

Tesis de Mestría

**PROPUESTA METODOLÓGICA DE
GESTIÓN DE ACTIVOS
(TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN) USANDO TECNOLOGÍA
AMI TWACS**

Presentado por

Gamaliel Sandoval Ávila

Trabajo de Profundización presentado como requisito para el título de Magister en
Ingeniería - Énfasis Eléctrica

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Universidad del Valle

Santiago de Cali

2015

Tesis de Maestría

**PROPUESTA METODOLÓGICA DE
GESTIÓN DE ACTIVOS
(TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN) USANDO TECNOLOGÍA
AMI TWACS**

Presentado por

Gamaliel Sandoval Ávila

Trabajo de Profundización presentado como requisito para el título de Magister en
Ingeniería - Énfasis Eléctrica

Director del proyecto:

Ing. Eduardo F. Caicedo Bravo Ph.D

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Universidad del Valle

Santiago de Cali

2015

NOTA DE ACEPTACIÓN

El presente Trabajo de Grado fue aprobado por el Director del Programa Académico de Maestría en Ingeniería con Énfasis en Ingeniería Eléctrica, el Director del Trabajo de Grado y los Jurados Evaluadores.

Profesor:
Director de Programa Académico

Profesor: EDUARDO CAICEDO BRAVO
Director Trabajo de Grado

JURADO 1

JURADO 2

Santiago de Cali, Abril de 2014

Índice general

1. INTRODUCCIÓN	1
2. GESTIÓN DE ACTIVOS	4
2.1. Introducción	4
2.2. Visión global de la gestión de activos	6
2.2.1. Definición de gestión de activos	7
2.2.2. Gestión de los activos a través de los procesos	8
2.2.3. Estructura del sistema de gestión de activos	10
2.3. Gestión de activos en el sector eléctrico	10
2.4. Gestión del transformador de distribución (TD)	12
2.5. Gestión de transformadores en EMCALI	15
2.6. Gestión de los activos con SMART GRID	16
2.7. Gestión de transformadores con datos en tiempo real	19
2.8. Sistema de medición AMI TWACS	22
2.8.1. Servidor de información TWACS NG.	24
2.8.2. Equipo de Comunicación TWACS en Subestación.	25
2.8.3. Medidores de energía	26
2.8.4. Flujo de la Información en TWACS	28
2.8.5. Comunicación TWACS con el medidor.	28
2.9. AMI TWACS en EMCALI	30
2.10. Conclusiones del capítulo	38

3. Gestión del TD con AMI TWACS	39
3.1. Introducción	39
3.2. Justificación	39
3.3. Desarrollo de la metodología de gestión de activo "TDs" con AMI TWACS . . .	40
3.4. CONCLUSIONES DEL CAPITULO	56
4. VALIDACIÓN PRUEBAS Y RESULTADOS	57
4.1. Introducción	57
4.2. Prueba N° 1, Transformador Residencial TD E18009	57
4.3. Validación metodológica casos adicionales	68
4.4. CONCLUSIONES DE LA VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS	76
5. CONCLUSIONES	77
6. TRABAJOS FUTUROS	79
A. Listado de empresas con tecnología TWACS	82
B. Equipos Para AMI TWACS	84
C. Datos de los TDs	85
D. Protocolo de transformador de 75 kVA	86
E. Protocolo de transformador de 150 kVA	87
F. Protocolo de transformador de 500 kVA	89
G. Transformador E13589	91
H. Envejecimiento del TD E18009	92
I. Envejecimiento del TD E16400	94
J. Envejecimiento del TD E13589	96

Índice de figuras

2.1.1.Prospectiva energética – escenario base	4
2.1.2.Evolución del número de usuarios de energía eléctrica en Colombia	5
2.2.1.Clases de Activos	6
2.2.2.Ciclo de vida del activo	7
2.2.3.Ciclo PHVA	9
2.2.4.Gestión del activo en los procesos	9
2.3.1.Evolución del mantenimiento	11
2.4.1.Gráfico número de TDs por empresa 2010	15
2.6.1.Mapa Sistema AMI/AMR/Smart Grid Instalados	17
2.6.2.La SMART GRID del futuro	17
2.7.1.Estrategias de comunicación Con los transformadores	20
2.7.2.Monitor de transformadores	22
2.8.1.PLC con repetidores en Transformador de Distribución	23
2.8.2.Visión General del Sistema TWACS	24
2.8.3.TWACS NG Master Station	25
2.8.4.Equipos de Comunicación en la Subestación	26
2.8.5.Medidor Electromecánico	27
2.8.6.Medidor Electrónico para macromedición	27
2.8.7.Flujo de la Información en TWACS	28
2.8.8.Desformaciones de la onda Seno	29
2.8.9.Comunicación hacia el medidor (outbound)	29
2.8.10Comunicación desde el medidor (inbound)	30

2.9.1.Visión del Sistema AMI y las Smart Grid	31
2.9.2.Mapa subestaciones con TWACS	32
2.9.3.Plano unifilar de transformador con macromedidor y transformadores de co- rriente	33
2.9.4.Ejemplo de ciclo de carga real	34
3.3.1.Gestión de los TDs con AMI TWACS	41
3.3.2.Área de influencia de EMCALI	42
4.2.1.Transformador N° E18009 RESIDENCIAL	59
4.2.2.Perfil de Corriente del TD E18009	64
4.2.3.Perfil de Tensión del TD E18009	65
4.2.4.Perfil de Carga del TD E18009	65
4.2.5.Informe de TD E18009	67
4.3.1.Perfil de Corriente TD E16400	68
4.3.2.Perfil de Tensión del TD E16400	69
4.3.3.Perfil de Carga del TD E16400	69
4.3.4.Informe del TD E16400	71
4.3.5.Perfil de Corriente del TD 13589	72
4.3.6.Perfil de Tensión del TD E13589	73
4.3.7.Perfil de Carga del TD E13589	73
4.3.8.Informe de TD E13589	75
B.0.1Equipos para AMI TWACS	84
C.0.1Datos de los TDs	85
D.0.1Protocolo de transformador de 75 kVA	86
E.0.1Protocolo de transformador de 150 kVA	88
F.0.1Protocolo de transformador de 500 kVA	90
G.0.1Ttransformador de E13589	91

H.0.1 Envejecimiento del TD E18009	92
H.0.2 Temperatura y Envejecimiento del TD E18009	93
I.0.1. Envejecimiento del TD E16400	94
I.0.2. Temperatura y Carga de TD E16400	95
J.0.1. Envejecimiento de TD E13589	96
J.0.2. Temperatura y Carga de TD E13589	97

Índice de tablas

2.1. Agentes del mercado eléctrico colombiano	5
2.2. Tabla de Costo DDP de Transformadores [\$ Dic 2007]	14
2.3. Tabla de expectativa de vida normal para pico de carga definido por IEC 76	34
2.4. Tabla de carga eficiente para transformadores bifásicos trifilares	35
2.5. Tabla de carga eficiente para transformadores trifásicos tetrafilares	36
3.1. Reporte inicial del servidor NG	43
3.2. Reporte de las macromediciones	44
3.3. Macromediciones únicamente de TDs	44
3.4. TDs con las magnitudes de Voltaje y Corriente	46
3.5. TDs con las magnitudes de kWh y kvarh	47
3.6. TD con datos tensiones por fase cada 2 horas	49
3.7. TD con datos Corriente por fase cada 2 horas	50
3.8. TD con datos de Energía en KWh en segmentos de una hora.	51
3.9. Tabla de límites establecidos para los TDs	52
3.10. Selección de conductores de puesta a tierra para transformadores	53
4.1. TDs a Gestionar	57
4.2. Reporte de las macromediciones circuito Feeder 1	58
4.3. Reporte de las macromediciones con TDs del Feeder 1.	58
4.4. Reporte de los TDs del Feeder 1 con sus respectivos datos	59
4.5. Resultado de la programación del servidor NG TWACS para tensión y corriente. 61	
4.6. Resultado de la programación del servidor NG TWACS para energía en kWh. . .	62

4.7. Límites establecidos para el TD E18009	63
4.8. Desbalance en Corriente por fase	64
4.9. Tensiones Máximas por fase	65
4.10. Desbalance en Corriente por fase	69
4.11. Desbalance en Corriente por fase	72

VOCABULARIO

AMI: Infraestructura de Medición Avanzada

AMR: Lectura de Medición Automática

AT : Alta tensión se encuentra entre los ≤ 57.5 kV y ≤ 220 kV

BT: Baja tensión se encuentra entre los 0.025 kV y < 1 kV

CREG : Comisión de Regulación de Energía y Gas

ICONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas

IEC: Comisión Internacional de Electrotecnia

IEEE: Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

ISO: Organización Internacional de Estandarización

MT: Media tensión se encuentra entre los 1 kV y < 57.5 kV

MACROMEDIDOR: Medidor que se utiliza para registrar grandes flujos y se utiliza con transformadores de medida.

TC: Transformador de Corriente

TD: Transformador de Distribución

TLM: Gestión de Carga en Transformadores

TP: Transformador de Tensión

TWACS: Sistema de comunicación de dos vías

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

La modernización de las redes eléctricas, basadas en redes inteligentes (Smart Grid), ha generado un mercado más competitivo, produciendo cambios en los procesos que se usaban años atrás. De esta forma las empresas hoy mejoran los métodos de operación, mantenimiento y administración de sus activos y dentro de estos activos el Transformador de Distribución, uno de los activos de uso final que requiere especial cuidado, pues un daño en este bien representa desconectar simultáneamente del servicio de energía a nivel residencial, entre 40 y 60 usuarios.

Actualmente las empresas operadoras de la red definen la carga de un Transformador de Distribución utilizando estudios de datos en tablas históricas para obtener dos indicadores:

- El primero es el Factor de Uso, que define la magnitud de carga instalada de un sector o grupo de usuarios (residencial, comercial, industrial)..
- El segundo es el Factor de Demanda Diversificada, que identifica las coincidencias de conexión de los usuarios a la red eléctrica.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en la resolución 097 de 2008 [1] reglamenta en el capítulo 14, la cargabilidad mínima del 40 % de la capacidad nominal de transformador, considerando la demanda de energía anual, que reconoce la valoración del transformador para efecto de los cálculos de la tarifa.

Después de instalar un Transformador de Distribución no se hace una toma de datos del perfil de carga con miras a revisar puntos importantes como la cargabilidad del transformador o desbalances de fase, que son cambiantes por diferentes fenómenos como:

- Otras fuentes de energía (Gas natural)
- Adelantos tecnológicos en electrodomésticos
- Uso racional de los consumidores - Conexiones fraudulentas

- Cambio del perfil del usuario entre otros.

De otro lado, si se usa un transformador sobredimensionado en potencia, las pérdidas eléctricas aumentan y en consecuencia las pérdidas económicas son para el distribuidor; también puede ocurrir que el transformador no tenga sus fases balanceadas y se dañe por un sobrecalentamiento de la fase más cargada sin haber sido muy utilizado.

EMCALI EICE – ESP, Operador del sistema de distribución local de Cali tiene alrededor de 9540 Transformadores de Distribución propios de 13,2 kV - 240/120 V trabajando 24 horas; de este total, 280 transformadores se dañan en un año representando una pérdida económica de \$1.200.000.000 (mil doscientos millones de pesos) aproximadamente.

El sistema de medición avanzada (AMI) con la tecnología de comunicación Bidireccional (TWACS) fue adquirido por EMCALI EICE - ESP en el 2009, después de investigar las tecnologías disponibles, tendencias mundiales, experiencias de otras empresas y proveedores de equipos. La tecnología TWACS es utilizada principalmente en EMCALI EICE – ESP con el fin de hacer control de energía en zonas de difícil gestión, donde se puede incorporar:

- Medida centralizada
- Esquemas prepago
- Postpago - Lectura
- Corte y reconexión remota,
- Balances de energía,
- Vínculo del cliente con el sistema comercial, entre otros.

