la norma IEC 61970 que contiene el Modelo CIM

para sistemas eléctricos EMS (generación y transmisión), esto incluye un modelo de red abierto y estandarizado. Por otro lado, el grupo 14 mediante la norma IEC 61968 extiende el Modelo CIM para sistemas eléctricos de distribución DMS. Ambas se espera que sean armonizadas junto a la norma IEC 61850 (automatización subestaciones) mediante adaptadores CIM. Las normas IEC-61968 e IEC-61970 están basadas en los resultados obtenidos por el EPRI “Electric Power Research Institute” para el desarrollo de un modelo de información común, así como de los medios de acceso a los servicios del modelo o Centro de Control API (CCAPI). Si bien dicho modelo se origina en la década del 90, posterior de la adopción de la IEC realmente inicia en el 2006 y actualmente está en constante evolución. Los grupos de trabajo en el área de las REI que impactan de manera directa en los sistemas de distribución se enumeran en la siguiente tabla 2.

Tabla 2 Grupos trabajo en IEC

Grupos de Trabajo del Comité Técnico 57	Estándar publicados
GT-10	IEC 61850 Automatización Subestaciones
GT-13	IEC 61970 CIM para Transmisión
GT-14	IEC 61968 CIM para Distribución
GT-16	IEC 62325 Aplicaciones para Mercados
GT-19	Comité de armonización y arquitectura

Las compañías eléctricas en el mundo están considerando en sus planes de modernización la implementación del modelo CIM, como parte de la cadena de sus procesos dentro del negocio de la distribución. Los proveedores y desarrolladores de tecnología ahora ya cuentan con un estándar a cumplir, lo cual reduce la incompatibilidad de formatos entre sistemas con lo que se espera se reducen los costos de mantenimiento.

En México, la publicación de normas REI por parte de la Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico (ANCE) se encuentra en proceso, este problema propicia la desinformación en el ramo, orillando a adquirir soluciones de proveedores que no necesariamente son las más adecuadas para la transición hacia la REI, es por eso uno de los resultados esperados de esta tesis, es brindar información de las normas IEC-61968/61970 y apoyar así futuros desarrollos.

Capítulo 2

2. El Modelo de Información Común

2.1 Introducción

El Modelo de Información Común (CIM) se creó originalmente para resolver el problema de vendedor llave en mano “*lock-in*” creado por el Sistema de Gestión de Energía (EMS). Esta Ingeniería llave en mano causa grandes dificultades para las empresas, ya que requieren grandes inversiones de tiempo y dinero para comprar y mantener sus Sistemas de Gestión de la Energía. Las mejoras son generalmente realizadas mediante la sustitución de todo el EMS. En este entorno, una vez que un proveedor de EMS ganaba la licitación, la empresa se veía obligada a comprar todas las aplicaciones del mismo fabricante y por lo general se diseñan en sistemas integrados tipo caja negra.

La visión del CIM fue permitir que las aplicaciones de los vendedores se desarrollen y se vendan en piezas o módulos del EMS por separado que puedan interconectarse.

Para alcanzar esta visión, la IEC conceptualizó que las aplicaciones tienen que intercambiar información de manera que no estén atados a una tecnología específica. Y lo más importante, es que el intercambio de datos sea de tal forma donde el contenido de datos sea universalmente entendido por ambas partes.

En el presente capítulo se realizará el estudio del CIM en base a las normas IEC-61970/61968. Para describir la estructura del CIM es importante tener una comprensión del modelo orientado a objetos, el cual tiene ventajas para modelar los componentes de un sistema eléctrico. Las secciones siguientes proporcionan algunos antecedentes generales sobre el lenguaje para su modelado y tecnologías asociadas.

2.2 Cronología evolutiva del CIM

Es importante conocer el origen y evolución de este modelo de información, permitiendo entender su importancia en la ingeniería eléctrica. En donde, el conocimiento de esta nueva herramienta será de vital importancia para la modernización del SEN.

- **Año 1992:** Las raíces del CIM se remonta a varios proyectos patrocinados por el EPRI, el primer proyecto fue el Centro de Control de “Application Programming Interface” (CCAPI). Este proyecto fue un intento de producir un conjunto de programación de interfaces comunes de aplicaciones (APIs) que podría ser provista y utilizada por los vendedores para comunicar información entre las aplicaciones, potencialmente proporcionadas y utilizadas por diferentes vendedores.

- **Años 1993 a 1996:** Con el tiempo, mientras se trabajaba en este problema, se hizo evidente que contar con una definición común de los datos que están siendo pasados entre estas aplicaciones era un componente fundamental para cumplir dicha visión del trabajo. Es aquí donde el concepto de contar con un modelo común de información, se determinó primero como un problema fundamental que había que resolver. Era cada vez más evidente que las API son típicamente vinculadas a tecnologías específicas. Por lo tanto, sería muy difícil lograr que los vendedores y los usuarios que han realizado inversiones significativas en tecnologías específicas puedan acordar un conjunto de APIs. Por estas razones, la atención se desplazó fuera de las APIs y hacia la definición de lo que se llama un *modelo de información*.

- **Año 1996:** A medida que la investigación avanzaba y se empezó a producir un modelo de información concreto, el siguiente paso era fomentar su uso entre los vendedores. Una forma de hacerlo era tomar el modelo de información y convertirlo en una norma internacional. Una vez que sea estándar, sería más fácil para vendedores, usuarios y consultores a fin de promover el uso del CIM, simplemente haciendo referencia a la norma.

Esto podría hacerse en muchos foros, solicitudes de propuestas RFP (Requests for Proposals) que se publican a vendedores, artículos en revistas especializadas y publicaciones de promoción por los vendedores anunciando el cumplimiento de la norma. Finalmente, se percibió que los vendedores deberían construir sus productos utilizando el estándar y que los objetivos originales de la apertura de aplicaciones “llave en mano” de proveedores del mercado se lograrían.

Por esta razón, los esfuerzos del CIM fueron iniciadas por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). El comité técnico establecido para transformar al modelo de información en una norma se conoce como el Comité Técnico 57 en: Sistemas de Gestión de energía y el intercambio asociado de información, descrito en la sección 1.9.2.

- **Año 2000:** La “North American Electric Reliability Council” (NERC) ordenó la implementación del CIM para los “Security Coordination Centers” (SCCs) para el intercambio de modelos de los sistemas eléctricos de potencia en un formato estándar XML de los distintos sistemas EMS. Esta iniciativa nace de la necesidad de mejorar la confiabilidad y evitar las interrupciones no planificadas en Norte América. En este año se realiza el primer Test de Interoperabilidad, promovido por EPRI, “The Power of the CIM to Exchange Power System Models”.
- **Año 2003:** ISO/RTO Council y EPRI patrocinan una iniciativa de extender el CIM dentro del dominio de las Operaciones del Mercado, además las extensiones para la Planificación y los Modelo Dinámicos
- **Año 2005:** Se libera la Primera edición de la norma IEC 61970-301 basada en el CIM: La norma IEC 61970-301 (parte de la IEC 61970) describe el modelo de información utilizado por EMS. Esto incluye muchos de los componentes básicos, tales como conductores, interruptores, transformadores, y la conectividad de estos dispositivos. Por esta razón, se dice que la IEC 61970-301 contiene al núcleo “core” CIM.

Otro foro fue creado para proporcionar un lugar para empresas de servicios, proveedores, consultores e integradores que utilizan el CIM. Este foro se llama el Grupo de Usuarios CIM (CIMug). El grupo de usuarios CIMug lleva a cabo reuniones y alberga un sitio web. El sitio web contiene un repositorio de presentaciones, documentos, archivos y otros artefactos que son compartidos entre la comunidad de usuarios. Además, el CIMug también proporciona un canal a la organización estándar para que los usuarios hagan sugerencias de cambios y ampliaciones al actual estándar.

El CIMug es un miembro del grupo de la UCA (Arquitectura de las Comunicaciones de Empresas Utility) Grupo de Usuarios Internacional (UCAIug). El sitio web CIMug se puede encontrar en <http://www.cimug.ucaiug.org>

- **Año 2008:** El CIM fue adoptado por la UCTE “Union for the Coordination of the Transmission of Electricity”. Esta es responsable de la coordinación técnica y operacional en las áreas de sincronización, además del control de frecuencia y estabilidad.

- **Año 2010:** El NIST identifica al CIM como el principal estándar para la Interoperabilidad de las redes inteligentes “Smart Grid”, sección 2.5 (NIST, Interoperability and Smart Grid, 2010) En octubre 2010, la FERC “Federal Energy Regulatory Commission” da los primeros pasos para la creación de la reglamentación en REI acogiendo las propuestas del NIST.

- **Año 2012:** ENTSO-E “European Network of Transmission System Operators for Electricity” que actualmente agrupa 6 Operadores del sistema de transmisión de Europa, incluida la UCTE, adopta el CIM y promueve el primer test de Interoperabilidad para Europa.

En el mes de abril de 2013, se realiza un test de interoperabilidad en EDF Francia, en el cual se analizan las partes 3, 4, 6 y 13 de la norma IEC 61968, además la armonización con la IEC 61850, con ello es mayor el alcance del análisis a los proveedores (que cada vez participan en mayor número) y se evalúan otros sistemas tales como el MDM, OMS, EAM, SCADA, DMS, WMS y ciertos buses comerciales tales como ORACLE, TIBCO e IBM WebSphere.

2.3 Definición del CIM

El CIM es un modelo de información para representar objetos del mundo real para la gestión y operación de sistemas eléctricos de transmisión y distribución.

Un modelo de información es una representación abstracta y formal de los objetos, sus atributos, sus asociaciones con otros objetos, y el comportamiento y las operaciones que se pueden realizar entre ellos. Los objetos modelados pueden ser objetos físicos, como los dispositivos en una red eléctrica: cables, transformadores o pueden ser estos mismos abstractos, como los objetos utilizados en un sistema de información del cliente, Figura 14.



Figura 14 Relaciones Objetos Abstractas en CIM

El principal propósito del concepto de modelo de información es describir formalmente un dominio del problema sin restringir la forma en que la descripción se mapea a una implementación real dentro de un software.

El modelo de información es descrito formalmente en una determinada herramienta informática como un lenguaje de alto nivel o diagramas de secuencia. En muchos casos el modelo de información puede ser representado en diferentes formatos por lo general en un lenguaje bien documentado.

En el caso del modelo de información común CIM utilizado en las empresas eléctricas, la definición formal se hace utilizando el Lenguaje de Modelado Unificado (UML).

Hay algunos conceptos erróneos sobre el CIM debido a esta dualidad de uso como herramienta informática o estándar. A continuación se hace un exponen la características de CIM de acuerdo a las recomendaciones (IEEE, 2015), esto para llegar a un mejor entendimiento de lo que hace y eliminar algunas falsas expectativas.

- ❖ En primer lugar, el CIM no especifica ni define una base de datos física o almacén de datos físico. Se trata de un modelo de información lógico que se destina a ser utilizado en las definiciones de equipos y mensajes entre sistemas independientes. No hay nada que le impida ser adaptado para ser usado como una definición para una base de datos física, pero ese no es originalmente su propósito previsto, como tampoco existe una definición estricta de cuál es la base de datos física basada en CIM que debe soportar. Por esta razón, no es preciso describir un esquema de base de datos para que siga la norma CIM.

- ❖ En segundo lugar, las aplicaciones y sistemas no necesitan almacenar sus datos de forma nativa en formato CIM para que sean capaces de conectarse a otros sistemas externos a través del CIM. De hecho, en la mayoría de los casos es probablemente mejor para las aplicaciones que tengan una estructura de base de datos definida de manera que optimicen el uso de los datos para esa aplicación. En otras palabras, un sistema de software que se basa en CIM no tiene que tener un esquema de base de datos que utiliza el CIM-preferentemente este más bien

debería tener interfaces con los mensajes definidos basados en CIM.

- ❖ En tercer lugar, extender el modelo de información CIM es aceptable. El CIM cubre la información común que es típicamente utilizada en los flujos de información entre sistemas dentro de una empresa eléctrica. Podría existir información que es única para una empresa en particular y de sus sistemas de software específicos. Con esto las extensiones al modelo de información son necesarias para ocuparse de estas situaciones.

- ❖ En cuarto lugar, en la actualidad no hay definiciones rigurosas que haga a una aplicación o sistema CIM-compliant o no. Los Vendedores pueden fácilmente afirmar un cierto nivel de cumplimiento del CIM. En la actualidad, la única certificación del cumplimiento del CIM es la prueba o test de interoperabilidad patrocinados por ERPI, sin embargo, éstas sólo se refieren a las pruebas de ciertas partes del CIM en algunos escenarios de uso muy específico.

2.4 Fundamentos del CIM

En esta sección se proporciona una introducción al concepto de jerarquías de clases y la forma en que se utilizan en el diseño de un sistema, utilizando el Lenguaje de Modelado Unificado (UML). Para el desarrollo de esta tesis se utilizó la herramienta de software *Enterprise Architect* ® de la firma Sparx System en su versión de prueba, debido a que el Modelo UML de las normas IEC se publica en esta plataforma por el grupo *CIMug* ([http://cimug.ucaiug.org/CIM Releases](http://cimug.ucaiug.org/CIM_Releases))

Los fundamentos informáticos necesarios para trabajar con CIM son:

- Lenguaje de Modelado Unificado (UML)
- Lenguaje extensible de marcas (XML)

2.4.1 Lenguaje de Modelado Unificado (UML)

El UML “Unified Modeling Language” es un lenguaje descriptivo formal que unifica varias de las metodologías comúnmente utilizadas por la ingeniería de software. Es un lenguaje y no sólo una herramienta de diagramas. Se utiliza para definir, visualizar, construir y documentar sistemas de software. UML se define oficialmente por el OMG “Object Management Group” y ha sido oficialmente convertido en un estándar internacional definido actualmente en la norma ISO/IEC 19501:2005 Tecnología de la información - Procesamiento distribuido abierto - Lenguaje de Modelado Unificado (UML), versión 1.4.2.

Los Modelos UML se pueden intercambiar entre las herramientas UML “herramientas de software”, utilizando el formato de archivo XML “XML Metadata Interchange”. En la Figura 15 se observa una descripción del UML, el cual se compone en forma general de quince diferentes tipos de diagrama, se muestra su clasificación a continuación.

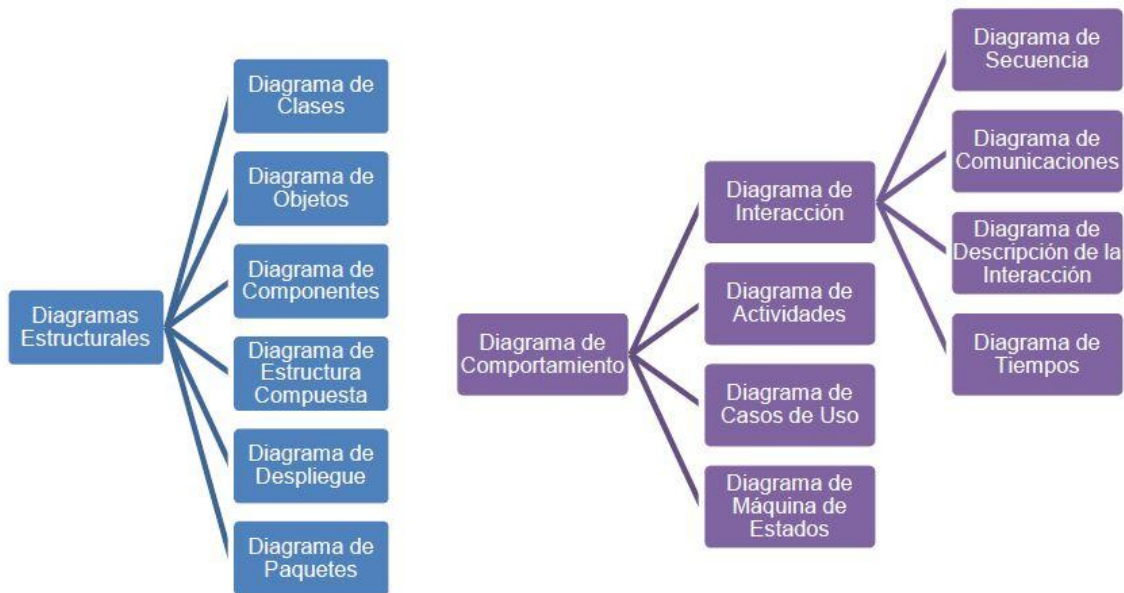


Figura 15 Clasificación de diagramas usando UML

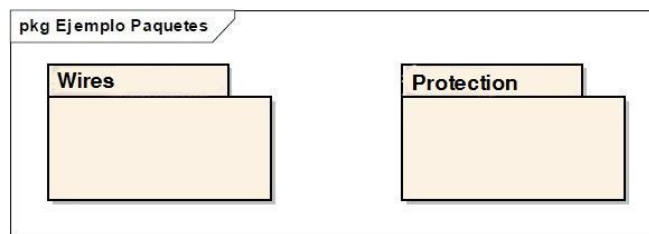
Debido a que estamos interesados en integrar sistemas ya desarrollados, sólo se requiere una comprensión del diagrama de clases y el diagrama de secuencia. Por esta razón, solamente se detallan dichos diagramas, para llevar a cabo la integración con CIM.

2.4.1.1 Diagramas de Clases UML

Los Diagramas de clase UML proporcionan un medio para representar visualmente las jerarquías de objetos y relaciones. Como principio general de modelado, la jerarquía de clases debe representar la estructura del mundo real del sistema.

Paquetes

Los Diagramas de clase UML se puede dividir en grupos separados de clases. Estos grupos de clases se denominan paquetes. En el diagrama de clases, éstos son diagramados como carpetas. Los paquetes pueden pensarse que son similares a las carpetas o directorios en un sistema de archivos informáticos como se observa en la Captura 1 donde se tiene los paquetes Cables (Wires) y Protecciones (Protection).

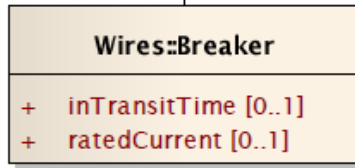


Captura corrida software 1

Cada paquete tiene un nombre que debe ser descriptivo del grupo de clases contenidas en el paquete. Las clases en la carpeta deben estar relacionadas, y los diferentes paquetes deben ser descritos de manera que ayuden a entender las agrupaciones.

Clases

Las clases son los tipos específicos de cosas que se busca representar y cuando se está modelando un sistema es la tarea de dividir el sistema. En los diagramas de clases UML, las clases son diagramadas como cajas con el nombre de la clase en la parte superior de la caja. Cada clase pertenece a un paquete específico. En el paquete *Wires* una clase sería un Interruptor (Breaker) como se muestra en la Captura 2.



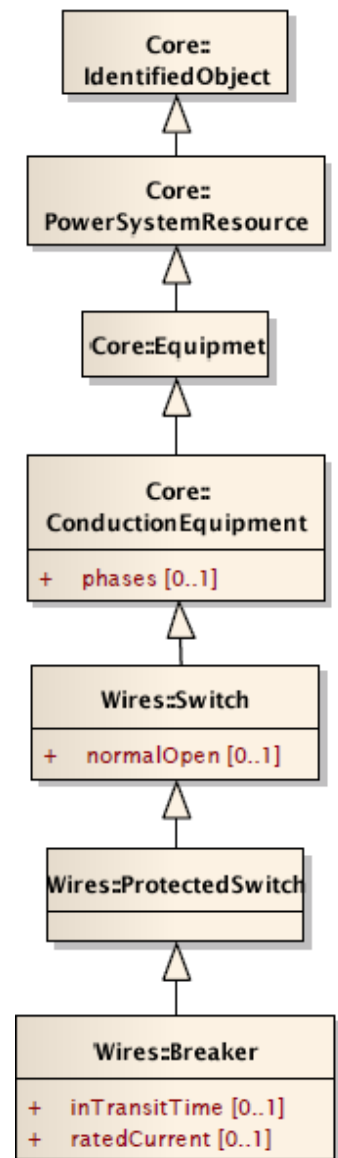
Captura corrida software 2

Herencia

Una forma de reducir el impacto del cambio en el sistema es hacer uso de un concepto llamado generalización o herencia. La herencia nos permite definir clases muy generales y muy específicas, a su vez una relación entre las clases específicas y clases generales. La asociación entre la clase más específica y la clase más general se denomina herencia.

Hay una buena razón para hacer esto. El código, los mensajes y las operaciones de software pueden ser definidos para trabajar con la clase más general posible, luego si se define una nueva y más específica clase heredada de la clase general, todo el software que trabaja sobre la clase general seguirá funcionando con la nueva clase.

En UML, la herencia se muestra con una flecha que va desde una caja asociada con la clase más específica a la caja que representa la clase más general como se muestra en la captura 3. La generalización de las clases puede ser extendida para varios niveles, dando lugar a un diagrama de clases que tiene algunas clases muy generales y múltiples niveles de las clases más específicas. Comúnmente se suele llamar a las clases más específicas "clases hijos" y a las clases más generales "clases padres". Cuando existen múltiples niveles de herencia, las clases hijos también pueden ser clases padres de otras clases hijos.



Captura corrida software 3

Atributos

Las clases tienen propiedades o elementos llamados atributos que describen este tipo de cosas. Cada clase puede tener múltiples instancias de esa clase que se llaman objetos. Cada instancia de objeto tiene el mismo número y tipo de atributos, pero con sus propios valores internos. En los diagramas de clases UML, la parte inferior de cada caja asociada a una clase específica es una lista de los nombres de atributos y el tipo de datos asociada de dicho atributo. Es importante entender que no sólo la clase tienen los atributos enumerados en la caja de esa clase, sino que también tiene todos los atributos asociados con las clases que hereda, en la corrida 3 para el caso de la clase Switch contiene el atributo *normalOpen* pero por herencia tiene el atributo *phases*.

Asociaciones

Las clases también tienen relaciones que describen como un objeto se relaciona con o conectado a otros objetos. Estas relaciones se llaman las asociaciones en UML. Al igual que los atributos, cada instancia de objeto tiene el mismo número y tipo de asociaciones, pero con sus propios valores internos.

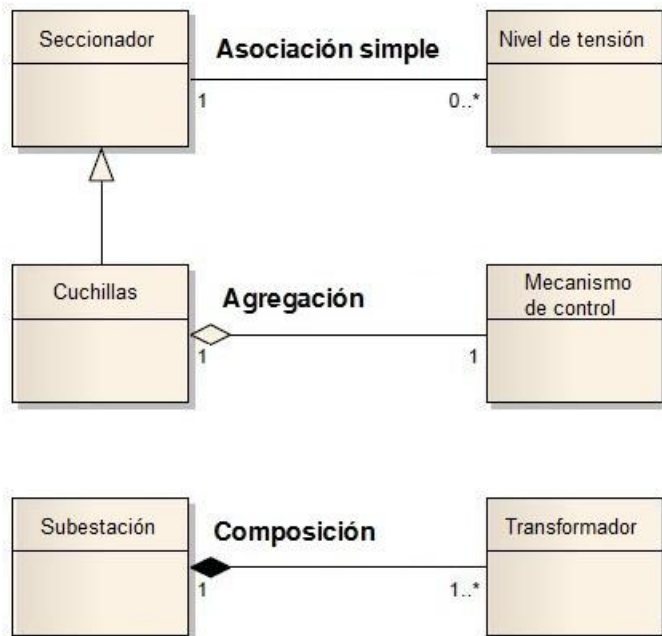
Hay tres tipos de asociaciones que se pueden representar:

- El primero se llama una asociación simple.
- El segundo es un tipo especializado de asociación llamada agregación
- El tercero se llama composición.

Las Asociaciones simples muestran que dos clases tienen una conexión, una asociación de agregación indica una conexión más cercana que significa que el objeto es conformado por los otros objetos, o se dice que contiene los objetos asociados

Para ejemplificar los tipos de asociación, se muestra un ejemplo básico en UML en la Captura 4.

La relación entre un seccionador y su Nivel de tensión es una asociación simple, pero la relación entre Cuchillas y su Mecanismo de control es una agregación porque las partes pueden ser remplazadas. Como ejemplo de una asociación de composición, la relación entre una subestación y transformador, esta es una composición ya que la subestación no es un conjunto de transformadores, sino que se compone de transformadores.



Captura corrida software 4

Las asociaciones se dibujan como líneas entre dos cuadros que representan las dos clases relacionadas. Agregaciones se dibujan como una línea con un rombo abierto (vacío) en un extremo de la línea. Una composición se dibuja como una línea con un rombo cerrado (relleno) en un extremo de la línea.

Las asociaciones tienen propiedades que representan el número de posibles conexiones entre el objeto y el objeto relacionado. Esta propiedad se llama la multiplicidad. La multiplicidad se representa en un diagrama de clase UML como un número único o un par de números en cada extremo de la línea que representa la asociación. Los números representan el mínimo y el máximo posible de relaciones. Por ejemplo, un simple "1", dice que la relación de este objeto al objeto asociado debe ser uno y solamente a uno. Si la asociación se observa cómo (1 ..*), significa que la relación de este objeto al objeto asociado debe ser uno o más (muchos). Si fuera (0 ..*), entonces significaría que ésta puede ser cero o más. Ahora se tiene una comprensión básica de los diagramas de clase UML suficiente para leer e interpretar todos los diagramas de clase CIM detallados más adelante. La única diferencia es que los diagramas de clases en el modelo CIM tienen muchas más clases, atributos y asociaciones, donde es necesario conocer los componentes y su función en los sistemas eléctricos para interpretar los mismos.

2.4.1.2 Diagramas de secuencia

Los diagramas de secuencia UML se utilizan para modelar el flujo de mensajes, eventos y acciones entre las entidades de un sistema. El tiempo se representa verticalmente que muestra la secuencia temporal de las interacciones en el sistema. Horizontalmente se muestra en la parte superior del diagrama las aplicaciones o entidades en el sistema. A través de líneas verticales paralelas, un diagrama de secuencia muestra los diferentes procesos o actores que participan en el escenario. Con las flechas horizontales, el diagrama de secuencia muestra la información o los mensajes intercambiados entre los actores. La secuencia de tiempo fluye de arriba abajo como se aprecia en la figura 16.

