

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE-QUITO

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO

**“ESTUDIO DE LOS SISTEMAS PARA LA ADMINISTRACIÓN DE
LA DISTRIBUCIÓN DMS Y DE LOS REQUERIMIENTOS PARA
SU IMPLEMENTACIÓN”.**

AUTORES:

CHILUISA VELASCO KLEBER FABIÁN

MARTÍNEZ MENA LENÍN RODRIGO

DIRIGIDA POR:

Ing. Geovanny Pardo Salazar

Quito Diciembre 2011

Ing. Geovanny Pardo Salazar

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos del informe de la monografía, realizada por los Sres. Chiluisa Velasco Kleber Fabián y Martínez Mena Lenín Rodrigo, previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 13 de Diciembre de 2011

ING. GEOVANNY PARDO SALAZAR
DIRECTOR

DECLARACIÓN

Nosotros, Chiluisa Velasco Kleber Fabián y Martínez Mena Lenín Rodrigo, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en el documento.

Los conceptos desarrollados, análisis de resultados y las conclusiones del presente trabajo, son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Quito, 13 de Diciembre de 2011

(f) _____
Chiluisa Velasco Kleber Fabián

(f) _____
Martínez Mena Lenín Rodrigo

AGRADECIMIENTO

Nuestros sinceros agradecimientos están dirigidos hacia nuestros docentes, por habernos impartido sus conocimientos y experiencias a lo largo de nuestra formación profesional.

Al Ing. Geovanny Pardo director de Tesis, por su generosidad al brindarnos la oportunidad de recurrir a su capacidad y experiencia en un marco de confianza y amistad, fundamentales para la realización de este trabajo.

Al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable a través de la Subsecretaría de Control y Gestión Sectorial a cargo del Ing. Víctor Orejuela, por habernos auspiciado y apoyado con la información que dispone la subsecretaría y coordinación con empresas distribuidoras.

A los ingenieros Patricio Erazo, Roberto Torres, Santiago Córdova y Sergio Zambrano que su colaboración desinteresada, fue parte importante en la realización de este estudio de tesis.

Los autores

DEDICATORIAS

Dedico este proyecto de tesis a Dios, el Universo, al Destino, por haberme reservado a los mejores padres del mundo, Yolanda y Eduardo que siempre me han apoyado en las buenas, malas y sobre todo en las peores, ellos que siempre confían en mí y que sin su apoyo yo no sería la persona que soy. A Kleber por la confianza, a mi hermana Mayra y a todos mis amigos por ser un apoyo incondicional.

A la mujer y a los hijos que por el momento no tengo por no interferir en la realización de esta investigación.

Lenín

Dedico este proyecto a Dios por haberme guiado, ayudado a superar las adversidades que se presentaron a lo largo mi vida universitaria y en especial en el presente estudio.

A mis padres, Ángel y Anita, que me han sido parte fundamental de mi formación profesional y como persona, que con su amor y gran sabiduría supieron dar los mejores consejos.

A mis hermanos Marco y Ángel, por su apoyo incondicional en todo momento.

Kleber

Quito, 23 de Febrero del 2011

Señor Ingeniero
Esteban Inga
Director de Carrera
Ingeniería Eléctrica.
Quito.

De nuestras consideraciones:

Nosotros, Chiluisa Velasco Kleber Fabián y Martínez Mena Lenín Rodrigo, estudiantes de Ingeniería Eléctrica, solicitamos se nos autorice realizar el trámite correspondiente para la aprobación del proyecto de Tesis, previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico, que versará sobre el tema: **“ESTUDIO DE LOS SISTEMAS PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DMS Y DE LOS REQUERIMIENTOS PARA SU IMPLEMENTACION”**.

Tiempo de duración:	9 meses.
Tema propuesto por:	Ing. Víctor Orejuela.
Director Sugerido:	Ing. Geovanny Pardo.

Atentamente,

Chiluisa Kleber

Martínez Lenín

Ing. Geovanny Pardo

1.- TÍTULO DEL TEMA.

“ESTUDIO DE LOS SISTEMAS PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DMS Y DE LOS REQUERIMIENTOS PARA SU IMPLEMENTACION”.

2.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

En los últimos años la tecnología ha experimentado grandes avances, facilitando en gran manera la vida cotidiana de las personas, industrias de todo tipo y empresas en general.

Tales ventajas y mayores facilidades ofrecidas por la tecnología, son de interés y de necesidad para las empresas y entidades energéticas, alrededor del mundo y rápidamente pretenden implementarlas a sus sistemas, dejando atrás la distribución energética tradicional.

Entre estas nuevas tecnologías, enfocadas al sector de la distribución eléctrica, está el DMS -Distribution Management System- (Sistema de Gestión para la Distribución eléctrica).

La implementación de un DMS de operación de la red eléctrica permitirá a una empresa distribuidora mejorar su nivel de eficiencia en la planificación, diseño y operación de la red de distribución eléctrica, optimizando sus recursos (humanos, financieros, activos, otros).

Actualmente se conoce que otros países de la región se encuentran estudiando la implementación de la misma, mientras que a nivel de América del Norte y Europa las empresas de distribución ya lo poseen.

El Ecuador todavía no se ha implementado, a nivel de empresas distribuidoras; por tal razón este desarrollo tecnológico, representa una oportunidad para mejorar la gestión de la distribución eléctrica.

3.- JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.

Sabiendo que la electricidad es un elemento indispensable para la economía y el desarrollo de los países; se hace necesario ejecutar el estudio de los DMS y los requerimientos para su implementación en las empresas de distribución eléctrica del país.

Este estudio está orientado a establecer un marco teórico general de los DMS en el ámbito de las experiencias regionales; y, sobre esta base determinar los requerimientos de su implementación en el sector eléctrico ecuatoriano.

En el estudio se tomarán como referencia los estándares como el de la, IEC-61968 – International Electrotechnical Commission- (Comisión Internacional de Electrotécnica) e IEC-61970-301 con la finalidad de aprovechar las experiencias internacionales.

4.- ALCANCES.

- Análisis detallado de las funciones de cada uno de los subsistemas que conforman el DMS de operación de la red eléctrica citados a continuación.
 - Operación y monitoreo
 - Control de la red
 - Gestión de fallas
 - Análisis de eventos acontecidos en la operación
 - Estadísticas y reportes de la operación
 - Cálculos de red en tiempo real
 - Entrenamiento a despachadores

- Análisis general de cada uno de los sistemas vinculados al DMS de operación de la red eléctrica, entre ellos:
 - SCADA (Supervisory Control And Data Adquisition)
 - GIS (Geographic Information System)
 - OMS (Outage Managemet System)
 - MR (Meter reading and control)
 - MDM (Meter Data Management)
- Estudio de la información requerida y emitida por el DMS de operación de la red eléctrica, de cada uno de los sistemas y subsistemas vinculados, antes indicados.
- Determinación de la información de intercambio a emplearse; en tiempo real, para eventos programados; y, en tiempo extendido, en eventos no programados.
- Estudio de los requisitos que permiten al IRM (Interface Reference Model) el intercambio de información entre sistemas vinculados al DMS de operación de la red eléctrica.
- Análisis del CIM (Common Information Model) enfocado a DMS de operación de la red eléctrica.

5.- OBJETIVOS.

5.1 General

Determinar los requerimientos básicos necesarios para la implementación de los sistemas DMS (Distribution Management System) relacionado con la operación de la red eléctrica; teniendo como referencia estándares Internacionales como son IEC 61968 y 61970-301.

5.2 Específicos.

- Analizar cada uno de los sistemas y subsistemas que se vinculan al DMS de operación de la red Eléctrica.

- Deducir los medios que permiten la interoperabilidad de los sistemas relacionados al DMS de operación de la red eléctrica.
- Identificar la información que debe intercambiarse entre los sistemas que se enlazan al DMS de operación de la red eléctrica.

6.- HIPÓTESIS.

El estudio de los sistemas para la administración de la distribución – DMS, permite determinar los requerimientos necesarios para su implementación en una empresa distribuidora del país; y, establecer las ventajas en cuanto a:

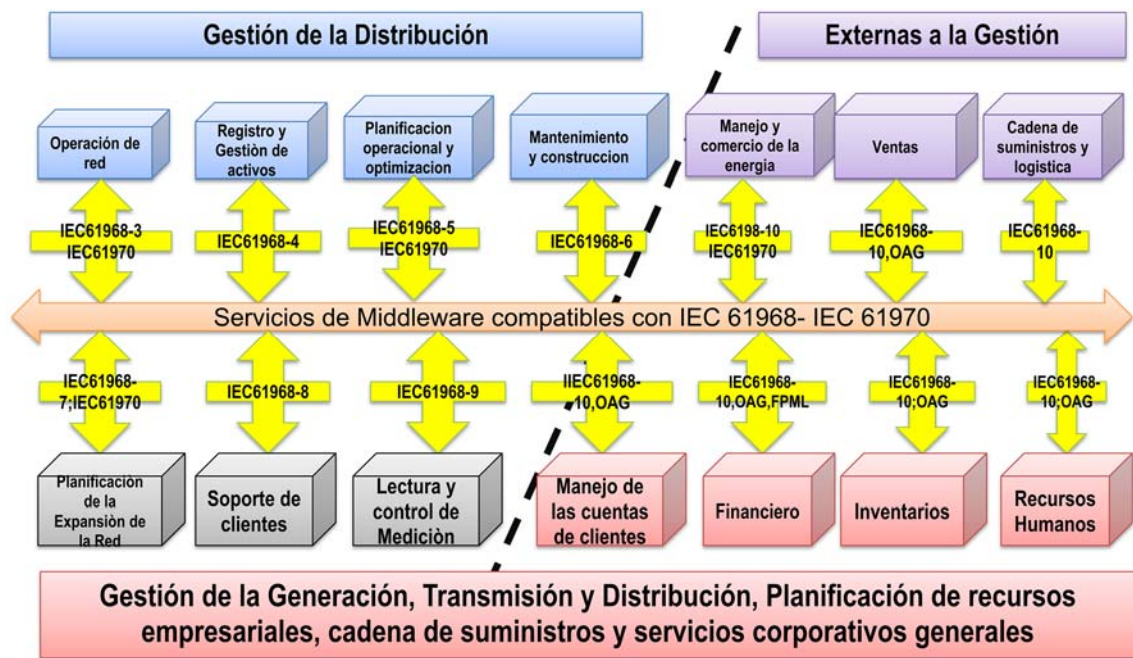
- Reducir el tiempo total de las Interrupciones y su Frecuencia.
- Reducir el tiempo de atención de reclamos.
- Mejorar la planificación de la operación.
- Reducir las pérdidas de potencia y energía.
- Mejorar los perfiles de tensión suministrados al cliente.
- Mejorar la imagen institucional.
- Mejorar la relación con el cliente.

7.- MARCO TEÓRICO.

SISTEMA PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN – DMS (Distribution Management System) para la operación de la red eléctrica

El sistema DMS Global, consta de varios componentes, que favorecen la administración de las redes de distribución eléctrica; que, entre los principales, incluyen: el seguimiento y control de los equipos de suministro de energía, la gestión de procesos para asegurar la confiabilidad del sistema, la gestión del voltaje, la gestión de la demanda, la gestión de las interrupciones, la gestión de la operación, Sistema de información Geográfica y la gestión de las instalaciones.

Dentro de este sistema global existe un sistema que se encarga de la operación de la red, conocido como DMS para la operación de la red, al cual será enfocado el estudio.



El DMS destinado a la operación de la red eléctrica, se encuentra conformado de varios subsistemas que la facilitan la administración de la operación; entre ellos, los siguientes:

- Operación y monitoreo
- Control de la red
- Gestión de fallas
- Análisis de eventos acontecidos en la operación
- Estadísticas y reportes de la operación
- Cálculos de red en tiempo real
- Entrenamiento a despachadores

Estos subsistemas cumplen tareas específicas, tales como:

Supervisión de la Operación de la Red

- Supervisión del estado de las subestaciones
- Supervisión del estado de la red

- Supervisión de las acciones de apertura/cierre
- Supervisión de los estados de apertura/cierre
- 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 (Taps)
- Supervisión de las alarmas
- Registro de operación y eventos
- Monitoreo del clima (detección de rayos)

Control de la red

- Control del acceso de usuarios
- Controles Automáticos:
 - Protección (despeje de fallas)
 - Seccionalizador
 - 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
 - Mantenimiento perfiles de voltaje
- Administración de documentos de seguridad
- Control de seguridad y equipos de bloqueo
- Coordinación de incidentes graves

Gestión 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
- Supervisión de la energización de los circuitos de distribución

Análisis de eventos acontecidos en la operación

- Análisis de la mala operación
- Análisis de las fallas de la red
- Análisis de los índices de calidad
- Histórico de la operación de equipos
- Revisión post-disturbios

Estadísticas y Reportes de la Operación

- Información de mantenimiento
- Información para planificación
- Información para el control de la gestión

Cálculos de la red en tiempo real

- Estimación de la carga
- Análisis de la compra de energía
- Flujos de Carga / Perfiles de Voltaje
- Análisis de corrientes de falla
- Ajustes a relés

Entrenamiento a despachadores

- Simulación en el SCADA

Además, permite compartir información con otros sistemas, tales como:

- SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)
- GIS (Geographic Information System)
- OMS (Outage Managemet System)
- MR (Meter reading and control)
 - MDM (Meter Data Management)

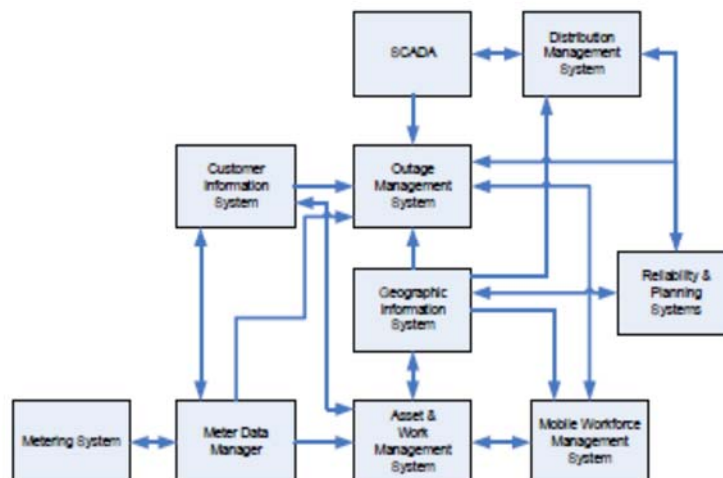
- CIS (Customer Data and Electrical Address)
- IVR (Call Handling For End)

El DMS de operación se basa en las aplicaciones antes mencionadas; con las cuales se puede: operar la red de forma flexible y ágil, revisar los eventos que se detectan en las subestaciones, minimizar las áreas afectadas y suministrar información adecuada a los clientes.

El disponer de la topología de la red de distribución le permite al DMS de operación de la red eléctrica, agrupar automáticamente las llamadas de los clientes y determinar áreas probablemente fuera de servicio.

El DMS de operación requiere información de las aplicaciones mencionadas; o, bases de datos corporativas. Aquellos están en continua evolución por lo que debe coordinarse la actualización de cada parte para que no sea un obstáculo en su migración o perder los enlaces con los cuales se intercambia información.

La modularidad y el grado de integración entre sus componentes determinan la factibilidad de actualización parcial del mismo o la facilidad en cuanto a responder ante un cambio o migración de los sistemas relacionados.



Los DMS, son una combinación de muchas tecnologías. Los proveedores ofrecen paquetes implementados en múltiples plataformas que incluyen toda una gama de componentes de hardware y software; lo cual, sumado a la constante evolución de la tecnología genera un amplio espectro de variables que se deben integrar en un solo sistema.

La tendencia del mercado es crear estándares de conexión para:

- Hacer compatible y compartir información
- Permitir el acceso abierto e intercambios con seguridad
- Disponer de un Modelo de información común (CIM) para energía
- Tener bases de datos independientes del software
- Reducir costos y tiempo para integrar nuevas aplicaciones
- Proteger la inversión en aplicaciones existentes

8.- MARCO METODOLÓGICO.

Método investigativo: para este método se utilizarán fuentes de carácter documental. Como subtipos de esta investigación se considerarán la investigación bibliográfica y la hemerográfica; la primera se basa en la consulta de libros y, la segunda, en artículos o ensayos de revistas o periódicos.

Método Deductivo.- para el presente estudio se empleará el estándar IEC-61968 e IEC-61970-301, para determinar los requerimientos para la implementación del DMS de operación.

9.- ESQUEMA DE CONTENIDOS.

CAPITULO I.

FUNDAMENTO TEORICO

- 1.1 Definición y Estructura del DMS
- 1.2 Definición y descripción de los funciones de negocio del DMS
- 1.3 Definición y descripción de los sistemas que se relacionan al DMS
- 1.4 Características generales de una empresa distribuidora

CAPITULO II

ESTUDIO DEL CIM (COMMON INFORMATION MODEL) DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL DMS DE OPERACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCION.

- 2.1 Notación de Modelado CIM
- 2.2 Paquetes del CIM
- 2.3 Extensiones de la CIM para la distribución de paquetes
- 2.4 Modelado UML CIM

CAPITULO III

PROCESOS DE NEGOCIO DMS

- 3.1 Tipos de diagramas y notación a emplear
- 3.2 Modelamiento del proceso de negocio del DMS
- 3.3 Modelamiento de los flujos de trabajo

CAPITULO VI

BENEFICIOS POTENCIALES POR LA IMPLEMENTACIÓN DE UN DMS EN UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA

10.- BIBLIOGRAFÍA.

- Información las Empresas Eléctricas de la Región
- Publicaciones en Internet IEC, EPRI, IEEE
- NORMA IEC Estándar 61968 y estándar 61970-301.

11.-PRESUPUESTO

Presupuesto	
Descripción	Valor (\$)
Material de papelería	300
Internet	400
Llamadas y video conferencias	700
Total	1400

12.-CRONOGRAMA.

Ver anexo del cronograma

13.- FIRMAS DE RESPONSABILIDAD.

Atentamente,

Chiluisa Kleber

Martínez Lenín

Ing. Geovanny Pardo

Resumen

Es importante señalar que el objetivo primordial para el desarrollo del presente estudio de pre-grado, titulado “ESTUDIO DE LOS SISTEMAS PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DMS Y DE LOS REQUERIMIENTOS PARA SU IMPLEMENTACIÓN”, busca presentar los principales requerimientos para la implementación del DMS, mismos que serán analizados bajo dos enfoques:

- Primero, buscar la interoperabilidad entre sistemas de una empresa de distribución eléctrica, empleando el Modelo Común de Información (CIM).
- Segundo, modelar los principales procesos para la operación y la planificación de la red de distribución, que se realizan en una empresa de distribución eléctrica, y los cuales serán apoyados por el DMS.

En el capítulo 1 se presentará las definiciones de Sistema de Gestión de la Distribución y los sistemas relacionados al DMS, mismos que son de apoyo a la operación y la planificación de la red de distribución eléctrica, y se explicará además las principales funciones del DMS, esto se lo realizará tomando como referencia estudios de organismos internacionales de investigación en el sector eléctrico estos son: International Electrotechnical Commission (IEC) y Electric Power Research Institute (EPRI).

Para la interoperabilidad entre los sistemas relacionados y el DMS, en el capítulo 2 se mostrará el modelo lógico basado en los estándares IEC-61968-11 e IEC-61970-301, destacando que la parte de mensajería, al ser un concepto asociado a los sistemas informáticos, no forma parte del presente estudio.

En el capítulo 3, se modelará los principales procesos para la operación y la planificación de la red de distribución eléctrica, además, para cada uno de ellos se presenta:

- Los actores del sistema.
- Los roles que juegan estos actores, desde el punto de vista del sistema.
- Se identificará otros sistemas que interactúan con el DMS.
- Las principales actividades o tareas que realizan los actores del sistema.
- Las secuencia en la que se realizan las actividades del proceso.

En el desarrollo del capítulo 4, se realizará un análisis de los potenciales beneficios que se tendrían en un sistema de distribución, con la implementación de un DMS.

Una vez identificados los beneficios de la operación y la planificación de la red de distribución eléctrica, a manera de ejemplo se mostrarán beneficios, de forma cuantitativa, en las siguientes empresas distribuidoras: Empresa Eléctrica Ambato S.A. (EEASA), Empresa Eléctrica Centro Sur (EERCESA), Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil (EdG), Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQSA). Esta selección de las empresas citadas, se basa en que son las empresas distribuidoras con un mayor desarrollo en sistemas de apoyo al DMS, según la información presentada por funcionarios del proyecto Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE).

Además a manera de información se presentará los costos unitarios referenciales aproximados para los principales componentes, que son necesarios incluir en la inversión para la implementación de un DMS.

CONTENIDO

CAPÍTULO I	1
1 FUNDAMENTO TEÓRICO	1
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivos	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 Investigaciones relevantes para el DMS	5
1.3.1 Comisión de Electrotécnica Internacional (IEC).....	5
1.3.2 Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI)	8
1.4 Definición del DMS	9
1.5 Descripción de las funciones de negocio del DMS	10
1.5.1 Definición de proceso y enfoque basado en procesos	10
1.5.2 Procesos de negocio de una Empresa Distribuidora.....	11
1.5.3 Funciones de negocio sugeridas por IEC, para la arquitectura DMS	12
1.5.4 Funciones de negocio sugeridas por EPRI para la arquitectura del DMS	15
1.6 Descripción de los sistemas relacionados con la arquitectura del DMS	16
1.6.1 Sistemas sugeridos por IEC.....	16
1.6.2 Sistemas relacionados sugeridos por EPRI	17
1.6.3 Definición de los Sistemas relacionados con la arquitectura del DMS o sistemas críticos ..	17
1.7 Definición de interoperabilidad de sistemas críticos	22
CAPÍTULO II	24
2 DEFINICIÓN Y ESTUDIO DEL CIM	24
2.1 Definición CIM	24
2.1.1 Que es CIM	24
2.1.2 Que no es CIM	25
2.1.3 Características del CIM	25
2.2 Arquitectura de capas para el CIM	26
2.2.1 Información y Modelo de Semántica.....	27
2.2.2 Capa Contextual	70
2.2.3 Sintaxis de mensajes.....	72

<i>CAPÍTULO III</i>	76
3 PROCESO DE NEGOCIO DMS	76
3.1 Tipos de notación de diagramas a emplear	76
3.1.1 Diagrama de análisis	76
3.1.2 Notación de Modelos de Procesos de Negocio (BPMN).....	77
3.2 Modelamiento del proceso de negocio del DMS	79
3.3 Modelamiento de flujos de trabajo (Workflow)	81
3.3.1 Operación de la red (NO)	84
3.3.2 Planificación de la operación y optimización (OP)	148
<i>CAPÍTULO IV</i>	167
4 BENEFICIOS DE IMPLEMENTAR UN DMS	167
4.1 Identificación de beneficios	167
4.2 Beneficios en la operación de la red de distribución eléctrica	175
4.2.1 Mejorar la calidad del producto.....	176
4.2.2 Mejorar la calidad de servicio técnico.....	177
4.2.3 Reducir pérdidas eléctricas.....	178
4.2.4 Reducir Sags and Swells	180
4.2.5 Reducir interrupciones: prolongadas, de áreas extensas, momentáneas y principales	180
4.3 Beneficios en la planificación de la operación de la red de distribución eléctrica	180
4.3.1 Reducir costos de operación y mantenimiento (O&M).....	180
4.3.2 Aplazar la inversión en transmisión y distribución (T&D)	181
4.3.3 Mejorar entrenamiento a operadores	181
4.3.4 Mayor participación del cliente	182
4.4 Beneficios en empresas distribuidoras del país	182
4.4.1 Información general de las empresas distribuidoras.....	183
4.4.2 Situación de las empresas distribuidoras respecto a sistemas de apoyo	185
4.4.3 Mejorar calidad de servicio técnico.....	187
4.4.4 Pérdidas técnicas	190
4.4.5 Reducir costos de operación y mantenimiento	193
4.4.6 Resultados totales de los beneficios de forma cuantitativa.....	197

4.5	Inversión en el DMS	198
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	201
5.1	CONCLUSIONES	201
5.2	RECOMENDACIONES	204
6	Bibliografía	206

Figuras

Figura 1:	Porcentajes de generación mundial de electricidad en 2006 por tipo de energía primaria	2
Figura 2:	Ejemplo de la implementación de IEC-61968, en una empresa.....	6
Figura 3:	Macro proceso y proceso de apoyo.	11
Figura 4:	Aplicaciones típicas asignadas al modelo de interfaz de referencia.....	12
Figura 5:	Mapa de los sistemas de servicios típicos de las funciones comerciales de las IRM.	17
Figura 6:	Arquitectura de capas propuesto por TC57.	27
Figura 7:	Jerarquía de los diagramas UML2.0.....	29
Figura 8:	Diagrama de clases para el paquete Centro de Capacitación.	32
Figura 9:	Diagrama de objetos para el paquete Centro de Capacitación.	33
Figura 10:	Paquetes del CIM propuesto por TC57.	35
Figura 11:	Diagrama de clases de tipo de datos eléctricos.....	38
Figura 12:	Main del paquete <i>Core</i>	39
Figura 13:	Diagrama para el modelo de líneas del paquete <i>Wires</i>	42
Figura 14:	Diagrama TransformerModel.	44
Figura 15:	Diagrama de la clase Switch y sus clases heredadas.	45
Figura 16:	Diagrama de estructura de herencia básica del paquete <i>Meas</i>	48
Figura 17:	Diagrama principal del paquete <i>SCADA</i>	50
Figura 18:	Jerarquía de herencia para el paquete <i>Common</i>	52
Figura 19:	Diagrama de clases DCIMLoadModel del paquete <i>WiresExt</i>	53
Figura 20:	Diagrama de clases DCIMLineModel del paquete <i>WiresExt</i>	54

Figura 21: Diagrama de clases DCIMTransformerModel del paquete WiresExt.....	55
Figura 22: Diagrama de clases DCIMTapChangerModel del paquete WiresExt.	56
Figura 23: Diagrama de clases AssetsOverview.....	57
Figura 24: Diagrama de clases AssetsModelInheritance.	58
Figura 25: Diagrama de clases Work.....	58
Figura 26: Diagrama de clases del paquete Work.....	59
Figura 27: Diagrama de clases del paquete Metering.	60
Figura 28: Diagrama de clases del paquete PaymentMetering.	61
Figura 29: Diagrama unifilar de la S/E Miraflores (09).....	62
Figura 30: Diagrama de clases para el transformador de potencia.	64
Figura 31: Diagrama de clases para los elementos de conmutación.	65
Figura 32: Diagrama de clases para la conexión entre equipos y conductores.....	66
Figura 33: Diagrama de clases para la barra.	67
Figura 34: Diagrama de clases para la representación de los transformadores de medida.	68
Figura 35: Diagrama de clases para la representación del banco de capacitores.....	69
Figura 36: Representación del diagrama unifilar en UML.	69
Figura 37: Representación de capas para el proceso de construcción de mensajes.....	72
Figura 38: Actores y sistemas que intervienen.	79
Figura 39: Modelo del proceso de negocio para el DMS.....	80
Figura 40: Funciones de negocio para el DMS.....	81
Figura 41: Workflow Gestión de la red de distribución Macro.	85
Figura 42: Workflow FLIR solo con interruptores manuales.	100
Figura 43:Workflow FLIR segunda falla en relación con la primera que no está resuelta.	103
Figura 44:Workflow FLIR con interruptores automáticos y manuales.	108
Figura 45: Workflow Localización de cortocircuito.....	113
Figura 46: Workflow Localización de falla a tierra.	116
Figura 47: Workflow aislamiento de falla.	119
Figura 48: Workflow coloración de la red.	122
Figura 49: Workflow restauración del servicio.....	125

Figura 50: Workflow IVVC parte 1.....	129
Figura 51: Workflow IVVC parte 2.....	130
Figura 52: Workflow VVC ejecución programada.....	134
Figura 53: Workflow VVC ejecución por evento.....	138
Figura 54: Workflow Optimización VOLT/VAR.....	141
Figura 55: Workflow Alivio de carga (por relé de frecuencia).....	143
Figura 56: Workflow Alivio de carga (por orden).....	145
Figura 57: Workflow Maniobra de alimentadores basado en el análisis de contingencia.	147
Figura 58: Workflow predicción de la carga.....	151
Figura 59: Workflow Cálculo de flujo de potencia.....	154
Figura 60:Workflow análisis de contingencia.....	158
Figura 61:Workflow modo de estudio.	162
Figura 62:Workflow Sesión de entrenamiento.	165
Figura 63: Beneficios de implementar el DMS.	169
Figura 64: Muestra de la red de distribución.	175
Figura 65: ENS con y sin DMS para las empresas distribuidoras analizadas.....	188
Figura 66: CENS con y sin DMS para las empresas distribuidoras analizadas.....	189
Figura 67: Pérdidas técnicas con y sin DMS para las empresas distribuidoras analizadas.	192
Figura 68: Costos de pérdidas técnicas con y sin DMS para las empresas distribuidoras analizadas.....	193
Figura 69: Costos de O&M en las empresas distribuidoras analizadas con y sin DMS.	197

Tablas

Tabla 1: Serie de estándares de la norma IEC-61968.	7
Tabla 2: Multiplicidad.....	31
Tabla 3: Paquetes de IEC-61970-301.	36
Tabla 4: Tipos de datos eléctricos.....	37
Tabla 5: Paquetes de IEC-61968-11.	51

Tabla 6: Elementos principales empleados de la notación de diagrama de análisis.	77
Tabla 7: Elementos principales empleados de la notación BPMN.	79
Tabla 8: Casos de uso de las funciones principales empleados por el DMS.	83
Tabla 9: Beneficios en operación y planificación del DMS.	174
Tabla 10: Principales características de los sistemas existentes.	186
Tabla 11: Pérdidas de energía por distribuidora.	190
Tabla 12: Pérdidas de energía por distribuidora con implementación de un DMS parte 1.	191
Tabla 13: Pérdidas de energía por distribuidora con implementación de un DMS parte 2.	191
Tabla 14: Costo por Compra de Energía de las Empresas Distribuidoras.	192
Tabla 15: Factor de recuperación.	194
Tabla 16: Porcentaje de beneficio de implementar un DMS.	195
Tabla 17: Costos de O&M en las empresas distribuidoras analizadas.	196
Tabla 18: Ahorro económico total por la implementación de un DMS.	198
Tabla 19: Precios estimados.	199

Anexos

Anexo A 1: Main de IEC-61970-301.	I
Anexo A 2: Main de IEC-61968-11.	II
Anexo A 3: Figura B4, plantilla de caso de uso.	III
Anexo A 4: Area de concesión de las empresas distribuidoras.	IV
Anexo B 1: Funciones de negocio del IRM.	XIII
Workflow 1: Gestión de la red de distribución Macro.	XIV
Workflow 2: Gestión de la red de distribución Macro.	XV
Anexo C 1: Sistemas DMS ofertados en el mercado.	16XVI
Anexo C 2 Anexo Cronograma denuncia de Tesis.	XVII

Nomenclatura:

DMS	“Distribution Management System” “Sistema de Gestión de la Distribución”
OMS	“Outage Management System” “Sistema de Gestión de Interrupciones”
CIS	“Customer Information System” “Sistema de Información Comercial”
GIS	“Geographic Information System” “Sistema de Información Geográfica”
SCADA	“Supervisory Control And Data Acquisition” “Supervisión Control y Adquisición de Datos”
AMS	“Asset Management System” “Sistema de Gestión de Activos”
WMS	“Work Management System” “Sistema de Gestión de Trabajo”
MDM	“Meter Data Manager” “Gestor de Datos Medidos”
CIM	“Common Information Model” “Modelo Común de Información”
UML	“Unified Modeling Lenguaje” “Lenguaje de Modelado Unificado”
IED	“Intelligent Electronic Device” “Dispositivo Electrónico Inteligente”
LMS	“Load Management System” “Sistema de Gestión de Carga”
IEC	“International Electrotechnical Commission” “Comisión de Electrotécnica Internacional”
EPRI	“Electric Power Research Institute” “Instituto de Investigación de Energía Eléctrica”
CONELC	“Consejo Nacional de Electricidad”

CAPÍTULO I

1 FUNDAMENTO TEÓRICO

1.1 Introducción

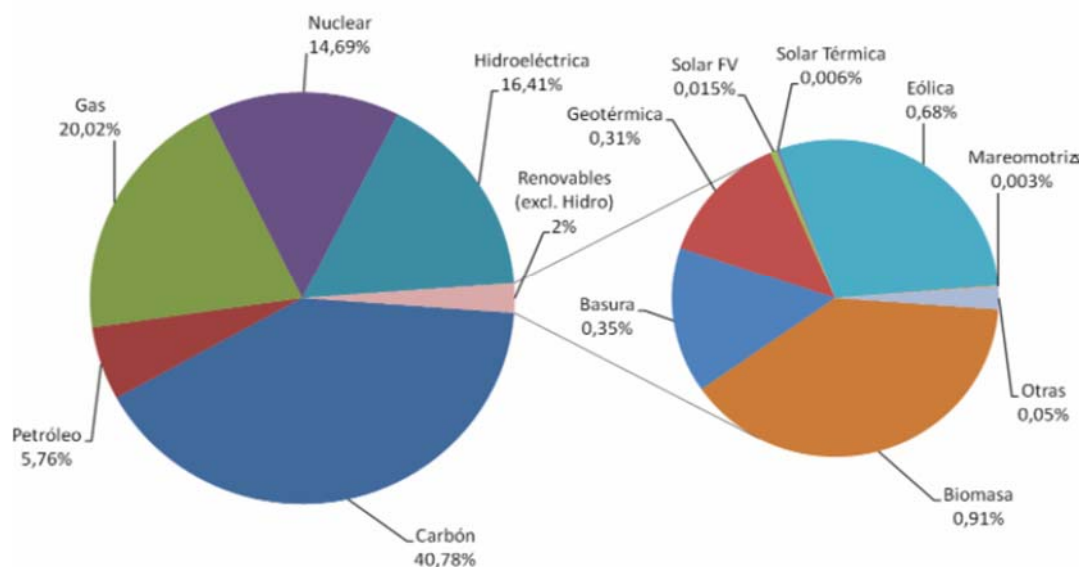
En la actualidad el continuo aumento de la población mundial, ha provocado que las ciudades se encuentren en constante crecimiento, esto ha generado que se requiera de un mayor consumo en la cantidad de los recursos naturales del planeta, tal consumo se lo realiza con el objetivo de buscar el desarrollo de las ciudades y cubrir las necesidades de sus habitantes, pero la manera de consumir los recursos naturales, que se lo ha estado realizando de forma indiscriminada, ha provocado niveles alarmantes de contaminación y el agotamiento de los mismos.

Esto es de preocupación mundial, relacionado a la sostenibilidad de los recursos naturales y la reducción de los niveles de contaminación.

El sector eléctrico, al depender del consumo de combustibles fósiles, para la generación termoeléctrica, ha contribuido al aumento de los niveles de contaminación.

Para mostrar la dependencia a este tipo de combustibles, se indica los porcentajes, relacionados con el tipo de energía primaria usada para la generación eléctrica, esto en la figura 1.

Generación mundial de electricidad por tipo de energía primaria (2006)



Fuente: IEA -*International Energy Agency*– (Organismo Internacional de Energía), World Energy Outlook, 2008. _ (1)

Figura 1: Porcentajes de generación mundial de electricidad en 2006 por tipo de energía primaria

A escala nacional, la situación energética no es muy distinta, el modelo energético provoca: contaminación al ambiente, afectación de los sistemas naturales y sobreproducción de residuos; además, las altas pérdidas de energía y las bajas recaudaciones afectan seriamente el desarrollo del sector y con ello del País.

En el caso particular de la distribución eléctrica, son muy pocas las Empresas Distribuidoras del País, que cumplen los parámetros de calidad de servicio, adicionalmente, presentan altos porcentajes de pérdidas técnicas y no técnicas, generándoles, grandes perjuicios financieros.

El CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), ha emitido la normativa para la calidad del servicio eléctrico, misma que debe ser aplicada por las Empresas Distribuidoras, ha efecto de mejorar sus procesos, esta normativa está relacionada con los índices de calidad TTIK (Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado) y FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado).

En las últimas décadas, las Empresas Distribuidoras del País emprendieron una serie de proyectos, con la finalidad de mejorar los procesos de operación y mantenimiento de la red, proyectos que fueron planificados sin una visión integradora de gestión, si no en función de cumplir requisitos de áreas específicas, y cuyos resultados positivos han sido restringidos a pocas empresas que han logrado mejorar su gestión. En las restantes empresas, que son la mayoría, los resultados han sido limitados.

El reto en la actualidad, a nivel mundial y nacional, es buscar un nuevo modelo energético, en el que se contemple aspectos como:

1. Eficiencia energética¹
2. Desarrollo de fuentes de generación eléctrica, que empleen recursos renovables
3. Reducción de los niveles de emisión de CO₂ (Dióxido de Carbono)
4. Desarrollo de Redes Inteligentes (Smart Grid)

Las naciones más desarrolladas, como parte del desarrollo de los conceptos de eficiencia energética y redes inteligentes, se encuentran planificando inversiones en ámbitos tecnológicos, de gestión, investigación y hábitos de consumo en la sociedad. Por lo que es necesario que nuestro País, se familiarice con estos aspectos, para ser beneficiarios de los resultados de estas investigaciones.

Como dijo Mackiewicz, investigador de redes inteligentes.

“La electricidad fluye de la misma forma en cualquier parte del mundo, por lo tanto, podemos construir un modelo que todos podamos utilizar y del que todos podamos beneficiarnos”.²

Dentro del concepto de Smart Grid, está el DMS –*Distribution Management System*– (Sistema para la Gestión de la Distribución).

¹ Un sistema es más eficiente energéticamente, en la medida en que necesita menos energía para conseguir los mismos resultados.

² MACKIEWICZ, Ralph, investigador de redes inteligentes, miembro del grupo de usuarios del CIM.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Determinar los requerimientos básicos necesarios para la implementación del sistema DMS -Distribution Management System- (Sistema para la Gestión de la Distribución), enfocado en la planificación y operación de la red de distribución eléctrica; teniendo como referencia investigaciones de carácter eléctrico, realizadas por organizaciones reconocidas a nivel mundial, entre ellas: IEC-*International Electrotechnical Commission*- (Comisión de Electrotécnica Internacional) y EPRI- *Electric Power Research Institute*- (Instituto de Investigación de Energía Eléctrica).

1.2.2 Objetivos Específicos

- Definir el DMS y describir cada uno de los principales sistemas relacionados al DMS.
- Describir el CIM-*Common Information Model*- (Modelo Común de Información).
- Indicar a manera descriptiva, la representación de los dispositivos eléctricos de forma real, a modelo lógico.
- Identificar los procesos que interviene en la planificación y operación de la red eléctrica.
- Determinar las funcionalidades del DMS, relacionadas con la planificación y operación de la red eléctrica.
- Realizar el flujo de trabajo o (workflow), que permitirá identificar quien ejecuta el proceso de negocio.
- Presentar información actualizada de los sistemas relacionados al DMS, que se encuentran implementados en las Empresas Distribuidoras del País, con mayor desarrollo en la gestión de la distribución.
- Indicar a manera de ejemplo los niveles de índices de calidad, costos de operación y mantenimiento de las redes de distribución eléctrica, reportadas en el año 2010, por

las Empresas Distribuidoras con mayor desarrollo en la gestión de la distribución del País.

- A manera de ejemplo presentar los beneficios cuantitativos a obtenerse después de la implementación de un DMS para las Empresas Distribuidoras con mayor desarrollo en la gestión de la distribución del País.

1.3 Investigaciones relevantes para el DMS

Para realizar este trabajo se hará uso, de los estudios de dos institutos de investigación eléctrica a nivel mundial, como son: IEC y EPRI.

1.3.1 Comisión de Electrotécnica Internacional (IEC³)

Es una organización mundial para la normalización, que incluye todos los Comités Eléctricos Nacionales. El objetivo de IEC es promover la cooperación internacional en todas las cuestiones relacionadas a la normalización, en los campos eléctricos y electrónicos, como complemento a otras actividades, el IEC publica Normas Internacionales, su preparación está a cargo de los comités técnicos.

El Comité Técnico 57 (TC 57), desarrolla varias normas que se ocupan de diversas cuestiones, en la comunicación del sistema de potencia y control. El Grupo de Trabajo 14 (WG14), del TC57, está a cargo de la serie estándar IEC-61968 que considera los DMS –*Distribution Management System*– (Sistema para la Gestión de la distribución).

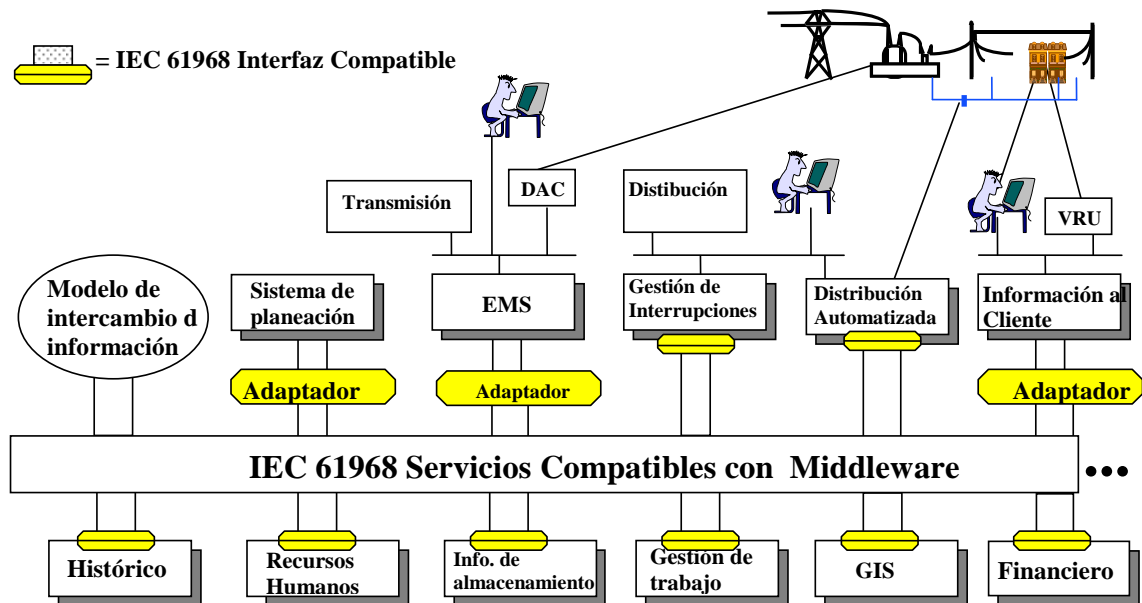
A continuación, se hará una breve descripción de los estándares relacionados, con la planificación y la operación de la red de distribución eléctrica, en razón de que estas actividades son parte fundamental en la realización del presente trabajo de investigación.

1.3.1.1 Estándar IEC-61968 [\(2\)](#)

³ IEC por sus siglas en ingles: International Electrotechnical Commission.

Tiene la finalidad de sugerir un modelo estandarizado, para facilitar la integración de aplicaciones de diferentes sistemas distribuidos, mediante el uso de interfaces, para alcanzar la interoperabilidad de software de aplicación, empleados para la gestión de redes y de servicios de distribución eléctrica, esto apoyado mediante el uso de un CIM.

Tener un modelo de datos común, permitirá definir las interfaces estandarizadas de aplicación, permitiendo así que los datos y los servicios se intercambien entre las aplicaciones, como se muestra en la figura 2.



Fuente: IEC, System Interfaces For Distribution Management Part 1, 2002.
 Figura 2: Ejemplo de la implementación de IEC-61968, en una empresa.

Este estándar para su mejor comprensión se ha subdividido, en los estándares que se detallaran en los numerales 1.3.1.2 al 1.3.1.5.

1.3.1.2 Estándar IEC-61968-1 (2)

Este estándar es desarrollado y actualizado por el WG14, el cual sugiere una arquitectura referencial que se encuentra conformada por funciones y sub-funciones de negocio, para el proceso de distribución, misma que se la denomino IRM-*Interface Reference Model*- (Modelo de Interfaz de Referencia).

1.3.1.3 Estándar IEC-61968-2_(3)

Este estándar presenta el glosario de términos técnicos, empleados por el estándar IEC-61968.

1.3.1.4 Estándares IEC-61968-3 a IEC-61968-10

Esta serie de estándares definen la interfaz⁴, que se empleará para cada una de las funciones de negocio descritas en el IRM del estándar IEC-61968-1.

Estándar	Objetivo
IEC-61968-3	Interfaz estándar para la operación de la red.
IEC-61968-4	Interfaz estándar para el registro y gestión de activos.
IEC-61968-5	Interfaz estándar para la planificación y optimización de la operación.
IEC-61968-6	Interfaz estándar para el mantenimiento y construcción de las redes.
IEC-61968-7	Interfaz estándar para la planificación de la ampliación de las redes eléctricas.
IEC-61968-8	Interfaz estándar para la atención al cliente.
IEC-61968-9	Interfaz estándar para el control y lectura de medidores.
IEC-61968-10	Interfaz estándar para los sistemas externos y de soporte a la gestión de la distribución.

Fuente: IEC, Serie de estándares de la norma IEC-61968, 2002

Tabla 1: Serie de estándares de la norma IEC-61968.

1.3.1.5 Estándar IEC-61968-11_(4)

Describe las extensiones al modelo de información, utilizados en los sistemas de distribución eléctrica, tales como: Sistemas de Gestión de Distribución, Sistemas de Gestión de Interrupciones, y Sistemas de Gestión de trabajo.

A estas extensiones se las denomina DCIM - *CIM with Distribution extensions*- (Modelo Común de Información con Extensiones para la Distribución)⁵.

⁴ **Interfaz:** parte de un programa, que permite el flujo de información entre un usuario y la aplicación, o entre la aplicación y otros programas. Constituida por un conjunto de comandos y métodos que permiten estas intercomunicaciones.

IEC-61968, es un estándar derivado y hace referencia de muchos de los componentes de la norma IEC-61970-301 núcleo, estos estándares orientan al intercambio de datos de sistemas eléctricos y de sistemas de software.

1.3.1.6 Estándar IEC-61970-301⁽⁵⁾

Define el núcleo del CIM para el EMS *-Energy Management System-* (Sistema para la Gestión de Energía), de una Empresa Eléctrica, incluyendo muchas clases que podrían ser útiles en una variedad más amplia de aplicaciones. Debido al tamaño de las clases del CIM se agrupan en paquetes de lógica, estos paquetes se mantienen por separado en las normas internacionales.

El estándar proporciona el núcleo CIM, con los paquetes que se centran en los Sistemas para la Gestión de Distribución (DMS), incluyendo los activos, trabajo, clientes, control de carga, medición y otros.

1.3.2 Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI⁶)(6)(7)

Es un centro americano de energía, dedicado a la investigación, de carácter independiente, de interés público. Su propósito es trabajar en las soluciones a los desafíos de la energía eléctrica, estas soluciones cubren casi todas las áreas de generación, distribución y transmisión de energía eléctrica. Esta organización tiene el objetivo de crear una "auto-recuperación" del sistema de energía, que será capaz de manejar situaciones de emergencia, adaptarse a entornos de servicios públicos y cubrir las necesidades del mercado y los clientes.

Además:

⁵ **DCIM:** trata la mayor parte de necesidades de dominio de un modelado DMS.

⁶ **EPRI** por sus siglas en ingles: Electric Power Research Institute.

“EPRI lleva a cabo la investigación en áreas donde la CIM necesita definiciones adicionales, tales como CIM para la planificación y CIM para la preparación de modelos dinámicos. EPRI también juega un papel en la introducción de la CIM en otras actividades de investigación en el que se puede utilizar las grandes iniciativas como el programa IntelliGrid.

*EPRI coordina las pruebas de interoperabilidad anuales, que son pruebas de varios proveedores de sistemas de software para validar que se puede intercambiar información basada en una definición de la CIM.⁷”*_(8)

1.3.2.1 IntelliGrid_(7)

El proyecto IntelliGrid fue planteado con dos objetivos. En primer lugar, la identificación de las funciones de negocio. En segundo lugar, el desarrollo de la propia arquitectura, con las necesidades del negocio, respecto a los requisitos funcionales, de configuración y rendimiento, base para los requerimientos de información necesarios para apoyar a las características de potencia deseada del sistema.

El proyecto está basado en estándares y mejores prácticas del sector, por ejemplo, la norma IEC-61968 para la gestión de la distribución.

1.4 Definición del DMS

“El Sistema proporciona herramientas eficaces para gestionar los procesos de negocio relacionados con: la gestión de red, gestión de interrupciones, calidad de la energía y otras prácticas de apoyo operacional.”⁸_(3)

⁷ **EPRI**, Common Information Model for Distribution An Introduction to the CIM for Integrating Distribution Applications and Systems, Palo Alto, CA: 2008. p26.

⁸ **IEC**, *Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management*, Ginebra, 2003, p.11.

Es el sistema que permite gestionar eficazmente, la planeación de la operación y la operación de la red de distribución eléctrica, proporcionando órdenes de conmutación, sustentado en los análisis de flujo de carga, para minimizar las pérdidas y las sobrecargas de los equipos y sobre todo apoyar en la decisión de la menor afectación en la calidad y continuidad del servicio eléctrico, apoyado en las decisiones operativas mediante el conocimiento del estado en línea de la red.

La importancia de un DMS aumentará conforme se vayan migrando las redes actuales a redes “inteligentes”, con la incorporación de generación distribuida, el desarrollo de los sistemas como el AMI -*Advanced Metering Infrastructure*- (Infraestructura de Medición Avanzada) o AMR -*Automated Meter Reading*- (Lectura Automática de Medidores), entre otros.

1.5 Descripción de las funciones de negocio del DMS (2)

Una función de negocio se compone generalmente de actividades, que normalmente se realiza dentro de una unidad organizativa específica en la compañía eléctrica.

Para explicar las funciones de negocio, primero se definirá que es un proceso y cuáles son los principales, procesos de negocio de una empresa distribuidora.

1.5.1 Definición de proceso y enfoque basado en procesos

Según la norma ISO-9000 (Organización Internacional de Normalización), que describe los fundamentos de los sistemas de gestión de la calidad y especifica la terminología.

Define como procesos y enfoque basado en procesos:

“Cualquier actividad, o conjunto de actividades, que utiliza recursos para transformar elementos de entrada en resultados puede considerarse como un proceso.

Para que las organizaciones operen de manera eficaz, tienen que identificar y gestionar numerosos procesos interrelacionados y que interactúan. A menudo el resultado de un proceso constituye directamente el elemento de entrada del siguiente proceso. La identificación y gestión sistemática de los procesos empleados en la organización y en particular las interacciones entre tales procesos se conocen como enfoque basado en procesos."⁹ (9)

1.5.2 Procesos de negocio de una Empresa Distribuidora

En el caso de la administración de la distribución eléctrica, se tienen dos macro procesos relacionados entre sí que son: comercialización y distribución¹⁰ apoyadas por procesos de soporte como se muestra en la figura 3.



Fuente: Los autores, Macro proceso y proceso de apoyo, 2011.

Figura 3: Macro proceso y proceso de apoyo.

El macro proceso de distribución a su vez está integrado por procesos como son: operación, mantenimiento y construcción. Dentro de los cuales, los procesos operación y mantenimiento, son los que más atención ameritan por su implicación en la economía de las empresas distribuidoras.

En la actualidad las empresas de toda índole están cambiando su forma de administrar por una gestión basada en procesos, debido a la ineficiencia que representa las organizaciones verticales departamentales y motivadas a que la gestión por procesos es

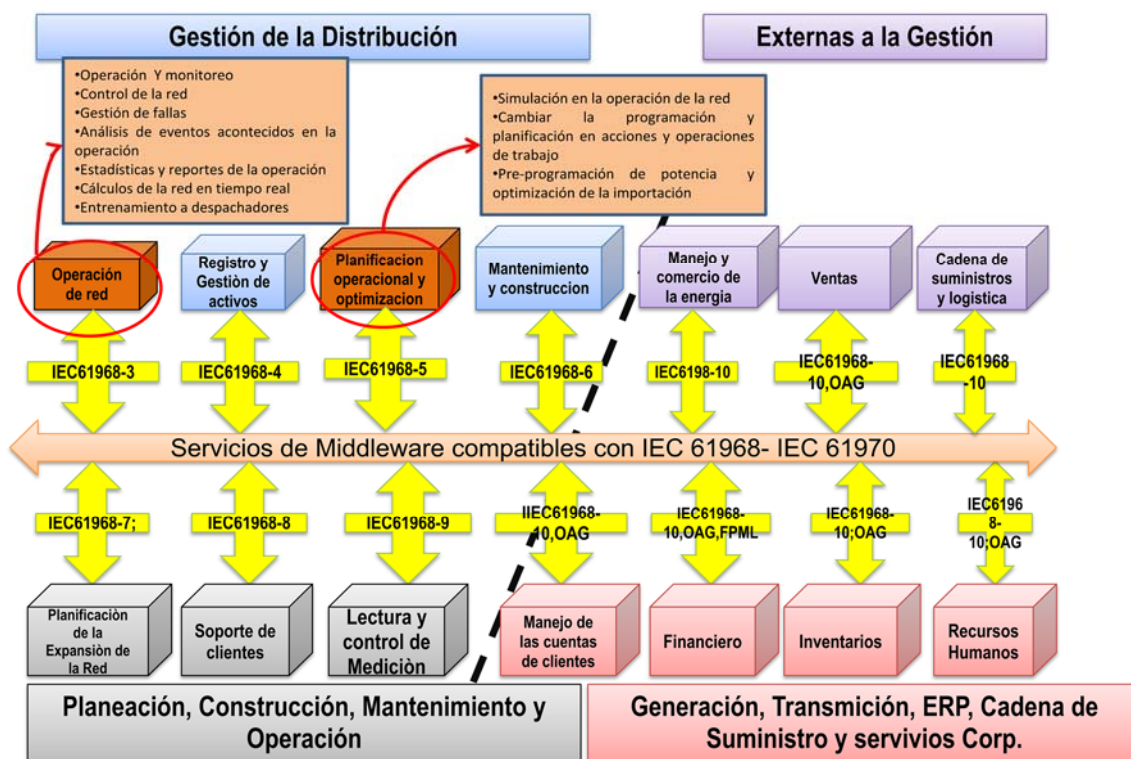
⁹ ISO 9000, Sistemas de gestión de la calidad - Fundamentos y vocabulario , Ginebra, 2005, p.10

¹⁰ En algunos países la distribución se encuentra legalmente separada de la comercialización.

uno de los enfoques que permite mejorar la eficiencia y la eficacia, mediante la gestión horizontal, cruzando las barreras entre diferentes unidades funcionales o departamentales, para unificar sus enfoques hacia las metas principales de la organización.

1.5.3 Funciones de negocio sugeridas por IEC, para la arquitectura DMS (2)(6)

IEC-61968, propone segmentar el proceso de distribución eléctrica mediante el uso de una arquitectura de referencia, en el IRM, el cual consta de catorce funciones de negocios, como se muestra en la figura 4.



Fuente: IEC, System Interfaces For Distribution Management Part 1, 2002. (2)

Figura 4: Aplicaciones típicas asignadas al modelo de interfaz de referencia.

Todas las funciones de negocio se detallan en las sub-funciones y componentes abstractos, donde los componentes abstractos son definidos como parte de un sistema de software que soporta una o más interfaces.

Como se observó en la figura 4, las funciones relacionadas con la gestión de la distribución sugeridas por IEC se muestran y se detallan del numeral 1.5.3.1 al 1.5.3.8.

1.5.3.1 NO –Network Operation– (Operación de la Red)

Se compone de las funciones de seguimiento y control de la red eléctrica. Esto incluye también las funciones relativas a la gestión de fallas, así como la operación estadística. Algunos ejemplos de los componentes dentro de esta función de negocio son la supervisión de la red, control de potencia reactiva, control de interruptor remoto, coordinación de incidentes importantes, localización de fallas mediante el análisis de los detectores de fallas y/o llamadas que reportan averías, información sobre incidentes de los clientes, el análisis de la operación del dispositivo, etc.

1.5.3.2 AM – Records and Asset Management– (Registro y Gestión de Activos)

Incluye sub-funciones como: inventario de la red y subestación, la planificación de la inversión en activos como estrategia de mantenimiento, gestión de riesgos, apoyo a las decisiones y la asignación de presupuesto.

1.5.3.3 OP - Operational Planning and Optimization – (Planificación de la Operación y Optimización)

Consiste en funciones a nivel de simulación de operaciones de la red, como: cómputo de flujos de potencia, simulación de maniobras, análisis de riesgo de sobrecalentamiento de los elementos de la red, etc. También la programación de la acción del interruptor y la transferencia de alimentadores de energía, son parte de la programación de esta función de negocio.

1.5.3.4 MC – Maintenance and Construction – (Mantenimiento y Construcción)

Incluyen todas las funciones, teniendo en cuenta: el mantenimiento y la inspección, la construcción, el diseño y planificación del trabajo. Algunos ejemplos de componentes abstractos son: el cierre de órdenes de trabajo, estimación de costos de trabajo, gestión del flujo de trabajo, planificación de tareas de trabajo, los resultados de inspección sobre el terreno, entre otras.

1.5.3.5 NE –Network Extension Planning– (Planificación para la Ampliación de la Red)

Considera: cálculos de la red, supervisión y cumplimiento de la construcción.

1.5.3.6 CS –Customer Support– (soporte al cliente)

Consiste en el servicio al cliente y la gestión de llamadas con problemas. Esto incluye partes como: solicitud de servicio, estado de las reparaciones, la conexión del cliente, las llamadas con avería o cortes, calidad de la energía, las notificaciones previstas de corte del servicio, medios de comunicación y el historial de corte.

1.5.3.7 MR -Meter Reading and Control- (Lectura y control de Medición)

Incluye la lectura de contadores como: AMI y AMR; así como el control de la carga.

1.5.3.8 Sub-funciones de apoyo al DMS

Las siguientes sub-funciones de negocio, son de apoyo a la gestión del sistema de distribución eléctrica, por lo cual solo se las citara.

- *Bulk Energy Management* (Gestión de la Energía)
- *ET – Energy Trading* – (Comercialización de la Energía)

- RET – *Retail* – (Venta al por Menor)
- SAL – *Sales* – (Ventas)
- SPM – *Stakeholder Planning and Management* – (Planificación y Gestión de las Partes Interesadas)
- SC – *Supply Chain and Logistics* – (Cadena de Suministro y Logística)
- ACT – *Customer Account Management* – (Administración de las Cuentas de los Clientes)
- FIN – *Financial*– (Financiero)
- BPR – *Business Planning and Reporting*– (Planes de Negocio y Presentación de Informes)
- HR – *Human Resources*– (Recursos Humanos)

1.5.4 Funciones de negocio sugeridas por EPRI para la arquitectura del DMS_(6) (7)

Como se observó en el numeral 1.3.2.1, que está relacionado con el IntelliGrid, este propone segmentar el proceso de distribución eléctrica, en las siguientes funciones de negocios.

1.5.4.1 ADA –Advanced Distribution Automation- (Automatización Avanzada de Distribución)

Tiene por objetivo, mejorar la confiabilidad del servicio de alimentación del sistema, calidad de la energía y la eficiencia de la red de alimentación, mediante la automatización de los siguientes procesos: control de la operación de la red de distribución, procesamiento de la información casi en tiempo real, toma de decisiones óptima, y el control de las operaciones de distribución en coordinación con los sistemas de transmisión y generación.

1.5.4.2 DAC –Data Acquisition and Control- (Adquisición y Control de Datos)

Esta proporciona los datos en tiempo real, así como el envío de comandos de control a los diferentes dispositivos de campo.

1.5.4.3 DER -Distributed Energy Resources- (Generación Distribuida)

El propósito de la actividad de generación distribuida, es permitir un mecanismo mediante el cual un operador del sistema puede llamar a los clientes durante los períodos pico de consumo de energía y que tienen generadores de emergencia para desconectarse de la red eléctrica y consumir de sus propios generadores.

1.6 Descripción de los sistemas relacionados con la arquitectura del DMS

1.6.1 Sistemas sugeridos por IEC_(2)

IEC-61968, emplea un perfil típico que relaciona los sistemas de una empresa de distribución, para cada función de negocio, sugerida por IEC, que se muestra a continuación en la figura 5.



Los Autores: Mapa de los sistemas de servicios típicos de las funciones comerciales de las IRM, 2002.
 Figura 5: Mapa de los sistemas de servicios típicos de las funciones comerciales de las IRM.

1.6.2 Sistemas relacionados sugeridos por EPRI

IntelliGrid emplea los siguientes sistemas de apoyo a la función ADA. Estos procesos se realizan a través de interfaces directas con diferentes bases de datos y sistemas, (OMS, CIS, SCADA/DMS, GIS, AMS y WMS).

1.6.3 Definición de los Sistemas relacionados con la arquitectura del DMS o sistemas críticos

1.6.3.1 CIS -Customer Information System- (Sistema de Información Comercial)

Es un sistema que integra funciones de negocio y tecnología con la finalidad de administrar la información del cliente, generar facturas, solicitudes de despacho de servicios, y "manejar" relaciones con los clientes al proporcionar información de utilidad de las necesidades individuales de cada cliente y sus preferencias.

1.6.3.2 GIS -Geographical Information System- (Sistema de Información Geográfica)

Es un sistema que integra de forma organizada, componentes de hardware, software¹¹ y datos geográficos para georreferenciación. Con la finalidad de resolver problemas complejos en la gestión de la información espacial¹² y su planificación, ya que disminuye la incertidumbre del inconveniente mediante el modelamiento de la realidad, consiguiendo una fácil toma de decisiones. Para ello necesita:

- Crear datos: esto lo realiza a través del método de la digitalización de mapas impresos.
- Representación de datos: esto lo hace por objetos que pueden ser discretos como casas y edificios o continuos como montañas.
- Almacenamiento de datos, esto lo puede hacer por dos métodos:
 - Raster: las imágenes digitales se las representa en forma de mallas, que dividirá el espacio en celdas, las cuales formaran filas y columnas, estas celdas poseerán un único valor. Este método se enfoca más en las propiedades del espacio.
 - Vectorial: mantiene las formas geométricas de las figuras, asociadas a filas de base de datos las cuales poseen sus atributos. Este método se enfoca en la precisión sobre el espacio.

1.6.3.3 GTC O WMS –Work Management System– (Gestión de Trabajo en Campo)

¹¹ Software: capaces de procesar, analizar y administrar información tanto numérica como gráfica.

¹² Aspectos de gestión espacial como:

Localización: preguntar por las características de un lugar concreto.

Condición: el cumplimiento o no de unas condiciones impuestas al sistema.

Tendencia: comparación entre situaciones temporales o espaciales distintas de alguna característica.

Rutas: cálculo de rutas óptimas entre dos o más puntos.

Pautas: detección de pautas espaciales.

Modelos: generación de modelos a partir de fenómenos o actuaciones simuladas.

Es el sistema que integra de forma organizada funciones de negocio y tecnología para facilitar la gestión de la construcción, mantenimiento y operaciones, atendiendo las solicitudes de trabajo, mediante la automatización y racionalización de los procesos de negocio necesarios para: iniciar, seguir, diseñar, calcular y programar solicitudes de trabajo. Así como la gestión de cuadrillas.

1.6.3.4 MDM –Meter Data Manager- (Gestor de Datos Medidos)

Es el sistema que integra de forma organizada funciones de negocio y tecnología para ayudar a gestionar un incremento exponencial en el volumen de datos, generado por los AMI y mejora la eficiencia operativa, servicio al cliente, la previsión de la energía, la confiabilidad del sistema de distribución, gestión de la demanda, y de cumplimiento normativo.

Un sistema MDM lleva a cabo la gestión y el almacenamiento de grandes cantidades de datos, que están siendo entregados por sistemas inteligentes de medición. Estos datos se componen principalmente de información que se importan desde la infraestructura de Medición Avanzada (AMI) o la lectura automática de medidores (AMR).

Los beneficios pueden ser vistos en la facturación, servicio al cliente, gestión de interrupciones y el análisis de las operaciones de servicios públicos.

1.6.3.5 OMS-Outage Management System- (Sistema de Gestión de Interrupciones)

Es un sistema que integra funciones de negocio y tecnología (modelos de conectividad e interfaces gráficas¹³) para realizar la gestión de interrupciones del suministro de energía eléctrica por ordenador.

¹³ Obtenidas de la base de datos del GIS

Para esto, realiza: Gestión de llamadas de clientes con problemas en su suministro, notificaciones al cliente, despacho de órdenes de trabajo debido a problemas eléctricos, gestión de cuadrillas de trabajo, genera reportes de confiabilidad, análisis y predicción de cortes de suministro.

1.6.3.6 SAT (Sistemas de Análisis Técnico)

Son sistemas programables, que posee interfaz a sistemas matemáticos con la finalidad de realizar flujos de carga óptima, permitiendo realizar actividades como las siguientes:

- Apoyar a los investigadores y diseñadores en la creación de nuevos modelos de sistemas de potencia.
- Es ideal para determinar la forma de mitigar las limitaciones de la manera más económica, y que informe el costo de hacer cumplir las restricciones de línea.
- Simular los disturbios normales que se presentan en el sistema para analizar el comportamiento del mismo, así como disturbios improbables para determinar los límites del sistema.
- Permite analizar las mejores condiciones para realizar transferencias de carga.
- Análisis de confiabilidad. Etc.

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

Es el sistema que integra de forma organizada funciones de negocio y tecnología para la administración de la red eléctrica, casi en tiempo real, apoyando la operación del centro de control de distribución, incluido el control, supervisión y adquisición de datos de equipos automatizados en subestaciones y redes de distribución.

Este sistema permite:

- Recabar, almacenar y mostrar información, en forma continua y confiable, correspondiente a las señales de dispositivos de campo: estados de equipos, mediciones, alarmas, etc.

- Ejecutar acciones de control iniciadas por el operador, tales como: abrir o cerrar interruptores, acoplar generadores al sistema, etc. Alertar al operador de cambios detectados en el sistema, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas), como cambios que se produzcan en la operación diaria del sistema (eventos).
- Estos cambios son almacenados en el sistema para su posterior análisis.

Aplicaciones en general, basadas en la información obtenida por el sistema, tales como: reportes, gráficos de tendencia, historia de variables, cálculos, predicciones, detección de fallas, etc.

1.6.3.8 SGA o AMS –Asset Management System– (Sistema de Gestión de Activos)

Es el sistema que integra de forma organizada funciones de negocio y tecnología para actuar sobre los activos de las empresas, que están involucrados directamente en la producción y su uso permite monitorear los costos que genera un activo durante su ciclo de vida y disminuir las interrupciones imprevistas. La gestión de activos se encarga, de asegurar que todos los equipos de campo en los que se ha gastado dinero, trabajen de la mejor manera y que el usuario esté informado de lo que sucede a medida que transcurre el tiempo, con el fin de tomar decisiones de forma documentada ya que entrega información de los activos, alertas y alarmas de mantenimiento, monitoreo del ciclo de vida del activo, indicadores de gestión para la medición de estrategias de la compañía y mejoras en la seguridad industrial.

Tiene un enorme impacto en el tiempo operativo, la producción, la calidad de producto y los costos de producción. Cuando los activos funcionan bien, el retorno aumenta.

La optimización de activos a través de un AMS es clave para mejorar la rentabilidad, ayuda a los usuarios a optimizar sus activos: tecnología, experiencia y procesos de trabajo, permitiendo realizar las labores de mantenimiento en menor tiempo, aumentando la eficiencia y finalmente reduciendo los costos.

1.7 Definición de interoperabilidad de sistemas críticos **(8)**

La definición de interoperabilidad es:

“La habilidad de dos o más sistemas o componentes, para intercambiar información, y el uso de la información que puede ser intercambiada”¹⁴.