La tecnología TWACS está extendida por toda la ciudad y áreas de influencia de la empresa, ya que todas las subestaciones de EMCALI se encuentran dotadas de equipos para esta tecnología.

El objetivo general de este trabajo de maestría, plantea usar la tecnología AMI TWACS® para gestionar el Transformador de Distribución, utilizando la información de corriente y tensión por fase, energía activa y reactiva, que pueden suministrar los macromedidores TWACS instalados, generando un conocimiento real de desempeño de este activo y así poder obtener una mejor eficiencia técnico- económica a lo largo de su ciclo de vida.

El presente trabajo está organizado en capítulos mediante los cuales se plantea el problema a resolver, en seguida se genera una metodología para resolver el problema y finalmente, se valida esta metodología con un caso específico. Para todo este trabajo el transformador de distribución se notará como TD.

En el primer capítulo se realiza una descripción de todo lo relacionado con la gestión de activos, desde una forma básica hasta llegar a formas más complejas de hacer gestión a los activos eléctricos, pasando por el ámbito mundial y llegando al local.

De igual forma se hace una reseña del sistema de comunicación AMI TWACS y sus componentes, como se realiza la comunicación, al mismo tiempo de donde se han desarrollado más SMART GRID basados en este sistema de comunicación remota.

El segundo capítulo está dedicado al modelo que se quiere utilizar para realizar la gestión a los TDs basados en la tecnología AMI TWACS. En este modelo encontramos el paso a paso que se debe realizar para poder llegar a gestionar este activo, dentro de esta se encuentra la minería de datos y la sistematización del método de gestión utilizando la tecnología AMI TWACS.

En el tercer capítulo se encuentra la validación del método propuesto, como se obtuvieron los datos y el manejo que se les dio con las ecuaciones para llegar a un informe que revela el comportamiento del transformador durante una semana y la gestión a realizar en el TD.

El cuarto capítulo contiene las conclusiones del trabajo realizado además de futuros trabajos que se pueden seguir adelantando, con el derrotero de forjar nuevos conocimientos.

El trabajo posee una base de información bibliográfica que puede resultar interesante al momento de continuar enriqueciendo la investigación.

Capítulo 2

GESTIÓN DE ACTIVOS

2.1. Introducción

El uso de la energía eléctrica a nivel mundial tiene un crecimiento constante, el desarrollo económico, social, cultural y la normatividad de los países hace que la energía eléctrica llegue a mayor cantidad de personas interconectando zonas de difícil acceso.

En la Figura 2.1.1, se puede apreciar a la energía eléctrica con el mayor crecimiento de 3.48 %, seguido por el gas con un 3.10 % y el diesel con 2.69 % respecto a las demás fuentes de energía.

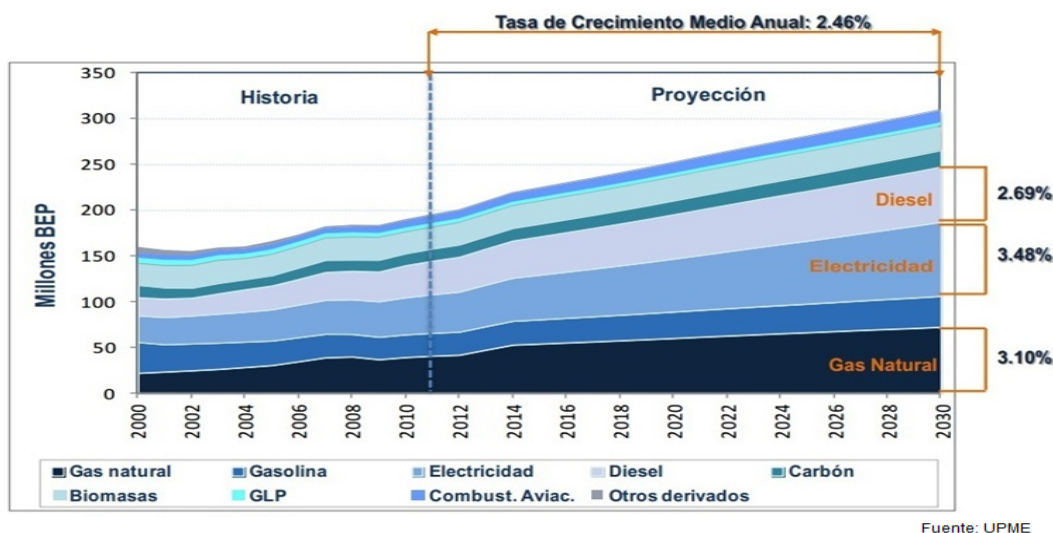


Figura 2.1.1: Prospectiva energética – escenario base

Así mismo la fuerte competencia de las empresas del sector eléctrico por captar un mayor mercado, sugieren un mejor precio y servicio de energía, incrementando los estándares de calidad en las empresas distribuidoras como también la confiabilidad del servicio, desviaciones

de frecuencia, desviaciones y fluctuaciones de tensión, distorsión de onda de tensión y de corriente y la asimetría de tensión en sistemas trifásicos [1].

En Colombia se puede observar el crecimiento de los usuarios del servicio de energía, (ver 2.1.2) en el año 1998 estaban registrados 1'800.000 y al 2012 habían 12'100.000 usuarios, este incremento año tras año genera un crecimiento de infraestructura y activos instalados que deben ser gestionados por las empresas del sector eléctrico y en esa dirección hay una tendencia a nivel mundial por una estandarización en normas de gestión de activos.

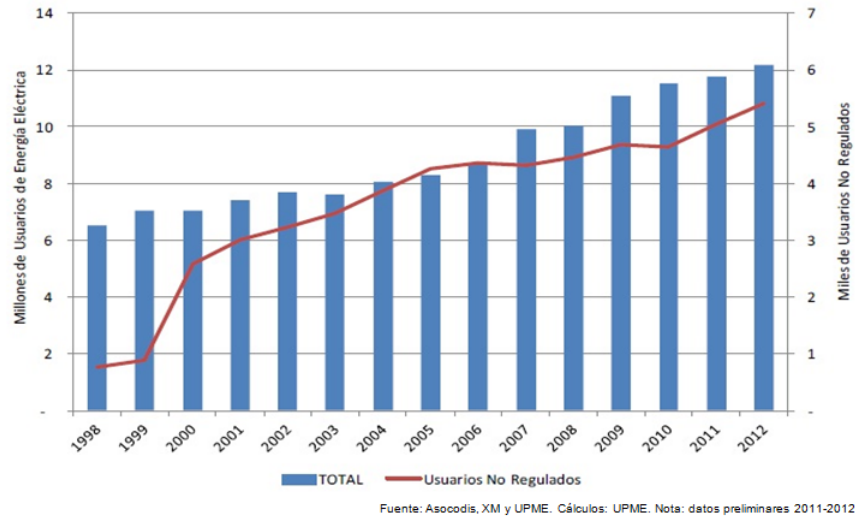


Figura 2.1.2: Evolución del número de usuarios de energía eléctrica en Colombia

La privatización de las empresas del sector eléctrico [2], genera nuevas reglas que producen cambios estructurales en este negocio, pasando de un sistema completo de integración vertical con manejo intensivo de capital, a un negocio segmentado donde hay más cantidad de empresas de menor tamaño, compitiendo en cada uno de los segmentos del mercado de electricidad.

Agentes del mercado		
Actividad	Registrados	Transando
Generadores	53	43
Transmisores	12	9*
Operadores de red	31	29*
Comercializadores	94	67
Fronteras usuarios regulados	8,872	
Fronteras usuarios no regulados	5,672	
Fronteras de alumbrado público	406	

* Corresponde a los agentes a los que se les liquida Cargos por Uso STN, STR y ADD

Fuente: XM.com.co

Cuadro 2.1: Agentes del mercado eléctrico colombiano

En el cuadro 2.1, se puede apreciar que en el mercado colombiano la generación y comercialización, paso de ser un monopolio, a una libre competencia teniendo en 2013, 53 empresas de generación y 94 comercializadores.

La transmisión y distribución siguen siendo monopolios regulados por el estado.

2.2. Visión global de la gestión de activos

Los activos en una empresa pueden ser divididos en cinco categorías así: Activos Humanos: el activo humano es aquel con el cual las empresas desarrollan sus actividades comerciales, operacionales y administrativas. Son los encargados de gestionar los cambios con liderazgo, conocimiento, experiencia, motivación y riesgo dentro de los roles y responsabilidades definidas.

Activos de Información: relacionan todo lo que la empresa considera importante para la estrategia, el análisis de riesgo, políticas y seguridad del negocio como bases de datos de clientes, inventarios, usuarios, claves de usuarios, direcciones de correo, documentos, entre otros.

Activos intangibles: El término de Intangibles es relativamente nuevo y a medida que las sociedades se apropian de conocimiento, se hace más real. Como activos intangibles podemos citar las marcas, el saber hacer, la reputación, la imagen, el impacto social la propiedad intelectual, entre otros. (Figura 2.2.1).



Fuente: <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notes/Plan-Gestion-Activos.pdf>

Figura 2.2.1: Clases de Activos

Activos Financieros: realizan los costos del ciclo de vida, criterios de gestión en inversión de capital, costos operacionales y gestión de créditos.

Activos Físicos: los activos físicos se crean o adquieren, se les explota y mantiene hasta el fin de su vida útil desincorporándolos de los inventarios. En el caso de empresas de distribución eléctrica, los activos más importantes son los transformadores de potencia y distribución, las redes eléctricas, los apoyos y demás componentes de las subestaciones, como interruptores seccionadores, relés.

2.2.1. Definición de gestión de activos

La International Organization for Standardization (ISO) en el año 2014 introdujo una serie de nuevas normas ISO 55000, que da los principios y lineamientos generales a la gestión de activos. Esta serie de normas tuvo como base la British Standards Institution's (BSI PAS 55 – 2008).

Según ISO 55000-2014 La gestión de activos es “Conjunto de actividades y prácticas coordinadas y sistemáticas por medio de las cuales una organización maneja de manera optima y sustentable sus activos y sistemas de activos, su desempeño, riesgo y gastos a lo largo de su ciclo de vida, con el fin de lograr su plan estratégico organizacional ”.

En la Figura 2.2.2 se puede observar como en las empresas con una fuerte tenencia de infraestructura y activos físicos, desde el corporativo "punta de la pirámide" se generan planes estratégicos para que toda la organización incluido el nivel operativo realice las actividades propias que conlleven a lograr los planes del corporativo.



Figura 2.2.2: Ciclo de vida del activo

Como todos los activos no son de la misma clase o se tratan de forma diferente, se realizan unos portafolios de activos. Teniendo definido el portafolio de activos, se practica la gestión

a un sistema de activos con similares características para llegar a la base de la pirámide con el trabajo diario (adquirir, utilizar, explotar, realizar mantenimiento y al final renovar y desincorporar).

Toda la gestión que se hace cotidianamente en los activos, deben estar soportando los planes estratégicos de la gerencia.