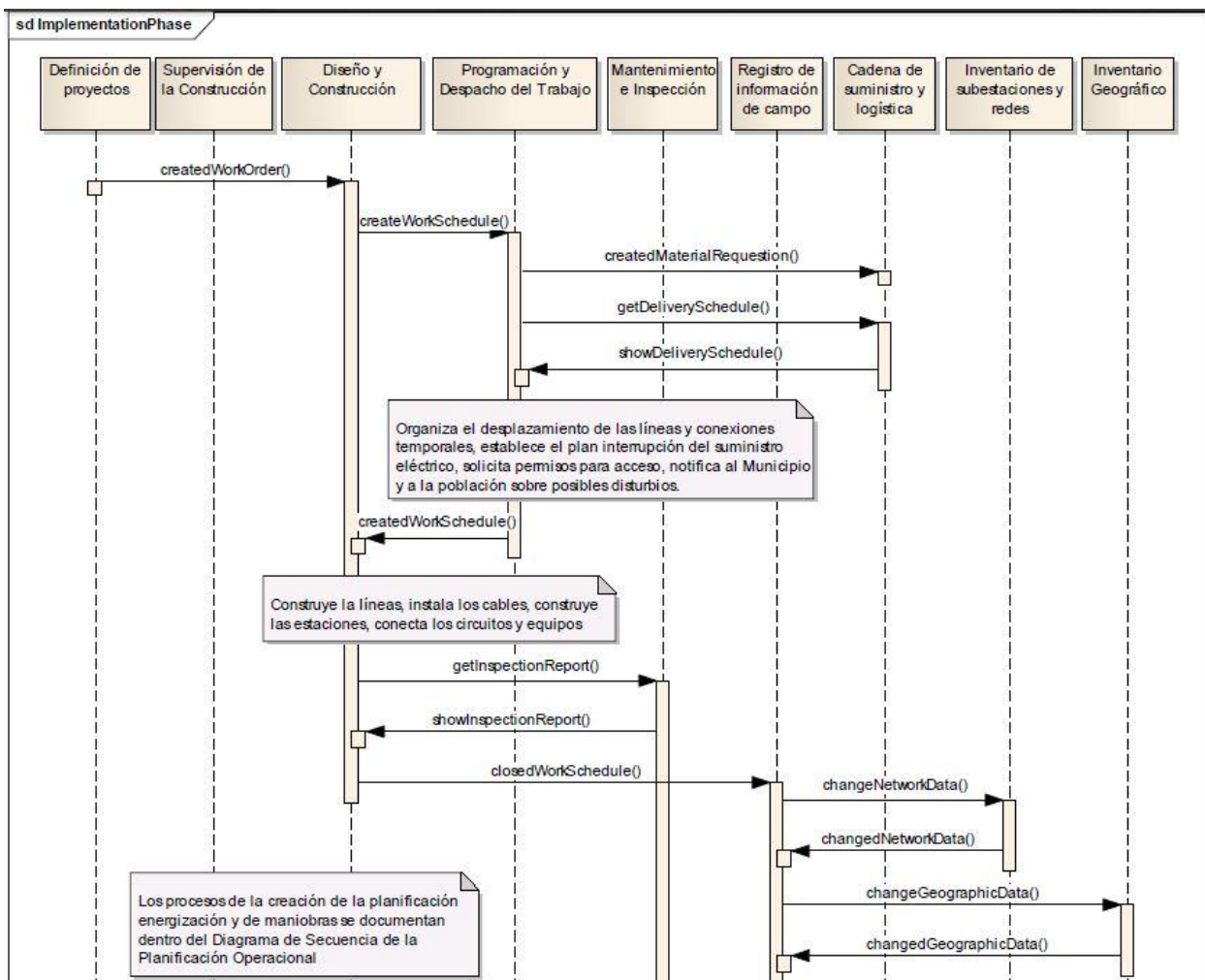


Figura 16 Diagrama de secuencia UML

Los actores que son procesos de software están subrayados. Las flechas horizontales tienen un nombre de mensaje escrito sobre ellos. Las flechas con líneas continuas y con puntas de flecha rellenas representan mensajes síncronos, las flechas de líneas continuas y con puntas de flecha abiertas representan mensajes asíncronos. Líneas discontinuas (dashed) de flechas con puntas de flecha abierta son los mensajes de respuesta. Como ejemplo se presenta un diagrama de secuencia de un caso de uso CIM de la Planificación de una extensión de red en su fase de implementación:

2.4.2 Lenguaje extensible de Marcas (XML)

El XML “eXtensible Markup Language” es una especificación para crear lenguajes de marcas o etiquetado, que son formas de codificar información y meta-información de manera transparente, sin ambigüedades la comunicación de la información puede ser intercambiada entre aplicaciones y sistemas informáticos. HTML “Hyper Text Markup Language” y SGML “Standard Generalized Markup Language” (SGML) son ejemplos de lenguajes de marcas bien conocidos.

La sintaxis del XML utiliza etiquetas para denotar los elementos dentro de un documento. Cada elemento se expresa como una etiqueta abierta y cerrada, entre ellas va el contenido de los datos de la siguiente forma:

<Etiqueta>... Contenido de Datos ...</Etiqueta>

Una entidad puede contener sus propios atributos, los cuales son expresados:

<Etiqueta Atributo1=“texto” Atributo2=“1234”/> o

<Etiqueta Atributo1=“texto” Atributo2=“1234”>...</Etiqueta>

Mediante la adición de restricciones, XML puede ser utilizado para crear "lenguajes de aplicación". Para los propósitos del CIM, XML se puede utilizar para definir ontologías, incluyendo ‘Resource Description Framework’ (RDF)

Marco de Descripción de Recursos (RDF)

Mientras que XML en sí no tiene un conjunto de etiquetas de sintaxis o semántica, los esquemas se pueden definir para expresar casi cualquier tipo de datos usando la notación XML.

El RDF "Resource Description Framework" es un método de definición de modelos de información que es especificado por el 'World Wide Web Consortium' (W3C).

RDF se basa en la idea de convertir las declaraciones de los recursos en expresiones sujeto-predicado-objeto. Cada expresión comúnmente se llama un "tripleto" en términos RDF. El sujeto es definido por el nombre de un recurso, el objeto denota características o atributos asociados con el tema, y el predicado expresa la relación entre el sujeto y el objeto.

El sujeto, o recurso, en un modelo RDF es expresado como un identificador universal de recursos URI "Uniform Resource Identifier". URI son similares a los localizadores uniformes de recursos URL (Uniform Resource Locators), utilizados como direcciones web, pero son más generales, ya que ellos no se limitan para acceder a datos en la web. El predicado y el objeto son técnicamente URI así también son sólo identificadores.

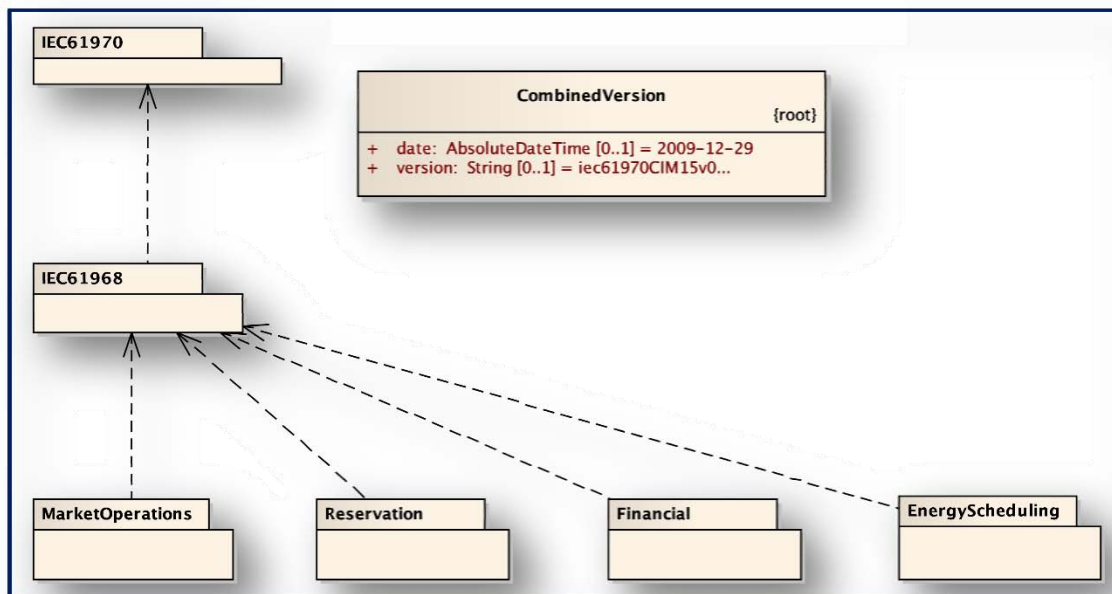
2.5 Paquetes del CIM

El CIM para los sistemas eléctricos recae dentro de dos estándares:

La **IEC-61970-301**, que define la base del CIM en un conjunto de paquetes que proporcionan el núcleo (*Core*) de los aspectos físicos así como las propiedades eléctricas de los equipos y las relaciones con otros equipos de un Sistema de Gestión de la Energía (EMS), esto es Generación y Transmisión.

Y la **IEC-61968-11**, que es el Modelo de Intercambio de Información en Distribución y describe partes adicionales del CIM como: Gestión de Activos, Localizaciones, Actividades, Documentación, Gestión del Trabajo, Consumidores, y Planificación de Recursos. Este estándar define interfaces para el Sistema de Gestión de la Distribución (DMS).

Estas normas publicadas por la IEC que describen los detalles del modelo de información. Son vendidas para su uso práctico en Lenguaje UML, que está disponible en formato electrónico gracias al Grupo de Usuarios CIM (CIMug) y estas se pueden cargar en varias herramientas de modelación UML (una de estas herramientas es Enterprise Architect®). Los diagramas de clases UML como ya se explicó anteriormente se componen de paquetes que describen un único sub-dominio del modelo de información. Cada paquete contiene un conjunto de clases junto con su estructura de herencia, atributos y asociaciones. El Modelo se administra por versiones y combina las distintas normas, como se detalla en la Captura 5

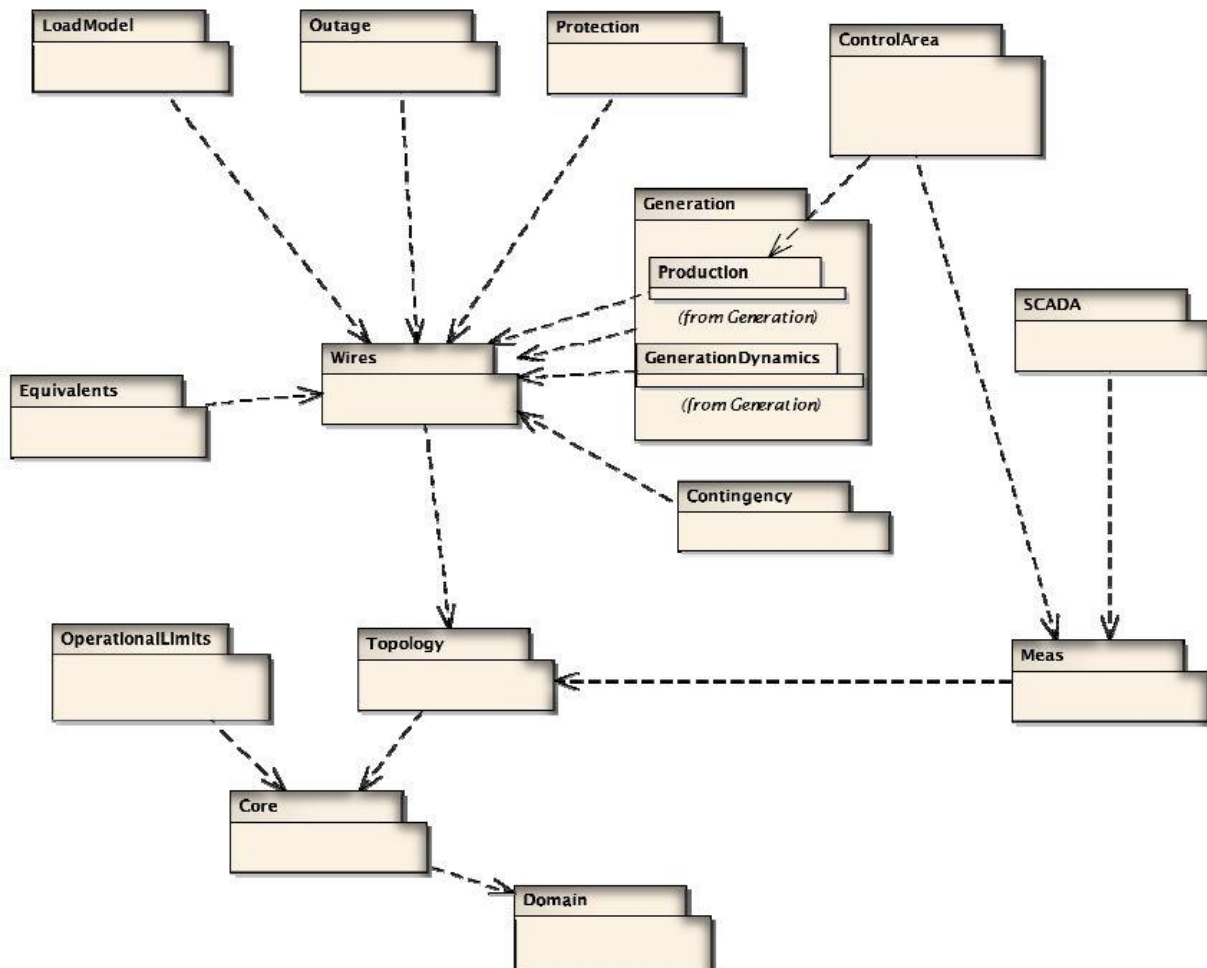


Captura corrida software 5 IEC61970CIM15

Se describirán los paquetes relevantes del modelo CIM. Se trabajará con la versión combinada “**iec61970CIM15v01_iec61968CIM10v30**” publicada por CIMug, se trata de un borrador de la norma año 2009 y servira para el desarrollo de esta tesis. En este caso, los paquetes combinados forman parte de la norma IEC 61970 y la IEC 61968. A pesar de que la serie 61968, cubre los subdominios de la gestión de la distribución, es necesario entender inicialmente el subdominio de la transmisión 61970, ya que la norma 61968 hereda todas las clases de la norma 61970.

2.5.1 Paquetes relevantes de la IEC 61970

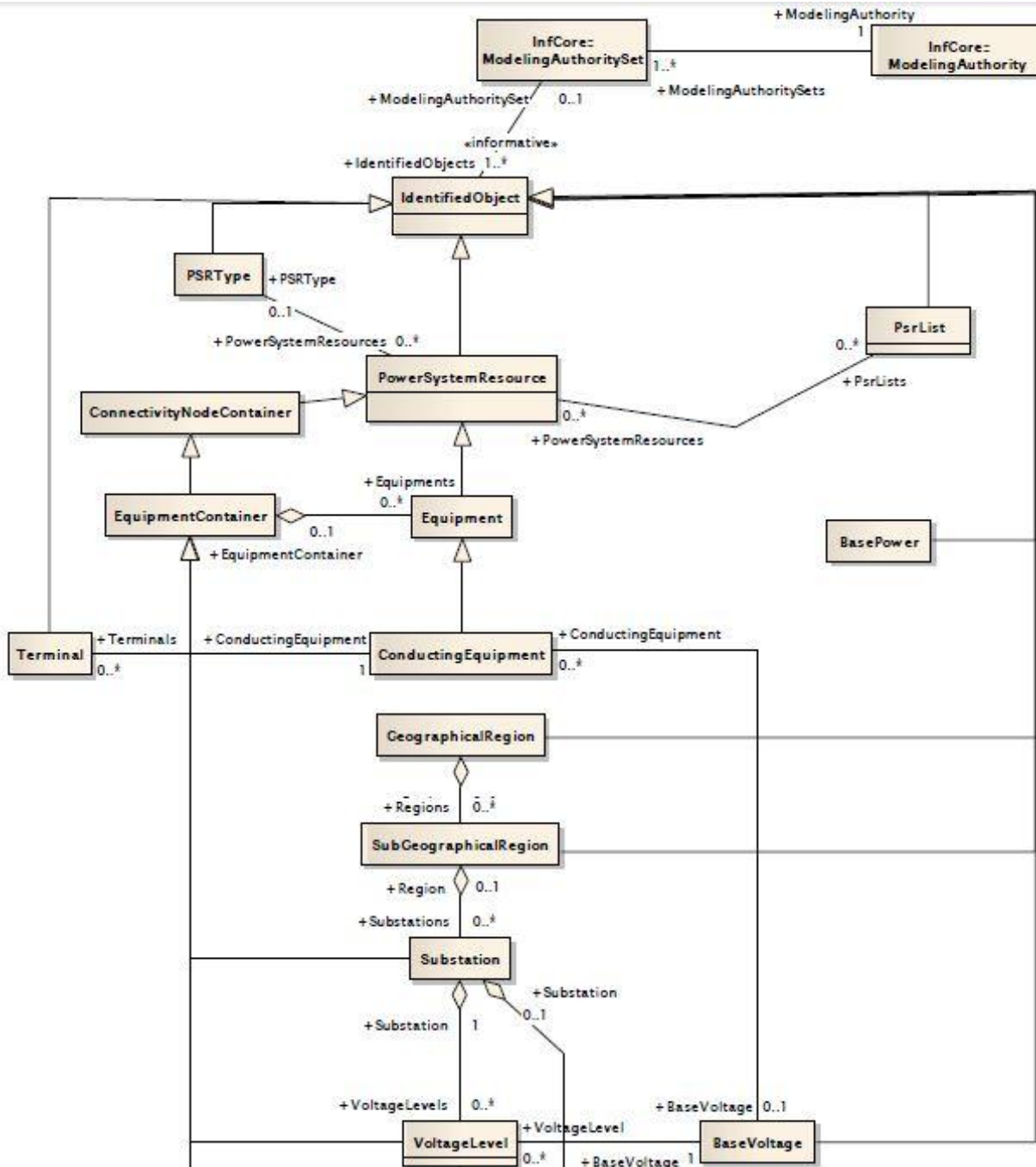
La finalidad no es describir todas las clases, atributos, y asociaciones, de eso se encarga la IEC, sino más bien proporcionar lo más destacado de los conceptos claves. A continuación se describen los paquetes relevantes de la norma IEC 61970 Core, Wires, Topology, Subclases Lines y Transformer, para su posterior uso se observan en la captura 6.



Captura corrida software 6 Paquetes IEC61970

2.5.1.1 Paquete “Core”

El paquete “Core” como se aprecia en la captura 7 contiene las definiciones para las clases padres y muchas de las clases más específicas contenidas en otros paquetes del modelo CIM, incluyendo clases definidas en ambas normas IEC-61970 e IEC-61968.



Captura corrida software 7 Clases del Paquete Core

IdentifiedObject: “Objeto Identificador”. Esta clase es abstracta y sólo contiene atributos utilizados para hacer referencia al objeto, ya sea por un usuario o un software. Los atributos del “IdentifiedObject” incluyen “mRID”, que es el identificador de recursos máster que debe ser un identificador global único de los objetos, el “mRID” no tiene que ser leído por el humano. Este identificador generalmente pretende ser utilizado por los sistemas de software.

Los atributos: nombre “name”, descripción “description”, alias “aliasName”, y la ruta “pathName” están previstos para proporcionar identificadores que son visibles por los usuarios. Es común que los nombres de los objetos dentro de una empresa no se unifiquen, debido a las costumbres de nombres históricos, los resultados de las fusiones y adquisiciones, y la incapacidad de otros sistemas de software para la gestión de unicidad (homologación). Por estas razones, no existen restricciones a estos nombres que requieren ser únicos.

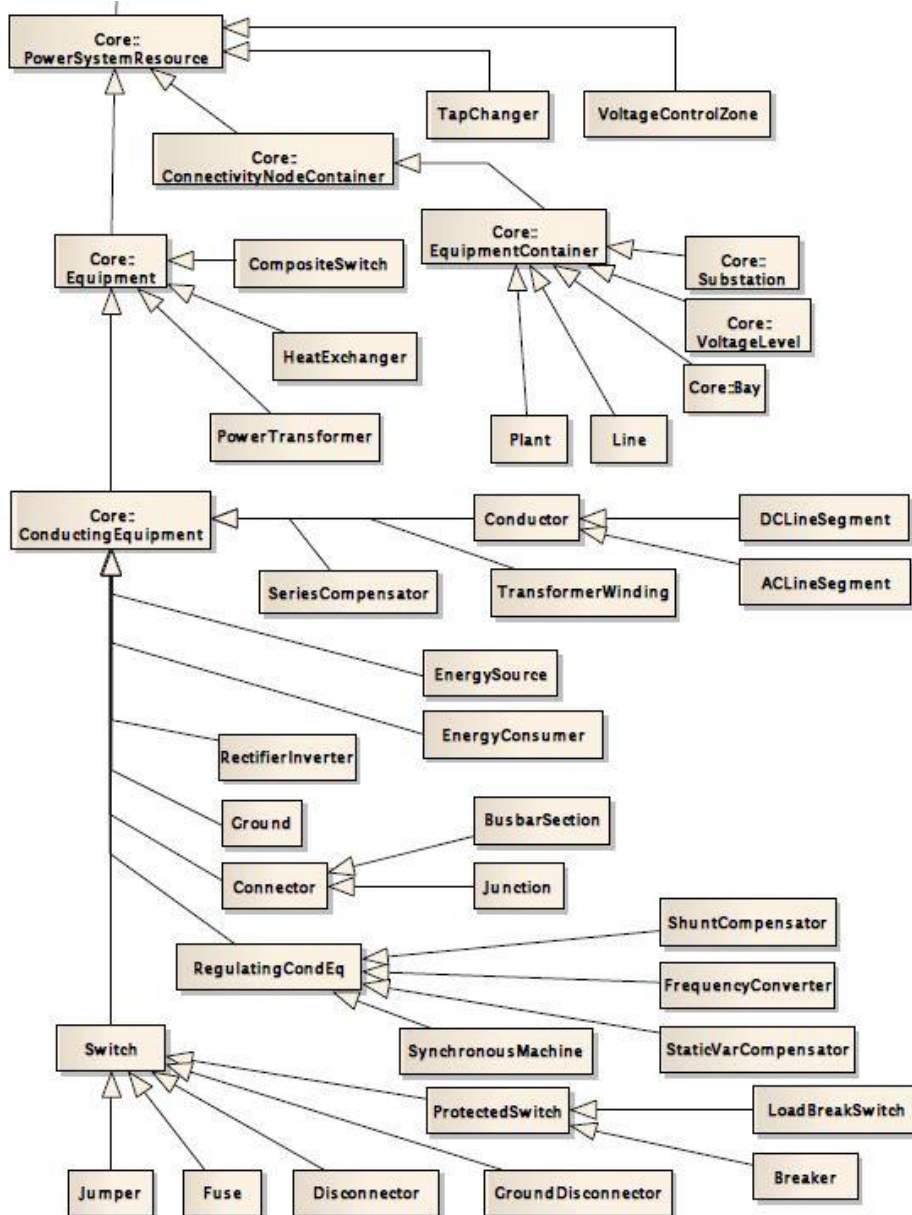
PowerSystemResource: La clase “Recurso del Sistema de Potencia” heredada desde “IdentifiedObject”, proporciona otra clase abstracta relativamente utilizada en el CIM. Un PSR puede ser un solo elemento de equipamiento tales como un Seccionador, o un Contenedor de Equipos con muchos elementos individuales de equipamiento tales como una subestación, o una entidad organizacional tales como una Empresa o Área de Control. Esto proporciona por ejemplo, que un seccionador pueda ser parte de una subestación y la subestación pertenecer a una división de una empresa o región geográfica.

Equipment y ConductingEquipment: La clase “Equipos de Conducción” heredada de una clase “Equipos” a su vez heredada del “PowerSystemResource”, es la clase principal para la mayoría de los equipos físicos que se utilizan para modelar el sistema de potencia.

Los Equipos de Conducción son partes del sistema de potencia que están diseñados para llevar la corriente o que están conductivamente conectados. Dicha clase está contenida en un Contenedor de Equipos “EquipmentContainer”, lo cual puede ser una Subestación “Substation”, o un Nivel de Tensión “VoltageLevel” contenidos en una Subestación.

2.5.1.2 Paquete “Wires”

Es una extensión a los paquetes “Core” y “Topology” que modela información sobre las características eléctricas de las Redes de Transmisión y Distribución. Este paquete es utilizado para aplicaciones de análisis de redes, tales como Estimación de Estados, Flujos de Carga y Flujos de Potencia. Este paquete es muy grande como se observa en la captura 8 por ello se presentará un diagrama de herencia de los distintos elementos de la red eléctrica para analizar los diagramas de líneas, transformadores y seccionadores.



Captura corrida software 8 Clases del paquete Wires

Para comprender la jerarquía de clases del diagrama anterior, se tomará como ejemplo la clase del interruptor “**Breaker**”.

Un interruptor es uno de los componentes más comunes en un sistema eléctrico, descrito como un equipo de seccionamiento (características de apertura o cierre) capaz de transportar e interrumpir corrientes bajo condiciones normales del circuito y conduciendo también la corriente durante un tiempo determinado e interrumpiéndola en determinadas condiciones anormales.

Para comprender cómo esto encaja dentro de la jerarquía de clases CIM, el interruptor puede ser analizado en diferentes niveles de entendimiento.

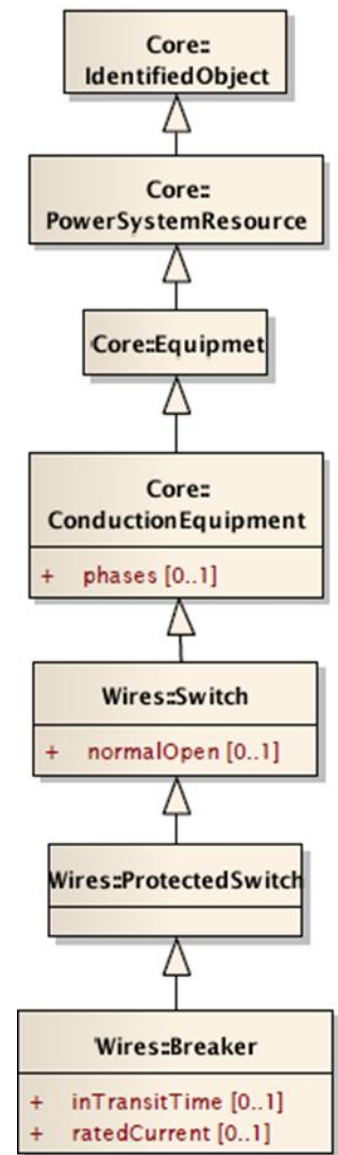
- La funcionalidad básica de un interruptor es la capacidad de ser abierto o cerrado y que puede ser descrito como un tipo especial de seccionador.
- Dentro del sistema eléctrico un seccionador es parte de la red física que conduce la corriente, y como tal puede ser considerado como un tipo de equipo de conducción. Dado que el sistema eléctrico puede contener equipos que no conducen la electricidad directamente, un equipo de conducción puede ser considerado como un tipo de equipo genérico.
- Un interruptor puede considerarse como un Recurso del Sistema de Potencia, un tipo de equipo, un tipo de equipo de conducción y un tipo de seccionador.

En semántica del CIM, la clase **Breaker** presentada en la Corrida 3 tiene la siguiente herencia:

- ✓ Recurso del Sistema de Potencia **Core: *PowerSystemResource***
- ✓ Un Equipo. **Core: *Equipement***
- ✓ Un tipo de Equipo de Conducción **Core: *Conducting Equipement***
- ✓ Un tipo de Seccionador. ***Switch***
- ✓ Con propiedades de Protección ***ProtectedSwitch***

La clase “IdentifiedObject” de la captura 9 es la clase raíz de esta rama particular de la jerarquía de clases CIM; y las otras clases CIM dentro de la jerarquía del Interruptor son:

- ❖ “PowerSystemResource” o Recurso Sistema Potencia, usado para describir cualquier recurso dentro del sistema eléctrico, ya sea una parte física del equipo tal como un Seccionador o una entidad organizativa, como un Área de Control.
- ❖ “Equipment” o Equipo, se refiere a cualquier parte del sistema eléctrico que es un equipo físico, ya sea eléctrico o mecánico.
- ❖ “ConductingEquipment” o Equipo de Conducción, que sirve para definir los tipos de equipos que están diseñados para llevar la corriente eléctrica o que están conductivamente conectados a la red y contienen un atributo para indicar las fases (A, B, C, N, o cualquier combinación de cada uno).
- ❖ “Switch” o Seccionador, clase genérica para cualquier parte del equipo de conducción que funciona como un seccionador en la red y por lo tanto tiene un atributo para definir si el seccionador está normalmente abierto o cerrado.
- ❖ “ProtectedSwitch” o Seccionador de Protección, un seccionador que puede ser operado por los equipos de protección.