Uno de los objetivos ideales, definidos para la interoperabilidad de sistemas, con frecuencia es el concepto de “conectar y funciona” o “plug-and-play”.

Plug-and-play, se define generalmente como un objetivo, en que la integración del sistema es capaz de configurar una conexión, entre un sistema de software simplemente “conectándolo”, esto se consigue mediante el uso de “adaptadores”, que automáticamente determinan la naturaleza del nuevo sistema conectado, para que esté correctamente configurado y puede comenzar a operar perfectamente.

Hay muchas técnicas que favorecen la interoperabilidad y reducen la distancia de integración, entre estas:

- Utilizar el CIM para la integración
- Usar las normas generales de software y tecnología
- Reducir al mínimo la cantidad de códigos desarrollados por las propias empresas eléctricas
- Usar gateways y convertidores de protocolo

El éxito en la gestión de toda empresa se soporta en procesos sólidos y eficientes, que faciliten a los administradores la toma de decisiones gracias a la consistencia, integridad, oportunidad y disponibilidad de la información que generen sus sistemas de gestión empresarial y sus sistemas de misión crítica.

¹⁴ EPRI, http://intelligrid.ipower.com/IntelliGrid_Architecture/High_Level_Concepts

Es así que las empresas que quieren mantenerse y liderar, deben desarrollar estrategias orientadas a crear ventajas competitivas basadas principalmente en la mejora de la productividad, en la orientación al cliente, la optimización de recursos y la agilización de los procesos de trabajo, teniendo en cuenta los estándares y normas de nivel mundial.

CAPÍTULO II

2 DEFINICIÓN Y ESTUDIO DEL CIM

En este capítulo, se explicará de forma descriptiva los principales paquetes y clases, citados en los estándares: IEC-61970-301 e IEC-61968-11, con la finalidad de modelar dispositivos reales de la red, a una estructura de lenguaje estándar, el cual pueda ser entendido por personas y aplicaciones de sistemas.

2.1 Definición CIM [\(4\)](#)[\(5\)](#)[\(10\)](#)[\(11\)](#)[\(12\)](#)

El CIM es un modelo de información lógica, destinado a ser utilizado en la definición de mensajes, entre sistemas independientes, facilitando la integración de aplicaciones de software, propias o desarrolladas de forma independiente por diferentes proveedores, dentro de una empresa eléctrica.

Proporciona una forma estándar para representar los recursos del sistema eléctrico, como: clases, objetos y atributos, junto con sus relaciones. El CIM facilita la integración, mediante la definición de un lenguaje común, es decir: la semántica¹⁵ y la sintaxis¹⁶.

2.1.1 Que es CIM

“Un modelo de información es una representación abstracta y formal de los objetos, sus atributos, sus asociaciones con otros objetos, así como el comportamiento y las operaciones que se pueden realizar en ellos. Los objetos modelados pueden ser objetos físicos, tales como los dispositivos de

¹⁵ **Semántica:** se refiere a los aspectos del significado, sentido o interpretación del significado de un determinado elemento, símbolo, palabra, expresión o representación formal.

¹⁶ **Sintaxis:** Conjunto de reglas formales que para un lenguaje de programación determinan si una secuencia de código fuente es un programa bien formado en este lenguaje

*una red eléctrica, o pueden ser los mismos abstractos, como los objetos utilizados en un sistema de información de los clientes”.*¹⁷ (8)

Es el lenguaje común, para navegar y acceder a estructuras de datos complejas en cualquier base de datos. Proporciona una vista jerárquica de los datos para la navegación y el acceso.

2.1.2 Que no es CIM

- El CIM es un modelo de información lógica, destinado a ser utilizado en la definición de mensajes entre sistemas independientes, por tal motivo no debe ser confundido con una base de datos física.
- El CIM, no dicta las tecnologías de plataforma como: Windows, Linux, Java, C + +, C #, Oracle o SQL Server, etc.
- Para la integración de sistemas no es necesario que los datos se almacenen bajo parámetros de un modelo de base de datos CIM, sino que los mensajes deben relacionarse a un modelo de mensajería CIM, para su intercambio.
- Especifica las relaciones no la forma como almacenarlas.

2.1.3 Características del CIM

- Representación de datos de una manera estándar, para que puedan acceder muchas aplicaciones de software.
- Se utiliza para modelar datos o el intercambio de mensajes.
- Describe los elementos necesarios para detallar los componentes. Para las interfaces con sistemas de gestión de energía.
- Si bien puede parecer complejo, simplifica enormemente la interoperabilidad entre aplicaciones de software.
- El CIM está orientado a sistemas:

¹⁷ **EPRI**, Common Information Model for Distribution An Introduction to the CIM for Integrating Distribution Applications and Systems, Palo Alto, CA: 2008. p26.

- de gestión y transmisión de energía (EMS y DMS)
 - de planeación de la distribución/transmisión
 - de gestión de activos
 - de información del cliente
 - de información geográfica
 - de gestión de fallas
 - de gestión de personal y cuadrillas
- Puede incluir la estructura total de datos dentro de una empresa.
 - Puede ser aplicado de forma jerárquica, de relaciones, objetos, etc.
 - Un modelo de información de uso común puede proporcionar la semántica que una comunidad de integradores entiende fácilmente.
 - La ampliación del modelo de información del CIM es admisible e incluso prevista.

2.2 Arquitectura de capas para el CIM_(8)_(12)_(13)

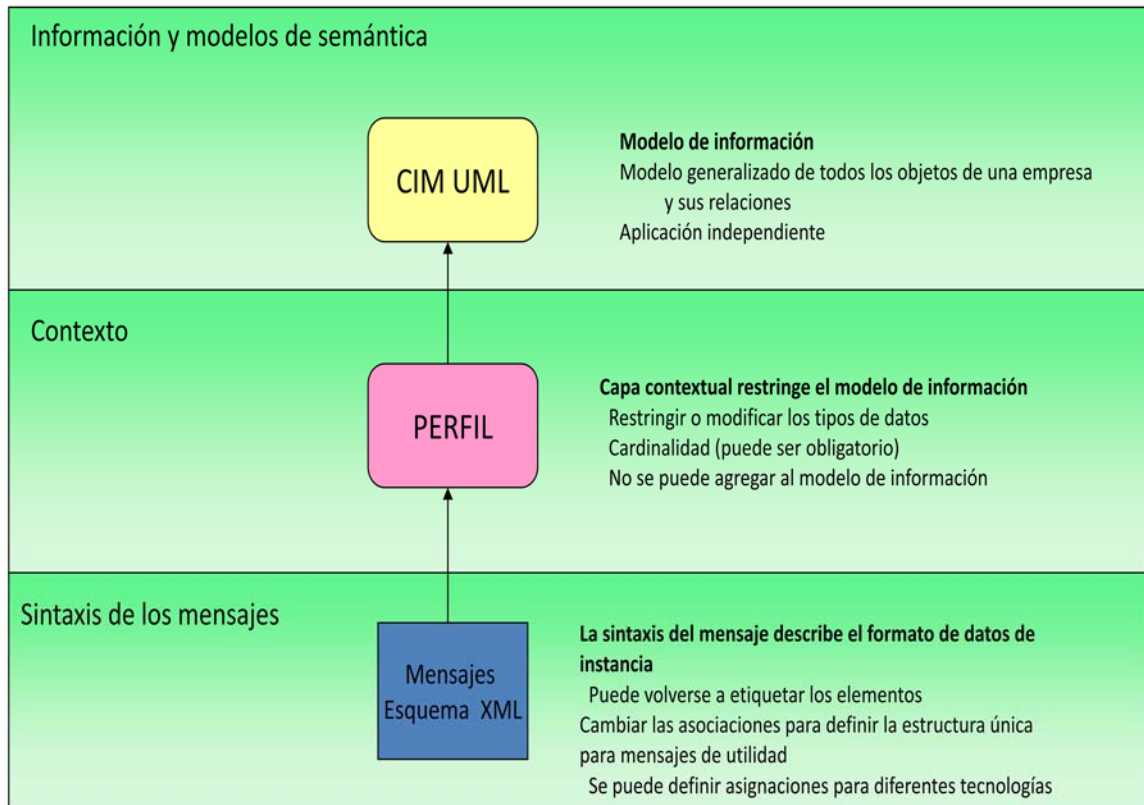
Para realizar el estudio del CIM bajo los estándares IEC, se necesita de un marco de organización.

El comité técnico 57 (TC57) propuso las siguientes capas:

- Modelo de información: esta capa se explicará con más detalle en el numeral 2.3.
- Modelo contextual¹⁸: esta capa se explicará con más detalle en el numeral 2.4.
- Sintaxis de mensaje: esta capa se explicará con más detalle en el numeral 2.5.

Los conceptos previamente señalados se muestran en la figura 6:

¹⁸ **Contexto:** es un conjunto de circunstancias en que se produce el mensaje o información (lugar y tiempo, conocimiento del emisor y receptor), que permiten su correcta comprensión.



Fuente: IEC, Arquitectura de capas propuesto por TC57, 2011
 Figura 6: Arquitectura de capas propuesto por TC57.

2.2.1 Información y Modelo de Semántica

Esta capa sugiere un modelo estandarizado de todos los objetos de una empresa y sus relaciones, para esto emplea el UML –*Unified Modeling Lenguaje*– (Lenguaje de Modelado Unificado).

Por tal motivo se realizará una breve introducción de este tipo de lenguaje.

2.2.1.1 Lenguaje Unificado de Modelado (UML¹⁹) (10)(11)(12)(14)(15)

“El Lenguaje Unificado de Modelado (UML) es un lenguaje de modelado visual que se usa para especificar, visualizar, construir y documentar artefactos de un sistema de software. Captura decisiones y conocimiento

¹⁹ **UML** por sus siglas en ingles: *Unified Modeling Lenguaje*.

sobre los sistemas que se deben construir. Se usa para entender, diseñar, configurar, mantener, y controlar la información sobre tales sistemas. Está pensado para usarse con todos los métodos de desarrollo, etapas del ciclo de vida, dominios de aplicación y medios. El lenguaje de modelado pretende unificar la experiencia pasada sobre técnicas de modelado e incorporar las mejores prácticas actuales en un acercamiento estándar”²⁰.(14)

El Lenguaje Unificado de Modelado (UML), es un lenguaje formal descriptivo que unifica varias metodologías comúnmente utilizadas, por los ingenieros de software para modelar sistemas. Es un lenguaje de modelado y no sólo una técnica de diagramación.

El UML no es un lenguaje de programación.

El UML es reconocido oficialmente por el *Object Management Group* (OMG) y oficialmente se convirtió en un estándar internacional definido en ISO/IEC-19501-2005 Tecnología de la información - Procesamiento distribuido abierto - Lenguaje Unificado de Modelado (UML).

2.2.1.1.1 Información general UML

Es un lenguaje de modelado basado en objetos, donde un modelo es una representación de un sistema o producto en construcción, este posee dos aspectos importantes:

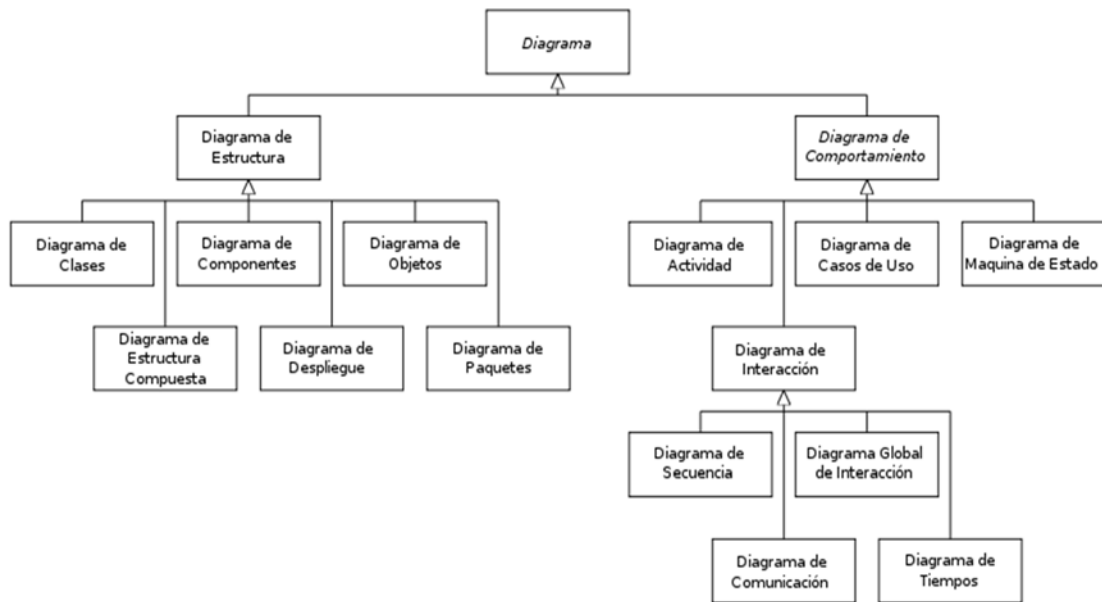
- **Información semántica:** que capta el significado del modelo como una red de construcciones lógicas.
- **Presentación visual:** muestra la información semántica de modo que pueda ser considerada y corregida por los seres humanos.

Los diagramas UML se utilizan, para proporcionar tres diferentes puntos de vista de un modelo:

²⁰ RUMBAUGH, JACOBSON Y BOOCH, El lenguaje unificado de modelado manual de referencia, 2000, p27.

- Requisitos funcionales o gestión de modelado
- Estructura estática
- Comportamiento dinámico

Estos se subdividen en los siguientes diagramas como se muestra en la figura 7.



Fuente: Uml_diagram.svg, Jerarquía de los diagramas UML2.0, 2007
 Figura 7: Jerarquía de los diagramas UML2.0

Aportes de los modelos UML

- Soporte de datos en múltiples formatos y posibilidad de independizarlos de la plataforma.
- Aporte de un núcleo de información, que garantiza la información necesaria para sistemas eléctricos, más la posibilidad de extenderla para representaciones específicas.
- Posibilidad de que los proveedores de herramientas puedan tomar el modelo y darle su formato específico, independientemente de tecnologías o regulaciones.

Para utilizar el CIM según las normas IEC, se necesita entender y conocer el diagrama de clases; por lo cual este estudio se restringirá a ese tipo de diagramas.

2.2.1.1.2 UML diagramas de Clase

Es un tipo de diagrama estático, que proporciona un medio para visualmente representar la estructura de un sistema, mostrando sus: clases, atributos, objetos, jerarquías y relaciones entre ellos. Estos diagramas se emplean en la fase de análisis y diseño de sistemas, donde se creará el diseño conceptual de la información, los componentes que se encargaran del funcionamiento y la relación entre ellos.

Estos diagramas muestran que es lo que interactúa, pero no el cómo, ni qué ocurre cuando se da la interacción.

Definiciones

- **Paquete:** Es una agrupación de clases, el paquete se representa en forma de carpeta.
- **Objeto:** Entidad existente en el mundo real, que se distingue del resto por sus características, comportamientos, relaciones y semántica.
- **Clase:** Las clases son los tipos específicos de objetos que se va a modelar. Para modelar un sistema lo principal que debemos hacer es identificar las clases. Las clases se representan como cuadros, con el nombre de la clase en la parte superior de la caja. Cada clase pertenece a un paquete específico.
- **Atributos²¹:** Los atributos también son denominados como características o propiedades, es la información detallada de la clase, son valores que corresponden al objeto como: color, material, cantidad, etc.
- **Operaciones:** También son conocidos como métodos, son aquellas actividades o verbos que se puede realizar, para una determinada clase. Verbos como por ejemplo: abrir, cerrar, buscar, cancelar, cargar, etc.
- **Herencia:** La herencia o generalización nos permite definir clases muy generales (padre) y clases más específicas (hijos), y definir una relación entre estas, con la finalidad de reutilizar los atributos y operaciones de una clase padre y poder heredar

²¹ **Nota:** los atributos y las operaciones se escriben con minúsculas en el caso de ser una palabra, si son más de una se escriben unidas con la primera letra de la segunda palabra en mayúsculas, ejemplo abrirPuerta.

a una clase hijo. En UML, la herencia se muestra con una flecha que va desde un cuadro asociado a la clase hijo, hacia la casilla que representa la clase padre.

- **Asociaciones:** Las clases también tienen relaciones, que describen como una clase se relaciona o conecta a otras clases. Estas relaciones se llaman asociaciones en UML. Tipos de asociaciones que se pueden representar:
 - **Asociaciones simples** (—): muestran que las dos clases tienen una conexión, cabe destacar que no es una relación fuerte, es decir, el tiempo de vida de un objeto no depende del otro.
 - **Asociación de agregación** (◊—): indica una relación más estrecha, que significa que la clase es un compuesto de otras clases, o se dice que contiene las clases asociadas, se usan para describir elementos que están compuestos de componentes más pequeños.
 - **Asociación de composición** (◆—): asociación estricta, las partes solo existen asociadas a la clase padre.
- **Multiplicidad:** Las asociaciones tienen propiedades que representan el número de posibles conexiones entre el objeto y el objeto relacionado. Esta propiedad se llama la multiplicidad y se representa en un diagrama UML de clases, como un solo número o un par de números en cada extremo de la línea que representa la asociación. Cabe señalar que la multiplicidad se representa en ambos extremos de una asociación y que puede ser diferente en cada extremo.

MULTIPLICIDAD	SIGNIFICADO
1	Uno y solo uno
0..1	Cero o uno
N..M	Desde N hasta M
*	Cero o varios
0..*	Cero o varias
1..*	Uno o varios (al menos uno)

Fuente: Los Autores, Multiplicidad, 2011

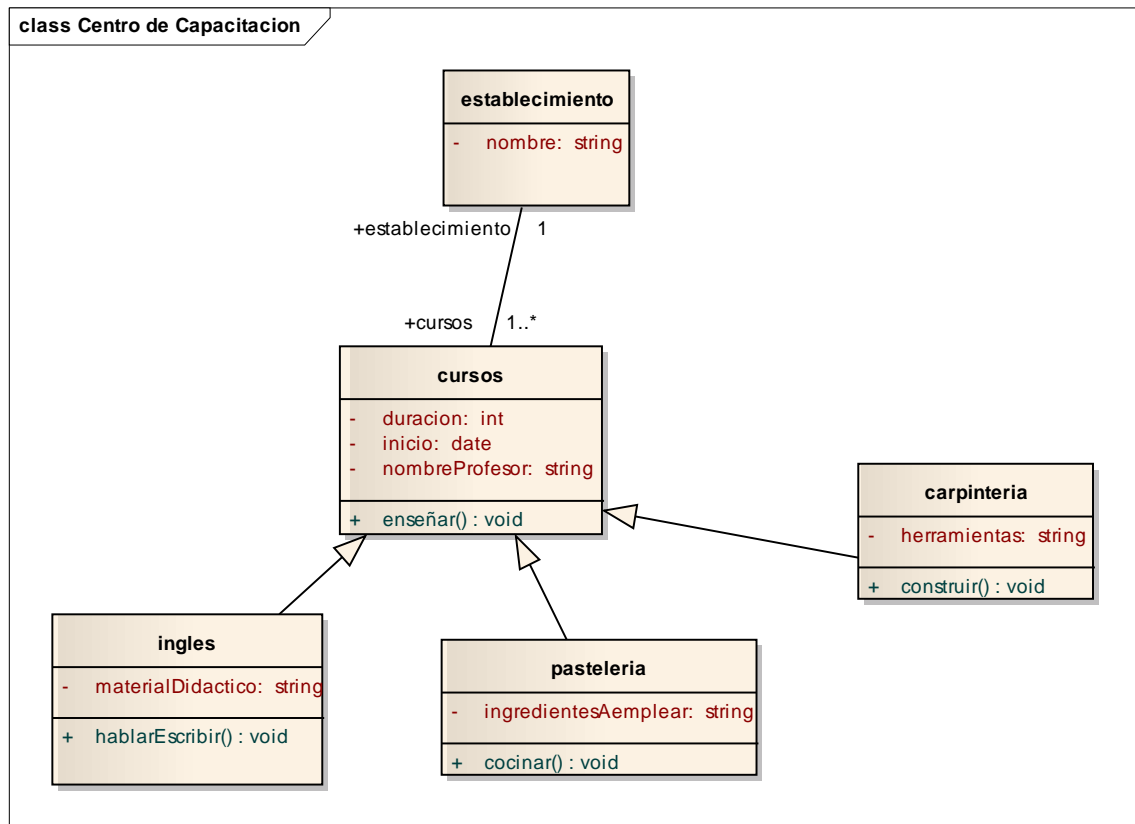
Tabla 2: Multiplicidad.

- **Dependencia:** Una dependencia se usa para modelar un alto rango de relaciones dependientes entre elementos del modelo. Relación más débil que una asociación, muestra la relación entre un cliente y el proveedor de un servicio. Gráficamente se representa con una línea entre cortada con una flecha que apunta hacia el proveedor.

A continuación se realizará un ejemplo en que se desea plasmar el diagrama de clases de un centro de capacitación, en el cual se dictan una gama de cursos.

En la figura 8 se muestra el diagrama de clases, para realizar el esquema se empleará las siguientes herramientas:

- Enterprise Architect (disponible en www.sparxsystems.com.au).
- Enterprise Analyst (disponible en www.enterpriseanalyst.net).



Fuente: Los Autores, Diagrama de clases para el paquete Centro de Capacitación, 2011
Figura 8: Diagrama de clases para el paquete Centro de Capacitación.

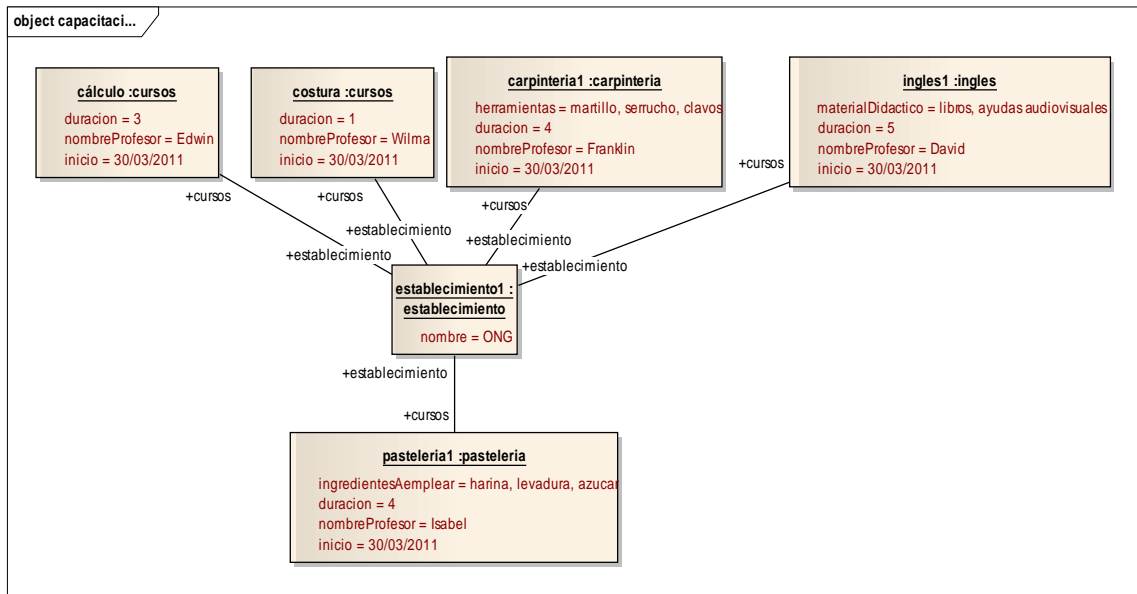
Explicación:

En primer lugar se tiene un paquete llamado centro de capacitación, dentro del cual están las clases: establecimiento, curso, ingles, carpintería y pastelería. Dentro de cada clase se observa sus atributos y operaciones.

La clase establecimiento posee un atributo de nombre, la cual servirá para identificar el mencionado establecimiento que se encuentra asociada a la clase cursos con sus respectivos atributos y operaciones. Asociados de manera simple se tiene la multiplicidad uno para establecimiento, esto porque solo existe un centro de capacitación en el mencionado establecimiento, y la multiplicidad del curso, es mayor que uno debido a que el centro de capacitación puede realizar diferentes cursos al mismo tiempo.

Los cursos más solicitados son: inglés, pastelería y carpintería, estos cursos heredan los atributos y las operaciones de la clase curso, además de poseer sus propias operaciones y atributos.

Si existiera un curso aparte de los mencionados, únicamente se observarían los atributos y operaciones de la clase curso. Como se muestra en el diagrama de objetos de la siguiente figura, donde el diagrama de objetos es una instancia de un diagrama de clases.



Fuente: Los Autores, Diagrama de objetos para el paquete Centro de Capacitación, 2011

Figura 9: Diagrama de objetos para el paquete Centro de Capacitación.

Uno de los retos para obtener el conjunto correcto de las clases definidas, es anticiparse a los futuros cambios y nuevas necesidades. El objetivo es el diseño de las clases para que los nuevos requisitos no necesiten cambios de las clases ya definidas.

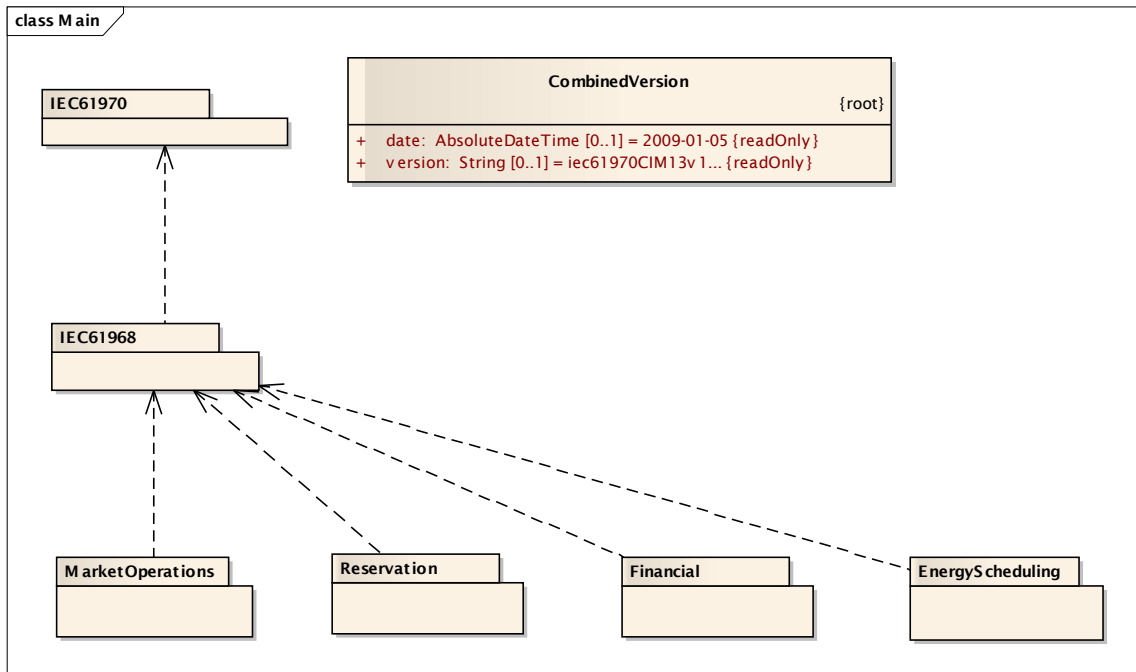
2.2.1.2 Paquetes del CIM **(4)(5)(16)**

El TC57 para la compresión, gestión y mantenimiento del CIM, lo dividió en una serie de paquetes, los principales fueron asignados a los diferentes grupos de trabajo (WG²²):

- **WG13:** se encarga del desarrollo y actualizaciones de la parte IEC-61970, EMS-API –*Energy Management System Application Program Interface*– (Gestión del Sistema de Energía Interfaz para Programas de Aplicación).
- **WG14:** se encarga del desarrollo y actualización de la parte IEC-61968.
- **WG16:** se encarga del desarrollo y actualización de las funciones de negocio externas al proceso de la operación de la distribución, este paquete al no estar relacionado con la operación de la red de distribución, no será detallado.

A continuación se muestran cada uno de los paquetes y sus dependencias, desarrollados por estos grupos de trabajo en la siguiente figura.

²² **WG** por sus siglas en ingles: Work Group.



Fuente: IEC, Paquetes del CIM propuesto por TC57, 2009
 Figura 10: Paquetes del CIM propuesto por TC57.

2.2.1.2.1 Paquetes IEC-61970-301²³

El WG13 dividió al IEC-61970-301 en los siguientes paquetes, que se detallará a continuación y se pueden observar en el [Anexo A1](#).

Para una mejor comprensión de la subdivisión numérica de este paquete, se muestra la siguiente tabla.

Numeración	Paquete	Sub paquete
2.2.1.2.1.1	Domain (Dominio)	
2.2.1.2.1.2	Core (Núcleo)	
2.2.1.2.1.3	OperationalLimits (Límites de Operación)	
2.2.1.2.1.4	Topology (Topología)	
2.2.1.2.1.5	Wires (Conductor)	
2.2.1.2.1.5.1		
2.2.1.2.1.5.2		Transformers (Transformadores)
2.2.1.2.1.5.3		Switch
2.2.1.2.1.6	Generation (Generación)	

²³ **Nota:** Para realizar estudios bajo las normas internacionales, los grupos de trabajo recomiendan usar la terminología indicada en los estándares y respetar el idioma inglés, además para este estudio las clases se representaran con letra cursiva.

2.2.1.2.1.6.1		Production (Producción)
2.2.1.2.1.6.2		GenerationDynamics (Generación Dinámica)
2.2.1.2.1.7	LoadModel (Modelo de Carga)	
2.2.1.2.1.8	Outages (Cortes)	
2.2.1.2.1.9	Protection (Protecciones)	
2.2.1.2.1.10	Equivalentents (Equivalente)	
2.2.1.2.1.11	Meas (Medidas)	
2.2.1.2.1.12	SCADA	
2.2.1.2.1.13	ControlArea (Area de control)	
2.2.1.2.1.14	Contingency (Contingencia)	

Fuente: Los Autores, Paquetes de IEC-61970-301, 2011

Tabla 3: Paquetes de IEC-61970-301.

2.2.1.2.1.1 Domain (Dominio)

Es un paquete que sirve como diccionario de datos, ya que en su interior posee clases que definen los tipos de datos, las unidades de medida y los valores admisibles, que son los atributos o propiedades de otras clases, que pueden estar en otros paquetes. Tipos de datos como:

- Unidades de medida que se emplearan
- Tipos de datos eléctricos
- Múltiplos y submúltiplos
- Unidades de tiempo: como hora y fecha
- Tipos de datos generales: como volumen, presión etc.
- Tipos de datos monetarios

A continuación a manera de ejemplo, se indicará los tipos de datos eléctricos.

Tipos de datos eléctricos.

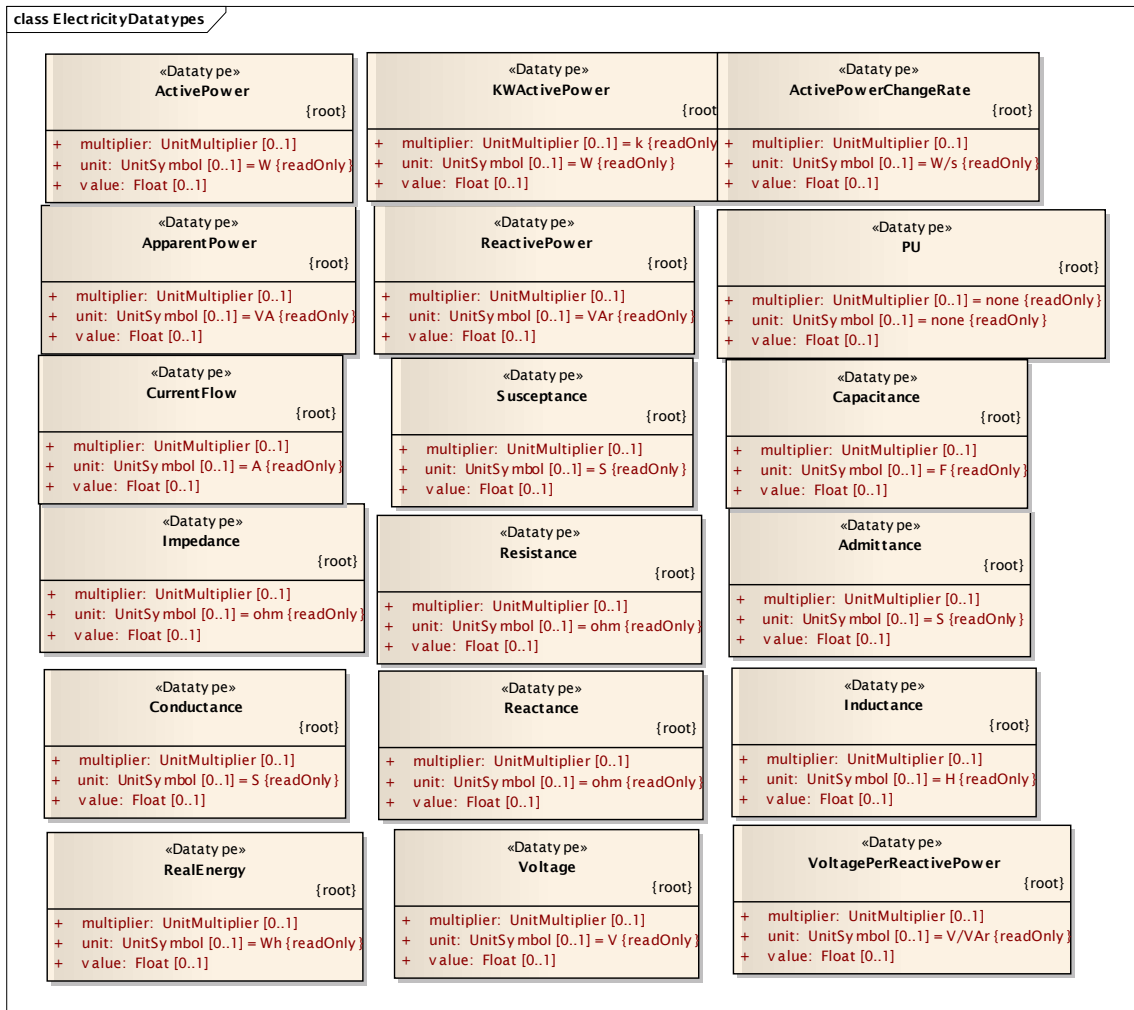
Nombre	Nota	Valor	Unidad (UnitSymbol)	Múltiplo (UnitMultiplier)
ActivePower	Producto del voltaje rms y la componente activa de la corriente rms. $P = VI(\cos\phi)$	Float	W	(UnitMultiplier)
ActivePowerChangeRate	Consumo de potencia activa	Float	W/s	(UnitMultiplier)
Admittance	Inverso de la impedancia, relación entre el voltaje y la corriente.	Float	S	(UnitMultiplier)

ApparentPower	Producto de la corriente rms y voltaje rms. $S = VI$	Float	VA	(UnitMultiplier)
Capacitance	Es cuando la carga de un coulomb, produce una diferencia de potencial de un voltio entre los terminales.	Float	F	(UnitMultiplier)
Conductance	Parte real de la admitancia, inversa de la resistencia, facilidad de los materiales al paso de la corriente.	Float	S	(UnitMultiplier)
CurrentFlow	Flujo de la corriente.	Float	A	(UnitMultiplier)
Impedance	Relación del voltaje y la corriente.	Float	ohm	(UnitMultiplier)
Inductance	Relación del flujo magnético y la intensidad de corriente eléctrica.	Float	H	(UnitMultiplier)
KWActivePower	Potencia activa en kW	Float	W	K
PU	Valor positivo o negativo que hace referencia a una base definida, rango típico de -10 a 10.	Float	none	None
Reactance	Parte imaginaria de la impedancia, está relacionada con la frecuencia.	Float	ohm	(UnitMultiplier)
ReactivePower	Producto del voltaje rms y la componente imaginaria de la corriente. $Q = VI(\sin\phi)$	Float	VAr	(UnitMultiplier)
Resistance	Parte real de la impedancia, oposición de los materiales al paso de la corriente.	Float	ohm	(UnitMultiplier)
RealEnergy	Energía eléctrica.	Float	Wh	(UnitMultiplier)
Susceptance	Parte imaginaria de la admitancia.	Float	S	(UnitMultiplier)
Voltage	Tensión.	Float	V	(UnitMultiplier)
VoltagePerReactivePower	Variación del voltaje respecto a la potencia reactiva.	Float	V/VAr	(UnitMultiplier)

Fuente: IEC, Tipos de datos eléctricos, 2010

Tabla 4: Tipos de datos eléctricos.

De la tabla anterior, se consigue las clases que se muestran a continuación, en la siguiente figura.



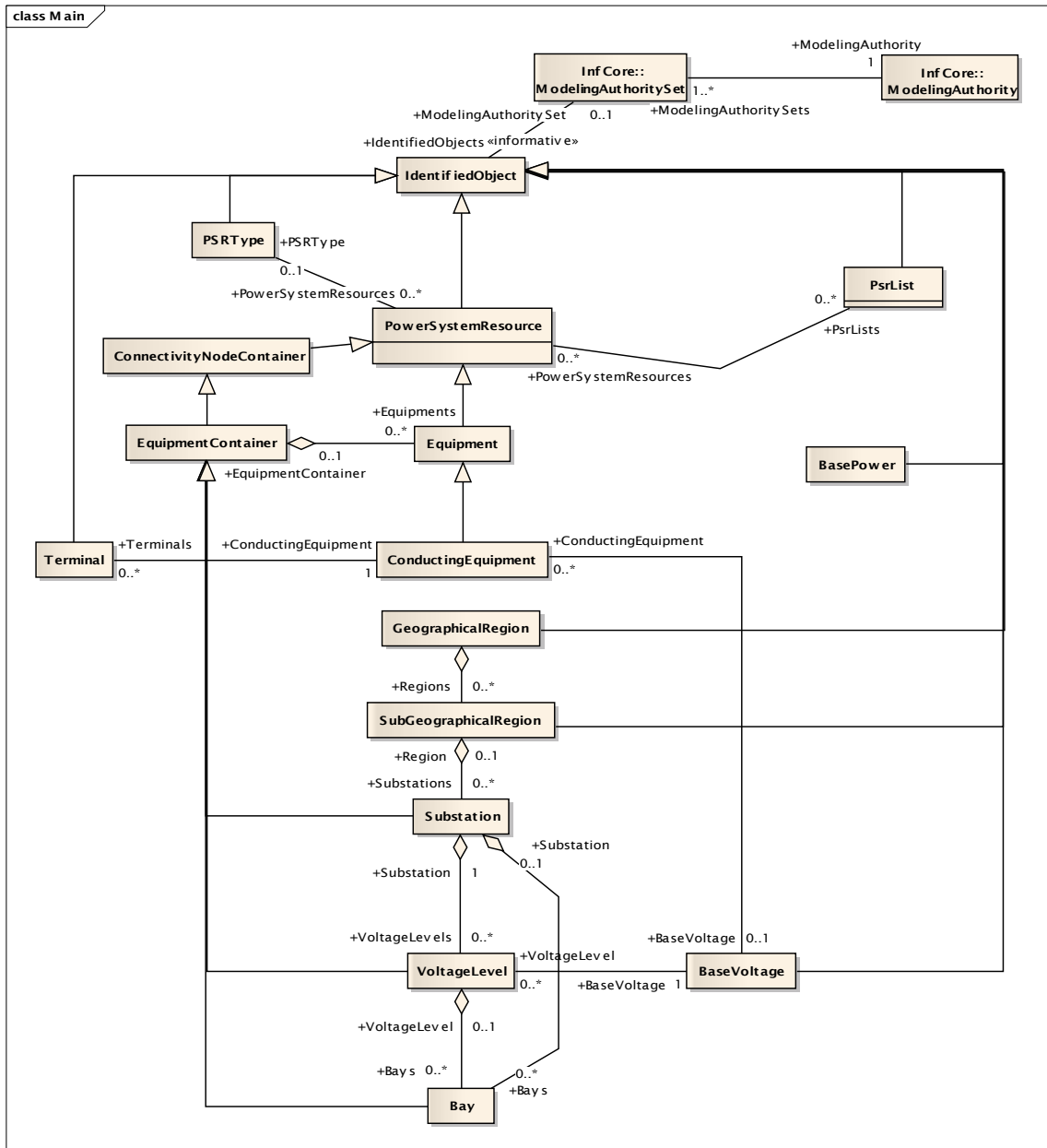
Fuente: IEC, Diagrama de clases de tipo de datos eléctricos, 2009

Figura 11: Diagrama de clases de tipo de datos eléctricos.

2.2.1.2.1.2 Core (Núcleo)

Contiene muchas clases como: *PowerSystemResource*, *IdentifiedObject*, *ConductingEquipment*, entre otras, que son clases que se relacionan y heredan muchos de sus atributos a diferentes clases de otros paquetes.

Para un mejor entendimiento de este paquete, se presenta la siguiente figura.



Fuente: IEC, Main del paquete Core, 2009

Figura 12: Main del paquete Core.

Como se observó en la figura, todo inicia en la clase *IdentifiedObject*.

IdentifiedObject (Identificador de Objetos): Es una clase muy abstracta, que sirve de identificador de objetos, esta posee atributos que son legibles por sistemas o por personas, también proporciona los nombres de los atributos que heredan la mayoría de clases, haciendo referencia a los objetos.

***PowerSystemResource* (Recurso del sistema de Potencia):** Es una clase usada para describir recursos o activos dentro de un sistema de potencia, todos los atributos hereda de *identifiedObject*, también facilita la identificación de los recursos de la compañía. Tal como la subestación (S/E).

***Equipment* (Equipo):** Elemento físico, mecánico o electrónico, perteneciente a un sistema de potencia.

***ConductingEquipment* (Equipo de Conducción):** Es la parte de un sistema de potencia que está diseñado para transmitir la corriente.

***Substation* (S/E):** Conjunto de equipos destinados a modificar y establecer, los niveles de tensión de un sistema eléctrico, con el fin de facilitar la transmisión y distribución de energía, los atributos son heredados de la clase *identifiedObject*.

***VoltageLevel* (Nivel Tensión):** Conjunto de equipos que trabajan a un nivel de tensión común, entre estos: interruptores, barras, dispositivos de control, protección y medición, entre otros.

***Bay* (bahía):** Conjunto de elementos pertenecientes a un sistema de potencia, caracterizados por tener una misma tensión, entre estos tenemos: equipos de conducción, relés de protección medidores y telemetría.

***Terminal*:** Es un punto de conexión eléctrica, los terminales están conectados a puntos de conexión física llamada "nodos de conectividad", todos sus atributos son heredados de la clase *identifiedObject*.

2.2.1.2.1.3 OperationalLimits (Límites de operación)

Especifica los límites de operación de los equipos, tipos de límites como: voltaje, corriente, potencia activa y potencia aparente.

2.2.1.2.1.4 Topology (Topología)

Este paquete y la clase *Terminal*, proporciona una definición de cómo se conecta un equipo a un nodo, a través de la clase *ConnectivityNodes* (Nodo de Conectividad), esto asociado a un interruptor cerrado.

La definición de topología es independiente de otra característica eléctrica.

Las principales clases de este paquete se definen a continuación.

***ConnectivityNode* (Nodo de conectividad):** Son puntos donde los terminales de un equipo de conducción se conectan, con una impedancia cero. Los atributos de esta clase son herencia de *IdentifiedObject*.

***TopologicalNode* (Nodo Topológico):** Un conjunto de nodos de conectividad, que en el estado actual de la red, se conectan entre sí a través de cualquier tipo de interruptores cerrados, incluidos los puentes. Nodos topológicos pueden cambiar a medida que cambia el estado actual de la red.

2.2.1.2.1.5 Wires (Conductor)

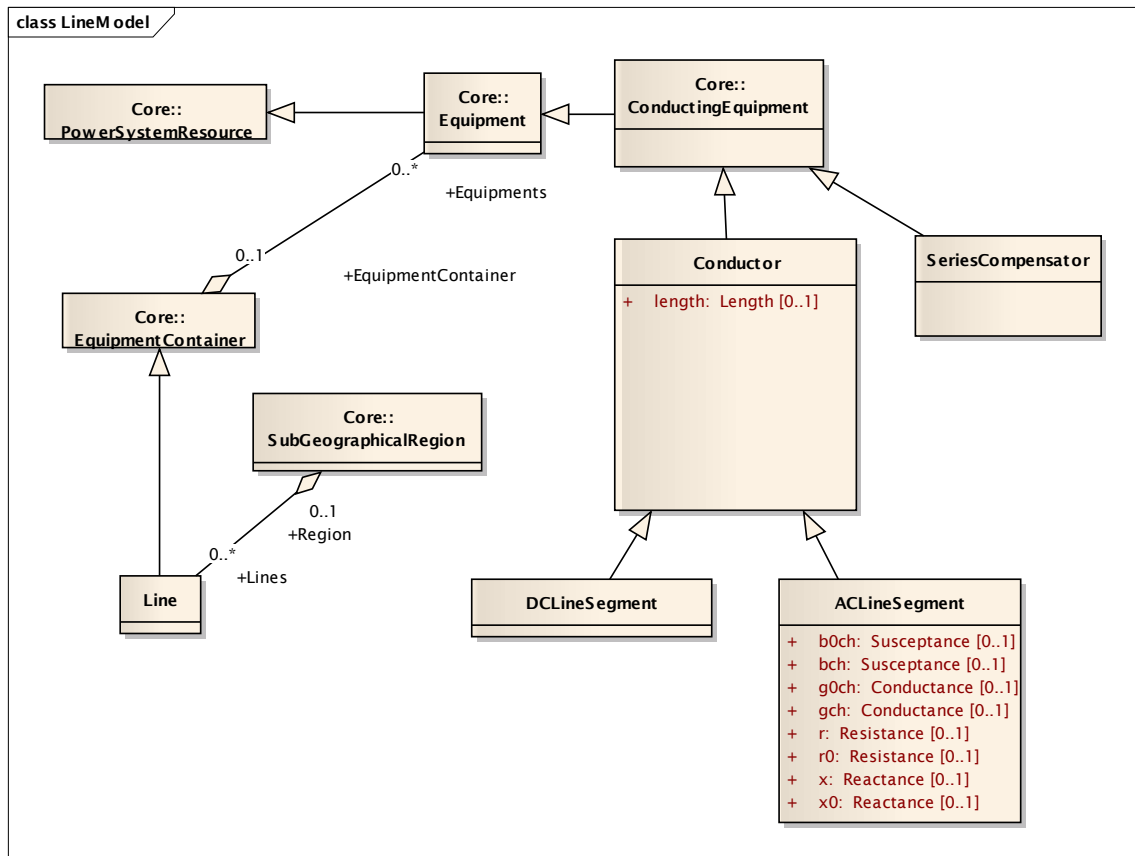
Este paquete modela la información de las características eléctricas de las redes, para distribución y transmisión. Este paquete es usado para aplicaciones como la estimación del estado, flujo de carga y flujo óptimo de potencia.

Para una mejor comprensión de este paquete se lo ha dividido en tres componentes importantes.

- Lines (Líneas)
- Transformers (Transformadores)
- Switch (Interruptores)

2.2.1.2.1.5.1 Lines

Para explicar la parte de líneas se procederá a detallar las clases que lo integran, por lo cual es necesario presentar la siguiente gráfica, que servirá de apoyo.



Fuente: IEC, Diagrama para el modelo de líneas del paquete Wires, 2010
 Figura 13: Diagrama para el modelo de líneas del paquete Wires.

Conductor: Combinación de materiales que posee características eléctricas conductoras, el cual permitirá crear un solo sistema eléctrico, que se encargara de llevar la corriente entre los puntos del sistema.

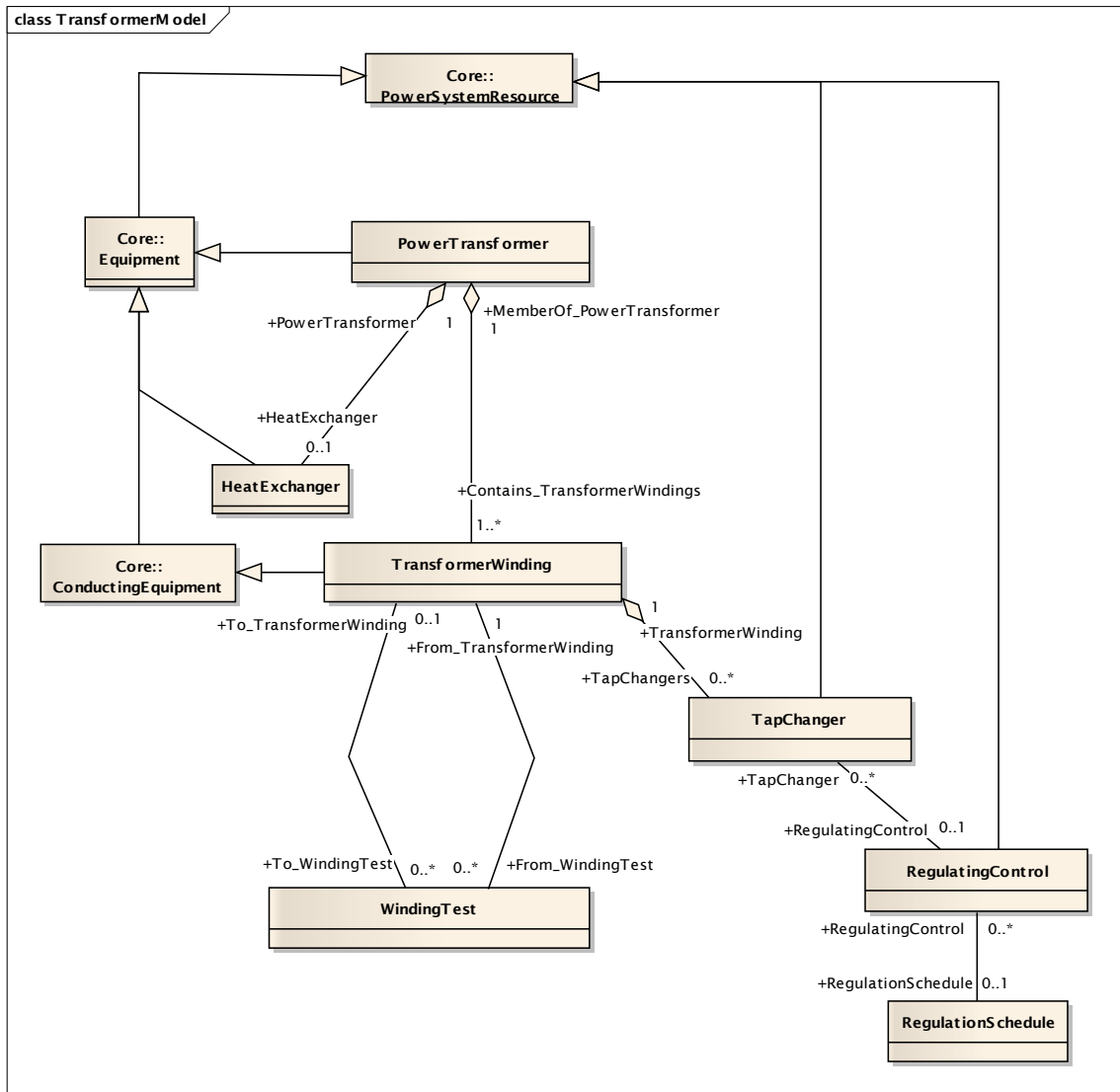
ACLineSegment (Segmento de Línea Alterna): Un alambre o combinación de hilos conductores con características eléctricas, construidos con la finalidad de llevar la corriente AC a través de los puntos de un sistema eléctrico.

DCLineSegment (Segmento de Línea Directa): Un alambre o combinación de hilos conductores con características eléctricas, construidos con la finalidad de llevar la corriente DC a través de los puntos de un sistema eléctrico.

Line (Línea): Componentes de un sistema que se encuentran entre S/Es adyacentes o S/E a un punto de interconexión. Los atributos de esta clase son herencia de la clase *IdentifiedObject*.

2.2.1.2.1.5.2 Transformers

Para explicar la parte de Transformadores se empleará el diagrama TransformerModel, que se muestra a continuación.



Fuente: IEC, Diagrama TransformerModel, 2010
 Figura 14: Diagrama TransformerModel.

PowerTransformer (Transformador de Potencia): Un dispositivo eléctrico que consta de dos o más devanados, que puede o no tener núcleo magnético, se lo utiliza para acoplar circuitos eléctricos y el control de voltaje.

TransformerWinding (Bobinado del Transformador): Los bobinados se encuentran asociados a un terminal del transformador.

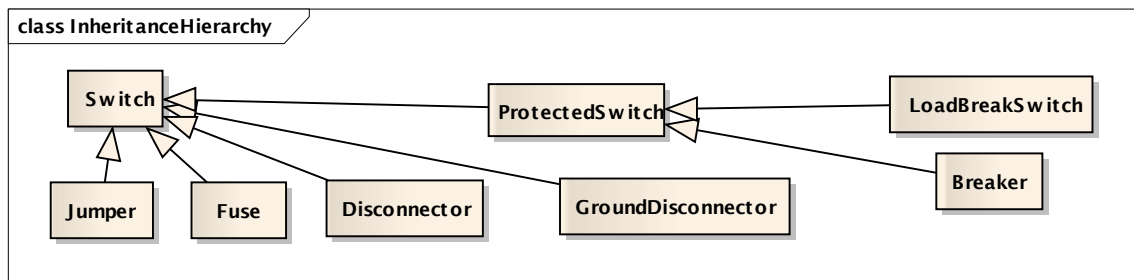
TapChanger (Cambiador de Tap): Mecanismo para cambiar la posición del tap del bobinado del transformador.

RegulatingControl (Control de Regulación): Especifica un conjunto de equipos que trabajan juntos para el control de un sistema de potencia.

RegulatingSchedule (Programación de la Regulación): Un patrón pre-establecido relacionado con el tiempo de la variable a controlar.

2.2.1.2.1.5.3 Switch

A continuación en el estudio se explica las clases que conforman la parte de interruptores. Para realizar esto se muestra la siguiente figura.



Fuente: IEC, Diagrama de la clase Switch y sus clases heredadas, 2010

Figura 15: Diagrama de la clase Switch y sus clases heredadas.

Switch (Interruptor): Dispositivo eléctrico que nos permite abrir, cerrar o ambas acciones de uno o más circuitos eléctricos.

Jumper (Puente): Una pequeña sección del conductor con impedancia despreciable, que puede ser removida manualmente, bajo condiciones de estado des-energizado. Los atributos de esta clase son heredados de las siguientes clases: *Switch*, *ConductingEquipment*, *Equipment* e *IdentifiedObject*.

Fuse (Fusible): Dispositivo que nos sirve de protección contra sobre-corrientes.

Disconnecter (Seccionador) y GroundDisconnecter (Seccionador a Tierra): Sirve para aislar un circuito de la fuente de energía, se puede operar manual o por motor, para

variar la posición se debe estar sin carga, el seccionador a tierra aísla el circuito aterrizándolo.

ProtectedSwitch (Interrupor de Protección): Es un dispositivo que puede ser operado para la protección de los equipos. Los atributos de esta clase son heredados de las siguientes clases: *Switch*, *ConductingEquipment*, *Equipment* e *IdentifiedObject*.

Breaker: Un interruptor capaz de operar en condiciones normales y anormales.

2.2.1.2.1.6 Generation (Generación)

Este paquete contiene información para el despacho económico de generadores hidroeléctricos o térmicos, así como el control automático de generadores.

Como el paquete *Generation* no se relaciona con la planificación y la operación del sistema de distribución eléctrica, solo se pondrá sus principales sub-paquetes.

2.2.1.2.1.6.1 Production (Producción)

Este paquete contiene clases que describen los tipos de generadores, además del cálculo de la reserva y costos de producción.

2.2.1.2.1.6.2 GenerationDynamics (Generación Dinámica)

Contiene los parámetros de funcionamiento de los generadores.

2.2.1.2.1.7 LoadModel (Modelo de Carga)

Este paquete es responsable del modelamiento del sistema con respecto al consumo de energía, poniendo énfasis en las circunstancias que afectan la carga. Esta información es usada para la gestión y previsión de la carga.

2.2.1.2.1.8 Outage (Cortes)

Este paquete modela la información de la planeación y la configuración actual de la red, dentro de sus principales clases se tiene.

***OutageSchedule* (Programación de cortes):** Periodo de tiempo en el que un elemento o dispositivo eléctrico, permanece fuera de servicio, para mantenimientos o pruebas.

***SwitchingOperation* (Operaciones):** Esta clase es usada para definir la operación de un interruptor.

***ClearanceTag* (Etiquetas):** Se usan para autorizar el trabajo programado sobre un equipo de conducción situado en campo.

***ClearanceTagType* (Tipo de Etiquetas):** Sirve para indicar qué tipo de trabajo se está realizando.

2.2.1.2.1.9 Protection (Protecciones)

Este paquete modela la información de los equipos de protección, tales como relés. La clase principal del paquete *Protection* es *ProtectionEquipment*.

***ProtectionEquipment* (Equipo de Protección):** Es un dispositivo eléctrico, diseñado para responder a una condición de falla, este se encuentra asociado a las siguientes clases:

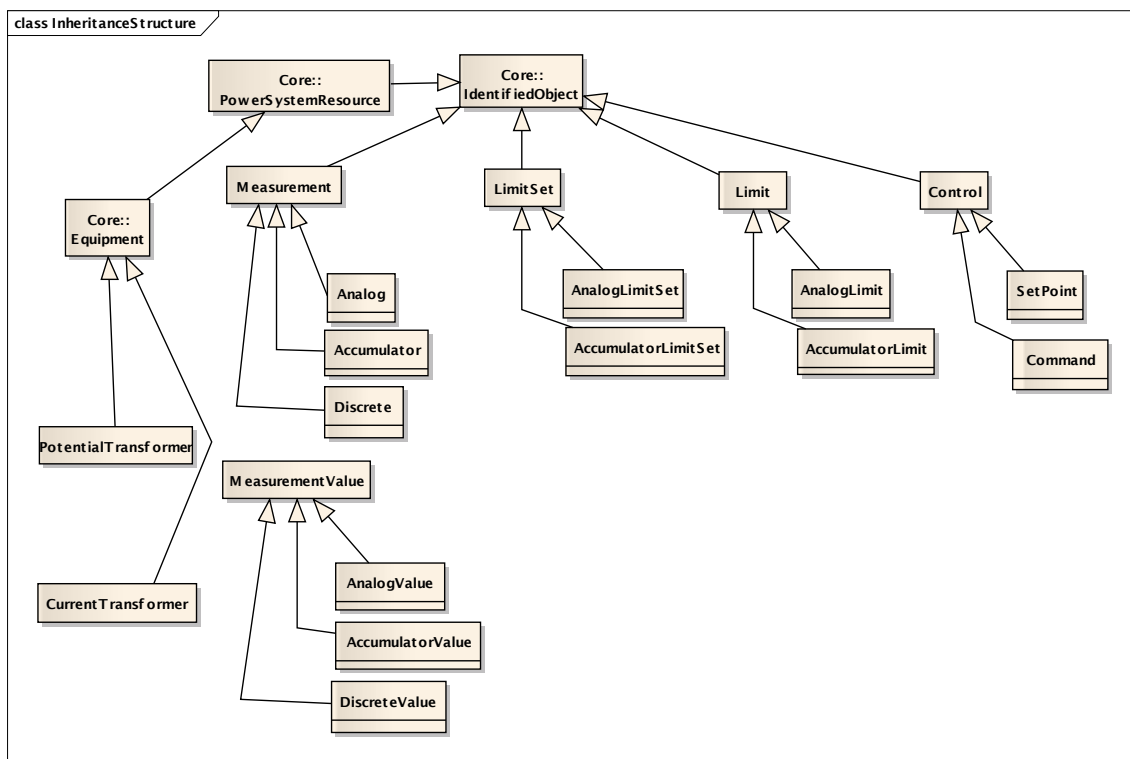
- *SynchrocheckRelay*: dispositivo que permite conectar dos circuitos en paralelo bajo condiciones deseadas de operación (frecuencia, ángulo de fase y voltaje).
- *CurrentRelay*: dispositivo que controla el flujo de corriente en cualquier dirección.

2.2.1.2.1.10 Equivalentes (Equivalente)

Modela información de redes equivalentes.

2.2.1.2.1.11 Meas (Medidas)

Describe medidas dinámicas para el intercambio entre aplicaciones. Para explicar de mejor manera el paquete *Meas*, se empleará el siguiente diagrama de clases.



Fuente: IEC, Diagrama de estructura de herencia básica del paquete *Meas*, 2010

Figura 16: Diagrama de estructura de herencia básica del paquete *Meas*.

Como se observó en la figura anterior, se tiene medidas de transformadores de potencial (TP) y corriente (TC), como son equipos, estos heredan sus atributos de la clase *Equipment*.

Tipos de medidas, que heredan los atributos de la clase *Measurement*:

- Clase *Analog*: que representa medidas análogas

- Clase *Accumulator*: valores acumulados en intervalos de tiempo como por ejemplo la energía.
- Clase *Discrete*: indica valores lógicos como el estado de los interruptores.

La clase *LimitSet* es el conjunto de límites relacionados con una medida, mientras que la clase *Limit* se relaciona al valor límite.

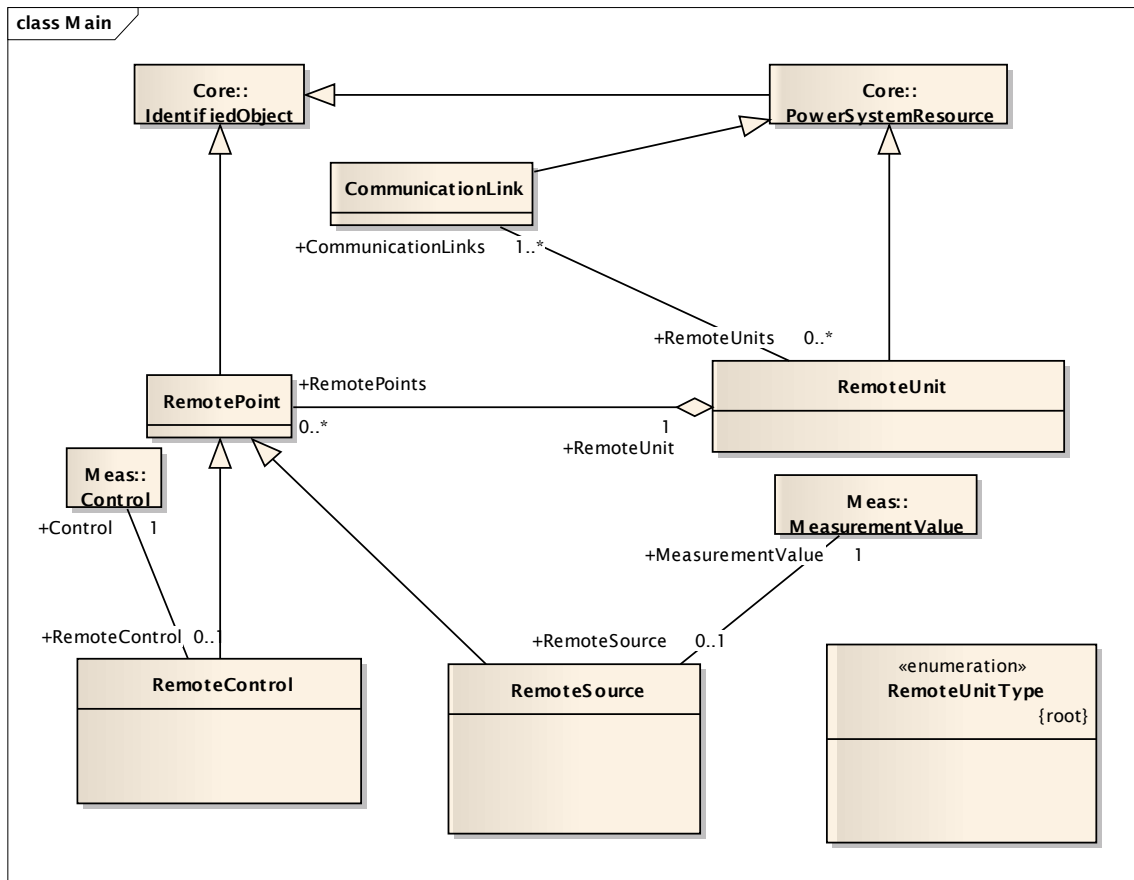
La clase *Control* se relaciona con el monitoreo y control de dispositivos, esta posee dos clases que heredan sus propiedades, estas son:

- *SetPoint*: control analógico.
- *Comand*: control discreto usado para el control y supervisión.

Mientras que *MeasurementValue* es similar a la clase *Measurement*, la diferencia radica en que la primera indica los valores medidos.

2.2.1.2.1.12 SCADA

Modela información empleada por los sistemas SCADA, para su explicación se empleará el siguiente diagrama de clases.



Fuente: IEC, Diagrama principal del paquete SCADA, 2010
 Figura 17: Diagrama principal del paquete SCADA.

Las clases a considerarse como principales de este paquete son:

- *CommunicationLink*: es el enlace de comunicación que conecta la unidad remota.
- *RemotUnit*: puede ser Unidad de Terminal Remota (RTU), Dispositivo Electrónico Inteligente (IED), etc.
- *RemotePoint*: es una RTU o IED de donde se toman los valores telemedidos o se controlan las salidas.

2.2.1.2.1.13 ControlArea (Área de control)

Especifica el área con el fin de controlar la generación actual, la previsión de carga, o el análisis flujo de potencia.

2.2.1.2.1.14 Contingency (Contingencia)

Este paquete en la actualidad se encuentra en estudios por TC57.

2.2.1.2.2 Paquetes IEC-61968-11

El WG14 dividió al IEC-61968-11, en los paquetes que se detallará a continuación y se muestra en el [Anexo A2](#).

Para una mejor comprensión de la subdivisión numérica de este paquete, se muestra la siguiente tabla.

Numeración	Paquete	Sub paquete
2.2.1.2.2.1	Common (Común)	
2.2.1.2.2.2	WiresExt (Extensión de conductor)	
2.2.1.2.2.2.1		DCIMLoadModel (Modelo de carga)
2.2.1.2.2.2.2		DCIMLineModel (Modelo de Línea)
2.2.1.2.2.2.3		DCIMTransformerModel (Modelo de Transformador)
2.2.1.2.2.2.4		DCIMTapChangerModel (Modelo de cambiador de Tap)
2.2.1.2.2.3	Assets (Activos)	
2.2.1.2.2.4	AssetModels (Modelo de Activos)	
2.2.1.2.2.5	Work (Trabajo)	
2.2.1.2.2.6	Customers (Clientes)	
2.2.1.2.2.7	Metering (Medición)	
2.2.1.2.2.8	LoadControl (Control de Carga)	
2.2.1.2.2.9	PaymentMetering (Pago de Medición)	

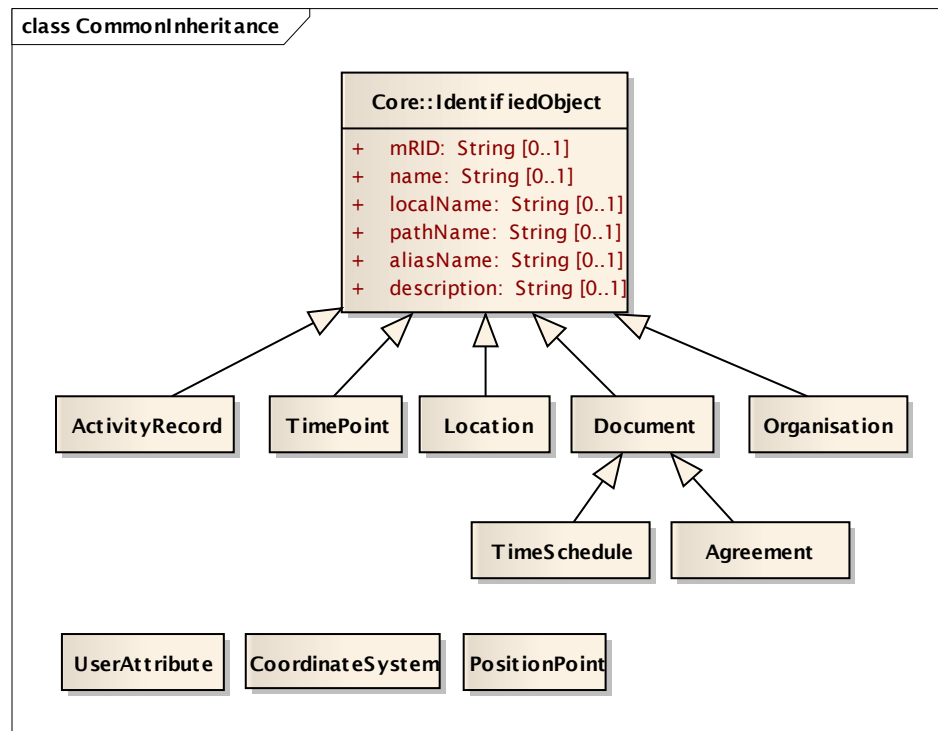
Fuente: Los Autores, Paquetes de IEC-61968-11, 2011

Tabla 5: Paquetes de IEC-61968-11.