2.2.2. Gestión de los activos a través de los procesos

Para que los activos no se mezclen con otros que no aportan al plan estratégico de la empresa y puedan gestionarse a través de los procesos de la organización, se deben llevar a cabo las siguientes gestiones:

Contar con definiciones apropiadas de los activos. Hay que codificar de forma adecuada con nombre que guíe y estandarizar la información de todos los activos. Un ejemplo de estandarización de la información con el TD es el siguiente [6]:

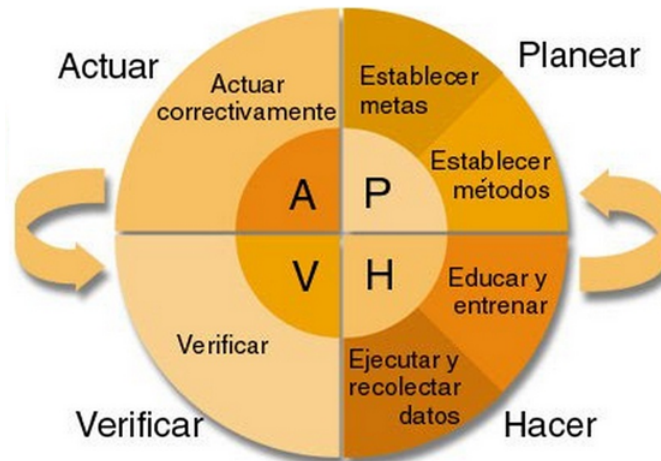
- Fabricante/ Año de fabricación
 - Lote
 - Niveles de Tensión
 - Relación (Primaria/Secundaria)
 - Número de fases
 - Tipo de protección
 - Tipo de Aislamiento (Seco/En aceite dielectrico/Silicona)
 - Valor de compra
 - Depreciación
 - Ubicación del equipo
 - Fechas de mantenimiento
 - Costo de mantenimiento
 - Componentes cambiados o reemplazados
 - Historial de fallas (fecha, tipo, causa)
 - Nivel de eficiencia energética del equipo

Identificar los activos críticos. Evaluar cuales activos son críticos, que puedan generar por daño o falla un impacto social, económico, ambiental. En el negocio de la distribución de energía los activos críticos son:

- Los transformadores

- Las redes
- Equipos de medida
- Sistemas de maniobra y protección.

Disponer de procesos adecuados. Al interior de la empresa los procesos de diseño, proyecto, explotación, mantenimiento y reemplazo de activos, deben gestionar el activo y pasarlo al proceso siguiente; en los procesos debe existir una cultura de la mejora continua mediante un ciclo ver Figura 2.2.3.

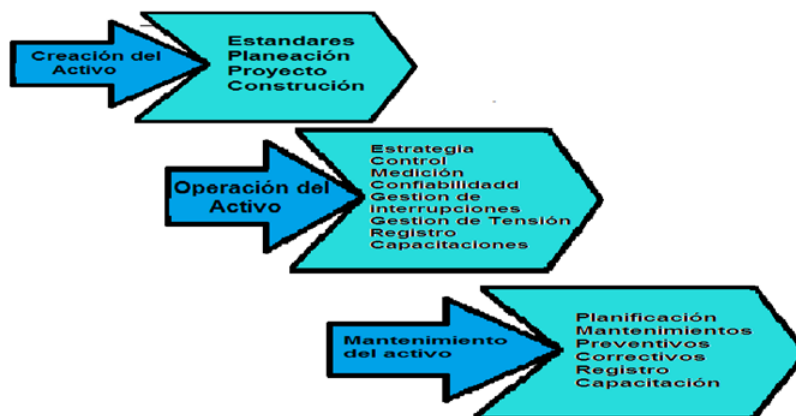


Fuente: <http://ensavosteoriasii.blogspot.com/p/v-behaviorurldefaultvml-o.html>

Figura 2.2.3: Ciclo PHVA

Disponer de sistemas de información, para realizar el seguimiento del activo, que permita registrar información sobre su desempeño, mantenimiento preventivo, correctivo y tomar decisiones acerca de su mantenimiento, ciclo de vida y reemplazo.

La figura 2.2.4 permite apreciar cómo se complementan los diferentes procesos con el activo.



Fuente: <http://www.twpl.com>

Figura 2.2.4: Gestión del activo en los procesos

2.2.3. Estructura del sistema de gestión de activos

Un sistema de gestión de activos debe estar diseñado para apoyar el desarrollo del plan estratégico organizacional y satisfacer las expectativas de las diversas partes interesadas en la organización.

El plan estratégico organizacional es el punto de partida de las políticas, estrategias, objetivos y planes de gestión de activos, destinados a alcanzar la combinación óptima de actividades a lo largo del ciclo de vida de los activos.

Ahora las empresas de energía buscan más eficiencia en sus activos, utilizando la información que entrega una red inteligente, más avanzadas con estándares de interoperatividad y que sean sostenibles en el tiempo.

En Latinoamérica, y en particular en el sector eléctrico, se realizaron de forma aislada pasos en la gestión de activos. En la actualidad para la gestión de activos hay una norma Internacional de la Organización para la estandarización ISO 55000-2014 con el ciclo PHVA (Planear – Hacer - Verificar - Actuar) en los procesos y que cubre todos los elementos de la gestión de activos en las diferentes etapas del ciclo de vida, desde la ingeniería, operación, mantenimiento, hasta la desincorporación - renovación de los activos.

2.3. Gestión de activos en el sector eléctrico

A nivel mundial la gestión de los activos físicos en empresas del sector eléctrico, tiene sus raíces en el mantenimiento que se realizaba de manera reactiva, solo se realizaba cuando se presentaba el daño en la subestación o equipos que están conectados en las redes de distribución eléctrica.

Pero este mantenimiento era desordenado estaba desconectado de la gerencia, desconectado de la estrategia del negocio de energía, de la gestión ambiental, de las necesidades de los clientes.

Con la evolución de nuevos mercados en electricidad y por supuesto los cambios organizacionales, también se dan en la misma dirección los pasos en la forma como se realiza el mantenimiento, conjugando las siguientes variantes. (Figura 2.3.1).

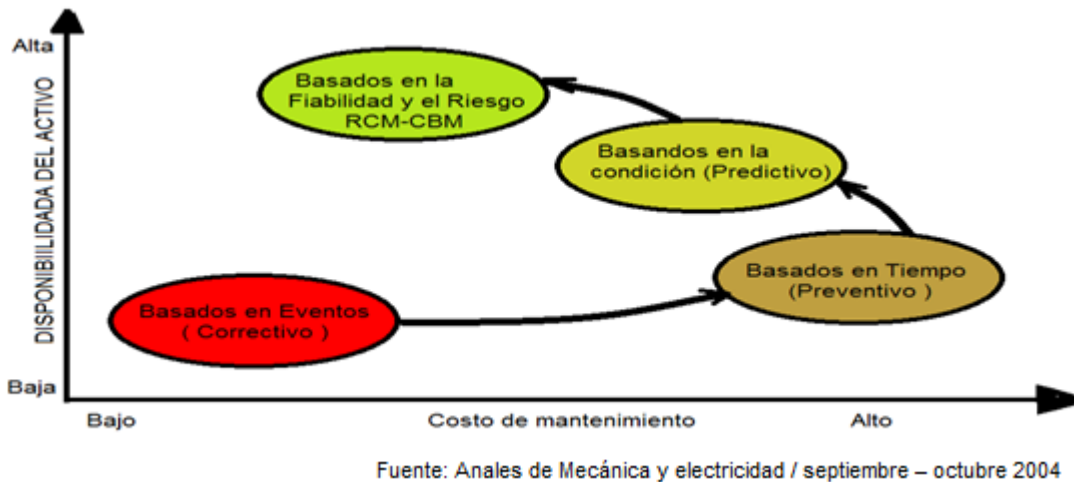


Figura 2.3.1: Evolución del mantenimiento

- **Mantenimiento correctivo** (Basado en el daño) Es el inicio del mantenimiento de máquinas, solo intervenía el equipo cuando fallaba, el mantenimiento siempre es correctivo y las soluciones en su mayoría son temporales y poco permanentes.
- **Mantenimiento preventivo** (Basado en el tiempo) Este mantenimiento se basa en prevenir las fallas de máquinas que están en producción, para esto se realiza un cronograma de mantenimiento donde cada cierto tiempo se revisa la maquina antes de que falle.
- **Mantenimiento predictivo** (Basado en la condición) Se basa en el hecho que una maquina llegando al momento de estropearse, presenta unos síntomas antes de que falle, de esta forma se dispone de herramientas computacionales para llevar todo el historial de la máquina con sus fallas: que causo el daño y como se arregló. De esta forma se pueden tener indicadores del buen funcionamiento de la misma.
- **Mantenimiento Basado en la Fiabilidad** (Basado en el riesgo) Normalmente se tenían fallas muy frecuentes con daños menores, pero se han detectado fallas poco frecuentes y daños muy graves. Por este motivo es importante introducir el riesgo que se produzca un daño grave en equipos claves en la generación, transmisión o distribución y la confiabilidad de los equipos críticos.

De esta forma en el siglo XXI se dan nuevos modelos de gestión de activos interconectados fuertemente con la gerencia.

Con estos nuevos sistemas de gestión se visualiza y permite indicar qué acciones en los activos agregan mayor valor económico a las empresas, mejoran la calidad del servicio y aumentan la confiabilidad del sistema eléctrico, además de agregar valor a todos los segmentos, ya que para los clientes es la forma de obtener energía de calidad por un precio justo [6].

Se ve entonces que dentro de esta gestión de activos se encuentra el mantenimiento que evoluciona con las nuevas necesidades que tiene la empresa de mantener sus equipos en estado

óptimo, eficiente y sostenible.

También son más activas las partes interesadas "Stakeholders" tales como el cliente, accionista, autoridades y la empresa de servicio público de energía tiene que rediseñar sus estrategias para ser más eficiente en el uso de todos sus activos.

Cuando una empresa para lograr sus objetivos estratégicos, maneja gran cantidad de activos físicos como es el caso de las empresas del sector eléctrico, la gestión de estos es de importancia fundamental ya que se debe relacionar la manera de administrar todos los riesgos desde la planeación y adquisición hasta su disposición final con eficiencia. A esto se le debe sumar la toma de decisiones de inversión a corto, mediano y largo plazo capaces de generar el máximo retorno de los activos, reducir las pérdidas y asegurar la confiabilidad y la calidad del servicio dentro de un mercado dinámico y exigente además de la responsabilidad cuando termine su ciclo de vida.

La mejor alineación con la estrategia del negocio hace que a la gestión de activos se suman ventajas competitivas como poder mantener una mejor visión del equilibrio entre el retorno y los riesgos.

2.4. Gestión del transformador de distribución (TD)

En los años 70, realmente muy pocas empresas de energía eléctrica le hacían gestión a los TDs, se limitaban a colocar un transformador sobredimensionado para que nunca pasara a sobrecarga sin importar las pérdidas que ocasionaba, no se volvía a tener más información de este activo hasta que se dañaba o quemaba, además las tecnologías de la computación eran muy recientes [8] y los equipos de medición eran muy costosos.

La gestión de los TDs a nivel mundial gana mayor relevancia porque las empresas necesitan conocer el valor de sus activos, la relación costo beneficio de los activos y el estado en que se encuentran. Año tras año los TDs aumentan en cantidad instalados en las redes y es imperativo reducir los costos operativos, las pérdidas y aumentar la seguridad de operación. Además el TD es el último equipo que entrega directamente la energía eléctrica y un daño en este genera molestias en todos los ámbitos a múltiples usuarios.

La gestión del ciclo de vida del transformador, no solo es el mantenimiento, también se tiene en cuenta la planeación, estandarización, compra, uso y la disposición final del equipo, con una tarea transversal como el manejo del medio ambiente y la contaminación.

El modelo TLM (Transformer load management) Gestión de carga del Transformado, es el más utilizado por las empresas operadoras de la red eléctrica ya que mediante estudios previos de un sector se recoge el perfil de carga y se replica en sectores con condiciones parecidas, siendo este modelo el más económico, presenta dificultades donde los sectores comerciales y residencial se encuentran en el mismo sector, no se tiene en cuenta la planeación, compra, disposición final

del activo y medio ambiente. Sin embargo es una de las primeras aproximaciones para mejorar la gestión que se realiza al transformador.