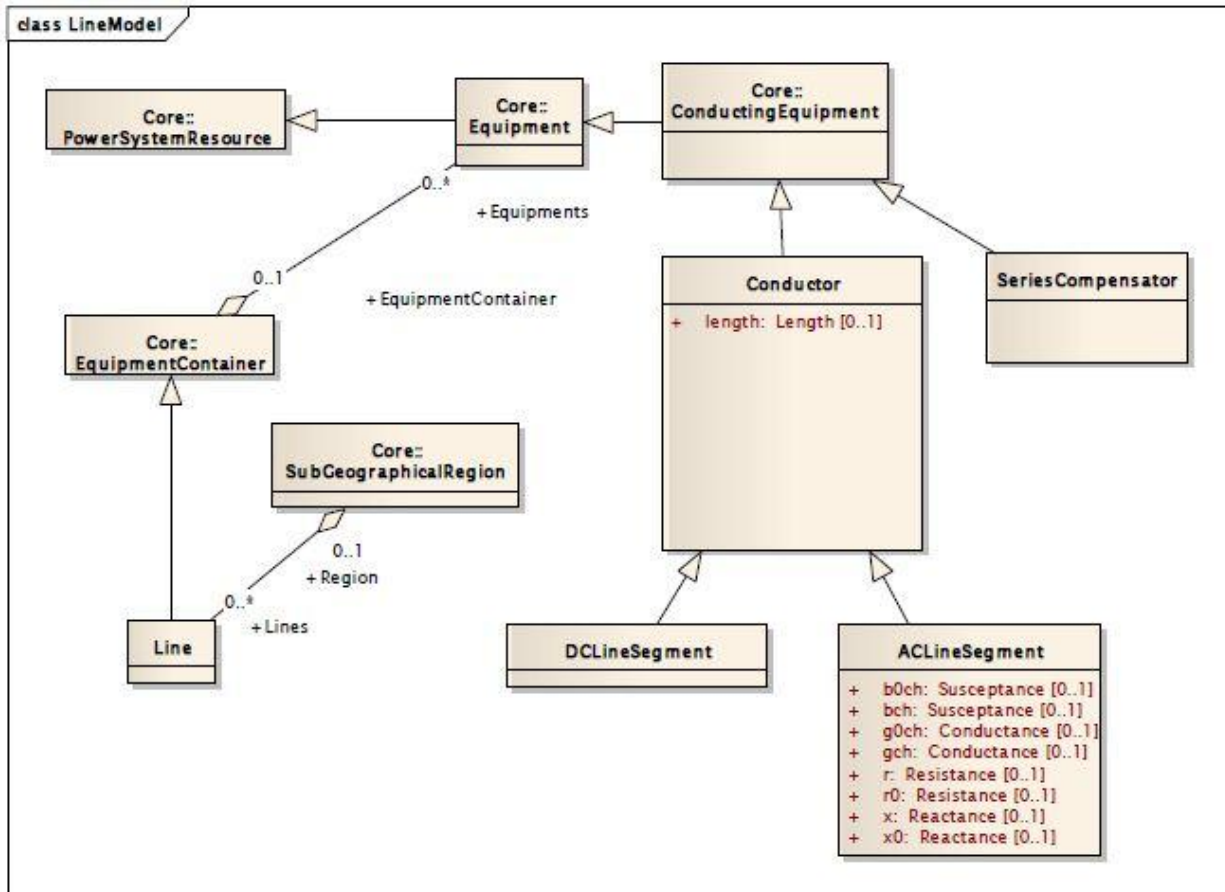


Captura Corrida 9

Finalmente “Breaker” o Interruptor, un subtipo específico de seccionador de protección, con atributos adicionales para definir el valor de corriente y el tiempo de actuación.

Todas las subclases heredan los atributos de su clase padre, y como tal un interruptor contendrá un atributo “Normalmente Abierto”, de la clase “Seccionador”, y el atributo “Fases” de la clase “Equipo de Conducción”, así como sus propios atributos.

2.5.1.2.1 Modelo de clases Líneas



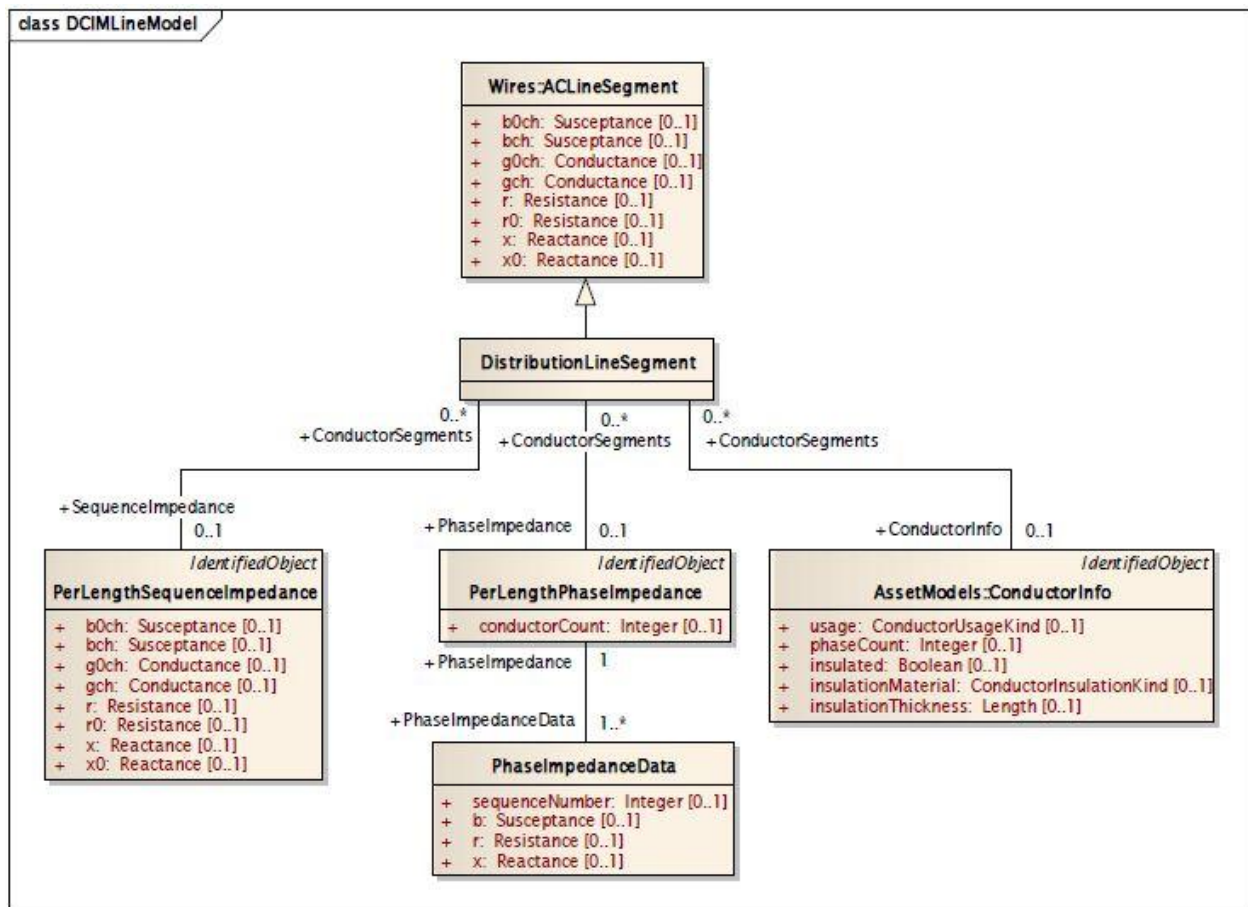
Captura corrida software 10

Conductor: Tiene una relación de herencia directa desde la clase “ConductingEquipment” ilustrada en la captura 10. Esta clase contiene los atributos eléctricos comúnmente asociados con una línea, esto incluye la resistencia, reactancia, conductancia y susceptancia de secuencia positiva y de secuencia cero. Corresponde a la combinación de material de conducción con características eléctricas definidas, formando un sistema eléctrico único, utilizados para transportar corriente entre puntos del sistema eléctrico.

ACLineSegment y DCLineSegment: Desde la clase Conductor existe la herencia a estas dos clases, que expresan los Segmentos de Línea AC (corriente alterna) y DC (corriente continua). Para extender hacia los segmentos de líneas de distribución, existe el paquete “WiresExt” dentro de la norma IEC 61968, como se detalla a continuación:

DistributionLineSegment: Es una extensión de la clase 'ACLineSegment' se observa en la captura 11, donde los parámetros eléctricos se pueden calcular de la siguiente manera:

- ❖ Calcular los parámetros eléctricos a partir de datos de activos, utilizando las asociaciones 'ConductorInfo', estos valores luego se multiplican por 'Conductor.length' para producir un modelo matricial.
- ❖ Calcular los parámetros desbalanceados asociados con la clase 'PerLengthPhaseImpedance', estos valores luego se multiplican por 'Conductor.length' para producir un modelo matricial.
- ❖ Calcular los parámetros eléctricos transpuestos asociados a la clase 'PerLengthSequenceImpedance', luego se multiplica por 'Conductor.length' para producir un modelo de secuencia.

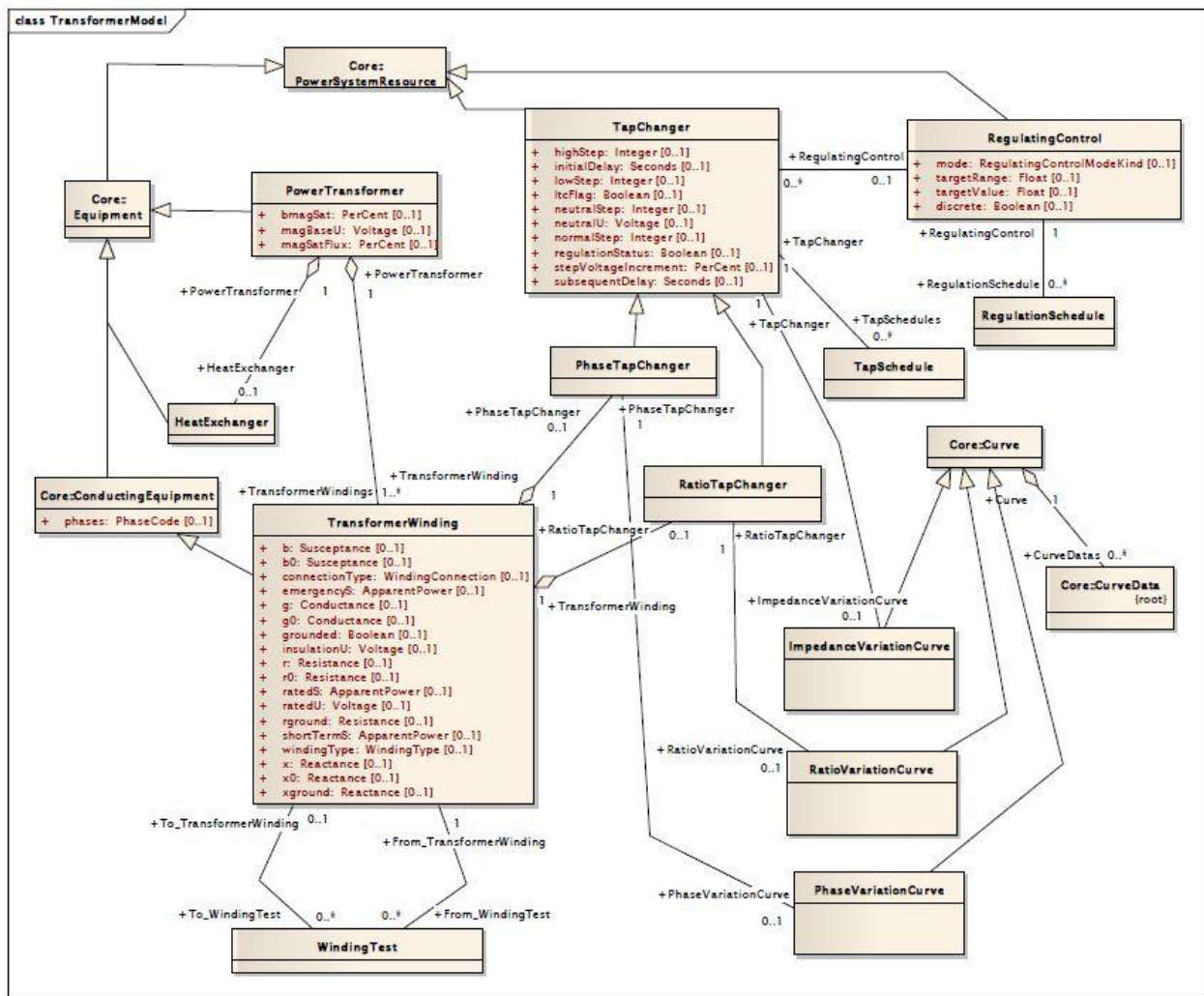


Captura corrida software 11

Para líneas trifásicas simétricas, es suficiente utilizar los atributos heredados del 'ACLineSegment' como se observa en la captura 11, que describen la secuencia de impedancias y admittancias de toda la longitud del segmento.

2.5.1.2.2 Modelo de clases Transformador

PowerTransformer: Tiene una relación de herencia hacia la clase Equipos captura 12. Es un equipo eléctrico que consta de dos o más devanados acoplados (TransformerWindings), con o sin un núcleo magnético, para introducir un acoplamiento mutuo entre los circuitos eléctricos. Además consta de una relación de agregación hacia el intercambiador de calor (HeatExchanger), para su refrigeración y extracción de calor.



Captura corrida software 12 Modelo Clases Transformador

TransformerWindings: Para este caso, la relación de herencia es hacia los Equipos de Conducción. Un devanado está asociado con cada terminal definido de un transformador (o desplazamiento de fase). Los transformadores pueden ser utilizados para controlar la tensión y desplazamiento de fase, con ello está conformado por los cambiadores de tap (TapChanger) tanto de tensión como de fase.

TapChanger: Mecanismo para el cambio de posiciones del tap de los devanados del transformador. Se observan las relaciones de los cambiadores de tap hacia las curvas de impedancia, tensión y fase respectivamente. Además se destaca un patrón o programación del tap en el tiempo.

RegulatingControl: Especifica un grupo de equipos que trabajan en conjunto para controlar una magnitud del sistemas de potencia, tal como el voltaje o el flujo

De forma similar al punto anterior, este modelo se extiende a distribución con la clase “TransformerBank”, lo cual corresponde a un ensamblaje de transformadores que se conectan entre sí. Para transformadores trifásicos, habrá un transformador por banco. Para los bancos de transformadores monofásicos, habrá más de un transformador por banco, y no necesariamente deben ser idénticos. Así mismo también existe la clase correspondiente a los devanados “DistributionTransformerWinding”.

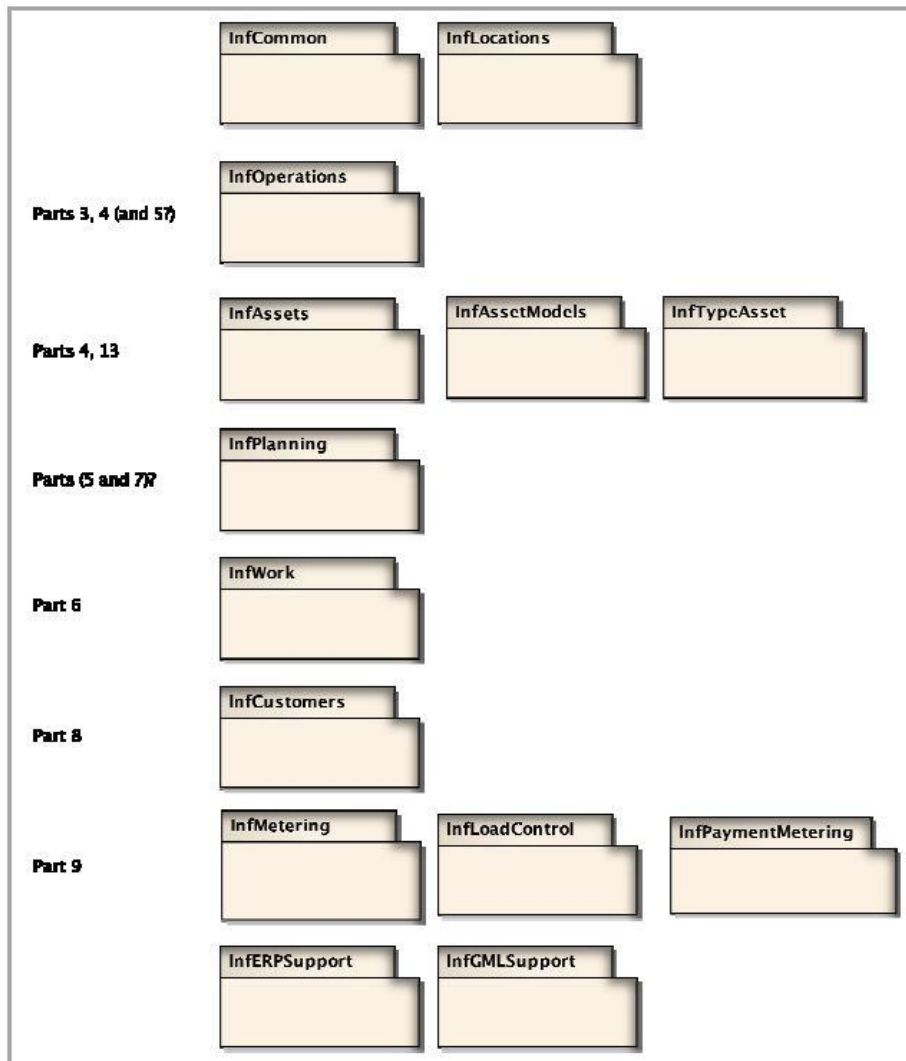
ConnectivityNode: La clase “Nodo de Conectividad” tiene una relación con la clase Terminal. Cada objeto de los “Equipos de Conducción” tiene Terminales, los cuales son conectados a los Nodos de Conectividad. Los Terminales pueden interpretarse como que están estrechamente relacionados con los Equipos de Conducción, y los Nodos de Conectividad es la unión (fijación) que define qué equipo está conectado a otro equipo. Con esto, los nodos de conectividad son puntos donde terminales de equipos de conducción están conectados entre sí con impedancia cero.

TopologicalNode: La clase “Nodo Topológico” es utilizada para definir los objetos que se combinan en un solo bus, cuando un ramal del modelo está desarrollado con los estados del dispositivo (por lo general los estados dispositivo nominal). Esta agregación se hace con la relación entre “TopologicalNode” y “ConnectivityNode”.

Un conjunto de nodos de conectividad, que en el estado actual de la red, se conectan entre sí a través de cualquier tipo de conexión física, incluyendo equipos como seccionadores. Los nodos topológicos pueden cambiar a medida que cambia el estado actual de la red (es decir, seccionadores, interruptores, etc. cambian de estado).

Terminal: Cualquier objeto que se hereda de la clase “ConductingEquipment” tiene una relación hacia un objeto por la clase Terminal. Esta relación tiene una multiplicidad de 0...* (cero a muchos), pero por lo general será una o dos terminales en función de la clase específica. Esta relación es actualmente definida en el paquete “Core” pero solamente es utilizada en el paquete Topology.

2.5.2 Paquetes relevantes de la IEC 61968



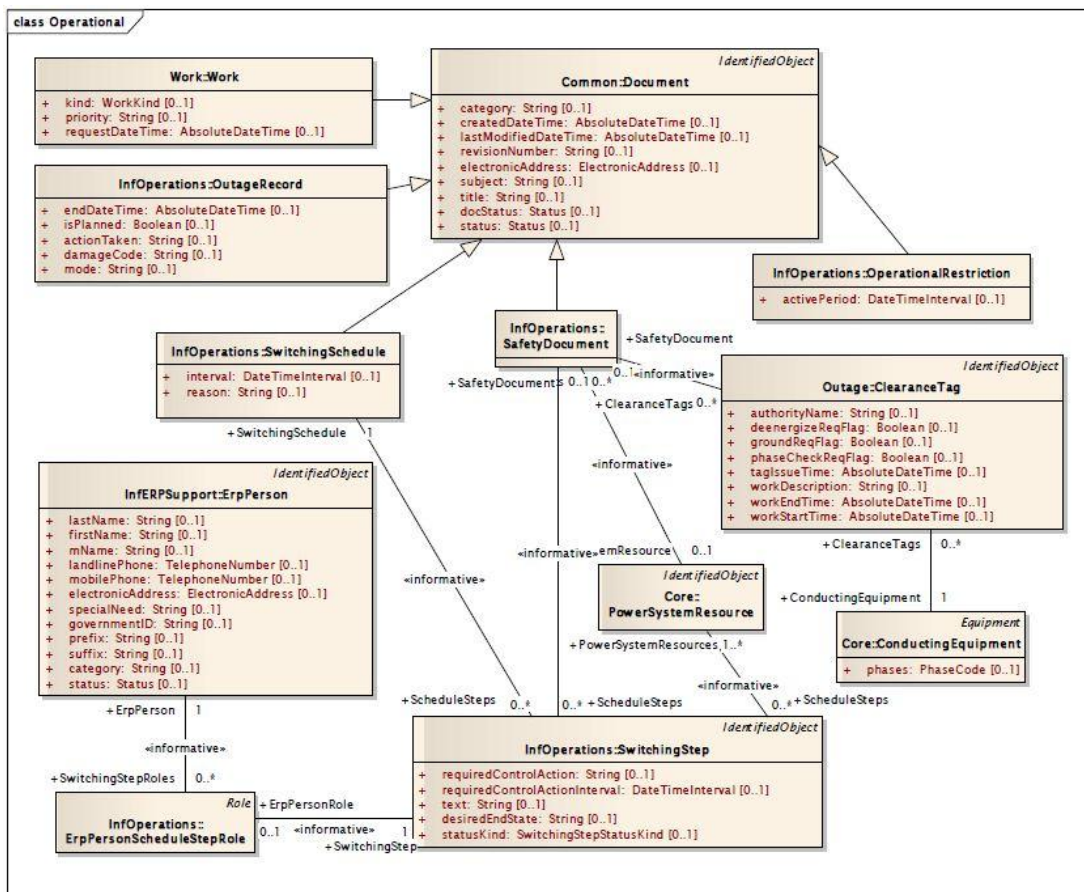
Captura corrida software 15 Paquetes relevantes IEC 61968

De este grupo de paquetes mostrados en la captura 15, de forma similar a la norma IEC 61970, se describen los paquetes básicos para tener una visión del alcance del modelo en los sistemas de gestión en Distribución.

2.5.2.1 Paquete “Operations”

El paquete de Operación contiene objetos normalmente usados por los sistemas de gestión de interrupciones OMS y gestión de la distribución DMS. Esto incluye interrupciones, documentos de maniobras y documentos de seguridad.

OutageRecord: Se utiliza para el registro de interrupciones eléctricas producidas en el sistema de distribución, típicamente generadas tras el disparo de un interruptor, confirmadas desde un SCADA; o de un sistema de llamadas de incidentes “TroubleCall” mediante la agrupación de llamadas. En el Registro de Interrupción se graba la fecha inicial, final y duración de la interrupción, el tipo de interrupción y las acciones tomadas para su restauración. Tiene una asociación con la clase “OutageStep” quien registra los clientes, tiempo estimado de restauración, entre otros; ésta a su vez relaciona al Equipo de Conducción para registrar la ubicación de la interrupción eléctrica Captura 16.



Captura corrida software 16

SwitchingSchedule: Se utiliza para definir una secuencia planificada o actual de pasos de maniobras (apertura/cierre) para ser ejecutados en el sistema de distribución. Se destina a describir todos los detalles operativos para maniobras de seccionamiento, para la operación en tiempo real que incluye otras actividades tales como puesta a tierra, documentos de seguridad, etc.

SwitchingStep: Está asociado a la clase anterior para registrar cada uno de los pasos de la planificación de maniobras. Cada paso registra la fecha y hora desde la ejecución hasta cuando fue completado, además el paso está asociado con un Recurso del Sistema de Potencia para el registro del equipo operado.

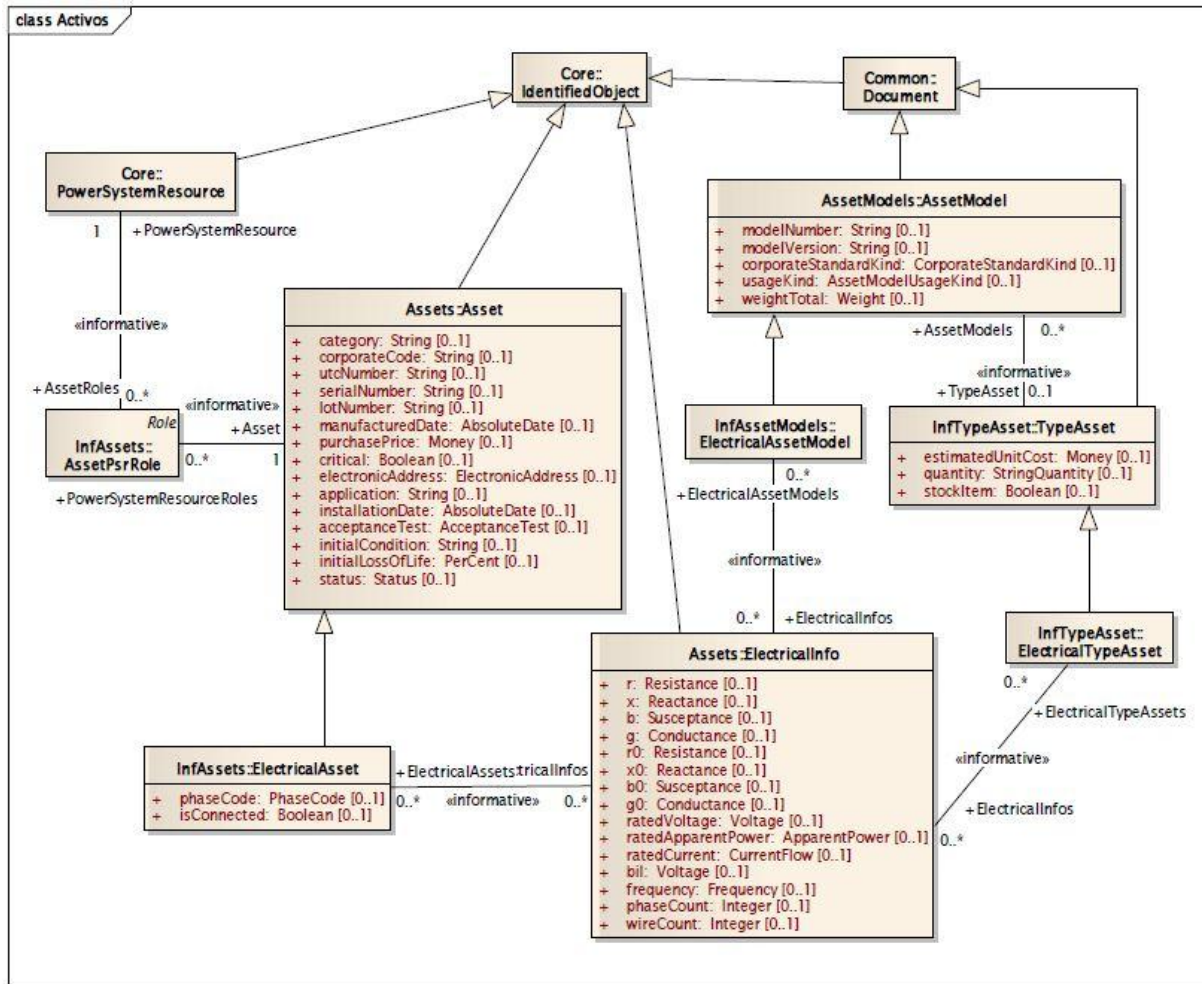
ClearenceTag: Una etiqueta de autorización se utiliza para autorizar y programar el trabajo en el campo. Esto incluye algunas banderas para etiquetar los equipos de conducción por aspectos de seguridad.

2.5.2.2 Paquete “Assets”

Este paquete contiene las principales clases de información que soportan las aplicaciones de gestión de Activos con clases especializadas para el modelo del nivel del activo para objetos se visualiza en la captura 17.

Asset: Son los recursos tangibles de la empresa, incluyendo los equipos del Sistema de Potencia, armarios, edificios, etc. Para los equipos de la red eléctrica, el papel del activo es definido a través del Recurso del Sistema de Potencia (AssetPsrRole) y sus subclases, definidas principalmente en el modelo de Redes 'Wires' (IEC 61970). La descripción de activos hace énfasis en las características físicas de los equipos y el papel que cumplen. A los Activos que tienen o pueden tener un rol dentro de la red eléctrica se denominan “ElectricalAsset”

AssetModel: Documentación para el modelo de un producto en particular hecho por un fabricante. Existen típicamente muchos casos en que un activo está asociado con un único modelo de activo. En el caso de los Activos eléctricos el modelo se asocia a la clase “ElectricalAssetModel”.