2.2.1.2.2.1 Common (Común)

Este paquete contiene la información y clases que soportan, la gestión de la distribución. Información como la siguiente: código postal, dirección electrónica, dirección, número telefónico, etc.

En la siguiente figura, se muestra, el diagrama de clases de este paquete.



Fuente: IEC, Jerarquía de herencia para el paquete Common, 2010
 Figura 18: Jerarquía de herencia para el paquete *Common*.

Como se observó en la figura anterior, se ve que las clases del paquete *Common*, heredan los atributos de la clase *IdentifiedObject*.

- Clase *ActivityRecord*: es el registro de actividades, en una empresa de distribución eléctrica, en un determinado tiempo. Actividades como eventos planificados y no planificados.
- Clase *TimePoint*: tiempo determinado dentro de una programación de tiempos.
- Clase *Location*: punto de localización de algo (evento, equipo) o alguien (cuadrilla), para esto se ayuda de un sistema de coordenadas.
- Clase *Document*: clase empleada para la documentación, esta clase es padre de muchas otras clases que ayudan a la gestión de documentación.
- Clase *Organisation*: es el rol que cumple la empresa.

2.2.1.2.2.2 WiresExt (Extensión de Conductor)

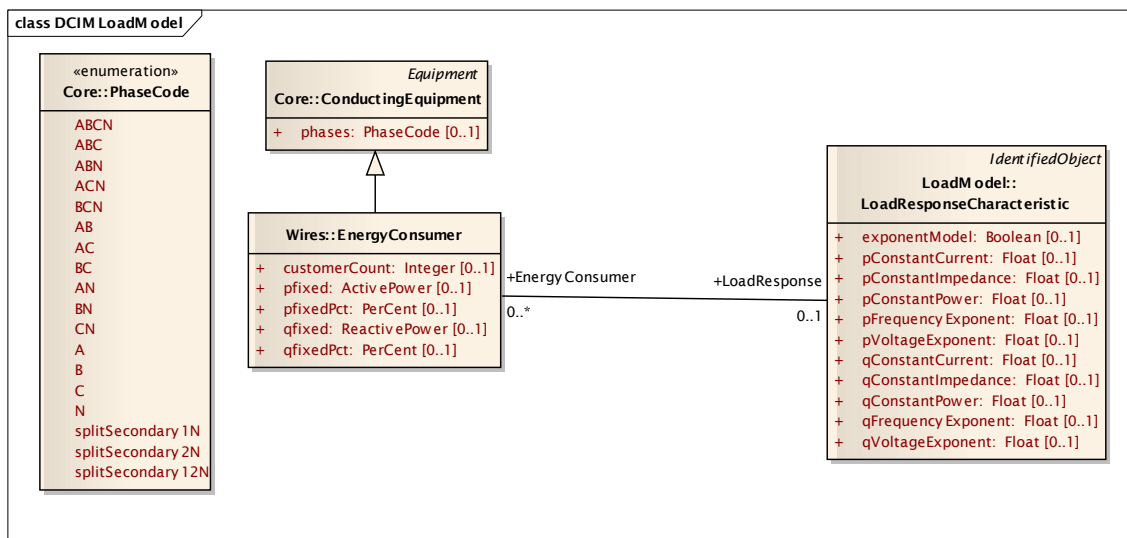
Este paquete contiene información adicional para el modelamiento de la red distribución, es una extensión del paquete *Wires* de IEC-61970-301.

Al igual que el paquete *Wires* tratado en el numeral 2.2.1.2.1.5, Para una mejor comprensión de este paquete se lo ha dividido en cuatro componentes importantes.

- Modelo de carga
- Modelo de línea
- Modelo de transformador
- Modelo de cambiador de tap

2.2.1.2.2.2.1 DCIMLoadModel (Modelo de carga)

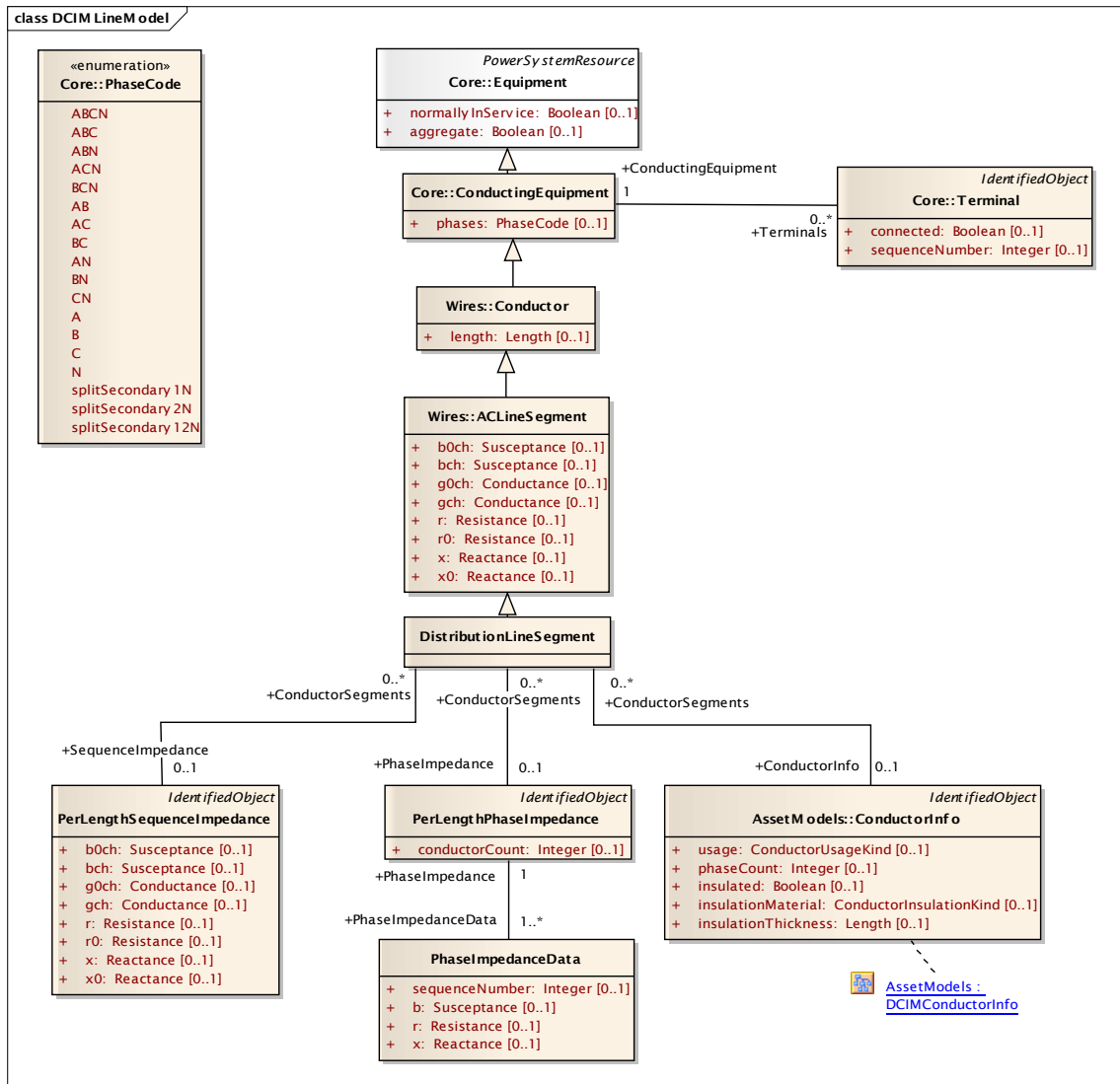
Muestra clases usadas para modelos de carga empleados en el DCIM. A continuación se presenta el diagrama de clases *DCIMLoadModel*.



Fuente: IEC, Diagrama de clases DCIMLoadModel del paquete WiresExt, 2010
 Figura 19: Diagrama de clases DCIMLoadModel del paquete WiresExt.

2.2.1.2.2.2.2 DCIMLineModel (Modelo de Línea)

Muestra las clases que sirven para el modelamiento de líneas y circuitos en el DCIM.



Fuente: IEC, Diagrama de clases DCIMLineModel del paquete WiresExt, 2010

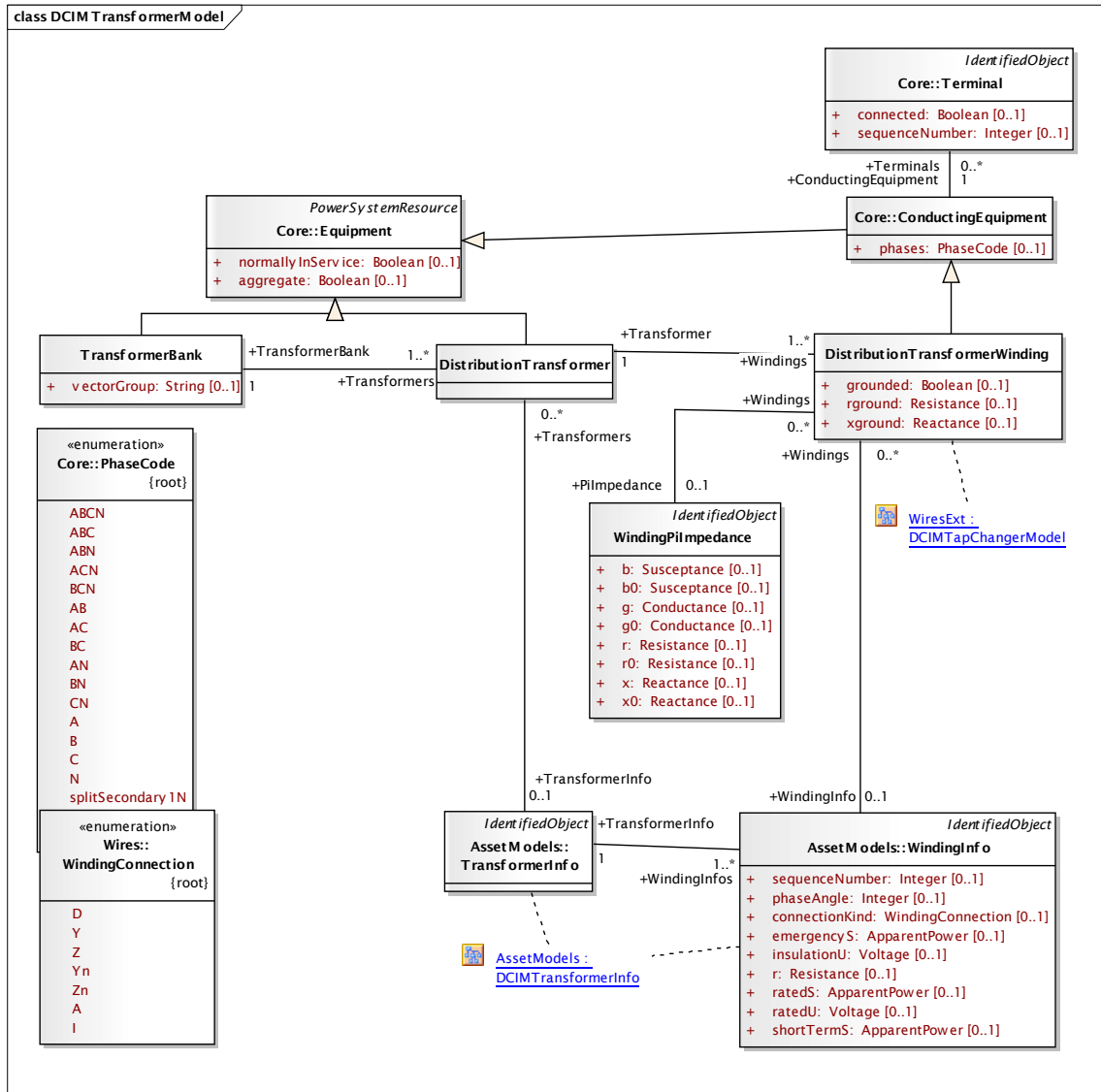
Figura 20: Diagrama de clases DCIMLineModel del paquete WiresExt.

Como se observa en la figura anterior, la clase principal de este paquete es *DistributionLineSegment*.

Clase *DistributionLineSegment*: extensión de la clase *ACLineSegment* del paquete *Wires*, la cual proporciona valores eléctricos empleados en cálculos como: Parámetros de desbalance eléctricos, transporte, etc.

2.2.1.2.2.2.3 DCIMTransformerModel (Modelo de Transformador)

Muestra las clases que se emplean para el modelamiento de transformadores en el DCIM.



Fuente: IEC, Diagrama de clases DCIMTransformerModel del paquete WiresExt, 2010
 Figura 21: Diagrama de clases DCIMTransformerModel del paquete WiresExt.

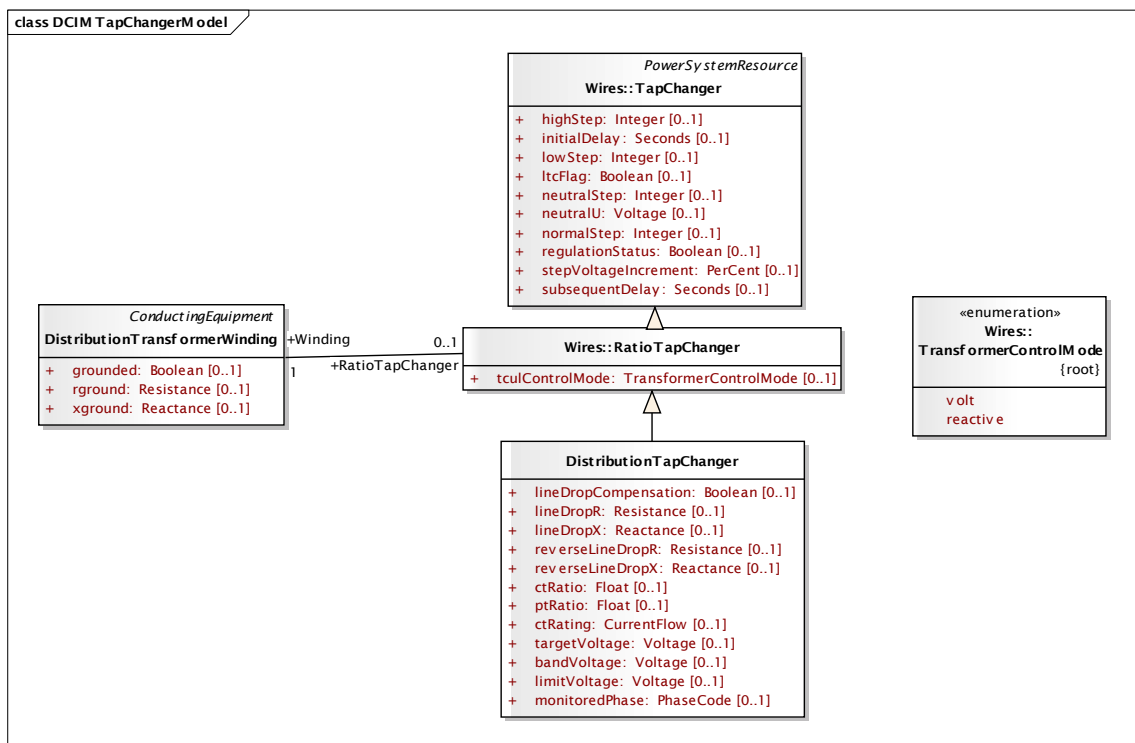
Como se observó en la figura anterior, las clases principales de este diagrama son:

- *TransformerBank* (Banco de Transformadores): Transformadores que se encuentran conectados entre sí.

- *DistributionTransformer* (Transformador de distribución): Un conjunto de dos o más devanados acoplados, que transforman la energía eléctrica entre los niveles de tensión. Soporta conexiones balanceadas y no balanceadas. Esta clase difiere de *PowerTransformer*, debido a que es parte de un *TransformerBank*.
- *DistributionTransformerWinding* (Bobinado del Transformador de Distribución): Se diferencia de la clase *TransformerWinding*, en que sus atributos como: conexión a tierra, tipo de bobinado; pueden modificarse o ser sustituidos.

2.2.1.2.2.2.4 DCIMTapChangerModel (Modelo de Cambiador de Tap)

Este diagrama muestra las clases empleadas para el modelamiento de los intercambiadores de tap, en el DCIM.



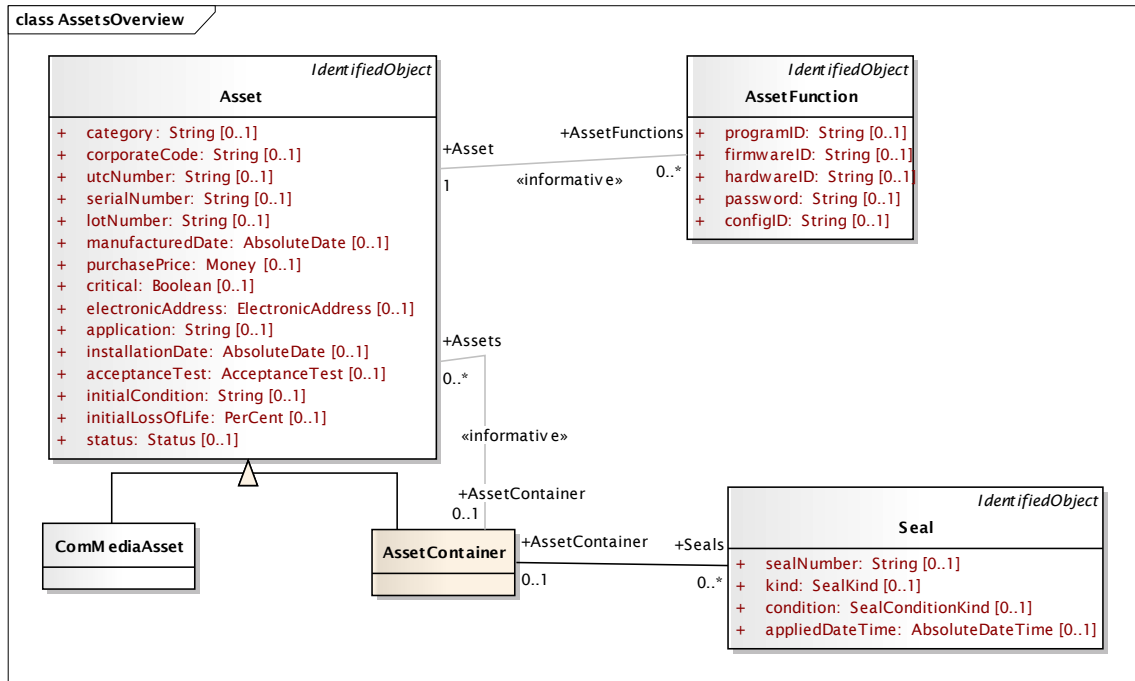
Fuente: IEC, Diagrama de clases DCIMTapChangerModel del paquete WiresExt, 2010

Figura 22: Diagrama de clases DCIMTapChangerModel del paquete WiresExt.

Clase *DistributionTapChanger*: intercambiador de tap del transformador con atributos para el DCIM.

2.2.1.2.2.3 Assets (Activos)

Este paquete contiene información de clases que soportan aplicaciones para la gestión de activos del DCIM.



Fuente: IEC, Diagrama de clases AssetsOverview, 2010

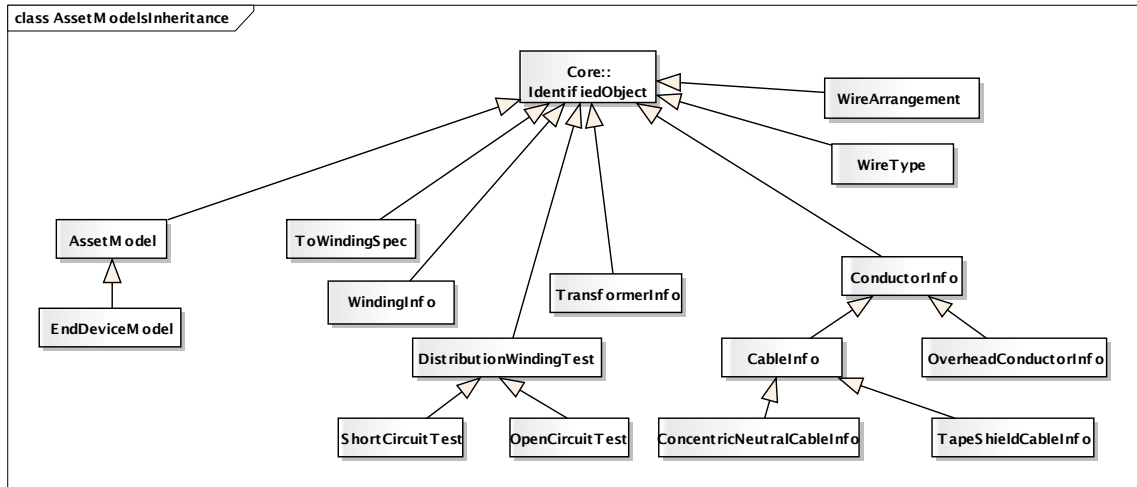
Figura 23: Diagrama de clases AssetsOverview.

Como se observó en la figura anterior, la clase principal de este paquete lleva el mismo nombre.

- Clase *Asset*: recursos tangibles de las empresas distribuidoras, entre ellos: equipos, construcciones, etc.
- Clase *AssetFunction*: función realizada por un activo.
- Clase *ComMediaAsset*: es el medio de comunicación, empleado por el activo, como: fibra óptica, PLC-*Power Line Carrier* – (Línea Portadora de Datos), etc.
- Clase *Seal*: controla el acceso a la clase *AssetContainer* (Contenedor de Activos).

2.2.1.2.2.4 AssetModels (Modelos de Activos)

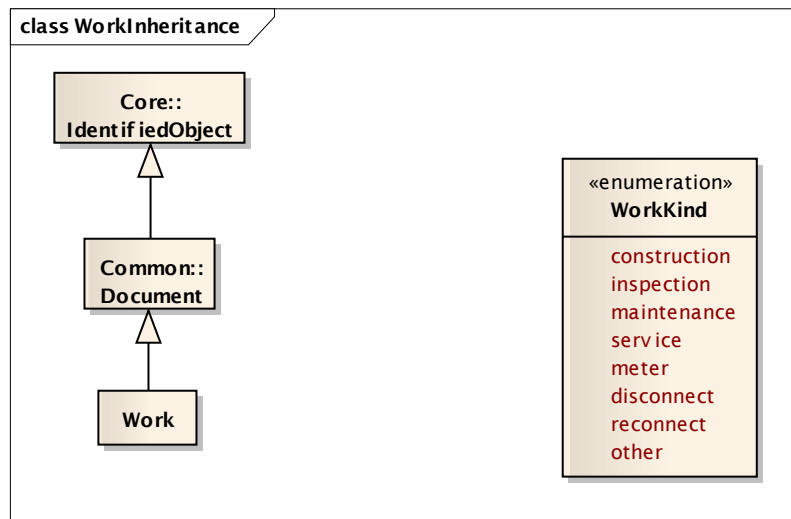
Es una extensión del paquete *Assets*, posee información de clases que soportan a la gestión de activos, aplicaciones de planificación de trabajo y diferentes tipos de redes.



Fuente: IEC, Diagrama de clases AssetsModelInheritance, 2010
 Figura 24: Diagrama de clases AssetsModelInheritance.

2.2.1.2.2.5 Work (Trabajo)

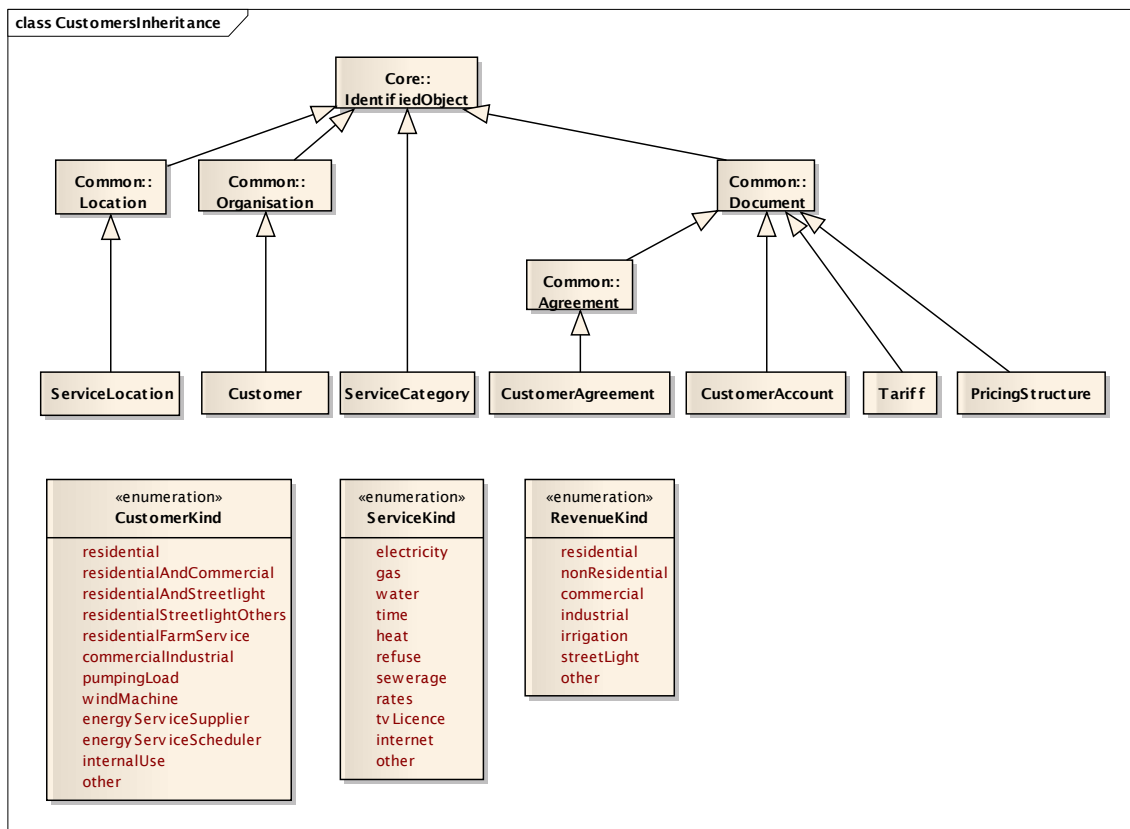
Este paquete contiene información de las clases que soportan la gestión de trabajo, así como aplicaciones para la planificación y extensión de la red.



Fuente: IEC, Diagrama de clases Work, 2010
 Figura 25: Diagrama de clases Work.

2.2.1.2.2.6 Customers (Clientes)

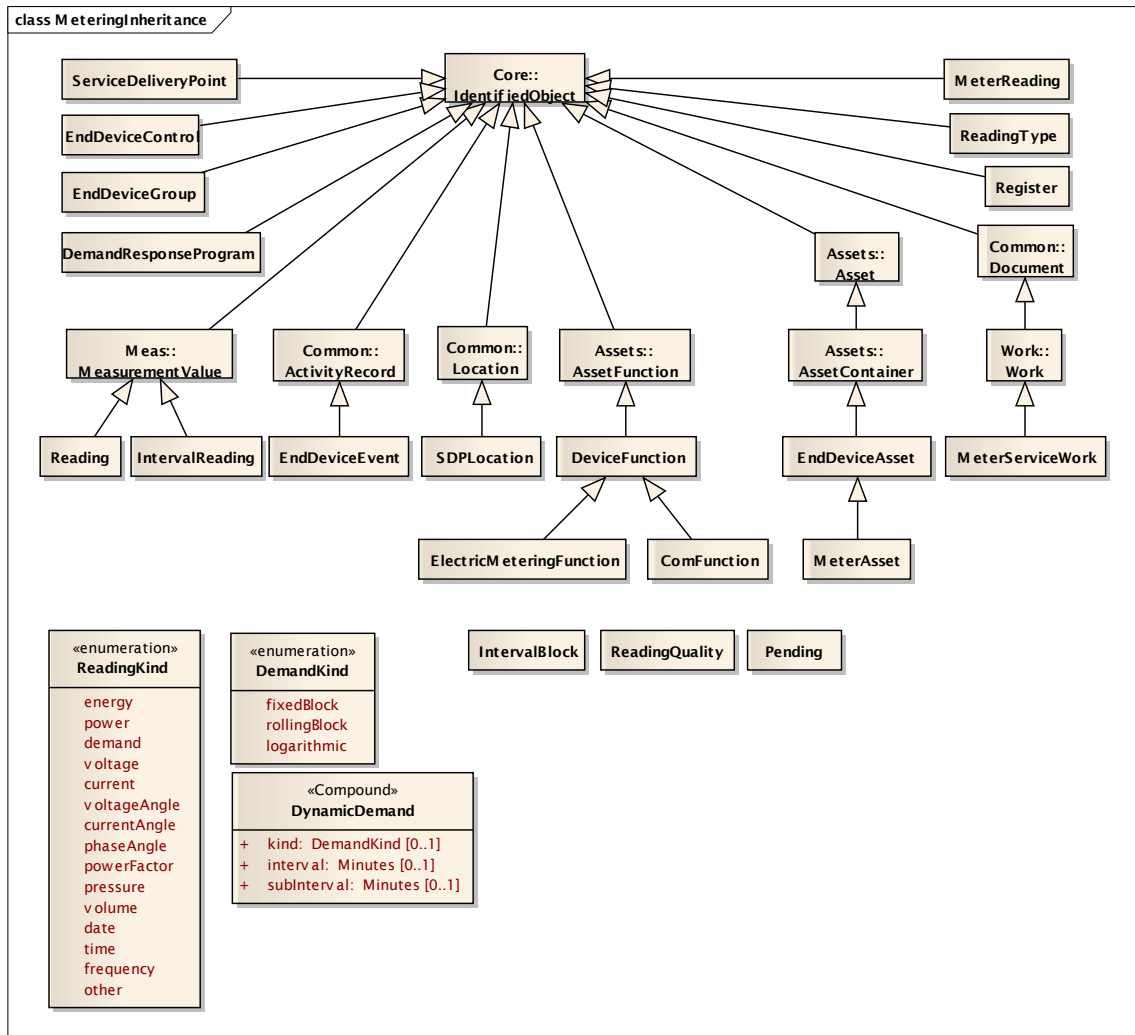
Este paquete contiene información de las clases que soportan aplicaciones de facturación del cliente.



Fuente: IEC, Diagrama de clases del paquete Work, 2010
Figura 26: Diagrama de clases del paquete Work.

2.2.1.2.2.7 Metering (Medición)

Este paquete contiene información de las clases básicas, que soportan aplicaciones de dispositivos finales, con clases especializadas para el dispositivo de medición y funciones de lectura remota. Este paquete se asocia con el punto donde se entrega el servicio al cliente.



Fuente: IEC, Diagrama de clases del paquete Metering, 2010
Figura 27: Diagrama de clases del paquete Metering.

- Clase *MeterReading*: conjunto de valores obtenidos desde un medidor.
- Clase *ReadingType*: tipos de datos transmitidos por un medidor específico.
- Clase *Register*: muestra la cantidad que fue medida por un dispositivo.
- Clase *ServiceDeliveryPoint*: punto de entrega del servicio.
- Clase *EndDeviceControl*: dispositivo encargado de realizar una acción específica.
- Clase *EndDeviceGroup*: gestión del grupo de comunicaciones. De doble vía con los sistemas AMR y con los datos del grupo de medidores relacionados.
- Clase *DemandResponseProgram*: programa de respuesta a la demanda.
- Clase *Reading*: valores específicos, medidos por un medidor u otro activo.
- Clase *IntervalReading*: dato obtenido en un intervalo de tiempo.

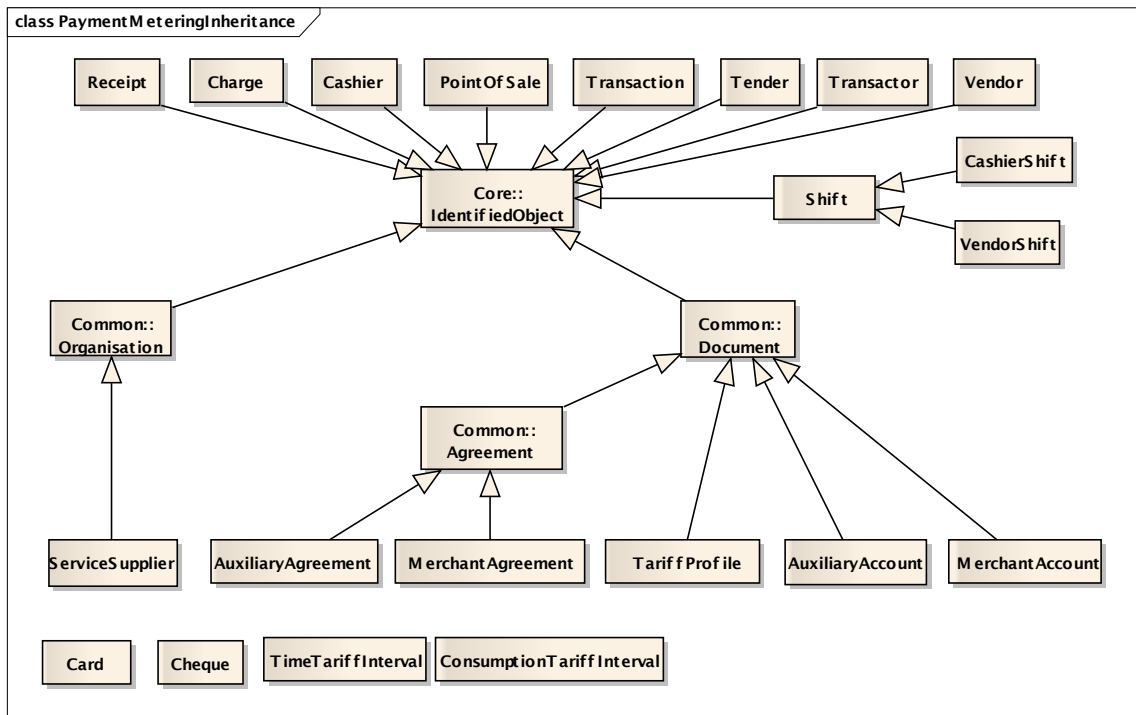
- Clase *EndDeviceEvent*: evento detectado por una función de un dispositivo.
- Clase *SDPLocation*: localización del punto de entrega.
- Clase *DeviceFunction*: función de un dispositivo como: medidor, equipo de comunicación, etc.

2.2.1.2.2.8 LoadControl (Control de Carga)

Es una extensión del paquete *Metering*, y contiene la información de las clases que soportan aplicaciones especializadas en la gestión de la demanda, usando equipos de control de carga.

2.2.1.2.2.9 PaymentMetering(Control de Carga)

Es una extensión del paquete *Metering*, y contiene las clases de información que apoyan a las aplicaciones especializadas tal como la medición de pre-pago.

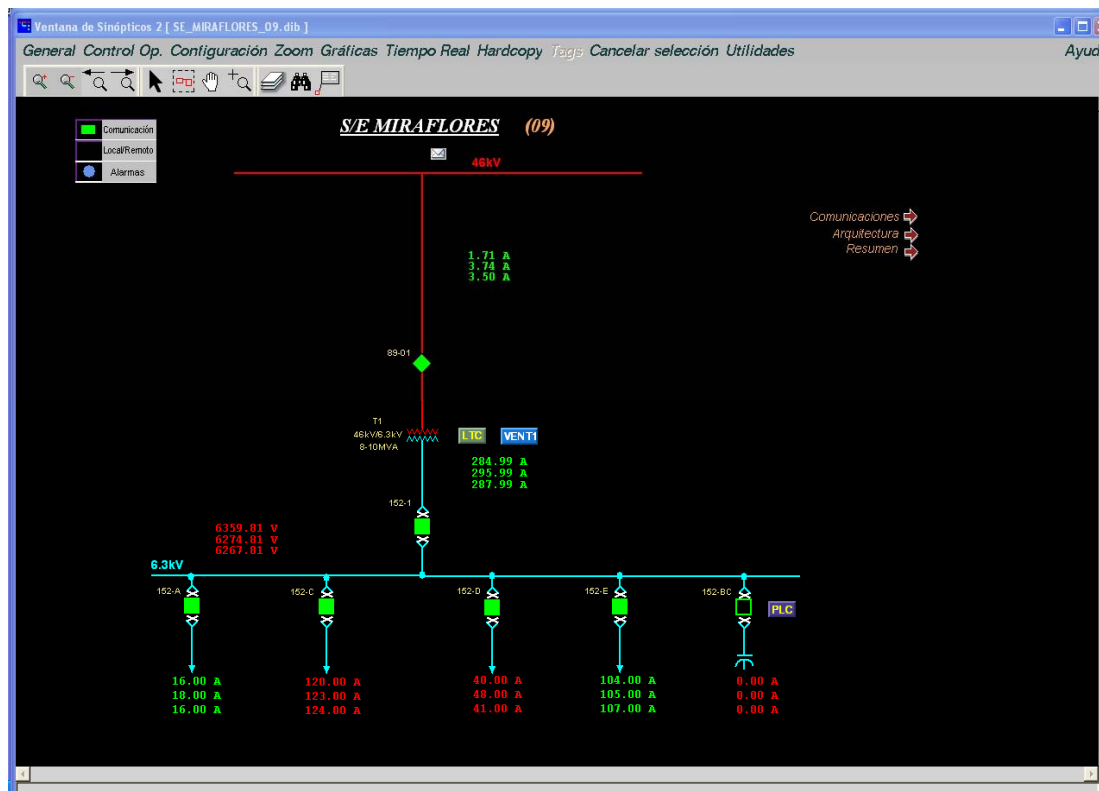


Fuente: IEC, Diagrama de clases del paquete PaymentMetering, 2010
 Figura 28: Diagrama de clases del paquete PaymentMetering.

2.2.1.3 Modelado UML CIM (5)(10)(17)

A continuación a manera de ejemplo, del modelado UML CIM, se representará, un modelado lógico de datos de una S/E eléctrica.

La S/E es Miraflores 09, de la EEQ (Empresa Eléctrica Quito), el diagrama unifilar es tomado de la ventana de sinópticos del SCADA Sherpa de la empresa.



Fuente: SCADA EEQ, Diagrama unifilar de la S/E Miraflores (09), 2010
Figura 29: Diagrama unifilar de la S/E Miraflores (09).

2.2.1.3.1 Descripción de la S/E Miraflores 09

Esta S/E se encuentra, entre las S/E Selva Alegre (41) y San Roque (07), posee dos niveles de tensión: la parte de sub-transmisión de 46kV, y un nivel de tensión para los primarios de 6,3kV.

Posee un transformador de potencia de 10MVA, para los niveles de tensión mencionados.

En la parte de sub-transmisión cuenta con un seccionador (89-01), en el nivel de tensión 6,3kV posee un disyuntor de cabecera (152-1), que alimenta a la barra de los primarios, de la cual se derivan los primarios A,C,D,E y el banco de capacitores.

Esta subestación cuenta con sus propios equipos de medición.

2.2.1.3.2 Modelado UML de la S/E Miraflores 09

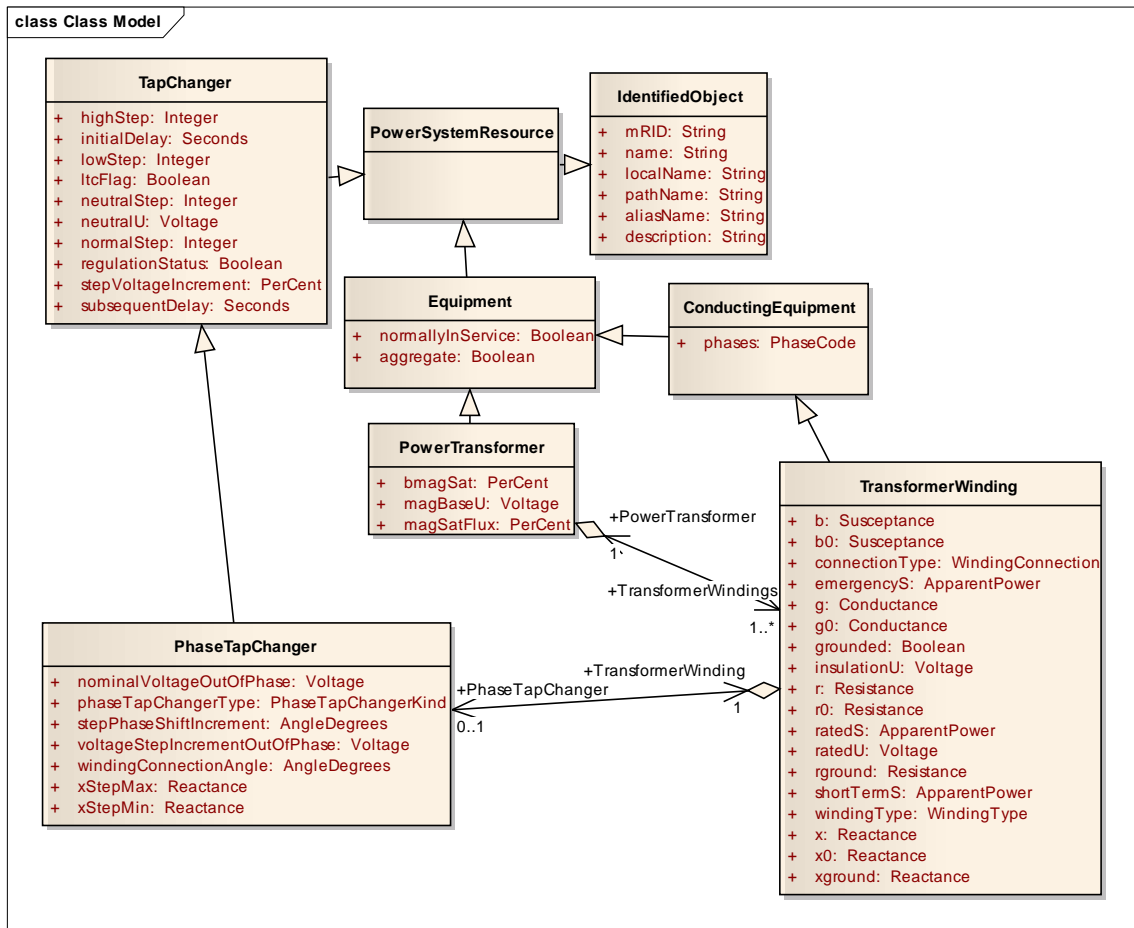
Para realizar el modelado de la S/E, se procederá a dividir el esquema en: topología y medidas.

- **Transformador**

Como la S/E 09, posee un transformador de potencia con cambiador de tomas se emplearán las siguientes clases: *PowerTransformer*, *TransformerWinding*, *TapChanger*, *PhaseTapChanger*, las cuales fueron detalladas anteriormente.

Además de clases comunes como: *IdentifiedObject*, *PowerSystemResource*, *Equipment*, *ConductingEquipment*.

A continuación se presenta el diagrama de clases, del transformador, según la norma.



Fuente: Los Autores, Diagrama de clases para el transformador de potencia, 2011

Figura 30: Diagrama de clases para el transformador de potencia.

El transformador de potencia en si es un equipo que no conduce energía, por tal motivo es una herencia de la clase *Equipment*, la parte conductora de un transformador son sus devanados, por tal motivo la clase *TransformerWinding*, es una herencia de *ConductingEquipment* y una agregación de *PowerTransformer*.

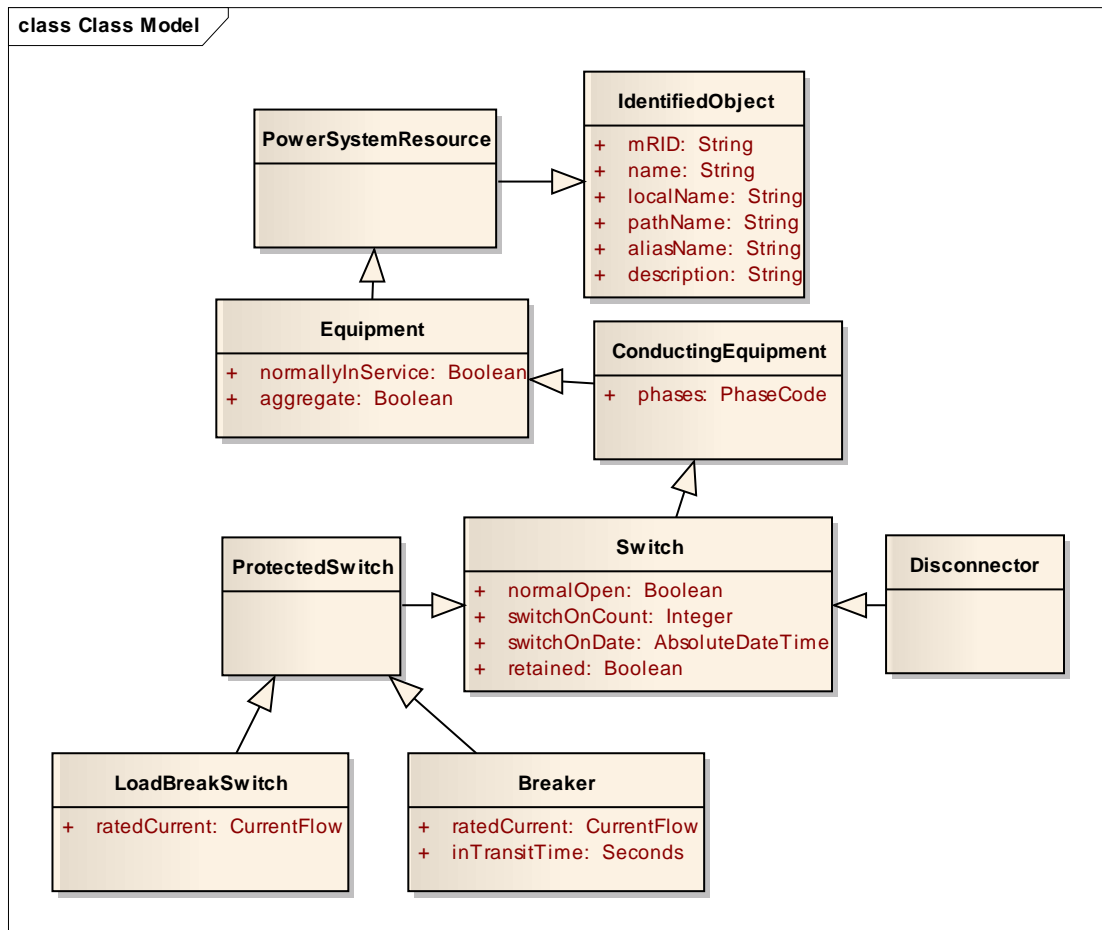
Como el transformador posee un cambiador de tomas, se empleara la clase *TapChanger*, al ser un recurso del sistema de potencia, posee como clase padre a *PowerSystemResource*, la clase que permite la variación de la posición del cambiador, es *PhaseTapChanger*, la cual hereda los atributos de la clase *TapChanger*, al ser parte de los devanados del transformador se agrega a la clase *TransformerWinding*.

- **Switch**

Como la S/E 09, posee elementos de conmutación estos son: disyuntores y seccionadores. Por lo cual se empleará las siguientes clases: *Switch*, *ProtectedSwitch*, *Breaker*, *Disconnecter*, *LoadBreakSwitch*, las cuales fueron detalladas en el numeral anterior.

Además de clases comunes como: *IdentifiedObject*, *PowerSystemResource*, *Equipment*, *ConductingEquipment*.

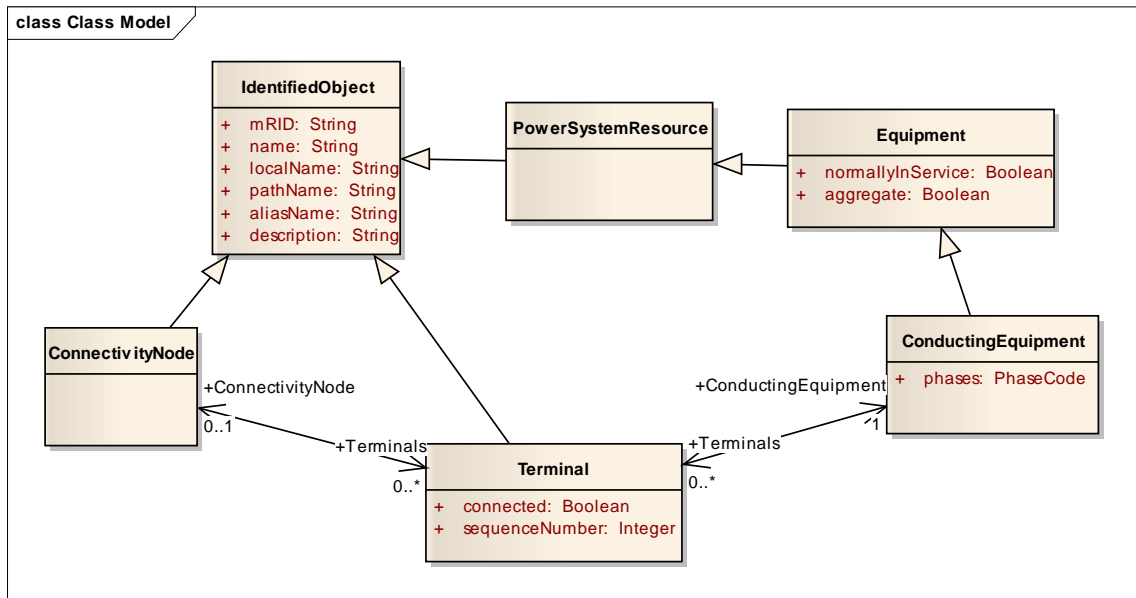
A continuación se presenta el diagrama de clases, de los conmutadores, según la norma.



Fuente: Los Autores, Diagrama de clases para los elementos de conmutación, 2011
 Figura 31: Diagrama de clases para los elementos de conmutación.

Los equipos de conmutación, son elementos de la clase *Equipment*, al poder conducir energía heredan los atributos de la clase *ConductingEquipment*, estos dispositivos al poseer la capacidad de conducir e interrumpir la energía heredan los atributos de la clase *Switch*, en esta clase se diferencian los equipos: seccionadores en la clase *Disconnecter*, de los de protección como en este caso *Breaker*.

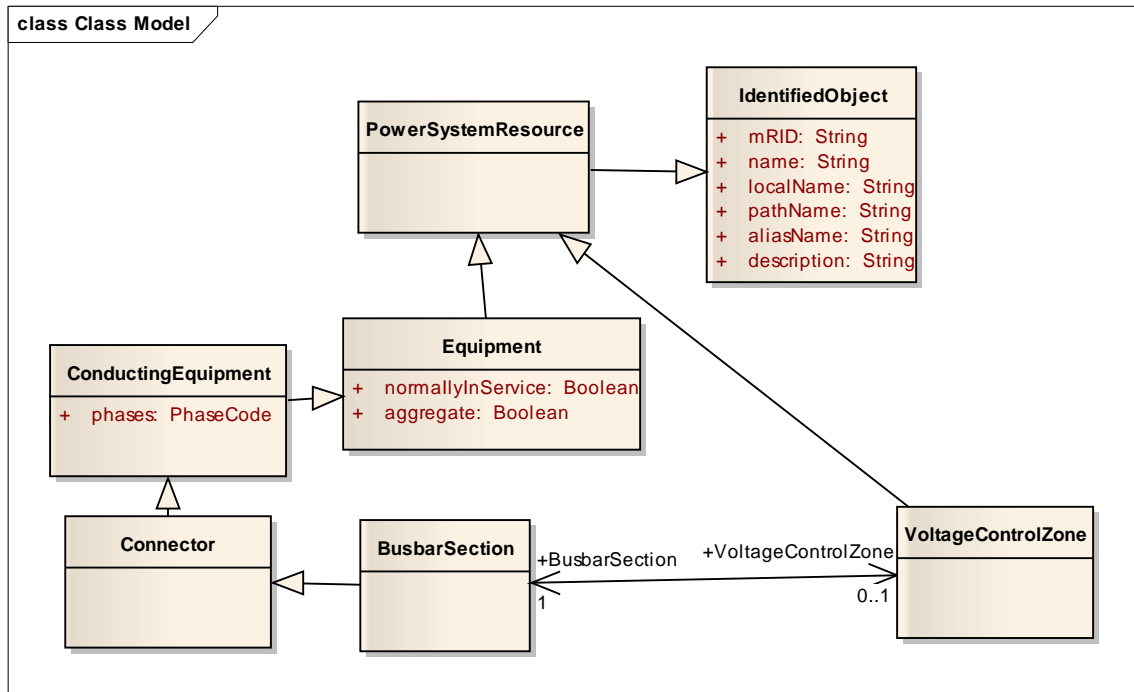
- **Conexión entre equipos y conductores**



Fuente: Los Autores, Diagrama de clases para la conexión entre equipos y conductores, 2011
 Figura 32: Diagrama de clases para la conexión entre equipos y conductores.

Los dispositivos conectados a la red poseen dos terminales de conexión, los cuales estas en la clase *Terminal*, mientras que las cargas de consumos poseen un solo terminal, los puntos de la red eléctrica donde se unen dos o más terminales se conoce como nodo de conexión representado por la clase *ConnectivityNode*.

- **Barra**

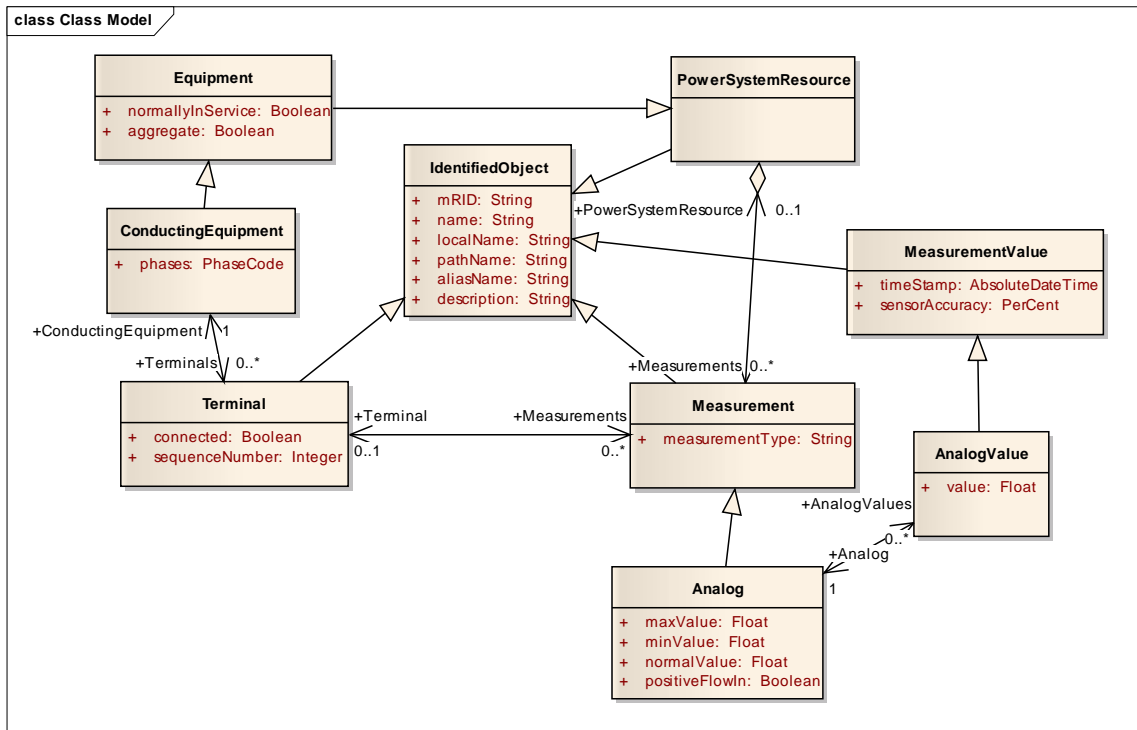


Fuente: Los Autores, Diagrama de clases para la barra, 2011
 Figura 33: Diagrama de clases para la barra.

La barra se encuentra representada por la clase *BusbarSection*, la cual se encuentra relacionada al control de voltaje secundario, expresado por la clase *VoltageControlZone*, la misma se encuentra relacionada a un grupo de conductores, pertenecientes a la clase *Connector*.

- **Representación de los transformadores de medida**

En el modelo CIM no se representan los transformadores de medida como equipos eléctricos, sino que únicamente se representan las medidas que llevan asociadas. Así, si un transformador de tensión está conectado a un terminal de un determinado equipo, el modelo sólo representará la medida de tensión asociada a dicho terminal mediante el empleo de la clase *Measurement*, para este caso particular se tendrán solo medidas análogas, representadas por las clases *Analog* y *AnalogValue*.

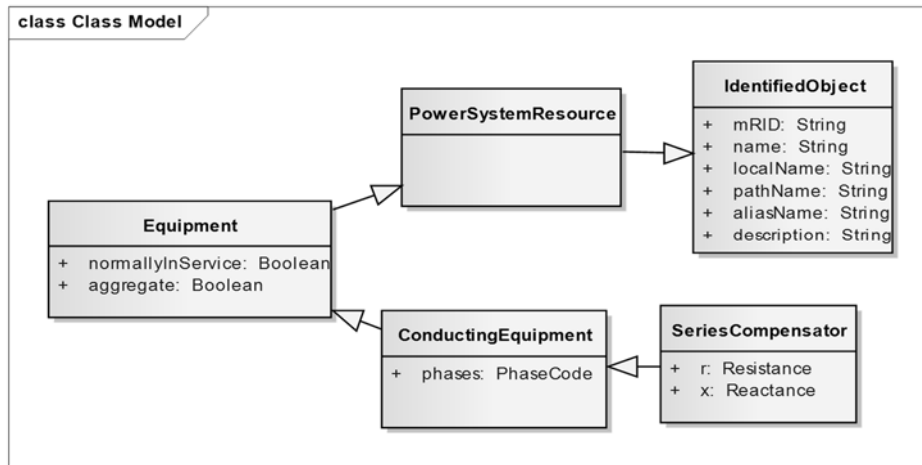


Fuente: Los Autores, Diagrama de clases para la representación de los transformadores de medida, 2011
 Figura 34: Diagrama de clases para la representación de los transformadores de medida.

Para representación de la S/E y del nivel de tensión, se tiene un diagrama de clases que fue explicado en el numeral 2.2.1.2.1.2, en la figura 16.

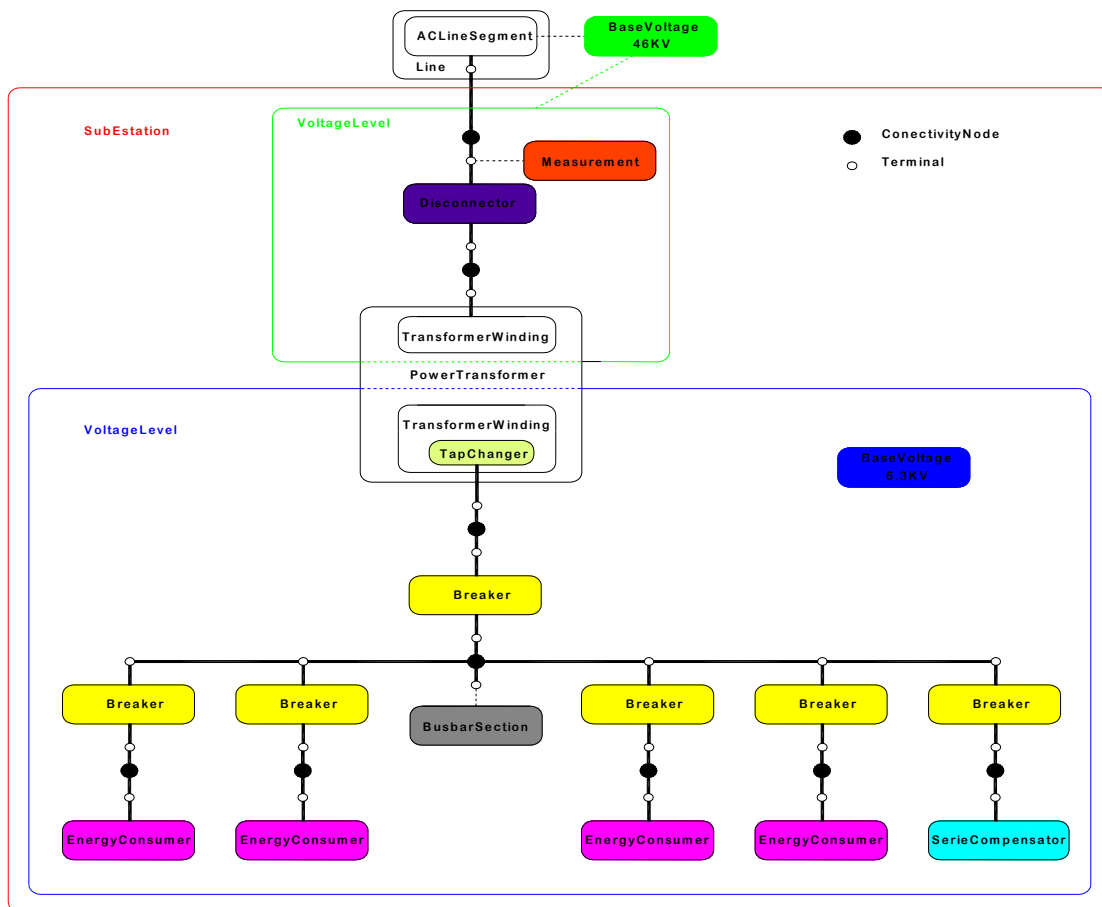
Para este ejemplo se asumirá, que los primarios están conectados a un consumidor, representado por la clase *EnergyConsumer*.

El banco de capacitores se representa con la clase *SerieCompensator*, al ser un equipo de conducción hereda sus atributos de *ConductingEquipment*.



Fuente: Los Autores, Diagrama de clases para la representación del banco de capacitores, 2011
 Figura 35: Diagrama de clases para la representación del banco de capacitores.

En la siguiente gráfica se indica la representación del diagrama unifilar en UML.



Fuente: Los Autores, Representación del diagrama unifilar en UML, 2011
 Figura 36: Representación del diagrama unifilar en UML.

2.2.2 Capa Contextual [\(8\)](#) [\(10\)](#) [\(13\)](#) [\(18\)](#)

El modelo contextual y sintaxis de mensajes que se mencionará en el numeral 2.2.3, son una parte muy extensa que podría ser considerado como otro tema de investigación. Y debido a que no es el objetivo de este estudio, se detallara a breves rasgos.

2.2.2.1 Perfiles CIM

2.2.2.1.1 Definición de un Perfil

Es un conjunto de clases, atributos y asociaciones, tomados de los paquetes CIM, los perfiles no pueden extender al CIM, pero definen el uso de las clases, asociaciones y atributos para propósitos específicos, definen y restringen: la multiplicidad y la cardinalidad²⁴; excluyen las clases y paquetes que no son necesarios para crear el perfil de un proyecto específico.

2.2.2.1.2 Uso de los Perfiles

Los perfiles se emplean de las siguientes maneras:

- El perfil define los datos requeridos para cumplir el objetivo específico en los casos de uso, o por el usuario final del perfil
- Crear el tipo de interfaz estándar
- Pruebas de interoperabilidad

2.2.2.1.3 Perfil CPSM²⁵

Los perfiles CPSM, son un conjunto de clases, atributos y asociaciones que son necesarios para ejecutar aplicaciones EMS, como: flujo de potencia, estimación del estado, entre otros.

²⁴ **Cardinalidad:** número de ocurrencias que pueden existir entre un par de entidades.

²⁵ **CPSM:** por sus siglas en ingles Common Power System Model.

Los perfiles CPSM son usados comúnmente para el intercambio de modelos de red de transmisión entre ISO-*Independent System Operator*- (Operador Independiente del Sistema) y RTO-*Regional Transmission Organization*- (Organización de Transmisión Regional), según abreviatura para estas entidades de Norte América.

Los perfiles CPSM, están definidos en el estándar IEC-61970-452 e IEC-61970-456, los propósitos de estos estándares son:

- Mejorar la exactitud de los modelos del sistema de potencia usados en sistemas críticos.
- Para reducir los costos de mantenimiento de los modelos de planeación y operación que se usan en la interconexión.
- Para lograr la consistencia a través de los modelos usados por varios sistemas que participan, en la operación y planificación de la interconexión.

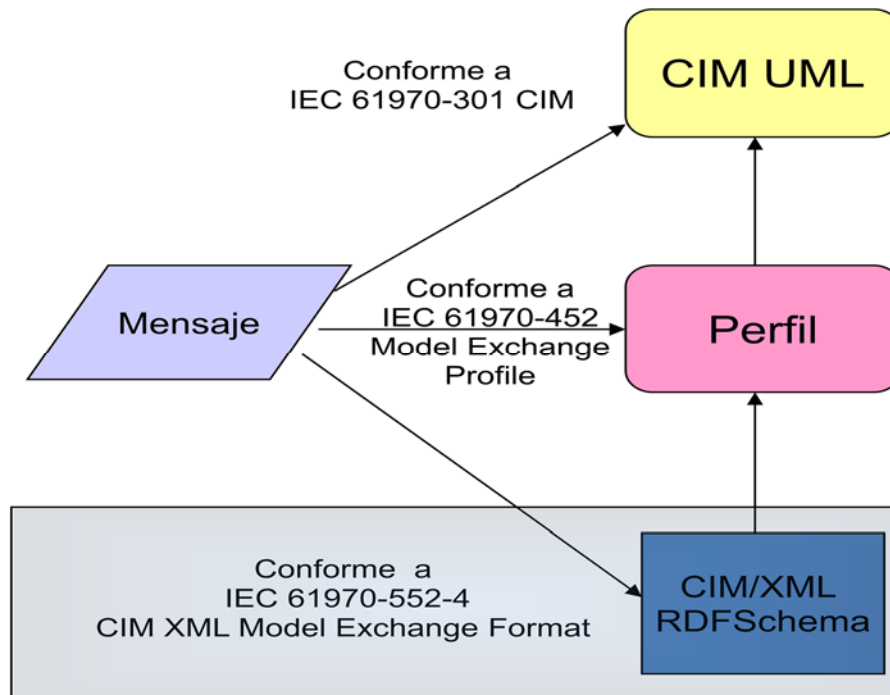
2.2.2.1.4 Perfil CDPSM²⁶

Los perfiles CDPSM, son un conjunto de clases, atributos y asociaciones que son necesarios para ejecutar aplicaciones DMS.