Hay varios ejemplos a nivel mundial donde se ha realizado gestión del TD, entre estos encontramos a Taipower [4], la empresa de energía de Taiwán tenía instalados más de 450.000 y la gestión del transformador se realizaba en forma aleatoria, se escogían una cantidad de transformadores para realizarles mediciones en el campo y esta tarea se fue volviendo muy tediosa y poco práctica para identificar los transformadores sobrecargados, debido a que sólo un porcentaje muy pequeño de los transformadores se habían seleccionado y había muchas posibilidades de error.

La empresa gestionó la carga del transformador utilizando el sistema TLM, instalando equipos de medida a grupos de clientes Residenciales, Comerciales e Industriales para estimar las curvas de carga típicas de cada sector.

Con los patrones de curva de carga típicos de los diferentes sectores, se realiza un análisis estadístico del consumo de energía a los clientes con similares características, realizando una sumatoria de clientes que se conectan al mismo transformador para determinar si hay una sobrecarga.

En Brasil por fuente de CEPEL 2008 el número de transformadores para el año 2007 era de 1'500.000 transformadores monofásicos y 1'100.000 trifásicos.

La empresa AES Sul Distribuidora Brasileira de Energía S.A. Brasil, realizó estudios de reubicación de los TDs para disminuir las pérdidas y balancear la red [9].

También se han creado estrategias de gestión del transformador por medio de curvas de carga estratificados, pérdida de vida por sobrecarga de los transformadores y análisis con redes neuronales, de forma que se pueda planear donde conectar el transformador.

La empresa CODENSA S.A EMGESA, realizó un estudio de diagnóstico con la PAS-55: 2.008; estas recomendaciones basadas en el riesgo, ayudarán a la óptima gestión de activos físicos, para el logro de los objetivos de negocio y para la prestación eficaz del servicio [7].

También esta empresa, realizó una metodología basada en algoritmos genéticos que permite adelantar el reordenamiento del parque de transformadores existente en el nivel de tensión 1 de los sistemas de distribución de Bogotá D.C.; de igual forma se construyeron curvas representativas de cargas diarias, para determinar donde es más eficiente.

Todos estos trabajos de gestión de carga son ciegos ante la dinámica del sector eléctrico y con un componente alto de probabilidad, estadística y error.

En Colombia La CREG (Comisión de regulación de Energía y Gas) en la resolución 097 de 2008 especifica para los distintos operadores de red, que el valor a reconocer depende de la cargabilidad así: El valor del transformador cuando dicho transformador presente una cargabilidad igual o superior al 40 % de su capacidad nominal (Ver Cuadro 2.2). En caso

contrario, se registrará el valor del transformador con capacidad menor que cumpla con la cargabilidad mínima del 40 % para atender la demanda asociada [1].

De esta forma se estableció una tabla para poder pagar los TDs y cuando están por debajo del 40 % de carga anualizada, se paga por el transformador de una potencia anterior.

No. FASES	CAPACIDAD [kVA]	TIPO	COSTO DDP
MONOFÁSICO	5	ÁEREO	1.185.005
MONOFÁSICO	7,5	ÁEREO	1.350.225
MONOFÁSICO	10	ÁEREO	1.515.440
MONOFÁSICO	15	ÁEREO	1.845.880
MONOFÁSICO	25	ÁEREO	2.506.755
MONOFÁSICO	37,5	ÁEREO	3.332.850
MONOFÁSICO	50	ÁEREO	4.158.945
MONOFÁSICO	75	ÁEREO	5.811.135
TRIFÁSICO	15	ÁEREO	2.808.440
TRIFÁSICO	20	ÁEREO	3.110.230
TRIFÁSICO	30	ÁEREO	3.713.805
TRIFÁSICO	45	ÁEREO	4.619.170
TRIFÁSICO	50	ÁEREO	4.920.960
TRIFÁSICO	75	ÁEREO	6.429.900
TRIFÁSICO	112,5	ÁEREO	8.693.315
TRIFÁSICO	150	ÁEREO	10.956.730
TRIFÁSICO	45	PEDESTAL	7.078.565
TRIFÁSICO	75	PEDESTAL	8.051.515
TRIFÁSICO	112,5	PEDESTAL	9.267.705

Fuente: CREG 097 de 2008

Cuadro 2.2: Tabla de Costo DDP de Transformadores [\$ Dic 2007]

Al realizar el ejemplo con los valores del cuadro 1 se tendrá el siguiente resultado: Si un transformador de 150 kVA con un costo en el año 2007 de \$10'956.730 se mantiene cargado durante todo un año con 30.0 kVA equivalente al 20 % de la potencia nominal del transformador. La CREG le reconocerá el valor de \$6'249.000 correspondiente al transformador de 75 kVA, que cumple con la carga igual o mayor al 40 % que corresponde a 30.0 kVA.

Según un Informe entregado por la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) (ver Figura 2.4.1) para el año 2010 habían instalados en las redes más de 438.000 TDs.

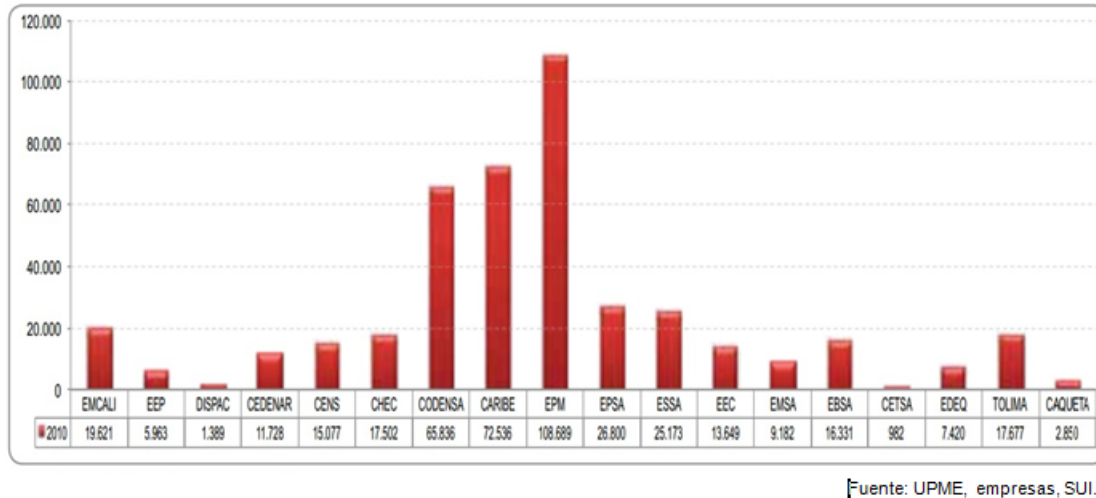


Figura 2.4.1: Gráfico número de TDs por empresa 2010

2.5. Gestión de transformadores en EMCALI

EMCALI tiene en sus redes 9540 TDs propios y se adicionan anualmente más de 130. La forma como actualmente se hace el mantenimiento a estos activos se fundamenta en el historial de los circuitos que hayan tenido mayor nivel de falla. A partir de este dato se seleccionan aleatoriamente 50 TDs semanales por circuito para un total de 200 TDs mensuales a los cuales se les realiza el mantenimiento, medición de carga y equilibrio de las corrientes por fase.

Entre los diversos estudios EMCALI [3] para el año 1991 instaló equipos del fabricante Power Measurement Ltda, modelo PML 3720 en TDs y se realizaron 60 mediciones de variables como tensión, corriente, potencia activa, reactiva, energía y factor de potencia entre otras, que se almacenaban en la memoria interna del equipo durante un periodo de tiempo.

EMCALI como muchas empresas del sector de distribución de energía, realizó gestión de carga del Transformador TLM [3] utilizando la siguiente estrategia:

El sector residencial se debe estratificar. Se debe conocer el número de clientes que están servidos del transformador que se va a analizar. Se escoge por el método aleatorio estratificado un grupo de transformadores a los cuales se les conoce la potencia nominal del Transformador. Almacenar la información en el medidor de una semana de carga.

Al final del proceso cuando se tiene toda la información de demanda máxima (kW), energía consumida (kWh) y la cantidad de clientes servidos por el transformador, los datos se analizan por métodos estadísticos obteniendo un modelo matemático.

Para encontrar el valor promedio de carga en los transformadores se está utilizando una regresión lineal de los datos así:

$$Y = AX + B \quad (2.5.1)$$

$Y = \text{Demanda Estimada}$

$X = \text{Energía Consumida}$

A y B son constantes para la recta

También se ha usado para la estimación de curvas de carga en transformadores eléctricos, sistemas de redes neuronales [10]. Los inconvenientes que se tienen con estos sistemas, además del costo del equipo, es que si se pasa del tiempo que se establece para la recolección de datos, el equipo empieza a sobrescribir en la información que ya se tenía. También es necesario contar con un sistema de comunicaciones que puede ser por telefónico o por dedicado, canal de radio frecuencia, sistema inalámbrico, GPRS, u otro que permita estar descargando la información, por lo anteriormente expuesto mantener estos sistemas trabajando durante 24 horas al día todos los días es costoso.

2.6. Gestión de los activos con SMART GRID

Indiscutiblemente las redes Inteligentes Smart Grid son las llamadas a generar nuevos métodos para la gestión de activos, gestión de la demanda, integración de la generación distribuida, almacenamiento de energía y comunicación activa con el cliente entre otras.

Toda esta visión de funcionalidades que da la Smart Grid dependerá de los planes y objetivos de cada empresa y su entorno socioeconómico, cultura, geográfico, ambiental, además de la regulación que se tenga.

Por ejemplo, en Europa y Norte de América el uso de las Smart Grid tiene la finalidad inicial de mejorar la calidad en el suministro del servicio de Energía y/o controlar la generación distribuida. En América del sur las Smart Grid se usan para controlar el consumo de energía y los fraudes.



Figura 2.6.1: Mapa Sistema AMI/AMR/Smart Grid Instalados

Como vemos en la figura 2.6.1, estas redes se están extendiendo por todo el mundo generando a las empresas con Smart Grid ventajas competitivas ante otros comercializadores y operadores de red.

En la figura 2.6.2. Vemos como la gestión de activos con Smart Grid, plantea la comunicación e interoperatividad con todos los equipos que estén conectados a las redes de energía como lo son los generadores en todas sus formas, hidráulicos, térmica eólica, fotovoltaica, geotérmica entre otras con la transmisión, distribución y los clientes que también pueden ser microgeneradores.

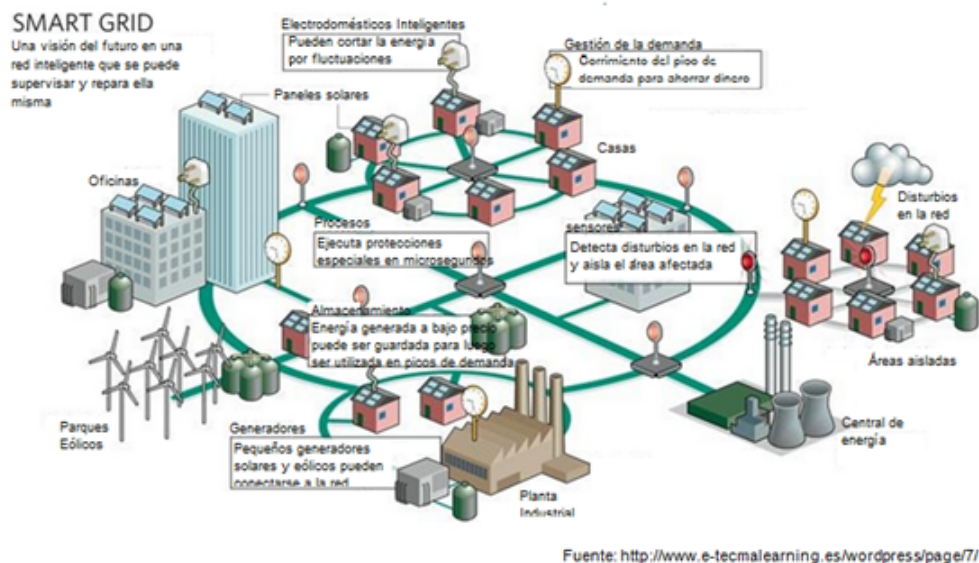


Figura 2.6.2: La SMART GRID del futuro

De esta forma se tendrá una gran cantidad de información que requerirá de tecnología compu-

tacional y personas para en tiempo real gestionar:

- La disponibilidad del servicio con calidad.
- Disminución de pérdidas.
- Conexión y desconexión de micro redes.
- Sostenibilidad de los negocios de energía cuidando el medio ambiente y disminución en los costos de:
 - Administración.
 - Operación.
 - Mantenimiento de los activos.