Captura corrida software 17 Activos

TypeAsset: Considerando que un 'Modelo de Activo' es un modelo y versión particular de un producto de un vendedor, un 'Tipo de Activo' es la documentación para activos genéricos o items de materiales, que pueden ser utilizados para propósitos de diseño. Cualquier cantidad de 'Modelos de Activos' pueden ser utilizados para realizar esta función genérica. La función principal del 'Tipo de Activo' es típicamente definida por el 'PSR' que está asociado con este. El tipo de activo con características eléctricas se asocia a la clase "ElectricalTypeAsset".

ElectricalInfo: Se registran las propiedades eléctricas de un activo o de un modelo de activo (producido por un fabricante). También puede utilizarse para definir las propiedades eléctricas de cada fase individual. No todos los atributos pueden ser

requeridos por cada tipo de activo o modelo de activo. Por ejemplo, un Transformador solo puede tener requerimientos de los atributos "Voltaje Nominal", "Potencia Aparente Nominal" y "Número de Fases", mientras que un conductor tendrá los requerimientos de "r", "x", "b" y "g" por unidad de longitud además de "Corriente Nominal" y "Voltaje Nominal".

Otros paquetes de la IEC 61968 son:

- **Customers.-** Este paquete contiene las principales clases de información que soportan las aplicaciones para la facturación y comercialización a los clientes.
- **Common.-** Este paquete contiene las clases que soportan la gestión de la distribución en general.
- **Metering.-** El paquete Metering contiene modelos relacionados a la medición correspondiente al consumo de energía.
- **Work.-** El paquete trabajo contiene modelos que cubren el ciclo entero de vida de todos los procesos del trabajo como: Mantenimiento, Inspección, Reparación, Construcción y Restauración.
- **WiresExt.-** Este paquete contiene clases que se extienden del paquete Wires con los recursos del sistema de potencia requeridos para modelar una red de distribución, incluyendo redes desbalanceadas.

2.5.3 Definición de Interfaces Genéricos GID

La definición de interfaces genéricas GID (Generic Interface Definition) es un subconjunto de estándares del trabajo de la IEC TC 57 que implica la definición de interfaces de aplicaciones basadas en el CIM. Esto es definido en la serie de la norma IEC 61970-4xx. En la terminología de la IEC, estos reciben el nombre de Especificación del Interfaz de los Componentes (CIS). La siguiente es una lista de los estándares relevantes:

- ❖ **IEC-61970-401** “Component interface specification framework”: Framework de la Especificación del Interfaz de los Componentes
- ❖ **IEC-61970-402** “Common services”: Servicios Comunes
- ❖ **IEC-61970-403** “Generic data access”: Acceso a Datos Genéricos GDA
- ❖ **IEC-61970-404** “High speed data Access”: Acceso a Datos de Alta Velocidad HSDA
- ❖ **IEC-61970-405** “Generic eventing and subscription”: Eventos Genéricos y Suscripción
- ❖ **IEC-61970-406** “Program invocation”: Programa de Invocación
- ❖ **IEC-61970-407** “Time series data access”: Acceso a Datos de Series de Tiempo TSDA

Las GID cubren el ámbito de proporcionar APIs para que las aplicaciones se comuniquen sin utilizar software de integración, fundamentalmente una conexión directa entre dos aplicaciones en lugar que mediante una capa intermedia de software. Este tipo de conexión es conveniente para escenarios donde los propósitos generales de integración de software no están siendo utilizados y/o donde no se desea una sobrecarga en la integración de software. Esto se aproxima a lograr el objetivo de integración plug-and-play. Sin embargo, ciertas configuraciones y adaptadores para diferentes procesos del negocio no está presente cuando se utilizan los adaptadores basados en GID.

En el mercado de productos EMS, hay vendedores que ofrecen conectores basados en GID que se pueden conectar directamente a otras aplicaciones. Estas conexiones basadas en GID también son sujetas a test como parte de las pruebas de interoperabilidad patrocinadas por EPRI.

Las definiciones de GID no incluyen las definiciones de la capa de transporte. Las implementaciones existentes hoy en día suelen aprovechar una serie de normas de la Fundación OPC (conectividad abierta a través de estándares abiertos). Los estándares de la Fundación OPC proporcionan un bien conocido acercamiento para la comunicación de la capa de transporte que se utiliza ampliamente en muchas aplicaciones de automatización (manufactura, control de procesos, etc.)

2.6 Modelo de Conectividad CIM

Un conjunto de nodos de conectividad que, en el estado actual de la red, se conectan entre sí a través de cualquier tipo de seccionadores cerrados, incluyendo puentes. Los nodos topológicos pueden cambiar a medida que cambia el estado actual de la red (es decir, seccionadores, interruptores, etc. cambian de estado).

Para entender con mayor detalle estos conceptos se analizará el circuito de la Figura 17

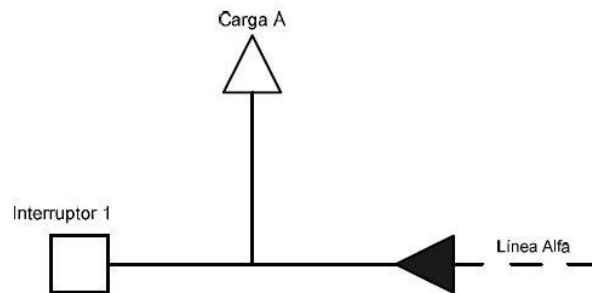


Figura 17 Ejemplo circuito

Este simple circuito contiene un interruptor, carga y una línea, lo cual requiere tres objetos CIM para representar las partes del equipo físico de conducción: Un Consumidor de Energía (para representar la carga), un Interruptor y un Segmento de Línea AC o DC para la línea.

El CIM no modela interconexiones por la asociación de cada componente con los otros componentes conectados, siendo así el Interruptor 1 contiene asociaciones con la carga A y Línea Alfa; la carga A contiene asociaciones con la Línea Alfa y Interruptor1 y la Línea Alfa contiene asociaciones con el Interruptor1 y la carga A, esto da lugar a las interconexiones detalladas en la Figura 18.

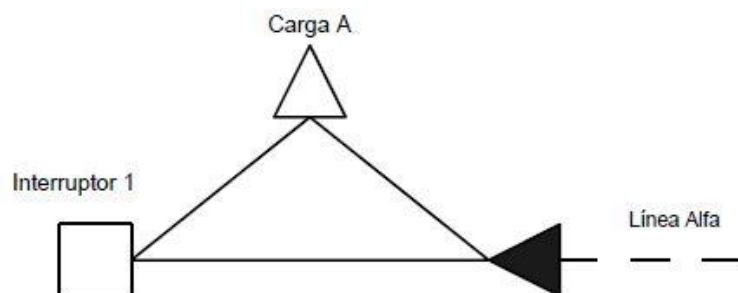


Figura 18 Interconexiones

En cambio, el CIM utiliza un Nodo de Conectividad para conectar los equipos, en caso de que tres o más partes de equipo se unan en una T o un punto estrella, con lo cual la conectividad es representada en la Figura 19 correctamente así:

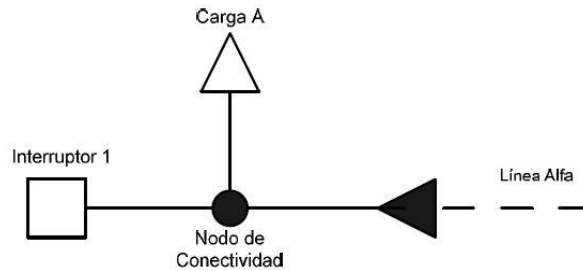
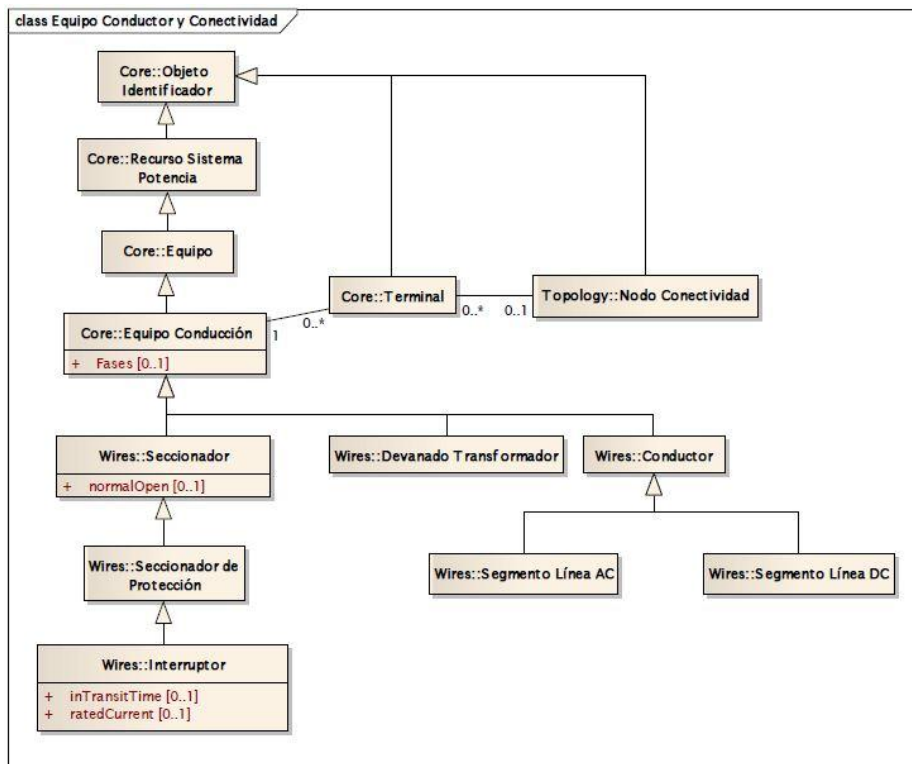


Figura 19 Nodo conectividad

Sin embargo en el CIM, las partes del equipo de conducción no están directamente asociadas con el nodo conectividad. Una parte del equipo de conducción tendrá una o más Terminales asociadas a él, y estos terminales a su vez están asociados con un único Nodo de Conectividad. La relación entre las clases Terminal, Nodo de Conectividad y Equipo Conducción se muestran en la captura 18



Captura PC Software 18

Puesto que solamente las partes del Equipo de Conducción transportan corriente en la red, la asociación a la clase Terminal es desde el Equipo de Conducción, con una multiplicidad de 0...* (cero a muchos), puesto que las partes del equipo de conducción pueden tener cero o más conexiones a la red. La relación correspondiente que tiene el Terminal con el Equipo Conducción es una multiplicidad de 1 ya que un Terminal sólo puede estar asociado con un Nodo de Conectividad. Como la clase Interruptor (a través de su clase padre "Seccionador"), Consumidor Energía y Segmento de línea de AC o DC (a través de la clase "Conductor"), todas son heredadas de la clase Equipo de Conducción, que a su vez heredan la relación de asociación con la clase "Terminal".

Con ello, la relación de conectividad entre Terminales, Equipo Conducción y Nodos de Conectividad se ilustra en la siguiente Figura 20

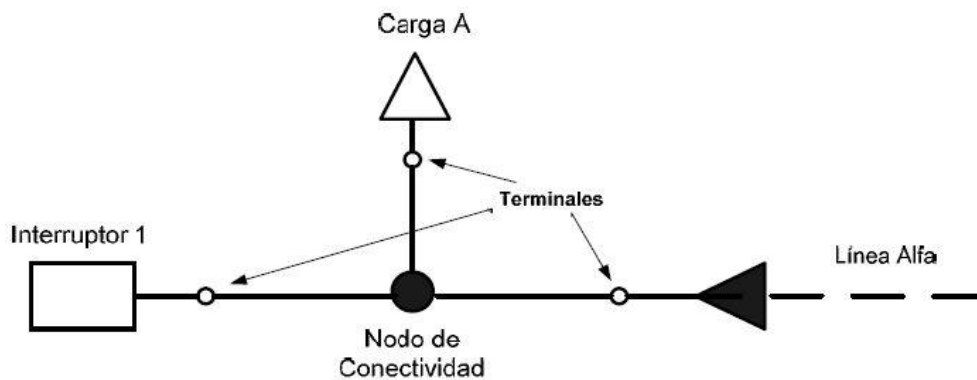


Figura 20 Relación Conectividad

La inclusión de los terminales en un principio puede parecer innecesaria, pero así es como se define la conectividad, los terminales también se utilizan para definir los puntos de conectividad relacionados con la medición en la red, medición de: flujos de potencia, corrientes y voltajes.

La importancia de permitir que el punto de medición se defina con tanta exactitud se muestra en la Figura 21

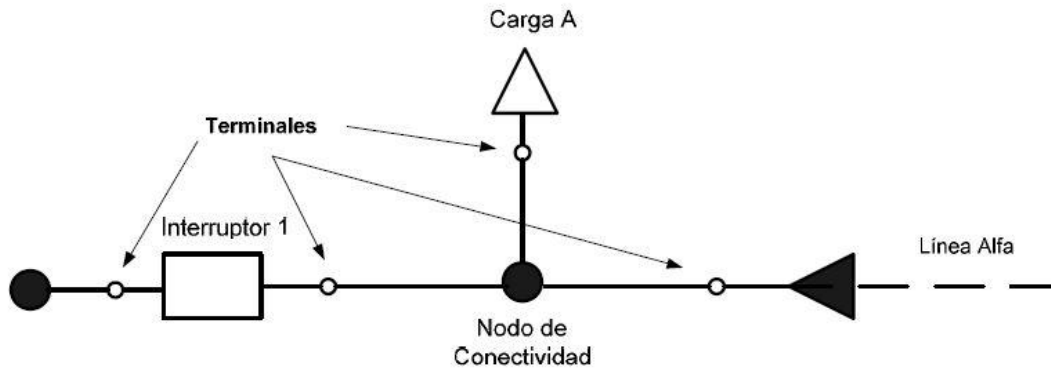


Figura 21 Nodos conectividad y terminales

En este circuito el Interruptor 1 tiene dos terminales asociados a él, para representar los dos puntos de conexión distintos que tendría en el mundo real en un sistema eléctrico. Si el interruptor está abierto entonces el voltaje medido será diferente en estos dos puntos donde el interruptor se conecta a la red

Esto daría lugar a una ambigüedad si la medición se define únicamente como un componente en particular, sin información específica acerca de en qué punto se hizo la conexión de la clase medición.

2.7 Modelado de Sistemas Eléctricos usando CIM

En las secciones anteriores se ha descrito una pequeña porción de la jerarquía de clases contenidas en el modelo UML de las normas IEC-61970/61968 para describir los componentes del CIM, se mostró cómo los terminales y los nodos de conectividad se utilizan para definir la interconexión de los componentes dentro de la red.

En esta sección se utilizará un ejemplo simplificado para mostrar cómo los niveles de tensión, Transformadores de Corriente (TC), Transformadores de Potencia, Banco capacitores, y los Alimentadores de distribución se modelan mediante la conversión de un diagrama unifilar en objetos CIM.

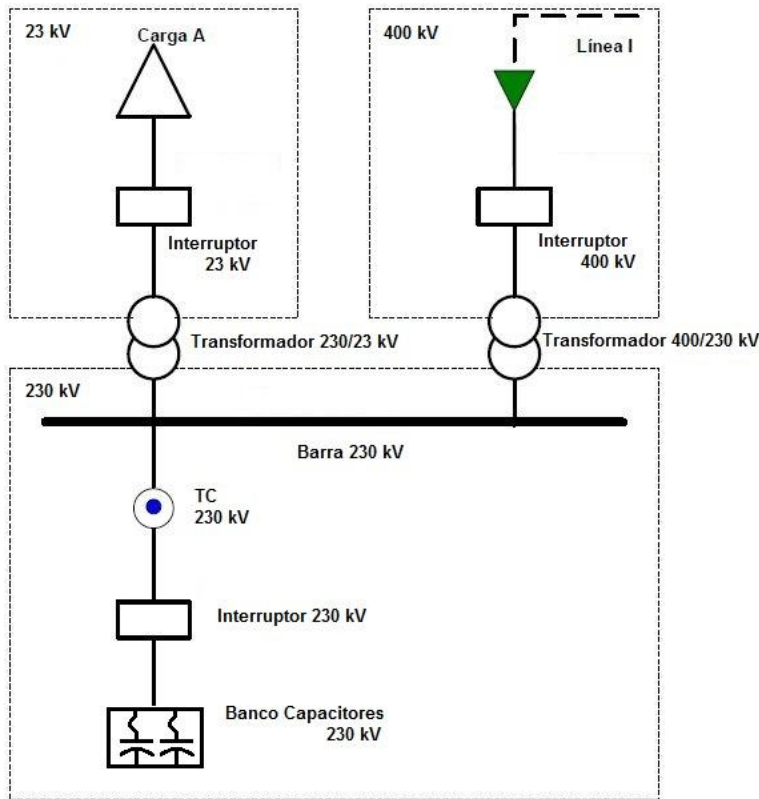


Figura 22 Unifilar simplificado Sistema Distribución con tres niveles tension

El circuito que se muestra en la Figura 22 muestra un circuito que contiene una carga, línea, sistema compensador de VAR y barra. El circuito también contiene dos transformadores de potencia dando como resultando tres diferentes niveles de tensión de 23 kV, 230 kV y 400 kV.

La carga, la línea y los interruptores, como se indica en la Sección 2.5.1.2 son mapeados a las clases CIM consumidor energía “EnergyConsumer”, segmento de línea AC “ACLineSegment” e interruptor “Breaker” respectivamente, mientras que la barra se mapea similarmente a la clase sección de barra “BusbarSection”. El Banco de capacitores se mapea a una sola clase del equipo de conducción, la “StaticVarCompensator” Cuando opera para regular los reactivos, el objeto tiene una relación con una instancia de la clase “RegulatingCondEq” La clase “StaticVarCompensator” no representa una parte del equipo de conducción que está físicamente conectado a la red, sino que representa una

o un conjunto de dispositivos auxiliares para controlar la potencia reactiva del circuito.

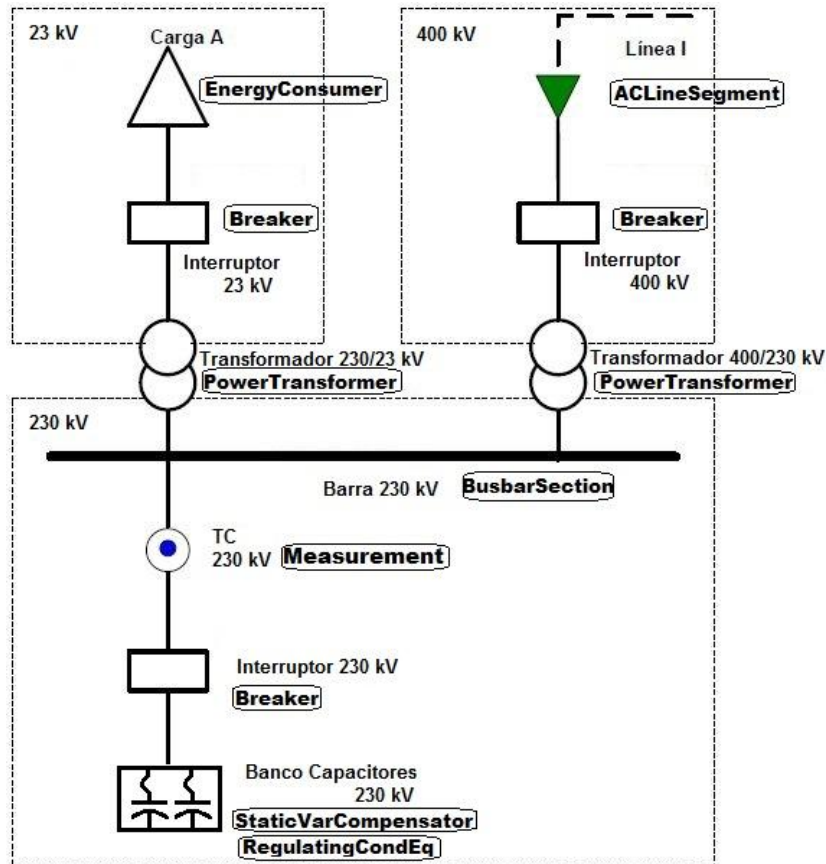
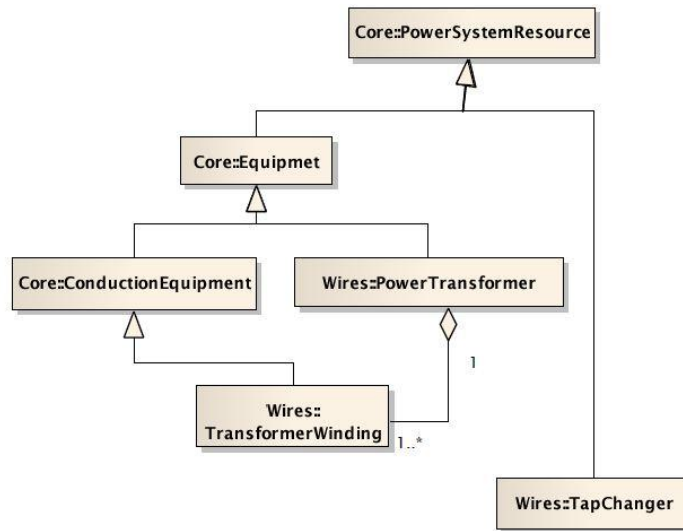


Figura 23 Mapeo de Clases CIM

El procedimiento para el mapeo CIM, se comienza con los dos transformadores de potencia y el transformador de corriente como se muestra en la Figura 23.

Un transformador de potencia no se mapea con una sola clase CIM, sino que se subdivide en un número de componentes con una sola clase contenedora "PowerTransformer" transformador de potencia. Así, un transformador de potencia de dos devanados se convierte en dos objetos "TransformerWinding" devanado de transformador dentro del contenedor transformador de potencia. Si está presente un cambiador de taps para controlar uno de los devanados, entonces una instancia de la clase "TapChanger" estaría asociada con un devanado en particular, sin dejar de estar contenida dentro de la instancia transformador de potencia. El mapeo para las clases que forman un transformador se muestra en la captura 19.



Captura PC Software 19

Aunque un transformador de potencia sigue siendo una parte del equipo en el sistema que no conduce la electricidad en sí y por lo tanto no es heredado de equipo de conducción sino de su clase padre equipo. Sin embargo el devanado del transformador, se hereda del equipo de conducción ya que está físicamente conectado a la red y conduce la corriente eléctrica. El cambiador de taps es parte del devanado del transformador y como tal no puede ser considerado como una parte separada del equipo por sí mismo, y hereda del PSR.

Las clases transformador de potencia y devanado del transformador tienen una relación de agregación 1, lo que significa que un transformador potencia se compone de 1 o más devanados de transformador que a su vez pueden estar compuestos de cambiador Tap.

Cuando se considera un transformador colocado físicamente en una subestación, el contenedor transformador de potencia, puede ser concebido como la carcasa del transformador. La carcasa del mismo no conduce corriente en la red, sino que contiene las bobinas del transformador, el material de aislamiento, el núcleo magnético, y todos los demás componentes que conforman el transformador.

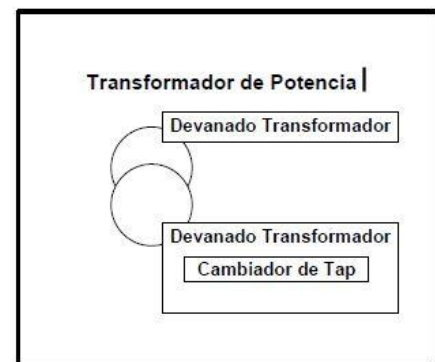


Figura 24 Transformador 230/23kV

Así, el transformador 1 230/23 kV de la Figura 24 se puede representar como 4 objetos CIM: dos devanados de transformador, un cambiador derivaciones Tap y un transformador potencia.

Del mismo modo, un transformador con un tercer o cuarto devanado se puede representar como un solo transformador potencia que contienen tres o cuatro instancias de la clase devanado de transformador. Al igual que el transformador de potencia un transformador de distribución puede ser mapeado al CIM a través de las clases “DistributionTransformer” y “DistributionTransformerWinding”.

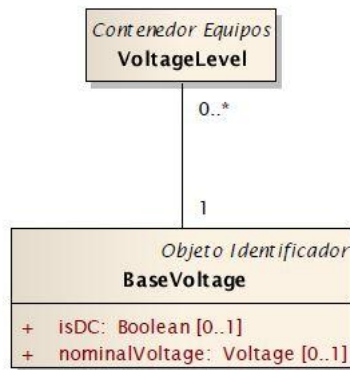
El transformador de corriente TC 230kV, en cambio no se puede mapear directamente a una instancia del equipo de conducción en la jerarquía CIM, como se esperaría. El propósito del transformador de corriente es medir la corriente localizada en la red, y como tal cuando se modela la medición de la red sigue este modelo en lugar de la parte del equipo que realiza la medición.

Esto implica la creación de una instancia de la clase “Measurement” proveniente del paquete medidas para medir la corriente en un terminal en particular. Como se describe en la Sección 1.5.1.2 , cada parte del equipo conductor tiene uno o más terminales para representar los puntos a los cuales este está conectado a la red. Al asociar un objeto de medición con una terminal en particular, y la definición de la medida adoptada por esa instancia (corriente). Entonces el objeto medición reflejará el papel desempeñado por el transformador de corriente.

Además de tener definidas las interconexiones de componentes usando las asociaciones equipo de conducción-terminal-nodo de conectividad, como de mencionó anterior mente el CIM define la clase contenedor de equipos, que proporciona un medio para agrupar partes de Equipos tanto eléctricos y no eléctricos. A continuación se describen algunas clases contenedoras de equipos más importantes del unifilar Figura 23:

➤ **Nivel de tensión “VoltageLevel”**

Las partes del equipo de conducción no tienen un atributo tensión para definir el voltaje, como un valor específico, sino que están asociadas con la clase nivel de tensión. Cada instancia de la clase nivel de tensión en sí tiene un objeto “BaseVoltage” asociado que contiene un único atributo para definir la tensión nominal de un grupo en particular de componentes captura 20. Una instancia voltaje base puede estar asociada con más de un nivel de tensión, como se puede apreciar en la figura 24, ya que existen niveles de voltaje estándar en toda la red (por ejemplo, 23, 85, 115, 230, 400 kV). Sin embargo cada instancia nivel de tensión, contiene sólo los equipos interconectados que están al mismo nivel de tensión



Captura corrida software 20

➤ **Subestaciones “Substations”**

La clase subestación es una subclase contenedora de equipos que puede tener varios niveles de tensión y se utiliza para definir un conjunto de equipos “a través de los cuales se transfiere una gran cantidad de energía con el propósito de seccionar o modificar sus características”.

En el diagrama unifilar, los tres niveles de tensión identificados por las líneas entre punteadas, están mapeados a las tres instancias de nivel de tensión y contenidos

dentro de una sola instancia de la clase subestación. Cada nivel de tensión también está asociado a un voltaje base, con una tensión nominal de 23, 230 y 400kV.

La clase subestación al ser una subclase de contenedor de equipos también puede contener otras instancias de la clase equipos, por ejemplo; un transformador de potencia. La clase subestación es un ejemplo de contenedor de equipos para representar agrupaciones no eléctricas ya que contiene partes que están físicamente agrupadas, pero no necesariamente conectadas eléctricamente.

➤ **Línea “Line”**

El segmento de línea AC, sin embargo no está incluido dentro de nivel de tensión, en su lugar está incluido dentro de la clase línea. La clase línea en el CIM se usa para definir un "Componente de un sistema que se extiende entre subestaciones adyacentes o desde una subestación a un punto de interconexión adyacente". Una línea puede contener varios segmentos de línea ya sean de AC o DC, pero no representará el equipo de conducción físico como tal.