Los perfiles CDPSM, están definidos en el estándar IEC-61968-13, el propósito de este estándar es, permitir el intercambio de datos, por lo tanto la importación de modelos de datos de la red, permitirá realizar: análisis de conectividad de la red, análisis de eventos, cálculos de flujo de carga, etc.

Una vez determinado el perfil específico a usar, se debe desarrollar la sintaxis de los mensajes, para esto se emplean una serie de reglas conocidas como ensamblador de mensajes, con lo cual los perfiles se expresan en los siguientes tipos de archivos, RDF, XSD, OWL, como se muestra en la figura siguiente.

²⁶ **CDPSM**: por sus siglas en ingles Common Distribution Power System Model.



Fuente: IEC, Representación de capas para el proceso de construcción de mensajes, 2011
 Figura 37: Representación de capas para el proceso de construcción de mensajes.

2.2.3 Sintaxis de mensajes (8)(10)(13)(18)(19)

2.2.3.1 Lenguaje de Marcado Extensible (XML²⁷)

Es un metalenguaje²⁸ que nos permite definir, especificar y crear lenguajes de marcado o etiquetas para diferentes y determinados usos, ya que proporciona un formato para describir los datos, señala las formas de codificar tanto información como meta-información, para que esta pueda ser intercambiada entre aplicaciones y sistemas informáticos de forma clara. Con esto se obtiene significativas mejoras en la búsqueda de información a través de varias plataformas.

XML fue estandarizado por W3C –World Wide Web Consortium- (Consortio Internacional de la Web) en 1998.

²⁷ XML -eXtensible Markup Language- (Lenguaje de Marcado Extensible)

²⁸ Metalenguaje: es un lenguaje que se usa para hablar acerca de otro lenguaje.

Para aplicaciones CIM, XML se puede emplear para definir ontologías, incluyendo RDF –*Resource Description Framework*– (Marco de Descripción de Recursos) y OWL –*Web Ontology Language*– (Lenguaje de Ontología Web), los cuales serán descritos posteriormente.

2.2.3.2 Esquemas XML

Son usados para definir la estructura, contenido y la semántica, de archivos XML, ya que mediante estos esquemas se definen los siguientes aspectos:

- Los elementos que pueden aparecer en el documento
- Los atributos que pueden utilizarse junto a cada elemento
- Cómo se pueden anidar los elementos (padres e hijos)
- El orden en el que deben aparecer los elementos hijos de un mismo padre
- El número permitido de elementos hijos
- Si un elemento puede ser vacío o no
- Tipos de datos para elementos y atributos
- Valores por defecto y fijos para elementos y atributos

Los esquemas se definen como documentos XML, en un documento aparte con extensión .XSD

El DCIM usa archivos XSD para definir los mensajes entre aplicaciones y dominios, excepto para modelos de intercambio de los modelos de potencia.

2.2.3.3 Ontología

Se refiere a la formulación de esquemas conceptuales, de forma exhaustiva y rigurosa, estos esquemas se encuentran dentro de uno o varios dominios; con la finalidad de facilitar la comunicación y el intercambio de información entre diferentes sistemas y entidades.

Las ontologías definen conceptos adicionales a los presentados por los diagramas de clases UML, conceptos como:

- Restricciones: descripciones formales de lo que debe ser verdad, para que sea aceptada como entrada
- Reglas: una declaración de If-Then
- Los axiomas: Las afirmaciones y las reglas que en conjunto constituyen la teoría general del dominio
- Eventos: el cambio de atributos o relaciones.

2.2.3.3.1 Marco de Descripción de Recursos (RDF²⁹)

Es un lenguaje de propósito general estandarizado, para el intercambio de datos en la web, posee características que facilitan la fusión de los datos.

Este modelo se basa en la idea de convertir las declaraciones de los recursos en expresiones conocidas como tripletas, con la siguiente forma: Sujeto- Predicado- Objeto.

- Sujeto: es el recurso, es decir aquello que se está describiendo, expresado como Identificador Uniforme del Recurso (URI).
- Predicado: es la propiedad o relación que se desea establecer acerca del recurso.
- Objeto: es el valor de la propiedad o el otro recurso con el que se establece la relación.

Usando este modelo simple, se estructura y semi-estructura los datos para ser unidos, expuestos y compartidos a través de diferentes aplicaciones.

La combinación de RDF con otras herramientas como esquemas RDF y OWL permite añadir significado a las páginas, y es una de las tecnologías esenciales de la semántica web.

²⁹ **RDF:** por sus siglas en ingles Resource Description Framework.

2.2.3.3.2 Esquemas RDF

El RDF describe el significado de la oración y las relaciones entre los recursos, pero no puede definir el vocabulario de la oración, para esto se emplea, el lenguaje de descripción del vocabulario más conocido como Esquema RDF, el cual proporciona al usuario el significado y descripción específica de los tipos de recursos y clases.

Los esquemas RDF, para el modelo de intercambio se encuentran completamente detallados en el estándar IEC-61970-501, el cual proporciona el marco para la construcción de los archivos CIM-XML a partir del esquema RDF.

2.2.3.3.3 Lenguaje de Ontología Web (OWL)

Es un lenguaje basado en RDF para expresar ontologías, este es usado por algunas herramientas CIM, para especificar los perfiles.

Los perfiles están definidos comúnmente en OWL, ya que permiten imponer restricciones sobre el modelo a definir.

CAPÍTULO III

3 PROCESO DE NEGOCIO DMS

En este capítulo se presentará el modelo para el proceso de negocio del DMS, mediante el cual se describirá cómo se realiza el proceso de gestión de la distribución.

Además, se realizará los modelos de flujo de trabajo (Workflow), mediante los cuales se identificará quien o quienes realizan las actividades del proceso de gestión de la distribución. Para esto, se presentará un flujo macro del proceso y los flujos de trabajo de las principales funciones de gestión de la red de distribución.

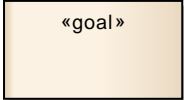
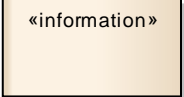
Para realizar el modelado del proceso de negocio se utilizará el diagrama de análisis, en tanto que para modelar los flujos de trabajo, BPMN-*Business Process Modelling Notation*- (Notación para el Modelado de Proceso de Negocio), se empleará la herramienta Enterprise Architect 9 (disponible en www.sparxsystems.com.au).

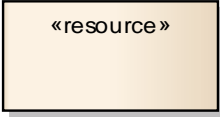
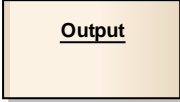
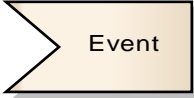
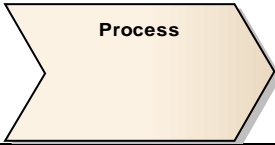
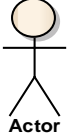
3.1 Tipos de notación de diagramas a emplear

3.1.1 Diagrama de análisis (15)

Es un diagrama de actividad UML (Lenguaje de Modelo Unificado) simplificado, aplicado a los modelos de procesos de negocio. Se usa para capturar procesos de negocio de alto nivel, que incluye sus características y necesidades esenciales.

A continuación se hace una descripción de los elementos de la notación a utilizar:

Elemento	Figura	Descripción
Objetivo		Es la razón por la que la organización realiza este trabajo, y se debería definir en los términos de los beneficios que tiene para la organización como un todo, y en la satisfacción de las necesidades de negocio.
Información		Los procesos de negocio utilizan información para personalizar o completar sus actividades. La información, a diferencia de los recursos, no se consume en el proceso más bien se utiliza como parte del proceso de transformación. La

		información puede provenir de Fuentes externas, de clientes, de unidades organizacionales internas e incluso puede ser el producto de otros procesos.
Recursos		Un recurso es una entrada a un proceso de negocio y, a diferencia de la información, típicamente se consume durante el procesamiento.
Salida		Un proceso de negocio producirá típicamente una o más salidas de valor para el negocio, tanto para uso interno como para satisfacer requisitos externos.
Evento		Se utiliza para definir o recibir la recepción de una petición.
Proceso		Un elemento estereotipado de la actividad que expresa el concepto de un proceso de negocio este involucra: salidas, flujo de trabajo, metas y conexiones con otros procesos.
Actor		Usuario del sistema puede ser humano, maquina u otro sistema.

Fuente: Los Autores, Elementos principales empleados de la notación de diagrama de análisis, 2011.

Tabla 6: Elementos principales empleados de la notación de diagrama de análisis.

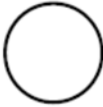
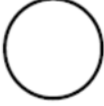








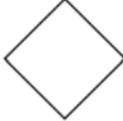
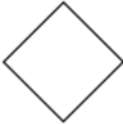

3.1.2 Notación de Modelos de Procesos de Negocio (BPMN³⁰) [\(20\)](#)





El Modelamiento de procesos de Negocio (BPM - *Business Process Modelling* -), es una filosofía de gestión centrada en mejorar los procesos operacionales de la organización, y esta se apoya en BPMN que es la notación que facilita el modelamiento de procesos.

En este tipo de notación los procesos de negocio involucran la captura de una secuencia ordenada de actividades e información de apoyo.

Como el BPMN es una notación basada en diagramas, se procederá a explicar sus principales elementos en la siguiente tabla.

³⁰ **BPMN:** por sus siglas en inglés Business Process Modelling Notation.

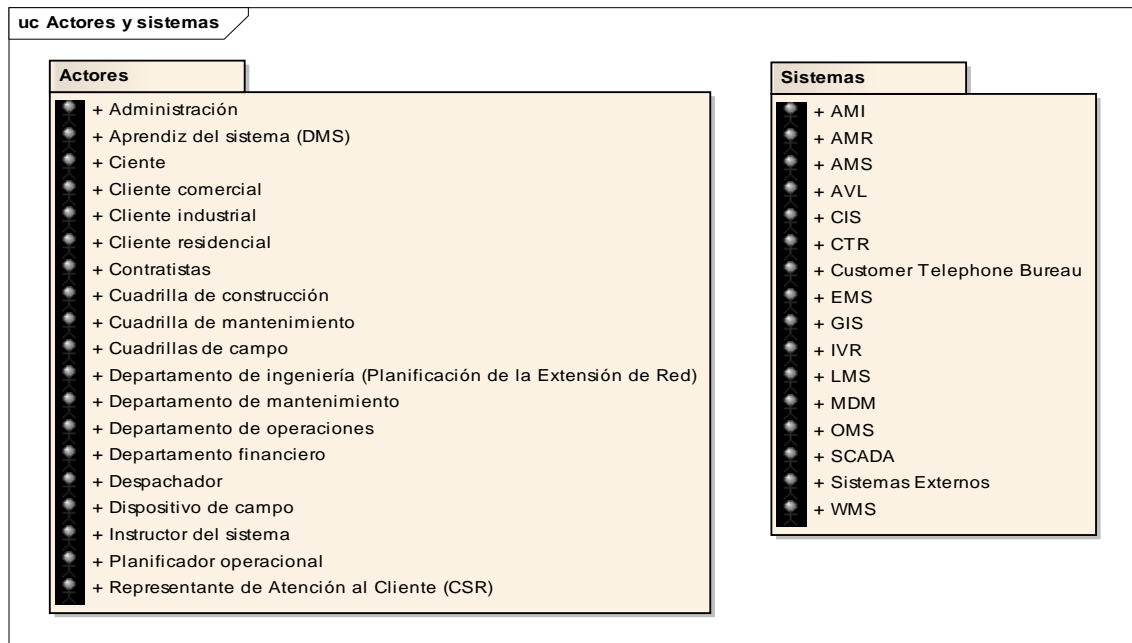
Principales elementos de la notación empleados			
Elemento	Tipo	Figura	Descripción
Eventos			Es algo que sucede durante el proceso de negocio y normalmente tiene una causa o impacto.
Evento	Inicio simple		Muestra donde inicia un proceso, no se define ningún disparador.
Evento	Inicio por mensaje		El disparador es un mensaje que llega desde otra entidad de negocio.
Evento	Inicio por señal		El disparador es una señal que proviene de un participante del negocio o desde otro proceso de negocio.
Evento	Intermedio		Indica cuando algo sucede después de que un proceso ha comenzado y antes de que haya finalizado.
Evento	Intermedio por tiempo		El disparador es una hora y fecha específica o intervalo de tiempo.
Evento	Final		Marca cuando un proceso finaliza.
Evento	Final por señal		Indica que el fin de un proceso resulta la transmisión de una señal.
Actividad			Una actividad es un término genérico para describir el trabajo que realiza una compañía.
Actividad	Sub-proceso		Representa una actividad compuesta, significa que su trabajo puede definirse en un nivel más fino de detalle.
Nodos			Los nodos o entradas son usados para controlar la divergencia o convergencia del flujo de secuencia.
Nodos	Exclusivo		Bifurcación del camino donde puede haber dos o más decisiones, pero solo un camino a seguir dependiendo de la condición dada.
Nodos	Inclusivo		Soportan las decisiones donde es posible más de un resultado en el punto de decisión.

Nodos	Paralelo		Insertan una división en el proceso para crear más de dos hilos de ejecución paralelos, estos además pueden unificar caminos paralelos.
Pool	Pool (Entidad/Rol) 		Actúa como contenedor para un proceso, cada uno representa un participante en el proceso de negocio.
Lane	Lane (participante dentro de un pool) 		Utilizado para representar roles de negocio, internos dentro de un proceso.
Objeto de conexión	Flujos de Secuencia		
	 Flujos de Mensaje		

Fuente: Los Autores, Elementos principales empleados de la notación BPMN, 2011.
 Tabla 7: Elementos principales empleados de la notación BPMN.

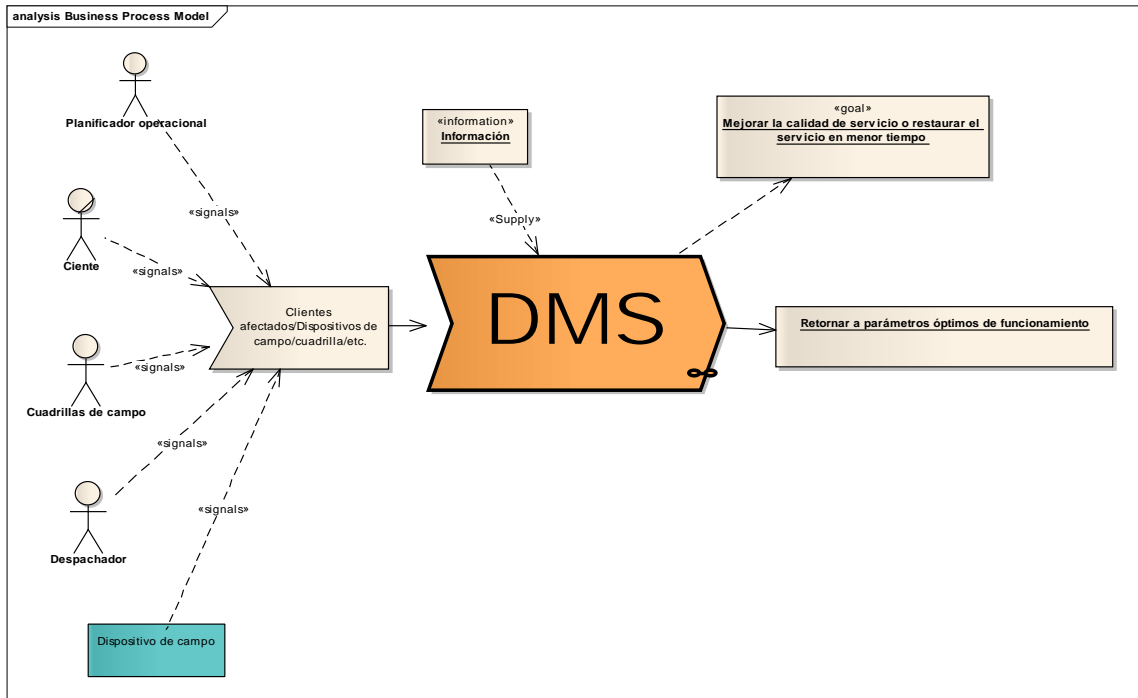
3.2 Modelamiento del proceso de negocio del DMS

Para el modelamiento del DMS, se empezará por indicar los principales actores y sistemas que se emplearán, como se muestra en la siguiente figura.



Fuente: Los Autores, Actores y sistemas que intervienen, 2011
 Figura 38: Actores y sistemas que intervienen.

Para continuar con el modelamiento, se muestra a continuación el modelo macro del proceso de negocio del DMS.



Fuente: Los Autores, Modelo del proceso de negocio para el DMS, 2011
 Figura 39: Modelo del proceso de negocio para el DMS.

En este diagrama se describe como se realiza el proceso de negocio para la gestión de la distribución, enfocándose principalmente en las entradas, salidas, metas, y acontecimientos claves que impulsan el proceso.

Las entradas disparan un evento y pueden ser de diferentes fuentes como: llamada de clientes con interrupción, cambio de estado de los dispositivos de campo, reporte de cuadrillas de campo, trabajos programados, optimización de la red, etc.

Al momento de presentarse un evento, el proceso de negocio del DMS necesita información de apoyo, la cual proviene de otros sistemas externos como los mencionados en el capítulo 1.

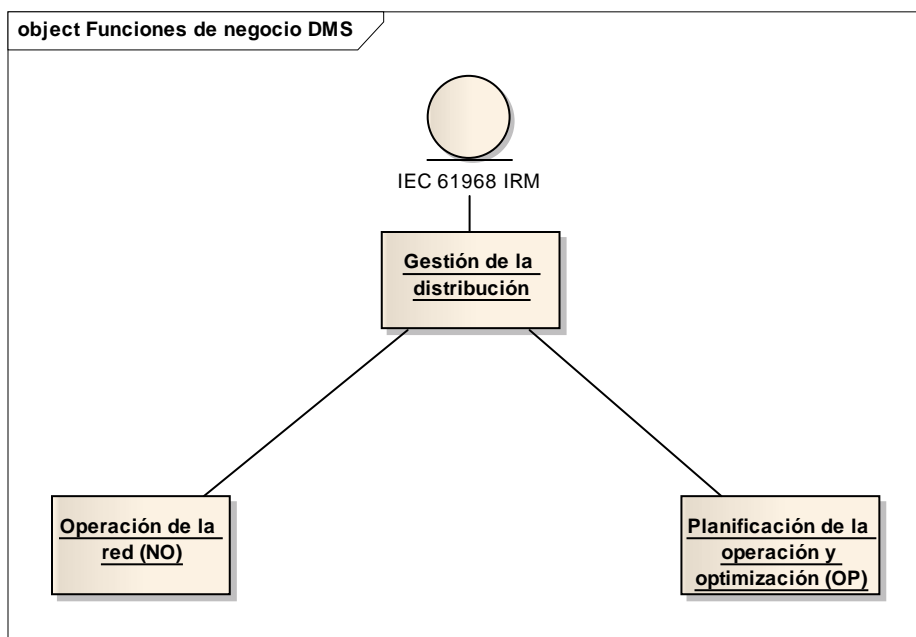
Con la información obtenida, el proceso se ejecuta con la finalidad de cumplir un objetivo determinado, que podría ser mejorar la calidad de servicio o disminuir el tiempo

de interrupción de energía, y finalmente, el proceso da como salida los parámetros o comandos que permitirán retornar al funcionamiento óptimo del sistema de distribución.

Las actividades que se ejecutan y quien ejecuta dichas actividades, contenidas en el proceso DMS de la figura 39, se detallaran en el numeral 3.3.1.1, correspondiente al modelamiento de flujo de trabajo de la gestión de la distribución.

3.3 Modelamiento de flujos de trabajo (Workflow) [\(21\)](#)

A continuación se procederá a delimitar las principales funciones de negocio, que se emplearán en el presente estudio de pre-grado. Esto basado en las funciones de negocio presentadas en el estándar IEC-61968-1, mismas que son: NO –*Network Operation*– (operación de la red) y OP –*Operation planning and optimization* – (planificación y optimización de la operación), como se muestra en la siguiente figura.



Fuente: Los Autores, Funciones de negocio para el DMS, 2011
Figura 40: Funciones de negocio para el DMS.

Cada una de estas funciones se encuentra dividida en sub-funciones y actividades, las cuales pueden ser visualizadas de manera detallada en el estándar IEC-61968-1, presentado en el [Anexo B1](#).

El siguiente paso a realizar será el modelamiento de procesos de la gestión de la distribución, soportados por el DMS partiendo de los casos de uso de EPRI, para los procesos de negocio que se presentan en la tabla 8.

Antes de detallar los procesos de negocio que se muestran en la tabla 8, es necesario describir, qué es un caso de uso.

Un caso de uso en los términos más simples, describe un conjunto de actividades de un proceso de negocio. Los casos de uso dan respuesta a las siguientes preguntas:

- Quién hace: identifica los actores del proceso de negocio.
- Qué hace: identifica las actividades ejecutadas por los diferentes actores.
- Cuándo lo hace: identifica la secuencia en la que se ejecutan las actividades.

Con esta aclaración, a continuación se indican los procesos de negocio.

Numeral	Caso de uso
3.3.1	Operación de la red (NO)
3.3.1.1	Gestión de la red de distribución
3.3.1.2	FLIR - <i>Fault Location, Isolation and service Restoration</i> - (Localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio)
3.3.1.2.1	FLIR solo con interruptores manuales
3.3.1.2.2	FLIR con segunda falla
3.3.1.2.3	FLIR con interruptores a control remoto y manual
3.3.1.2.4	Localización de cortocircuito
3.3.1.2.5	Localización de falla a tierra
3.3.1.2.6	Aislamiento de la falla
3.3.1.2.7	Coloración de la red
3.3.1.2.8	Restauración del servicio
3.3.1.3	VVWO – <i>Voltage, Var and Watt Optimization</i> - (Optimización Volt/Var/Watt)
3.3.1.3.1	VVC – <i>Voltage and Var Control</i> - (Control Volt/Var)
3.3.1.3.2	Optimización VOLT/VAR
3.3.1.3.3	IVVC – <i>Integrated Voltage and Var Control</i> - (Control Integrado Volt/Var) centralizado
3.3.1.3.4	Alivio de carga por relé de frecuencia
3.3.1.3.5	Alivio de carga por orden
3.3.1.4	MFR – <i>Multi-Level Feeder Reconfiguration</i> - (Reconfiguración multi-nivel de alimentadores)
3.3.1.4.1	Operación de alimentadores basado en análisis de contingencia
3.3.2	Planificación y optimización de la operación (OP)
3.3.2.1	DOMA – <i>Distribution Operation Modeling and Analysis</i> - (Modelo y análisis de la operación de la distribución)
3.3.2.1.1	Análisis de contingencia
3.3.2.1.2	Cálculo de flujo de potencia
3.3.2.1.3	Predicción de la carga

3.3.2.2	Modo de estudio
3.3.2.3	Entrenamiento a despachadores

Fuente: Los Autores, Casos de uso de las funciones principales empleados por el DMS, 2011.

Tabla 8: Casos de uso de las funciones principales empleados por el DMS.

Para explicar cada uno de los flujos de trabajo de estos procesos de negocio, se empleará parte de la plantilla de casos de uso del anexo B, figura B4 de la norma IEC-61968-1, mostrada en el [Anexo A3](#) del presente trabajo de investigación. Esto se lo realiza con la finalidad de documentar en forma normalizada, los modelos a obtenerse de los flujos de trabajo mencionados en la tabla 8.

Es importante indicar que la forma de documentación del [Anexo A3](#), se divide en las siguientes partes:

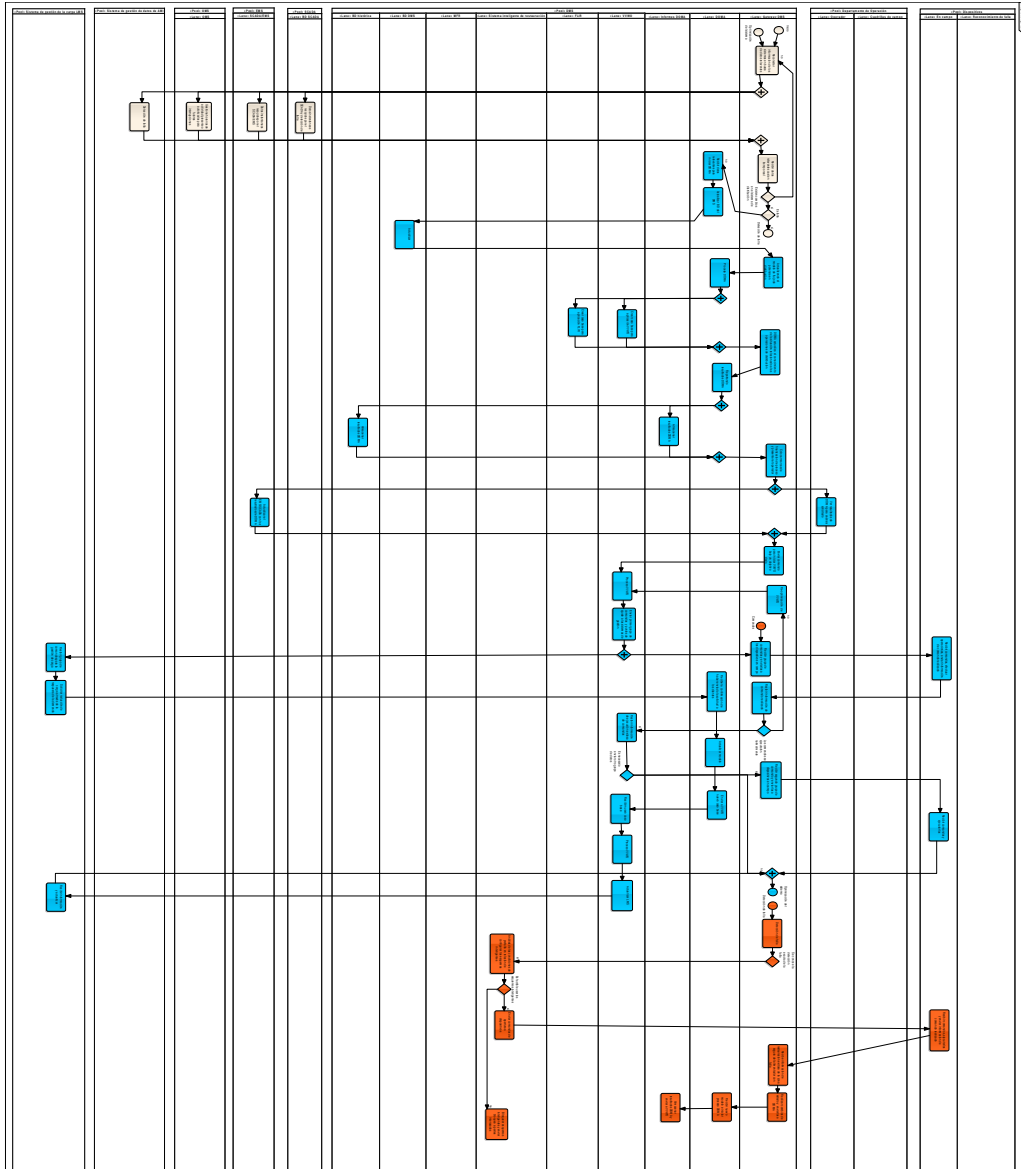
- Nombre del caso de uso: muestra el nombre del proceso de negocio.
- Resumen: realiza una breve descripción del proceso de negocio.
- Actores: identifica y describe cada uno de los actores (siendo estos humanos o departamentos de la empresa) que participan en el proceso de negocio.
- Funciones de negocio o sistemas participantes: identifica y describe cada uno de los sistemas y funciones que interactúan con el proceso de negocio.
- Supuestos o consideraciones de diseño: describe las condiciones que deben existir antes de iniciar el proceso de negocio, como el estado previo de los actores y actividades, si no existe no se mostrara en el documento.
- Secuencia normal: describe los pasos que se realizan en el proceso de negocio.
- Secuencia alternativa: si existe más de un conjunto de pasos es pertinente crear un nuevo conjunto alternativo, si no existe no se mostrara en el documento.
- Post-condiciones: condiciones esperadas después de la ejecución del proceso de negocio, si no existe no se mostrara en el documento.

3.3.1 Operación de la red (NO³¹)

3.3.1.1 Gestión de la red de distribución

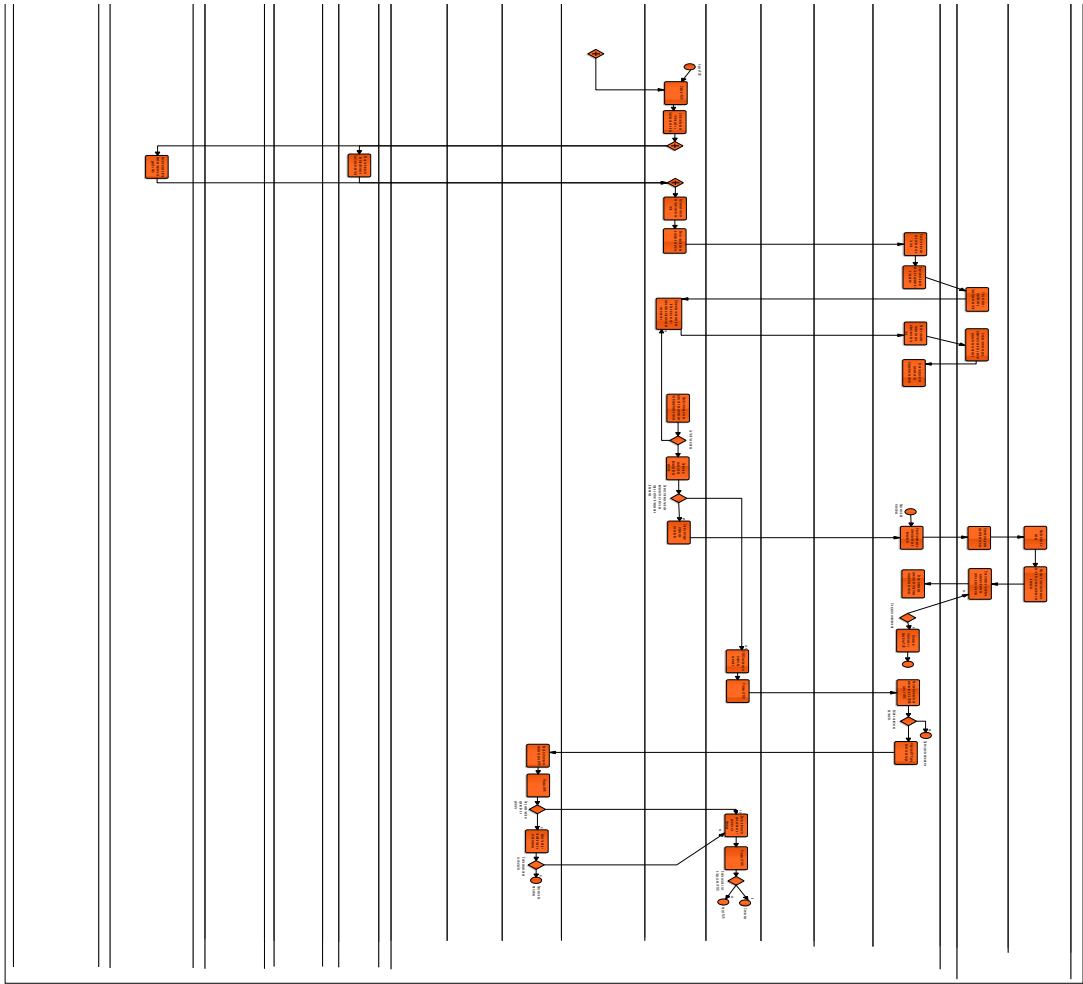
En la siguiente gráfica se presenta el flujo de trabajo para la gestión de la red de distribución, de forma macro, el cual indica quien o quienes realizan las diferentes actividades del proceso, además de los roles y responsabilidades de los actores del proceso.

³¹ **NO:** por sus siglas en inglés Network Operation.



Fuente: Los Autores, Workflow Gestión de la red de distribución Macro, 2011
 Figura 41: Workflow Gestión de la red de distribución Macro.

Para mejor resolución de la figura 41, ver el anexo Workflow Gestión de la red de distribución Macro.



Fuente: Los Autores, Workflow Gestión de la red de distribución Macro, 2011
 Figura 42: Workflow Gestión de la red de distribución Macro.

Para mejor resolución de la figura 41, ver el anexo Workflow Gestión de la red de distribución Macro.

Nombre del caso de uso: Gestión de la red de distribución

Resumen:

Este caso de uso la gestión de la distribución realiza:

- Recolección de datos con chequeo de consistencia.
- Chequeo de la integridad del sistema de distribución.
- Modelamiento y análisis del sistema periódico y por eventos.
- Chequeos de alarmas.
- Análisis de contingencia.
- Optimización Volt/Var.
- Flir.
- Análisis de los esquemas y acciones de restauración.
- Registro y reporte.
- Reconfiguración de alimentadores.

Actores:

Nombre	Descripción del rol
Dispositivos de reconocimiento de falla	Dispositivos en la red de distribución o en la S/E, que detectan valores mayores o menores a los límites programados en tensión, corriente, etc. Dispositivos como IEDs.
Dispositivos en campo	Elementos en la red de distribución o en la S/E, que permiten al operador realizar operaciones de conmutación localmente y remotamente.
Cuadrilla de campo	Personal encargado de la operación manual de los dispositivos de campo, ellos realizan patrullaje a la red, reparación y construcción si fuese el caso.
Operador	Persona a cargo de las operaciones de distribución durante su turno de trabajo.

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Componente abstracto / Función de negocio	Servicio o información proporcionada
Gateway DMS	Entrada del sistema de gestión de la distribución.	Sub-sistema informático, que consiste en la interfaz gráfica con el usuario, e interfaces con el SCADA de distribución y aplicaciones DMS. Este sub-sistema acepta, chequea y organiza la información obtenida desde el SCADA, operador y otro personal autorizado, disparando las aplicaciones DMS de acuerdo a configuraciones establecidas. Acepta la salida de la información desde las aplicaciones DMS, e inicia la ejecución de sus instrucciones.
DOMA	Modelo de operación y análisis de distribución en tiempo real.	Es una aplicación del DMS, está ejecuta periódicamente y por eventos, el modelo de flujo de potencia y la estimación del estado, lo más cercano al tiempo real, también realiza: <ul style="list-style-type: none"> • Actualiza modelo topológico • Actualiza modelo de instalaciones • Actualiza el modelo de carga basado en AMI • Edita las alarmas y advertencias para el operador • Reporta las operaciones de la generación distribuida Además envía información necesaria para ejecutar otras aplicaciones DMS.
VVWO	Optimización de Voltaje/Var/Watts.	Aplicación DMS que controla la optimización de Voltaje/Var/Watts para enviar comandos a los dispositivos de control de tensión, con la finalidad de: <ul style="list-style-type: none"> • Mejorar la calidad de servicio • Reducción y eliminación de sobrecargas • Gestión de carga • Minimizar pérdidas en distribución y transmisión • Incrementa la tolerancia a los diferentes ángulos de tensión entre barras adyacentes
FLIR	Localización, aislamiento y restauración de la falla.	Aplicación del DMS que ayuda en la localización, aislamiento y restauración de la falla, además realiza: <ul style="list-style-type: none"> • Indica despeje de fallas por el tipo de dispositivo de control • Determina la sección con falla basado en indicadores de falla del SCADA y datos de AMI • Realiza análisis de falla en tiempo real • Gestiona maniobras para el aislamiento de la falla y restauración del servicio
	Sistema inteligente para restaurar fallas.	Son sistemas configurados para aislar la falla y restaurar el servicio lo más rápido posible, en predefinidas condiciones de carga y conectividad.

MFR	Reconfiguración multi-nivel de alimentadores.	<p>Aplicación DMS con la finalidad de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Restaurar el servicio • Eliminar sobrecargas • Minimizar pérdidas • Balance de tensión • MFR toma en cuenta los ángulos de tensión en las barras adyacentes y permite VVWO para transferencia óptima de alimentadores
BD DMS	Base de datos del DMS.	Almacena información en tiempo real de operaciones del DMS.
BD histórica	Base de datos histórica.	Almacena información necesaria para simulaciones, análisis, etc.
SCADA	Supervisión, control y adquisición de datos.	Recolecta información de dispositivos en campo, tanto en S/E como en la red de distribución, además permite el control remoto de dichos dispositivos controlables.
SCADA/EMS	SCADA del sistema de gestión de la energía.	El EMS ejecuta esta aplicación para el análisis y control del sistema de transmisión y generación. Este sistema proporciona la información de conectividad de las instalaciones de transmisión en las partes que colindan con el sistema de distribución.
OMS	Outage Management System.	Sistema encargado de gestionar horarios de actividad presente o autorizada para futuras interrupciones.
	Sistema de gestión de datos AMI.	Reúne y valida los datos que provienen de los medidores de energía. Almacena estos datos por un limitado tiempo antes de almacenarlos en la BD de medidas, además pone los datos a disposición de los sistemas autorizados.
LMS	Sistema de gestión de carga.	<p>Ejecuta y controla recursos solicitados a la demanda del cliente.</p> <p>Envía notificación de eventos de la demanda a los clientes, y controla la respuesta a la demanda y los recursos de generación distribuida.</p> <p>En casos de emergencia el operador puede realizar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Identificar cargas críticas • Bloquea alivio de carga a cargas críticas • Activa control directo de carga • Activa reducción de carga

Secuencia normal:

Paso	Evento	Descripción del proceso	Información de intercambio	Productora	Receptor
1	Recolectar información de los sistemas en busca de datos relevantes	Consulta a la Base de Datos del SCADA, con la finalidad de recopilar información para monitorear remotamente los dispositivos en el sistema de distribución. Consulta la Base de Datos de sistemas externos, con la finalidad de recopilar información necesaria. Consulta al OMS en busca de información de interés. También puede consultar la Base de Datos del EMS, con la finalidad de recopilar información necesaria del sistema de transmisión.	Datos relevantes instantáneos	Gateway DMS	SCADA, SCADA/EMS, sistemas externos
2	Recibir datos relevantes	Consolida y sincroniza los datos recibidos instantáneamente, además los analiza para predefinir eventos para ejecución DOMA periódicamente. O FLIR en caso de presencia de fallas.	Proceso interno de DMS Gateway	SCADA, SCADA/EMS, sistemas externos	Gateway DMS
3	Determinar si existen cambios en el sistema de distribución	Este análisis lo realiza con la finalidad de preparar al sistema a cualquier tipo de cambio que se presente en la red de distribución.	Proceso interno de DMS Gateway	Gateway DMS	Gateway DMS
3.1	NO existen cambios	Cuando se presenta esta opción, se procede a ejecutar nuevamente el paso 1.	Proceso interno de DMS Gateway	Gateway DMS	Gateway DMS
3.2	Si existen	Cuando se presenta esta opción, se procede a ejecutar el paso 4.	Proceso interno de DMS Gateway	Gateway DMS	Gateway DMS
4	Determinar si los cambios presentados son causados por falla	Este análisis se lo realiza con la finalidad de predefinir eventos que necesiten ser ejecutados por DOMA. Exceptuando datos de indicadores de falla, IEDs en campo o AMI que son ejecutados por FLIR.	Proceso interno de DMS Gateway	Gateway DMS	Gateway DMS
4.1	Los cambios NO son causados por falla	Cuando se presenta esta opción, se procede a ejecutar la secuencia de optimización del sistema de distribución, en el paso 5.	Proceso interno de DMS Gateway	Gateway DMS	Gateway DMS
4.2	Los cambios SI son causados por falla	Cuando se presenta esta opción, se procede a ejecutar la secuencia de detección de falla en el sistema de distribución, en el paso 11.	Proceso interno de DMS Gateway	Gateway DMS	Gateway DMS

Optimización					
5	Comandos para iniciar DOMA	DOMA recibe datos relevantes para optimización del sistema, actualiza el comportamiento del modelo de flujo de potencia de distribución, de análisis de operaciones, ajustar el modelo topológico, etc.	Comandos para iniciar DOMA	Gateway DMS	DOMA
6	Actualizar BD DMS y Gateway DMS	Una vez actualizado los modelos de flujo de potencia y de análisis de operaciones con la información de cambios presentados en la red de distribución, se actualiza los sistemas para proceder a ejecutar DOMA	Información actualizada	DOMA	BD DMS y Gateway DMS
7	Ejecutar proceso DOMA	Ejecuta el proceso DOMA (Una ejecución de DOMA puede generar una media aproximada entre 25000 alimentadores de distribución), para un determinado tipo de análisis, una vez realizado esto recopila la información y envía a las partes interesadas VVWO, FLIR, Gateway DMS, SCADA/EMS y también procede a almacenar los resultados. Los siguientes resultados son enviados: <ul style="list-style-type: none"> • Análisis de adecuación de operaciones en el sistema de distribución • Análisis de confiabilidad • Análisis de contingencia • Análisis de calidad de potencia, etc 	Información resultante del proceso DOMA	DOMA	VVWO/ FLIR/ Gateway DMS/ Informes DOMA/ BD histórica/ SCADA/EMS
8	Presentar resultados al operador	El operador ve los resultados al análisis solicitado y además Gateway DMS coloca las marcas de proceso finalizado, procediendo a enviar los comandos necesarios para iniciar VVWO.	Actualizar al operador de la situación de operaciones	Gateway DMS	Operador/ VVWO
9	Ejecutar proceso VVWO	Este proceso se ejecuta para un objetivo determinado el cual puede ser: <ul style="list-style-type: none"> • Determina el punto de ajuste de voltaje • Determina el estado de dispositivos discretos • Determina la localización y el volumen de utilización de los DER controlables • Determina la respuesta de la demanda 	Proceso VVWO	VVWO	VVWO

10	Enviar información resultante de VVWO	Emite el primer grupo de comandos y ajustes a los sistemas de gestión. El primer grupo de comandos puede ser ejecutado al mismo tiempo en muchos ordenadores, el segundo grupo de comandos puede ejecutarse únicamente cuando el primer grupo se ha ejecutado exitosamente.	Resultados VVWO	VVWO	Gateway DMS/ LMS
10.1	Recibir grupo de comandos y enviarlos a los dispositivos de campo	El Gateway DMS recibe la información de comandos y procede a enviarle hacia los dispositivos de campo como: <ul style="list-style-type: none"> • Banco de capacitores • Reguladores de tensión • Controladores DER, etc. 	Comandos, ajustes estados	Gateway DMS	Dispositivos de campo
10.1.1	Recibir información de comando realizado	Los dispositivos de campo una vez ejecutado los comandos, envían información de comando realizado, esta información es analizada con la finalidad de conocer si el comando se ejecuto correctamente.	Comando realizado	Dispositivos de campo	Gateway DMS
10.1.1.1	NO se ejecuto correctamente el comando	Busca re-optimización de VVWO esto lo realiza mediante el cambio y arreglo de dispositivos de control, una vez hecho esto ejecuta nuevamente el proceso VVWO, en el paso 9.	Ejecución sin éxito de comandos	Gateway DMS	Gateway DMS
10.1.1.2	SI se ejecuto correctamente el comando	Enviar información de ejecución exitosa de comandos a VVWO, este procede a interrogar si es necesario enviar un segundo grupo de comandos para la optimización.	Ejecución exitosa de comandos	Gateway DMS	VVWO
10.1.2.1	SI es necesario enviar un segundo grupo de comandos	VVWO envía un segundo grupo de comandos a los dispositivos de campo para realizar la optimización del sistema de distribución, los mismos que son ejecutados y Gateway DMS recibe esta información en el paso 10.3.	Comandos, ajustes estados	Gateway DMS	Dispositivos de campo
10.1.2.2	NO es necesario que se envíe un segundo grupo de comandos	Al realizar la optimización del sistema de distribución con un solo grupo de comandos, se envía la información de ejecución de comandos a Gateway DMS en el paso 10.3.	Confirma ejecución de comandos	VVWO	Gateway DMS
10.2	Solicitar reducción de carga a través	Una vez de que VVWO envía los comandos de gestión de carga a LMS, este solicita reducción	Solicitud de reducción de carga	LMS	Cliente

	de la respuesta de la demanda	de carga al cliente.			
10.2.1	Gateway DMS recibe confirmación de solicitud de reducción de carga	Gateway DMS actualiza el comportamiento del modelo de red, por el motivo de la posible reducción de carga que haga el cliente una vez determinado envía la información del modelo a VVWO para que ejecute el proceso.	Actualizar el modelo debido a la reducción de la carga	Gateway DMS	VVWO
10.2.2	Actualizar LMS	Se ejecuta el proceso VVWO y se envía los resultados para la actualización del LMS.	Actualizar LMS debido a la reducción de la carga	VVWO	LMS
10.3	Esperar ejecución de los pasos 10.1 y 10.2	Una vez terminado esto la optimización se ha realizado en el sistema de distribución con lo que se retorna al paso 1	Interno de Gateway DMS	Gateway DMS	Gateway DMS
Detección de fallas					
11	Analizar información de la falla	Esto se lo realiza con la finalidad de determinar si es una interrupción sostenida, la cual pueda ser solucionada por esquemas inteligentes o FLIR.	Interno de Gateway DMS	Gateway DMS	Gateway DMS
11.1	SI se puede remediar con esquemas inteligente	Envía la información necesaria para el sistema inteligente de restauración de fallas.	Enviar información necesaria	Gateway DMS	Sistema inteligente de restauración de fallas
11.1.1	Analizar condiciones de pre-falla	Analiza si la nueva conectividad no resulta en parámetros operacionales inadecuados como sobrecarga de alimentadores y poder usar los esquemas inteligentes.	Análisis de conectividad	Sistema inteligente de restauración de fallas	Sistema inteligente de restauración de fallas
11.1.2	SI es factible usar los esquemas inteligentes	Enviar comandos de apertura a los dispositivos que conforman el programa inteligente de distribución, con la finalidad de aislar la falla y reparar las zonas seguras que restauraran el servicio.	Enviar comandos de apertura a los dispositivos	Sistema inteligente de restauración de fallas	Dispositivos en campo
11.1.2.1	Recibe información de restauración	Recibe información de restauración exitosa enviada por los dispositivos de campo, relacionada con la restauración de la zona segura del alimentador con falla.	Recibe información de restauración exitosa	Dispositivos en campo	Gateway DMS
11.1.2.2	Actualizar cambios	Actualizar cambios en el modelo de red por la	Actualizar modelo de	Gateway DMS	DOMA

	en el modelo de red	restauración exitosa, enviar la información necesaria para ser analizada por DOMA.	red		
11.1.2.3	Ejecutar proceso DOMA	Se ejecuta el proceso DOMA y se almacena la información del análisis en informes DOMA y se envía la información requerida por VVWO en el paso 28.	Ejecutar DOMA y almacenar información	DOMA	Informes DOMA/ VVWO
11.1.3	NO es factible usar los esquemas inteligentes	Bloquear esquemas inteligentes y enviar bloqueo a partes interesadas, enviando mensaje de bloqueo de programas inteligentes de distribución, y advertencias de posibles sobrecargas, además enviar la información necesaria para que se dispare FLIR, en el paso 12.	Bloqueo de esquemas inteligentes	Sistema inteligente de restauración de fallas	Gateway DMS/ BD SCADA/ Operador
11.2	NO se puede remediar con esquemas inteligente	Enviar información necesaria para que se dispare el proceso FLIR.	Enviar información a proceso FLIR	Gateway DMS	FLIR
12	Disparar proceso FLIR	Recibe información de los indicadores de falla, de cambio de estado de los dispositivos de conmutación, así como parámetros de falla. Además FLIR recibe información de detección de la falla, desde los medidores inteligentes, y dispositivos de localización de falla.	Recibe información de la falla	Smart Meters/ dispositivos de localización de falla/ Gateway DMS	FLIR
13	Activar sub-función de localización de falla	Esto se lo realiza con la finalidad de localizar la falla que origino la interrupción. En algunos caso FLIR define muchas posibles localizaciones de falla que poseen idénticos parámetros de falla, en este caso necesita de información adicional para determinar la localización de la falla.	Proceso interno FLIR	FLIR	FLIR
14	Enviar resultados de localización de falla	Gateway DMS recibe esta información para proceder a realizar la coloración de la red (que difiere con colores la parte del alimentador que trabaja normalmente de la que presenta falla), y presentar de una forma clara la localización al operador.	Resultados de la localización de falla	FLIR	Gateway DMS/ Operador

15	Determinar aislamiento de falla	Determinar el aislamiento de la falla inicial y enviar resultados a Gateway DMS.	Análisis de aislamiento de falla	FLIR	Gateway DMS
16	Presentar comandos de aislamiento de falla	Gateway DMS procede a presentar los comandos necesarios para aislar la falla, al operador, el cual tiene que analizarlos y enviar ejecución de comandos a los dispositivos de campo.	Presentar comandos para aislar la falla	Gateway DMS	Operador/ Dispositivos en campo
17	Recibir información de ejecución	Recibir información de ejecución de los comandos a los dispositivos en campo, con la finalidad de estar informado sobre el aislamiento de la falla.	Determinar si o no se aisló la falla	Dispositivos en campo	FLIR
17.1	NO aisló la falla	Regresar al paso 15.	Proceso interno FLIR	FLIR	FLIR
17.2	SI aisló la falla	Enviar información para el sub-proceso de restauración de la falla.	Proceso interno FLIR	FLIR	FLIR
18	Determinar escenario de restauración de servicio	FLIR determina vía análisis de modo de estudio (vista al futuro), el modo de operación para las peores condiciones esperadas durante el tiempo de reparación y encuentra el mejor escenario de restauración de servicio para estas características.	Proceso interno FLIR	FLIR	FLIR
19	Determinó escenario SIN alivio de carga	Crea y envía órdenes de conmutación para restauración hacia Gateway DMS.	Crear órdenes de conmutación	FLIR	Gateway DMS
20	Órdenes de conmutación	Gateway DMS recibe la información de órdenes de conmutación y las presenta al operador.	órdenes de conmutación	Gateway DMS	Operador
21	Despachar cuadrilla de campo	El operador instruye a la cuadrilla de campo acerca de la localización de la falla y la posible ruta.	Despachar cuadrilla de campo	Operador	Cuadrilla de campo
22	Información de la cuadrilla de campo	Recibe orden de trabajo, reporta la localización exacta de la falla, tiempo estimado de reparación y realiza la reparación.	Proceso interno cuadrilla de campo	Cuadrilla de campo	Cuadrilla de campo
23	Ejecución de órdenes de conmutación faltantes	Una vez reparada la falla por el personal de la cuadrilla de campo, el operador envía los comandos faltantes para la restauración del servicio, hacia los dispositivos de campo.	Ejecución de órdenes de conmutación faltantes	Operador	Gateway DMS/ Dispositivo de campo
24	Ejecutar maniobras	Los dispositivos de campo ejecutan maniobras	Ejecutar maniobras	Dispositivo de	Operador/

		de restauración y envían información de comando ejecutado si son tele-controlados o se emplea al personal de las cuadrillas de campo.		campo	Gateway DMS
25	Los comandos NO restauraron la falla	Retornar al paso 23.	Proceso interno Gateway DMS	Gateway DMS	Gateway DMS
26	Los comandos SI restauraron la falla	Almacenar información, desactivar FLIR y retornar al inicio, paso 1.	Falla restaurada	Gateway DMS	BD DMS/ Histórica/ FLIR
27	Determinó escenario CON alivio de carga o respuesta de la demanda	Enviar modelo de operación a VVWO.	Escenario con alivio de carga	FLIR	VVWO
28	Ejecutar proceso VVWO	Una vez ejecutado VVWO se determinan si existen violaciones de tensión o no y estos resultados se envían a Gateway DMS para tomar la mejor elección.	Ejecutar proceso VVWO	VVWO	Gateway DMS
28.1	SIN violaciones de tensión	Ir al paso 1 para optimización del sistema.	Proceso interno Gateway DMS	Gateway DMS	Gateway DMS
28.2	CON violaciones de tensión	Enviar información necesaria para habilitar MFR, para balance de carga, en base al nuevo modelo de operación basado en la máxima carga durante el tiempo de reparación.	Disparar MFR	Gateway DMS	MFR
29	Ejecutar proceso MFR	Configuración en la optimización de alimentadores para eliminar las violaciones operacionales. Para eliminar sobrecargas de segmentos de alimentadores, la porción con sobrecarga debería ser transferida a otro alimentador sano. Esta operación puede necesitar de una operación de "ruptura del paralelo". El paralelo no siempre es permitido debido a los diferentes ángulos de tensión entre las interconexiones de las barras de las S/Es. por lo tanto chequea si el paralelo es permisible.	Proceso interno MFR	MFR	MFR
29.1	SI permite realizar operación en paralelo	Busca la mejor transferencia de alimentadores y puede dar como resultado la secuencia de conmutación.	Proceso interno MFR	MFR	MFR

29.1.1	TIENE secuencia de maniobras	Ir al paso 20.	Secuencia de maniobras	MFR	Gateway DMS
29.1.2	No tiene secuencia de maniobras	Ir al paso 29,2.	No se posee secuencia de maniobras	MFR	VVWO
29.2	NO permite realizar operación en paralelo	Enviar información necesaria para que VVWO asiste a la descarga del alimentador y a la transferencia de primarios. VVWO puede habilitar el incremento del ángulo crítico. También puede habilitar a la respuesta de la demanda para ayudar a descargar los segmentos del alimentador sobrecargados	Asistencia para descargar alimentadores	MFR	VVWO
30	Ejecutar VVWO	Da como resultado las maniobras necesarias para restaurar el servicio.	Proceso interno VVWO	VVWO	VVWO
31	SI existe secuencia de maniobra	Ir al paso 20.	Secuencia de maniobras	VVWO	Gateway DMS
32	NO existe secuencia de maniobras	Ir al paso 12.	Necesita asistencia de FLIR	VVWO	FLIR

3.3.1.2 Localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio (FLIR³²) (22)

Nombre del caso de uso: *FLIR-Fault Location, Isolation and Service Restoration-*
(Localización de la falla, Aislamiento y Restauración de Servicio).

Resumen:

Esta aplicación detecta, determina la sección de la falla y la probable localización de la falla. Recomienda un aislamiento opcional de la porción con falla del alimentador de distribución y el procedimiento para la restauración del servicio de la porción sana.

Las sub-funciones claves de esta aplicación son:

- **Localización de la falla:** Esta sub-función es inicializada por entradas del SCADA, tal como: bloqueos, localización de la falla y también por entradas del OMS entre otros. Se determina el dispositivo específico de protección, que ha despejado la falla sostenida, identifica la sección des-energizada y estima el lugar actual o probable de la falla. Distingue fallas despejadas por dispositivos de protección controlables de aquellos despejados por fusible, e identifica interrupciones momentáneas.
- **Aislamiento de la falla y restauración del servicio:** Esta sub-función soporta tres modos de operación:
 - Modo bucle cerrado: Esta sub-función es inicializada por la sub-función de localización de la falla. Esta genera una orden de conmutación (secuencia) para dispositivos de conmutación con control remoto.
 - Modo asesor: Esta sub-función es inicializada por la sub-función de localización de la falla. Esta genera una orden de conmutación por control remoto y manual de dispositivos de conmutación para aislar la sección con

³² **FLIR:** por sus siglas en ingles *Fault Location, Isolation and service Restoration*

falla y restaurar el servicio a la sección sin falla. La orden de conmutación es presentada al operador para su aprobación y ejecución.

- Modo estudio: Esta función es inicializada por el usuario. Se analiza un caso guardado modificado por el usuario, y genera una orden de conmutación bajo condiciones de operación especificadas por el usuario.

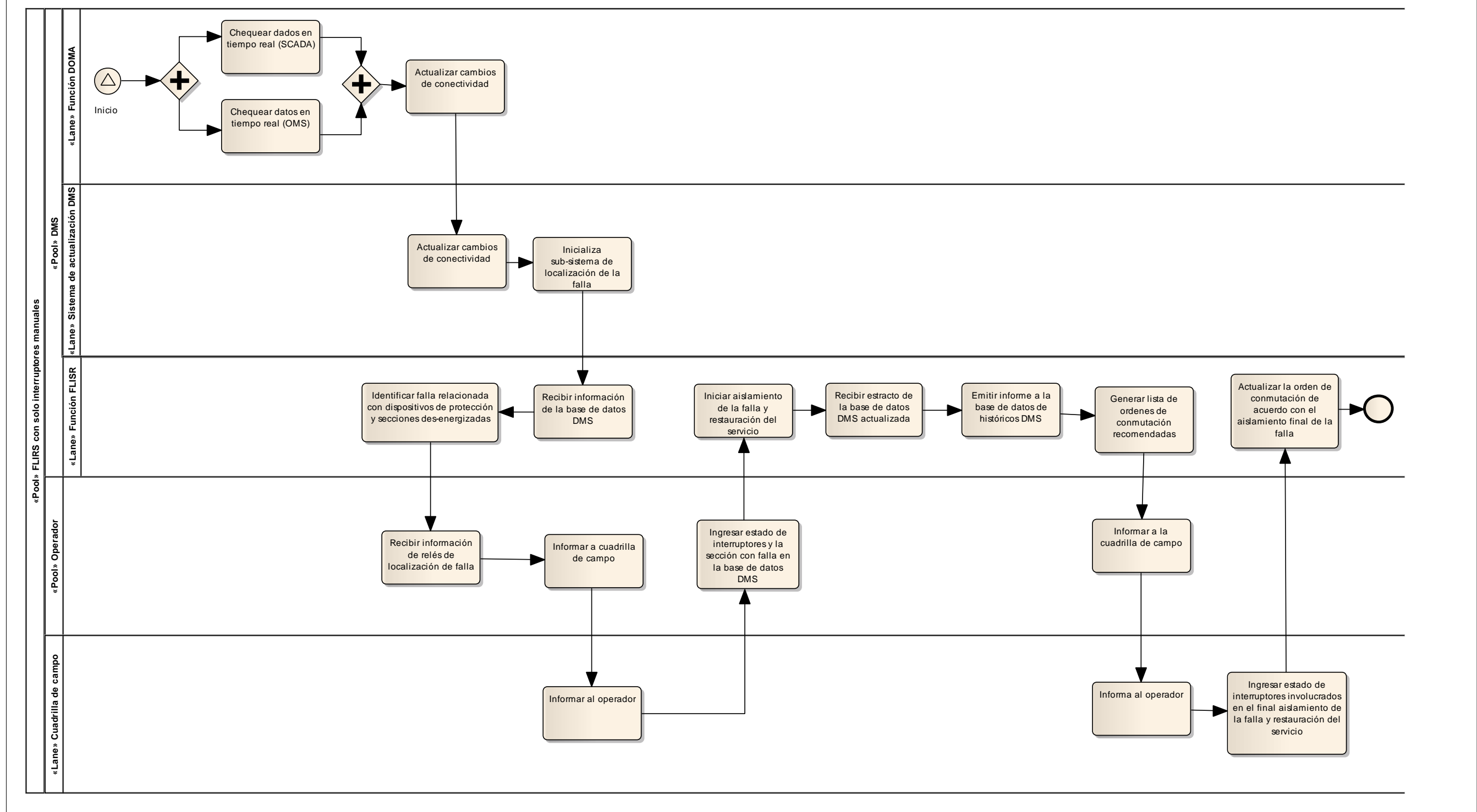
Actores:

Nombre	Descripción del rol
Operador del sistema	Monitoreo y control de la operación del sistema.
Cuadrilla de campo	Localiza la ubicación de la falla e informa al operador acerca del estado de los interruptores involucrados para aislar la sección de falla más pequeña posible.

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Sistema	Servicio o información proporcionada
DOMA	Modelado y análisis de la operación en distribución	Sub-funciones clave de esta aplicación: <ul style="list-style-type: none"> • Modelado de la conectividad del circuito de distribución: Proporciona un modelo topológico de los circuitos de distribución • Administración de datos entre CIS, GIS y la base de datos de la conectividad de distribución de DMS • Modelado de cargas en nodos de distribución • Modelado de las instalaciones de los circuitos de distribución • Flujos de potencia de distribución • Evaluación de capacidad de transferencia • Análisis de calidad de potencia • Análisis de pérdidas • Análisis de fallas • Evaluación de condiciones de operación
FLIR	Localización de la Falla, Aislamiento y Restauración del servicio	Localización de la falla, aislamiento de la porción con falla del alimentador de distribución y restauración del servicio de la porción sana.
OMS	Sistema de Gestión de Interrupciones	Gestiona horarios de actividad presente o autorizada para futuras interrupciones.
	Sistema de actualización topológica	Verifica concordancia en el modelo topológico.
SCADA	Sistema de Supervisión control y adquisición de datos	Sistema de Supervisión control y adquisición de datos.

3.3.1.2.1 Secuencia Normal: (Solo con interruptores manuales).



Fuente: Los Autores, Workflow FLIR solo con interruptores manuales, 2011
 Figura 43: Workflow FLIR solo con interruptores manuales.

Paso caso de uso	Evento	Descripción del proceso	Información de intercambio	Productor	Receptor
1	Chequear datos en tiempo real (SCADA)	Recibe datos del SCADA que se analizará para buscar cambios en la topología. También proporciona los últimos datos analógicos pertinentes.	Analógicos en tiempo real, datos de estado	SCADA	Función DOMA
2	Chequear datos en tiempo real (OMS)	Recibe los últimos horarios de actividad presente o autorizada para futuras interrupciones para para verificar los cambios.	Horarios de actividad presente o autorizado para futuros cortes	OMS	Función DOMA
3	Actualizar cambios de conectividad	Después que DOMA a detectado la falla en distribución se proporcionará información relevante a la función de la topología.	Bloqueos del interruptor automático, entradas del OMS	Función DOMA	Sistema de actualización topológica
4	Actualizar base de datos	Después que es detectada la falla la base de datos del DMS es actualizada.	Actualización base de datos DMS	Sistema de actualización topológica	Base de datos DMS
5	Inicia sub-función de localización de la falla	Función topológica inicia la sub-función de localización de la falla.	Inicio sub-función localización de la falla	Sistema de actualización topológica	Función FLIR
6	Recibir información de la base de datos DMS	La función de localización de la falla recibe información necesaria de la base de datos DMS, después esta información es actualizada con la información de falla.	Extracto de la base de datos DMS actualizada después de la detección de la falla	Base de datos DMS	Función FLIR
6	Identificar falla relacionada con dispositivos de protección y secciones des-energizadas	La sub-función localización de la falla proporciona al operador información necesaria para que tome decisiones operacionales como por ejemplo despachar cuadrillas de campo, etc.	Bloqueos del interruptor automático, entradas del OMS, secciones con falla des-energizadas	Función FLIR	Operador
7	Recibir información de relés de localización de falla	El operador recibe la distancia de la localización de la falla proporcionada por el relé de localización de falla	Distancia de la localización de la falla	Función localización de la falla	Operador
8	Informar a cuadrilla de campo	El operador autoriza inspeccionar la línea con falla, para localizar la falla	Autorización a cuadrilla	Operador	Cuadrilla de campo
9	Informa al operador	Después de localizar la falla, la cuadrilla	Estado de interruptores	Cuadrilla de	Operador

		informa al operador acerca del estado de los interruptores involucrados en el aislamiento inicial de la falla.	involucrados en el aislamiento inicial de la falla	campo	
10	Ingresar estado de interruptores y la sección con falla en la base de datos DMS	El operador ingresa el estado de interruptores involucrados en el aislamiento de la falla y la sección con falla en la base de datos DMS.	Actualización de la base de datos DMS después del aislamiento	Operador	Base de datos DMS
11	Iniciar aislamiento de la falla y restauración del servicio	Al ingresar la sección con falla en la base de datos DMS el operador inicia la sub-función de aislamiento de la falla y restauración del servicio.	Inicio de la sub-función aislamiento de la falla y restauración del servicio	Operador	FLIR
12	Recibir extracto de la base de datos DMS actualizada	La sub-función de aislamiento de la falla y restauración del servicio recibe un extracto de la base de datos DMS actualizada.	Extracto de la base de datos DMS actualizada, después del aislamiento de la falla	Base de datos DMS	Función FLIR
13	Emitir informe a la base de datos de históricos DMS	FLIR emite un informe para el archivo de la base de datos histórica DMS.	Interrupciones, carga sin servicio y restaurada, número de clientes, etc.	Función FLIR	Base de datos H DMS
14	Generar lista de órdenes de maniobras recomendadas	Una lista de órdenes de conmutación recomendadas es presentada al operador.	Lista de órdenes de maniobras recomendadas	Función FLIR	Operador
15	Informar a la cuadrilla de campo	El operador del sistema selecciona una orden de maniobra y autoriza su implementación.	Orden de maniobra autorizada para su implementación	Operador	Cuadrilla de campo
16	Informar al operador	Al final, el aislamiento y la restauración del servicio de las secciones sanas, la cuadrilla de campo informa al operador acerca del estado final de los interruptores involucrados.	Estado de interruptores involucrados en el aislamiento de la falla y restauración del servicio de la sección sana	Cuadrilla de campo	Operador
17	Ingresar estado de interruptores involucrados en el final aislamiento de la falla y restauración del servicio	El operador ingresa el estado de interruptores involucrados aislamiento y restauración del servicio de la sección sana en la base de datos DMS.	Actualización de la base de datos DMS después del aislamiento de la falla y restauración del servicio	Operador	Base de datos DMS
18	Actualizar la orden de conmutación de acuerdo con el aislamiento final de la falla	Operador del Sistema recibe la orden de conmutación final del FLIR y envía a la cuadrilla para ponerlo en práctica.	Orden de maniobra, instrucciones a la cuadrilla	FLIR, Operador	Operador, cuadrilla de campo

3.3.1.2.2 Secuencia Alternativa: Segunda falla (en relación con la primera falla que no está resuelta todavía).

Fuente: Los Autores, Workflow FLIR segunda falla en relación con la primera que no está resuelta, 2011

Figura 44:Workflow FLIR segunda falla en relación con la primera que no está resuelta.