Haciendo una revisión de cada uno de los nichos de mercado y los que se podrán desarrollar con las Smart Grid se tendrá:

Generación: La generación de energía, será solo la necesaria en cada momento y en gran medida de fuentes renovables como geotérmica, eólica, fotovoltaica, mareomotriz entre otras. También habrá generación distribuida y almacenamiento cerca de los centros de carga para disminuir las pérdidas por transmisión. Los generadores térmicos dejarán de estar prendidos todo el día solo para atender la demanda pico.

Transmisión: En la transmisión se verá como los flujos de energía se mueven rápidamente en forma Bidireccional y se necesitara las tecnologías adecuadas para realizar las protecciones y el control de estos. Las redes de transmisión restauraran el servicio autónomamente. Los fenómenos de sobretensiones serán conocidos con tiempo suficiente para actuar desconectando zonas que se pueden afectar y evitar daños en equipos que están conectados a la red.

Distribución: Las redes de distribución serán más amigables con el medio ambiente, tendrá en su interior la generación distribuida y el almacenamiento. Al optimizar los activos de la red se consigue una disminución de los costos de Administración operación y mantenimiento. La red será más segura y confiable en el suministro de energía.

Comercialización: De vista al cliente con la Smart Grid se le podrá ofrecer servicios de control de cargas al interior de las industrias y residencias. Será más activo el cliente en el uso de la energía, podrá conocer hora a hora cómo está su consumo y los precios que debe pagar, podrá ahorrar y vender energía.

Equipos de Medición Inteligente: Con los medidores inteligentes se permitirá intercambio de información entre los usuarios y las empresas de energía, los usuarios podrán desconectar remotamente sus electrodomésticos o sabrán cual está conectado y el gasto que genera, indicaran el valor de la tarifa de energía y cual fuente de energía seria mas económica utilizar.

Todas estas Smart Grid están soportadas por un sistema de telecomunicaciones y gestión de datos muy sólidos con respaldo de los equipos y enlaces críticos para una disponibilidad cercana al 100 %.

Las operaciones de reparación en terreno no tomaran mucho tiempo puesto que se sabrá con exactitud, donde se tiene el daño, no hay necesidad de recorrer toda la red.

2.7. Gestión de transformadores con datos en tiempo real

Para poder gestionar los transformadores en la Smart Grid es importante tener almacenada la siguiente información:

- Código o numero que lo identifica en toda la red.
- Fabricante del transformador.
- Lote.
- Fecha de conexión a la red.
- Costo del equipo.
- Tipo de Conexión.
- Histórico de fallas.
- Histórico de mantenimientos.
- Pérdida en el núcleo y Pérdida en el cobre.
- Tipo de enfriamiento.
- Relación de transformación.
- Resistencias de devanados.
- Georeferenciación o sitio de conexión Además de los equipos para las mediciones de corriente, tensión, temperatura, potencia, ángulo de fase, frecuencia y armónicos.

Inicialmente por costos y riesgo de operación, fueron los transformadores de Potencia los primeros en ser gestionados en tiempo real puesto que se cuenta con un sistema de comunicaciones para toda la subestación.

En los TDs que están conectados por toda la ciudad y en zonas Rurales el acceso a los canales de comunicación era costoso. Ahora con las nuevas tecnologías en comunicaciones inalámbricas se presenta una variada forma de comunicarse.

En la figura 2.7.1 podemos observar algunas de las tecnologías usadas actualmente como GSM, Radioenlaces, Zigbee, PLC, entre otras con las siguientes características:

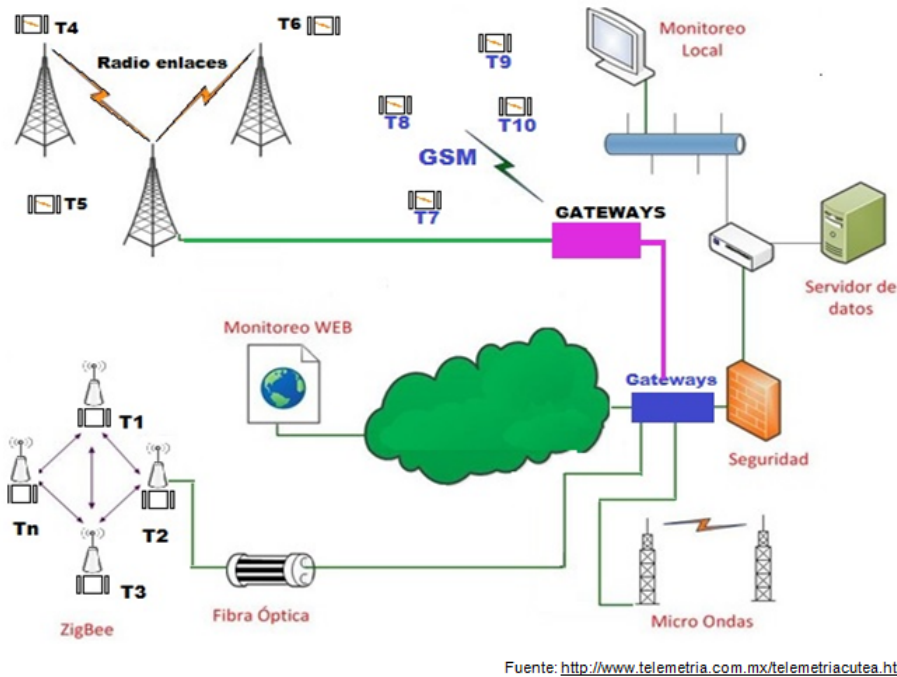


Figura 2.7.1: Estrategias de comunicación Con los trasformadores

GSM (Global System for Mobile): Se ha convertido en el estándar en telecomunicaciones móviles. Su velocidad de transmisión ha evolucionado de 2G a 3G y actualmente a 4G, esto permite manejar gran cantidad de datos para aplicaciones de video conferencias, chats, mensajes entre otros. Las frecuencias más usadas son: 850 Mhz, 900Mhz, 1800 MHz y 1900 MHz

Radio Enlace: Radio enlace es cualquier interconexión y comunicación entre un emisor y un receptor efectuada por ondas electromagnéticas, con determinada característica de calidad y disponibilidad. Normalmente estos enlaces funcionan a frecuencias entre los 800 MHz y 42 GHz. Para los radioenlaces por microondas es necesario que el receptor y el transmisor tengan línea de vista es decir que las antenas tanto del emisor como del receptor se puedan ver, esto requiere que las antenas estén más altas que los obstáculos presentes en la dirección de la comunicación.

ZigBee: Es el nombre de la especificación de un conjunto de protocolos de alto nivel de comunicación inalámbrica para su utilización con radiodifusión digital de bajo consumo [18], En general, los protocolos ZigBee minimizan el tiempo de actividad de la radio para evitar el uso de energía. El objetivo de estas comunicaciones son aplicaciones que necesitan comunicaciones seguras con baja tasa de envío de datos y maximización de la vida útil de sus baterías. Las frecuencias usadas son; 868 MHz en Europa, 915 en Estados Unidos y a nivel mundial 2,4 GHz

Fibra Óptica: Es un medio de transporte para gran cantidad de datos y largas distancias que se envían por una fibra de material de vidrio u otro transparente. La velocidad puede ser

igual a la de ondas de radio y muy superior a los cables de cobre. Este tipo de transporte es inmune a los campos electromagnéticos. Los datos viajan como impulsos de luz generados por una luz led o laser.

PLC (Power Line Communications): En este sistema de comunicaciones son las propias líneas de energía que se utilizan como medio de transporte de los datos, pueden ser a frecuencias mayores a de la red, en cuyo caso se tendría el inconveniente de pasar las señales por los diferentes TDs o puede utilizar la misma frecuencia de la red que daría la ventaja de llegar hasta el usuario final pero con una velocidad de transferencia de datos muy baja.

Como se puede concluir hay variedad en soluciones de comunicación y hay ocasiones [19], en las cuales es necesario combinar estas soluciones de comunicación para lograr el intercambio de datos desde el punto remoto del TD hasta el centro de monitoreo.

Un ejemplo de la implementación de un sistema de comunicaciones en tiempo real fue desarrollado por la empresa china China Zhekou Power Supply Company, Zhekou City, Henan Province, la cual tuvo por mucho tiempo la dificultad para realizar la comunicación remota con el transformador por la cantidad y ubicación de estos.

Al analizar que los daños aumentaban y no se encontraba el problema establecieron la comunicación remota para gestionar en tiempo real todo el parque de transformadores. Para esto se utiliza un sistema de banda ancha [17] compuesto por las siguientes partes: El sistema de adquisición de datos, La red de comunicación y la central de monitoreo.

Módulo de adquisición de datos: Está constituida por los transformadores de medida (TC y TP), la etapa de adquisición de datos, el módulo de procesamiento de la información y un módulo de comunicaciones. Este módulo tiene la particularidad de cuando se sobrepasa un límite de tensión, corriente o potencia, la tarjeta de adquisición de datos envía una señal al centro de monitoreo de alarmas.

Centro de monitoreo: Está compuesto por un servidor de tareas que se encarga de realizar la comunicación con los módulos remotos, recibir, visualizar y almacenar la información de los transformadores; además mediante un software, se maneja la base de datos de los transformadores con su respectiva historia.

Medio de comunicación: se realiza por medio de la fibra óptica donde además de los datos del sistema de adquisición de datos, también se envía el video.

Otro de estos casos de monitoreo en línea se encuentra en Canadá. La empresa Toronto Hydros empresa del sector eléctrico con 60.500 TDs, conectó 5.600 equipos de monitoreo marca Elster para la gestión de TDs donde los datos se obtienen en tiempo casi real y es posible actuar con el personal operativo en poco tiempo ver figura 2.7.2

En la empresa Toronto Hydro se logró gestionar la carga de 12 transformadores sobrecargados excesivamente.

Según Toronto Hydro, un período de interrupción típico de trabajos de sustitución del transformador, esta aproximadamente empleando entre seis (6) y diez (10) horas.



Fuente http://www.elstersolutions.com/assets/downloads/Monitoreo_y_Cargabilidad_de_Transformadores

Figura 2.7.2: Monitor de transformadores

Gracias a su programa de monitoreo de transformadores, en el verano de 2011, en la empresa Toronto Hydro identificó 12 transformadores sobrecargados al límite del daño total y realizando mejoras de conexiones y redistribución de la carga para aliviar la sobrecarga, se logró aumentar la vida útil del transformador y no entrar en desconexión del servicio de energía por aproximadamente 100.000 minutos de interrupción, dando mayor confiabilidad al servicio.

Los equipos de monitoreo de Transformadores en Toronto Hydro, están compuestos por un Medidor de Elster LV AGInode, dos transformadores de corriente de 1000 A basados en la bobina de Rogowski, conectados en cada una de las líneas y una interface de comunicaciones RF, además del software de Gestión Energyaxis System.