Puesto que un segmento de línea se utiliza para representar "un conductor o una combinación de conductores usados para transportar corriente alterna o continua entre puntos en el sistema eléctrico de potencia", sería incorrecto definir a este como que estuviera dentro de un nivel de tensión específico en una subestación. Por lo tanto, las clases segmento Línea AC y DC tienen una relación con la clase voltaje base a través de equipo de conducción para definir su nivel de tensión nominal.

Finalmente el circuito representado en el unifilar que se muestra en la Figura 23 fue traducido a 45 objetos CIM como se muestra en la figura 25.

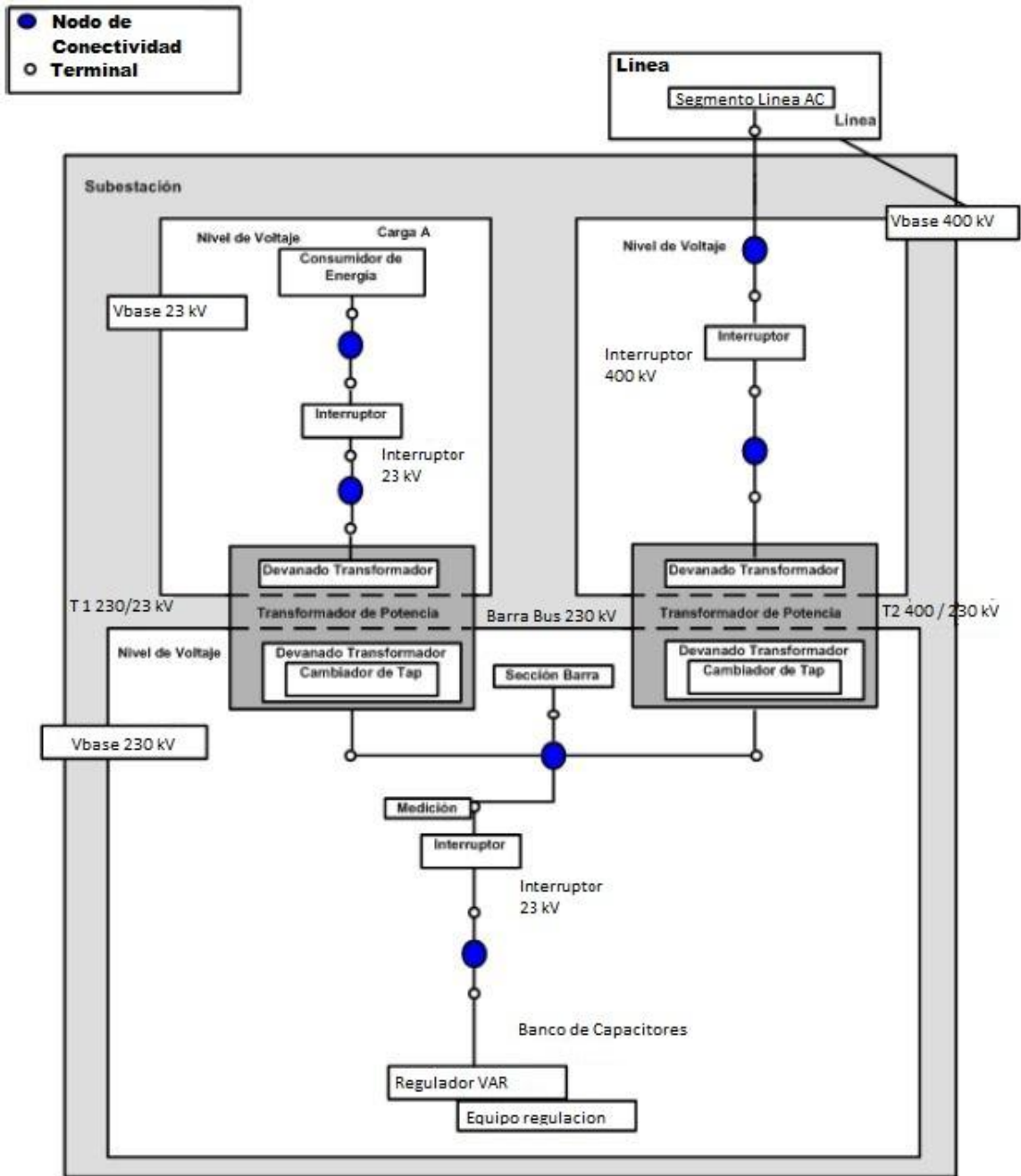


Figura 25 Diagrama Clases CIM del Unifilar

La posición de la sección de barra "BusbarSection" puede parecer errónea entre los devanados de ambos transformadores, pero en el CIM los nodos de conectividad para definen los puntos de interconexión. La sección de barra es utilizada principalmente para proporcionar un punto de asociación (a través de su terminal) para colocar instrumentos de medición, esto refleja la posición física de los equipos en el sistema.

Capítulo 3

3. La Arquitectura de Interoperabilidad

3.1 Introducción

La norma IEC 61968 presenta un DMS como la unión de varios subsistemas con aplicaciones distribuidas dentro de una empresa eléctrica encargada de operar redes de distribución. Las funciones incluyen el monitoreo y control de equipos de distribución, administración de procesos para asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico, administración de la demanda, administración de fallas OMS, administración de la topología de la red, entre otras.

Hemos definido un Modelo de Información, como una representación abstracta y formal de los objetos, sus atributos, asociaciones con otros objetos, el funcionamiento y operaciones que se pueden realizar sobre ellos. Los objetos modelados pueden ser objetos físicos, tales como los dispositivos de una red eléctrica, o pueden ser abstractos, tales como conceptos utilizados en un sistema de información comercial. La Figura 26 muestra el alcance de las funciones y la arquitectura de interfaces definidos por la norma.

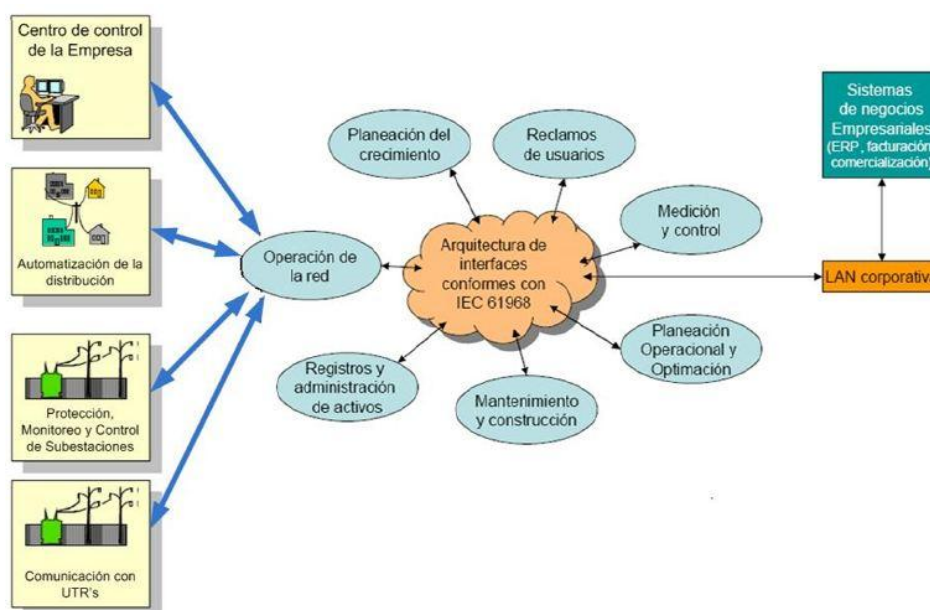


Figura 26 Arquitectura de Interfaces según IEC 61968

En el capítulo 2 se estudió el Modelo CIM, el cual define un modelo de información para la representación de objetos del mundo real para la gestión y operación de sistemas eléctricos de transmisión y distribución, se definió:

- ❖ Paquetes de clases, clases de objetos, atributos y relaciones; esta modelación gráfica esta en formato “UML” (Unified Modeling Lenguaje).
- ❖ Las interfaces para la integración de sistemas Interface.
- ❖ El modelo de conectividad CIM para sistemas eléctrico construyendo una arreglo de clases que facilitan el intercambio de datos.

Para el presente capítulo se realizará la introducción al concepto de interoperabilidad y específicamente los roles que cumple el Modelo CIM de la norma IEC 61968, respecto a la semántica para la integración de los sistemas. Esto permitirá definir la arquitectura de interoperabilidad necesaria para la adopción de la norma y describir el proceso de adopción del CIM para un sistema de distribución inteligente.

3.2 Categorías de Interoperabilidad y Roles del CIM

El nivel de automatización en toda la cadena del suministro eléctrico cada vez es mayor, así como la cantidad de información que se genera producto de esto, con lo cual crece la necesidad de integración de procesos, sistemas y dispositivos. De aquí se desprende este concepto de **Interoperabilidad** para sistemas eléctricos que incorpora las siguientes características:

- Intercambio de información significativa y procesable entre sistemas.
- Entendimiento compartido de conceptos.
- Objetivos estratégicos y técnicos para el uso de la información.

Tomando en cuenta lo anterior, el *GridWise Architecture Council* formula una definición de interoperabilidad para sistemas eléctricos que dice *“Interoperabilidad es la capacidad de dos o más redes, sistemas, dispositivos, aplicaciones o componentes para intercambiar información entre ellos y utilizar o consumir la información intercambiada.”* (GridWise, 2010)

Para ayudar a diseñar sistemas mediante interoperabilidad, el *GridWise Architecture Council* propone un entorno o marco de trabajo “*Framework*” para organizar los conceptos y terminología para identificar y debatir los problemas de interoperabilidad.

La intención del entorno de trabajo es proporcionar un contexto para visualizar obstáculos promoviendo modificaciones de normas o acercamiento con fabricantes para que la complejidad de estas integraciones se facilite, con esto proporciona una categorización de varias capas de interés y el entendimiento de estas capas permitirá alcanzar la interoperabilidad deseada. Dichas capas abarcan desde los detalles de la tecnología utilizada, el entendimiento de la información intercambiada, hasta los procesos y los objetivos de la organización que son representados en el negocio, políticas económicas y regulatorias.



Figura 27 Niveles Interoperabilidad e Infraestructura

En la Figura 27 se identifican tres niveles dirigidos a conseguir una interoperabilidad efectiva para cualquier sistema, los cuales se detallaran a continuación.

Técnico:

Abarca las conexiones físicas y las comunicaciones entre los dispositivos o sistemas
Enfatiza la sintaxis o formato de la información.

- **Interoperabilidad Sintáctica:** Se refiere al entendimiento de las reglas que regulan el formato y la estructura para la codificación de la información intercambiada entre partes transaccionales. Al igual que la sintaxis del lenguaje natural, los documentos, párrafos y oraciones contienen palabras que cumplen las reglas y estructuras para la descomposición mental del lector. La sintaxis correcta permite la descomposición del contenido, esto no significa que dicho contenido tenga algún sentido.

Ejemplos de estándares comunes de interoperabilidad sintáctica son el XML, HTML, SOAP, etc.

Informativa:

Cubre el contenido, la semántica y el formato de los datos o flujos de instrucciones (como son el significado aceptado de los humanos y lenguajes de programación). Se centra en qué información es intercambiada y su significado.

- **Entendimiento Semántico:** En la construcción de un lenguaje común, no es suficiente el solo entender la sintaxis o gramática, se debe entender también la definición de las palabras. De lo contrario, se podría crear oraciones sin sentido, a pesar que gramaticalmente sean correctas. Con ello, surge la necesidad que existan reglas que gobiernan la definición de las cosas, conceptos y sus relaciones entre sí, para definir un “modelo” de información que represente el mundo real. Un modelo por lo general se enfoca a un dominio específico, por ejemplo la construcción, los sistemas de energía eléctrica, etc.

Los modelos de información son comúnmente expresados en una forma orientada a objetos en términos de clases, atributos y relaciones. Un ejemplo de estos modelos es justamente la creación del CIM para los dominios de la Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica en sus normas IEC 61970/61968; otros ejemplos son los modelos de objetos basados en esquemas XML, Arquitectura Unificada OPC, la norma IEC 61850 para la automatización de subestaciones, etc.

Organizacional:

Cubre las relaciones entre las organizaciones e individuos y sus partes del sistema, incluyendo las relaciones comerciales (contratos, propiedades, estructuras de mercado) y las relaciones jurídicas o legales (reglamentación, requisitos, protección de la propiedad física e intelectual). Enfatiza los aspectos pragmáticos (contexto, reglamentos, leyes), especialmente la gestión y mercado eléctrico.

- **Procedimiento de Negocio:** los modelos de información pueden ser demasiados grandes, que describen todos los aspectos de una organización, justamente esta generalidad es su fortaleza ya que se diseñan para soportar distintas aplicaciones de forma integral. La idea de establecer un “contexto del negocio” se refiere a restringir y refinar los aspectos de un modelo de información relevantes a los específicos procesos del negocio en cuestión.

Adicionalmente el Framework destaca la interdependencia que existe entre la infraestructura eléctrica con la infraestructura de las tecnologías de información. Se observa que conforme se incrementa el nivel de interoperabilidad interviene cada vez más la infraestructura eléctrica y menos la infraestructura informática. En el punto medio se encuentra la capa semántica y como definimos anteriormente el CIM es el estándar para el modelado en la industria eléctrica, lo cual da el soporte a la comparación y armonización de los aspectos técnicos con el acompañamiento de la gestión de procedimientos y procesos del negocio.

3.3 Distancias para Integración

Para lograr la interoperabilidad de sistemas heterogéneos, se requiere resolver la “distancia para integración”.



Figura 28 Distancias para la Integración de sistemas

Un objetivo común, dentro de la interoperabilidad, es el entendimiento del concepto de “plug and play”. La Figura 28 destaca las distancias de integración entre dos sistemas A y B, desde que no existen estándares, hasta donde es óptimo.

Un trabajo personalizado de integración es necesario para que los sistemas sean “Plug and Play”, para este caso ya existen estándares definidos a partir de un modelo común de información y la distancia de integración prácticamente es nula. Conseguir esto último, dentro del negocio de la electricidad, donde existe una variedad de sistemas y tecnologías, no es tarea fácil, en muchas situaciones complejas no es práctico especificar los estándares a este nivel de detalle.

El buscar la reducción de las distancias de integración, para mejorar la interoperabilidad, tiene un impacto directo en los costos de instalación e integración; sin embargo, crea puntos bien definidos dentro en un sistema de componentes automatizados y negocios empresariales, facilitando el reemplazo o la conexión de nuevos componentes, con un esfuerzo mínimo, preservando el funcionamiento del sistema integrado.

Los estándares o las mejores prácticas deben ser utilizados para reducir dicha distancia. Por ello se propone utilizar dos herramientas para este fin:

- Utilizar el CIM como el modelo común de información para la integración
- Utilizar estándares de software de propósito general y tecnologías cuando sea pertinente (SOA, ESB, OSI, etc.)

En concreto, la transición o evolución del actual modelo de red hacia un intercambio de información basado en el concepto de interoperabilidad se detalla en la Figura 29, para esto se han utilizado algunos sistemas para la Gestión de la Distribución.

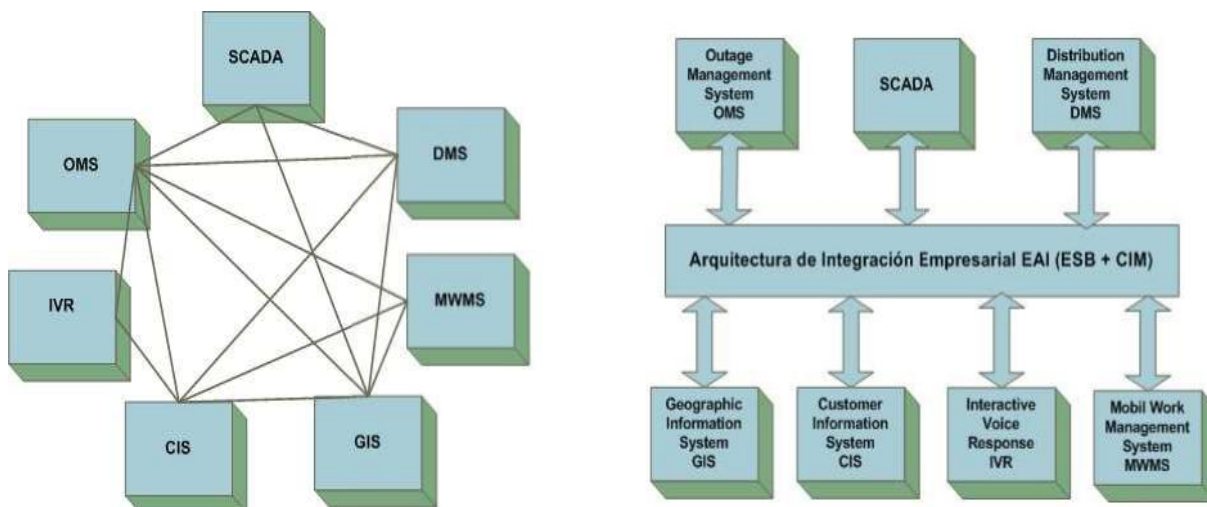


Figura 29 Arquitectura propuesta para Sistemas de Distribución

3.4 Modelo de Referencia de Interfaces “IRM”

La Gestión de la Distribución puede ser organizado como dos tipos de negocios interrelacionados: el suministro eléctrico y la distribución eléctrica. El suministro eléctrico corresponde a la compra de energía eléctrica en bloque a los generadores para luego vender a los clientes individuales.

La Distribución eléctrica cubre la administración de la red física de distribución que conecta al Sistema Eléctrico de potencia con los clientes. Un dominio de una empresa eléctrica incluye los sistemas de software, equipamientos, personal y clientes de una simple organización empresarial, lo cual puede ser un área o departamento. Se espera

de que cada dominio de la empresa pueda ser identificado de forma unívoca.

3.4.1 Funciones

Varios departamentos dentro de una empresa eléctrica colaboran para realizar la operación y administración de la red de distribución eléctrica, a dicha tarea se le denomina “Gestión de la Distribución”. Mientras que otros departamentos de la organización pueden soportar funciones sin que tengan una responsabilidad directa o externas para la gestión de la distribución. Esta segmentación por funciones es definida por el Modelo de Referencia de Interfaces IRM (Interface Reference Model).

La utilización de un modelo relacionado al negocio debe garantizar la independencia con los proveedores de soluciones de sistemas. La Figura 30 identifica las funciones de la categorización a nivel superior definidas en el IRM:

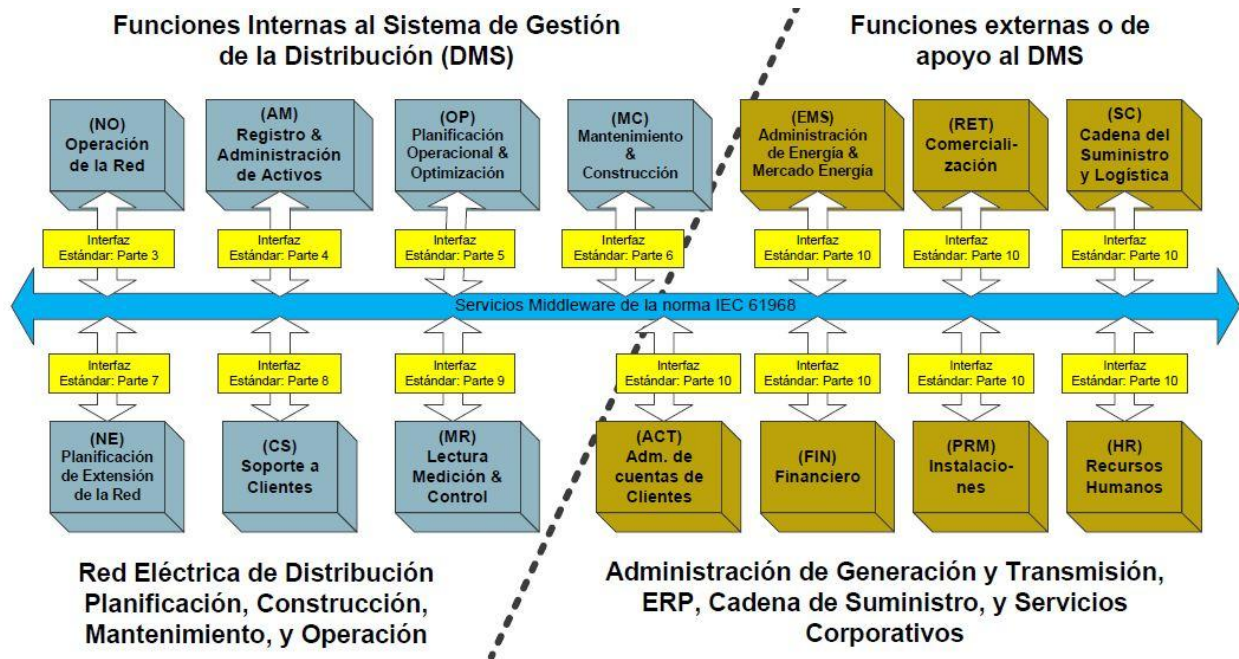


Figura 30 Funciones del modelo de referencia de interfaces

Sub-Funciones y Componentes

No es la intención de esta norma (IEC, 2009) definir las aplicaciones y sistemas que los vendedores deben producir. Se espera que una concreta aplicación (física) proporcione la funcionalidad de uno o más componentes abstractos (lógicos) que se detallan en esta norma. Estos componentes abstractos son agrupados por las funciones del negocio del modelo de referencia de interfaces.

En esta norma, el término del componente abstracto se utiliza para referirse a la parte de un sistema de software que soporta una o varias de las interfaces definidas en las partes de la norma IEC 61968 (3 a 10). No significa necesariamente que un software compatible es deliberado en forma de módulos independientes conforme al IRM.

En el **Anexo 1**, se presenta el detalle de la categorización de las Sub- Funciones y los Componentes Abstractos definidos en el IRM para distribución.

3.5 Arquitectura de Interoperabilidad

Adaptador Middleware:

El Middleware describe un conjunto de productos de software que funcionan como una capa de integración, conversión y/o traducción, es decir es una capa de abstracción de software distribuida que se sitúa entre las capas de aplicaciones y las capas inferiores (sistema operativo y red). Proporcionan interfaces genéricas para eventos, mensajes, acceso a datos, transacciones, etc. Ofrece un conjunto de servicios que hacen posible el funcionamiento de aplicaciones distribuidas sobre plataformas heterogéneas (redes de comunicaciones, sistemas operativos y lenguajes de programación).

Un adaptador de Middleware en la norma IEC 61968 es un software que cumple un perfil, que aumenta los actuales servicios middleware, de manera que la infraestructura de inter-aplicaciones de la empresa eléctrica soporta los servicios requeridos. Como tal, el adaptador middleware solo va tan lejos como sea necesario en la construcción del conjunto de servicios middleware conforme a los requerimientos de una o más especificaciones de interfaces de las partes 3 en adelante de la serie 61968. En este

contexto, los servicios middleware no representan una única interfaz, sino representan un conjunto de interfaces para un conjunto de servicios correspondientes a los componentes como se ilustra en la figura 31.

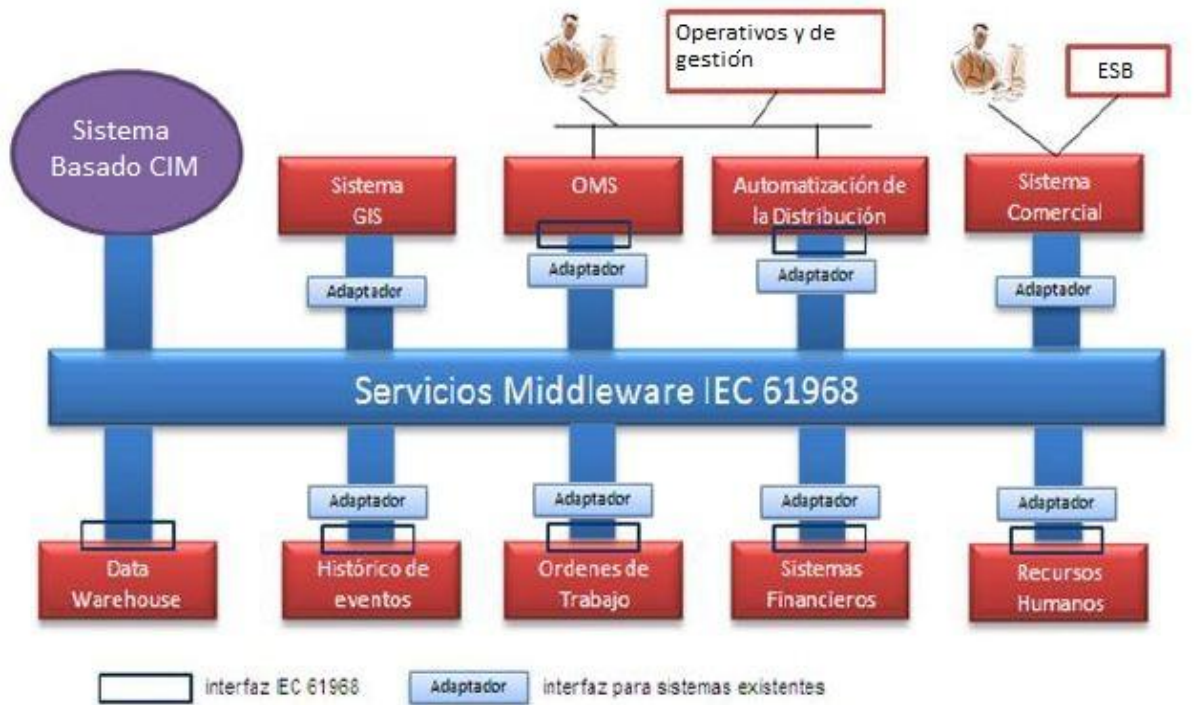


Figura 31 Arquitectura interoperabilidad IEC61968

3.5.1 Tecnologías de Integración

Se presentará una revisión de las tecnologías de información que complementan la Arquitectura junto con el CIM.

3.5.1.2 Arquitectura Orientada a Servicios “SOA”

SOA hoy en día tiene una amplia aceptación en las tecnologías de integración, obedece a un concepto de arquitectura de software que define la utilización de servicios para dar soporte a los requisitos del negocio. El término servicio se refiere a la encapsulación de los procesos del negocio en una interfaz definida que se puede configurar remotamente. Una característica clave de este enfoque

Es que los servicios son independientes de los sistemas operativos, plataformas y lenguajes de implementación. Con ello, SOA no es un producto que se puede comprar a un proveedor, sino es un “framework” y directrices para una arquitectura de software.

Entre los principios básicos de los servicios se describen los siguientes:

PRINCIPIO	DESCRIPCION
Reutilizables	Todo servicio debe ser diseñado y construido pensando en su reutilización dentro de la misma aplicación, dentro del dominio de aplicaciones de la empresa o incluso dentro del dominio público para su uso masivo
Control Formal	Todo servicio desarrollado, debe proporcionar un contrato en el cual figuren: el nombre del servicio, su forma de acceso, las funcionales que ofrece, los datos de entrada de cada una de las funcionalidades y los datos de salida. De esta manera, todo consumidor del servicio, accederá a éste mediante el contrato, logrando así la independencia entre el consumidor y la implementación del propio servicio
Autonomía	Todo servicio debe tener su propio entorno de ejecución. De esta manera el servicio es totalmente independiente y nos podemos asegurar que así podrá ser reutilizable desde el punto de vista de la plataforma de ejecución
Sin estado	Un servicio no debe guardar ningún tipo de información. Esto es así porque una aplicación está formada por un conjunto de servicios, lo que implica que si un servicio almacena algún tipo de información, se pueden producir problemas de inconsistencia de datos

XML se utiliza mucho en SOA para crear mensajes de datos desde y hacia estos servicios. Los servicios pueden empaquetarse y exponerse a los usuarios de las aplicaciones por WSDL (Web Services Definition Lenguaje) y los protocolos de comunicación que son parte de SOAP (Simple Object Access Protocol).

A continuación se ilustra en la figura 32 como ejemplo; a un Sistema de Información Comercial "CIS" con la implementación de la Arquitectura SOA y un bus de servicios empresarial ESB, inter-operando con dos sistemas de gestión eléctricos, los sistemas de Gestión de Interrupciones "OMS" y Gestión del Trabajo "WMS".