Paso caso de uso	Evento	Descripción del proceso	Información de intercambio	Productora	Receptor
1	Chequear datos en tiempo real (SCADA)	Recibe datos del SCADA que se analizará para buscar cambios en la topología. También proporciona los últimos datos analógicos pertinentes.	Analógicos en tiempo real, datos de estado	SCADA	Función DOMA
2	Chequear datos en tiempo real (OMS)	Recibe los últimos horarios de actividad presente o autorizada para futuras interrupciones para verificar los cambios.	Horarios de actividad presente o autorizado para futuros cortes	OMS	Función DOMA
3	Actualizar cambios de conectividad	Después que DOMA detecta la falla en distribución se proporcionará información relevante a la función de la topología.	Bloqueos del interruptor automático, entradas del OMS	Función DOMA	Sistema de actualización topológica
4	Actualizar base de datos	Después que es detectada la falla la base de datos del DMS es actualizada.	Actualización base de datos DMS	Sistema de actualización topológica	Base de datos DMS
5	Inicia sub-función de localización de la falla	Función topológica inicia la sub-función de localización de la falla.	Inicio sub-función localización de la falla	Sistema de actualización topológica	Función FLIR
6	Recibir información de la base de datos DMS	La función de localización de la falla recibe información necesaria de la base de datos DMS, después esta información es actualizada con la información de falla.	Extracto de la base de datos DMS actualizada después de la detección de la falla	Base de datos DMS	Función FLIR
6	Identificar falla relacionada con dispositivos de protección y secciones des-energizadas	La sub-función localización de la falla proporciona al operador información necesaria para que tome decisiones operacionales como por ejemplo despachar cuadrillas de campo, etc.	Bloqueos del interruptor automático, entradas del OMS, secciones con falla des-energizadas	Función FLIR	Operador
7	Recibir información de relés de localización de falla	El operador recibe la distancia de la localización de la falla proporcionada por el relé de localización de falla.	Distancia de la localización de la falla	Función localización de la falla	Operador
8	Informar a cuadrilla de campo	El operador autoriza inspeccionar la línea	Autorización a cuadrilla	Operador	Cuadrilla de

		con falla, para localizar la falla.			campo
9	Informa al operador	Después de localizar la falla, la cuadrilla informa al operador acerca del estado de los interruptores involucrados en el aislamiento inicial de la falla.	Estado de interruptores involucrados en el aislamiento inicial de la falla	Cuadrilla de campo	Operador
10	Ingresar estado de interruptores y la sección con falla en la base de datos DMS	El operador ingresa el estado de interruptores involucrados en el aislamiento de la falla y la sección con falla en la base de datos DMS.	Actualización de la base de datos DMS después del aislamiento	Operador	Base de datos DMS
11	Iniciar aislamiento de la falla y restauración del servicio	Por el ingreso de la sección con falla en la base de datos DMS el operador del sistema inicia la sub-función de aislamiento de la falla y restauración del servicio.	Inicio de la sub-función aislamiento de la falla y restauración del servicio	Operador	FLIR
12	Recibir extracto de la base de datos DMS actualizada	La sub-función de aislamiento de la falla y restauración del servicio recibe un extracto de la base de datos DMS actualizada, después del aislamiento de la falla.	Extracto de la base de datos DMS actualizada, después del aislamiento de la falla	Base de datos DMS	Función FLIR
13	Emitir informe a la base de datos de históricos DMS	FLIR emite un informe para el archivo de la base de datos histórica DMS.	Interrupciones, carga sin servicio y restaurada, número de clientes, etc.	Función FLIR	Base de datos histórica DMS
14	Generar lista de órdenes de maniobras recomendadas	Una lista de órdenes de conmutación recomendadas es presentada al operador.	Lista de órdenes de maniobras recomendadas	Función FLIR	Operador
Segunda Falla					
15	Chequear datos en tiempo real (SCADA)	Recibe los datos del SCADA que se analizará para buscar cambios en la topología. También proporciona los últimos datos analógicos pertinentes.	Analógicos en tiempo real, datos de estado	SCADA	Función DOMA
16	Chequear datos en tiempo real (OMS)	Recibe las últimas medidas de actividad presente o autorizada para futuras interrupciones para comprobar los cambios durante el tiempo de reparación.	Horarios de actividad presente o autorizado para futuros cortes	OMS	Función DOMA
17	Actualizar cambios de conectividad	Después que DOMA a detectado la segunda falla en distribución se proporcionará información relevante a la función de la	Bloqueos del interruptor automático, entradas del OMS	Función DOMA	Sistema de actualización topológica

		topología.			
18	Actualizar base de datos	Después que es detectada la segunda falla la base de datos del DMS es actualizada.	Actualización base de datos DMS, después de detectada la segunda falla	Sistema de actualización topológica	Base de datos DMS
19	Inicia sub-función de localización de la falla	Después que es detectada la segunda falla, la función topológica inicia la sub-función de localización de la falla.	Inicio sub-función localización de la falla después de la segunda falla	Sistema de actualización topológica	Función FLIR
20	Recibir información de la base de datos DMS	La función de localización de la falla recibe información necesaria de la base de datos DMS, después esta información es actualizada con la información de la segunda falla.	Extracto de la base de datos DMS actualizada después de la detección de la segunda falla	Base de datos DMS	Función FLIR
21	Segunda falla afecta maniobras de la primera falla	Sub-función aislamiento de la falla y restauración del servicio determina si la segunda falla afecta maniobras de la primera falla.	Fallas: bloqueos de interruptores automáticos, entradas del OMS, fallas relacionadas a secciones des-energizadas	Función FLIR	Función FLIR
22	Cancelar orden de maniobra previa	Sub-función aislamiento de la falla y restauración del servicio cancela la orden de maniobra previa si es necesario.	Cancelación de la orden de maniobra previa (de la primera falla)	Función FLIR	Operador
23	Informar a la cuadrilla de campo	El operador autoriza a la cuadrilla de campo localizar la segunda falla.	Autorización a la cuadrilla a localizar segunda falla	Operador	Cuadrilla de campo
24	Informar al operador	Después de localizar la segunda falla, la cuadrilla informa al operador acerca del estado de los interruptores involucrados en el aislamiento inicial de la segunda falla.	Estado de interruptores involucrados en el segundo aislamiento de la falla	Cuadrilla de campo	Operador
25	Ingresar estado de interruptores y la sección con falla en la base de datos DMS	El operador ingresa el estado de interruptores involucrados en el segundo aislamiento de la falla y la sección con falla en la base de datos DMS.	Actualización de la base de datos DMS después del aislamiento de la segunda falla	Operador	Base de datos DMS
26	Iniciar aislamiento de la falla y restauración del servicio	Por el ingreso de la sección con falla asociada al segundo evento en la base de datos DMS el operador del sistema inicia la sub-función de aislamiento de la falla y restauración del servicio para ambas fallas.	Inicio de la sub-función aislamiento de la falla y restauración del servicio	Operador	FLIR

27	Recibir extracto de la base de datos DMS actualizada	Recibir extracto de la base de datos DMS actualizada, después del aislamiento de la segunda falla.	Extracto de la base de datos DMS actualizada, después del aislamiento inicial de la segunda falla	Base de datos DMS	Función FLIR
28	Emitir informe a la base de datos de históricos DMS	FLIR emite un informe después de la segunda falla para el archivo de la base de datos histórica DMS.	Interrupciones, carga sin servicio y restaurada, número de clientes	Función FLIR	Base de datos H DMS
29	Generar lista de órdenes de maniobras recomendadas	Una lista de órdenes de maniobras recomendadas relacionada a ambas fallas es presentada al operador.	lista de órdenes de maniobras recomendadas relacionada a ambas fallas	Función FLIR	Operador
30	Informar a la cuadrilla de campo	El operador del sistema selecciona una orden de maniobra y autoriza su implementación.	Orden de maniobra autorizada para su implementación	Operador	Cuadrilla de campo
31	Informar al operador	Al final, el aislamiento y la restauración del servicio de secciones sanas, la cuadrilla de campo informa al operador el estado final de los interruptores involucrados.	Estado de interruptores involucrados en el aislamiento de la falla y restauración del servicio de la sección sana	Cuadrilla de campo	Operador
32	Ingresar estado de interruptores involucrados en el final aislamiento de la falla y restauración del servicio	El operador ingresa el estado de interruptores involucrados en el aislamiento y restauración del servicio de la sección sana en la base de datos DMS.	Actualización de la base de datos DMS después del aislamiento de la falla y restauración del servicio	Operador	Base de datos DMS
32	Recibir orden de maniobra final	Operador del Sistema recibe la orden de conmutación final del FLIR y envía a la cuadrilla para ponerlo en práctica.	Orden de maniobra, instrucciones a la cuadrilla	Operador	cuadrilla de campo

3.3.1.2.3 Secuencia alternativa: Falla con interruptores a control remoto y manual.

Fuente: Los Autores, Workflow FLIR con interruptores automáticos y manuales, 2011

Figura 45:Workflow FLIR con interruptores automáticos y manuales.

Paso	Evento	Descripción del proceso	Información de intercambio	Productor	Receptor
1	Chequear datos en tiempo real (SCADA)	Recibe datos del SCADA que se analizará para buscar cambios en la topología. También últimos datos analógicos pertinentes.	Analógicos en tiempo real, datos de estado	SCADA	Función DOMA
2	Chequear datos en tiempo real (OMS)	Recibe los últimos horarios de actividad presente o autorizada para futuras interrupciones y verificar los cambios.	Horarios de actividad presente o autorizado para futuros cortes	OMS	Función DOMA
3	Chequear datos en tiempo real	DOMA recibe la distancia de la localización de la falla, provisto por la función localización de falla en presencia de la falla.	Distancia de la localización de la falla	Función de localización de la falla	Función DOMA
4	Actualizar cambios de conectividad	Después que DOMA ha detectado la falla en distribución se proporcionará información relevante a la función de la topología.	Bloqueos del interruptor automático, entradas del OMS	Función DOMA	Sistema de actualización topológica
5	Actualizar base de datos	Después que es detectada la falla la base de datos del DMS es actualizada.	Actualización base de datos DMS	Sistema de actualización topológica	Base de datos DMS
6	Inicia sub-función de localización de la falla	Función topológica inicia la sub-función de localización de la falla.	Inicio sub-función localización de la falla	Sistema de actualización topológica	Función FLIR
7	Recibir información de la base de datos DMS	La función de localización de la falla recibe información de la base de datos DMS, después esta información es actualizada con la información de falla.	Extracto de la base de datos DMS actualizada después de la detección de la falla	Base de datos DMS	Función FLIR
8	Iniciar sub-función aislamiento de la falla y restauración	La sub-función localización de falla inicia la sub-función aislamiento de la falla y restauración del servicio.	Inicio función, Probable localización de la falla con alternativas	Función localización de la falla	Sub-función aislamiento de la falla
9	Recibir extracto de la BD DMS actualizada	Aislamiento de la falla y restauración del servicio recibe un extracto de la BD DMS actualizada, con información de la falla.	Extracto de la base de datos DMS	Base de datos DMS	Función FLIR
10	Emitir informe a la BD de históricos DMS	FLIR emite un informe para el archivo de la base de datos histórica DMS.	Interrupciones, carga sin servicio y restaurada, antes de aislamiento	Función FLIR	BD Histórica DMS
11	Generar lista de órdenes de maniobras	Una lista de órdenes de maniobra recomendadas usando interruptores de control remoto, se presenta al	Lista de órdenes de maniobras recomendadas	Función FLIR	Operador

	recomendadas	operador.			
12	Considerar y seleccionar maniobra	En modo asesor, el operador del sistema considera la lista de maniobras y selecciona la mejor maniobra (SO), basado en criterios predefinidos.	Lista de maniobras recomendadas	Función FLIR	Operador
13	Ejecutar maniobras (SO), en modo asesor	En el modo asesor, el operador del sistema, después de revisar SO, emite comandos de control.	Comando para ejecutar maniobras	Operador	BD SCADA
14	Ejecutar maniobra en modo lazo cerrado	En modo lazo cerrado, FLIR emite comandos para ejecutar la mejor SO.	Comando para ejecutar maniobra	FLIR	BD SCADA
15	Informar a cuadrilla de campo	El operador autoriza a la cuadrilla localizar con precisión la falla.	Autorización a cuadrilla	Operador	Cuadrilla de campo
16	Informa al operador	Después de localizar la falla, la cuadrilla informa al operador acerca del estado de los interruptores involucrados en el aislamiento adicional de la falla.	Estado de interruptores involucrados en el aislamiento de la sección más pequeña posible	Cuadrilla de campo	Operador
17	Ingresar estado de interruptores y la sección con falla en la BD DMS	El operador ingresa el estado de interruptores involucrados en el aislamiento de la falla y la sección con falla en la base de datos DMS.	Actualización de la base de datos DMS con aislamiento adicional	Operador	Base de datos DMS
18	Iniciar FLIR para generar SO final	Ingresa la sección con falla en la base de datos DMS se inicia FLIR para generar secuencia de operación (SO) final.	Inicio de la sub-función aislamiento de la falla y restauración del servicio después de aislamiento adicional	Base de datos DMS	FLIR
19	Recibir extracto de la base de datos DMS actualizada	La sub-función de aislamiento de la falla y restauración del servicio recibe un extracto de la base de datos DMS actualizada, después del aislamiento adicional de la falla.	Extracto de la base de datos DMS actualizada	Base de datos DMS	Función FLIR
20	Emitir informe a la BD de históricos DMS	FLIR emite un informe para el archivo de la base de datos histórica DMS.	Interrupciones, carga sin servicio y restaurada, número de clientes	Función FLIR	BD histórica DMS
21	Generar lista de órdenes de maniobras	Una lista final de órdenes de maniobras recomendadas es presentada al operador.	Lista de órdenes de maniobras recomendadas	Función FLIR	Operador
22	En modo asesor se ejecuta SO final	En el modo asesor, el operador, después de recibir la secuencia de operación, emite comandos de control.	Comando para ejecutar secuencia de operación	Operador	BD SCADA
23	En modo lazo cerrado se ejecuta SO final	En modo lazo cerrado, FLIR emite comandos para ejecutar maniobras.	Comando para ejecutar secuencia de operación	FLIR	BD SCADA

3.3.1.2.4 Localización de corto-circuito

Nombre del caso de uso: Localización de corto-circuito

Resumen:

Este procedimiento describe que actividades son realizadas por un operador en el centro de control, cuando el sistema de protección detecta una falla en el sistema de potencia, el relé de cortocircuito indica que cortocircuito ha ocurrido pero no marca el lugar en el que ocurrió dentro del sistema de potencia, la localización del cortocircuito debe ser encontrada en parte de la red, cuando el cortocircuito es localizado, la parte de la red localizada se marca en un color especial.

Actores:

Nombre	descripción del rol
Operador en el centro del control	Gestiona las cuadrillas de campo e inicia la confirmación después de ser resuelta
cuadrilla de campo	Busca la localización detallada de la falla y la razón (si es necesario) y confirma para resolver el problema

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Componente abstracto / Función de negocio	Servicio o información proporcionada
NO	Operación de la red	Monitoreo del funcionamiento de la red, gestión de fallas (diagnóstico de la ocurrencia de la falla y el análisis de la localización de la falla)
OP	Planificación y optimización de la operación	Programación de operaciones de trabajo (despacho de cuadrillas de campo)
	Gestión de interfaz con el cliente y control	Información de clientes con problemas (análisis del evento y reporte de evento)

Supuestos o consideraciones de diseño:

El sistema SCADA está en operación, el operador ingresa al sistema, recibe la información correcta y suficiente de la localización del cortocircuito, para asegurar la localización. La cuadrilla esta lista y equipada

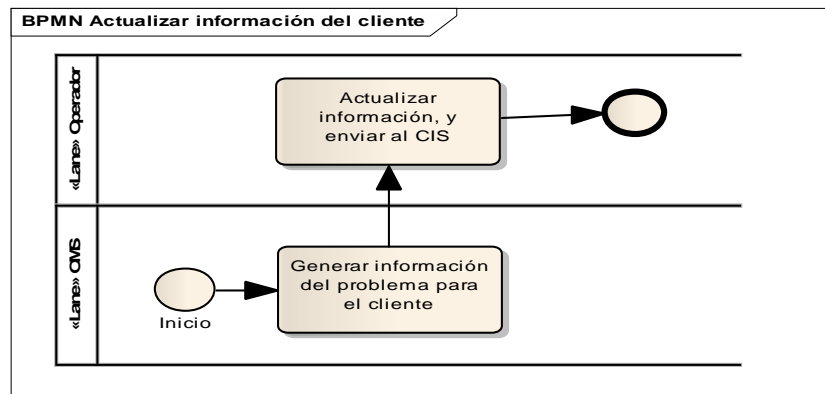
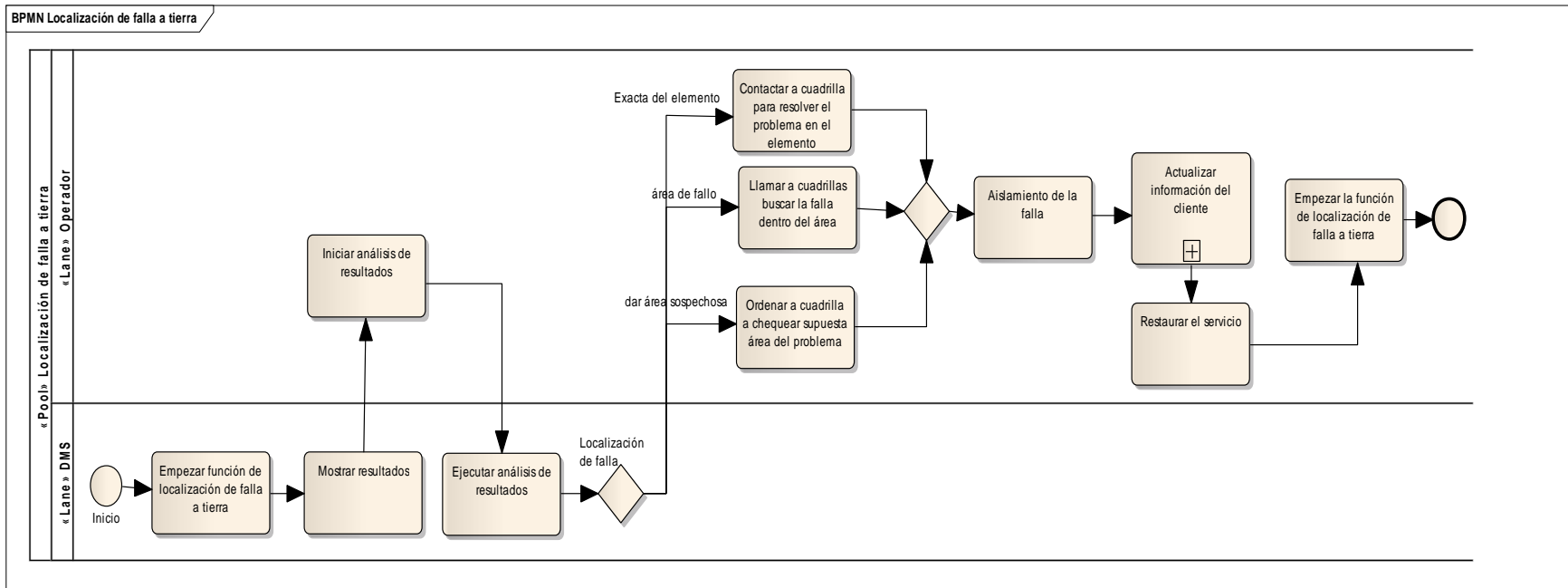
Realiza en tiempo real: el diagnóstico del cortocircuito es generado de prisa para permitir al operador la toma de la acción correctiva.

Secuencia normal:

Paso	Evento	Descripción
1	Inicia la localización del cortocircuito	El disparo en el interruptor causado por el cortocircuito inicia la función de forma automática.
2	Ver los resultados	La función produce eventos, alarmas y cambios en el mapa de representación de la red.
3	Análisis de los resultados	Depende del resultado, estos son diferentes órdenes. 1) la función es habilitada para localizar el elemento con falla de forma exacta, el operador contacta a la cuadrilla de campo para resolver el problema en el elemento 2) la función es habilitada para localizar el área con falla (grupo de elementos), luego el operador dice a la cuadrilla que busque el problema dentro de esta área 3) la función no puede localizar un elemento o área, este únicamente da un área sospechosa, el operador ordena a la cuadrilla de campo que chequee el área sospechosa del problema
4	Aislamiento de la falla	Esta descrito en el caso de uso aislamiento de falla
5	Actualizar la información del cliente	El operador actualiza los datos en la información de clientes con problema, (ej. alimentador afectado y tiempo estimado para restauración). Exceptuando a los clientes que no son afectados por el cortocircuito.
6	Restauración del servicio	Esta descrito en el caso de uso de restauración de servicios
7	Inicia la localización del cortocircuito otra vez	Después de que la cuadrilla de campo resuelve el problema, el operador inicia una confirmación manual (usando la función otra vez).

Post-condiciones:

Esto debería ser posible en algunos casos, el operador localiza el elemento del cortocircuito de un grupo de elementos (dentro del cual está el elemento con falla) si el operador no identifica la localización, el obtiene una serie de posibles elementos sospechosos. Elementos que pueden ser la barra, transformador o líneas.



Fuente: Los Autores, Workflow Localización de cortocircuito, 2011
 Figura 46: Workflow Localización de cortocircuito

3.3.1.2.5 Localización de la falla a tierra

Nombre del caso de uso: Localización de falla a tierra

Resumen:

Este procedimiento describe que actividades son realizadas por un operador en el centro de control, cuando el sistema de protección detecta una falla a tierra en el sistema de potencia. La función de localización de falla a tierra tiene que encontrar el dominio en una red eléctrica donde la falla a tierra es localizada. La parte de la red localizada es marcada en un color especial.

Actores:

Nombre	descripción del rol
Operador en el centro del control	Gestiona las cuadrillas de campo e inicia la confirmación después de ser resuelta.
Cuadrilla de campo	Busca la localización detallada de la falla y la razón (si es necesario) y confirma para resolver el problema.

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Componente abstracto / Función de negocio	Servicio o información proporcionada
NO	Operación de la red	Monitoreo del funcionamiento de la red, gestión de fallas (diagnóstico de la ocurrencia de la falla y el análisis de la localización de la falla).
OP	Planificación y optimización de la operación	Programación de operaciones de trabajo (despacho de cuadrillas de campo).
	gestión de interfaz con el cliente y control	Información de clientes con problemas (análisis del evento y reporte de evento).
WMS	Sistema de gestión de trabajo	Asignación de trabajo, personal y el inicio de la actualización del Registro de Activos.

Supuestos o consideraciones de diseño:

El sistema SCADA está en operación, el operador ingresa al sistema, recibe la información correcta y suficiente de la localización del cortocircuito, para asegurar la localización. La cuadrilla esta lista y equipada.

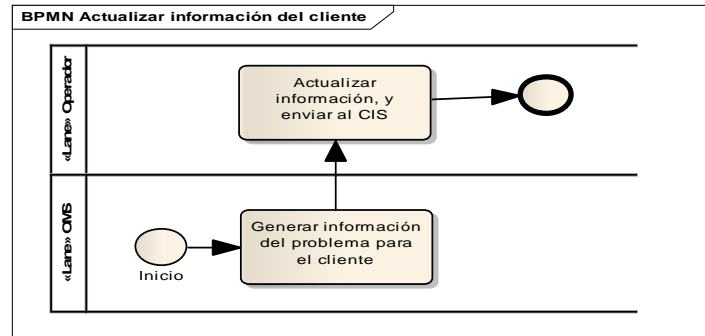
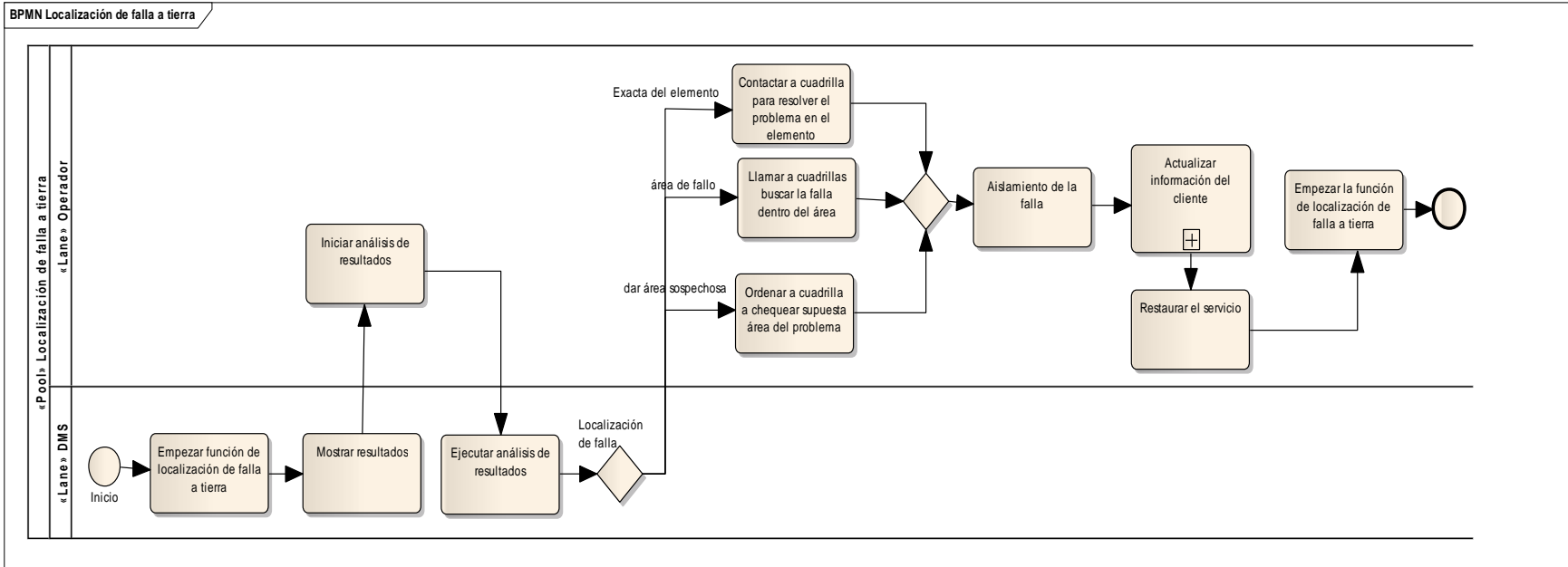
Realiza en tiempo real: el diagnostico del cortocircuito es generado de prisa para permitir al operador la toma de la acción correctiva.

Secuencia normal:

Paso	Evento	Descripción
1	Inicia la localización de la falla a tierra	El procedimiento de localización de falla a tierra inicia automáticamente (ejm. Mover a otra imagen, cambiar el modo de coloración, etc.).
2	Ver los resultados	La función produce eventos, alarmas y cambios en el mapa de representación de la red.
3	Análisis de los resultados	Depende del resultado estas son diferentes órdenes. 1) la función es habilitada para localizar el elemento con falla de forma exacta, el operador contacta a la cuadrilla de campo para resolver el problema en el elemento 2) la función es habilitada para localizar el área con falla (grupo de elementos), luego el operador dice a la cuadrilla que busque el problema dentro de esta área 3) la función no puede localizar un elemento o área, este únicamente da un área sospechosa, el operador ordena a la cuadrilla de campo que chequee el área sospechosa del problema.
4	Aislamiento de la falla	Esta descrito en el caso de uso aislamiento de falla.
5	Actualizar la información del cliente	El operador actualiza los datos en la información de clientes con problema, (ej. alimentador afectado y tiempo estimado para restauración). Exceptuando a los clientes que no son afectados por el cortocircuito.
6	Restauración del servicio	Esta descrito en el caso de uso de restauración de servicios.
7	Inicia la localización del cortocircuito otra vez	Después de que la cuadrilla de campo resuelve el problema, el operador inicia una confirmación manual (usando la función otra vez).

Post-condiciones:

Esto debería ser posible en algunos casos, el operador localiza el elemento con falla a tierra de un grupo de elementos (dentro del cual está el elemento con falla), si el operador no identifica la localización, el obtiene una serie de posibles elementos sospechosos. Elementos que pueden ser la barra, transformador o líneas.



Fuente: Los Autores, Workflow Localización de falla a tierra, 2011
 Figura 47: Workflow Localización de falla a tierra.

3.3.1.2.6 Aislamiento de la falla

Nombre del caso de uso: Aislamiento de la falla

Resumen:

Este procedimiento describe que actividades son realizadas por un operador en el centro de control, cuando se ha encontrado una manera para aislar la sección/es con falla de nodos adyacentes empleando los medios de reconfiguración de la red.

Esto es realizado automáticamente, o por interfaz con la cuadrilla de campo, para la ejecución de maniobras de apertura y cierre de interruptores. Esta función proporciona gran ayuda al operador de distribución durante: tormentas y otras emergencias.

Actores:

Nombre	descripción del rol
Operador en el centro del control	Gestiona las cuadrillas de campo e inicia cálculos de flujo de potencia una vez aislada la falla.
Cuadrilla de campo	Establece una derivación (bypass) mediante un arreglo alternativo de alimentadores.

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Componente abstracto / Función de negocio	Servicio o información proporcionada
NO	Operación de la red	Monitoreo de la operación de la red (S/E y supervisión del estado de la red, así como registro de estados), control de la red (local remoto o a través de cuadrillas de campo), gestión de fallas (apoya al diagnósticos de ocurrencia de fallas y proporciona información de campo para el operador).
OP	Planificación y optimización de la operación	Determinar las maniobras a realizarse durante trabajos programados (Despacho de las cuadrillas de campo) así como simulación de la operación de la red.

Supuestos o consideraciones de diseño:

El operador se registra en el sistema SCADA, esto es necesario para reconfigurar la red debido a fallas o trabajos de mantenimiento, la cuadrilla de campo debe estar lista y equipada.

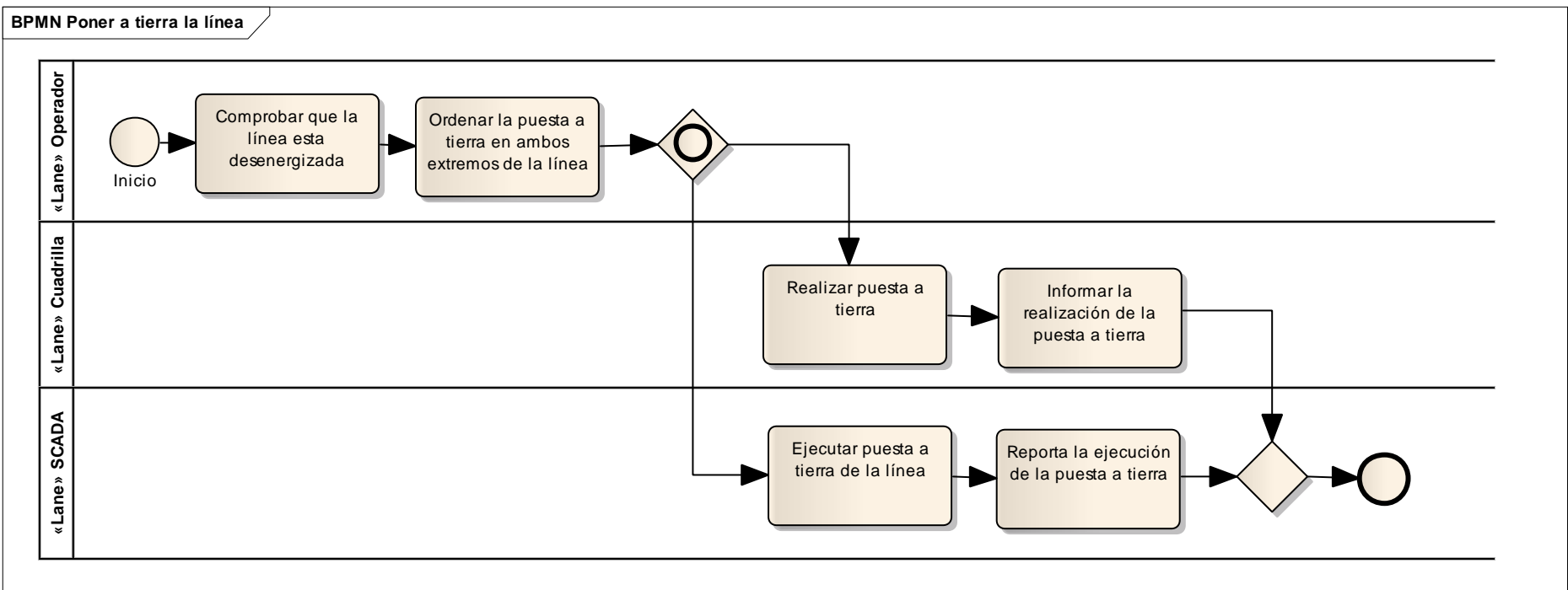
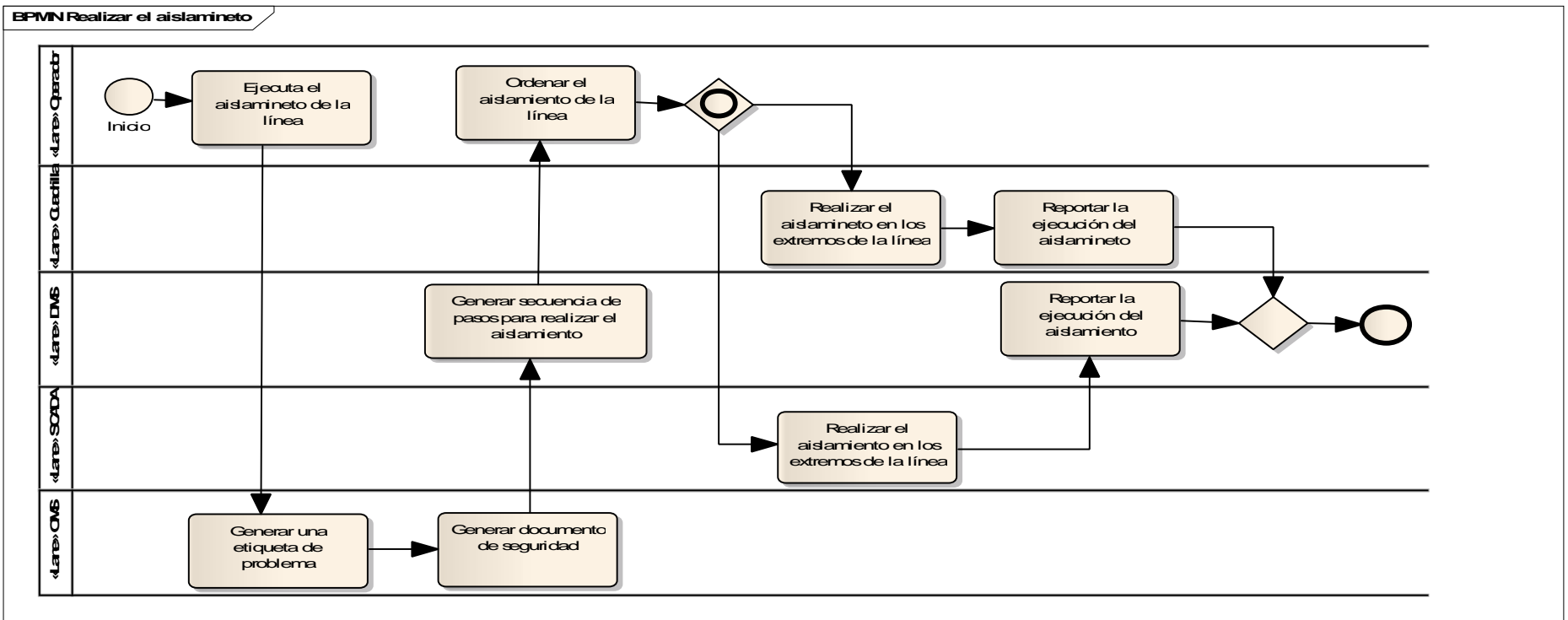
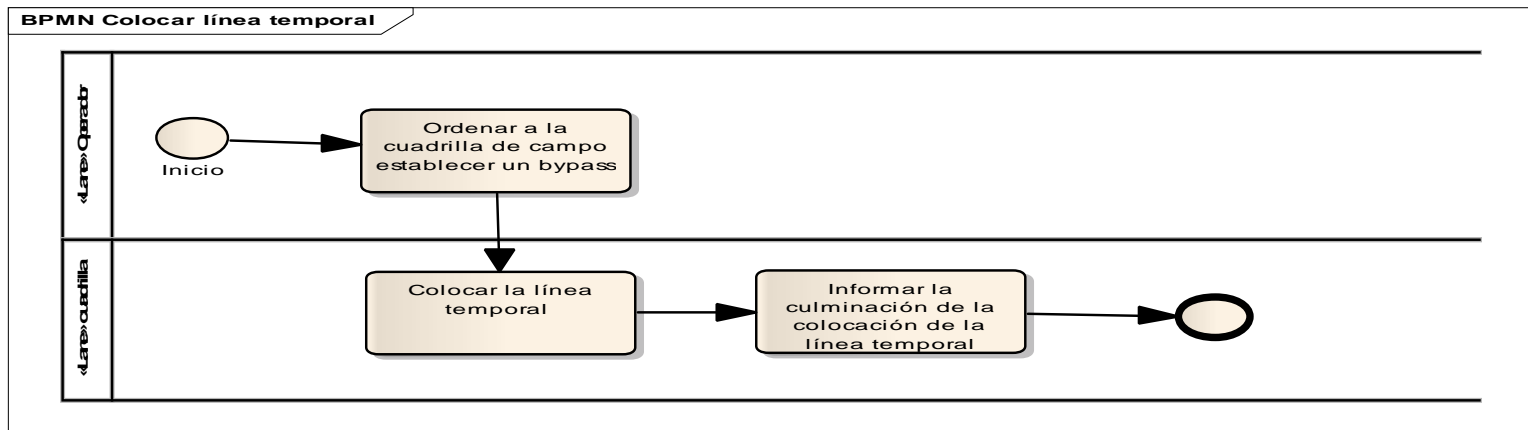
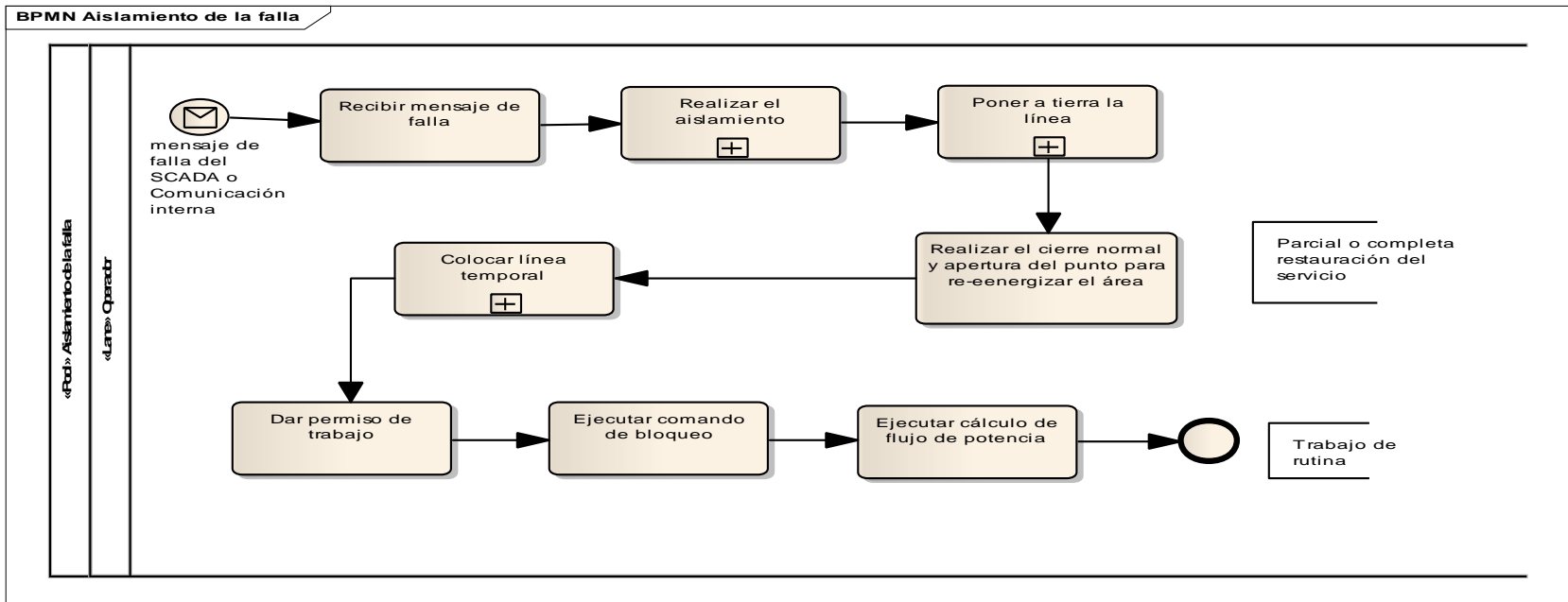
Se sabe que el operador puede cambiar de turno, en el transcurso de la operación, por tal motivo la etiquetación es fundamental en las operaciones.

Secuencia normal:

Paso	Evento	Descripción
1	Mensaje de aislamiento	El operador recibe un mensaje acerca de la falla desde el sistema SCADA o trabajos de mantenimiento desde comunicación interna (teléfono, radio, etc).
2	Realizar el aislamiento	El operador ordena el aislamiento de la línea (por ejecución de maniobra, esto se lo realiza en ambos extremos de la línea). Una maniobra puede ser ejecutada por: cuadrilla de campo o vía SCADA.
3	Línea puesta a tierra	El operador debe ejecutar la puesta a tierra de las líneas en ambos lados de la falla, después de comprobar que la línea este des-energizada.
Parcial o completa restauración del servicio		
4	Cierre normal, apertura del punto para re-energizar el área	El operador reconfigura la red, mediante maniobras de cierre de interruptores.
5	Línea temporal	El operador ordena a la cuadrilla de campo para establecer un bypass usando una línea temporal.
Trabajo de rutina		
6	Permiso de trabajo	Procede a la colocación de etiquetas en la línea (u otros dispositivos relacionados) con un nivel adecuado de identificación.
7	Comando de bloqueo	El operador puede bloquear las maniobras del interruptor en ambos extremos de la línea, para seguridad adicional.
8	Cálculo de flujos de potencia	El operador ejecuta la función de cálculos de flujos de potencia para mirar un nuevo flujo de potencia en la línea y para chequear los límites.

Post-condiciones:

Después de que el aislamiento de la zona de trabajo se ha ejecutado, los trabajadores de la cuadrilla de campo tienen el poder para manipular y reconfigurar la red.



Fuente: Los Autores, Workflow aislamiento de falla, 2011
 Figura 48: Workflow aislamiento de falla.

3.3.1.2.7 Coloración de la red

Nombre del caso de uso: Coloración de la red

Resumen:

Basado en un análisis topológico, la coloración de la red proporciona una visión simple del:

- Estado eléctrico actual del equipo (energizado, des-energizado, aterrizado, anormal).
- Presencia de alimentadores en anillo y paralelo.
- Equipo galvanizado conectado aguas abajo o aguas arriba a un punto definido por el operador.
- Camino galvánico entre dos puntos definidos por el operador.
- Violaciones de límites (sobrecargas, sobre-voltajes).

Este proceso describe que actividades realiza un operador en el centro de control cuando desea obtener información topológica combinada con el estado de la red, el operador se da cuenta de la conectividad de la red eléctrica y el estado del sistema eléctrico.

Actores:

Nombre	descripción del rol
Operador en el centro del control	Realiza análisis en el estado de la red

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Componente abstracto / Función de negocio	Servicio o información proporcionada
NO	Operación de la red	Monitoreo de la operación de la red (Supervisión del estado de la red).
OP	Planificación y optimización de la operación	Simulación de la operación de la red (cálculo de flujos de potencia).

Supuestos o consideraciones de diseño:

El SCADA en operación, el operador se registra en el sistema para obtener una visión general del estado de la red, la imagen actualizada se recibe en un lapso de tiempo definido.

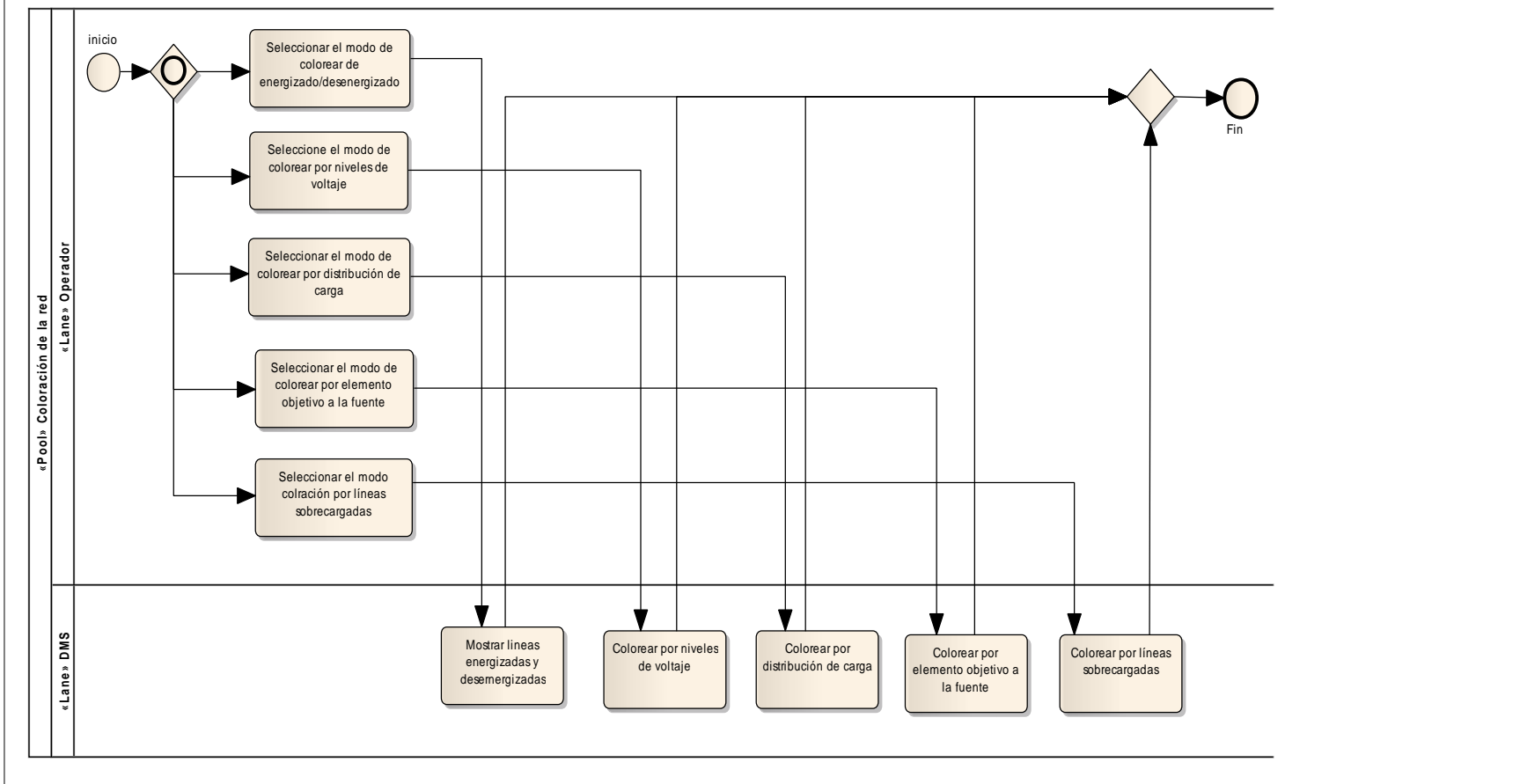
Secuencia normal:

Paso	Evento	Descripción
1	Seleccione el modo de colorear energizado/des-energizado	El operador investiga si todo está siendo alimentado y si no puede encontrar la causa.
2	Seleccione el modo de colorear por niveles de voltaje	El operador investiga si algo es diferente, no es normal con los niveles de voltaje.
3	Seleccione el modo de colorear por alimentador de distribución	El operador investiga de que fuentes se suministra energía a un alimentador y donde están los puntos abiertos entre las fuentes (Esta información sobre los puntos abiertos es usada en la reconfiguración de la red).
4	Seleccione el modo de colorear por dispositivo	El operador investiga que fuente está suministrando energía a un dispositivo en particular. El operador puede seleccionar el modo de coloreo.
5	Seleccione el modo de colorear para líneas sobrecargadas	Muestra todas las líneas que están sobrecargadas de acuerdo al último cálculo de flujo de potencia.

La secuencia de pasos puede intercambiarse.

Post-condiciones:

La actualización, imagen coloreada es presentada por el sistema.



Fuente: Los Autores, Workflow coloración de la red, 2011
Figura 49: Workflow coloración de la red.

3.3.1.2.8 Restauración del servicio

Nombre del caso de uso: Restauración del servicio

Resumen:

Este procedimiento describe que actividades son realizadas por el operador en el centro de control cuando tiene que restaurar el servicio, una vez completado el trabajo de mantenimiento o después de aislar una sección con falla. El operador realiza la reconfiguración de alimentadores, con el fin de repartir la carga con los alimentadores adyacentes, es posible crear o ejecutar determinados puestos de trabajo con el fin de restablecer el servicio.

Actores:

Nombre	descripción del rol
Operador en el centro del control	Realiza órdenes de control del sistema y/o cuadrillas de campo.
Cuadrillas de campo	Realiza maniobras de conmutación y confirma la ejecución.

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Componente abstracto / Función de negocio	Servicio o información proporcionada
NO	Operación de la red	Monitoreo de la operación de la red (S/E y supervisión del estado de la red, así como registro de estados), control de la red (local remoto o a través de cuadrillas de campo), gestión de fallas (soporta las maniobras para restauración).
OP	Planificación y optimización de la operación	Analiza maniobras, programa: trabajo, horarios (despacho de cuadrillas de campo).
	Gestión de mantenimiento	Programación de trabajo de mantenimiento y control (gestión de flujo de trabajo y supervisión del estado del trabajo).
WMS	Sistema de gestión de trabajo	Asignación de trabajo, e inicia la actualización del registro de activos

Supuestos o consideraciones de diseño:

El sistema SCADA está en operación, el operador ingresa al sistema, se ha presentado: aislamiento de la falla, trabajo en elemento de la red (línea, interruptor o transformador) el cual se ha completado, como el operador podría no ser el mismo durante toda la operación, entonces el etiquetado es fundamental.

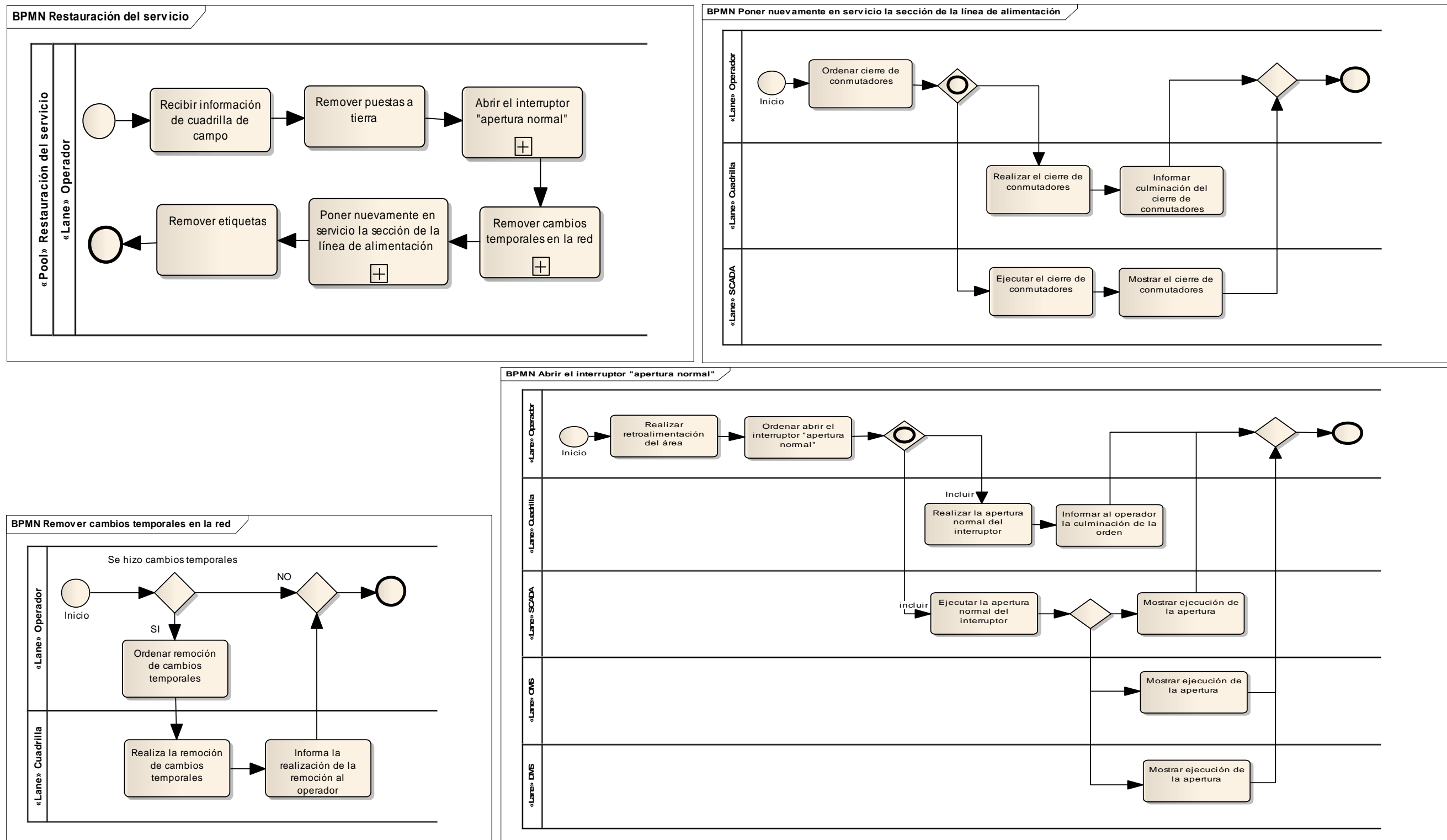
Secuencia normal:

Paso	Evento	Descripción
1	Confirmación desde cuadrillas en campo	El operador recibe la información relacionada con la culminación del trabajo o aislamiento de la falla en esta sección desde la cuadrilla de campo.
2	Remover puestas a tierra	Remover las puestas a tierra en el extremo o en el final de línea.
3	Abrir el interruptor en apertura normal	El operador realiza una retro-alimentación del área, luego el ordena abrir el interruptor en apertura normal (el que permita la retro-alimentación) una maniobra puede ser realizada por: cuadrilla de campo, o SCADA.
4	Remover cambios temporales en la red	En el caso que el operador haya hecho cambios temporales en la red (como líneas de alimentación provisional) el debería ordenar remover los cambios.
5	Volver a poner en servicio la sección de la línea de alimentación	Después de completar las maniobras previas, el operador ordena el cierre de los conmutadores. Los conmutadores se pueden cerrar en cualquier orden o ambos al mismo tiempo (exceptuando respuesta en marcha debe realizarse en un orden especial).
6	Remover etiquetas	Finalmente el operador remueve las etiquetas, de la línea y todas las otras etiquetas que pueden relacionarse a un mismo trabajo en particular.

La secuencia de pasos puede intercambiarse, algunas maniobras pueden tener límites.

Post-condiciones:

El operador restaura el servicio con una maniobra apropiada.



Fuente: Los Autores, Workflow restauración del servicio, 2011
 Figura 50: Workflow restauración del servicio.

3.3.1.3 Optimización Volt/Var/Watt (VVWO³³)

3.3.1.3.1 IVVC centralizado

Nombre del caso de uso: Control Volt/Var Integrado (IVVC) centralizado

Resumen:

Un sistema de control Volt-Var integrado opera en un ambiente centralizado. IVVC gestiona voltajes a lo largo de todo el circuito de distribución, estableciendo un perfil de voltaje optimizado para reducir la demanda. La reducción de la demanda resulta en la correspondiente reducción de energía, principalmente la reducción de consumo de energía, pero también a través de mayor eficiencia del sistema. IVVC también optimiza el factor de potencia como segundo objetivo.

Actores:

Nombre	Descripción del rol
Operador del sistema	Monitoreo y control de la operación del sistema

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Sistema	Servicio o información proporcionada
SCADA	Sistema de Supervisión control y adquisición de datos
Modulo VVC	Realiza supervisión lógica para realizar IVVC
Modulo de flujo de potencia	Analiza flujos de potencia y estimación de voltaje dentro del sistema de distribución
Histórico	Repositorio de datos

Supuestos o consideraciones de diseño:

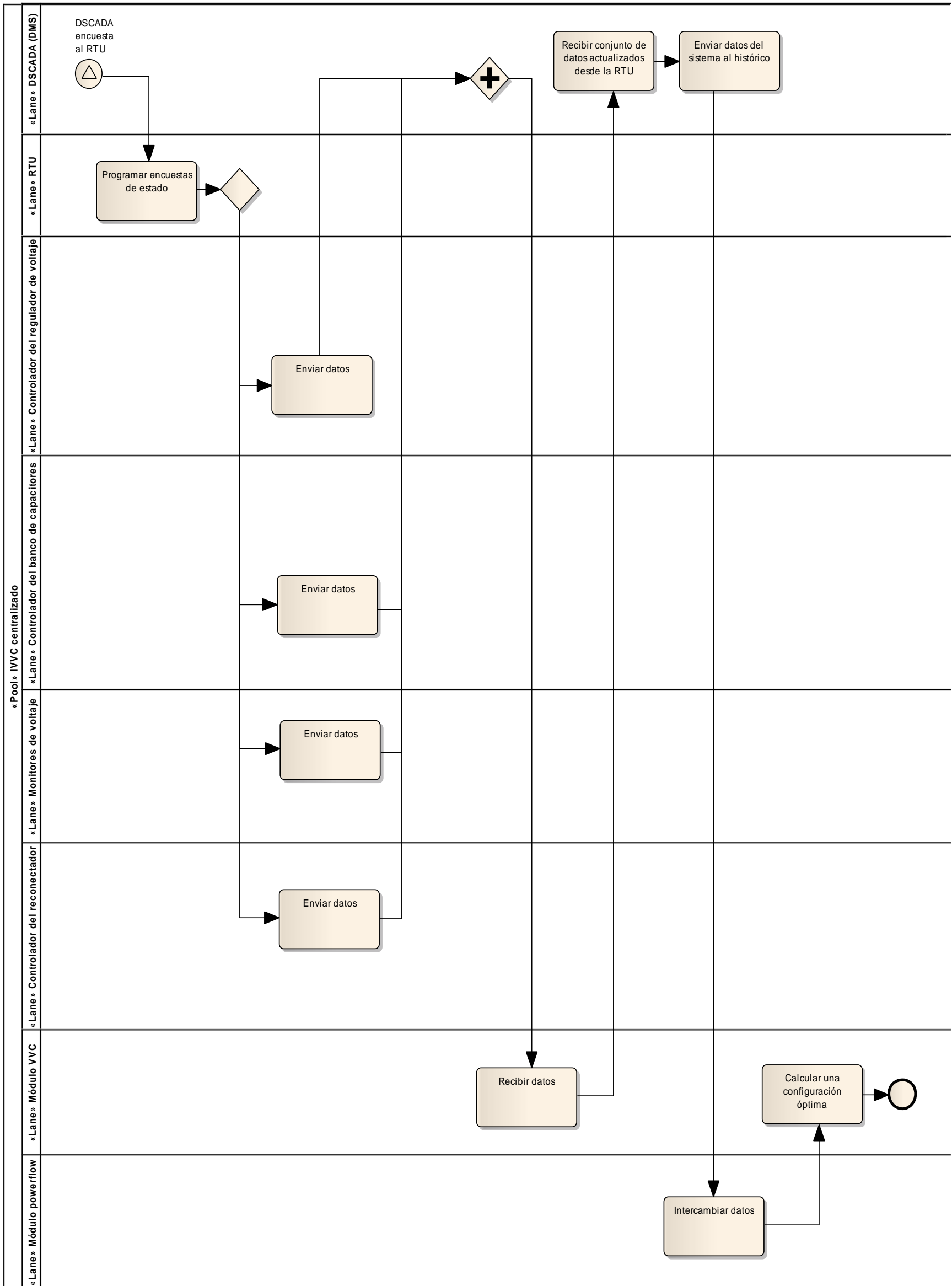
Interoperabilidad con AMI

Secuencia Normal:

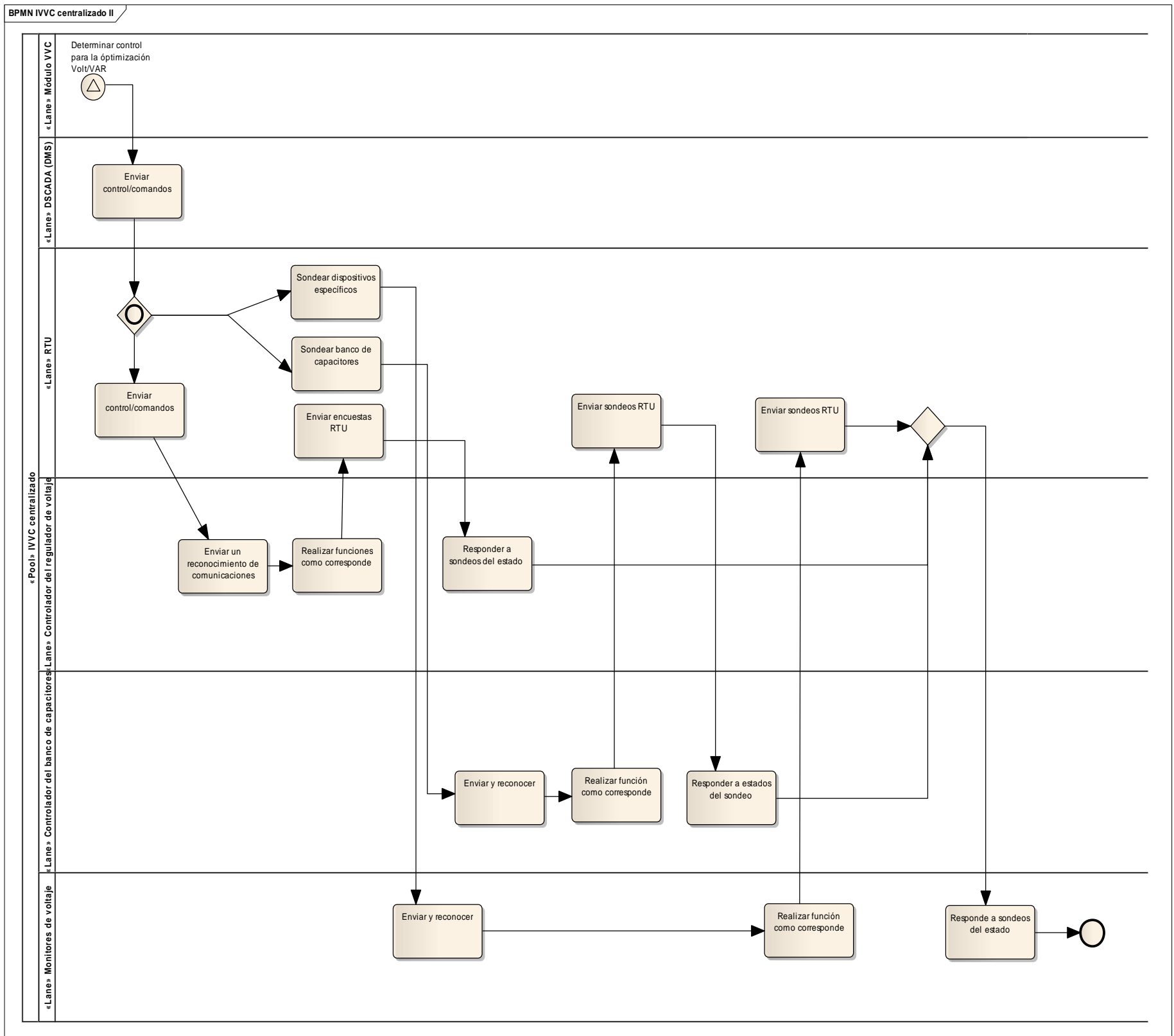
³³ **VVWO:** por sus siglas en ingles Voltage, Var and Watt Optimization.

Paso caso de uso	Evento	Descripción del proceso	Información de intercambio	Productor	Receptor
1.1	SCADA Consulta a la RTU	SCADA realiza Consultas de dispositivos específicos a la RTU	Consultas RTU	SCADA	RTU
1.2	Consulta periódica del estado	En una determinada frecuencia la RTU Consulta a dispositivos específicos	Datos el monitoreo del sistema	RTU	RTU
1.3	Control del regulador del voltaje, envía datos	Control del regulador de voltaje, envía datos del monitoreo del sistema a la RTU	Dato del monitoreo del sistema	Controladores del regulador de voltaje	RTU
1.4	Control del banco de capacitores envía datos	Control del banco de capacitores envía datos del monitoreo del sistema a la RTU	Dato del monitoreo del sistema	Controladores del BC	RTU
1.5	Monitores de voltaje envían datos	Monitores de voltaje envía datos del monitoreo del sistema a la RTU	Dato del monitoreo del sistema	Monitores de voltaje	RTU
1.6	Control del re-conectador envía datos	Control del re-conectador envía datos del monitoreo del sistema a la RTU	Dato del monitoreo del sistema	Controladores de re-conectores	RTU
1.7	Modulo VVC recibe datos	Modulo VVC recibe datos del monitoreo del sistema desde el SCADA	Datos del monitoreo del sistema desde el SCADA	SCADA	Modulo VVC
1.8	Recibir datos actualizados desde la RTU	SCADA Recibe conjunto de datos actualizados desde la RTU	Actualización de estados	RTU	SCADA
1.9	Enviar datos del sistema al histórico	SCADA envía datos del sistema al histórico en un intervalo predeterminado	SCADA	Histórico	Dato del sistema
1.10	Modulo de flujo de potencia intercambia datos	Modulo de flujo de potencia intercambia datos con el modulo VVC	Dato del sistema	Modulo de flujo de potencia	Modulo VVC
1.11	Cálculo de configuración óptima	Modulo VVC calcula una configuración óptima para el circuito y emite una secuencia de comandos a ser iniciados	Configuración óptima	Modulo VVC	Modulo VVC
2.1	Controlador Volt/Var	Controlador Volt/Var emite control /comandos de dispositivos al SCADA	Control/comandos para dispositivos	Controlador VVC	SCADA
2.2	Envía control/comandos	SCADA envía control/comandos de dispositivos a la RTU	Control/comandos para dispositivos	SCADA	RTU
2.3.1	Emitir control/comandos	RTU emite control/comandos de dispositivos para el controlador del regulador del voltaje	Control/comandos para dispositivos	RTU	Controlador del regulador de voltaje

2.3.2	Enviar un reconocimiento de comunicaciones	Controlador del regulador de voltaje envía un reconocimiento de comunicación a la RTU	Reconocimiento de comunicación	Controlador del regulador de voltaje	RTU
2.3.3	Controlador del regulador de voltaje realiza función	Controlador del regulador de voltaje realiza función como corresponde	Control/comandos para dispositivos	Controlador del regulador de voltaje	Controlador del regulador de voltaje
2.3.4	RTU realiza consulta	RTU Consulta estado del controlador del regulador de voltaje	Consultas del estado	RTU	Controlador del regulador de voltaje
2.3.5	Controlador del regulador de voltaje responde	Controlador del regulador de voltaje responde a consultas del estado	Estado actualizado	Controlador del regulador de voltaje	RTU
2.4.1	Consulta dispositivos específicos (banco de capacitores)	RTU emite control/comando para el controlador del banco de capacitores	Control/comandos para dispositivos	RTU	Controlador del banco de capacitores
2.4.2	Enviar un reconocimiento de comunicaciones	Controlador del banco de capacitores envía un reconocimiento de comunicación a la RTU	Reconocimiento de comunicación	Controlador del banco de capacitores	RTU
2.4.3	Controlador del banco de capacitores realiza función	Controlador del banco de capacitores realiza función como corresponde	Control/comandos para dispositivos	Controlador del banco de capacitores	Controlador del banco de capacitores
2.4.4	RTU realiza consulta	RTU consulta estado del controlador del banco de capacitores	Consultas del estado	RTU	Controlador del banco de capacitores
2.4.5	Controlador del banco de capacitores responde	Controlador del banco de capacitores responde a consultas del estado	Estado actualizado	Controlador del BC	RTU
2.5.1	Consulta dispositivos específicos	RTU emite control/comandos para dispositivos a monitores de voltaje	Control/comandos para dispositivos	RTU	Monitores de voltaje
2.5.2	Enviar un reconocimiento de comunicaciones	Monitores de voltaje envía un reconocimiento de comunicación a la RTU	Reconocimiento de comunicación	Monitores de voltaje	RTU
2.5.3	Monitores de voltaje realizan función	Monitores de voltaje realiza función como corresponden	Control/comandos para dispositivos	Monitores de voltaje	Monitores de voltaje
2.5.4	RTU realiza Consulta	RTU consulta estado de monitores de voltaje	Consultas del estado	RTU	Monitores de voltaje
2.5.5	Monitores de voltaje responden	Monitores de voltaje responden a consulta del estado	Estado actualizado	Monitores de voltaje	RTU



Fuente: Los Autores, Workflow IVVC parte 1, 2011
 Figura 51: Workflow IVVC parte 1.



Fuente: Los Autores, Workflow IVVC parte 2, 2011
 Figura 52: Workflow IVVC parte 2.