Cabe anotar que en las dos empresas anteriormente descritas, los datos para la gestión del transformador, se toma directamente de los medidores. Todos los datos son reales, no hay datos de entrada estadísticos.

2.8. Sistema de medición AMI TWACS

Al sistema de comunicación que utiliza como medio de transporte para comunicación las redes de energía, se denomina PLC de Power Line Communications, ver anexo B.

Esta tecnología se empezó a utilizar en la década de los 50, para el cierre y la apertura de relés; después se desarrolló intensamente entre los años 1990 al 2000 para realizar comunicación banda ancha de internet para los hogares (ver figura 2.8.1).

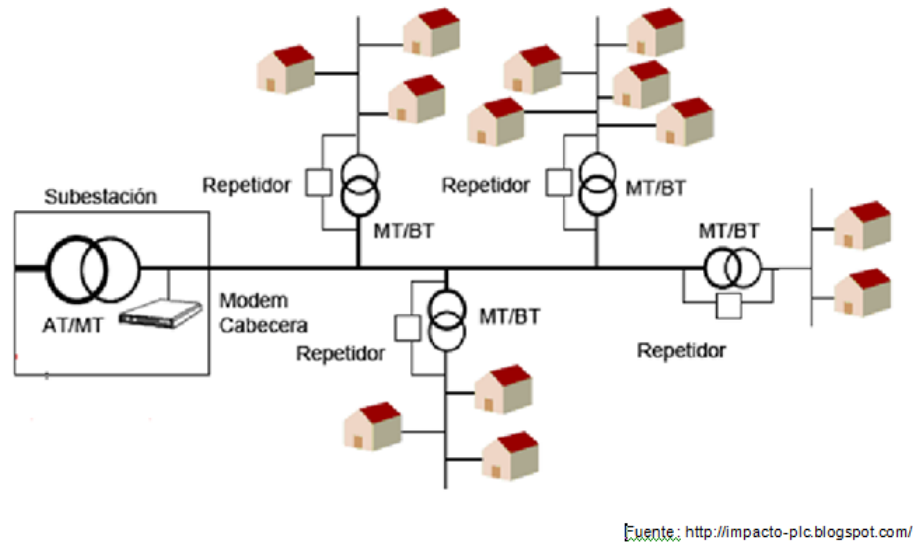


Figura 2.8.1: PLC con repetidores en Transformador de Distribución

El problema que presenta este sistema de comunicación por la red eléctrica, radica en que la señal se atenúa demasiado al paso por los equipos de transformación ya que estos TDs, trabajan a frecuencias de 50 ó 60Hz, no están diseñados para trabajar a altas frecuencias y hay necesidad de colocar un repetidor (ver figura 2.8.1) para que la señal no se pierda.

Con el avance que se ha dado en la tecnología, la empresa ACLARA de Estados Unidos ofrece TWACS®, un sistema de comunicación en dos vías que utiliza las líneas eléctricas existentes para comunicarse PLC y hacer AMI (Infraestructura de Medición Avanzada). Del desarrollo de esta tecnología hay documentos desde 1984 y permite que la señal que se envía desde una Subestación, pueda llegar hasta los usuarios sin necesidad de repetidores o puentes capacitivos.

El sistema de medición avanzada AMI TWACS se compone de: un servidor de información que es el TWACS NG Server, Equipos en Subestaciones para comunicación y Medidores de energía remotos. (Ver Figura 2.8.2).

Para este sistema de comunicación remota, ACLARA patentó el Two-Way Automated Communications System (TWACS®) que provee una comunicación bidireccional sobre las líneas de energía (PLC) para enviar y recibir datos, comunicar, analizar, y manejar información sobre el consumo de los servicios públicos (Electricidad, Gas, Agua) y controlar otros ciertos tipo de dispositivos [15]

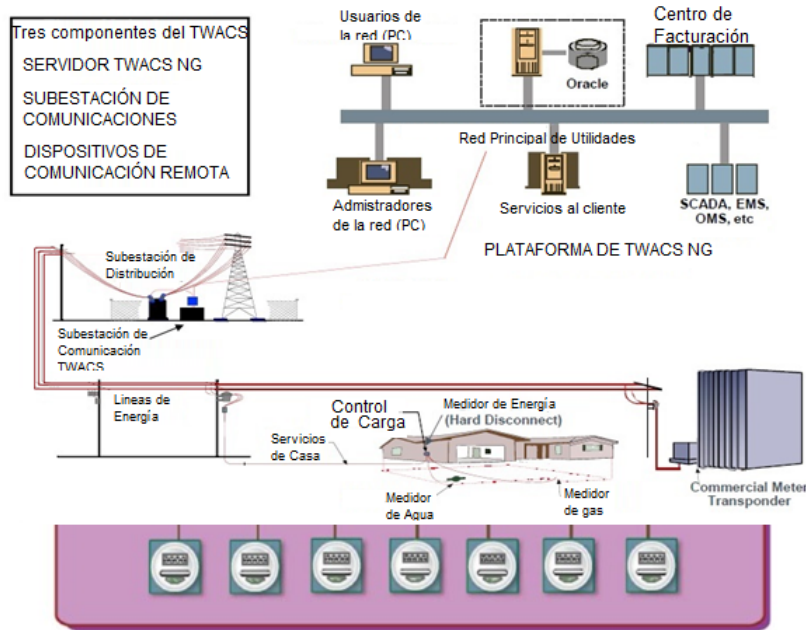


Figura 2.8.2: Visión General del Sistema TWACS

2.8.1. Servidor de información TWACS NG.

Este servidor de información tiene un sistema operativo AIX, Red Hat Linux y maneja una base de datos en ORACLE, esta comunicado vía fibra óptica con las subestaciones de energía (ver figura 2.8.3). Entre las actividades que se pueden programar están:

- Lectura Diaria, Horaria, Intervalos
- Historial de Consumo
- Historial de Averías
- Actualización de Firmware Remoto
- Lectura de Demanda
- Configuración de Perfil de Carga
- Protección de Ingresos (Hurto)
- Control de Carga
- Detección de Averías
- Detección Transferencia de Cargas
- Interrogaciones Autónomas (Ping)

- Lectura de Tensión
- Conexión y Desconexión de Servicio

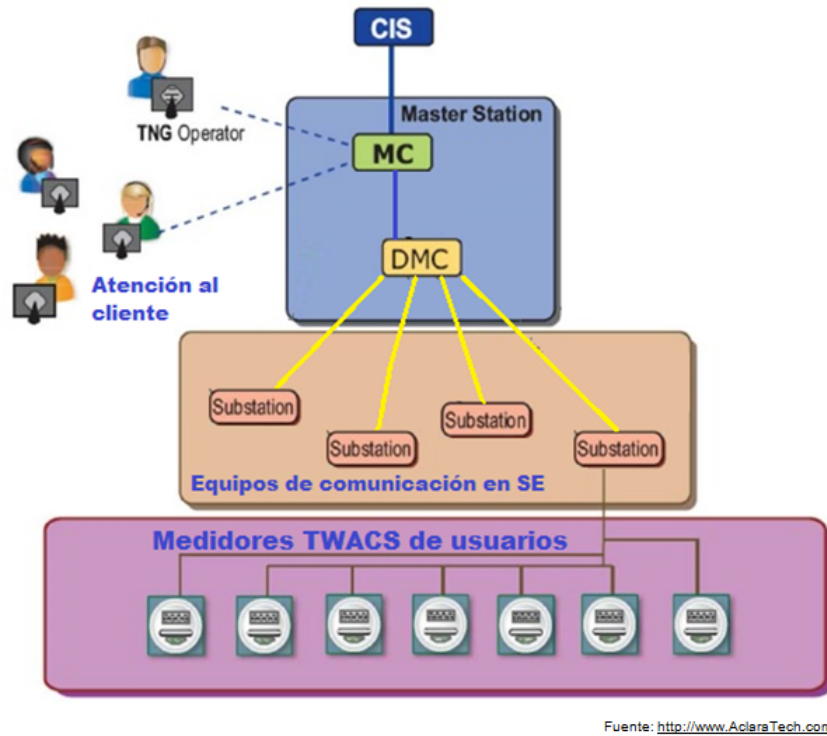


Figura 2.8.3: TWACS NG Master Station

2.8.2. Equipo de Comunicación TWACS en Subestación.

Es la interface Inteligente entre el servidor TWACS y los Transponder remotos. La subestación de comunicación está ubicada cerca de las barras de los transformadores de potencia. (Ver Figura 2.8.4), y está compuesta por:



Figura 2.8.4: Equipos de Comunicación en la Subestación

Outbound Modulation Unit (OMU): Produce el mensaje de salida en código TWACS, este mensaje sale de la subestación y llega al transpondedor remoto. Esta salida hacia la red eléctrica es acoplada por medio de un transformador de distribución llamado MTU.

Modulation Transformer Unit (MTU): Es un TD que se encarga de transformar el mensaje que envía la OMU en nivel de tensión de 480 por baja a un nivel superior de 13200 o 34500 V por alta.

Control Receiving Unit (CRU): Estos componentes reciben la información de los transponders remotos y los envía al servidor TWACS, para esto utiliza unos transformadores de corriente que hacen la función de sensores del mensaje remoto.

2.8.3. Medidores de energía

Para que una Smart Grid responda a todos los actores conectados al sistema eléctrico es imprescindible un medidor con infraestructura avanzada de medición (AMI, Advanced Metering Infrastructure), término que se usa para asociar todos los elementos y tecnologías de medición que permiten tomar información en tiempo real del usuario y poder gestionar las cargas conectadas.

Esto no se logra con los medidores de energía tradicionales electromecánicos (ver figura 2.8.5).



Fuente: <http://www.ario.com.bo>

Figura 2.8.5: Medidor Electromecánico

En este tipo de medidor no se puede almacenar información sobre perfiles de carga o plantilla de tarifas, tampoco se puede realizar conexión o desconexión de la carga, no tiene sistema de comunicación con el cliente y son muy vulnerables a la posición como se conecten. El medidor con tecnología AMI TWACS (ver figura 2.8.6), es un medidor digital que permite tener comunicación con la empresa de energía remotamente, también se pueden controlar la conexión y desconexión de la carga, almacena información sobre los perfiles de carga, desbalance del circuito en entre otras característica.



Fuente: <http://www.nansen.com.br>

Figura 2.8.6: Medidor Electrónico para macromedición

Al interior del medidor se tiene una tarjeta que se encarga tanto de recibir y procesar el mensaje TWACS como de enviar con la potencia necesaria al CRU, la información solicitada por el Servidor NG. Este transponder tiene una única dirección e irrepetible de fábrica, que permite tener comunicación con el servidor.

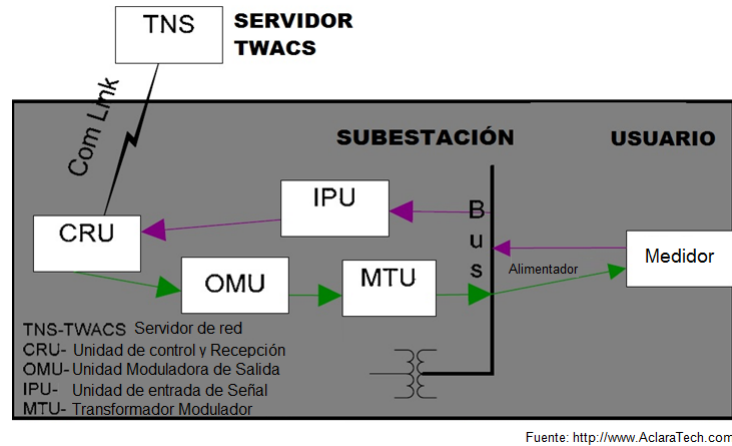


Figura 2.8.7: Flujo de la Información en TWACS

2.8.4. Flujo de la Información en TWACS

En la figura 2.8.7 se observa el flujo que tiene la información para el sistema TWACS.