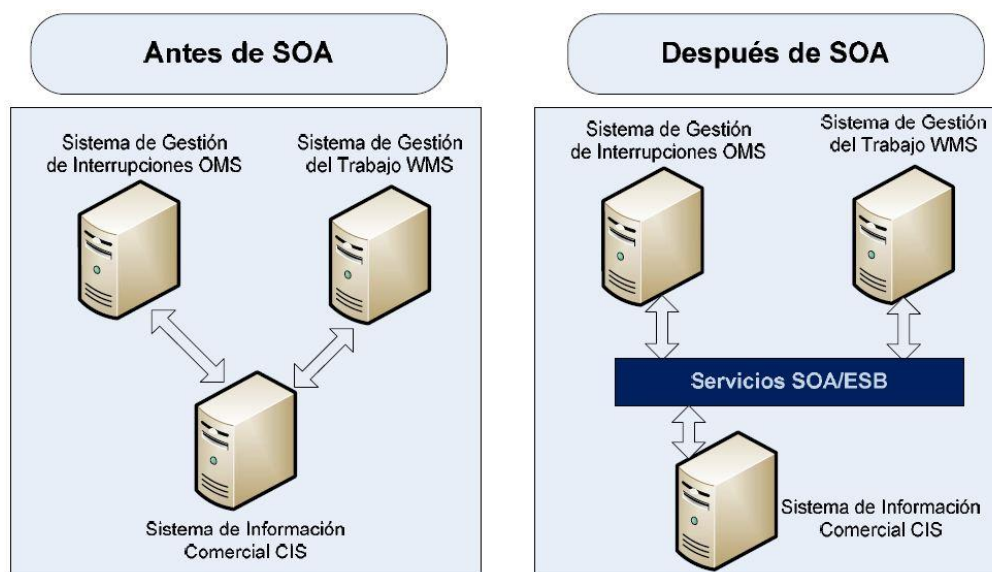


Figura 32 Arquitectura SOA

3.5.1.3 Bus de Servicios Empresarial "ESB"

El ESB es una tecnología que le permite conseguir una coherente Arquitectura de Integración Empresarial (EIA). El ESB es una infraestructura de software que proporciona integración de aplicaciones y la reutilización flexible de los componentes del negocio dentro de SOA. La palabra "bus" se refiere al soporte físico lógico que transporta datos entre aplicaciones y actúa como un intermediario de mensajes entre las aplicaciones, como resultado de esto se reducen las conexiones punto-a-punto entre aplicaciones. El ESB no implementa una arquitectura SOA, pero proporciona la capacidad para aplicar o implementar SOA.

Un ESB generalmente proporciona una capa de abstracción construida sobre una implementación de un sistema de mensajería empresarial, que permita a los arquitectos en integración explotar el valor del envío de mensajes sin necesidad de escribir código. Un ESB es una plataforma de integración basada en estándares, que es una combinación de varios tipos de mensajes, servicios web buscando un enrutamiento y operaciones confiables.

La tecnología ESB se basa en un buen número de diferentes estándares de TI como se observa en la Figura 33 incluyendo las siguientes:

- Java Message Service (JMS)
- SOAP y servicios web API
- XML
- XSLT, XPath y XQuery transformaciones de datos
- Web Services Description Language (WSDL)

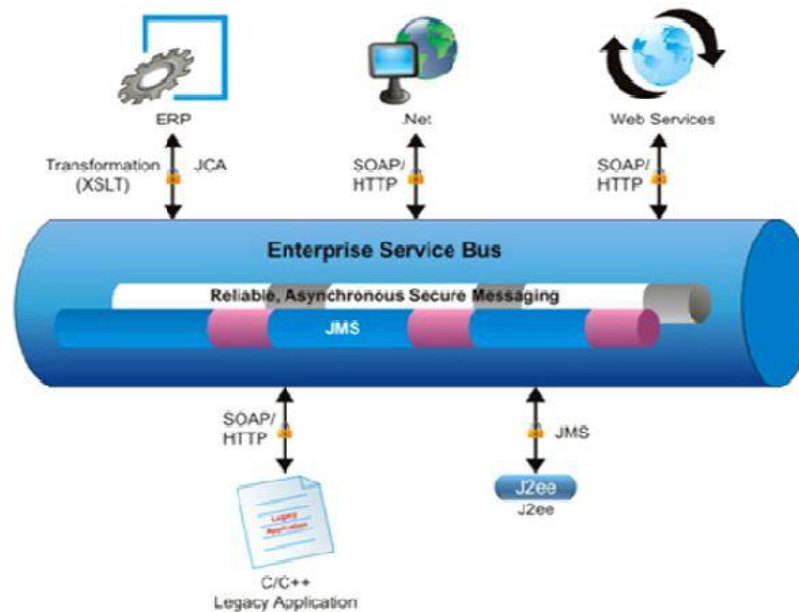


Figura 33 Enterprise Service Bus

La propuesta de la IEC 61968-1-1 “Enterprise Service Bus Implementation Profile” define un enfoque específico para la integración de aplicaciones utilizando el CIM y un ESB. El documento abarca temas como los modelos de integración ESB, la estructura de los

mensajes comunes, el uso de SOAP, y el uso de cadenas, colas XML y WSDL o tópicos.

En el documento (EPRI, 2010), se evalúan algunos buses comerciales con determinados criterios con el fin de brindar una guía a las empresas eléctricas interesadas con la documentación técnica para ayudar a la selección e implementación del ESB y el CIM en las empresas eléctricas. Los bus evaluados son los siguientes:

- IBM WebSphere
- Microsoft BizTalk
- Oracle BEA Systems (Aqua Logic Service Bus)
- Red Hat JBoss (Open Source)
- SAP PI
- Tibco
- webMethods (Software AG)

Por otro lado, EPRI y Gartner realizan una encuesta de la Adopción del CIM por Empresas Eléctricas “Utilities”, Consultores, Proveedores e Integradores de Sistemas. Una de las consultas es cuál ESB comercial utilizan para la mensajería CIM-Based, obteniendo los siguientes resultados:

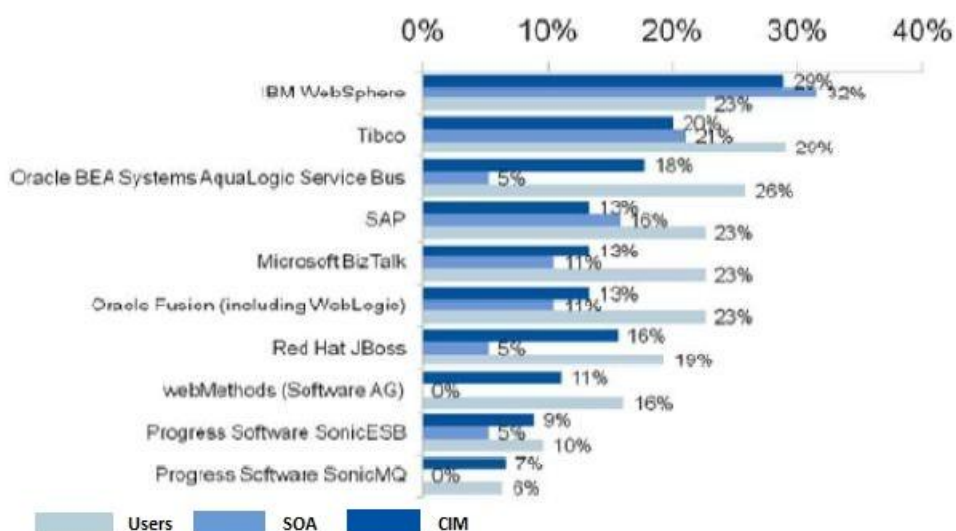


Figura 34 Escala integración en Plataformas comerciales

La primera fase en el proceso de adopción del CIM consta de dos tareas paralelas: la creación de un perfil CIM y la creación del Modelo Conceptual del sistema integrado.

Un Perfil CIM es el subconjunto de clases, atributos y asociaciones del modelo CIM base que representa a los componentes del mundo real seleccionados para su manejo en los sistemas de información. El perfil CIM se obtiene de seleccionar solamente los conceptos y sus relaciones con otros conceptos que serán utilizados en un esquema o arquitectura de interoperabilidad semántica para una empresa eléctrica. Para la selección de conceptos y relaciones se utiliza la herramienta Enterprise Architect o CIMtool y el resultado se debe obtener en formato legible por computadora, por ejemplo XML o RDFS. La Figura 36 muestra el proceso para definir un Perfil CIM

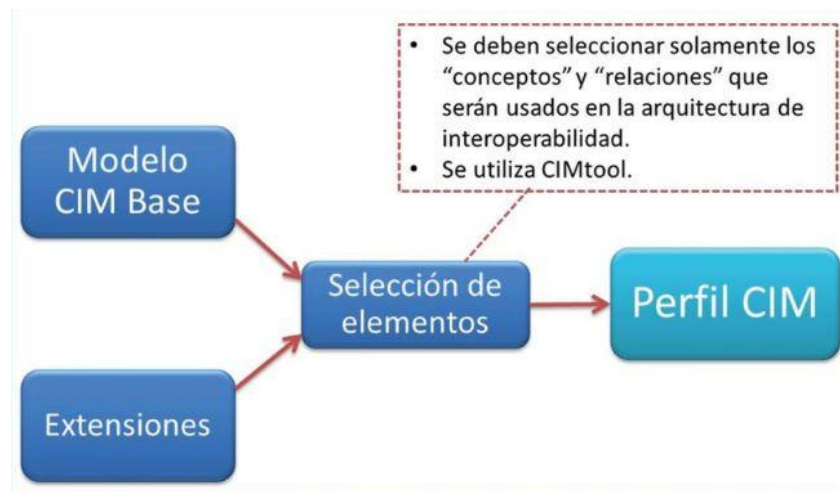


Figura 36 Proceso para definir un Perfil CIM

El Perfil CIM puede usar conceptos nativos del modelo CIM base, o bien, los conceptos extendidos durante el Mapeo de Conceptos

El Modelo Conceptual de un sistema legado es un modelo que representa formalmente a los elementos que lo componen y las relaciones entre ellos. De acuerdo al sistema legado, este modelo debe ser creado preferentemente utilizando UML.

Este modelo es la fuente de información base para conocer el significado de los datos almacenado y gestionados por el sistema legado y permitirá realizar la siguiente etapa.

El Mapeo de Conceptos se refiere a las relaciones entre los conceptos definidos en el Perfil CIM y los conceptos almacenados por los sistemas legados, es decir, describe las “reglas de traducción” de los datos a intercambiar en un esquema de interoperabilidad semántica sustentado en CIM. La figura 37 muestra el proceso para definir el Mapeo de Conceptos a partir del Modelo Conceptual del sistema legado.

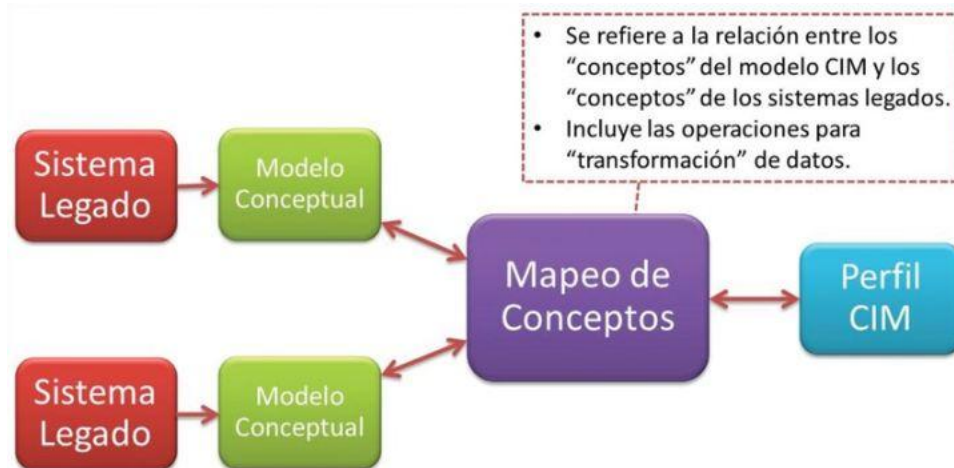


Figura 37 Definición del Mapeo de Conceptos CIM

Por ejemplo, el concepto “División de Distribución” almacenado en los sistemas legados en una tabla de una base de datos relacional, puede ser traducido de manera directa a la clase “GeographicalRegion” de CIM, ya que la descripción en CIM establece de manera rigurosa la definición de esta clase y corresponde a la jerarquía “División” en la estructura organizacional de la empresa. El concepto “Zona de Distribución” puede ser traducido de manera directa al concepto “SubGeographicalRegion” de CIM. De igual manera, la relación entre estos dos conceptos de la empresa corresponde adecuadamente a la relación definida en CIM para esta estructura, ya que una División está compuesta por Zonas y las Zonas deben pertenecer a una División.

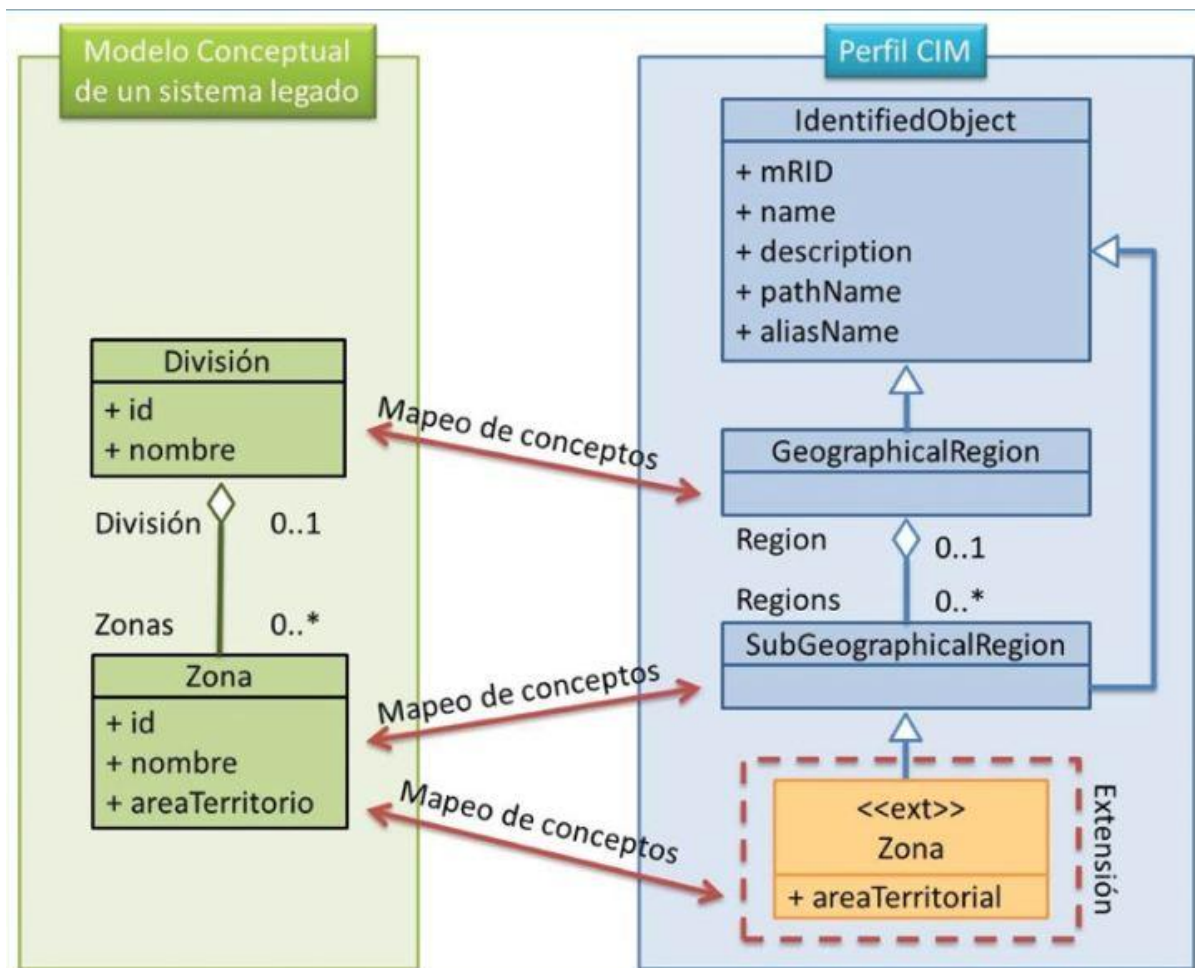


Figura 38 Mapeo de conceptos de un sistema legado a clases CIM

La figura 38 muestra gráficamente cómo se debe realizar el Mapeo de Conceptos entre el Modelo Conceptual del sistema legado y el Perfil CIM definido para la empresa eléctrica. Se debe resaltar el hecho que antes de decidir realizar y modelar una extensión del CIM se deben agotar todos los recursos para identificar el concepto en las clases CIM nativas, ya que cualquier extensión será perfectamente manejable por los sistemas internos que conozcan el Perfil CIM específico, pero cualquier entidad, empresa o sistema que cumpla con el modelo CIM base no podrá interpretar el significado de las extensiones, ya que las extensiones específicas no forman parte de los estándares emitidos por la IEC.

Debido a que CIM modela los conceptos que representan objetos del mundo real de la empresa eléctrica, se requiere contar con el Modelo Semántico de los datos a compartir,

es decir, que se debe contar con el significado explícito de cada dato y valor, así como de las relaciones entre esos datos. Esta descripción conceptual debe ser exhaustiva y rigurosa, con la finalidad de facilitar la comunicación y el intercambio de información entre diferentes sistemas.

En el proceso de adopción CIM, el Modelo Semántico se obtiene de la unión de dos artefactos, el Mapeo de Conceptos y el Perfil CIM tal como lo muestra la figura 39.

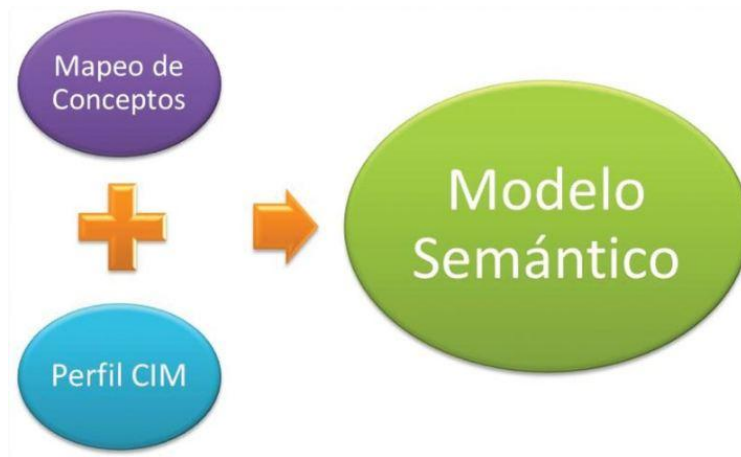


Figura 39 Definición de un modelo semántico basado en CIM

En resumen, el desarrollo de un “Adaptador CIM” para un sistema legado específico estará basado en el Modelo Semántico, que como se aprecia en el proceso expuesto en la figura 35, utiliza todos los artefactos descritos anteriormente.

Capítulo 4

4. *Mapa de ruta para la modernización en la División de Distribución Valle de México Centro*

4.1 **Introducción**

La visión para REI de la Secretaria de Energía (SENER) se definió en el Plan Nacional de Desarrollo donde se establece que el objetivo a largo plazo que se desea alcanzar mediante la REI es: incrementar la confiabilidad, la seguridad, la sustentabilidad y la eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Dentro de la visión de la SENER, es que la REI apoye la interconexión de las fuentes de generación renovable operando bajo las mejores prácticas y estándares internacionales de confiabilidad y eficiencia.

La CFE en sus diferentes divisiones tanto operativas como de negocio realiza proyectos de modernización adquiriendo equipos o plataformas que hacen uso de tecnologías de la información para el procesamiento de datos. Como se ha estudiado en capítulos anteriores la transición hacia una REI requiere la interacción de todos los sistemas avanzados para solucionar los nuevos retos,

En este último capítulo se plantea un mapa de ruta para asistir al proceso de modernización en la División de Distribución Valle de México (DVMC) con visión REI, donde la CFE realiza proyectos con sistemas avanzados para las diferentes áreas operativas y de mercado, que por sí solos resuelven problemas en la red. Sin embargo para exprimir su potencial y teniendo como meta un Sistema de Distribución Inteligente esta tesis propone el uso del CIM

A continuación se realizara un inventario de los proyectos con características avanzadas y teniendo clara la visión de REI para la DVMC, se procederá a describir de manera cronológica la implementación de las características REI, con ello se demostrara la importancia del Modelo de Información Común para un Sistema de Distribución Inteligente.

4.2 La División de Distribución Valle de México Centro

El 11 de octubre de 2009, la Comisión Federal de Electricidad, tomó por decreto presidencial la operación del sistema eléctrico del área central del país el cual anteriormente era atendido por la hoy extinta Compañía de Luz y Fuerza del Centro, que atendía 7 millones de clientes aproximadamente en el Distrito Federal, Estado de México y algunas partes de los estados de Hidalgo, Puebla y Morelos

Se tomó la operación de la red eléctrica mediante un operativo dividido en varios campamentos, permaneciendo de esta manera hasta el mes de mayo de 2010, fecha en la que estos 7 millones de clientes fueron divididos en cinco divisiones de distribución, tres totalmente nuevas y dos divisiones existentes, las tres nuevas divisiones son figura 40: i) División de Distribución Valle de México Norte, ii) División de Distribución Valle de México Centro y iii) División de Distribución Valle de México Sur, cada una con 2,000,000 de clientes en promedio, el resto de los usuarios fueron absorbidos por dos divisiones existentes, División Centro Sur y División Centro Oriente



Figura 40 Divisiones Valle de México

La División Valle de México Centro es responsable de la distribución y comercialización del suministro de energía eléctrica en el área central del Valle de México atendiendo en

el Distrito Federal: las delegaciones Azcapotzalco, Cuajimalpa de Morelos, Gustavo A. Madero, Iztacalco, Álvaro Obregón, Benito Juárez, Cuauhtémoc, Miguel Hidalgo, Venustiano Carranza y en el estado de México: los municipios de Atenco, Chiautla, Chicoloapan, Chiconcuac, Chimalhuacan, Naucalpan de Juárez, Nezahualcóyotl, Papalotla, La paz, Tepetlaoxtoc y Texcoco

La DVMC está integrada por las siguientes siete Zonas de Distribución: Aeropuerto, Benito Juárez, Chapingo, Nezahualcóyotl, Polanco, Tacuba y Zócalo. Las cuales atienden un total de 1,969, 753 clientes, con el 99% suministrados en baja tensión (menor a 1 kV) y el 1% restante son atendidos en media tensión (igual o mayor a 1 kV y menor a 85 kV) y alta tensión (igual o mayor a 85 kV).

De estos datos se puede constatar que la densidad de usuarios en baja tensión es muy alta por consiguiente para poder brindar un servicio eficiente, uno de los principales retos es la rápida identificación de fallas, y con ello mejorar el tiempo de interrupción por usuario.

4.2.1 Objetivos Estratégicos de la DVMC

El suministro de energía eléctrica a los usuarios en México está regido por la ley del servicio público y su reglamento en donde solo se especifican los límites superior e inferior del voltaje de suministro, en el punto de entrega del usuario.

Históricamente, la calidad de la energía no había sido un problema mayor, hasta hace poco tiempo en forma genérica se consideraba que, excepto por la continuidad, el suministro para la mayoría de los usuarios de la energía eléctrica era satisfactorio. Sin embargo, el incremento significativo en el número e importancia de las cargas ha dado como resultado una mayor exigencia por la clientela en la calidad del suministro.

En CFE siempre se ha contratado el suministro a los usuarios con una continuidad no especificada pero interpretada como perfecta, es decir sin interrupciones. Lo anterior derivó en una serie de problemas y serios reclamos por parte de los clientes por los tiempos de restablecimiento en el suministro en accidentes con y sin lesión al personal

Desde el año 2010 se han venido desarrollando proyectos para modernizar el sistema eléctrico de distribución en el ámbito de DVMC. Los dos objetivos fundamentales desde entonces son tener una mayor confiabilidad del suministro y reducir las pérdidas de energía tanto técnicas (pérdidas ocasionadas por efecto joule) como pérdidas no técnicas (pérdidas debido a fraudes o robo de energía).

Reducción del Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

El Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) representa el número de minutos que, en promedio, un usuario no dispone de servicio eléctrico durante el año. Con este índice se evalúa en la CFE el desempeño que tienen las instalaciones que suministran la energía eléctrica a los usuarios.

Las interrupciones en el servicio pueden ser ocasionadas principalmente por: cuestiones climatológicas como tormentas, fallas en las centrales de generación de electricidad, ramas de árboles que causan cortos en el cableado y fallas en equipos en subestación.

En 2010, el TIU en la DVMC era de más de 70 minutos. Para disminuir las interrupciones, la CFE realizó las siguientes acciones:

- Sustitución del aislamiento que se utiliza para colocar los cables en los postes, para evitar daños por tormentas eléctricas.
- Programa anual de poda de árboles, para disminuir las fallas ocasionadas por ramas que podrían caer sobre el cableado ante la presencia de vientos fuertes.
- Modernización de la red eléctrica subterránea del Centro Histórico de la Ciudad de México, para evitar cortos en el cableado y la explosión de mufas.
- Modernización de subestaciones eléctricas de distribución, para garantizar la correcta operación de transformadores.
- Instalación de 1,500 equipos de protección y seccionamiento (restauradores y seccionadores), para disminuir el tramo de circuito afectado por una falla.

Estas acciones permitieron que el TIU, en 2014, fuera de 11 minutos una cantidad 6 veces menor a la presentada en el año 2010.

Reducción de las Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía representan el porcentaje de electricidad que se pierde en las redes de distribución. Se dividen en dos rubros: técnicas y no técnicas.

Las pérdidas técnicas se refieren a la energía que se pierde al ser transportada a través de los conductores y componentes de las redes de distribución por un efecto físico en el cual parte de la energía transportada se convierte en calor, a lo largo de redes sobrecargadas o que ya dejaron atrás su vida útil. Por otro lado, las pérdidas no técnicas se refieren a la energía que la CFE dispuso en las redes de distribución y que no fue facturada. Esto puede deberse a errores de medición y/o facturación o al uso ilícito de la electricidad.

Para disminuir el porcentaje de pérdidas, la CFE llevó a cabo las siguientes seis acciones:

- Reemplazo de más de 1 millón de medidores electromecánicos por electrónico
- Construcción de 22 nuevos circuitos de distribución de media tensión
- Verificación de los medidores e instalaciones eléctricas asociadas (acometidas) de 900,000 usuarios.
- Disminución en la variación del voltaje, a través de la instalación de 62 bancos de capacitores y el cambio de más de 1,000 kilómetros de cables de las redes de distribución.
- Regularización de más de 164 mil conexiones que se encontraban conectados en forma ilícita.

4.3 Proyectos Implementados

Con el fin de cumplir con los objetivos antes mencionados la CFE implemento diversos proyectos los cuales cumplen con un objetivo puntual, sin embargo pueden ser integrados en su conjunto en una sola visión, el cual es llegar a tener una red eléctrica inteligente, ya que estos sistemas cuentan con equipos electrónicos los cuales generan y consumen información para su funcionamiento.

A continuación se presentan los proyectos con mayor potencial de integración hacia una REI:

Sistema de Comunicaciones a 400 MHz

La DVMC recibió un sistema de comunicación de los equipos de protección y seccionamiento que utilizaba el sistema GPRS (General Packet Radio Service o servicio general de paquetes vía) el cual era arrendado, con el cual los tiempos de respuesta así como la eficiencia del sistema de comunicaciones dependían totalmente de un proveedor.