3.3.1.3.2 Control VOLT/VAR

Nombre del caso de uso: Control Volt/Var (VVC)

Resumen:

Esta aplicación calcula las configuraciones óptimas del controlador de voltaje de los LTCs, reguladores de voltaje, dispositivos electrónicos de potencia y estados de capacitores, optimizando la operación.

Soporta tres modos de operación:

- Modo lazo cerrado: En el que la aplicación se ejecuta de manera periódica (ejm: cada 15 min) o disparados por un evento, basados en información en tiempo real, las recomendaciones de la aplicación son ejecutadas automáticamente vía comandos de control SCADA.
- Modo estudio: En el que la aplicación realiza estudios de “What if” y proporciona recomienda acciones al operador.
- Modo mirar al futuro: En el que la condición esperada en un futuro cercano puede ser estudiado (de 1 hora a una semana) por el operador.

Los siguientes objetivos, son soportados por la aplicación:

- Minimizar el consumo de kWh en tensiones fuera de los límites de voltaje (asegurar voltajes estándar en terminales del cliente).
- Minimizar segmento/s de alimentador/es sobrecargado/s.
- Reducir la carga respecto a la tolerancia del voltaje (normal y emergencia).
- Conservar la energía a través de la reducción de voltaje.
- Proporcionar apoyo de potencia reactiva para la barra de transmisión/distribución.
- Proporcionar apoyo de reserva rodante.
- Minimizar el costo de la energía.

Actores:

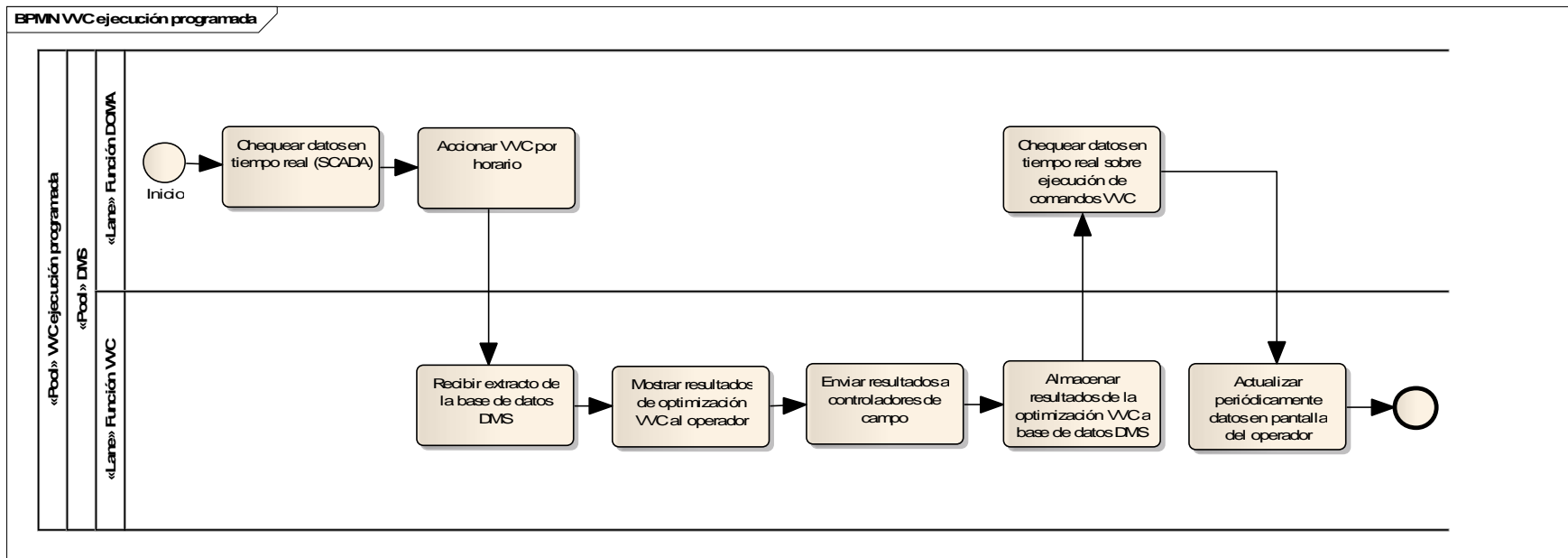
Nombre	Descripción del rol
Operador del sistema	Supervisa el sistema

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Sistema	Servicio o información proporcionada
DOMA	Modelado y análisis de la operación en distribución	Sub-funciones clave de esta aplicación: <ul style="list-style-type: none"> • Modelado de la conectividad del circuito de distribución: Proporciona un modelo topológico de los circuitos de distribución. • Administración de datos entre CIS, GIS y la base de datos de la conectividad de distribución de DMS • Modelado de cargas en nodos de distribución • Modelado de las instalaciones de los circuitos de distribución • Flujos de potencia de distribución • Evaluación de capacidad de transferencia • Análisis de calidad de potencia • Análisis de pérdidas • Análisis de fallas • Evaluación de condiciones de operación
VVC	Control Volt/VAR	Coordina el control óptimo de voltaje y VAR en el sistema de distribución
SCADA	Supervisión control y adquisición de datos	Gestiona procesos en tiempo real de información y control

Secuencia Normal: (VVC ejecución programada).

Paso caso de uso	Evento	Descripción del proceso	Información de intercambio	Productor	Receptor
1	Tiempo programado para correr VVC Recibir datos en tiempo real del SCADA	Recibe datos del SCADA que se analizará para buscar cambios en la topología. También proporciona los últimos datos analógicos pertinentes	Analógicos en tiempo real, estado de controladores de voltaje y configuraciones	Base de datos SCADA	Función DOMA
2	Accionar VVC por horario	El hecho de que hay eventos y cambios en la conectividad, estos únicamente se detecta y se comunica al controlador VVC del DMS. El controlador VVC se dispara por horario	Comandos para iniciar la ejecución programada	Función DOMA	Controlador VVC
3	Recibir extracto de la base de datos DMS	VVC recibe extracto de la base de datos DMS	Extracto de la base de datos DMS	Base de datos DMS	Controlador VVC
4	Mostrar resultados de optimización VVC al operador	Resultados pertinentes de la optimización son desplegados al operador.	Estado del VVC, KV presentes y recomendados en la barra, beneficios, pérdidas esperadas	Controlador VVC	Operador
5	Enviar resultados a controladores de campo	Resultados pertinentes de la optimización VVC son enviados a los controladores de campo.	Configuraciones adecuadas de controladores electrónicos de potencia, estados del capacitor.	Controlador VVC	Base de datos SCADA
6	Almacenar resultados de la optimización VVC a base de datos DMS	Resultados pertinentes de la optimización VVC son almacenados en la base de datos histórica del DMS	Estados y configuración de CCV y LTC, límites y beneficios del VVC, pérdidas, voltajes, demanda total antes y después de la optimización	Controlador VVC	Base de datos histórica DMS
7	Chequear datos en tiempo real sobre ejecución de comandos VVC	Función DOMA recibe datos del SCADA para chequear cambios en la topología y confirmar la ejecución de comandos VVC. También proporciona los últimos datos analógicos pertinentes.	Analógicos en tiempo real, estado del controlador de voltaje, confirmación de ejecución de comandos	Base de datos SCADA	Controlador VVC
8	Actualizar periódicamente datos en pantalla del operador	La pantalla del operador se actualiza periódicamente con los datos asociados con el LTC y el rendimiento de VVC	VVC: estados, integridad, configuraciones, límites, banda central, objetivo LTC: estados, posición ,etc	Base de datos SCADA	Controlador VVC



Fuente: Los Autores, Workflow VVC ejecución programada, 2011
 Figura 53: Workflow VVC ejecución programada.

Secuencia Alternativa: (VVC ejecución por evento).

Paso caso de uso	Evento	Descripción del proceso	Información de intercambio	Productor	Receptor
1	Detectar pico de voltaje o violación de sobrecarga	Función DOMA detecta pico de voltaje o violación de sobrecarga e inicia VVC del DMS	Comando para iniciar función DOMA	Función DOMA	Controlador VVC
2	Chequear datos en tiempo real (SCADA)	Función DOMA chequea en tiempo real datos de cambios y alarmas	Analógicos en tiempo real, estados, confirmación de ejecución de comandos VVC, estado de controladores de voltaje.	Base de datos SCADA	Función DOMA
3	Emitir comandos para iniciar VVC	Función DOMA emite comandos para iniciar VVC	Comando para iniciar VVC	Función DOMA	Controlador VVC
4	Recibir extracto de la base de datos DMS actualizada	VVC recibe extracto de la base de datos DMS actualizada con los últimos escaneos del SCADA	Extracto base de datos DMS	Base de datos DMS	Controlador VVC
5	Emitir información al operador	VVC emite información pertinente al operador.	estados VVC, KV presente y recomendado en barra, ventajas, bajos y altos voltajes	Controlador VVC	Operador
6	Recibir resultados de la optimización	Base de datos SCADA recibe resultados de la optimización	Recomendaciones de configuración de controladores electrónicos de potencia, estados de capacitores	Controlador VVC	Base de datos SCADA
7	Archivar el resultado seleccionado	Archivar el resultado seleccionado en la base de datos de históricos DMS	VVC, estados LTC y configuraciones, límites y beneficios VVC, pérdidas, voltaje, función objetivo y demanda total antes y después de la optimización, registros	Controlador VVC	Base de datos DMS
8	Iniciar función DOMA	VVC inicia la función DOMA después de la confirmación de la ejecución es recibida	Comando para inicializar DOMA	Controlador VVC	Función DOMA
9	Realizar análisis y enviar alarma al operador	Función de DOMA, después de detectar una violación durante condiciones	Alarma para el operador	Función DOMA	Operador

		posteriores a la optimización, envía la alarma al operador.			
10	Disparar función de alivio de carga	Función DOMA, después de detectar que la optimización no ha eliminado la violación, envía una alarma al operador y dispara la función de alivio de carga	Información para función de alivio de carga	Función DOMA	Operador, función de alivio de carga
11	Mostrar datos al operador	Desplegar VVC y configuraciones LTC, límites y estados pertinentes al operador.	VVC: estado, integridad, configuraciones, límites LTC: estado y posición	Base de datos SCADA	Operador
12	Detectar violación de voltaje	DOMA detecta violación y VVC determina que la violación no puede ser eliminada a través de optimización	Comando para inicializar VVC	Función DOMA	Controlador VVC
13	Recibir extracto de la base de datos DMS actualizada	VVC, recibe extracto de la base de datos DMS actualizada con los últimos escaneos del SCADA	Extracto de la base de datos DMS	Base de datos DMS	Controlador VVC
14	Iniciar reconfiguración multi-nivel de alimentadores	VVC inicia Reconfiguración multi-nivel de Alimentadores (MFR) para eliminar la violación	Comando para iniciar MFR	Controlador VVC	Función MFR
15	Recibir registros emitidos por VVC	Base de datos histórica DMS recibe registros emitido por VVC	Registros	Controlador VVC	BD histórica DMS
16	Detectar inconsistencia en el modelo de distribución	Después de detectar inconsistencia en el modelo de distribución, función DOMA establece bandera de inconsistencia disparar VVC por defecto	Bandera de inconsistencia en el modelo de distribución	Función DOMA	Controlador VVC
17	Poner a VVC en modo por defecto en la porción del sistema de distribución con inconsistencia	Registro es almacenada en base de datos histórica DMS y emite el cambio de modo a la base de datos SCADA	Cambio de configuración a modo por defecto, Registros	Controlador VVC	Base de datos SCADA y DMS
18	Chequear datos en tiempo real	Función DOMA chequea en tiempo real datos de cambios y alarmas	Analógicos en tiempo real, estados, confirmación de ejecución de comandos VVC,	Base de datos SCADA	Función DOMA
19	Realiza la optimización dentro de los límites de emergencia	VVC detecta que no es posible optimización y pone el sistema en modo emergencia	Cambio a modo emergencia	Controlador VVC	Base de datos DMS, operador
20	Detecta violación de los límites	Función DOMA detecta violación de los	Comando para iniciar VVC	Función	Controlador

	de emergencia	límites de emergencia y emite comandos para inicializar VVC		DOMA	VVC
21	Recibe extracto de la base de datos DMS actualizada	VVC, recibe extracto de la base de datos DMS actualizada con los últimos escaneos del SCADA	Extracto de la base de datos DMS	Base de datos DMS	Controlador VVC
22	Mostrar resultados de la optimización al operador	Seleccionada la optimización, los resultados son mostrados al operador.	Estado VVC, KV presente y recomendado en barra, pérdidas esperadas, carga mayor, bandera de uso de límites de emergencia	Controlador VVC	Operador
23	Recibir resultados de la optimización	Base de datos SCADA recibe resultados de la optimización	Recomendación de configuración de LTC capacitores	Controlador VVC	Base de datos SCADA
24	Archivar resultado seleccionado en base de datos de históricos DMS	Resultado selecciona es archivado en la base de datos DMS	VVC, estados LTC y configuraciones, límites y beneficios VVC, pérdidas, voltajes, función objetivo	Controlador VVC	Base de datos histórica DMS
25	Iniciar función DOMA	VVC inicia función DOMA después de la confirmación de ejecución	Comando para iniciar función DOMA	Controlador VVC	Función DOMA
26	Realizar análisis y enviar alarma al operador	Función DOMA después de detectar una violación durante condiciones de post optimización envía una alarma al operador	Alarma para el operador del sistema	Función DOMA	Operador
27	Enviar una alarma al operador y disparar función de alivio de carga	Función DOMA, después de detectar que la optimización no ha eliminado la violación, envía una alarma a la función de alivio de carga	Alarma para función de alivio de carga	Función DOMA	Función de alivio de carga
28	Mostrar datos al operador	Desplegar VVC y configuraciones LTC, límites y estados al operador.		Operador	BD SCADA

Fuente: Los Autores, Workflow VVC ejecución por evento, 2011
Figura 54: Workflow VVC ejecución por evento.

3.3.1.3.3 Optimización VOLT/VAR

Nombre del caso de uso: Optimización Volt/Var

Resumen:

Proporcionar optimización Volt/Var a través del control del banco de condensadores, cuando sobrepasa el límite kVAR en una medición analógica.

Actores:

Nombre	Descripción del rol
Operador del sistema	Monitoreo y control de la operación del sistema
Interfaz de telemetría	Proporciona datos de telemetría en forma de medidas analógicas, estados, o datos acumulados de una S/E, centro de control vecino, o dispositivo de campo
Interfaz de control	Implementa los requerimientos de control en el campo (puede ser la misma interfaz de telemetría)

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Sistema	Servicio o información proporcionada
Interfaz del usuario	Maneja la comunicación con el operador
Coordinador del control	Gestión de las solicitudes de control
Modelo del estado del sistema de potencia	Crea la mejor estimación del estado actual del sistema de potencia
Sistema de alarmas	Notificaciones que fuerzan la atención de usuarios humanos
Historial/Registro	Registro de eventos del sistema de potencia
Aplicaciones de red	Aplicaciones para mejorar la seguridad y la confiabilidad de la red

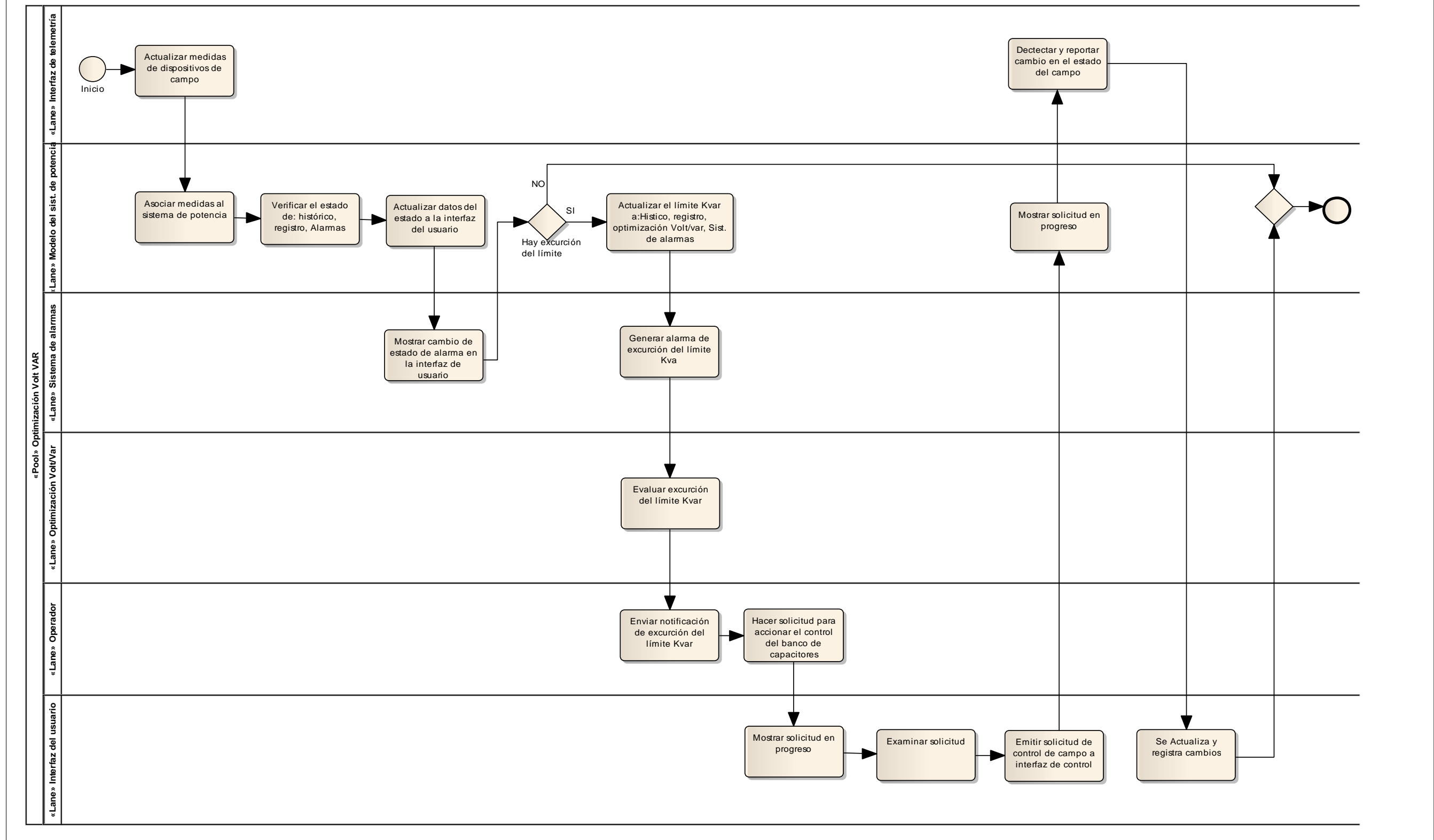
Secuencia normal:

Paso caso de uso	Descripción del proceso
1	Disponible nuevo conjunto de medidas en bruto
2	Las medidas son asociadas con el modelo del sistema de potencia, y son evaluadas
3	Nuevo modelo del estado disponible
4	Nuevos cambios de estado disponibles, tales como: <ul style="list-style-type: none">• Ramales abiertos o cerrados• Equipo energizado o des-energizado• Islas creadas o combinadas• Límites cruzados
5	La interfaz del usuario es actualizada
6	Todos los cambios del sistema de potencia son registrados <ul style="list-style-type: none">• Por reportes• Por reconstrucción de estado si es requerido
7	Si hay excursión del límite kVar, una alarma es generada y la excursión es evaluada para determinar si es necesario la acción del control del banco de capacitores.

8	El Operador del sistema envía una notificación de superar el límite kVar y activa la acción del control del banco de capacitores.
9	El operador del sistema emite una solicitud de control del banco de capacitores
10	La solicitud en progreso es mostrada en la consola del usuario y es registrada
11	La solicitud de control es examinada por: <ul style="list-style-type: none"> • permiso para ejecutar la solicitud • conflicto con otros controles
12	La solicitud de control de campo es emitido a interfaz de control y es registrada
13	Solicitud en progreso es mostrada en el modelo del sistema de potencia
14	Cambio en el estado del campo es detectado y reportado por la interfaz de telemetría
15	Interface del usuario es actualizada
16	Cambios son registrados

Secuencia alternativa:

Si la solicitud de control de campo no es ejecutada, el Operador del Sistema es notificado incluyendo la razón si es conocida.



Fuente: Los Autores, Workflow Optimización VOLT/VAR, 2011
 Figura 55: Workflow Optimización VOLT/VAR.

3.3.1.3.4 Alivio de carga (Por relé de frecuencia)

Nombre del caso de uso: Alivio de carga (Por relé de frecuencia)

Resumen:

La función de alivio de carga, proporciona protección de baja frecuencia en la S/E de distribución, como la frecuencia del sistema disminuye, la carga se desconecta en pasos discretos de acuerdo a los niveles de frecuencia. Para la automática graduación de alivio de carga por baja frecuencia se utiliza relés de protección.

Este procedimiento describe que actividades son realizadas por el operador después de que la función de alivio de carga por frecuencia ha abierto un correspondiente conjunto de interruptores del circuito, que dio lugar a que las cargas se desconecten del sistema de potencia.

Cuando la situación de emergencia es terminada el operador tiene que restaurar la energía.

Actores:

Nombre	Descripción del rol
Operador en el centro de control de distribución	Restaura la energía

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Sistema	Servicio o información proporcionada
OP	Planificación y optimización de la operación	Simulación de la operación de la red (previsión de la carga, cálculos de flujos de potencia)
NO	Operación de la red	Monitoreo de la operación de la red (Supervisión del estado de la S/E y la red así como el registro). Control de la red (Control automático: protección).

Supuestos o consideraciones de diseño:

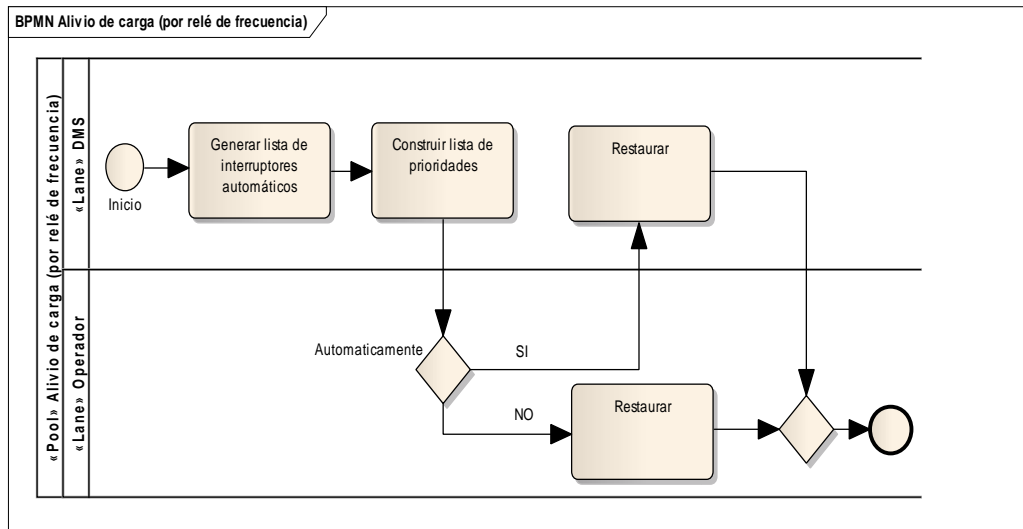
El operador se registra en el sistema SCADA cuando está en operación. Un grupo de interruptores de cabecera de alimentador están abiertos debido a la activación de relé de frecuencia.

Secuencia Normal:

Paso caso de uso	Descripción del proceso
Lista de interruptores automáticos	El sistema deberá determinar el grupo de interruptores automáticos de cabecera de alimentador que fueron abiertos, debido a un disparo de un relé de frecuencia.
Lista de prioridades	El sistema deberá construir órdenes, para la lista anterior de acuerdo a la prioridad de cada uno de los alimentadores. El orden puede ser establecido por un conjunto de reglas (ejm: prioridad del alimentador, número de clientes, importancia de clientes, carga en el alimentador, hora/fecha, etc.) Las reglas de trabajo es una caja negra y debe ser definida de acuerdo a las políticas de la empresa.
Restauración	El operador/sistema automático restaura la energía al alimentador en cuanto la acción es posible, de acuerdo a la lista de prioridades (lista construida en el paso anterior), desde la mayor a la menor prioridad

Post-condiciones:

La energía es restaurada para cada alimentador



Fuente: Los Autores, Workflow Alivio de carga (por relé de frecuencia), 2011
 Figura 56: Workflow Alivio de carga (por relé de frecuencia).

3.3.1.3.5 Alivio de carga (Por orden)

Nombre del caso de uso: Alivio de carga (Por Orden).

Resumen:

Este procedimiento describe que actividades son realizadas por un operador cuando recibe la orden de liberar un determinado valor de carga en un periodo, debido a la

posibilidad de un parcial o completo colapso del sistema (blackout). Cuando se ha concluido con la situación de emergencia, el operador tiene que restaurar la energía.

Es posible crear y ejecutar ciertos trabajos en orden para restaurar la energía.

Alivio de carga es una función para proteger equipos contra baja-frecuencia. Este tipo de acción es drástica y debería ser usada como último recurso. Pero hay situaciones donde no hay otra posibilidad.

Actores:

Nombre	Descripción del rol
Operador en el centro de control de distribución	Abre los interruptores necesarios y restaura la energía
Operador en el centro de control de transmisión	Determina el valor de carga a liberar y envía esta información

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Sistema	Servicio o información proporcionada
EMS	Sistema de Gestión de Energía	Envía una orden para liberar un determinado valor de carga en un periodo
	Operación de la red	Monitoreo de la operación de la red (Supervisión del estado de la S/E y la red, así como el registro). Control de la red (Control remoto: Secuencia pre-programada de emisión de comandos remotos).

Supuestos o consideraciones de diseño:

Cuando el sistema SCADA se encuentra en operación, el operador debe registrarse en el sistema.

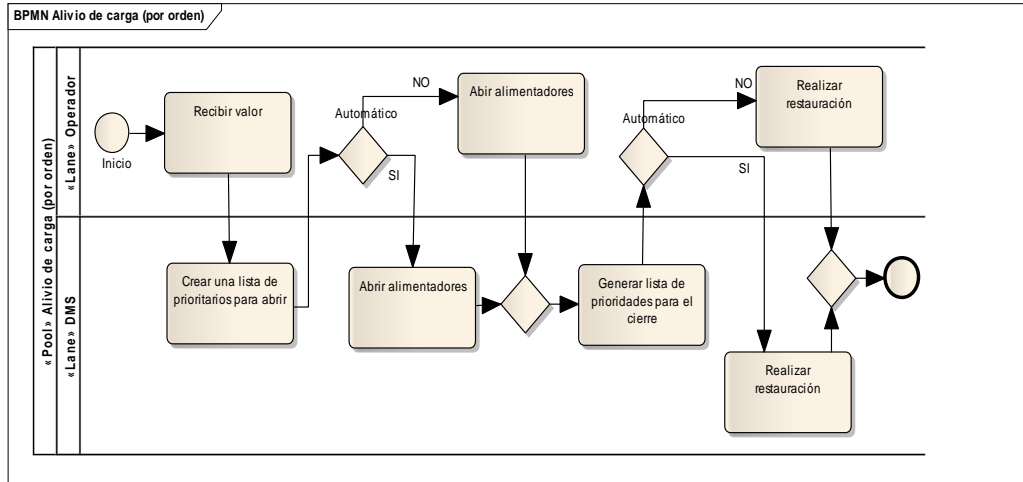
Secuencia Normal:

Paso caso de uso	Descripción del proceso
Recibir valor	El operador en el cuarto de control de distribución, recibe una orden para liberar una determinada carga.
Lista de prioridad para la apertura	El sistema debe construir una lista de alimentadores (o sub-alimentadores) que deberán estar abiertos a fin de obtener el total del alivio de carga necesario. Esta lista deberá construirse de acuerdo a un conjunto de reglas, que se establece por políticas de la empresa (ejm: prioridad del alimentador, número de clientes, importancia de los clientes, carga en los alimentadores, hora/fecha, interruptor automático remoto o control local, etc.)
Abrir alimentadores	El sistema abre los interruptores automáticos necesarios de acuerdo a la lista, empezando por el de menor prioridad al de mayor prioridad.
Lista de prioridades para el	El sistema debe construir una lista de prioridades para el cierre de alimentadores. Esta lista podría ser la misma que la anterior o en algunos casos

cierre	puede ser construido de acuerdo con un conjunto diferente de reglas, pero usando el mismo procedimiento.
Restauración	El operador o sistema automático restaura la energía al alimentador tan pronto como es posible actuar de acuerdo a la lista de prioridades (construido en el paso previo) desde el de mayor prioridad al de menor prioridad.

Post-condiciones:

La energía es restaurada para cada alimentador



Fuente: Los Autores, Workflow Alivio de carga (por orden), 2011
 Figura 57: Workflow Alivio de carga (por orden).

3.3.1.4 Reconfiguración multinivel de alimentadores (MFR³⁴)

3.3.1.4.1 Maniobra de alimentadores basado en el análisis de contingencia

Nombre del caso de uso: Maniobra de alimentadores basado en el análisis de contingencia

Resumen:

Aplicaciones clave que se emplean en la operación del sistema, tanto a nivel de S/Es y alimentadores son vitales para la optimización de la operación de la empresa, esto incluye conmutación de alimentadores remota entre alimentadores y S/Es, despacho Volt/Var.

³⁴ **MFR:** por sus siglas en ingles Multi-Level Feeder Reconfiguration.

Actores:

Nombre	Descripción del rol
Operador del sistema	Monitorea la red e identifica las necesidades para realizar requerimientos de maniobra, usando aplicaciones de maniobra (conmutación)

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Sistema	Servicio o información proporcionada
Interface de comunicación con el dispositivo de campo	Componente genérico que comunica a la S/E y dispositivo de campo (ejm: usando IEC 61850).
Aplicación de maniobra	Usa CIM para representar la topología de la red

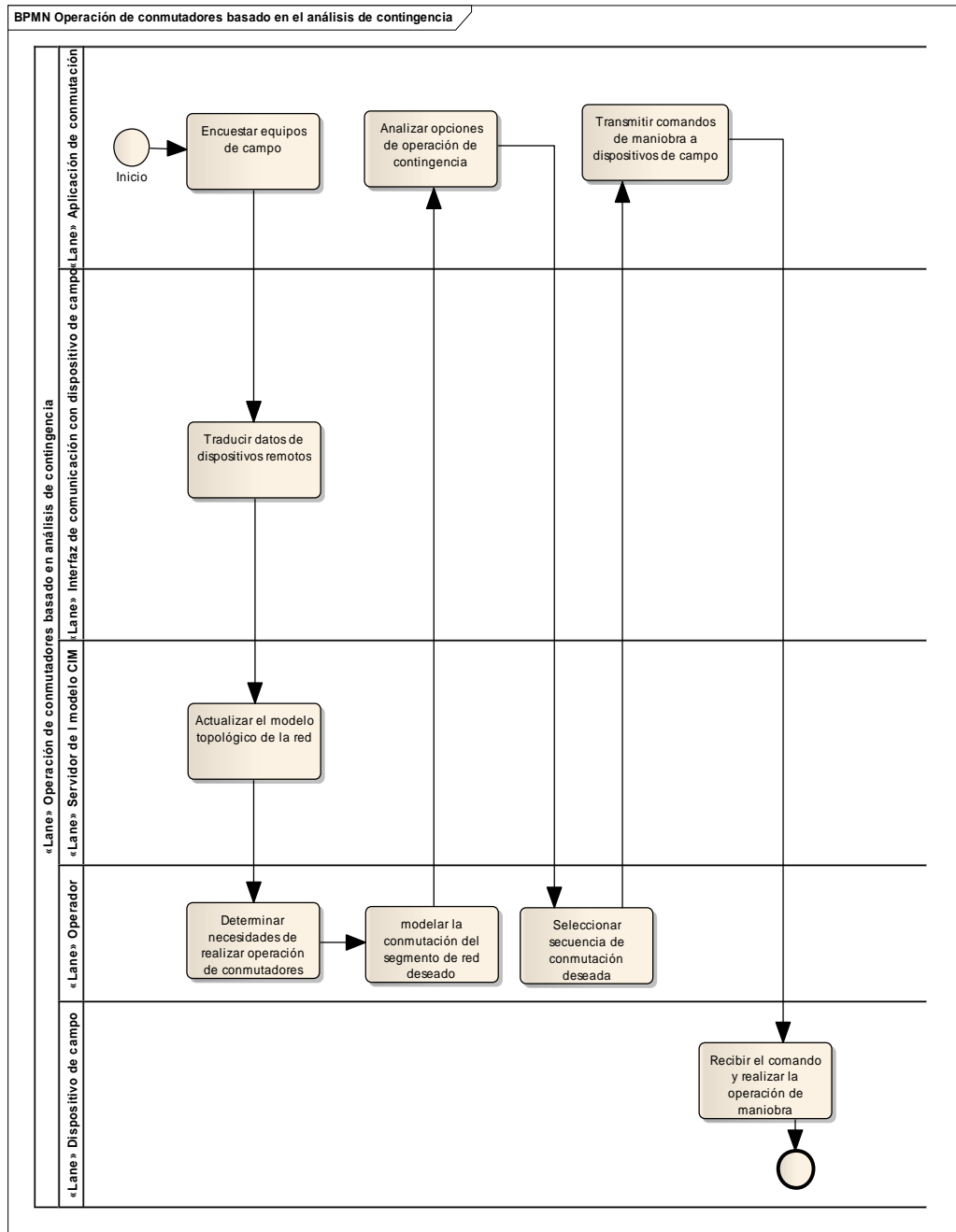
Supuestos o consideraciones de diseño:

Aplicación de maniobra usa CIM para la topología de la red.

Interruptores de campo son considerados como automatizados.

Secuencia normal:

Paso caso de uso	Evento	Descripción del proceso
1	Consultar equipos de campo	Aplicación de maniobra continuamente consulta dispositivos de campo, para recuperar datos del dispositivo usando IEC 61850.
2	Traducir datos de dispositivos remotos	Proporciona servicios de traducción de datos de dispositivos remotos de 61850 a CIM.
3	Analizar modelo topológico de la red	El servidor del modelo CIM actualiza el modelo topológico de la red como necesario para reflejar cambios en la red.
4	Determinar necesidades de realizar maniobras	El operador determina la necesidad de realizar maniobras.
5	modelar la maniobra del segmento de red deseado	El operador del sistema usa la aplicación de maniobra para modelar la maniobra del segmento de red deseado
6	Analizar opciones de operación de contingencia	Aplicación de maniobra analiza opciones de operación de contingencia e informa al operador que operación de conmutación es viable.
7	Seleccionar secuencia de conmutación deseada	El operador del sistema selecciona la secuencia de conmutación deseada e inicia un proceso automático de conmutación.
8	Transmitir comandos de conmutación a dispositivos de campo mediante IEC 61850	Transmite comandos de maniobra a dispositivos de campo.
9	Recibir el comando y realizar la operación de maniobra	Dispositivo de campo recibe comandos y realiza la operación de maniobra.



Fuente: Los Autores, Workflow Maniobra de alimentadores basado en el análisis de contingencia, 2011

Figura 58: Workflow Maniobra de alimentadores basado en el análisis de contingencia.

3.3.2 Planificación de la operación y optimización (OP³⁵)

3.3.2.1 Modelo y análisis de la operación de la distribución (DOMA³⁶)

3.3.2.1.1 Predicción de la carga

Nombre del caso de uso: Predicción de la carga.

Resumen:

La predicción de la carga sirve para conocer las condiciones del sistema de distribución en un periodo específico (ejm: dentro de las 24 horas siguientes).

Para realizar la predicción de la carga emplea información como:

- Día de la semana.
- Condiciones climáticas.
- Información de trabajos programados en transmisión y distribución.
- Información en tiempo real de operaciones de transmisión y distribución.
- Programación de energía y precios, etc.

Actores:

Nombre	Descripción del rol
Planificador de operación	Recepta solicitudes de maniobras o trabajo desde las cuadrillas de: construcción, mantenimiento, campo (operativas) y contratistas Recepta solicitudes de acciones desde la administración de cuentas de los clientes Recepta reportes de incidentes desde el Operador del sistema Elabora planes para atender solicitudes de trabajo de construcción o para responder a una emergencia Prepara hoja de maniobras Coordina con cuadrillas de campo y organizaciones aledañas para planificación de interrupciones y trabajos Garantiza la operación controlada, predecible y segura Analiza incidentes Define prioridades y programas tentativos

Funciones de negocio o sistemas participantes:

³⁵ **OP:** por sus siglas en ingles Operation planning and optimization

³⁶ **DOMA:** por sus siglas en ingles Distribution Operation Modeling and Analysis.

Abreviatura	Componente abstracto / Función de negocio	Servicio o información proporcionada
OP	Planificación y optimización de la operación	Analiza maniobras, programa: trabajo, horarios (despacho de cuadrillas de campo)
BD DMS	Base de datos del DMS	Almacena información en tiempo real de operaciones del DMS
	Sistema de predicción de la carga	Como aplicación, herramienta computacional que predice la carga basado en diferentes entradas y posibles escenarios del mercado energético

Supuestos o consideraciones de diseño:

Los datos del sistema de distribución deben contar con la información de trabajos programados a realizarse en el mismo periodo de tiempo de la predicción.

Secuencia normal:

Paso	Evento	Descripción
1	Enviar modelo de red	La base de datos del DMS debe enviar el modelo actualizado de la red.
2	Establecer área de predicción	El planificador de operación debe establecer el área de predicción para el estudio una vez determinada el área de trabajo debe ser cargada en la aplicación de predicción
3	Enviar datos históricos de carga	La base de dato del DMS envía los datos históricos del comportamiento de la carga
4	Solicitar a sistema externo datos de predicción del clima	El sistema externo de predicción del clima debe poseer una interfaz la cual permita intercambiar información, en caso contrario se debe ingresar manualmente
5	Establecer valores para variables necesarias	El planificador de operación ingresa los valores para las variables que son empleadas en la predicción de carga como: humedad, temperatura, etc.
6	Realizar simulación de desvíos	Esta simulación se la realiza con la finalidad de comparar la desviación que existe entre la predicción y las medidas de carga en tiempo real.
6.1	SI realizar simulación de desvíos	Iniciar predicción de carga para un periodo corto de tiempo esta predicción es la encargada de dar los resultados que podrán ser comprobados con los datos medidos en tiempo real
6.1.1	Arrancar algoritmo de predicción	Algoritmos como: <ul style="list-style-type: none"> • Función de estimación de días similares: usa la coincidencia de carga diarias, categorizada por el tipo de día y mes, el incremento de coincidencias dependientes del clima • Estimación por coincidencias de patrones: compara las condiciones de predicción como, clima, tipo de día, periodo del año, tomados de la base de datos, el sistema muestra al usuario los posibles candidatos para las mejores predicciones y el operador debe escoger el mejor de los candidatos para realizar un promedio ponderado. • entre otros

6.1.2	Verificar la calidad de los desvíos con los datos medidos en tiempo real	Al obtener los resultados de la predicción, se procede a compararlos con los datos medidos en tiempo real con la finalidad de obtener el grado de desvío entre las dos informaciones
6.1.2.1	SI Existen grandes desvíos	Proseguir al paso 5
6.1.2.2	NO existen grandes desvíos	Proseguir al paso 7
6.2	SI realizar simulación de desvíos	Proseguir al paso 7
7	Arrancar algoritmos de predicción de la carga para el periodo de trabajo	Algoritmos como: <ul style="list-style-type: none"> • Función de estimación de días similares: usa la coincidencia de carga diarias, categorizada por el tipo de día y mes, el incremento de coincidencias dependientes del clima • Estimación por coincidencias de patrones: compara las condiciones de predicción como, clima, tipo de día, periodo del año, tomados de la base de datos, el sistema muestra al usuario los posibles candidatos para las mejores predicciones y el operador debe escoger el mejor de los candidatos para realizar un promedio ponderado. entre otros
8	Analizar y almacenar resultados	Analizar, almacenar resultados, y presenta los desvíos que se presentaron durante el análisis

Post-condiciones:

Los resultados deben ser almacenados, y de acceso para otras aplicaciones del DMS

Fuente: Los Autores, Workflow predicción de la carga, 2011
Figura 59: Workflow predicción de la carga.

3.3.2.1.2 Cálculo de flujo de potencia

Nombre del caso de uso: Cálculo de flujo de potencia.

Resumen:

El estudio más frecuente en un sistema eléctrico, ya sea éste de transmisión o distribución, lo constituye el cálculo de las condiciones de operación en régimen permanente, en estos cálculos interesa determinar las tensiones en las distintas barras de la red; flujos de potencia activa y reactiva en todas las líneas; pérdidas en los transformadores, etc.

Estudios de este tipo son de gran importancia tanto en sistemas ya existentes (buscando resolver problemas de operación económica, regulación de tensión, etc), como en la planificación de nuevos sistemas (verificar el comportamiento de los elementos en las distintas alternativas, compensación shunt, etc).

Actores:

Nombre	Descripción del rol
Especialista en flujos de potencia	Ingeniero que estudia el sistema de distribución, para garantizar la seguridad general del sistema, además ayuda con la planificación y evaluación en los cambios del sistema

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Componente abstracto / Función de negocio	Servicio o información proporcionada
OP	Planificación y optimización de la operación	Analiza maniobras, programa: trabajo, horarios (despacho de cuadrillas de campo)
BD DMS	Base de datos del DMS	Almacena información en tiempo real de operaciones del DMS
	Sistema de análisis de flujo de potencia	Como aplicación, herramienta computacional que permite analizar los flujos de potencia en el sistema de distribución

Supuestos o consideraciones de diseño:

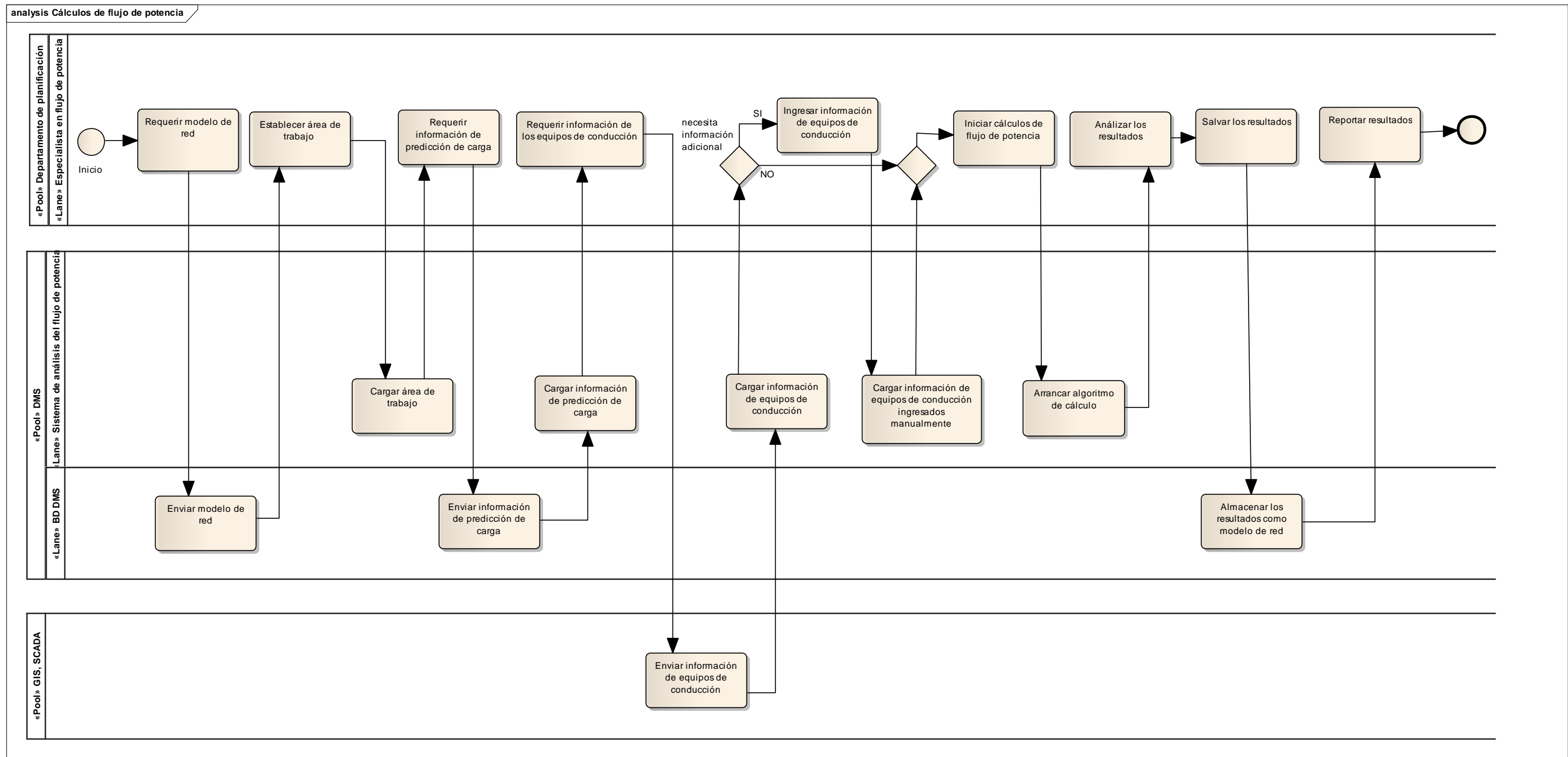
Los datos del sistema de distribución deben contar con la información actualizada del modelo de red y predicción de la carga.

Secuencia normal:

Paso	Evento	Descripción
1	Solicitar modelo de red	El especialista de análisis de contingencia solicita la información actualizada del modelo de red, a la base de datos del DMS
2	Establecer el área de trabajo	El área de trabajo debe ser la misma empleada en el área de predicción de carga, una vez realizado esto se carga el área de trabajo en la aplicación de análisis de flujo de potencia
3	Solicitar la información de predicción de carga	El especialista envía solicitud de información de predicción de carga a la base de datos del DMS
4	Solicitar información de equipos de conducción	Almacenada en GIS, SCADA, AMS información como: <ul style="list-style-type: none"> • Tipo de línea: R y X en por unidad de longitud, R y X en secuencia cero, etc. • Barras: Voltaje nominal por fases • líneas: tipos de líneas, distancias, configuraciones, etc. • Transformadores: tipo de conexión, impedancias, admitancias, niveles de tensión en alta y baja, datos del tap changer, etc. • tipo de carga: relaciones voltaje carga (potencia constante, impedancia constante, corriente constante), tipo de carga, valor de carga máximo, etc. • capacitores: potencia reactiva instalada, porcentaje de potencia activa, voltajes nominales, etc. • Generadores si existieran: límites de potencia máximo y mínimo tipo de unidad para simulación (PV o PQ), etc. • Inyección: voltaje, potencia activa/reactiva acuerdo a las fases.
5	Cargar información	Cargar toda la información de los equipos en red en la aplicación de análisis de flujo de potencia
6	SI es necesario enviar información adicional de equipos de conducción	Ingresar información manualmente en la aplicación
7	NO es necesario enviar información adicional de equipos de conducción	Ir al paso 8
8	Iniciar y arrancar algoritmo para el cálculos de flujo de potencia	El algoritmo empleado debe tener la capacidad de calcular flujos de potencia para sistemas balanceados como des-balanceados, también debe ser adecuado para manipular configuraciones radiales como mallados, poseer un amplio rango de R/X, y considerar pequeñas centrales de generación.
9	Analizar, almacenar y reportar resultados	Resultados como: <ul style="list-style-type: none"> • flujo de potencia óptimo • Sobrecargas en líneas y transformadores • P, Q y V para pequeñas plantas de generación. • holgura en barra P,Q y V • vista en resumen de todos los resultados del cálculos de flujo de potencia • etc.

Post-condiciones:

Los resultados deben ser almacenados, y de acceso para otras aplicaciones del DMS



Fuente: Los Autores, Workflow Cálculo de flujo de potencia, 2011
 Figura 60: Workflow Cálculo de flujo de potencia.

3.3.2.1.3 Análisis de contingencia

Nombre del caso de uso: Análisis de contingencia.

Resumen:

Es una simulación de un escenario (Off-line), empleada como herramienta de estudio que permite al planificador operacional conocer lo que pasaría si se presenta una falla no planificada, entre estas: pérdida o falla de una pequeña parte del sistema (alimentadores), o la pérdida o falla de un equipo (transformador).

El análisis de contingencia es una herramienta computacional que usa el modelo simulado del sistema de distribución para evaluar los efectos y calcular las sobrecargas que se originan cuando se presenta un evento no planificado.

Esta herramienta también permite al operador estar preparado y reaccionar de mejor manera ante la presencia de este tipo de eventos.

Actores:

Nombre	Descripción del rol
Planificador de operación	Recepta solicitudes de maniobras o trabajo desde las cuadrillas de: construcción, mantenimiento, campo (operativas) y contratistas Recepta solicitudes de acciones desde la administración de cuentas de los clientes Recepta reportes de incidentes desde el Operador del sistema Elabora planes para atender solicitudes de trabajo de construcción o para responder a una emergencia Prepara hoja de maniobras Coordina con cuadrillas de campo y organizaciones aledañas para planificación de interrupciones y trabajos Garantiza la operación controlada, predecible y segura Analiza incidentes Define prioridades y programas tentativos
Especialista en análisis de contingencia	Ingeniero que estudia el sistema de distribución, para garantizar la seguridad general del sistema, además ayuda con la planificación y evaluación en los cambios del sistema

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Componente abstracto / Función de negocio	Servicio o información proporcionada
OP	Planificación y optimización de la operación	Analiza maniobras, programa: trabajo, horarios (despacho de cuadrillas de campo)
BD DMS	Base de datos del DMS	Almacena información en tiempo real de operaciones del DMS
	Sistema de análisis de contingencia	Como aplicación, herramienta computacional que usa el modelo simulado del sistema de distribución para evaluar los efectos y calcular las sobrecargas que se originan cuando se presenta un evento no planificado

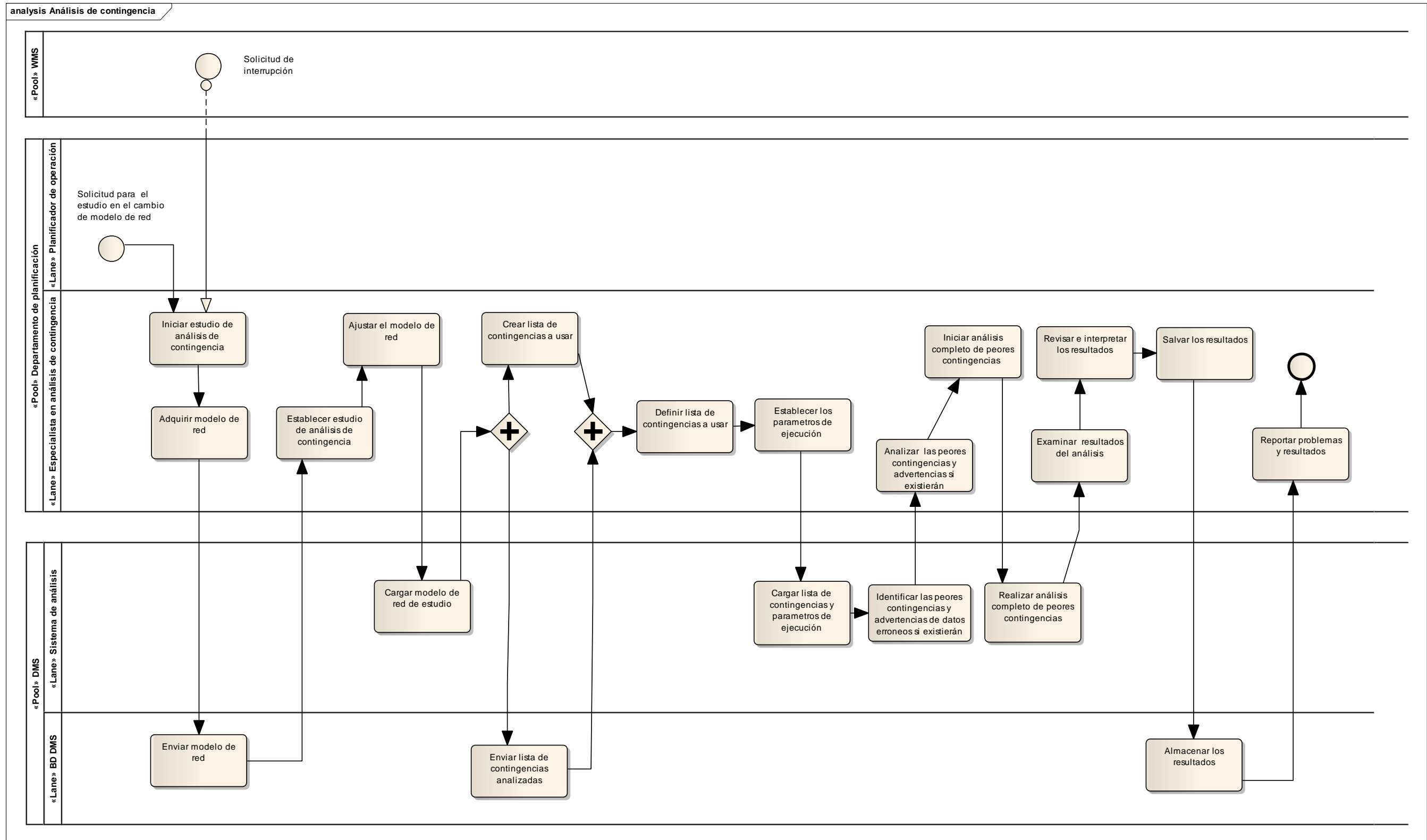
Supuestos o consideraciones de diseño:

El modelo de la red debe reflejar la situación actual del sistema de distribución a ser estudiado, el cual debe estar contenido y actualizado en la BD del DMS.

Secuencia normal:

Paso	Evento	Descripción
1	Ingresa solicitud para disparar el análisis de contingencia	Este tipo de solicitud puede ser enviada por el WMS, como solicitud de interrupción, o por el planificador de operación para el cambio del modelo de red
2	Iniciar estudio de análisis de contingencia	Para esto adquiere la información necesaria del modelo de red, información de la base de datos del DMS
3	Ajustar modelo de red	El especialista de análisis de contingencia ajusta el modelo de red, configurando el modelo de red a las condiciones a ser estudiadas, esto lo realiza manualmente ingresado o removiendo equipos de la configuración base
4	Cargar modelo de red	Una vez ajustadas las condiciones a ser analizadas se procede a cargar modelo de red en la aplicación de análisis de contingencia
5	Definir lista de contingencias a usar	Define la lista de contingencias o eventos a ser usados en el caso de estudio, esto lo realiza mediante lista ingresada manualmente o por registro de contingencias almacenadas en la base de datos del DMS. Cabe recalcar que la lista posee un rango de unos pocos eventos a evaluar hasta miles de eventos a simular.
6	Establecer parámetros de ejecución	El especialista de análisis de contingencia establece los parámetros de control para la ejecución con la finalidad de definir los límites y salidas
7	Actualizar la aplicación de análisis de contingencia	Cargar la lista de contingencias y los parámetros de ejecución
8	Inicia el proceso de análisis de contingencia	La aplicación realiza un rápido chequeo de las peores contingencias y muestra al usuario a través de la interfaz gráfica y advierte de la existencia de datos erróneos si existiesen
9	Realiza análisis completo de las peores contingencias	La aplicación de análisis de contingencia realiza un análisis completo de las peores contingencias con la finalidad de determinar, calcular y mostrar, los ramales sobrecargados, violación de límites para cada una de las

		contingencias en el área de trabajo
10	Revisar e interpretar los resultados	El especialista de análisis de contingencias revisa e interpreta los resultados, ya que típicamente estos son presentados en formas tabulares o en pantallas gráficas que asistan en la interpretación de grandes volúmenes de resultados
11	Almacenar resultados	El especialista de análisis de contingencia, almacena e imprime los resultados, en la base de datos del DMS o transfiere el modelo de estudio y resultados a sistemas externos o simuladores de entrenamiento
12	Reportar problemas y resultados	El usuario reporta problemas basado en los resultados o el reporte de los cambios propuestos en el sistema de distribución



Fuente: Los Autores, Workflow análisis de contingencia, 2011
 Figura 61:Workflow análisis de contingencia.

3.3.2.2 Modo de estudio

Nombre del caso de uso: Modo de estudio

Resumen:

Es una simulación (Off-line) que permite al planificador operacional realizar:

- Análisis para trabajos de mantenimiento: con la finalidad de determinar las maniobras que se realizaran en un determinado dispositivo de la red o tramo de la misma por trabajo de mantenimiento o de remplazo, en este tipo de análisis se consideran los casos críticos (flujos de potencia, análisis de contingencia, etc) que se presentarían si se efectuaran las mencionadas maniobras.
- Simular escenarios extremos: con la finalidad de conocer el comportamiento del sistema ante una escenario extremo (terremoto, huracanes, etc), para reaccionar de manera óptima cuando se presente estos escenarios.
- Simulación post-disturbio: para crear información post-disturbio, etc.

Actores:

Nombre	Descripción del rol
Planificador de operación	Recepta solicitudes de maniobras o trabajo desde las cuadrillas de: construcción, mantenimiento, campo (operativas) y contratistas Recepta solicitudes de acciones desde la administración de cuentas de los clientes Recepta reportes de incidentes desde el Operador del sistema Elabora planes para atender solicitudes de trabajo de construcción o para responder a una emergencia Prepara hoja de maniobras Coordina con cuadrillas de campo y organizaciones aledañas para planificación de interrupciones y trabajos Garantiza la operación controlada, predecible y segura Analiza incidentes Define prioridades y programas tentativos
Partes interesadas	Conjunto de departamentos, sistemas, personal, que emplea la información resultante de trabajos de planificación: (departamento financiero, gestión de activos, WMS, etc)

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Componente abstracto / Función de negocio	Servicio o información proporcionada
OP	Planificación y optimización de la operación	Analiza maniobras, programa: trabajo, horarios (despacho de cuadrillas de campo)
BD DMS	Base de datos del DMS	Almacena información en tiempo real de operaciones del DMS
BD histórica	Base de datos histórica	Almacena información necesaria para simulaciones, análisis, etc.
SCADA	Supervisión, control y adquisición de datos	Recolecta información de dispositivos en campo, tanto en S/E como en la red de distribución, además permite el control remoto de dichos dispositivos controlables
	Sistemas externos	Sistemas de información pública externos a la empresa, estos sistemas proporcionan a la empresa información del clima y principales eventos relevantes para la operación

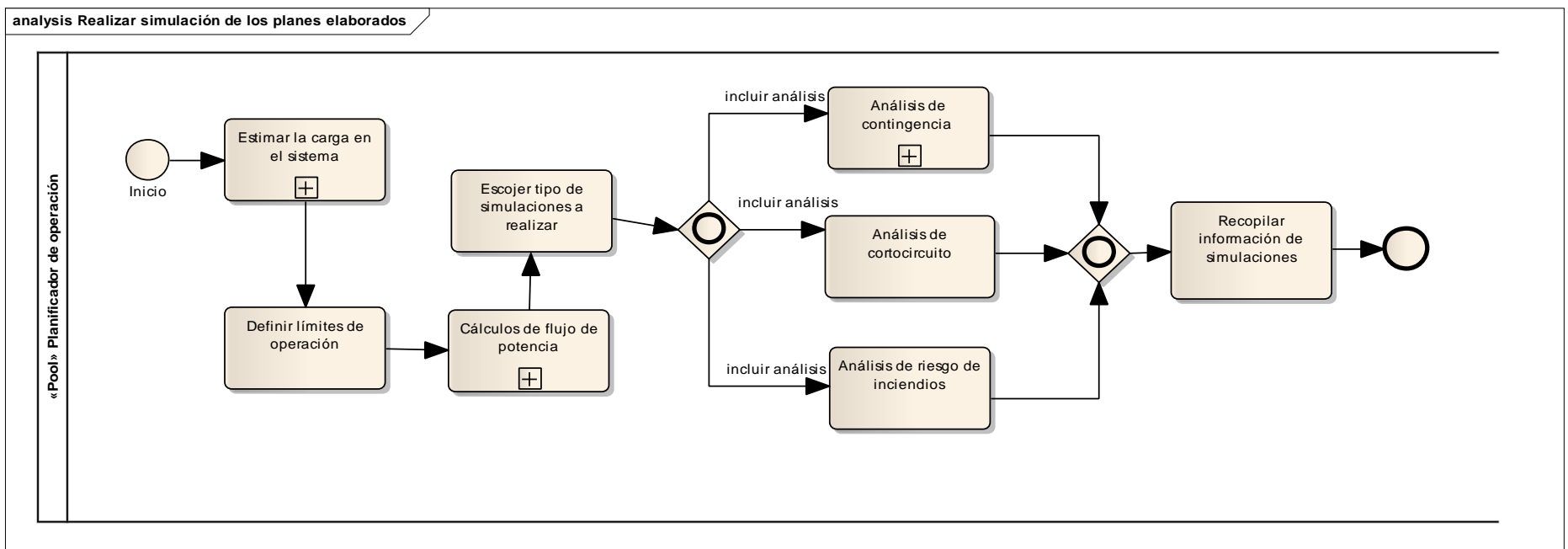
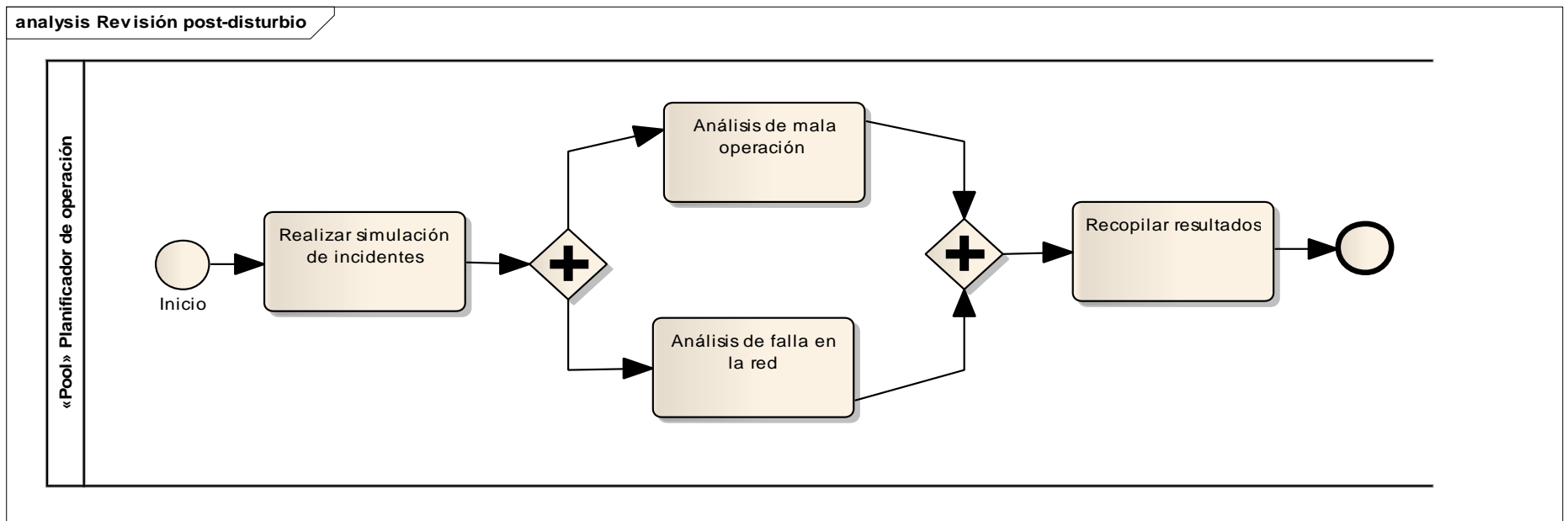
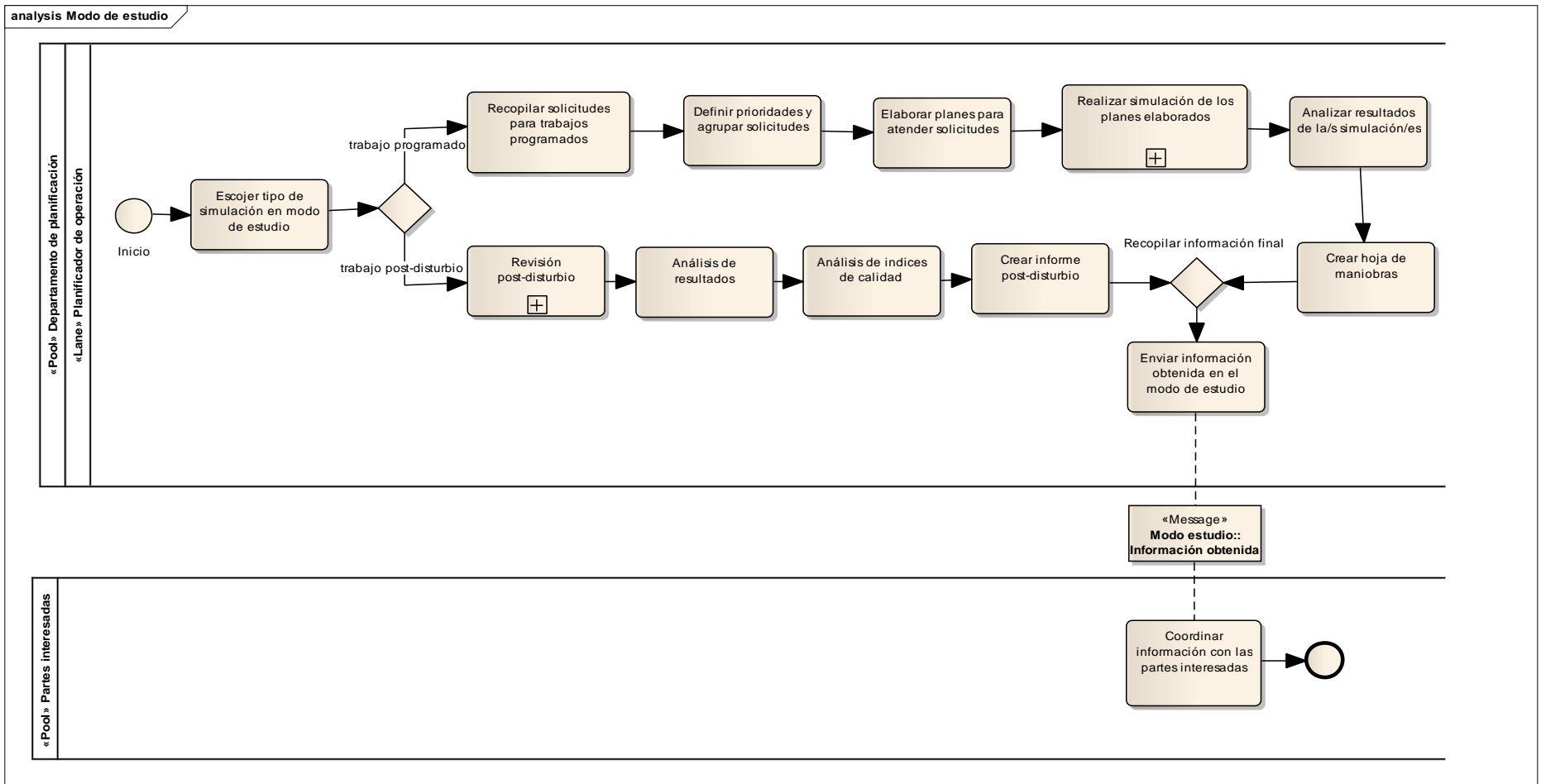
Supuestos o consideraciones de diseño:

Para el modo de estudio se debe considerar dos partes importantes: el análisis de planes para trabajo programado y la de análisis post-disturbio, ya que de estos análisis salen información necesaria para otros departamentos de la empresa.