- Sale la señal del Servidor TWACS , llega a la CRU que reconoce que es un señal de salida
- El CRU envía a la OMU para que genere el código TWACS en el devanado de baja del MTU
- El MTU recibe la información por el devanado de Baja y lo pasan al devanado de alta, llega a la red de alta tensión
- La información hace el recorrido hasta el medidor remoto a través del trasformador de distribución, pasando la información del devanado de alta tensión al de baja en el trasformador de distribución.
- El medidor remoto responde la información y con el transponder le contesta pasando los datos por el devanado de baja hacia el de alta en el TD llegando la respuesta a la alta tensión
- La información es censada por los trasformadores de corriente que entregan la información a la IPU
- La IPU codifica la información TWACS para entregarla a la CRU y de retorno al Servidor TWACS.

2.8.5. Comunicación TWACS con el medidor.

Dependiendo del tipo de configuración que se programe en el servidor, se pueden leer los medidores cada 2, 4, 8, y 24 horas.

Para realizar la comunicación TWACS se utiliza la misma red de energía, deformando la onda de tensión de 60 Hz muy cerca al cruce por cero.

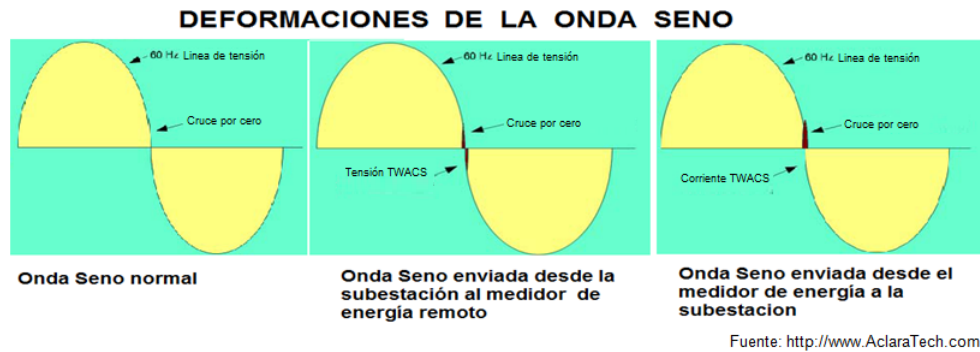
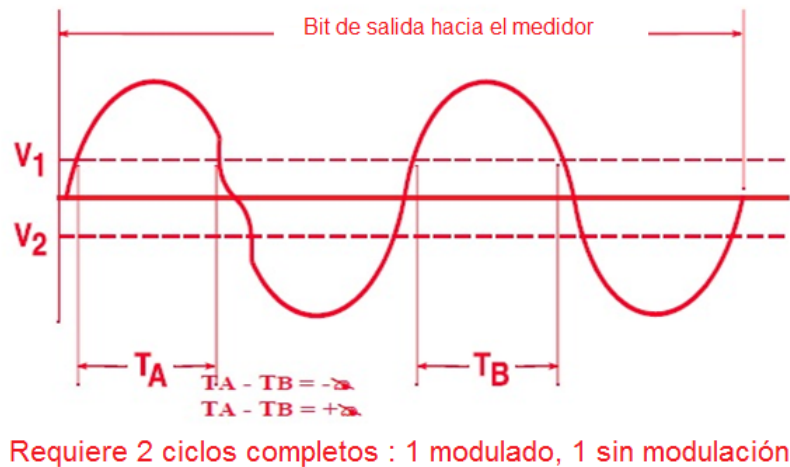


Figura 2.8.8: Desformaciones de la onda Seno

En la figura 2.8.8 se observa como la onda seno de 60 Hz es deformada hacia el medidor remoto y del medidor remoto a la subestación.



Fuente: <http://www.AclaraTech.com>

Figura 2.8.9: Comunicación hacia el medidor (outbound)

Las señales deformadas de comunicación viajan desde la subestación al medidor, esta señal es recibida por el circuito de tensión de los medidores remotos y el medidor remoto envía la señal de respuesta por el circuito de corriente a la subestación.

En la figura 2.8.10 vemos como es la señal del medidor que entrega a la red.

Como se puede observar en lo anteriormente expuesto, la velocidad de comunicación que se maneja por el sistema TWACS no es rápida porque la señal TWACS utiliza la misma frecuencia de la red codificando unos ciclos con la información.

Esto hace que por ahora el TWACS sea utilizado como la base para la arquitectura de medición avanzada (AMI).

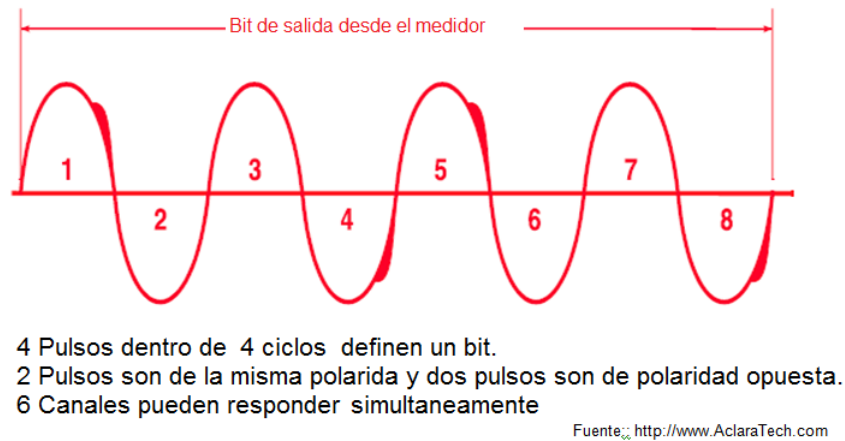


Figura 2.8.10: Comunicación desde el medidor (inbound)

Con la tecnología TWACS se puede citar empresas alrededor del mundo, pero no se sabe si se está haciendo gestión al transformador con esta, entre otras están:

- ATCO – First full Fixed Network system; used for Load Profiling and to meet • ALBERTA'S metering requirements. ATCO reads electric, gas & water meters with TWACS®
- FPL – Largest load control system in North America, at over 2,000 MW, has reduced the need for construction of power plants since inception in 1987
- Idaho Power – First phase of 100 % interval retrieval system.
- PPL – At 1.3 electric million meters, the largest fully interval-capable two-way fixed network system in North America. Deployed in 2-1/2 Yrs
- PREPA – Largest Public Power AMR system in North America at just over 1 Million metering points Well over 150 Electric Cooperatives – Sizes range from 3,000 consumers to nearly 200,000

En el anexo A se encuentran las empresas más representativas que usan el sistema de comunicación TWACS.

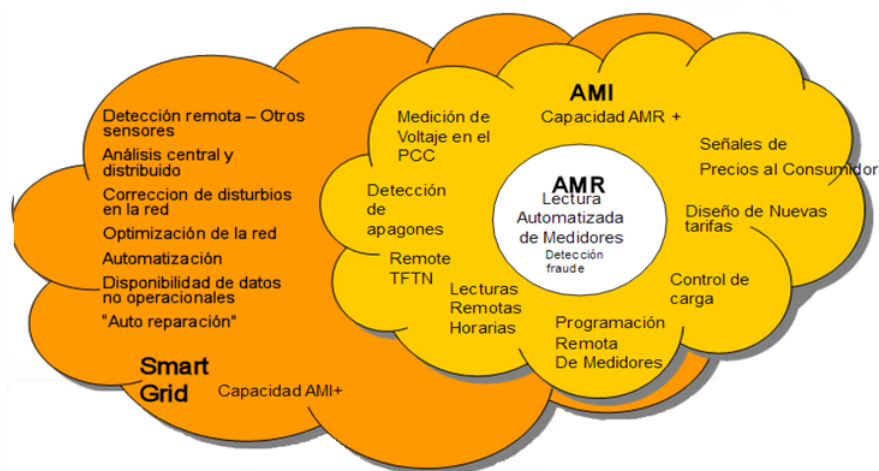
2.9. AMI TWACS en EMCALI

EMCALI, empresa prestadora de servicios públicos de Energía, Acueducto, Alcantarillado y Telecomunicaciones. Inicio en el año 2009 el proyecto de AMI TWACS que permite mejorar

la Gestión Comercial, Gestión de Pérdidas, Técnica y Operativa. Entre los beneficios más representativos son:

- Lectura remota de medidores.
- Suspensión y reconexión remota.
- Venta de Energía PREPAGO.
- Balance Energético por transformador.
- Calidad del Servicio.
- Sistema de Comunicaciones que integra varios proveedores de medidores
- Utiliza las redes como canal de comunicación
- Mínimos costos de operación del sistema
- Disminuye costos operación comercial
- Minimiza costos de mantenimiento de pérdidas
- Interface con sistemas de Información Técnico (Centro de Control, GIS) y comercial (OPEN).

EMCALI hace más de 20 años viene trabajando AMR (Lectura Automatizada para Medidores) en subestación y clientes de grandes consumos (ver figura 2.9.1) solamente se lee el medidor sin tener la posibilidad de manejar la carga, con la llegada de la tecnología TWACS se logra la conexión y desconexión remota de la carga dando el paso de AMR a AMI y a las Smart Grid.



Fuente: EMCALI Proyecto AMI-TWACS EMCALI – UENE.

Figura 2.9.1: Visión del Sistema AMI y las Smart Grid

Bajo ese contexto, ya se puede contar con un sistema de control de cargas tanto para los usuarios del servicio de energía de EMCALI como para el servicio de Alumbrado Público.

Las redes y subestaciones por donde se realiza la comunicación TWACS pertenecen a EMCALI, por lo tanto la comunicación con medidores remotos se tiene asegurada y el costo de comunicación es muy bajo.

Con el sistema AMI TWACS se implementa un nuevo servicio de energía prepago, se realiza conexión y desconexión remota sin necesidad del desplazamiento de una cuadrilla de funcionarios a zonas de difícil gestión, y se puede gestionar los TDs en tiempo casi real, disminuyendo los daños por sobrecarga o desbalance. También se puede gestionar las pérdidas no técnicas por hurto de energía y transformadores que están sobredimensionados.

EMCALI, cuenta en este momento con 15 subestaciones habilitadas para la lectura remota de medidores con tecnología AMI TWACS. (Ver Figura 2.9.2), cubriendo a Cali y sus zonas de influencia como, Puerto Tejada y Yumbo.