La principal desventaja de contar con un sistema de comunicaciones vía GPRS, era su baja eficiencia durante una contingencia, específicamente las provocadas por sismos, ya que el sistema de comunicaciones se saturaba, por lo tanto se perdía el telecontrol de los equipos de protección y seccionamiento durante estos eventos.

Para solucionar la problemática anterior los ingenieros de comunicaciones de la DVMC desde el 2010 probaron diferentes tecnologías y finalmente a finales del año 2011 se estableció un sistema propio de radiofrecuencia a 400 MHz. Este sistema cumple con las necesidades de comunicación para los equipos de protección y seccionamiento de la DVMC.

- ❖ Las características del sistema de comunicaciones son:
- ❖ Recopila información en todos los equipos de control de la red.
- ❖ Permite reducir el tiempo de restablecimiento de la red eléctrica durante una falla.
- ❖ Se eliminan erogaciones económicas por pagos a terceros.
- ❖ Se enlazaron equipos de los clientes más importantes de la DVMC, incluso los ubicados de manera subterránea colocando antenas debajo de las banquetas.

El comportamiento de este sistema es altamente estable durante las contingencias ocasionadas por sismos y durante eventos que generalmente saturan las redes de celular como son: fin de año o navidad, eventos en los cuales el centro de control de distribución perdía comunicación durante algunos minutos con los equipos de comunicación GPRS.

Instalación de 1,500 Restauradores Tele controlados

Con los avances en los procesadores y los cada vez más equipados gabinetes de control, es posible realizar lógicas de automatización en circuitos de media tensión dejando la menor cantidad de usuarios afectados ante una falla.

En los circuitos aéreos de distribución el 85% de las fallas presentadas son transitorias, por ejemplo la rama de un árbol la cual toca la línea pero se cae al suelo. Es por ello que estos equipos son llamados restauradores ya que volviendo al ejemplo de la rama cuando ésta toca el conductor se produce un corto circuito, el cual es detectado por los sensores del restaurador y el gabinete de control envía la orden de apertura interrumpiendo el restaurador la corriente de corto circuito, evitando que todos los usuarios ubicados detrás del restaurador tengan una afectación del suministro eléctrico. Además después de un tiempo programado en el rango de los segundos el restaurador cierra sus contactos, a este suceso se le conoce como re cierre y aproximadamente en el 85 % de los casos esta prueba es positiva reponiendo el servicio a los clientes que se encuentran delante del restaurador.

Con el fin de reducir la cantidad de usuarios afectados al presentarse una falla en un circuito de media tensión, se instalaron 1,500 restauradores en el ámbito de la DVMC. Estos equipos son tele controlados desde el centro de control de distribución en el cual se encuentra el sistema SCADA y hay operadores las 24 horas, de tal manera que cuando un restaurador abre, el operador inmediatamente se percata y espera que realice los re cierres automáticos, si no son positivos éste manda abrir y cerrar otros restauradores hasta dejar la menor cantidad de clientes afectados, éste proceso se puede hacer de forma automática y es conocido como Automatización de la Distribución en la REI.

➤ Nueva Unidad Central Maestra

La cantidad de restauradores se incrementó súbitamente en la DVMC por lo cual fue necesario sustituir la unidad central maestra (UCM) ya que se contaba con un sistema el cual no estaba diseñado para albergar tantos equipos y no contaba con las principales funciones para realizar lógicas modernas de automatización.

Se adquirió una UCM la cual cumple con los principales estándares y protocolos de comunicación para facilitar la interoperabilidad con los demás sistemas entre ellos otras UCM de otras dependencias como gerencias de transmisión, el CENACE y otras divisiones de distribución;; para poder respaldar y operar la red eléctrica desde otra ciudad en caso de alguna emergencia. Contar con una réplica de la UCM en otra ciudad es de vital importancia sobre todo en las emergencias como huracanes y sismos, ya que aun cuando el centro de control de distribución no esté en condiciones de operar, la red puede ser tele controlada desde otro centro de control.

➤ **Instalación de 300 Seccionadores Subterráneos**

En los circuitos subterráneos el 99% de las fallas son permanentes, es por ello que los equipos de protección y seccionamiento para líneas subterráneas no cuentan con re-cierre, por ello el nombre utilizados para llamarlos es seccionador.

La cantidad de circuitos subterráneos es mucho menor por eso el número de seccionadores instalados en comparación con el de restauradores es tan diferente. Estos equipos operan dentro de bóvedas las cuales constantemente se encuentran con altos niveles de agua ya sea de lluvia o drenaje por lo tanto tienen la capacidad de ser sumergibles esto hace que su costo sea mayor al de un restaurador.

Implementación de 50,000 Medidores Tipo AMI

Constantemente se realizan las tareas de toma de lecturas, cortes de energía y reconexiones en medidores del usuario final, esto representa un gran gasto para la DVMC sobre todo cuando se realiza de manera manual, es por ello que con el fin de automatizar estos procesos se instalaron 50,000 medidores comunicados remotamente, con la capacidad de obtener las lecturas, cortar y reconectar los servicios en forma automática.

Por otro lado dan la posibilidad de tener mediciones hasta cada cinco minutos de cada uno de los usuarios, esto abre un abanico de posibilidades para realizar pronósticos de carga, detectar fallas en el suministro, los medidores están acondicionados para enviar mensajes al usuario, por lo tanto cuando se cuente con tarifas horarias para todo tipo de usuarios, se podrán realizar proyectos de gestión de la demanda para disminuir el pico de consumo, nivelando la curva de demanda. En la Figura 41 se aprecia el sistema AMI en conjunto con el sistema de comunicación a 400 MHz

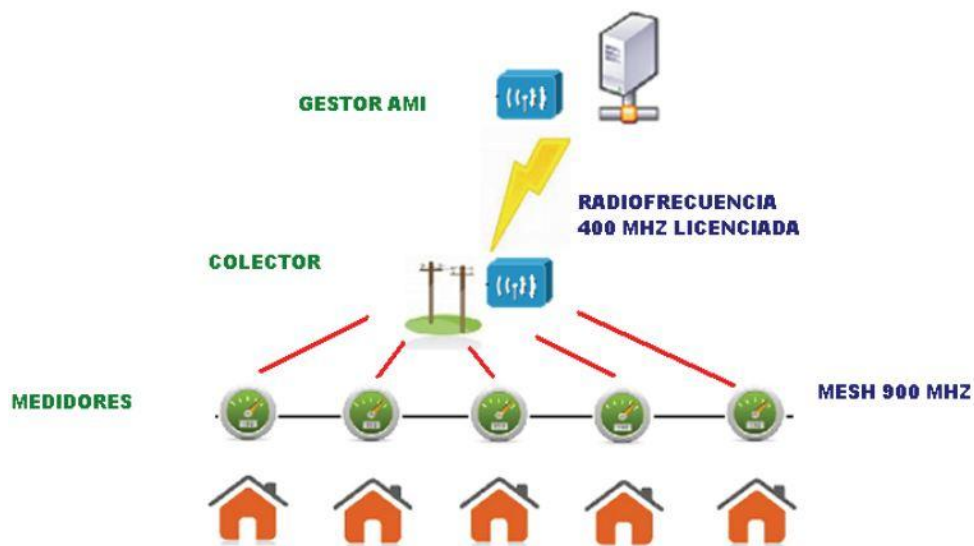


Figura 41 Topología del sistema AMI de la DVMC

Sistema de Información Geográfica y Eléctrica de Distribución (CFE, Manual SIGEDW, 2014)

El SIGED (Sistema de Información Geográfica y Eléctrica de Distribución), proporciona las herramientas necesarias para llevar un control de la información relacionada con la red de distribución de energía eléctrica.

Este sistema fue desarrollado para trabajar en conjunto con AutoCAD Map 5, por lo cual es un sistema que trabaja en un ambiente gráfico. Cuenta con grupos de herramientas las cuales hacen que SIGED facilite actividades como:

- Captura de componentes de un circuito.
- Edición de componentes de un circuito.
- Búsqueda de componentes.
- Importación de archivos a SIGED.
- Reportes detallados de la situación de la red Eléctrica.

El sistema contiene información relevante de las características de los componentes de un circuito como: postes, transformadores, línea primaria y secundaria, seccionadores, fusibles, capacitores, relevadores, restauradores, medidores, así como la ubicación física de cada uno de los componentes de la red eléctrica antes mencionados.

Permite llevar un control detallado de la información de la red de distribución para obtener información actualizada de las instalaciones de la red eléctrica. SIGED ofrece las siguientes ventajas:

- Muestra gráficamente las instalaciones de la red eléctrica para facilitar el estudio de ésta, y de esta manera ubicar físicamente cada uno de los componentes de la red.
- Cuenta con un completo módulo de reportes que ofrece información general de la red eléctrica así como información detallada de cada uno de los componentes de la red eléctrica.
- Contiene información de las características de componentes de la red aérea y subterránea.
- Traspasa información hacia el activo fijo para la contabilización de los inventarios de la red.

Sistema de Monitoreo de la Calidad de la Energía

Todos los medidores de los alimentadores de circuito fueron actualizados a modelos digitales los cuales permiten enviar información muy fácilmente ya que todas las

subestaciones de la DVMC cuentan con comunicación por fibra óptica hasta el CCD VERONICA y a las oficinas del corporativo divisional, esto permite recolectar datos de mediciones de todos los alimentadores de distribución.

Las mediciones obtenidas de cada uno de los alimentadores son depositadas en un servidor el cual tiene aplicaciones programadas para gestionarlas, a este software se le denomina Sistema de Monitoreo de la Calidad de la Energía (SIMOCE).

El Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía extrae, transforma y estandariza en forma automática los datos de los dispositivos de medición y protección, el cual mediante el uso de la tecnología de la información, redes de comunicación y sobre todo del capital humano, agrega valor a los datos para analizar y generar reportes que apoyan para la toma de decisiones, principalmente en la operación, el mantenimiento y la planeación de la infraestructura eléctrica, teniendo como consecuencia mejor aprovechamiento de los recursos humanos, financieros y materiales, incrementando la productividad y competitividad de la empresa.

La siguiente figura 42 muestra la topología del funcionamiento del SIMOCE.



Figura 42 Topología General SIMOCE

Simulador del Sistema Eléctrico de Distribución Polanco

El Simulador del Sistema Eléctrico de Distribución (SIMSED) fue desarrollado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) en colaboración con CFE. Resultando en el primer proyecto construido usando CIM, esto lo convierte en el primer sistema *plug and play* que puede ser interconectado a un BUS de interoperabilidad .

Lamentablemente la documentación para el proceso de implementación no fue requerida por la CFE al momento de licitar el SIMSED, por lo que hasta el momento el IIE es la única entidad que ha realizado con éxito la implementación del CIM a nivel nacional.

Actualmente el SIMSED está instalado en el centro de control de distribución Verónica y puede realizar simulaciones de cualquier circuito de la DVMC siempre y cuando éste sea importado previamente desde SIGED a NEPLAN.

4.4 Visión de la Red Eléctrica Inteligente para distribución

Es preciso contar con la visión de las redes eléctricas inteligentes, esta será el punto de partida. A continuación se muestra la visión del Sistema Eléctrico de Distribución Inteligente:

“Satisfacer los requerimientos y expectativas del cliente, interactuando con diversas opciones de servicios y tarifas que mejoren la eficiencia en su consumo, mediante la transformación de los procesos con capital humano altamente calificado para garantizar la demanda de energía eléctrica, con el uso eficiente de los activos del sistema eléctrico de distribución, que permita interconectar todo tipo de generación distribuida y almacenamiento, privilegiando la energía renovable y el desarrollo sustentable aplicando una arquitectura e infraestructura de información confiable e integral, escalable, dinámica e interoperable.” (SEDI, 2014)

4.4.1 Perspectivas y Objetivos de la Red Eléctrica Inteligente en la DVMC

Una Red Eléctrica Inteligente es solo el medio para llegar a diversos objetivos, por lo tanto no se debe tener una REI solo por tenerla o por jactarse de contar o no con más sistemas instalados que otras divisiones o empresas eléctricas. Es preciso identificar los

objetivos finales de la DVMC y facilitar el camino para llegar a ellos mediante la implementación de proyectos de redes inteligentes, teniendo en cuenta que éstos sean rentables y estén enfocados directamente a los objetivos estratégicos de la DVMC.

Como cada empresa eléctrica o división tiene sus propias prioridades no todas cuentan con todos o con los mismos proyectos de red eléctrica inteligente implementados, cada proyecto debe ser elegido para corregir una o varias áreas de oportunidad que tenga la empresa, por lo tanto se van implementando paulatinamente conforme los recursos lo permitan.

Las redes inteligentes no son una revolución instantánea, sino una evolución constante, que tiene que incluir el cliente, así como a los proveedores de energía y productores. La implementación de la red eléctrica inteligente se divide en tres etapas estratégicas, las cuales se muestran en la siguiente figura 43:

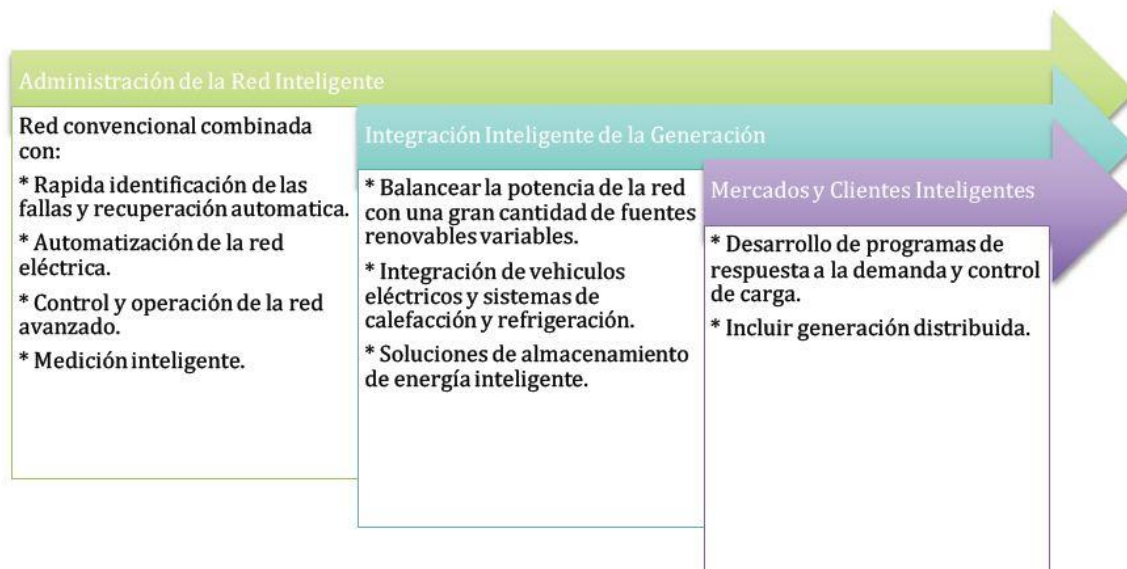


Figura 43 Administración de la REI

El principal motivador de la DVMC para implementar las redes inteligentes es el cliente, seguido de la gestión de recursos y en tercer lugar la operación de la red, dejando hasta un cuarto lugar la sustentabilidad lo cual se contrapone con el modelo europeo quienes anteponen la sustentabilidad aún antes que el cliente.

Las perspectivas definidas por la DVMC son:

No.	Perspectiva	Objetivo
1.	Cliente	Habilitar al cliente con mejor información, en tiempo real y opciones tarifarias para que sea capaz de administrar su consumo y obtener beneficios de ello.
2.	Gestión de Recursos	Optimizar el uso de la infraestructura instalada e incrementar la eficiencia de los procesos.
3.	Operación de la Red	Gestionar la operación automatizada de la red con información de sistemas avanzados de análisis dinámico y control.
4.	Sustentabilidad	Facilitar la integración de generación renovable, vehículos eléctricos y esquemas de almacenamiento de energía
5.	Tecnologías de Información y Comunicaciones	Implementar una arquitectura empresarial de tecnologías de información y comunicaciones eficientes alineada a los procesos con interoperabilidad y seguridad.

Figura 44 Perspectivas y objetivos en la DVMC (CFE, Reporte anual de proyectos estratégicos DVMC, 2014)

A continuación se detallan los objetivos que deberá tener la empresa para cada una de las perspectivas mostradas en la figura 44.

- ✓ **Incrementar la satisfacción del cliente:** La empresa deberá proporcionar al cliente un buen servicio, que contempla el suministro de energía de calidad, disminución del tiempo de interrupción, medición avanzada, así como el desarrollo de una serie de servicios que le aporten beneficios como opciones para efectuar los pagos de facturas, información de su consumo en tiempo real, atención de anomalías, etc.
- ✓ **Eficiencia económica:** La empresa deberá recuperar sus inversiones de proyectos, esto significa que ocupará toda su infraestructura nueva (activos, tecnología) para llevar a cabo los servicios a un bajo costo y con un alto nivel de ganancias.
- ✓ **Confiabilidad** del suministro de energía: La confiabilidad de la red está basada en la Seguridad Operativa de la misma, se dice que una red eléctrica es confiable si opera continuamente sin fallas.
- ✓ **Sustentabilidad:** Este término también conocido como “Desarrollo sustentable” establece que se debe “Satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades”.

Es decir, lo que se propone es satisfacer las necesidades de la actual generación pero sin que por esto se vean sacrificadas las capacidades futuras de las siguientes generaciones de satisfacer sus propias necesidades, algo así como la búsqueda del equilibrio justo

4.5 Arquitectura Propuesta para la modernización de la DVMC en REI

La REI es un conjunto de sistemas interactuando entre sí. Para lograr esta interacción es necesario que estos sistemas tengan comunicación bidireccional. Actualmente la mayoría de los sistemas legados que se encuentran operando en la DVMC tiene comunicación con uno o más sistemas, pero esta comunicación solo es de un sistema a sistema otro directamente, lo cual aumenta los enlaces a realizar y cada uno de ellos representa tiempo, costo y un punto de falla extra para la empresa. A continuación se muestra una figura 45 que representa los múltiples enlaces entre diferentes sistemas.

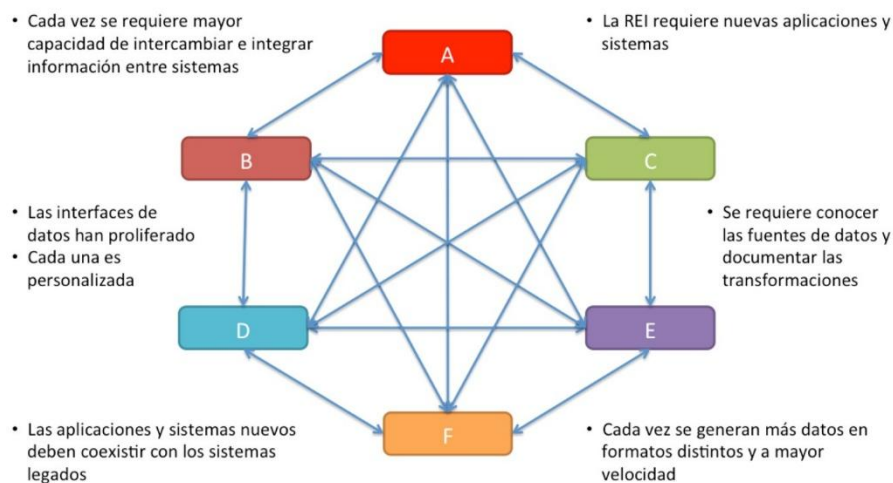
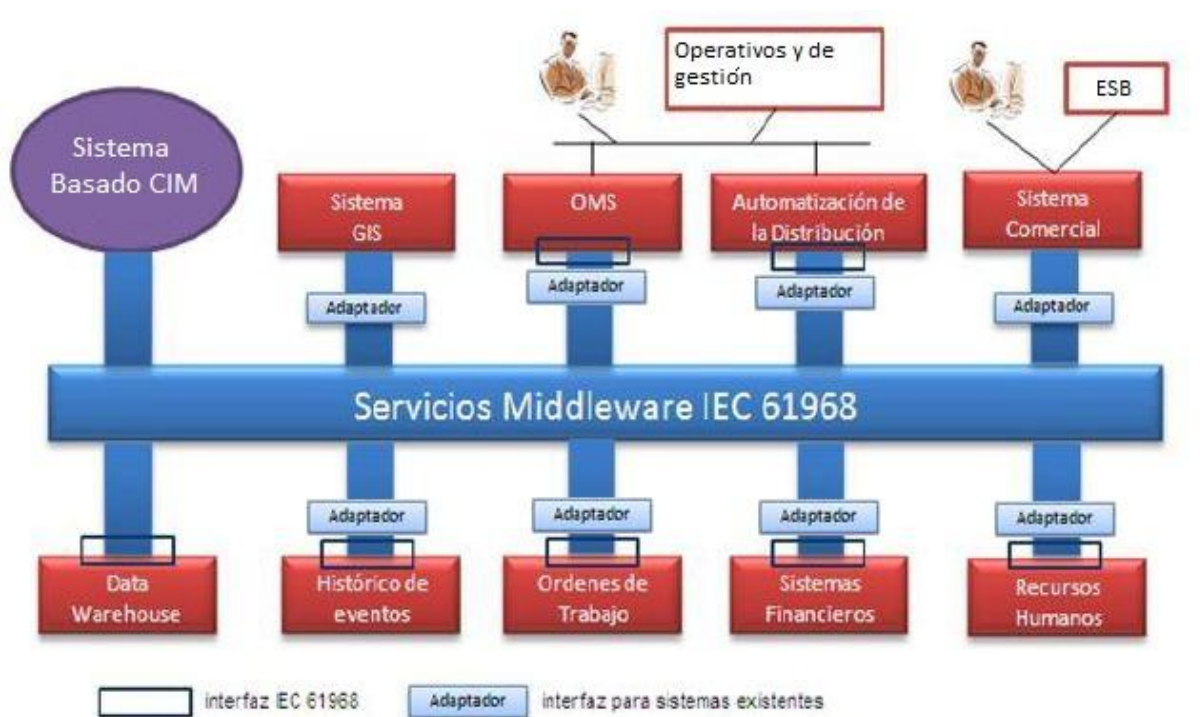


Figura 45 Topología actual entre sistemas informáticos de la DVMC

La pieza medular de la arquitectura de la REI propuesta para la DVMC es el Modelo de Información Común, basado en los estándares IEC-61968 e IEC-61970, en este bus de información, deberán converger los sistemas legados y los nuevos sistemas, para que de una manera ordenada y segura cada uno de los sistemas tenga la información que necesite de los otros sistemas.

A continuación se presenta la topología propuesta para los sistemas informáticos de la DVMC, tomando como base la norma IEC 61968 estudiada anteriormente de la figura 31.



Realizar el enlace de un sistema al bus de información común (CIM) toma mucho más tiempo y esfuerzo que realizar el enlace entre un sistema y otro, primero se deben realizar adaptadores de cada sistema al bus CIM, como se trató en la sección 3.6 donde necesario modelar los elementos del sistema en Lenguaje Unificado de Modelo (UML).

En un futuro no solo será la DVMC o CFE distribución quien requiera acceso a la información contenida en el bus, sino que habrá la necesidad de compartir datos con otras empresas o dependencias como transmisión, comercialización, generación etcétera, por lo tanto debe haber un organismo regulador o un grupo de reguladores para que el modelo UML este unificado.

En la arquitectura propuesta en base a la topología CIM para la DVMC se consideran también los sistemas del proceso de comercialización, aun cuando Distribución y Comercial se dividan en dos empresas diferentes estas dos deberán seguir compartiendo información entre sus sistemas.

Sin embargo la CFE adquirió una plataforma informática orientada a servicios de la empresa TIBCO para mejorar sus procesos empresariales que se encuentran concentrados en un sistema SAP. Como se detalla en la sección 3.5.1 se trata de una tecnología de integración informática con cierto nivel de adopción del CIM, por lo tanto es indispensable que la DVMC pueda conectar los sistemas a este BUS existente para que éstas puedan compartir información de una manera rápida y sencilla con las demás aplicaciones.

A continuación se muestra en la figura 46 la topología con más detalles de cada uno de los sistemas que se conectarán al BUS TIBCO.

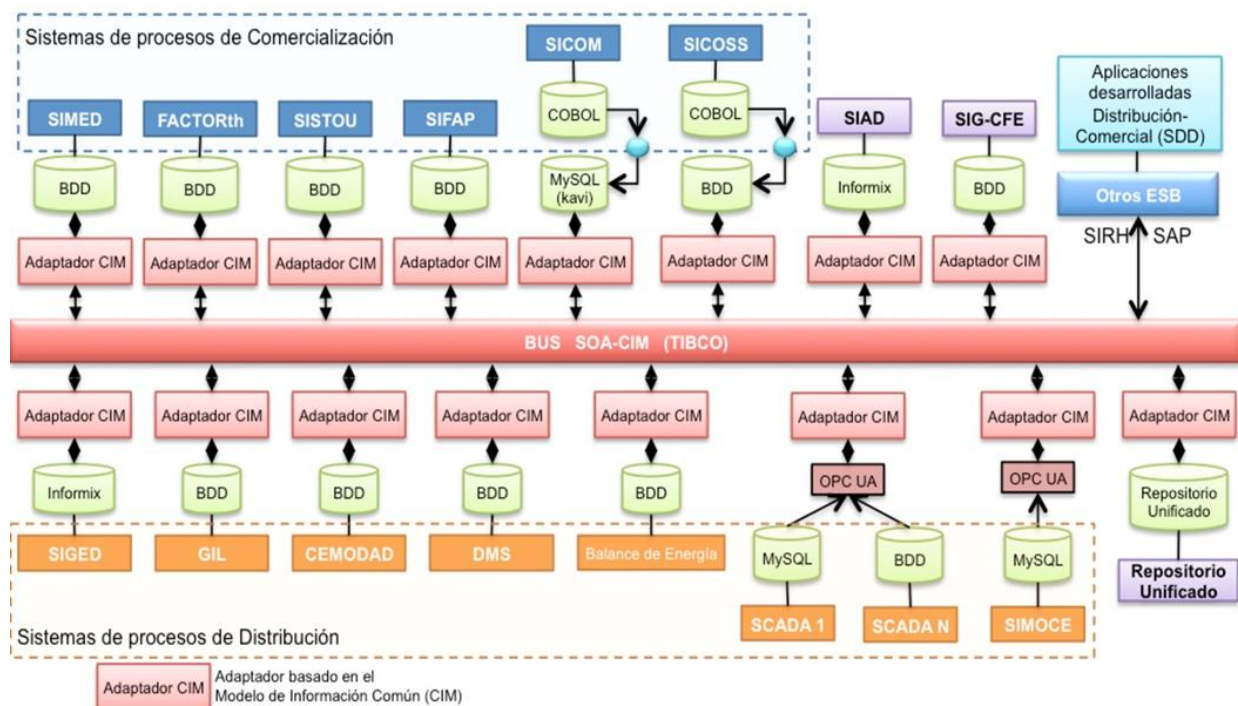


Figura 46 Topología integración de Sistemas Eléctricos al BUS TIBCO

Como se observa en la anterior figura, el punto medular para interconectar al BUS los diversos sistemas que conforman la DVMC, es a través de la creación de Adaptadores CIM cuyo proceso de implementación se presentó en la sección 3.6. El cual es un proceso largo y a la medida para cada sistema, por lo que a continuación se presenta un mapa de ruta que ayude a identificar de manera cronológica su implementación logrando así una transición eficiente hacia un Sistema de Distribución Inteligente.

4.6 Mapa de Ruta para la Implementación de la Red Eléctrica Inteligente en la DVMC

Mapa de ruta se define como: “un proceso de planeación tecnológica basada en las necesidades de la organización, para ayudar a identificar, seleccionar y desarrollar alternativas tecnológicas para satisfacer un conjunto de necesidades”.

Es un documento generado por un proceso denominado *roadmapping* que identifica para un conjunto de necesidades los requerimientos críticos del sistema, los objetivos del proceso y las alternativas tecnológicas e hitos para cumplir con esos objetivos.