Secuencia normal:

Paso	Evento	Descripción
1	Escoger tipo de simulación	Al escoger el tipo de simulación, lo que se realiza es restringir la información necesaria para un determinado análisis
1.1	Trabajo programado	Es una simulación de un escenario hipotético con la finalidad de analizar los parámetros que se pueden presentar al momento de realizar trabajos (mantenimiento, remplazo) en alimentadores, dispositivos, etc. Esto se lo realiza con la finalidad de crear la mejor lista de maniobras que no alteren el funcionamiento óptimo del sistema de distribución.
1.1.1	Recopilar solicitudes	Recopilar solicitudes para trabajos programados, esta información se la recopila de los sistemas que trabajan junto al DMS (SCADA, OMS, WMS, etc) y de informes de operaciones realizadas por el operador y personal de cuadrillas de campo.
1.1.2	Definir prioridades y agrupar solicitudes	El planificador define las prioridades basado en la urgencia de los trabajos a planificar, y luego procede a agrupar las solicitudes similares.
1.1.3	Realizar simulación de los planes elaborados	Ejecutar el proceso DOMA en modo de estudio
1.1.4	Analizar los resultados	Una vez terminado el análisis DOMA en modo de estudio el planificador operacional debe analizar cada una de los análisis con la finalidad de crear la lista de maniobras óptima
1.1.5	Crear lista de maniobras	Esta lista de maniobras, son los comandos que se ejecutaran a los dispositivos de campo, antes, durante y después de realizar el trabajo planificado.

1.2	Análisis post-disturbio	Es la simulación de un evento que se presente en la red de distribución, con la finalidad principal de crear informes (índices de calidad) del evento, ya que esta información es necesaria para otros departamentos de la empresa. Además brinda al operador el conocimiento global de la falla, con la finalidad de que pueda responder de mejor manera a una falla similar que se pueda presentar en el futuro
1.2.1	Revisión post-disturbio	En esta revisión se recrea nuevamente en forma de simulación a modo de estudio (off-line) la falla, con la finalidad de simular los incidentes, determinar la causa de la falla, mediante análisis de mala operación y análisis de falla en red. Una vez realizada esta simulaciones se reúne todos los resultados a ser analizados
1.2.2	Análisis de resultados	Se analiza la información que se presento en la falla.
1.2.3	Análisis de índices de calidad	Se recopila la información necesaria para presentar los índices de calidad (TTIK, FMIK, etc) y crear informes para las partes interesadas
1.2.4	Crear informes post-disturbios	Se reúne toda la información analizada de la falla para presentar a partes interesadas
2	Recopilar información final	Recolecta y envía la información de trabajo programado o análisis post-disturbio para enviar a las partes interesadas las cuales coordinaran su ejecución



Fuente: Los Autores, Workflow modo de estudio, 2011
Figura 62:Workflow modo de estudio.

3.3.2.3 Sesión de entrenamiento

Nombre del caso de uso: Sesión de entrenamiento.

Resumen:

El supervisor establece las actividades en el modo de entrenamiento y la consola que empleará el aprendiz, para simular el entorno de operación, el aprendiz debe emplear todas sus habilidades para interactuar con el DMS a fin de efectuar la operación segura y eficiente del sistema de distribución en modo simulación.

Actores:

Nombre	Descripción del rol
Aprendiz	Tiene la responsabilidad principal de interactuar con el sistema operativo, a fin de generar la respuesta deseada a los estímulos simulados.
Supervisor de entrenamiento	es la persona encargada de la activación y supervisión de las sesiones de entrenamiento, para esto emplea: simulaciones del DMS, entorno de la red de distribución con la finalidad de capacitar a los operadores de distribución

Funciones de negocio o sistemas participantes:

Abreviatura	Sistema	Servicio o información proporcionada
DMS	Sistema de Gestión de la Distribución	Proporciona un entorno operacional completo para la sesión de entrenamiento
	Sistemas externos: CIS,GIS,SCADA,etc	Conjunto de datos externos del entorno de operación, utilizados para la sesión de entrenamiento

Supuestos o consideraciones de diseño:

El DMS debe ser completamente operativo y debe incluir un simulador de entrenamiento de operadores.

Secuencia Normal:

Paso	Evento	Descripción
1	El aprendiz observa el sistema antes e interactúa para realizar las acciones de control	El aprendiz selecciona el dispositivo de control remoto y ejecuta las acciones de control. Dispositivos de control remoto (simulados en la base de datos de entrenamiento) con la consiguiente respuesta
2	Aprendiz simula la comunicación con las cuadrillas de campo, así como los cambios de estado en los dispositivos de campo en la base de datos de entrenamiento	El aprendiz selecciona el dispositivo en la pantalla y establece el estado (en la base de datos de entrenamiento) de acuerdo con el estado que informa el personal en campo

3	Aprendiz interactúa con el DMS para el ejercicio de diversas aplicaciones en el sistema	El aprendiz cuenta con pantallas asociadas al sistema de gestión de llamadas con avería (Trouble Management) (u órdenes de maniobra, cálculos de la red, gestión de la carga, etc.) y los ejercicios funcionales de esta aplicación, el modelo de red simulado responde a los estímulos y refleja los cambios a través de la base de datos de entrenamiento.
4	Aprendiz termina la sesión	Supervisor termina la sesión y retorna la consola al estado de operación

Secuencia alternativa:

En caso de una situación de emergencia que requiere el uso de todos los recursos, el supervisor puede dar por terminada la sesión de entrenamiento de forma prematura.

En este evento el sistema puede guardar los entornos de simulación y retornar todos los equipos a estado de operación.

Post-condiciones:

Todos los equipos y su estado pueden ser retornados al estado de operación.

Fuente: Los Autores, Workflow Sesión de entrenamiento, 2011
Figura 63:Workflow Sesión de entrenamiento.

Es importante señalar que a esta altura del desarrollo del presente estudio de pregrado, titulado “ESTUDIO DE LOS SISTEMAS PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DMS Y DE LOS REQUERIMIENTOS PARA SU IMPLEMENTACIÓN”, se han presentado los principales requerimientos para la implementación del DMS, mismos que fueron analizados bajo dos enfoques:

- Primero, buscar la interoperabilidad entre sistemas de una empresa de distribución eléctrica, empleando el Modelo Común de Información (CIM).
- Segundo, modelar los principales procesos para la operación y la planificación de la red de distribución, que se realizan en una empresa de distribución eléctrica, y los cuales serán apoyados por el DMS.

En el capítulo 1 se presentaron las definiciones de DMS y los sistemas relacionados al DMS, mismos que son de apoyo a la operación y la planificación de la red de distribución eléctrica, y se explicó además las principales funciones del DMS.

Para la interoperabilidad entre los sistemas relacionados y el DMS, en el capítulo 2 se mostró el modelo lógico basado en los estándares IEC-61968-11 e IEC-61970-301, destacando que la parte de mensajería, al ser un concepto asociado a los sistemas informáticos, no forma parte del presente estudio.

En el presente capítulo, se modelaron los principales procesos para la operación y la planificación de la red de distribución eléctrica, además, para cada uno de ellos se presentó:

- Los actores del sistema.
- Los roles que juegan estos actores, desde el punto de vista del sistema.
- Se identificó otros sistemas que interactúan con el DMS.
- Las principales actividades o tareas que realizan los actores del sistema.
- Las secuencia en la que se realizan las actividades del proceso.

En el desarrollo del capítulo posterior, se realizará un análisis de los potenciales beneficios que se tendrían en un sistema de distribución, por la implementación de un DMS.

CAPÍTULO IV

4 BENEFICIOS DE IMPLEMENTAR UN DMS

En el presente capítulo, se realizará un análisis de los beneficios que se obtendrían por la implementación del DMS, con un enfoque particular en lo que sería la automatización de la red de distribución, aspecto relevante al momento de implementar un modelo de gestión de la distribución.

Considerando que los requerimientos para la implementación de un DMS fueron desarrollados para las fases de planificación y operación de la red, luego de determinar beneficios de forma global, se procederá a realizar una clasificación particular de los beneficios, tomando en cuenta las dos fases previamente citadas.

Una vez identificados los beneficios de la operación y la planificación de la red de distribución eléctrica, a manera de ejemplo se mostrarán beneficios, de forma cuantitativa, en las siguientes empresas distribuidoras: Empresa Eléctrica Ambato S.A. (EEASA), Empresa Eléctrica Centro Sur (EERCSA), Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil (EdG), Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQSA). Esta selección de las empresas citadas, se basa en que son las empresas distribuidoras con un mayor desarrollo en sistemas de apoyo al DMS, según la información presentada por funcionarios del proyecto Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE)³⁷.

4.1 Identificación de beneficios

Para identificar los beneficios relacionados con la implementación de un DMS y la automatización de la red de distribución eléctrica, los autores emplearán el conocimiento adquirido en la realización de este estudio, la información recopilada

³⁷ **SIGDE:** comité multidisciplinario conformado por funcionarios del MEER y de las Empresas Distribuidoras del Ecuador, con el objetivo de fortalecer los procesos de la operación de la red y de la planificación operacional de la gestión de las distribuidoras del país, con la finalidad de mejorar la calidad de servicio técnico, reducción del tiempo en atención a reclamos, mejorar la planificación de la operación, entre otros.

en la presentación de las empresas oferentes de productos DMS/OMS³⁸, que fue organizada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), y apoyo en la herramienta computacional de Smart Grid (SGCT³⁹), desarrollada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos.

A continuación, en la siguiente figura, se presentan los beneficios asociados a las diferentes funciones que son soportadas por el DMS.

³⁸ Estas presentaciones se realizaron en los meses de Abril y Mayo del 2011 y conto con la presencia de las siguientes empresas: Alston Grid, GE, Intergraph, Oracle, Siemens, Telvent, Survalent y Ventyx.

³⁹ **SGCT:** por sus siglas en ingles Smart Grid Computational Tool.

Beneficios			Funciones Smart Grid													
			Limitar corriente de falla	Amplia área de monitoreo, visualización y control	Clasificación de las capacidades dinámicas	Control de flujo de potencia	Adaptación de protecciones	Alimentadores automáticos e interruptores en línea	Islas automáticas y reconexión	Control automático VOL/VAR	Diagnostico y notificación de las condiciones de los equipos	Mejorar la protección	Gestión y medidas de carga en tiempo real	Transferencia de carga en tiempo real	Optimización del uso de electricidad en los clientes	Almacenamiento de electricidad para uso posterior
Económico	Mejorar la utilización de activos	Optimizar el funcionamiento del generador														
		Aplazar la inversión en la capacidad de generación														
		Reducir costos de servicios auxiliares							SI			SI				
		Reducir costos de saturación de líneas				SI										
	Ahorro de capital en T&D	Aplazar la inversión en transmisión				SI										
		Aplazar la inversión en distribución										SI	SI			
		Reducir fallas en los equipos									SI					
	Ahorro de gastos en O&M en T&D	Reducir costos mantenimiento en equipos de T&D														
		Reducir costos de operación en T&D					SI		SI							
		Reducir costo de lectura de medidores										SI				
Reducción de robos	Reducir robo de electricidad										SI					
Eficiencia Energética	Reducir pérdidas eléctricas				SI			SI		SI	SI					
Ahorro de costos	Reducir costos de electricidad															
Confiabilidad	Interrupciones de energía	Reducir interrupciones prolongadas						SI			SI	SI				
		Reducir principales interrupciones										SI	SI			
		Reducir costos de restauración						SI				SI	SI			
	Calidad	Reducir interrupciones momentáneas										SI				
Reducir Sags y Swells											SI					
Medio Ambiente	Emisiones de aire	Reducir emisiones de CO2						SI				SI				
		Reducir emisiones de SOx y NOx							SI			SI				
Seguridad	Seguridad energética	Reducir el uso de combustibles						SI				SI				

Fuente: Los Autores, Beneficios de implementar el DMS, 2011.
 Figura 64: Beneficios de implementar el DMS.

La gráfica anterior es el resultado de ejecutar el programa SGCT, en busca de los beneficios a obtenerse con la implementación de un DMS y la automatización de la red de distribución eléctrica, mismos que se encuentran resaltados en color verde y contienen la palabra SI.

Como se observa existen beneficios que se repiten que claramente corresponden a diferentes funciones, por este motivo cada beneficio será detallado en la función correspondiente, ya que la manera de obtener este beneficio difiere de función a función.

A continuación se detallarán cada uno de los beneficios obtenidos para cada función Smart Grid pertenecientes a un DMS, que posea la palabra SI resaltada en color verde.

- Para la función de control de flujo de potencia, los beneficios que se presentarían son:
 - Reducir los costos de saturación de líneas: esto debido a la capacidad de controlar y dirigir el flujo de potencia, basado en análisis de impedancias de línea, evitando saturación y sobrecargas con sus costos asociados.
 - Aplazar la inversión en transmisión: como el control de flujo de potencia impide sobrecargar o saturar los equipos y líneas de transmisión, se reduce mantenimientos y aumenta la vida útil de los mismos.
 - Reducir pérdidas eléctricas: este control permite a los ingenieros y operadores de red optimizar el flujo de potencia, reduciendo pérdidas en el sistema.
- Para la función alimentadores automáticos e interruptores en línea, los beneficios a obtener serían los siguientes:
 - Reducir costos de operación en T&D: esto debido a que se dispone de alimentadores con equipos automáticos controlados remotamente, lo que reduce los costos de enviar cuadrillas y vehículo asociado, a buscar y operar interruptores manuales.
 - Reducir interrupciones prolongadas: al contar con interruptores automáticos y controlados remotamente en los alimentadores, en caso de

- falla se puede aislar rápidamente la zona con falla, reconectado la energía a los clientes que no se encuentran dentro de la misma.
- Reducir costos de restauración: permite realizar maniobras sin necesidad de enviar cuadrilla de campo.
 - Reducir Emisiones de CO₂, SO_x, NO_x y uso de combustible: con menos vehículos que transportan a las cuadrillas de campo para ejecutar maniobras, se tiene un menor consumo de combustibles.
- Para la función Control automático VOLT/VAR, los beneficios serían los siguientes:
 - Reducir costos de servicios auxiliares: con el control automático VOLT/VAR, se mantienen los niveles de voltaje y de reactivos en los rangos establecidos, mediante el uso de banco de capacitores, de LTC, de generación distribuida, de reguladores de voltaje, reduciendo con ello la necesidad de emplear generadores térmicos para compensación.
 - Reducir costos de operación en T&D: esto debido a que al tener los alimentadores con equipos automáticos controlados remotamente, se reducen los costos de enviar cuadrillas y vehículo asociado, a buscar y operar interruptores manuales.
 - Reducir pérdidas eléctricas: esta función reduce la cantidad de pérdidas en T&D asociada al transporte de energía.
 - Reducir Emisiones de CO₂, SO_x, NO_x: debido a la reducción de la cantidad de generación térmica requerida.
 - Para la función de mejorar la protección ante fallas, se presentarían los siguientes beneficios:
 - Reducir fallas en los equipos: al contar con sistemas de protección, más precisos y que puedan detectar altas impedancias, se reduce el uso de los re-conectores que exponen a los equipos a soportar la corriente de falla repetidamente, obteniendo menor estrés mecánico y prolongando su vida útil.
 - Reducir zonas extensas con interrupción: en la actualidad se coordina por zonas de protección, un relé proporciona la protección primaria y otro el respaldo, al suscitarse fallas con alta impedancia el relé de protección primaria no lo detecta, siendo detectada la corriente de falla por la protección de respaldo, lo que conlleva un mayor número de clientes

afectados. Si se emplea mejores protecciones se puede despejar únicamente la zona afectada.

- Reducir costos de restauración: el DMS permite localizar y despejar la falla de forma más rápida y precisa, enviando cuadrillas de campo al lugar exacto de la falla.
- Reducir interrupciones momentáneas: mejorar la protección ante fallas, puede aislar la falla de forma precisa, sin el empleo de re-conectores.
- Reducir Sags⁴⁰ y Swells⁴¹: esto debido a que contar con protecciones que puedan detectar fallas con alta impedancia de forma rápida y precisa, pueden reducir la frecuencia y severidad de las fluctuaciones de tensión.
- Para la función de gestión y medida de carga en tiempo real, apoyado por AMI y dispositivos de control de carga, permiten al cliente tener una mejor gestión de la carga, obteniéndose los siguientes beneficios:
 - Reducir costos en servicios auxiliares: debido a que se cuenta con una mejor resolución de la carga del cliente (curva de carga), el ingeniero y operador de red pueden realizar la predicción de la carga de mejor manera, evitando que los generadores agoten las reservas.
 - Aplazar inversión en distribución: permite a las empresas distribuidoras aplazar la construcción de nuevas redes por uno más años sin riesgos de bajo voltaje, debido a que los AMI podrían permitir el monitoreo de la carga y voltaje del cliente y enviar señales de precios que influyan en los hábitos de consumo del cliente.
 - Reducir costos en lectura de medidores: mediante los AMI se reducen las lecturas manuales, reduciendo los costos asociados.
 - Reducir robos de electricidad: debido a que los AMI permiten detectar manipulación a los medidores, mientras que los MDM permiten detectar los desvíos en los hábitos de consumo del cliente.
 - Reducir pérdidas eléctricas: gestionar los picos de carga podrían conducir a mejorar la eficiencia del suministro de energía.

⁴⁰ **Sags:** es una reducción en el valor eficaz de la tensión eléctrica, entre 0,1 a 0,9 pu de la tensión de funcionamiento normal y por su duración se clasifican en: instantáneas (0,5 a 30 ciclos), momentánea (30 ciclos a 3 s) y temporales (3 s a 1 min), los valores fueron obtenidos de las perturbaciones de tensión según la IEEE-1159.

⁴¹ **Swells:** es un incremento en el valor eficaz de la tensión eléctrica, entre 1,1 a 1,8 pu de la tensión de funcionamiento normal, por su duración se clasifican en: instantáneas (0,5 a 30 ciclos), momentánea (30 ciclos a 3 s) y temporales (3 s a 1 min), los valores fueron obtenidos de las perturbaciones de tensión según la IEEE-1159.

- Reducir interrupciones prolongadas: los AMI le permiten al DMS detectar la falla rápidamente.
- Reducir principales interrupciones: estas interrupciones se presentan cuando ocurren desastres naturales, lo que provoca daños en la red, el DMS y el AMI permiten gestionar los trabajos de reparación de forma óptima.
- Reducir costos de restauración: AMI permite mejorar la exactitud en la notificación de interrupciones, reduciendo los tiempos de restauración de servicio.
- Reducir Emisiones de CO₂, SO_x, NO_x y uso de combustible: las lecturas de medidores con AMI se realizan remotamente lo que provoca reducir el uso de vehículos para lecturas.
- Para la función de transferencia de carga en tiempo real se presentarían los beneficios que se describen a continuación:
 - Aplazar la inversión en distribución: debido a la transferencia de carga entre alimentadores, las instalaciones trabajan en parámetros normales de funcionamiento lo que permite cumplir su tiempo de vida útil.
 - Reducir pérdidas eléctricas: debido al balance de carga entre transformadores de S/Es y alimentadores de distribución.
 - Reducir principales interrupciones: debido a que se puede transferir cargas de una S/E a otra, restaurando el servicio a los clientes hasta que el alimentador con falla este totalmente reparado.

Una vez identificados los beneficios globales que se obtendrían con la implementación de un DMS, se clasificarán los mismos según correspondan a los procesos de operación y planificación de la operación de la red de distribución eléctrica, conforme se indica en la siguiente tabla.

Operación	Planificación
Mejorar calidad del producto	Reducir costos de operación y mantenimiento
Mejorar calidad de servicio técnico	Aplazar la inversión en T&D
Reducir pérdidas eléctricas	Reducir los costos de saturación de líneas
Reducir robos de electricidad	Reducir fallas en los equipos
Reducir Sags y Swells	Reducir costos en servicios auxiliares
Reducir interrupciones prolongadas	Reducir Emisiones de CO ₂ , SO _x , NO _x y uso de combustible

Reducir costos de restauración	Planificar mantenimientos y remplazo de dispositivos
Reducir zonas extensas con interrupción	Mejorar el entrenamiento a despachadores
Reducir interrupciones momentáneas	
Reducir principales interrupciones	
Mayor participación del cliente	

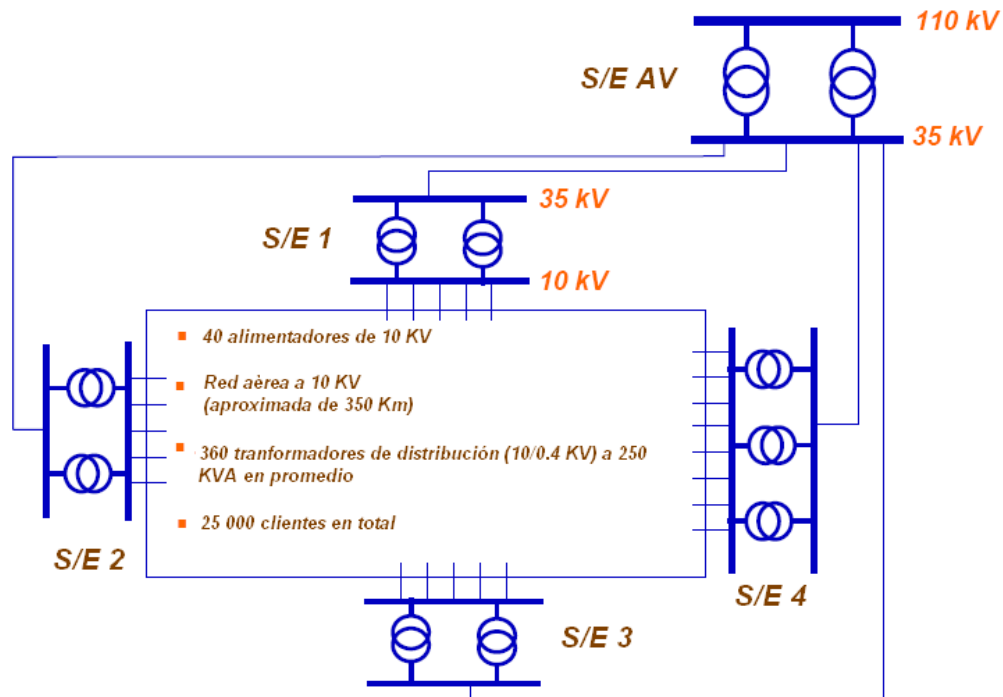
Fuente: Los Autores, Beneficios en operación y planificación del DMS, 2011.

Tabla 9: Beneficios en operación y planificación del DMS.

Es importante señalar que en la actualidad, a nivel mundial, ninguna empresa de distribución eléctrica tiene implementado el DMS con todas sus funciones, por este motivo no se ha podido cuantificar de forma real y total los beneficios de la implementación del DMS.

En la actualidad solo existen pocos estudios en los cuales se calculan los máximos beneficios teóricos de forma cuantitativa. Para mostrar los beneficios en la calidad de servicio técnico de forma cuantitativa, en el presente trabajo se empleará el estudio titulado “SMART GRID SOLUTIONS IN DISTRIBUTION NETWORKS COST/BENEFIT ANALYSIS”, el cual fue desarrollado por investigadores de la facultad de ciencias técnicas de la Universidad Novi Sad de Serbia.

El estudio se enfocó en realizar el análisis de costo/beneficio de implementar el sistema DMS y la automatización de la red de distribución, para una muestra de red de distribución con las características que se indican en la siguiente figura.



Fuente: Departamento de ingeniería de la universidad Novy Sad, Muestra de la red de distribución, 2010.

Figura 65: Muestra de la red de distribución.

La muestra de la red analizada consiste de 80% de clientes residenciales y 20% de clientes industriales. Al prevalecer la carga residencial por sobre la carga industrial en la muestra analizada, se emplearán los beneficios cuantitativos para el desarrollo de ejemplos en el sector eléctrico ecuatoriano con las empresas distribuidoras que previamente se habían seleccionado, ya que este posee un componente residencial de 87.81%, 1.14% correspondiente a la componente industrial, 9.78% comercial y otros 1.25%⁴².

Los beneficios para el sector eléctrico ecuatoriano, que no puedan ser mostrados de manera cuantitativa considerando como referencia el estudio antes citado, se realizará un análisis cualitativo.

4.2 Beneficios en la operación de la red de distribución eléctrica

⁴² Los datos fueron obtenidos del Folleto de Resumen de Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2010, emitido por el CONELEC.

“El literal a) del artículo 5 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece como uno de sus objetivos: Proporcionar al País un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social”⁴³.

Con la implementación de un DMS, se daría cumplimiento a lo estipulado en el literal a) del artículo 5 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, con los beneficios potenciales que se presentan a continuación.

4.2.1 Mejorar la calidad del producto

La calidad del producto, según la Regulación No. CONELEC-004/01 “Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución”, vigente en la actualidad, contempla los siguientes parámetros a ser analizados: nivel de voltaje, perturbaciones y factor de potencia.

La implementación de un DMS presentaría los beneficios en los siguientes aspectos contemplados por la Regulación: nivel de voltaje y factor de potencia, beneficios que se describirán a continuación.

4.2.1.1 Nivel de voltaje

El DMS, mediante la función gestión de datos adquiridos desde el SCADA y sistemas de medición, garantizará información confiable, oportuna y real del estado de la red de distribución, a las empresas distribuidoras del país y al ente regulador, permitiendo por una parte dar cumplimiento al periodo de mediciones estipuladas por la Regulación No. CONELEC-004/01, para la obtención del índice de calidad en el nivel de voltaje.

Y por otra parte, si por algún motivo los índices en la calidad del nivel de voltaje, sobrepasan los límites estipulados en la Regulación, el DMS mediante la función

⁴³ Ley de Régimen del Sector Eléctrico

control VOLT/VAR, permitirá retornar a los parámetros óptimos de entrega de niveles de voltaje en los puntos de medición.

4.2.1.2 Factor de potencia

De manera similar la función gestión de datos adquiridos desde el SCADA y sistemas de medición, garantizará información confiable, oportuna y real del estado de la red de distribución, a las empresas distribuidoras del país y al ente regulador, permitiendo realizar las medidas para la obtención del índice de calidad de factor de potencia como se solicita en la Regulación No. CONELEC-004/01, y además por medio de la función control VOLT/VAR mantener el factor de potencia dentro del límite, es decir por arriba de 0.92.

4.2.2 Mejorar la calidad de servicio técnico

La calidad de servicio técnico según la Regulación No. CONELEC-004/01, vigente en la actualidad, en la sub-etapa uno contempla los siguientes aspectos: índice de frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK), índice de tiempo total de interrupción por kVA (TTIK), para toda la red de distribución y para cada alimentador primario de medio voltaje.

En la sub-etapa 2, se busca controlar la calidad de servicio técnico en el suministro de cada consumidor mediante los siguientes índices: Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FAIc), Duración de las Interrupciones por Consumidor (DAIc) y la energía no suministrada.

Como se menciona anteriormente con la implementación de un DMS y la automatización de la red de distribución eléctrica, se contará con información confiable, oportuna y real de la red de las empresas distribuidoras del país permitiendo realizar las medidas para la sub-etapa 1 de forma clara y confiable.

Según la investigación “SMART GRID SOLUTIONS IN DISTRIBUTION NETWORKS COST/BENEFIT ANALYSIS”, la energía no suministrada por la empresa distribuidora podría reducirse 5 veces correspondiente al 80%, del valor de

ENS que se presentan al no tener implementado un DMS. Este valor estimado se tomará para mostrar, a manera de ejemplo, los beneficios a presentarse en las empresas distribuidoras que serán analizadas más adelante.

A futuro, para la sub-etapa 2 la implementación de las funciones de los medidores inteligentes, podrían alcanzar el objetivo de medir los índices de calidad de servicio técnico a nivel del suministro del usuario.

Es necesario indicar que al mantener estos índices de calidad del producto y de servicio técnico dentro de los límites establecidos por el CONELEC, evitarán a las empresas distribuidoras la compensación económica que podría darse a futuro hacia el cliente y mejoraría la imagen corporativa, además de reducir los valores económicos que tendrían que cubrir por los daños que se produjeran en los equipos del consumidor, ocasionados por deficiencias o fallas del servicio eléctrico.

4.2.3 Reducir pérdidas eléctricas

“Pérdidas eléctricas: las cantidades adicionales de potencia y energía que se requieren para entregar un Kilovatio y un Kilovatio-hora al consumidor”⁴⁴.

El Plan Nacional de Reducción de Pérdidas de Energía (PLANREP), elaborado por una comisión interinstitucional conformada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) y el CONELEC, con el apoyo y participación de las Empresas Distribuidoras, busca reducir las pérdidas de energía al 11% para el año 2013, de conformidad con las metas establecidas en el Plan Nacional del Buen Vivir.

4.2.3.1 Pérdidas Técnicas

“Pérdidas técnicas: pérdidas eléctricas asociadas a los procesos físicos en los diferentes componentes de la red al transportar la energía de un lugar a otro”⁴⁵.

⁴⁴ EEQ, Procedimientos para determinar los índices de pérdidas eléctricas, pag 6.

⁴⁵ EEQ, Procedimientos para determinar los índices de pérdidas eléctricas, pag 6.

La implementación de un DMS, mediante las funciones de: reconfiguración óptima de alimentadores, optimización VOLT/ VAR, gestión de la carga, flujo de potencia, entre otras, aportarían a la reducción de las pérdidas que se presentan en líneas y transformadores, ya que permiten mantener los perfiles de voltaje de la red, así como controlar que los parámetros de diseño de las redes no sean excedidos y evitar sobrecargas en las líneas y transformadores.

Para mostrar este beneficio de forma cuantitativa, se empleará el trabajo realizado por los investigadores de la universidad Novi Sad, según el cual se podría disminuir un 20% las pérdidas técnicas de energía eléctrica, con respecto a no tener implementado un DMS. Este valor estimado se tomará para mostrar a manera de ejemplo los beneficios a presentarse en las empresas distribuidoras que serán analizadas, más adelante.

4.2.3.2 Pérdidas No Técnicas

“Pérdidas no técnicas: constituyen la pérdidas eléctricas asociadas a hurtos, fraude y causas administrativas”⁴⁶.

El Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009-2020, tiene como meta alcanzar, para las pérdidas no técnicas un límite máximo del 2%, que debe mantenerse en el tiempo.

Con la implementación de un DMS, mediante la función gestión de datos adquiridos desde el SCADA y sistemas de medición, se podría monitorear las pérdidas no técnicas, con lo cual se controlaría la veracidad de las medidas del cliente, detectar conexiones clandestinas, manipulación del equipo de medición (medidor inteligente) realizada por el cliente, entre otras.

No se tomará como referencia los porcentajes de beneficio en pérdidas no técnicas, presentadas en el estudio “SMART GRID SOLUTIONS IN DISTRIBUTION

⁴⁶ EEQ, Procedimientos para determinar los índices de pérdidas eléctricas, pag 6.

NETWORKS COST/BENEFIT ANALYSIS”, ya que al ser un estudio a nivel europeo, la cultura de consumo energético es muy distinta a la de nuestro país.

4.2.4 Reducir Sags⁴⁷ and Swells⁴⁸

Para obtener este beneficio en la implementación de un DMS, la red de distribución eléctrica debe contar con detectores de falla modernos, los cuales permitirán identificar fallas con alta impedancia de forma rápida y precisa, con la capacidad de reducir la frecuencia y severidad de las fluctuaciones de voltaje.

Además esto evitaría que la empresa distribuidora tenga que resarcir los daños que se produjeran en los equipos del consumidor, ocasionados por deficiencias o fallas del servicio eléctrico.

4.2.5 Reducir interrupciones: prolongadas, de áreas extensas, momentáneas y principales

Mediante las funciones de aislamiento de la falla y restauración del servicio, reconfiguración óptima de alimentadores y gestión de la cuadrilla, se puede obtener una mejor precisión en determinar la ubicación de la falla, con esto se reduce los tiempos de restauración del servicio, minimiza la zona afectada por la falla, y además proporcionará una mejor gestión de la cuadrilla de campo, enviado a la misma a la ubicación lo más cercana a la zona de falla.

4.3 Beneficios en la planificación de la operación de la red de distribución eléctrica

4.3.1 Reducir costos de operación y mantenimiento (O&M)

⁴⁷ **Sags:** es una reducción en el valor eficaz de la tensión eléctrica, entre 0,1 a 0,9 pu de la tensión de funcionamiento normal y por su duración se clasifican en: instantáneas (0,5 a 30 ciclos), momentánea (30 ciclos a 3 s) y temporales (3 s a 1 min), los valores fueron obtenidos de las perturbaciones de tensión según la IEEE-1159.

⁴⁸ **Swells:** es un incremento en el valor eficaz de la tensión eléctrica, entre 1,1 a 1,8 pu de la tensión de funcionamiento normal, por su duración se clasifican en: instantáneas (0,5 a 30 ciclos), momentánea (30 ciclos a 3 s) y temporales (3 s a 1 min), los valores fueron obtenidos de las perturbaciones de tensión según la IEEE-1159.

Los costos de operación están relacionados con monitorear, explotar, gestionar el suministro eléctrico y realizar maniobras en la red, mientras que los costos de mantenimiento incluyen tanto el mantenimiento correctivo como el preventivo.

La implementación de un DMS con sus funciones de planificación, entre ellas: análisis de cortocircuito, simulación de estado, flujo de potencia, entre otras, ayudará a la configuración óptima de operación de los elementos de la red de distribución eléctrica, además permitirá monitorear los elementos de la red de distribución, a fin de predecir y planificar los trabajos de mantenimiento.

El porcentaje de beneficio a obtenerse con la implementación de un DMS se tomará de la investigación anteriormente mencionada, el cual sería aproximadamente del 10% del costo de operación y mantenimiento. Este valor estimado se tomará para mostrar a manera de ejemplo los beneficios a presentarse en las empresas distribuidoras que serán analizadas, más adelante.

4.3.2 Aplazar la inversión en transmisión y distribución (T&D)

Las funciones de reconfiguración óptima de la red, de optimización VOLT/VAR, de gestión y predicción de carga, entre otras, permiten optimizar la planificación en el desarrollo de la red de distribución eléctrica, ejecutando simulaciones con datos reales del estado de la red, garantizando que la inversión en nuevas redes estén acompañadas por los respectivos estudios técnicos.

Además, debido a la transferencia de carga entre alimentadores, las instalaciones trabajan en parámetros normales de funcionamiento lo que permite cumplir su tiempo de vida útil, posponiendo la inversión en construcción de nuevas redes de distribución, sin violar los límites de calidad de servicio, lo que equivale a aplazar la inversión en aproximadamente en el 20%, según el estudio al cual se hace referencia.

4.3.3 Mejorar entrenamiento a operadores

Con la implementación de un DMS, mediante las funciones de simulación, análisis de maniobras, entre otras, permiten a los operadores analizar los procedimientos

realizados para retornar el servicio de energía eléctrica a los clientes, además el análisis de los procedimientos permite ejecutar simulaciones las cuales se realizan off-line con la finalidad de evaluar y optimizar procedimientos. Esto se lo realiza con el fin de tener operadores mejor preparados ante futuras fallas similares en el sistema.

La función de simulación también se emplea para entrenar a nuevos operadores.

Estas funciones también permiten a los planificadores optimizar el funcionamiento de la red de distribución, al contar con información veraz y real del estado de la red de distribución, que facilitan los estudios de la red.

4.3.4 Mayor participación del cliente

El DMS, al poseer integrado información del sistema comercial, podría permitir a la empresa distribuidora tener mayor comunicación con el cliente, el cual exige que el suministro de energía eléctrica sea de forma confiable, segura, con bajos índices de duración y frecuencia de interrupciones, con perfiles de voltaje óptimos, entre otros.

El DMS permitirá a la empresa distribuidora mejorar los parámetros anteriormente mencionados con sus diferentes funciones, además el DMS ayudará en la atención óptima del cliente y notificarlo de interrupciones que podrían afectarle y el tiempo estimado en que se lo resolverá con lo que se aumenta la participación del cliente, en la operación y la planificación.

4.4 Beneficios en empresas distribuidoras del país

A continuación, a manera de ejemplo, se presentarán los beneficios cuantitativos de la implementación de un DMS y la automatización de la red de distribución, en las empresas distribuidoras que se citan a continuación: Empresa Eléctrica Ambato SA (EEASA), Empresa Eléctrica Centro Sur (EERCS), Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil (EdG), Empresa Eléctrica Quito SA (EEQSA). Esta selección se basa en que son las empresas distribuidoras con un mayor desarrollo en sistemas de apoyo al DMS, conforme se lo indicó al inicio de este capítulo.

Antes de mostrar los beneficios de forma cuantitativa, se presentará los siguientes aspectos:

- Información general de cada una de las empresas distribuidoras anteriormente mencionadas.
- Tipos de sistemas relacionados al DMS que poseen estas empresas.

4.4.1 Información general de las empresas distribuidoras

A continuación se presentará la información general de las empresas distribuidoras antes mencionadas, recalcando que los datos del número de clientes, fueron tomados del Folleto de Resumen de Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2010, publicado por el CONELEC.

4.4.1.1 Empresa Eléctrica Ambato SA (EEASA)

Contiene a gran parte de la zona central del país, en una superficie aproximada de 40 805 km², que comprende las provincias de Tungurahua y Pastaza, los cantones Palora, Huamboya y Pablo Sexto en la provincia de Morona Santiago y la parte sur de la provincia del Napo, que incluye su capital Tena y los cantones Archidona y Carlos Julio Arosemena Tola. El gráfico del área de concesión se puede ver en el [Anexo A4](#).

La empresa cuenta con 211 147 clientes, los cuales están divididos en: 179 524 clientes residenciales que corresponde al 85.02%, 20 947 clientes comerciales que corresponde al 9.92% y 6 070 clientes industriales correspondiente al 2.87%, cabe indicar que el restante 2.18% corresponde al alumbrado público y otros.

4.4.1.2 Empresa Eléctrica Centro Sur (EERCS)

Esta empresa distribuidora posee un área de concesión de 28 962 km², que comprende la provincia de Azuay, los cantones Cañar, Biblián, El Tambo y Suscal en la provincia del Cañar, además de los cantones Morona, Huamboya, Sucua, Santiago, Taisha, Limón, San Juan Bosco y Gualaquiza en la provincia de Morona Santiago. El gráfico del área de concesión se puede ver en el [Anexo A4](#).

La empresa cuenta con 300 480 clientes: los cuales están divididos en 266 277 clientes residenciales correspondiente al 88.62%, 23 881 clientes comerciales que corresponde al 7.95%, 6 331 clientes industriales correspondiente al 2.11% y el restante 1.33% corresponde al alumbrado público y otros.

4.4.1.3 Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil (EdG)

La EDG, cubre un área de 262 km² extendiéndose hasta el km 33 vía a la Costa, el km 26 vía Daule y hasta el Estero Cobina por el sur. El gráfico del área de concesión se puede ver en el [Anexo A4](#).

La empresa cuenta con 567 007 clientes: los cuales están divididos en 493 254 clientes residenciales que corresponde al 86.99%, 68 206 clientes comerciales correspondiente al 12.03%, 3 206 clientes industriales que corresponde al 0.57%, cabe indicar que el restante 0,41% corresponde al alumbrado público y otros.

4.4.1.4 Empresa Eléctrica Quito SA (EEQSA)

La E.E. Quito cubre un área de 14 971 km², incluye los cantones Quito, Mejía, Rumiñahui, San Miguel de los Bancos, Pedro Vicente Maldonado, parte de Puerto Quito y parte de Cayambe, en la provincia de Pichincha. El cantón Quijos y el Chaco en la provincia del Napo. La comuna Pastocalle, Tinopamba, el Cuchuco, la Isla y San Bartolomé en la provincia del Cotopaxi. Los sectores rurales, ganaderos Orenses, los Andes y el mirador del Cocanigua en la provincia de Santo Domingo. El gráfico del área de concesión se puede ver en el [Anexo A4](#).

La empresa cuenta con 849 080 clientes: los cuales están divididos en 724 447 que clientes residenciales que corresponde al 85.32%, 106 617 clientes comerciales correspondiente al 12.56%, 13 665 clientes industriales que corresponde al 1.61%, cabe indicar que el restante 0,51% corresponde al alumbrado público y otros.

4.4.2 Situación de las empresas distribuidoras respecto a sistemas de apoyo

Para mostrar la situación actual de las empresas distribuidoras mencionadas anteriormente se empleará la siguiente tabla, la cual detalla cada uno de los sistemas de apoyo a la gestión de la distribución que posee cada empresa.

Empresa Características		Centro Sur	EdG	EEQSA	EEASA
# de cliente		300480	567007	849080	211147
GIS (Sistema de Información Geográfica)	Nombre	ArcGis + ArcFM	G Technology	GIS	SID
	Versión	9..3.1	9.3.3	V2000	V.3.5
	Fabricante	ESRI+Telvent	INTERGRAPH	AutoDes+ Desarrollo Propio	AutoDesk+ Desarrollo Propio
	Sistema Operativo	Windows Server	Windows Server	AIX ⁴⁹	HP UX ⁵⁰
	BD	Oracle 11g	Oracle 9i	Oracle V.9.2	Oracle 11G
	Modelo eléctrico	MultiSpeak ⁵¹	Propio	Propio	Propio
SCADA	Nombre	SHERPA		SHERPA	SHERPA
	Versión	5.2		5.2	4.4
	Fabricante	ELIOP		ELIOP	ELIOP
	Sistema Operativo	TRU64 UNIX5.1B		SOLARIS ⁵²	TRU64 UNIX
	BD	ORACLE V.9.2		ORACLE V.9.2	ORACLE V.9.2
	Protocolo	IEC-870-5-101, DNP3.0 ⁵³ , ICCP ⁵⁴ , IEC-61850		IEC-870-5-101,104, DNP3.0, ICCP, IEC-61850	IEC-870-5-101, GESTEL
CIS (Sistema de Información Comercial)	Nombre	SICO	SII EQ Comercial	SII EQ Comercial	SISCOM
	Versión	No aplica	No aplica	No aplica	3.0
	Fabricante	Desarrollo propio	Desarrollo propio	Desarrollo propio	Desarrollo propio
	S	AIX	AIX	AIX	HP UX

⁴⁹ **AIX:** por sus siglas en ingles Advanced Interactive eXecutive: es un sistema operativo del sistema Unix, de propiedad de IBM.

⁵⁰ **HPUX:** versión de Unix desarrollada y mantenida por Hewlett-Packard.

⁵¹ **MultiSpeak:** es una especificación estándar que define las interfaces estandarizadas entre las aplicaciones de software de uso general por las empresas eléctricas. En él se definen los detalles de los datos que necesitan ser intercambiados entre las aplicaciones de software a fin de apoyar los diferentes procesos comúnmente aplicado a los servicios públicos. Este tipo de estándar al igual que IEC-61968 está basado en esquemas XML.

⁵² **Solaris:** es un sistema operativo de tipo Unix desarrollado desde 1992 inicialmente por Sun Microsystems y actualmente por Oracle.

⁵³ **DNP3:** por sus siglas en inglés Distributed Network Protocol, en su versión 3, es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes IED y S/E automáticas, componentes de sistemas SCADA.

⁵⁴ **ICCP:** por sus siglas en ingles Inter-Control Center Communications Protocol, constituye el mecanismo para el intercambio de todo tipo de señales: analógicas, comandos, estados, acumuladores, etc, entre dos centros de control en tiempo real.

	Operativo				
	BD	DB2	Oracle V10g	OracleV92	Oracle 10g
IVR (Respuesta de Voz Interactiva)	Nombre	EERCCSBPMS	Elastix	Qmaster – QIVR	GENESYS
	Versión	5.1.0.0.4201	1.3.2		
	Fabricante	AVAYA	Palosanto	La competencia	SIEMENS
	Sistema Operativo	Linux Enterprise	Linux X64	Windows XP SP2	Windows Server 2003
	BD	POSTGRESQL	Oracle y MySQL		SQL Server
	Protocolo	TCP/IP	TCP/IP, IAX, RTP ⁵⁵		TCP/IP
Call Center (Centro de Llamadas)	Nombre	EERCCSBPMS	Elastix	CRM	
	Versión	5.1.0.0.4201	1.3.2	No aplica	
	Fabricante	AVAYA	Palosanto	Desarrollo propio	
	Sistema Operativo	Linux Enterprise	Linux X64	AIX	
	BD	POSTGRESQL	Oracle y MySQL	Oracle V.9.2	
AVL (Localización Automática de Vehículos)	Nombre	Control Car	Vcontrol	SLV	RDS
	Versión	V.2	V.1.0		V.1
	Fabricante	SYSNAV	Desarrollo propio	FIX Equipment	FAXNOTEQ SA
	Sistema Operativo	Windows XP SP2	Windows server		Linux Centos 5.0
	BD	Propia	SQL server 2005	Propia	MySQL
	Protocolo	GPRS ⁵⁶ , GPS ⁵⁷	Socket UDP		GPRS
Sistema de apoyo de operación y mantenimiento	Nombre	SRI		SDI	SISARD
	Versión	No aplica		No aplica	No aplica
	Fabricante	Desarrollo propio		Desarrollo propio	Desarrollo propio
	Sistema Operativo	Windows XP SP2		AIX	HP UX
	BD	Oracle V.9.2		Oracle V.9.2	Oracle 11g

Fuente: SIGDE, Principales características de los sistemas existentes, 2011

Tabla 10: Principales características de los sistemas existentes.

Es necesario señalar que para la interoperabilidad de estos sistemas de apoyo con el sistema de gestión de la distribución, se debe realizar análisis e investigaciones de la factibilidad de desarrollar interfaces compatibles según el modelo CIM, o cualquier otro tipo de interfaz que permita el intercambio de información en tiempo real, en

⁵⁵ **RTP:** son las siglas de Real-time Transport Protocol (Protocolo de Transporte de Tiempo real). Es un protocolo de nivel de sesión utilizado para la transmisión de información en tiempo real, como por ejemplo audio y vídeo en una video-conferencia.

⁵⁶ **GPRS:** por sus siglas en ingles General Packet Radio Service es un servicio general de paquetes vía radio es una extensión del Sistema Global para Comunicaciones Móviles (Global System for Mobile Communications o GSM) para la transmisión de datos no conmutados (o por paquetes).

⁵⁷ **GPS:** por sus siglas en ingles Global Positioning System que significa sistema de posicionamiento global que permite determinar en todo el mundo la posición de un objeto, una persona o un vehículo.

caso contrario el sistema de apoyo tendría que ser remplazado por uno que contenga interfaces compatibles con el DMS.

4.4.3 Mejorar calidad de servicio técnico

En esta parte del estudio de pre-grado se presentará, los índices de calidad FMIK, TTIK y ENS, que las empresas distribuidoras reportaron en el año 2010. Además empleando los porcentajes de beneficios mostrados en el numeral 4.2.2, que se tendrían con la implementación del DMS, se mostrará mediante gráficas la variación de ENS en el año 2010 versus la ENS si estuviera implementado el DMS.

Cabe aclarar que la información de los índices de calidad, fue tomada de la presentación del CONELEC, que lleva el nombre de “Estadísticas de los indicadores de calidad de servicio técnico y comercial de empresas eléctricas de distribución”, la información ha sido reportada por las empresas distribuidoras y publicada por el CONELEC.

Para determinar el valor de Energía No Suministrada (ENS), se empleará las formulas que se encuentran en la Regulación No. CONELEC-004/01 que se presentan a continuación.

- Si: $FMIK > LímFMIK$ y $TTIK < LímTTIK$

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{(Ecuación 1)}$$

- Si: $FMIK < LímFMIK$ y $TTIK > LímTTIK$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{(Ecuación 2)}$$

- Si: $FMIK > LímFMIK$ y $TTIK > LímTTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{(Ecuación 3)}$$

- Si: $FMIK > LímFMIK$ y $TTIK > LímTTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{(Ecuación 4)}$$

Donde: (23)

ENS: energía no suministrada por causas internas o externas, en kWh.

ETF: energía total facturada a los consumidores en bajo voltaje (BV) conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en kWh, en el periodo en análisis.

THPA: tiempo en horas del periodo en análisis.

FMIK: índice de frecuencia media de interrupción por kVA.

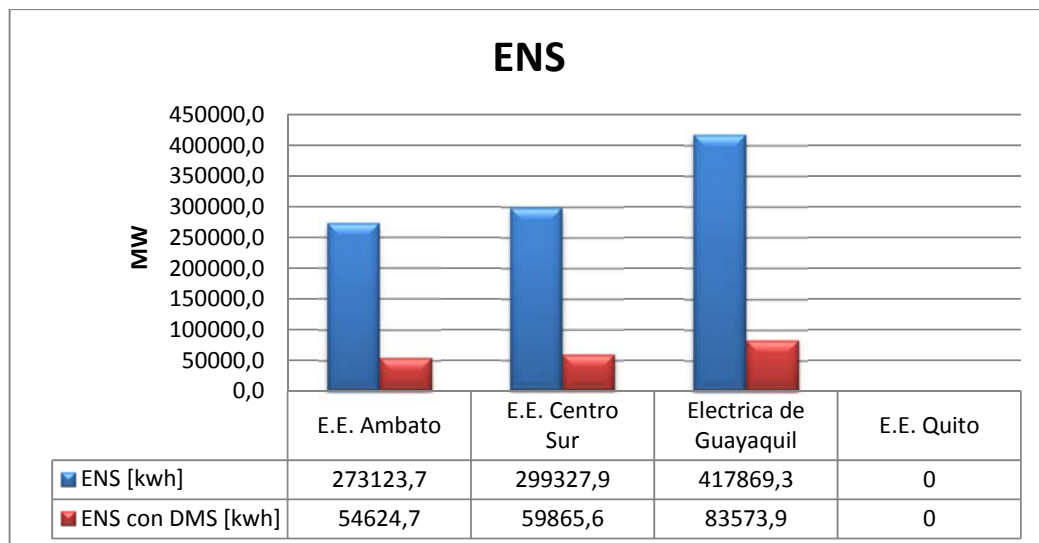
TTIK: índice de tiempo total de interrupción por kVA.

LimFMIK: límite admisible de FMIK.

LimTTIK: límite admisible de TTIK.

Es necesario indicar que el CONELEC, mediante la Regulación No. CONELEC-004/01, estableció los límites para los índices de calidad en la red, esto es: índice de frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK=4), índice de tiempo total de interrupción por kVA (TTIK=8).

Empresa Distribuidora	ENS [kWh]	ENS con DMS 80% [kWh]	TTIK [h]	FMIK
E.E. Ambato	273 123,7	54 624,7	10,7	8,2
E.E. Centro Sur	299 327,9	59 865,6	10,1	6,2
Eléctrica de Guayaquil	417 869,3	83 573,9	4,1	5,2
E.E. Quito	N A	N A	2,1	2,7



Fuente: Los Autores, ENS con y sin DMS para las empresas distribuidoras analizadas, 2011

Figura 66: ENS con y sin DMS para las empresas distribuidoras analizadas.

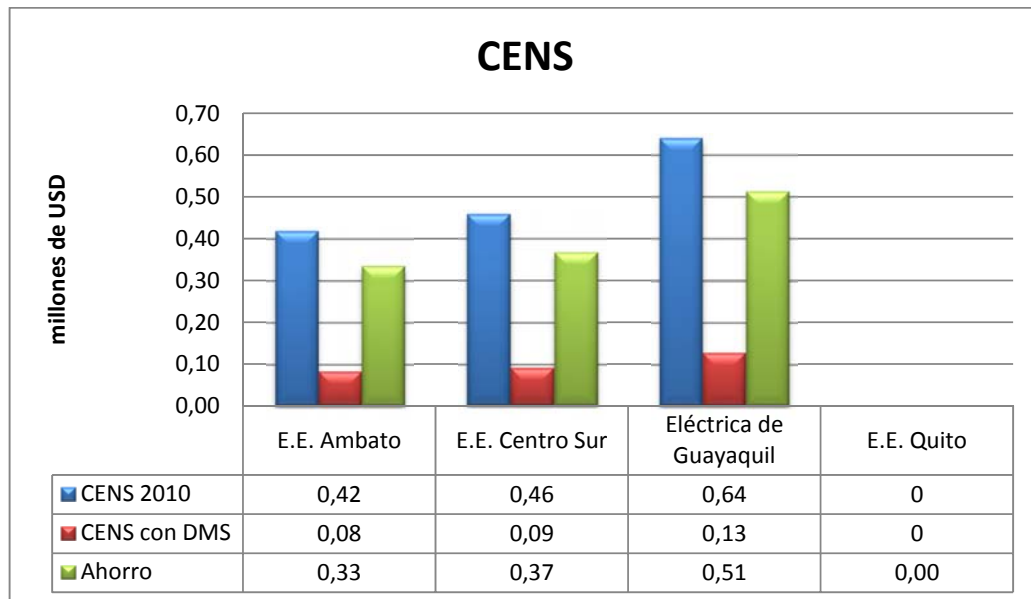
Es importante señalar que la EEQ, al reportar sus índices por debajo del límite establecido por el CONELEC, no es considerada para el cálculo de ENS.

Como se puede ver en la figura anterior al contar con un DMS, la ENS presenta considerables reducciones, lo que se reflejaría en los costos de ENS, que se realizará a continuación.

Para calcular el costo de la ENS se empleara la siguiente ecuación.

$$\$ = ENS * \$CENS \quad \text{(Ecuación 5)}$$

Los valores de ENS de cada una de las empresas analizadas fue presentado en la figura 66, mientras el valor de \$CENS a nivel nacional tiene un valor de 153,3 ctvs USD/kWh⁵⁸, este valor es empleado exclusivamente para procesos de planificación de la expansión y operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI).



Fuente: Los Autores, CENS con y sin DMS para las empresas distribuidoras analizadas, 2011
 Figura 67: CENS con y sin DMS para las empresas distribuidoras analizadas.

⁵⁸ **CENS:** dato obtenido en la resolución del CONELEC No. 025/11.

Como se observa en la gráfica los costos por la energía no suministrada, con la implementación de un DMS se reducen considerablemente, generando ahorros a la empresa distribuidora.

4.4.4 Pérdidas técnicas

Como el nivel de pérdidas de energía en las redes eléctricas, difiere de un País a otro, no se ha establecido un valor límite a nivel mundial respecto a las pérdidas de energía, sin embargo en la actualidad un gran número de Empresas Distribuidoras a nivel mundial, realizan esfuerzos por intentar que el nivel de pérdidas técnicas no exceda del 5.5%⁵⁹.

Tomando este dato de referencia se procederá a mostrar los valores de pérdidas técnicas que reportaron las empresas distribuidoras analizadas en el año 2010⁶⁰, versus los valores que se tendrían si estuviera implementado un DMS. Esto se lo realiza a manera de ejemplo para las empresas distribuidoras mencionadas anteriormente.

Distribuidora	Pérdidas						
	Energía disponible [GWh]	Técnicas [GWh]	No técnicas [GWh]	Total [GWh]	% Técnicas	% No Técnicas	% Total
E.E. Ambato	473,07	32,83	7,53	40,36	6,94	1,59	8,53
E.E. Centro Sur	780,19	45	11,40	56,40	5,77	1,46	7,23
Eléctrica de Guayaquil	4653,98	409,02	373,20	782,22	8,79	8,02	16,81
E.E. Quito	3652,18	252,05	37,10	289,15	6,90	1,02	7,92

Fuente: CONELEC, pérdidas de energía por distribuidora, 2010

Tabla 11: Pérdidas de energía por distribuidora.

Como se mostro en el literal 4.2.3.1. El benefició a obtenerse por la implementación de un DMS, alcanzaría una reducción del 20% en las pérdidas técnicas, al aplicar dicho porcentaje a las empresas analizadas se obtiene la siguiente tabla.

⁵⁹ Tomado de la investigación “The Efficiency of the Clustering Techniques in the Energy Losses Evaluation from Distribution Networks”.

⁶⁰ Los datos fueron obtenidos del Folleto de Resumen de Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2010, emitido por el CONELEC.

Distribuidora	Energía disponible [GWh]	Técnicas [GWh]	% Técnicas
E.E. Ambato	473,07	26,26	5,55
E.E. Centro Sur	780,19	36,00	4,61
Eléctrica de Guayaquil	4653,98	327,22	7,03
E.E. Quito	3652,18	201,64	5,52

Fuente: Los Autores, pérdidas de energía por distribuidora con implementación de un DMS parte 1, 2011.

Tabla 12: Pérdidas de energía por distribuidora con implementación de un DMS parte 1.

Como se mostro al inicio del presente numeral, el valor límite que intentan alcanzar las empresas distribuidoras a nivel mundial, en pérdidas técnicas es el que no exceda el 5.5%, como se observó en la tabla anterior la E. E. Centro Sur, alcanza un valor inferior al 5.5%, por tal motivo no es factible emplear el beneficio del 20% que se obtendría en la reducción de pérdidas técnicas por la implementación de un DMS.

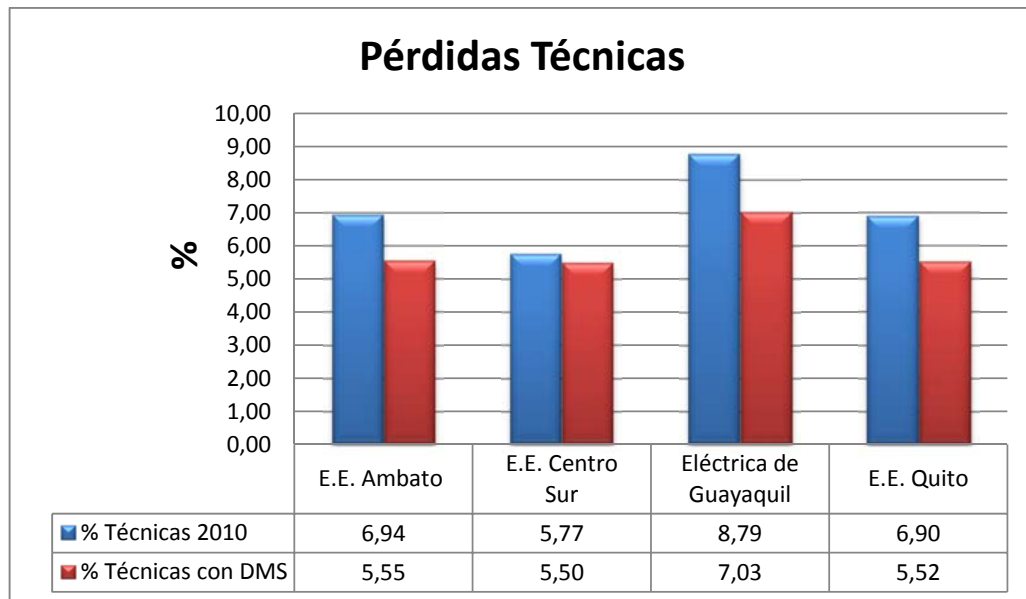
En tal sentido, se asumirá que el beneficio de implementar un DMS en la E.E.R.C.S. permitiría alcanzar el 5.5%, con lo cual a continuación en la siguiente tabla se mostrará el beneficio que se obtendría en las cuatro empresas distribuidoras.

Distribuidora	Energía disponible [GWh]	Técnicas [GWh]	% Técnicas
E.E. Ambato	473,07	26,26	5,55
E.E. Centro Sur	780,19	42,91	5,50
Eléctrica de Guayaquil	4653,98	327,22	7,03
E.E. Quito	3652,18	201,64	5,52

Fuente: Los Autores, pérdidas de energía por distribuidora con implementación de un DMS parte 2, 2011.

Tabla 13: Pérdidas de energía por distribuidora con implementación de un DMS parte 2.

A continuación en la siguiente figura se presenta el porcentaje de beneficio relacionado con las pérdidas técnicas reportadas en el 2010, al contar con un DMS.



Fuente: Los Autores, Pérdidas técnicas con y sin DMS para las empresas distribuidoras analizadas, 2011.

Figura 68: Pérdidas técnicas con y sin DMS para las empresas distribuidoras analizadas.

Para calcular el costo de las pérdidas técnicas se empleara la siguiente ecuación.

$$\$ = \text{Pérdidas} * \$\text{CompraDeEnergía} \quad \text{(Ecuación 6)}$$

El valor⁶¹ de la compra de energía para las empresas distribuidoras se muestra en la siguiente tabla.

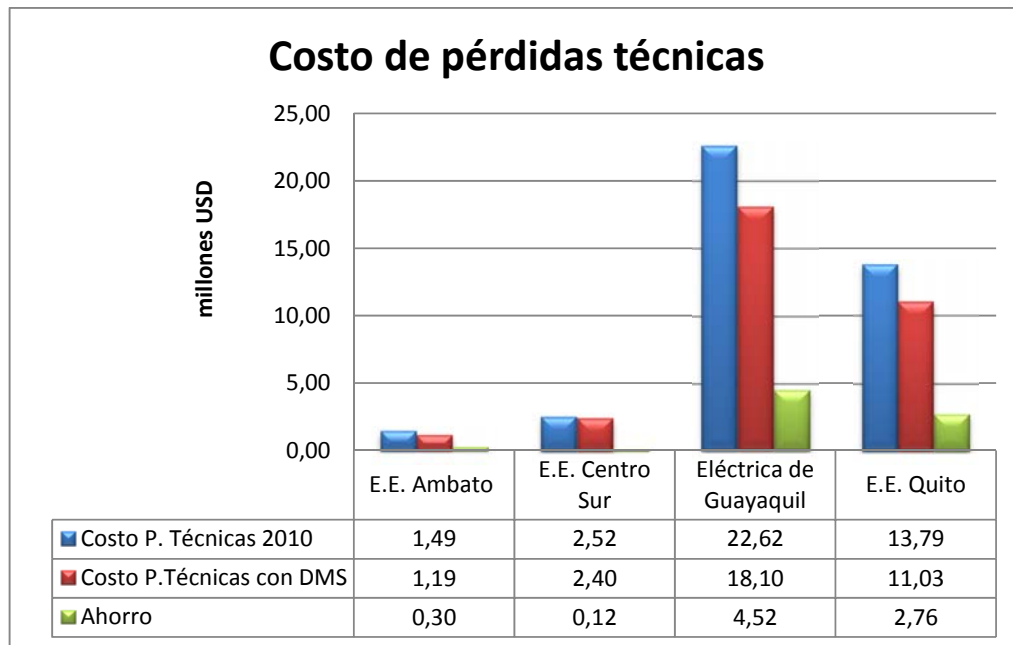
Distribuidora	\$ Compra de Energía [ctvsUSD/kWh]
E.E. Ambato	4,53
E.E. Centro Sur	5,6
Eléctrica de Guayaquil	5,53
E.E. Quito	5,47

Fuente: CONELEC, Costo por Compra de Energía de las Empresas Distribuidoras, 2010.

Tabla 14: Costo por Compra de Energía de las Empresas Distribuidoras.

A continuación se muestra los costos monetarios por pérdidas técnicas, para cada una de las empresas distribuidoras analizadas, en color azul los costos de 2010 y en rojo los costos si estuviera implementado el DMS.

⁶¹ Los datos fueron obtenidos del Folleto de Resumen de Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2010, emitido por el CONELEC.



Fuente: Los Autores, Costos de pérdidas técnicas con y sin DMS para las empresas distribuidoras analizadas, 2011

Figura 69: Costos de pérdidas técnicas con y sin DMS para las empresas distribuidoras analizadas.

Como se observa en la gráfica los costos por pérdidas técnicas, con la implementación de un DMS se reducen considerablemente, generando ahorros a la empresa distribuidora.

4.4.5 Reducir costos de operación y mantenimiento

Como las cuatro empresas distribuidoras analizadas difieren en factores que implican en los costos de operación y mantenimiento, como: la densidad de usuarios por kilometro cuadrado, la demanda, la extensión del área de concesión, los kilómetros de líneas de los alimentadores, entre otras. Se observó que el valor del 10% de beneficio en la reducción de costos de operación y mantenimiento (numeral 4.3.1), es muy general para ser aplicado en las cuatro empresas distribuidoras a manera de ejemplo, por tal motivo se determinará un valor porcentual para cada una de ellas, a partir del 10% de beneficio.

Para determinar el valor porcentual, se empezará por calcular el factor de corrección, el cual se obtiene empleando la siguiente ecuación.

$$FactorDeCorrección = \frac{DemandapromedioConDMS[kW]}{Demandarecuperada[kW]} \quad (\text{Ecuación 7})$$

Donde:

Factor de corrección: depende del porcentaje de carga que se logra recuperar del circuito con cambio de topología e interconexión con otros circuitos vecinos ante la presencia de falla.

La demanda recuperada (kW): asociada al ahorro de tiempo en la restauración debido al traslado de la cuadrilla ante las fallas (este tiempo dependerá de las condiciones particulares de cada sistema).

$$DemandapromedioConDMS[kW] = DemandapromedioSinDms[kW] - Demandarecuperada[kW] \quad (\text{Ecuación 8})$$

$$Demandarecuperada[kW] = \frac{ENSrecuperadaconimplementaciónDMS[kWh]}{TTIKconDMS[h]} \quad (\text{Ecuación 9})$$

$$DemandapromedioSinDms[kW] = DemandaMax[kW] * FactorDeC \arg a \quad (\text{Ecuación 10})$$

Remplazando 8, 9 y 10 en 7 se obtiene:

$$FactorDeCorrección = \frac{(DemandaMax[kW] * FactorDeC \arg a) * TTIKconDMS[h]}{ENSrecuperadaconimplementaciónDMS[kWh]} - 1 \quad (\text{Ecuación 11})$$

Obteniendo los siguientes valores.

Distribuidora	TTIK	ENS recuperada con implementación del DMS	Demanda max	F Carga	F Recuperación
E.E. Ambato	8,56	218 499	91 000	0,63	1,25
E.E. Centro Sur	8,08	239 462,3	141 000	0,63	2,00
Eléctrica de Guayaquil	3,28	334 295,4	1 050 000	0,63	5,49

Fuente: Los Autores, Factor de recuperación, 2011.

Tabla 15: Factor de recuperación.

Cabe indicar que el valor de Demanda máxima se obtuvo del Folleto de Resumen de Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2010, emitido por el CONELEC, el valor de Factor de Carga se obtuvo de investigaciones publicadas por Centro

Nacional de Control de Energía (CENACE) y el resto de datos fueron tomados del numeral 4.4.3.

Es necesario mencionar que en este cálculo no se considero a la E.E. Quito, debido a que reporto valores de TTIK y FMIK menores a los valores límites establecidos por el CONELEC, lo que impidió calcular el valor de penalización por ENS, mismo que es necesario para determinar el valor de corrección del beneficio del 10% en los costos de operación y mantenimiento, por este motivo se asumirá directamente el valor de beneficio para la E.E.Q.S.A.

Al restar el factor de corrección obtenido para las tres empresas distribuidoras con el valor del 10% de beneficio, se obtendrá un valor de beneficio a manera de ejemplo para cada una de ellas.

A continuación en la siguiente tabla se muestra el valor de beneficio para cada empresa distribuidora.

Distribuidora	% de beneficio
E.E. Ambato	8,75 %
E.E. Centro Sur	8,00 %
Eléctrica de Guayaquil	4,51 %
E.E. Quito	10 %

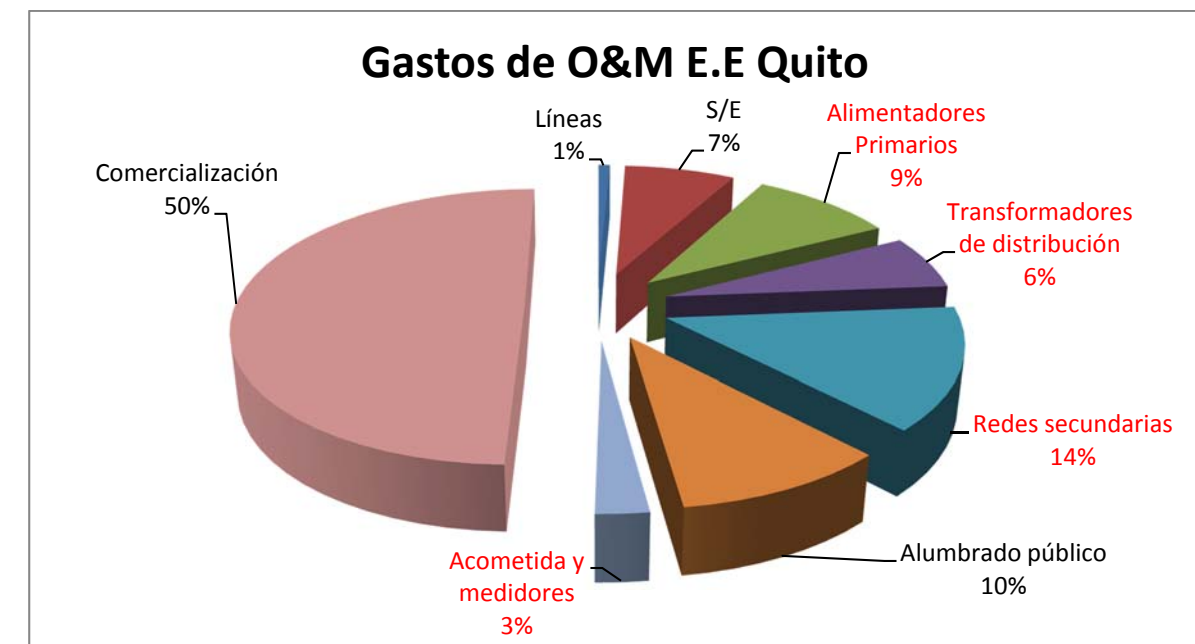
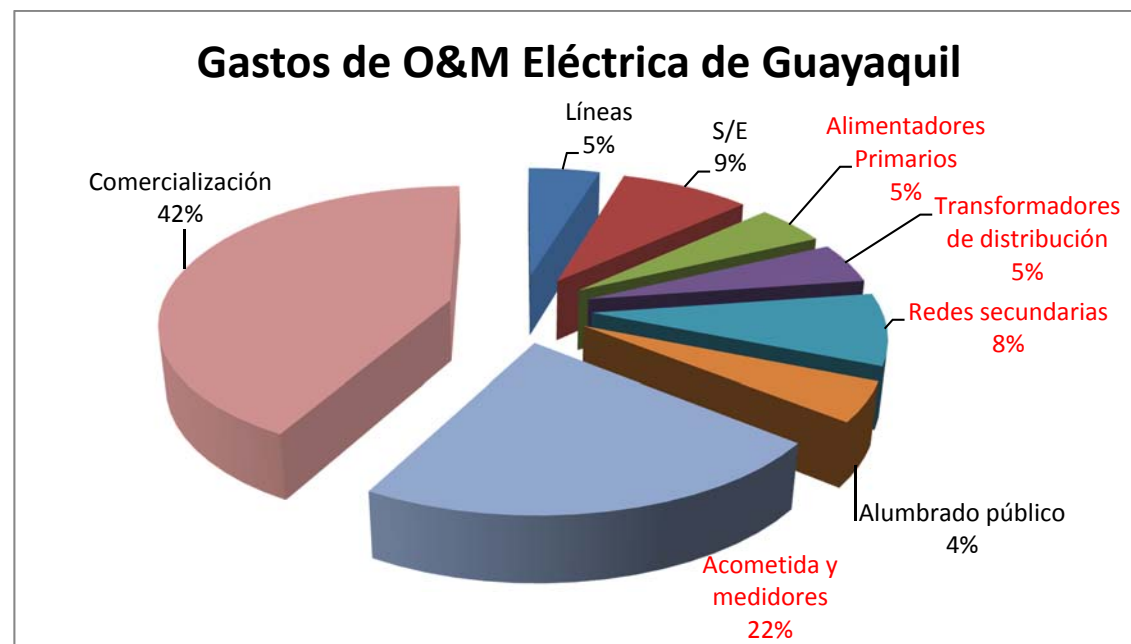
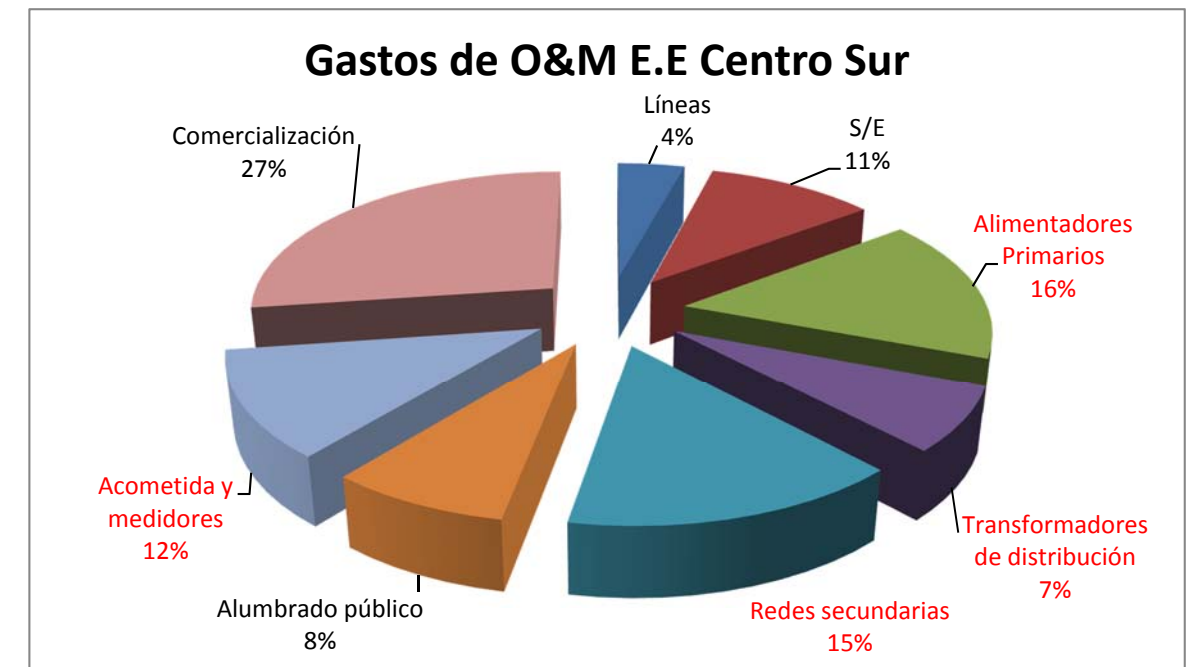
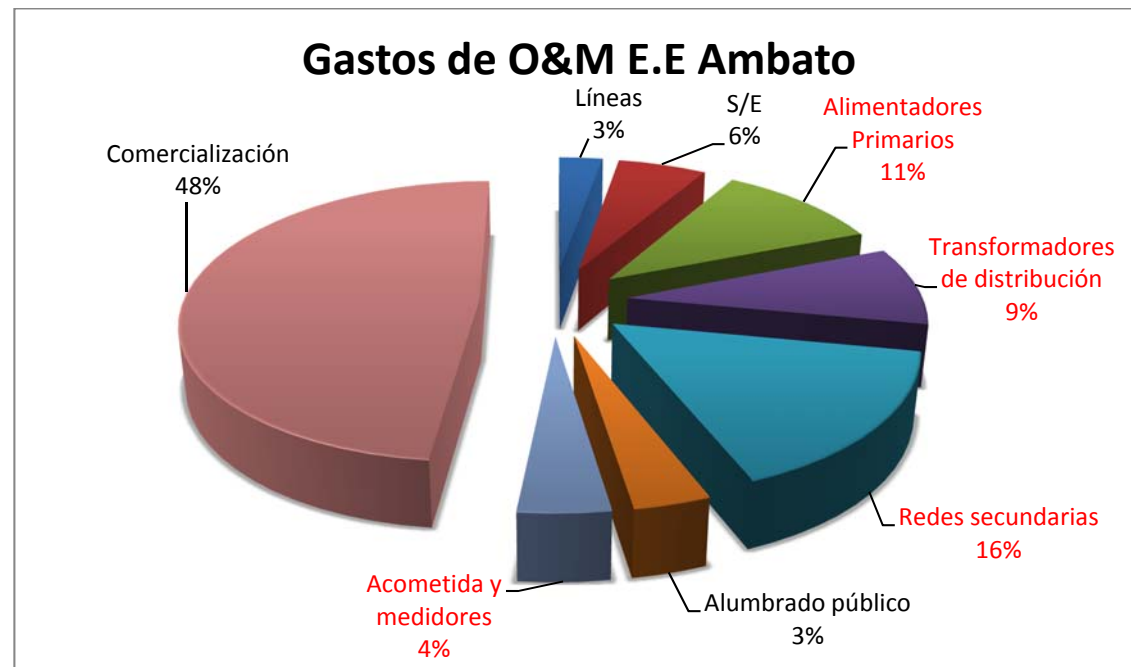
Fuente: Los Autores, porcentaje de beneficio de implementar un DMS, 2011.

Tabla 16: Porcentaje de beneficio de implementar un DMS.

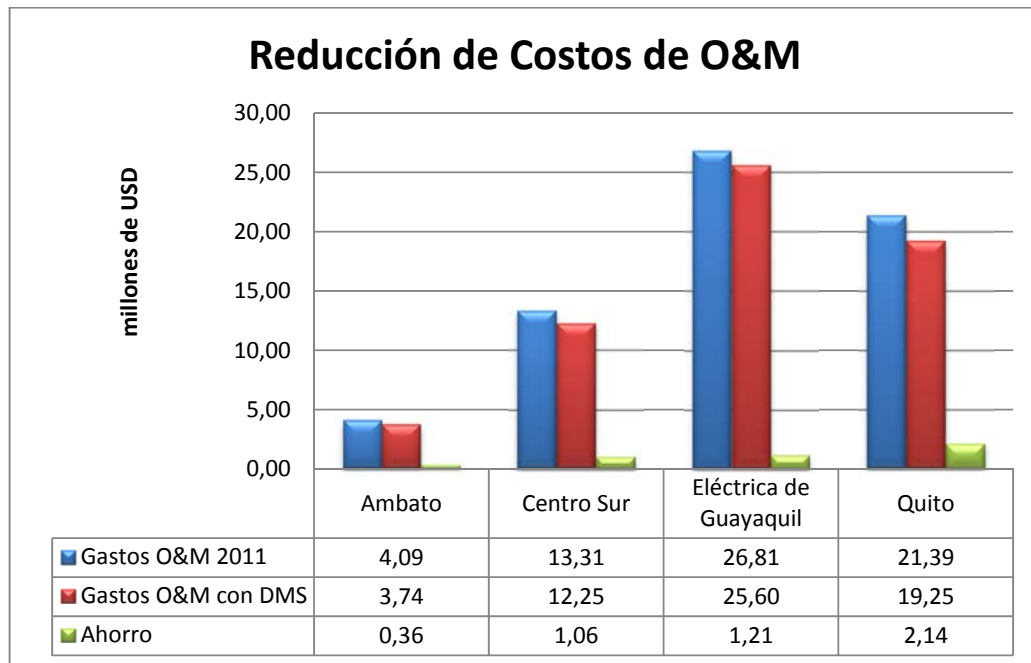
Una vez obtenido el valor de beneficio que se obtendría con la implementación del DMS, para cada una de las empresas distribuidoras se procederá a mostrar los valores de costos de operación y mantenimiento que reportaron cada una de ellas al CONELEC en la siguiente tabla.

Empresa	Subtransmisión		Distribución			Alumbrado público	Acometida y medidores	Comercialización	total
	Líneas	S/E	Alimentadores Primarios	Transformadores de distribución	Redes secundarias				
Ambato	287 266	583 236	1 086 597	925 620	1 650 017	362 199	432 305	4 971 511	10 298 751
Centro Sur	1 116 467	2 810 662	4 272 196	1 898 858	3 985 123	2 126 710	3 155 596	72 47 686	26 613 298
Eléctrica de Guayaquil	3 143 685	5 757 486	3 125 406	3 171 143	5 582 152	3 058 874	14 935 296	28 088 604	66 862 646
Quito	493 890	4 816 634	6 226 086	4 177 645	9 339 130	6 658 559	1 644 980	32 910 501	66 267 425

Fuente: CONELEC, Costos de O&M en las empresas distribuidoras analizadas, 2011
 Tabla 17: Costos de O&M en las empresas distribuidoras analizadas.



Como se pudo observar en las gráficas, los costos de operación y mantenimiento que son de interés para este ejemplo de beneficio son los resaltados en color rojo (Alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y medidores), que representan las áreas del servicio de distribución en las que directamente se reflejaran los beneficios por la implementación de un DMS.



Fuente: Los Autores, Costos de O&M en las empresas distribuidoras analizadas con y sin DMS, 2011
 Figura 70: Costos de O&M en las empresas distribuidoras analizadas con y sin DMS.

Como se observa en la gráfica los costos de operación y mantenimiento, con la implementación de un DMS se reducen considerablemente, generando ahorros a la empresa distribuidora.

4.4.6 Resultados totales de los beneficios de forma cuantitativa

A continuación se procederá a sumar los ahorros estimados que se presentaron en ENS, costos de pérdidas técnicas y costos de operación y mantenimiento, para las cuatro empresas distribuidoras analizadas, obteniendo los resultados que se presentan en la siguiente tabla.

Es de importancia señalar que para este ejemplo se considero dos escenarios:

- Sin DMS: valores presentados en el año 2010, por las Empresas Distribuidoras.
- Con DMS: valores que se hubieran obtenido en las Empresas Distribuidoras si el sistema estuviera implementado en el mismo periodo de tiempo.

Empresa Distribuidora	Ahorro en ENS [millones de USD]	Ahorro en pérdidas técnicas [millones de USD]	Ahorro en Costos de O&M [millones de USD]	Total [millones de USD]
E.E. Ambato	0,33	0,30	0,36	0,99
E.E. Centro Sur	0,37	0,12	1,06	1,55
Eléctrica de Guayaquil	0,51	4,52	1,21	6,24
E.E. Quito	0,00	2,76	2,14	4,90

Fuente: Los Autores, Ahorro económico total por la implementación de un DMS, 2011
 Tabla 18: Ahorro económico total por la implementación de un DMS.

Como se observa a manera de ejemplo en estas cuatro empresas distribuidoras analizadas, los ahorros bien podrían pagar la adquisición de la herramienta DMS.

4.5 Inversión en el DMS

Para obtener los máximos beneficios con la implementación de un DMS, es necesario que se automatice la red de distribución eléctrica y las sub estaciones de distribución de forma paralela, teniendo en cuenta que antes de realizar la automatización de redes y S/Es se deben realizar estudios completos para cada empresa distribuidora.

El análisis de costo beneficio de implementar el DMS y la automatización de la red en una de las empresas distribuidoras analizadas, bien pudiera ser un tema propuesto para próximas investigaciones. Como el propósito de este estudio no es un análisis de costo beneficio, la parte de inversión será detallada a breves rasgos.

Para la inversión en el DMS se debe tener en cuenta las siguientes áreas:

- Instalación del software DMS en el centro de control, el cual debe incluir los costos de: crear el modelo de red que cumpla las condiciones de la empresa distribuidora, diagramas de operación de la red (esquemáticos y geográficos), las funcionalidades del sistema requeridas por la empresa distribuidora, interfaces

necesarias para inter-operar con otros sistemas, licenciamiento, la base de datos, entrenamiento al personal, pruebas (FAT⁶², SAT⁶³) y puesta en marcha del sistema.

- Instalación del Hardware DMS en el centro de control, el cual debe incluir los costos de: servidores redundantes, integración en tiempo real, número de estaciones de trabajo, equipos de comunicación, videowalls⁶⁴, puesta en marcha y pruebas (FAT, SAT).

Para la inversión en la automatización de la red y S/Es se debe tener en cuenta las siguientes áreas:

- Unidades de terminal remota (RTU), el cual debe incluir los costos de: interfaces para conversión de señales, equipos de S/E (interruptores, protecciones, IEDs, etc.), dispositivos en red (detector de falla, analizadores de carga, RTU montadas en poste, etc.), pruebas y puesta en marcha de los dispositivos.
- Sistemas de comunicación en el cual debe incluir los costos de: (radio, fibra óptica, línea telefónica, etc.), incluyendo diseño del sistema, permisos de uso de frecuencia en radio, pruebas y puesta en marcha del sistema de comunicación.

A manera de información, se presentan los costos unitarios referenciales aproximados en las principales áreas expuestas en las viñetas anteriores, que son necesarios incluir en la inversión para la implementación de un DMS, estos costos unitarios son mencionados en la siguiente tabla, los mismos que fueron tomados del estudio titulado “SMART GRID SOLUTIONS IN DISTRIBUTION NETWORKS COST/BENEFIT ANALYSIS”.

Producto	Precio unitario referencial [USD]
Software DMS	200 000
Hardware en el centro de control	100 000
RTU para S/E	50 000
RTU para redes aéreas montada en poste	3 000
RTU para redes subterráneas	5 000
RTU para disyuntores	10 000
Total	368 000

Fuente: Los Autores, Precios estimados, 2011
Tabla 19: Precios estimados.

⁶² **FAT:** por sus siglas en ingles Factory Acceptance Test (Puebas de Aceptación en Fábrica).

⁶³ **SAT:** por sus siglas en ingles Site Acceptance Test (Pruebas de Aceptación en Sitio).

⁶⁴ **Videowalls:** arreglo de pantallas para desplegar información.

Con los valores referenciales expuestos a manera de ejemplo, de los beneficios de la implementación de un DMS, y los beneficios cualitativos a obtenerse con dicha implementación, se observa que la inversión se recuperaría en corto plazo aproximadamente de 3 a 4 años.

Además este sistema ayudará a las empresas distribuidoras a mejorar el servicio prestado al cliente, mejorando la imagen corporativa de las mismas, y garantizando el buen vivir contemplado en la Constitución.

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

El objetivo general del estudio de pre-grado, que fue determinar los requerimientos básicos necesarios para la implementación de un DMS, fue alcanzado. Para lograr este objetivo los autores determinaron los casos de uso básicos, para operación y planificación de la operación de la red de distribución eléctrica, mismos que fueron modelados mediante la notación de procesos de negocio BPMN y se encuentran en el capítulo tres del presente trabajo, donde se detallan actores, actividades y la secuencia con la que se realizan estas actividades.

Con relación a la definición del sistema para la gestión de la distribución y los principales sistemas relacionados al mismo, se puede concluir que el objetivo fue alcanzado, ya que en el primer capítulo del presente trabajo se muestran las definiciones, mismas que fueron obtenidas de investigaciones de IEC y EPRI.

El sistema DMS debe de ser totalmente interoperable, es decir que garantice un intercambio de procesos y datos totalmente transparente, con lo que se garantiza una diversificación de empresas suministradoras del producto. Una de las formas para alcanzar la interoperabilidad, conforme lo desarrollado en el presente trabajo, puede ser el modelo CIM.

El segundo objetivo específico planteado por los autores fue el de describir el modelo común de información CIM, con el fin de buscar la interoperabilidad entre sistemas. Este objetivo no fue alcanzado en su totalidad, debido a que el CIM es concepto muy amplio, mismo que abarca muchos conocimientos relacionados a la informática, por este motivo en el capítulo dos solo se mostro los principales paquetes de los estándares IEC-61970-301 e IEC-61968-11.

Se cumplió con el objetivo de presentar los dispositivos eléctricos de forma real a modelo lógico, una vez que se detalló los principales paquetes y clases de los estándares IEC-61970-301 e IEC-61968-11, mediante el ejemplo de modelado UML

CIM, en el cual se realizó el modelamiento lógico de la S/E Miraflores de la E.E. Quito.

Identificar los procesos que intervienen en la planificación y operación de la red de distribución eléctrica, fue el tercer objetivo específico. Para alcanzar este objetivo se determinó los principales procesos en los que las funcionalidades de un DMS brindarían apoyo, esto se puede observar en el capítulo tres.

El proceso para la implementación de un DMS, empieza mucho antes de la adquisición del sistema, previamente se debe de tener claro para qué se adquiere el sistema y además de tener definidos cuáles van a ser los procesos a ser apoyados por el DMS.

Mediante los flujos de trabajo se modeló los principales procesos del negocio, donde se identificaron las funcionalidades de un DMS, los principales actores que intervienen en esos procesos, las actividades que ejecutan estos actores, así como la secuencia en la que se realizan dichas actividades.

Los sistemas que se podrían considerar relacionados con un DMS, que en la actualidad se encuentran instalados en las empresas distribuidoras, no proporcionan información suficiente, oportuna, precisa y confiable que permita gestionar la red de distribución eléctrica de forma eficiente.

Una vez implementado un DMS, las empresas distribuidoras deberían alinear sus procesos para la gestión de la red de distribución eléctrica, a procesos en los que el sistema principal sea el DMS, y podrían emplear los flujos de trabajo expuestos en el presente trabajo.

Para obtener las máximas funcionalidades del DMS, es necesario efectuar su implementación en forma simultánea con la automatización de la red eléctrica, requiriendo esta automatización de los respectivos análisis de la red para cada una de las empresas distribuidoras.

En la actualidad, como todas las empresas distribuidoras pasaron a ser empresas públicas, para la implementación de estos sistemas de gestión debe existir el apoyo económico y político durante todo el proceso de estudio e implementación, para no correr el riesgo utilizar los recursos económicos de manera ineficiente, o en el peor de los casos, que no exista el apoyo suficiente y que estos proyectos demoren muchos años en ser implementados en nuestro país.

Para que la implementación del DMS tenga el éxito esperado, todas las áreas de la empresa deben estar involucradas (tener conocimiento) en el proceso de implementación, por tanto no se debe pensar que el sistema por si mismo va a resolver los problemas presentes en la gestión de la red de distribución.

Al contar con información veraz y casi en tiempo real del estado de la red de distribución, las empresas distribuidoras podrían operar y planificar el sistema de forma óptima, además de generar información confiable para el ente regulador, la cual puede ser verificada.

Las empresas distribuidoras, antes, durante y después de la implementación de un DMS, deben crear grupos multidisciplinarios de trabajo, además de capacitar al personal en las diferentes áreas involucradas en la implementación del DMS, así como contratar nuevo personal con conocimiento en estos temas.

Se efectuó un análisis de los potenciales beneficios por la implementación de un DMS en cuatro empresas, pudiendo ser los resultados más significativos para ciertas regionales de CNEL, como por ejemplo la Regional Manabí, en razón de que presentan mayores niveles de pérdidas de energía y altos costos de operación y mantenimiento.

Los sistemas de gestión de la distribución eléctrica son las herramientas que permitirán alcanzar uno de los objetivos de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, esto es el de proporcionar al País un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice el desarrollo económico y social.

5.2 RECOMENDACIONES

Los requerimientos obtenidos en el desarrollo de este trabajo, para la implementación de un DMS, pueden ser empleados como base en la determinación de requerimientos específicos para cada empresa distribuidora del País.

El modelo contextual y sintaxis de mensajes, para la interoperabilidad entre sistemas empleando el modelo común de información (CIM), es una parte muy extensa de desarrollar, por lo que sería recomendable, en caso de querer profundizar en el análisis, que se considere como otro tema de investigación.

Es importante indicar que en la realización de este trabajo, se empleó el UML, ya que es un tipo de diagramación estandarizada y empleada a nivel mundial por los principales centros de investigación, mismo que permite determinar requerimientos y realizar modelos lógicos de dispositivos y redes eléctricas, por lo que sería recomendable que en los centros de educación superior de nuestro País, a los estudiantes de ingeniería eléctrica en particular se incluya como parte de su formación.

Es recomendable que los sistemas con que cuentan las empresas analizadas, puedan ser actualizados o, en el mejor de los casos, sustituidos por sistemas que permitan realizar la interoperabilidad con un DMS.

El DMS debe de ser totalmente flexible, capaz de crecer según sea la necesidad, sin un gran esfuerzo, y además de poder integrarse fácilmente con más sistemas a futuro como por ejemplo: generación distribuida, sistema de gestión de carga, demanda responsable, entre otros.

Es recomendable mencionar que el DMS a ser adquirido, posea entre otros los siguientes aspectos:

- Módulos que realicen algoritmos computacionales, especializados en el análisis de las redes de distribución, como: estimación de la carga, análisis de contingencia, flujo de potencia, entre otros, y que se ejecuten en cortos periodos de tiempo y no empleen un excesivo uso de la memoria del sistema.

- Capacidad para analizar y operar sistemas mallados, trifásicos y monofásicos balanceados y des-balanceados.
- Ejecutar múltiples algoritmos en paralelo con la finalidad de obtener los mejores resultados al momento de realizar análisis de la red.

El análisis de costo beneficio de implementar un DMS y la automatización de la red de las empresas distribuidoras, bien pudiera ser un tema propuesto para próximas investigaciones.

Si bien la parte más crítica en la implementación de un DMS, es la correcta captura de los requerimientos y la definición de la interoperabilidad, no se debe de dejar de lado las demás áreas a desarrollarse en la implementación, como por ejemplo la arquitectura, por lo que de igual forma se debería formar grupos de trabajo que realicen los estudios relacionados.

En paralelo a la implementación de los sistemas de gestión de la red de distribución, el ente regulador, debería desarrollar el marco regulatorio que fomente su implementación, con lo que se conseguiría mejorar la eficiencia de la distribución.

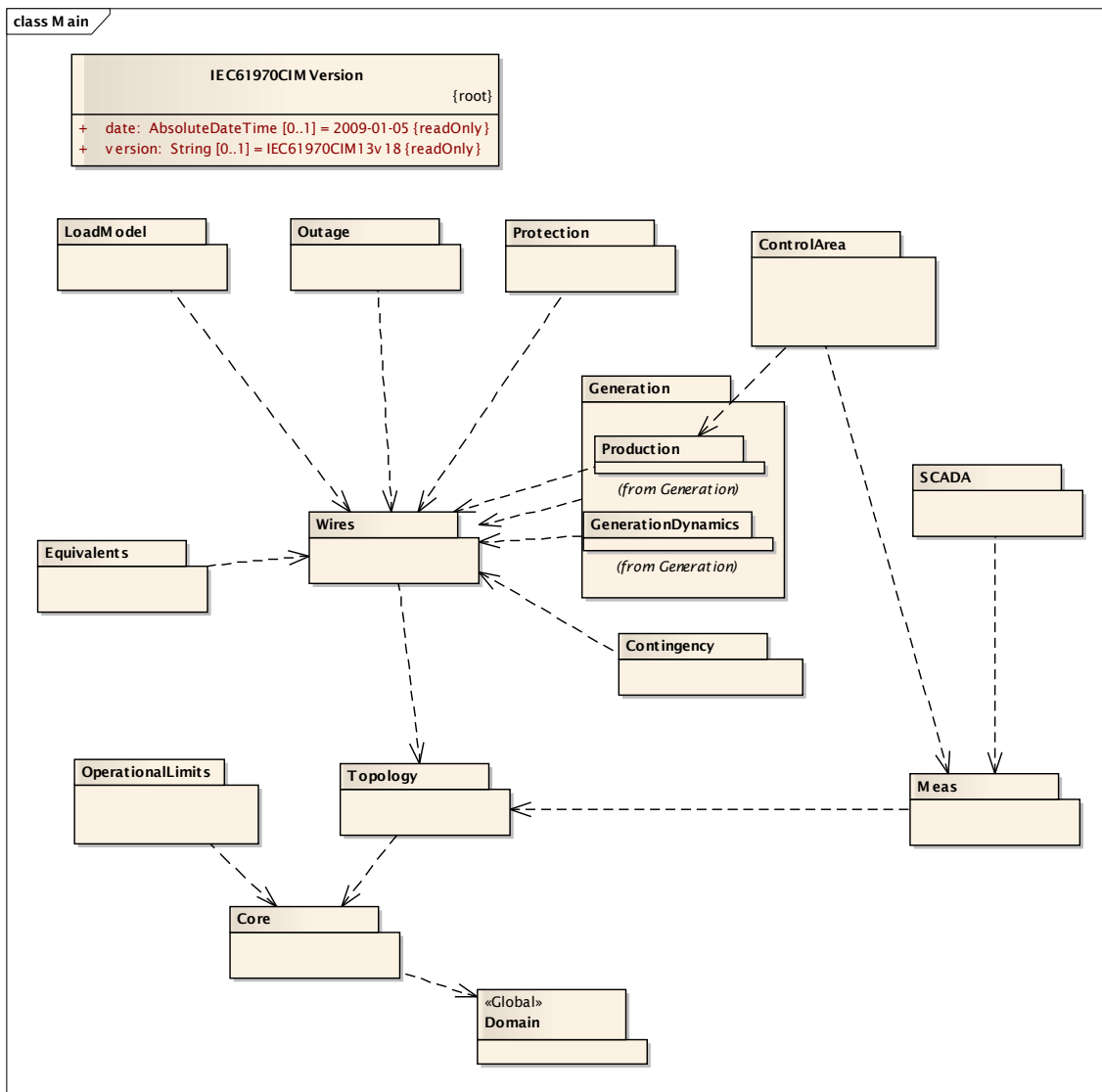
La Universidad Politécnica Salesiana debería actualizar su pensum académico, adaptando temas como comunicaciones, administración de procesos, tecnologías de la información orientadas a procesos eléctricos, entre otros, con la finalidad de entregar a la sociedad profesionales con sólidos conocimientos en las nuevas tecnologías.

6 Bibliografía

1. **IEA -International Energy Agency-**. *"Resumen Ejecutivo 2008"*. Paris/Francia : Publicado por Rue de la Fédération, 2008.
2. **IEC -International Electrotechnical Commission-**. *"IEC-61968-1 Interface Architecture and General Requirements"*. Ginebra/Suiza : Publicado por IEC, 2002.
3. —. *"IEC-61968-2 Glossary"*. Ginebra/Suiza : Publicado por IEC, 2009.
4. —. *"IEC-61968-11 Common Information Model (CIM) Extensions for Distribution"*. Ginebra/Suiza : Publicado por IEC, 2009.
5. —. *"IEC-61970-301 Common Information Model CIM Base"*. Ginebra/Suiza : Publicado por IEC, 2009.
6. **HAMMAR, Elim**. *"Tesis de maestria en ciencias Modelando el proceso de distribución de energía"*. Estocolmo, Suecia : Industrial Information and Control Systems, KTH, 2007.
7. **EPRI -Electric Power Research Institute-**. IntelliGrid Architecture. [En línea] EPRI, 2004. [Citado el: 4 de MARZO de 2011.] http://www.intelligrid.info/IntelliGrid_Architecture/Overview_Guidelines/index.htm.
8. —. *"Common Information Model for Distribution An Introduction to the CIM for Integrating"*. California/EEUU : Publicado por EPRI, 2008.
9. **ISO -Organización Internacional de Estandarización-**. *"ISO 9000 Sistemas de gestión de la calidad- Fundamentos y Vocabulario"*. Ginebra/Suiza : Publicado por Secretaría Central de ISO, 2005.
10. **McMORRAN, Alan W**. *"An Introduction to IEC 61970-301 & 61968-11"*. Glasgow/UK : Publicado por Institute for Energy and Environment, Department of Electronic and Electrical Engineering, 2007.
11. **SOLUS Ingeniería de Software**. *"El lenguaje común de las Smart Grids: Unified Modeling Language"*. Mendoza/Argentina : Publicado por Solus, 2010.
12. **Xtensible Solutions**. *"Welcome to the CIM university"*. California/EEUU : Publicado por Xtensible Solutions, 2010.
13. **GOODRICH, Margareth**. *"Profile Overview & Philosophy"*. Usa/Miami : SISCO, 2010.
14. **RUMBAUGH, JACOBSON Y BOOCH**. *"El lenguaje unificado de modelado, manual de referencia"*. Madrid/España : Editado por ISBN, 2000.
15. **Sparxsystems Pti Ltd**. sparxsystems. [En línea] sparxsystems, 2007. [Citado el: 26 de Marzo de 2011.] www.sparxsystems.com.ar.

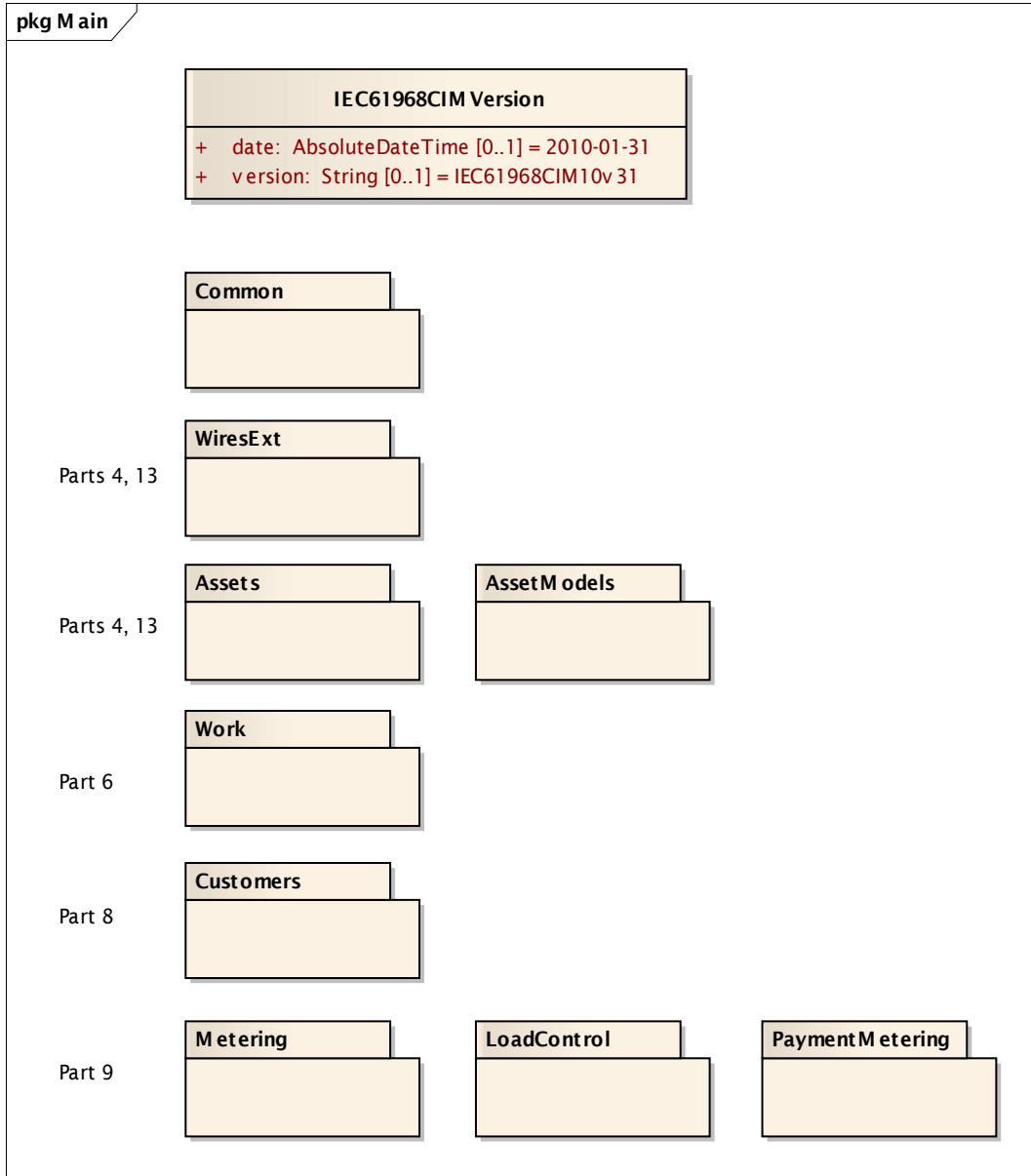
16. **CIMug**. CIMug Users Group . [En línea] CIM Users Group, 2009. [Citado el: 1 de Abril de 2011.] <http://cimug.ucaiug.org/default.aspx>.
17. **SANTODOMINGO, RODRIGEZ y PILO**. "*Caso práctico de representación de una instalación eléctrica en CIM*". España/Madrid : s.n., 2010.
18. **GOODRICH, Margareth**. "*Profile Groups*". Usa/Miami : SISCO, 2010.
19. **W3C**. W3C. [En línea] W3C, 2011. [Citado el: 5 de Abril de 2011.] <http://www.w3.org>.
20. **Stephen A. White, PHD Derek Miers**. *Guía de referencia y modelado BPMN*. Florida/USA : Future Strategies, 2009.
21. **EPRI -Electric Power Research Institute-**. *Distribution Grid Management (ADA) Functions USE CASE description*. s.l. : EPRI, 2010.
22. —. EPRI Smart Grid Resource Center. [En línea] EPRI, 2010. [Citado el: 21 de Junio de 2011.] <http://smartgrid.epri.com/Repository/Repository.aspx>.
23. **CONELEC**. *Boletín estadístico del sector eléctrico ecuatoriano*. Ecuador/Quito : s.n., 2010.
24. **Nenad Katic, PhD, Vlado Marijanovic, Izabela Stefani**. *SMART GRID SOLUTIONS IN DISTRIBUTION NETWORKS COST/BENEFIT ANALYSIS*. Serbia/Novi Sad : Telvent, 2010.

ANEXO A: Figuras



Fuente: IEC, Main de IEC-61970-301, 2009

Anexo A 1: Main de IEC-61970-301.



Fuente: IEC, Main de IEC-61968-11, 2010

Anexo A 2: Main de IEC-61968-11.

Figure B.4: Use Case Template

Use Case <Number>: <Use Case Name>

Summary:

Actor(s):

Name	Role description

Participating Business Functions:

Acronym	Business Function/Abstract Component	Services or Information Provided

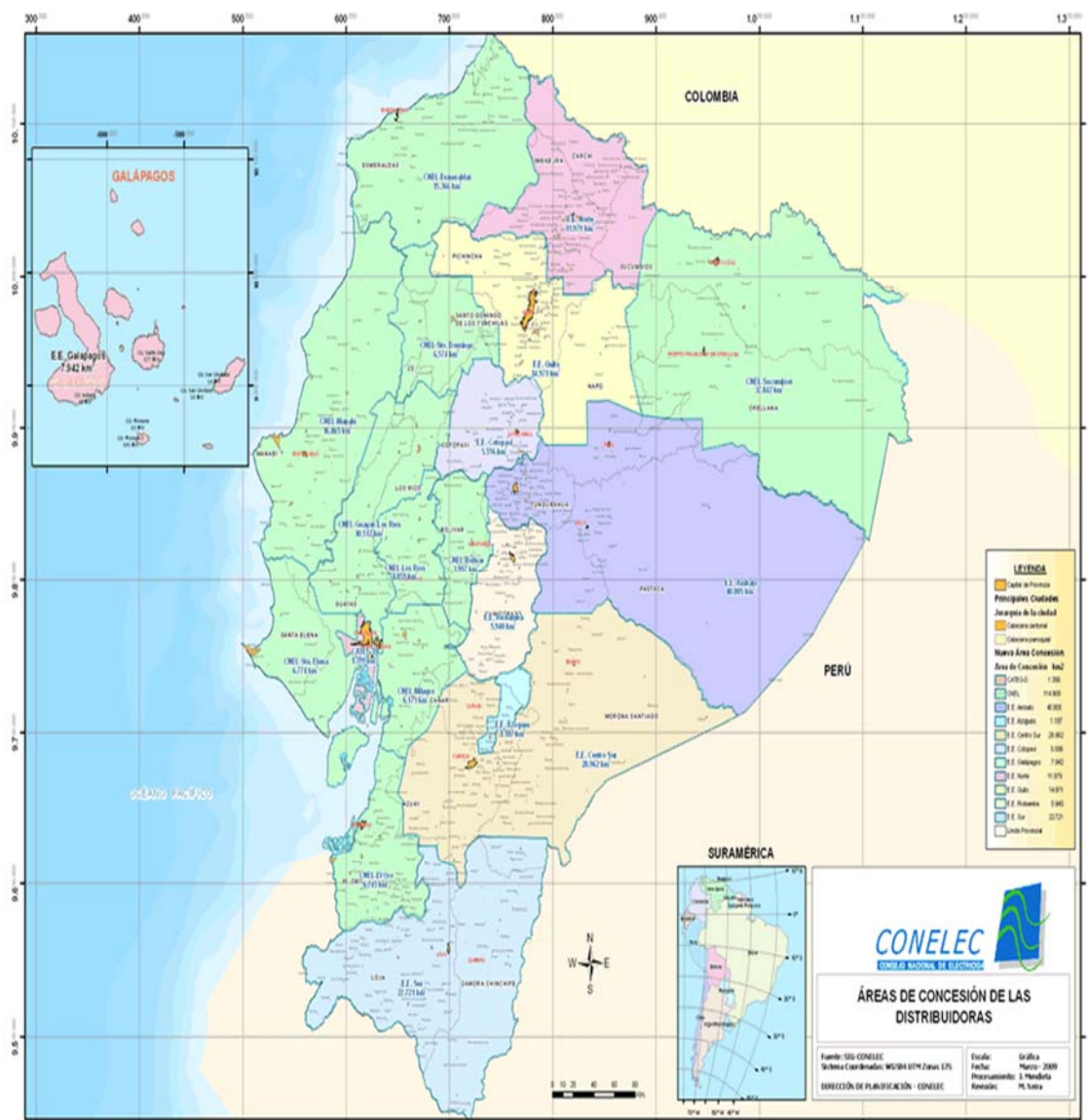
Assumptions / Design Considerations:

Normal Sequence:

Use Case Step	Event	Description Of Process	Information To Be Exchanged	<u>ProducerTo Receiver Abstract Component</u>	<u>Message Type (Verb/Noun)</u>

Fuente: IEC, Figura B4, plantilla de caso de uso, 2010

Anexo A 3: Figura B4, plantilla de caso de uso.



Fuente: CONELEC, Área de concesión de las empresas distribuidoras, 2009

Anexo A 4: Área de concesión de las empresas distribuidoras.

ANEXO B: Tablas

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
<p><u>Network operation (NO)</u></p> <p>[Refer to IEC 61968-3]</p>	<p>Network operation monitoring (NMON)</p>		<p>This function provides utilities for supervising main substation topology (breaker and switch state) and control equipment status. It also provides the utilities for handling network connectivity and loading conditions. It also makes it possible to locate customer telephone complaints and supervise the location of field crews.</p>
		<p>Substation supervision state</p>	<p>This function provides utilities for supervising main substation topology (breaker and switch state) and control equipment status. This function is supported by a mimic diagram of substations.</p>
		<p>Network supervision state</p>	<p>This function provides utilities for handling network connectivity and loading conditions. It also makes it possible to locate customer telephone complaints and supervise the location of field crews.</p>
		<p>Switching supervision action</p>	<p>This function provides a view of all incoming work on the systems. Work details are recorded for each set of switching actions (examination of manual and remote controlled operations, work characteristics, crews involved in the work).</p>
		<p>Switching action supervision pinning</p>	<p>This function provides a view of all switching states other than the open or closed of the switch or device. For example, some utilities employ a pinning convention to denote: 1. switch held open (Red Pin) and associated with a clearance safety document, 2. closed fused switch involved in energized line work (Orange Pin) and associated with a Hot Line Work Permit safety document, 3. normally open switch (Green Pin), 4. abnormally open switch (Yellow Pin), 5.</p>

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
			abnormally closed switch (Yellow with Green dot Pin), 6. fuse size deviation or information (Blue Pin), 7. Out of Order or defective equipment (Brown Pin), and 8. Transfer of Control (Pink Pin). A normally closed switch is not pinned.]
		Management of data acquired from SCADA and metering systems	Data management for SCADA includes the exchange of dynamic data which is process dependent as well as the sharing of static data which is needed to perform different functions.
		Management of data acquired through operation (field crews, customers, scheduled and unscheduled outages)	Management of data acquired through operation (field crews, customers, scheduled and unscheduled outages).
		Regulation step supervision	This function provides a view of regulator controls provide for reporting the regulator tap-position. Substation regulator and pole-mounted distribution line regulator installations will be reporting tap-position via the SCADA system.
		Alarm supervision	Network monitoring system where thresholds are set to indicate system failure and response required.
		Operator and event logs	Operator logs capture field changes and scheduled work requiring downtimes. Events logs capture outage and other relevant information.
		Weather monitoring (lightning detection)	Weather is monitored to predict impacts on the electrical networks, especially where outages are likely to occur due to heavy storm activity. Temperature and wind speed are sometimes used to calculate dynamic load limits on electrical network assets.
	Network control (CTL)		Network control is achieved through decentralised control functions which need to be coordinated at an upper level of the control hierarchy Local automatic control functions

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
			can be performed using only local information and which do not need knowledge of network connectivity. These functions are supported locally by substation control equipment at substation level, Area network control functions co-ordinate the local functions. These functions are operator-dependent and are provided firstly by the remote control function and secondly through local control which is related to the orders given to field crews through mobile station terminals.
		User access control	All network monitoring applications have user access control.
		Automatic controls: <ul style="list-style-type: none"> • Protection (fault clearance) • Sectionalising • Local voltage/reactive power control 	Protection (fault clearance), sectionalizing and local voltage/reactive power control devices which are self protecting. Some of the "smarter" ones are programmable and allow control of the threshold indicating how long the device is in fault before it trips, automatic reclosures may automatically close the circuit at a given time.
		Assisted control: <ul style="list-style-type: none"> • Remote switch control • Load shedding • Voltage reduction broadcast • Local control through field crews • Maintain voltage profiles 	Remote switch control, load shedding, voltage reduction broadcast and local control through field crews. Protection devices which are network programmable as well as manual network switches.
		Safety document management	Management of safety document, which are used during the course of work on the electrical system for safety purposes. There are many types of safety documents that could be defined based upon organisational practices.
		Safety checking and interlocks	Following procedures to ensure safety of people and equipment when working with energized electrical networks.
		Major incident co-	Coordination for major outage

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		ordination	response.
	Fault Management (FLT)		<p>Fault management functions which are intended to enhance the speed at which fault localisation and service restoration can be achieved. The fault management function supports the utilities required to identify disruptions in the system, to carry out restoration switching actions and to provide customers with notification of disruptions detected (in terms of duration and cause of breakdown). Fault management makes it possible:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. to improve customer complaint re 2. to provide field information to th 3. to compile all information about C
	Trouble call handling and coherency analysis (LV network)		A trouble ticket is a document which is generated when a customer calls to report electrical trouble. The trouble may either be an outage or non-outage problem, such as power quality.
	Protective relays analysis		Coordination of protective schemes is accomplished through analysis of protective relays. Protective relay is an electro-mechanical device used to initiate a protection scheme such as opening a breaker after a high current is detected.
	Fault location by analysis of fault detectors and/or trouble call localisation		Fault location by analysis of fault detectors and/or trouble call localization. Connectivity analysis is used to determine the location of the fault. Eventually a special tester is sent to the field to locate the fault.
	Supply restoration assessment		Estimated restoration time provided to customer before and during restoration activities.
	Customer incident information usage		Data including service address, customer number, customer name, premise number, meter number, etc... Customer call centre usually receives these calls.
	Distribution circuit energization supervision		The energization state of the geographical Distribution circuit is to be presented in as well as the connected equipment, i.e. switches, transformers,

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
			regulators, capacitors, substation, etc. The energization state presentation will include predictive state information from an outage management system (OMS). A prediction outage state will frequently become a confirmed state, perhaps illustrated by the open state of a switch, when verified by field personnel. Switches, devices, equipment and circuits in the Distribution model can also have a predicted out of service state, which will be different from a service interruption state.
	Operation feedback analysis (OFA)		Information can be retrieved from substation and customer recorders and compared with records taken from real-time operation related to information on network incidents, connectivity and loading. This information analysis provides indicators for optimising periodic maintenance according to fault rates in the network. This requires identification of concurrent values at multiple locations and time tagging of events and values.
	Mal-operation analysis		The review of records for equipment to ascertain the cause of its incorrect operation.
	Network fault analysis		The review of fault records, sequence of events records, and other documentation produced upon a fault to determine the cause of the fault, its total impact, steps taken by the system to recover from the fault, and the possible avoidance of a future occurrence. This data includes pre-fault information as well as post fault information for a specified period.
	Quality index analysis		Quality analysis includes frequency of outages, outage duration, voltage level, voltage fluctuation
	Device operation history		Data concerning the operation of electrical devices, often used in condition-based maintenance schemes.

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
		Post-disturbance review	The review of historical records to understand the sequence of events leading up to a disturbance to determine the root cause of the problem.
	Operation statistics and reporting (OST)		Operating statistics and reporting functions which make it possible to archive on-line data and to perform feedback analysis of system efficiency and reliability.
		Maintenance information	Planned and unplanned maintenance data including root cause and repair/replace details.
		Information for planning	Service history data used for operational planning
		Information for management control	Service history data used for management control.
	Network calculations – real-time (CLC)		Network calculations provide system operators with the ability to assess the reliability and security of the power system.
		Load estimation	The estimation of load values, calculated on a more granular basis than load forecasts, based on specified conditions, weather and other events.
		Energy trading analysis	Performing network calculations to assess energy trading options and scenarios.
		Load flow/voltage profile	Perform voltage assessment of the network by analyzing operating conditions and predicting and preventing voltage problems.
		Fault current analysis	The review of fault records, sequence of events records, and other documentation produced upon a fault to determine the cause of the fault, its total impact, steps taken by the system to recover from the fault, and the possible avoidance of a future occurrence. This data includes pre-fault information as well as post fault information for a specified period.
		Adaptive relay settings	Protective relay setting that can be adjusted based on conditions such as weather and operational conditions.
	Dispatcher training (TRN)		Training facilities for dispatchers that simulate the actual system they will be using to perform the

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
			dispatch function. Various scenarios can be tested to prepare dispatchers for being able to handle atypical events.
		SCADA simulation	Simulating network faults to train dispatchers
<u>Operational planning and optimisation (OP)</u> [Refer to IEC 61968-5]	Network operation simulation (SIM)		This set of functions allows facilities to define, prepare and optimise the sequence of operations required for carrying out maintenance work on the system (release/clearance orders) and operational planning.
		Load forecast	A forecast of the expected load at a specific time and day-of-week for each feeder in the network. The load forecasting function predicts the hourly system load. The load forecasting function maintains a real-time forecast and a study forecast. The real-time forecast is based on actual historical load and weather data and generates a load forecast for the current hour. The study forecast uses a completely independent set of historical and predicted data that the operator may use to set up and evaluate hypothetical situations up to seven days in the future.
		Power flows computation	The power flow function allows dispatchers to study control actions upon the power system. The power flow function operates in study or real-time. Dispatcher power flow allows the operator to determine the effects of control actions (breaker switching, tap changing, and interchange adjustments) on the system.
		Contingency analysis	A study of the effect of unexpected failure or outage of a system component. In distribution systems it generally involves the study of how to restore power to customers when the normal supply path is unavailable.
		Short circuit analysis	Analysis of short circuits in transmission and distribution networks. On-line short circuit calculation is required for the

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
			following types of faults: single line to ground;
		Optimal power flow	The optimal power flow function allows dispatchers to optimise the control actions on power system along the given criteria (flows of real or reactive power, switching of compensation devices, optimal settings for voltage control, etc.). In optimal power flow, the control actions are automatically predetermined within the limitations of the power system.
		Supply restoration assessment	Analysis of switching options after a network fault to re-connect supply to as many customers as possible in the shortest time possible.
		Switching simulation	Simulating the switching operations to isolate a network section and subsequently reconnect it
		Incident simulation	Recreating an incident on the network for analysis and also for training.
		Weather forecast analysis	Weather is monitored to predict impacts on the electrical networks, especially where outages are likely to occur due to heavy storm activity. Temperature and wind speed are sometimes used to calculate dynamic load limits on electrical network assets.
		Fire risk analysis	Analyzing the risk of fire in the network. For example, thermal rating of network equipment, there is a certain temperature when transformers may explode. Transformers release heat.
		Define operational limits	Define operating limits for monitoring operations of the transmission and distribution facilities.
		Thermal ratings of network equipment and lines	Changes in electrical asset performance limits based on temperature and wind speed and current season. This is distinguished from AIP counterpart, which includes new construction and reconductoring.
Switch action		Switch action scheduling provides	

Business Functions	Business Sub-Functions	Abstract Components	Description
	scheduling / operation work scheduling (SSC)		supports for handling all aspects relevant to switch order formulation, drawing up operating guidelines, dispatching repair crews and informing customers affected. It assists in collecting the related data and delivering it in the various forms required.
		Release/clearance remote switch command scheduling	A clearance is special authority given a person or persons working on de-energized cables, wires or equipment.
		Field crew loading analysis and work order scheduling	Insuring that field crews have appropriate work and are allocated efficiently.
		Customer outage analysis and information	The troubleshooting process uses customers' telephone trouble calls, telemetry data and network topology during incidents to provide information on service conditions and suspected fault locations.
	Power import scheduling and optimisation (IMP)		Power import scheduling and optimisation aims to minimise the cost of imported power by keeping the average imported power close to the contracted value, making use of peak plants, load switching or load shedding.
		Non Native Generation Planning	Received schedules from Distributed Energy Resources (DER) to be used during planning.
		Interchange Transaction Planning	Optimizing planned interchange.

Fuente: IEC, Funciones de negocio del IRM, 2002

Anexo B 1: Funciones de negocio del IRM.

Workflow 1: Gestión de la red de distribución Macro.

Workflow 2: Gestión de la red de distribución Macro.

Fabricante	Nombre del DMS
Alston Grid	<i>e-Terradistribution.</i>
GE Energy	PowerOn Fussion™
Intergraph	OMS InService.
Oracle	Oracle® Utilities Network Management System
Siemens	Spectrum Power
Telvent	Distribution Management (DMS)
Survalent	SmartDMS
Ventyx ABB	Network Manager DMS

Fuente: Los Autores, Sistemas DMS ofertados en el mercado, 2010

Anexo C 1: Sistemas DMS ofertados en el mercado

Anexo C 2 Anexo Cronograma denuncia de Tesis

GLOSARIO

AIX: por sus siglas en ingles Advanced Interactive eXecutive: es un sistema operativo del sistema Unix, de propiedad de IBM.

API: por sus siglas en ingles Application Programming Interface son un conjunto de funciones y procedimientos (o métodos, en la programación orientada a objetos), que ofrece cierta biblioteca para ser utilizado por otro software como una capa de abstracción.

BPMN: es la notación para el modelamiento de los procesos de negocio.

Bus: Se define como bus a una barra que sirve de medio de transmisión de la tensión ya sea en una subestación o en un tablero, soportado por aisladores y estas pueden ser de cobre o de aluminio.

Cardinalidad: número de ocurrencias que pueden existir entre un par de entidades.

Caso de Uso: en los términos más simples, describe un conjunto de actividades de un proceso de negocio.

CIM: El Modelo Común de Información es un modelo abstracto de los objetos reales empleados en la operación. Proporciona una forma estándar para representar los recursos del sistema eléctrico como: clases, objetos y atributos, junto con sus relaciones.

Clase: son los tipos específicos de objetos que se va a modelar.

Contexto: es un conjunto de circunstancias en que se produce el mensaje o información (lugar y tiempo, conocimientos del emisor y receptor), que permiten su correcta comprensión.

DNP3: por sus siglas en inglés Distributed Network Protocol, en su versión 3, es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes IED y S/E automáticas, componentes de sistemas SCADA.

Eficiencia: Virtud y facultad para lograr un efecto determinado.

Utilización racional de los recursos productivos adecuándolos con la tecnología existente.

Eficiencia energética: Un sistema es más eficiente energéticamente en la medida en que necesita menos energía para conseguir los mismos resultados.

EPRI: Es un centro independiente americano de energía de interés público y la investigación del medio ambiente.

Escenario: es una instancia de la ejecución de un caso de uso.

Etiqueta: o marca tipo que delimita una región en los lenguajes basados en XML.

FAT: por sus siglas en ingles Factory Acceptance Test (Puebas de Aceptación en Fábrica).

FMIK: frecuencia media de interrupción por KVA nominal instalado.

Función de negocio: Las funciones agrupan actividades de acuerdo con los requerimientos de: habilidades, conocimiento, recursos, etc.

Gateway: (puerta de enlace) es un dispositivo, con frecuencia un ordenador, que permite interconectar redes con protocolos y arquitecturas diferentes a todos los niveles de comunicación.

Georeferenciación: Proceso mediante el cual se logra una definición geográfica precisa de la ubicación de puntos, líneas y polígonos presentes en un mapa o foto, gracias a la correlación de estos y sus respectivos representados en un sistema de coordenadas reales.

Gestión: El concepto de gestión hace referencia a la acción y al efecto de gestionar o de administrar. Gestionar es realizar diligencias conducentes al logro de un negocio o de un deseo cualquiera. Administrar, por otra parte, consiste en gobernar, dirigir, ordenar, disponer u organizar.

GPS: por sus siglas en ingles Global Positioning System que significa sistema de posicionamiento global que permite determinar en todo el mundo la posición de un objeto, una persona o un vehículo.

GPRS: por sus siglas en ingles General Packet Radio Service es un servicio general de paquetes vía radio es una extensión del Sistema Global para Comunicaciones Móviles (Global System for Mobile Communications o GSM) para la transmisión de datos no conmutados (o por paquetes).

GSM: por sus siglas en ingles Global System for Mobile, que es el sistema global para las comunicaciones móviles.

Hardware: corresponde a todas las partes físicas y tangibles de una computadora: sus componentes eléctricos, electrónicos, electromecánicos y mecánicos; sus cables, gabinetes o cajas, periféricos de todo tipo y cualquier otro elemento físico involucrado.

HPUX: versión de Unix desarrollada y mantenida por Hewlett-Packard.

ICCP: por sus siglas en ingles Inter-Control Center Communications Protocol, constituye el mecanismo para el intercambio de todo tipo de señales: analógicas, comandos, estados, acumuladores, etc, entre dos centros de control en tiempo real.

IEC: Es una organización mundial para la normalización que incluye todos los comités Eléctricos nacionales. El objeto de la IEC es promover la cooperación internacional en todas las cuestiones relacionadas a la normalización en los campos eléctricos y electrónicos.

IEC-60870-5-101: es una norma internacional preparada por TC57, para la monitorización de los sistemas de energía, sistemas de control y sus comunicaciones asociadas.

IEC-61850: es un estándar para el diseño de la automatización de subestaciones eléctricas, Los modelos abstractos de datos definidos en la norma IEC 61850 se pueden asignar a una serie de protocolos los mismos que pueden funcionar sobre diferentes tipos de red como TCP/IP o LAN.

IntelliGrid: estudio realizado por EPRI, que se baso en dos objetivos en primer lugar, la identificación de las funciones del sistema de alimentación. En segundo lugar, el desarrollo de la propia arquitectura. Buscando mejorar los sistemas eléctricos del futuro.

Interoperabilidad: Condición mediante la cual sistemas heterogéneos pueden intercambiar procesos o datos.

Iteración: se refiere a la acción de repetir una serie de pasos un cierto número de veces.

Metalinguaje: es un lenguaje que se usa para hablar acerca de otro lenguaje.

Middleware: es un software que asiste a una aplicación para interactuar o comunicarse con otras aplicaciones, software, redes, hardware y/o sistemas operativos.

Mitigar: Moderar, aplacar o suavizar la dureza de algo.

MultiSpeak: es una especificación estándar que define las interfaces estandarizadas entre las aplicaciones de software de uso general por las empresas eléctricas. En él se definen los detalles de los datos que necesitan ser intercambiados entre las aplicaciones de software a fin de apoyar los diferentes procesos

comúnmente aplicado a los servicios públicos. Este tipo de estándar al igual que IEC-61968 está basado en esquemas XML.

NMS: por sus siglas en inglés Network Management System.

Objeto: Entidad existente en el mundo real que se distingue del resto por sus características, comportamientos, relaciones y semántica, se define como la unidad que en el tiempo de ejecución realiza las tareas de un programa. También a nivel más básico se define como la instancia de una clase.

Paquete: grupo de clases.

Plug-and-play: se define generalmente como un objetivo, en que la integración del sistema es capaz de configurar una conexión, entre un sistema de software simplemente “conectándolo”.

Proceso: Cualquier actividad, o conjunto de actividades, que utiliza recursos para transformar elementos de entrada en resultados puede considerarse como un proceso.

Resarcir: Reparar un daño, mediante el pago de un bien o la realización de una acción.

RTP: son las siglas de Real-time Transport Protocol (Protocolo de Transporte de Tiempo real). Es un protocolo de nivel de sesión utilizado para la transmisión de información en tiempo real, como por ejemplo audio y vídeo en una video-conferencia.

SAT: por sus siglas en inglés Site Acceptance Test (Pruebas de Aceptación en Sitio).

Semántica: se refiere a los aspectos del significado, sentido o interpretación del significado de un determinado elemento, símbolo, palabra, expresión o representación formal.

Sintaxis: Conjunto de reglas formales que para un lenguaje de programación determinan si una secuencia de código fuente es un programa bien formado en este lenguaje

Sistema: Un sistema es un conjunto de partes o elementos organizados y relacionados, que interactúan entre sí, para llegar a un mismo objetivo.

Smart Grid: es una red que integra de manera inteligente las acciones de usuarios que se encuentran conectados a ella (generadores, consumidores o aquellos que son ambas a la vez) con el fin de conseguir un suministro eléctrico eficiente, seguro y sostenible.

SOAP: por sus siglas en inglés Simple Object Access Protocol, es un protocolo estándar que define cómo dos objetos en diferentes procesos pueden comunicarse por medio de intercambio de datos. XML

Software: equipamiento lógico o soporte lógico de una computadora digital; comprende el conjunto de los componentes lógicos necesarios que hacen posible la realización de tareas específicas, en contraposición a los componentes físicos del sistema, llamados hardware.

Solaris: es un sistema operativo de tipo Unix desarrollado desde 1992 inicialmente por Sun Microsystems y actualmente por Oracle.

TTIK: Tiempo total de interrupción por KVA nominal instalado.

Topología de una red de distribución: se refiere o arreglo de la distribución.

Unix: es un sistema operativo portable, multitarea y multiusuario.

Videowalls: arreglo de pantallas para desplegar información.

Workflow: se refiere a los flujos de trabajo.

INDICE ANALITICO

A

ACLLineSegment, 43
ADA (Automatización Avanzada de Distribución), 15
Aislamiento de la falla, 117
Alivio de carga (Por orden), 143
Alivio de carga (Por relé de frecuencia), 142
AM (Registro y Gestión de Activos), 13
AMI, 10, 19
AMR, 10, 19, 60
Análisis de contingencia, 155
Aportes de los modelos UML, 29
Arquitectura de capas para el CIM, 26
Asociación de agregación, 31
Asociación de composición, 31
Asociaciones, 31
Asociaciones simples, 31
AssetModels, 58
Assets, 57
Atributos, 30

B

Bay, 40
Beneficios de implementar el DMS, 167
BPMN, 76
Breaker, 46

C

Cálculo de flujo de potencia, 152
Capa Contextual, 70
Características del CIM, 25
caso de uso, 82
Centro Sur, 183
CIS (Sistema de Información al Cliente), 17
Clase, 30

ClearanceTag, 47
ClearanceTagType, 47
Coloración de la red, 120
Common, 51
ConductingEquipment, 40
Conductor, 42
ConnectivityNode, 41
Contingency, 51
Control VOLT/VAR, 131
ControlArea, 50
Core, 38
CS (soporte al cliente), 14
Customers, 59

D

DCIMLineModel, 54
DCIMLoadModel, 53
DCIMTapChangerModel, 56
DCIMTransformerModel, 55
DCLineSegment, 43
Definición CIM, 24
Definición de un Perfil, 70
Definición DMS, 10
Dependencia, 31
DER (Generación distribuida), 16
Diagrama de análisis, 76
Disconnecter, 45
Domain, 36

E

Empresa Eléctrica Ambato SA (EESA), 183
Empresa Eléctrica Quito SA (EEQ), 184
Equipment, 40
Equivalents, 48
Esquemas RDF, 75
Esquemas XML, 73

F

funciones de negocio del DMS, *10*
Funciones de negocio sugeridas por EPRI, *15*
Funciones de negocio sugeridas por IEC, *12*
Fuse, *45*

G

Generation, *46*
GenerationDynamics, *46*
Gestión de la red de distribución, *84*
GIS (Sistema de Información Geográfica), *18*
GroundDisconnecter, *45*
GTC (Gestión de Trabajo en Campo), *18*

H

Herencia, *30*

I

IdentifiedObject, *39*
IEC, *5*
IEC-61968, *6*
IEC-61968-1, *7*
IEC-61968-11, *8*
IEC-61968-2, *7*
IEC-61970-301, *8*
Información semántica, *28*
Información general UML, *28*
IntelliGrid, *9*
Interoperabilidad, *22*
Introducción, *1*
Inversión en el DMS, *198*
Investigaciones relevantes para el DMS, *5*
IRM, *7*
IVVC centralizado, *126*

J

Jumper, *45*

L

Line, *43*
Lines, *42*
LoadControl, *61*
LoadModel, *46*
Localización de corto-circuito, *111*
Localización de la falla a tierra, *114*
Localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio (FLIR), *98*

M

Maniobra de alimentadores basado en el análisis de contingencia, *145*
MC (Mantenimiento y Construcción), *14*
MDM (Gestión de Datos Medidos), *19*
Meas, *48*
Metering, *59*
Modelado UML CIM, *62*
Modelamiento del proceso de negocio del DMS, *79*
Modo de estudio, *159*
MR (Lectura y control de Medición), *14*
Multiplicidad, *31*

N

NE (Planificación para la Extensión de la Red), *14*
NO (Operación de la Red), *13*
Notación de Modelos de Procesos de Negocio, *77*

O

Objetivo General, *4*
Objetivos, *4*
Objetivos Específicos, *4*
Objeto, *30*
OMS (Sistema de Gestión de Interrupciones), *19*
Ontología, *73*
OP (Planificación de la Operación y Optimización), *13*
Operación de la red, *84*
Operaciones, *30*

OperationalLimits, 40
Optimización VOLT/VAR, 139
Optimización Volt/Var/Watt (VVWO), 126
Outage, 47
OutageSchedule, 47
OWL, 75

P

Paquete, 30
Paquetes del CIM, 34
Paquetes IEC-61968-11, 51
Paquetes IEC-61970-301, 35
PaymentMetering, 61
Perfil CDPSM, 71
Perfil CPSM, 70
Perfiles CIM, 70
Planificación de la operación y optimización (OP),
148
PowerSystemResource, 40
PowerTransformer, 44
Predicción de la carga, 148
Presentación visual, 28
PROCESO DE NEGOCIO DMS, 76
Procesos de negocio de una Empresa Distribuidora,
11
Production, 46
ProtectedSwitch, 46
Protection, 47
ProtectionEquipment, 47

Q

Que es CIM, 24
Que no es CIM, 25

R

RDF, 74
Reconfiguración multinivel de alimentadores (MFR),
145
RegulatingControl, 45
RegulatingShedule, 45

Restauración del servicio, 82, 99, 112, 115, 123

S

SAT (Sistemas de Análisis Técnico), 20
SCADA, 49
SCADA/DMS (Supervisión, Control y Adquisición
de Datos), 20
Sesión de entrenamiento, 163
SGA (Sistema de Gestión de Activos), 21
Sintaxis de mensajes, 72
Situación de las empresas distribuidoras respecto a
sistemas de apoyo, 185
Substation, 40
Switch, 45
SwitchingOperation, 47

T

TapChanger, 44
Terminal, 40
Tipos de notación de diagramas a emplear, 76
TopologicalNode, 41
Topology, 41
Transformers, 43
TransformerWinding, 44

U

UML, 27
UML diagramas de clase, 30
Unidad Eléctrica de Guayaquil (UEG), 184
Uso de los Perfiles, 70

V

VoltageLevel, 40

W

WG13, 34
WG14, 34
WG16, 34
Wires, 41

WiresExt, 53

Work, 58

Workflow, 76, 81

X

XML, 72