Un mapa de ruta identifica los caminos a seguir para cumplir con ciertos objetivos de la organización. Un solo camino puede ser seleccionado y desarrollado, sin embargo, si existe una gran incertidumbre o riesgo, varios caminos pueden ser seleccionados y ejecutados de forma concurrente. Se identifican objetivos precisos, lo que ayuda a enfocar recursos de las tecnologías críticas que son necesarias para cumplir esos objetivos. Este enfoque es importante porque permite que las inversiones sean usadas de manera más efectiva.

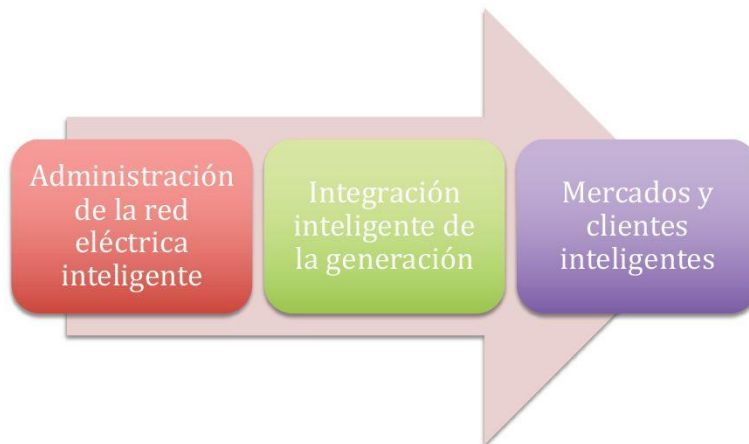
El proceso de desarrollo de un mapa de ruta conjunta a los expertos para desarrollar un marco de trabajo que les permita organizar y presentar la información crítica, para tomar las decisiones de inversión apropiadas, que permitirán apalancar dichas inversiones. Permite también identificar la necesidad de un producto, presentarlo en forma de mapa a través de alternativas tecnológicas y desarrollar planes de proyecto, para asegurar que las tecnologías requeridas estarán disponibles cuando sea necesario.

Este proceso provee una manera de desarrollar, organizar y presentar información sobre los requerimientos críticos y objetivos de rendimiento que deben ser satisfechos en ciertos periodos de tiempo identifica tecnologías que necesitan ser desarrolladas para cumplir con esos objetivos y, provee la información necesaria para hacer intercambios entre diferentes alternativas tecnológicas (NIST, Interoperability and Smart Grid, 2010).

Los periodos de tiempo que se consideran en este mapa de ruta son:



En el corto plazo se debe lograr tener una “administración de la red eléctrica inteligente”, en el mediano plazo el objetivo es la “integración inteligente de la generación” y en el largo plazo se buscará la inclusión de “mercados y clientes inteligentes”



4.6.1 Actividades a Corto Plazo

Administración de la Red Eléctrica Inteligente

En esta etapa se combina la red eléctrica convencional con las nuevas tecnologías en busca de 5 objetivos principales (IEEE, 2015):

- ✓ Rápida identificación de las fallas.
- ✓ Automatización de la red eléctrica.
- ✓ Control y operación de la red eléctrica avanzados.
- ✓ Medición inteligente.
- ✓ Integración de sistemas al BUS CIM.

Rápida Identificación de las Fallas

Para lograr identificar rápidamente las fallas, es preciso contar con la mayor cantidad de equipo tele controlado y monitoreo remoto, ya que no basta con saber qué circuito de distribución (media tensión) está fallado pues en promedio éstos tienen 8 km de longitud, si le sumamos el tráfico de la ciudad de México, identificar el lugar donde ocurrió una falla se vuelve una tarea prolongada. Para reducir este tiempo es preciso contar con restauradores ubicados estratégicamente cada 2000 usuarios o 2 kilómetros de distancia aproximadamente, sobre la troncal del circuito. Este paso ya está implementado en la DVMC con la instalación de los restauradores.

Automatización de la Red Eléctrica de Distribución.

Actualmente en la DVMC el EPROSEC ya se encuentra automatizado, esto permite que el operador en un tiempo relativamente rápido pueda realizar los ajustes en la red, para seccionar el tramo de circuito fallado lo más rápido posible, dejando así la menor cantidad de clientes afectados por cada falla.

- **Automatización Centralizada:** En este tipo de automatización la Unidad Central Maestra y el Sistema SCADA realizan las maniobras en forma automática, con lógicas previamente establecidas por el operador, la principal desventaja de este tipo de automatización es que depende 100 por ciento de la comunicación con los restauradores en campo, ya que si uno de ellos está fuera de comunicación en el momento de la falla la mayor parte de las veces se suspende la lógica de maniobras o se tienen que dejar más clientes afectados, esto depende de las diferentes topologías de distribución.
- **Automatización Descentralizada:** Las maniobras se ejecutan de manera local en campo por los propios restauradores, apoyándose con sus equipos de control y sensores, este tipo de automatización también se le conoce como tiempo--voltaje ya que los restauradores detectan la presencia o ausencia de potencial e inician temporizadores para realizar lógicas previamente establecidas. Aun cuando este tipo de automatización no depende del sistema de comunicación, su principal desventaja es que, al no tener los restauradores una visión general del status de

los circuitos es necesario alimentar el tramo del circuito fallado con el circuito de enlace. La coordinación de protecciones debe evitar que la falla se propague hacia el circuito sin falla, de lo contrario es posible que se dejen clientes sin servicio del circuito de enlace. Aun cuando la comunicación no es necesaria, los equipos que cuenten con comunicación reportan su status al sistema SCADA, para que el operador se entere de lo que está ocurriendo en automático con los restauradores,

Aunque la DVMC cuenta con los elementos necesarios para realizar cualquiera de los dos tipos de automatizaciones mencionados, se deberá elegir cuál tipo aplica mejor en cada caso tomando en cuenta el histórico de la eficiencia de las comunicaciones de los restauradores, tipo de usuarios, cargas, entre otros factores.

La automatización de la distribución es uno de los proyectos que debe implementarse en el corto plazo, pues ya no es necesaria una inversión, ya se tienen los restauradores, el sistema de comunicaciones y la UCM, de esta manera se puede aumentar la confiabilidad de los circuitos, mejorar la percepción del cliente y reducir el uso de los activos al momento de encontrar y restablecer una falla.

Control y Operación de la Red Eléctrica Avanzados

El control y la operación de la red en la DVMC actualmente se realiza mediante el sistema SCADA y manualmente se toman mediciones históricas del SIMOCE para planear las libranzas y maniobras necesarias en la red actualmente se enfoca primordialmente en garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución sin violar los parámetros establecidos de voltaje y corriente.

Para dar el siguiente paso en la operación y control de la red es necesario hacer análisis de flujos y estimaciones de estado, en tiempo real o con una diferencia muy pequeña de tiempo, para ello es necesaria la adquisición de un DMS puesto que se tiene actualmente un simulador DMS pero al ser un simulador tiene un retraso de la información a veces de días por que toma históricos de SIMOCE.

En el momento que se cuente con un DMS, será posible hacer maniobras en la red no solo en función de la continuidad del servicio, sino orientados a la calidad de la energía y estabilidad del voltaje, evitando así entregar valores menores o mas altos de lo establecido, ya que esto incrementa las pérdidas técnicas.

Medición de consumo de energía Inteligente

Sin lugar a dudas en el corto plazo es necesario la integración de la medición inteligente, implementando proyectos AMI (Advanced Metering Infrastructure) ya que éstos cuentan con comunicación bidireccional entre la empresa y el medidor y no AMR (Automatic Meter Reading) ya que este último sólo cuenta con comunicación unidireccional desde el medidor hacia la empresa.

Es indispensable que los medidores cuenten con comunicación bidireccional para desarrollar los proyectos de cliente inteligente, gestión de la demanda e incrementar la aceptación del cliente enviándoles mensajes desde la empresa distribuidora.

Por otro lado la instalación de proyectos AMI permite ahorrar el gasto que representa la toma de lecturas, incrementa la precisión de la medición ya que se instalan medidores de última tecnología, facilita encontrar usuarios ilícitos ya que se modifican todas las concentraciones de medidores y permite tener una trazabilidad de las mediciones de cada usuario, pues las lecturas tienen la periodicidad que la empresa decida.

La DVMC cuenta actualmente con actualmente con 50,000 medidores AMI y existen proyectos para adquirir más medidores de este tipo.

Integración de Sistemas al BUS CIM

La CFE adquirió un sistema de informático de la marca TIBCO el cual ofrece mediante un Bus de servicios empresarial funcionalidades avanzadas para el manejo de datos, en la actualidad solo el sistema SAP se encuentran conectados a este Bus.

Para el caso de los demás sistemas a excepción como se había comentado anteriormente el proyecto del SIMSED desarrollado por el IIE. Se requiere la construcción de adaptadores CIM individuales y es aquí donde las recomendaciones de las normas

IEC son fundamentales para poder afrontar este enorme trabajo pero que debe realizarse para implementar de forma exitosa una REI.

A continuación se muestra en la siguiente figura 47 los principales sistemas legados que se deben agregar en prioridad de acuerdo a la (CFE, Manual SIGEDW, 2014) los cuales son: sistema comercial, sistema integral para la administración de distribución, SCADA, sistema nacional para la atención de emergencias geográfico y administrativo y gestión integral de libranzas.

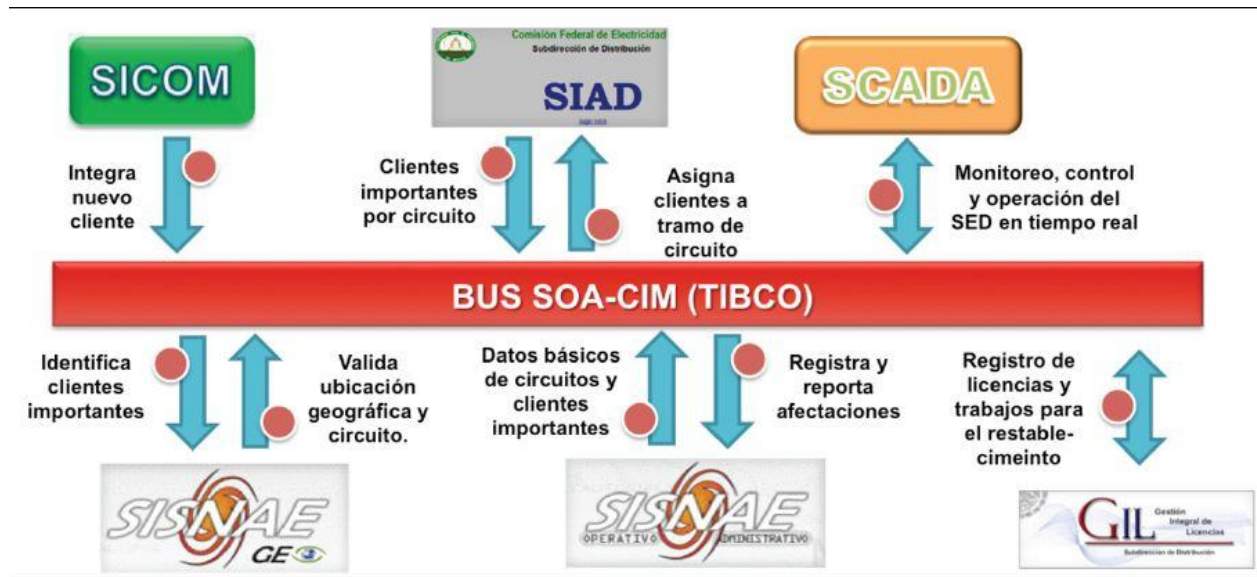


Figura 47 Sistemas legados a interconectar

4.6.2 Actividades a Mediano Plazo

La meta es la integración inteligente de la generación mediano plazo, se espera que la cantidad de fuentes renovables variables se incremente a gran escala, por lo que la red eléctrica debe estar preparada para aceptar este tipo de generación sin afectar la confiabilidad y manteniendo los niveles de tensión dentro de los límites establecidos, para esto será necesario que el DMS esté operando correctamente, realizando análisis de flujos y reconfigurando la red en función de los parámetros obtenidos desde campo, con mediciones en tiempo real, por lo que deberá tener disponible información del MDM y SIMOCE. Además los requerimientos para los nuevos generadores deberán incluir medidores bidireccionales y equipo de protección y seccionamiento, ambos con

comunicación remota hasta el centro de control de distribución. Para poder pasar a esta etapa es necesario que el CIM esté completamente adoptado en todos los sistemas.

- Resumen Mediano Plazo:
- Interoperabilidad CIM entre DMS--MDM--SIMOCE--SCADA--GIS.
- Integración a la red de media tensión de fuentes renovables.
- Balance automático de alimentadores de media tensión.
- Integración de vehículos eléctricos.
- Medición bidireccional.
- Facturación personalizada sin importar el lugar donde se consuma la energía.
- Integración de BESS a la red de media tensión
- Integración Inteligente de la Generación

4.6.3 Actividades a Largo Plazo

Mercados y Clientes Inteligentes

Una vez que se tenga una correcta administración de la red eléctrica inteligente y se cuente con la integración de energías renovables. Será posible tener información remota sobre el status de cada generador y el precio al que este vende la energía a la empresa distribuidora. Por lo cual, se tendrá un mercado eléctrico donde los precios estarán variando constantemente y de ello dependerá cuales generadoras son conectadas y cuales desconectadas de la red durante diversos periodos de tiempo.

Las tarifas de la energía eléctrica estarán variando durante el transcurso de un mismo día. Derivado de esto la participación del cliente será en forma activa dentro del mercado eléctrico, decidiendo este en que momento le compra a un proveedor u otro o en su defecto, en cual momento le vende energía al suministrador.

Conclusiones

En el desarrollo de este trabajo se ha expuesto la necesidad de conocer los estándares internacionales IEC 61968 e IEC 61970, como base para la transición del modelo tradicional de distribución eléctrica hacia un Sistema de Distribución Inteligente. Donde el manejo de información es el pilar que soporta los nuevos sistemas de gestión y operación como el SIMSED o los sistemas AMI.

El reto actual de parte de los responsables de la administración del SEN y las empresas suministradoras como la CFE, reside en el proceso de transición hacia la REI buscando la mejora continua del servicio con el menor costo. El caso de estudio de esta tesis se desarrolló a partir de un balance de los sistemas con los que cuenta la DVMC, con el fin de identificar las áreas prioritarias y de mayor factibilidad de intercambio de información siguiendo las recomendaciones de las normas IEC.

Lo anterior quedó expuesto en un mapa de ruta para la implementación de una arquitectura haciendo uso del CIM para la DVMC, partiendo de sus dos objetivos estratégicos: reducción de costos e incremento de la confiabilidad de la red eléctrica.

El primer paso es estar abierto al cambio, evitar especular que es prematura la implementación de una red eléctrica inteligente en nivel distribución, con la idea que ésta, representa una cuantiosa inversión a lo que ya se encuentra operando. Por ello, para el primer objetivo estratégico de reducción de costos, los proyectos propuestos para implementarse en la primera etapa, son aquellos que tienen un retorno de la inversión más rápido además, atacan directamente las áreas de oportunidad más fáciles de detectar. Un ejemplo de esto es la propuesta de implementación masiva a corto plazo de los proyectos AMI, con los cuales se detectan muy rápidamente a los usuarios ilícitos y se reducen los costos de tomas de lecturas, cortes y reconexiones del servicio de energía eléctrica.

Por otro lado es muy fácil encontrar los robos de energía, prácticamente en cualquier parte que se implemente un proyecto AMI, se detectan estas prácticas. Sin embargo,

conforme se van reduciendo este tipo de problemas, cada vez se vuelve más difícil y más caro encontrarlos. Derivado de ello, en la segunda etapa se propone el uso de información proveniente de diferentes aplicaciones para lograr identificar estos fraudes desde algoritmos en los sistemas informáticos y no en campo.

Respecto al segundo objetivo estratégico que dicta el aumento de la confiabilidad de la red eléctrica, la propuesta en la primer etapa es obtener mayor rendimiento de los equipos instalados mediante la implementación de la automatización de circuitos de media tensión, para lo cual no es necesario realizar una inversión económica, ya que la DVMC ya cuenta con el equipo necesario para poner en marcha este tipo de aplicaciones. Pues, la inversión y el trabajo de instalación, fueron realizados con anterioridad.

Una vez que se tiene el control de las fallas de los circuitos en media tensión, para aumentar la confiabilidad se requiere vigilar las fallas en baja tensión, por lo cual en la etapa de largo plazo se propone la implementación de un OMS. Para, identificar rápidamente los ramales de baja tensión comprometidos y con la ayuda del WFM enviar al personal disponible más cercano.

Por lo tanto, la implementación del Modelo de Información Común para lograr una red eléctrica inteligente en la DVMC, debe ser por etapas, y atendiendo las recomendaciones del estándar en cuanto a la integración con tecnologías de servicios empresariales para el manejo de información, con esto se logra que cada aplicación o sistema tenga el máximo aprovechamiento desde su implementación.

En base a las recomendaciones de la IEC, para una exitosa transición hacia la REI, se deben evitar realizar grandes inversiones a una sola empresa con soluciones llave en mano esto con la creencia de evitar incompatibilidades entre los subsistemas.

La realidad es que una REI no puede instalarse como una red aislada tratando de poner en marcha todos los sistemas de golpe, sino comprender que la REI tendrá como base las redes actuales que sufren de un deterioro considerable, por lo que la transición será un proceso por etapas, y que el equipo tecnológico no instalado corre el riesgo que al momento de su puesta en marcha puede ser obsoleto o no ser el más adecuado para la

realidad del sistema eléctrico.

Es por ello que es necesario el conocimiento tanto de las normas que gobiernan las mejoras de una REI, como las tecnologías para el manejo de la información. También identificar cuáles de los beneficios de esta nueva red son deseables o viables, dependiendo de las necesidades por parte de los clientes como: la generación distribuida, vehículos eléctricos o electrodomésticos inteligentes.

Lo expuesto en esta tesis, se puede plantear como referencia para futuros proyectos ayudando a identificar las aplicaciones que podrán implementarse en cuanto los diferentes sistemas se encuentren comunicados entre sí mediante la adopción del CIM.

La implementación de la red eléctrica inteligente permite contar con una gran cantidad de información de diferentes sistemas, en una sola plataforma. El reto a futuro en los sistemas de distribución tendrá como condición central el manejo de la información en beneficio de los usuarios. Por ejemplo, el ofrecer información sobre el costo en tiempo real de las tarifas eléctricas con el fin de optimizar el gasto de energía e impulsar el desarrollo de equipos inteligentes domésticos o comerciales con toda la información eléctrica homologada mediante el CIM.

Bibliografía

- **Aguilar, H. (2014)**. Resultados tangibles y nuevas oportunidades en la integración de tecnología para la red eléctrica inteligente en los sistemas de distribución. *SRI*.
- **Cassel, R. (1999)**. Distribution management systems: functions and payback. *IEEE Transactions on Power Systems*, 796.
- **CFE. (2014)**. *Manual SIGEDW*. Subdirección de distribución.
- **CFE. (2014)**. *Reporte anual de proyectos estratégicos DVMC*. Subdirección de distribución: Documento interno.
- **CFE. (2015)**. *cfe.gob.mx*. Obtenido de http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Paginas/Misionyvision
- **Enrique, S. (2010)**. Getting Smart. . *IEEE power & energy*.
- **Espinoza, R. L. (1990)**. *Sistemas de distribución*. UNAM.
- **Garcés. (2008)**. *Smart Grids ahora*.
- **GridWise. (2010)**. *GridWise Architecture Council* . www.gridwiseac.org.
- **IEA.org**. (3 de Mayo de 2015). Obtenido de <https://www.iea.org/topics/electricity/subtopics/smartgrids/>
- **IEC. (2015)**. *smartgridstandardsmap*. Obtenido de <http://smartgridstandardsmap.com/>
- **IEEE. (2 de Febrero de 2015)**. *smartgrid.ieee.org*. Obtenido de <http://smartgrid.ieee.org/ieee-smart-grid>
- **IIE. (2012)**. *SIMSED*.

- **Ley, E. d. (2014).** *Diario Oficial de la Federación.*
- **Neumann, R. (2009).** IEC TC57 Smart Grid Activities. *Utility Integration Solutions Inc.*
- **NIST. (2010).** Interoperability and Smart Grid. *Smart Grid.*
- **NIST. (18 de Febrero de 2015).** *nist.gov.* Obtenido de <http://www.nist.gov/smartgrid/beginnersguide.cfm>
- **Parker, S. (2008).** Specialist III. *G. I. S. Geographic information system.*
- **SEDI. (2014).** *Visión Estratégica Tecnológica del Sistema Eléctrico de Distribución Inteligente.* CFE.
- **Systems, E. m. (2015).** *energymanagementsystems.org.* Obtenido de <http://energymanagementsystems.org/faqs-on-developing-energy-management--systems/>

Definición de funciones de IRM en la IEC 61968

FUNCIÓN	SUB-FUNCIÓN	COMPONENTE ABSTRACTO	
OPERACIÓN DE LA RED [IEC 61968-3]	SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA RED	SUPERVISIÓN DEL ESTADO DE SUBESTACIONES	
		SUPERVISIÓN DEL ESTADO DE LA RED	
		SUPERVISIÓN DE LAS ACCIONES DE MANIOBRAS	
		SUPERVISIÓN DE LOS ESTADOS DE MANIOBRAS	
		ADMINISTRACIÓN DE LOS DATOS ADQUIRIDOS DEL SCADA Y SISTEMAS DE MEDICIÓN	
		ADMINISTRACIÓN DE LOS DATOS ADQUIRIDOS A TRAVÉS DE LA OPERACIÓN (CUADRILLAS DE CAMPO, CLIENTES, INTERRUPCIONES PROGRAMADAS Y NO PROGRAMADAS)	
		SUPERVISIÓN DE LA REGULACIÓN	
		SUPERVISIÓN DE ALARMAS	
		REGISTRO DE OPERACIÓN Y EVENTOS	
		MONITOREO DEL TIEMPO (DETECCIÓN DE RAYOS)	
		CONTROL DE LA RED	CONTROL DEL ACCESO DE USUARIOS
	CONTROLES AUTOMÁTICOS: PROTECCIÓN (DESPEJE DE FALLAS) SECCIONALIZADORES CONTROL LOCAL DE VOLTAJE/POTENCIA REACTIVA		
	CONTROLES ASISTIDOS: CONTROL REMOTO DE INTERRUPTORES DESCONEXIÓN DE CARGA REDUCCIÓN DEL VOLTAJE TRANSMITIDO CONTROL LOCAL A TRAVÉS DE CUADRILLAS DE CAMPO MANTENER PERFILES DE VOLTAJE		
	ADMINISTRACIÓN DE DOCUMENTOS DE SEGURIDAD		
	CONTROL DE SEGURIDAD Y EQUIPOS DE BLOQUEO		
	COORDINACIÓN DE INCIDENTES GRAVES		
	ADMINISTRACIÓN DE FALLAS		GESTIÓN DE LLAMADAS DE FALLA Y ANÁLISIS DE COHERENCIA (RED BT)
			ANÁLISIS DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN
			LOCALIZACIÓN DE FALLAS
			TIEMPO DE RESTAURACIÓN
		INFORMACIÓN DEL CLIENTE	
	ANÁLISIS DE EVENTOS ACONTECIDOS EN LA OPERACIÓN	SUPERVISIÓN DE LA ENERGIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	
		ANÁLISIS DE LA MALA OPERACIÓN	
		ANÁLISIS DE LAS FALLAS DE LA RED	
		ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD	
		HISTÓRICO DE LA OPERACIÓN DE EQUIPOS	
	ESTADÍSTICAS Y REPORTES DE LA OPERACIÓN	REVISIÓN POST-DISTURBIOS	
		INFORMACIÓN DE MANTENIMIENTO	
		INFORMACIÓN PARA PLANIFICACIÓN	
	CÁLCULOS DE RED EN TIEMPO REAL	INFORMACIÓN PARA EL CONTROL DE LA GESTIÓN	
		ESTIMACIÓN DE LA CARGA	
		ANÁLISIS COMPRA DE ENERGÍA	
		FLUJOS DE CARGA / PERFILES DE VOLTAJE	
		ANÁLISIS DE CORRIENTES DE FALLA	

		AJUSTES A RELÉS ADAPTATIVOS
	ENTRENAMIENTO A DESPACHADORES	SIMULACIÓN EN EL SCADA
<u>REGISTRO Y ADMINISTRACIÓN DE ACTIVOS</u> [IEC 61968-4]	INVENTARIO DE SUBESTACIONES Y REDES	CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS
		MODELO CONECTIVIDAD
		VISUALIZACIÓN DE SUBESTACIONES
		BASE DE DATOS DE TELECONTROL
	INVENTARIO GEOGRÁFICO	VISUALIZACIÓN DE LA RED
		MAPAS GEOGRÁFICOS
FUNCIÓN	SUB-FUNCIÓN	COMPONENTE ABSTRACTO
	ADMINISTRACIÓN DE ACTIVOS	INVENTARIO DE ACTIVOS
		INSTALACIONES GENERALES
		INVENTARIO DE MATERIALES
	PLANIFICACIÓN DE INVERSIÓN DE ACTIVOS	INVENTARIO DE VEHÍCULOS
		ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO
		PLANIFICACIÓN DEL CICLO DE VIDA
		ANÁLISIS CENTRADO EN CONFIABILIDAD
		NORMAS DE INGENIERÍA Y DISEÑO
		MEDICIÓN DEL RENDIMIENTO
		GESTIÓN DE RIESGOS
		GESTIÓN DEL MEDIO AMBIENTE
		DECISIONES DE SOPORTE
		ASIGNACIÓN PRESUPUESTARIA
		PLANES DE TRABAJO DE MANTENIMIENTO
GRUPOS DE MANTENIMIENTO DE ACTIVOS		
HISTORIAL DE FALLAS DE ACTIVOS		
ÍNDICES FINANCIEROS DE ACTIVOS		
<u>PLANIFICACIÓN OPERACIONAL Y OPTIMIZACIÓN</u> [IEC 61968-5]	SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA RED	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA
		FLUJOS DE POTENCIA
		ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS
		ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS
		FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA
		EVALUACIÓN DE LA RESTAURACIÓN DEL SERVICIO
		SIMULACIÓN DE MANIOBRAS DE APERTURA/CIERRE
		SIMULACIÓN DE INCIDENCIAS
		ANÁLISIS DE PREVENCIÓN DEL TIEMPO
		ANÁLISIS DEL RIESGO DE INCENDIOS
		DEFINIR LOS LÍMITES OPERATIVOS
	LÍMITE TÉRMICO DE EQUIPOS Y LÍNEAS	
	PROGRAMACIÓN MANIOBRAS (SWITCH)/ PROGRAMACIÓN DEL TRABAJO OPERATIVO	PROGRAMACIÓN DE COMANDOS REMOTOS PARA DISPARO/DESPEJE DE
		ANÁLISIS Y PROGRAMACIÓN DE LA CARGA DE TRABAJO PARA LAS CUADRILLAS DE CAMPO

		ANÁLISIS DE INTERRUPCIONES E INFORMACIÓN A CLIENTES
	PROGRAMACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA IMPORTACIÓN DE ENERGÍA	PLANIFICACIÓN GENERACIÓN NO PLANIFICACIÓN DE TRANSACCIONES COMERCIALES
<u>MANTENIMIENTO</u> Y <u>CONSTRUCCIÓN</u> [IEC 61968-6]	MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN	GESTIÓN DE PROGRAMAS DE ORDENES DE MANTENIMIENTO
		REGLAS DE MANTENIMIENTO
		MANEJO DE LECTURAS DE INSPECCIÓN
		HISTÓRICOS
		PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO
		FLUJO DE TRABAJO
	CONSTRUCCIÓN	COSTOS DE RECONCILIACIÓN
		APROBACIÓN DEL TRABAJO
		PERMISOS
		FACTURACIÓN A CLIENTES
		SEGUIMIENTO
		VALORACIÓN DEL PROYECTO
	DISEÑO Y ESTIMACIÓN	INGENIERÍA PARA CONSTRUCCIÓN
		ESTIMACIÓN
		LISTA DE MATERIALES
UNIDADES COMPATIBLES		