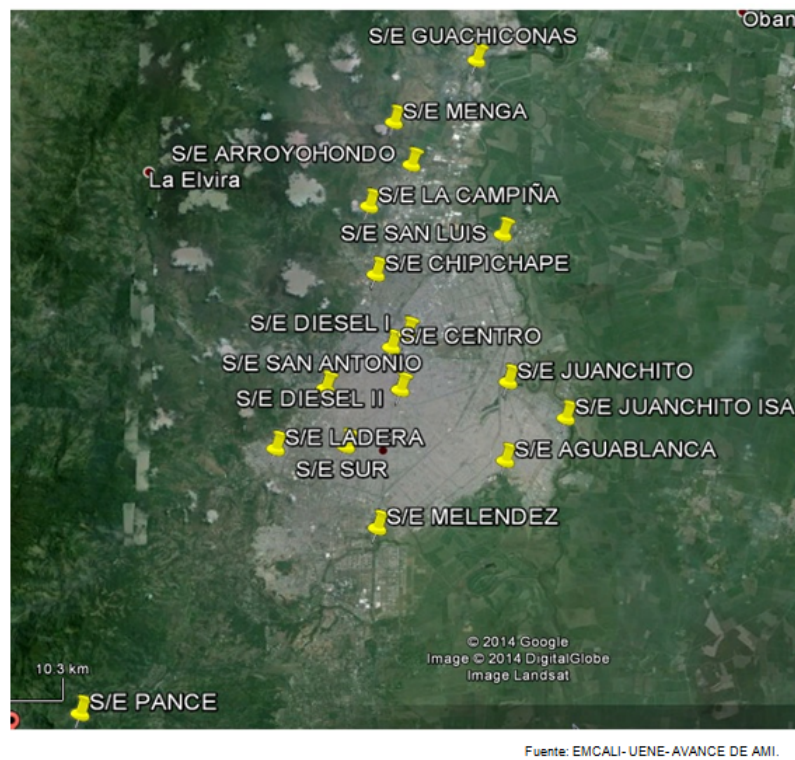


Figura 2.9.2: Mapa subestaciones con TWACS

De esta forma se pueden comunicar todas las macromediciones con tecnología TWACS de las cuales hay aproximadamente 1000 en TDs en sitios estratégicos donde se detectan pérdidas muy altas. Con estas mediciones que se hace por el devanado de baja tensión en el transformador por medio de tres transformadores de corriente (ver Figura 2.9.3), se puede obtener el perfil de carga del transformador durante las 24 horas del día, incluidas las tensiones y

corrientes por fase.

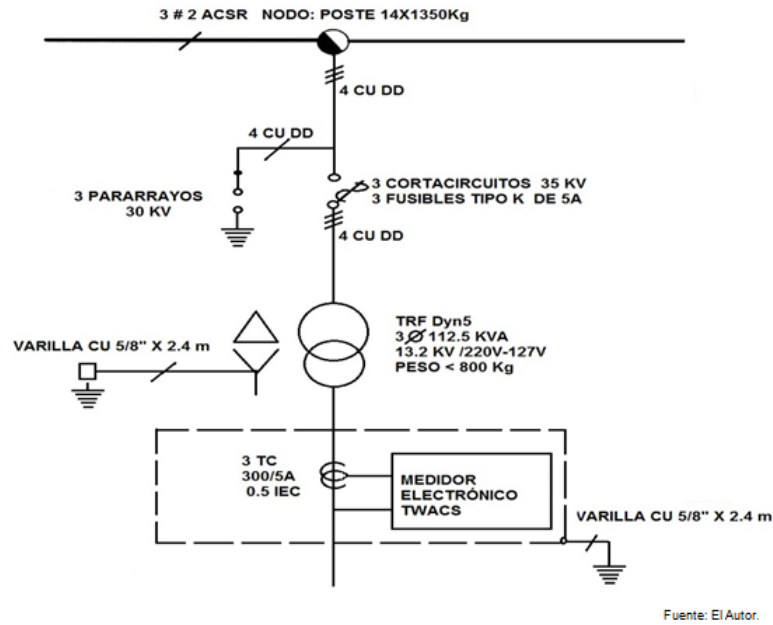


Figura 2.9.3: Plano unifilar de transformador con macromedidor y transformadores de corriente

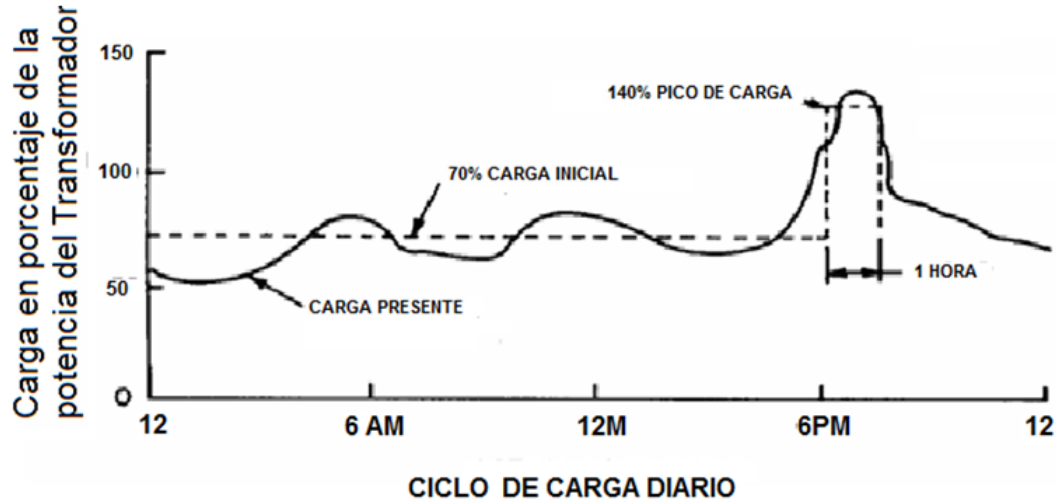
Las Smart Grid proporcionarán tanta información antes desconocida que es importante tener herramientas de software que tengan alta capacidad de gestionar la información básica y de parámetros establecidos para el transformador, con las alertas necesarias para que esta información pueda ser utilizada en cada área de la empresa donde se analiza y detectan fallas tempranamente, mediante el manejo en línea de las variables como: corriente, tensión y potencia promedio; se pueden tomar decisiones para maximizar la vida útil de los TDs.

Para este trabajo se realizará una minería de datos del TD en lapsos de tiempo determinados de dos horas para las magnitudes de tensión y corriente y de una hora para la energía activa y reactiva; que puede traer el Macromedidor TWACS.

Se utilizará la potencia aparente promedio (S) como el valor promedio de la potencia instantánea en un lapso de tiempo de una hora.

$$Potencia\ Aparente\ (S) = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.9.1)$$

Esta información se utilizará para convertir el ciclo de carga real en equivalente de la Guía Técnica Colombiana GTC 50 [11], y los picos de carga con su periodo de tiempo guía IEEE57.91_2011 [12]



Fuente: IEEE C57.91-2011

Figura 2.9.4: Ejemplo de ciclo de carga real

Al calcular la carga equivalente de la figura 2.9.4, correspondiente a un ciclo de carga de 24 horas, con la ecuación (2.9.2) se relaciona la carga real y la carga nominal del transformador para poder establecer la condición de carga.

$$(Carga\ equivalente\ o\ valor\ eficaz) = \sqrt{\frac{(L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + \dots + L_u^2 t_u)}{t_1 + t_2 + \dots + t_u}} \quad (2.9.2)$$

Con el perfil de carga se usa la norma [19] para obtener una estimación del tiempo que puede soportar el transformador una sobrecarga sin perder vida útil prematuramente. En el cuadro 2.3 se estima en minutos la sobrecarga que puede ser desde el 10 % hasta el 50 %, dependiendo de la precarga y la temperatura del aceite.

Previo Loading	Oil Temp (°C)	Duration(min) of Overloading for Specific Levels of Overloading (% of rated power)				
		10% min	20% min	30% min	40% min	50% Min
50	55	180	90	60	30	15
75	68	120	60	30	15	8
90	78	60	30	15	8	4

Fuente: Norma IEC 76

Cuadro 2.3: Tabla de expectativa de vida normal para pico de carga definido por IEC 76

La norma [19] utiliza la temperatura ambiente en promedio de 30 °C para condiciones normales de funcionamiento, cuando la temperatura sube, por cada grado centígrado al TD hay que

disminuirle un 1.5 % de su potencia nominal, si por el contrario la temperatura baja de 30 °C el transformador puede incrementar la carga un 1 % de la nominal.

Los transformadores trifásicos y bifásicos que se conectan en las redes de distribución de EMCALI, deben de tener sólidamente aterrizado el neutro o el TAP central por el lado del secundario según sea el caso. Como estos transformadores alimentaran cargas normalmente monofásicas es preciso saber cuánto desbalance se presenta en corriente para aplicar los correctivos y disminuir las pérdidas.

Con las siguientes ecuaciones se obtiene el desbalance de corriente del TD:

$$\% \text{ de desbalance } (\%D) = \frac{I_R + \bar{I}}{\bar{I}} \times 100 \quad (2.9.3)$$

$$\text{Corriente promedio, } \bar{I} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad (2.9.4)$$

$$I_R = \text{Corriente real } I_a, I_b, I_c \quad (2.9.5)$$

Realmente no se tiene una norma que diga cuanto es el máximo desbalance permitido sin que el TD presente riesgo, el tema sale al ámbito de calidad de potencia. EMCALI, tiene como una norma que el desbalance por fase no debe superar el 10 % de la corriente promedio de las tres fases.

EMCALI tiene en la norma de transformadores las siguientes tablas de valores para la carga eficiente del transformador bifásico trifilar y trifásicos tetrafilares. (Ver cuadro 2.4 y 2.5).

SECTOR	Capacidad KVA	Rango de Carga [kVA]			Porcentaje de Carga [kVA]	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Mínimo	Máximo
Urbano	10	6.50	11.91	1,930	65%	119%
	15	11.91	17.33	2,103	79%	116%
	25	17.33	29.24	2,349	69%	117%
	37.5 *	29.24	44.40	2,883	78%	118%
	50 *	44.40	59.56	3,684	89%	119%
	75 *	59.56	71.47	4,329	79%	95%
	100	71.47	120.00	5,077	71%	120%
Rural	10	6.50	11.91	2,296	65%	119%
	15	11.91	17.33	2,468	79%	116%
	25	17.33	29.24	2,847	69%	117%
	37.5 *	29.24	44.40	3,457	78%	118%
	50 *	44.40	59.56	4,477	89%	119%
	75 *	59.56	89.88	5,069	79%	120%
	100	89.88	120.00	5,990	90%	120%

Fuente: EMCALI

Cuadro 2.4: Tabla de carga eficiente para transformadores bifásicos trifilares

SECTOR	Capacidad KVA	Rango de Carga [kVA]		Porcentaje de Carga [kVA]	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Urbano	15	6.50	17.33	43%	116%
	30	17.33	35.73	58%	119%
	45	35.73	53.06	79%	118%
	75 *	53.06	89.88	71%	120%
	112.5 *	89.88	134.27	80%	119%
	150	134.27	179.75	90%	120%
Rural	15	6.50	17.33	43%	116%
	30	17.33	35.73	58%	119%
	45 *	35.73	53.06	79%	118%
	75 *	53.06	89.88	71%	120%
	112.5 *	89.88	134.27	80%	119%
	150	134.27	179.75	90%	120%

Fuente: EMCALI

Cuadro 2.5: Tabla de carga eficiente para transformadores trifásicos tetrafilares

Las pérdidas técnicas y evaluaciones económicas del transformador hace referencia a los costos desde la compra del equipo ver ecuación (2.9.6), hasta el valor de la energía que se pierde en el transformador para mantenerlo en funcionamiento diariamente durante 24 horas por 20 años [13], para esto se usan la norma técnica NTC 2135 y la norma NTC 819.

Costo final evaluado del Transformador

$$C_{tt} = C_T + K_1 \times P_o + K_2 \times P_c + CER \quad (2.9.6)$$

Dónde:

C_{tt} = Costo final Evaluado del Transformador.

K_1 = Valor de las pérdidas en vacío/KW.

K_2 = Valor de las pérdidas en carga/KW.coth

P_o = Pérdida en vacío declaradas en la propuesta en KW.

P_c = Pérdida de carga declaradas en la propuesta a potencia nominal en KW

CER = Costo de las pérdidas por regulación.

Las pérdidas técnicas [13] que se evalúan en el transformador son las pérdidas en vacío y las pérdidas en el cobre teniendo en cuenta la curva real de carga.

Para aproximar la pérdida de vida del TD, se escoge el envejecimiento o degradación del aislamiento por temperatura que en el transformador es un proceso acumulativo. Para el cálculo de la expectativa de vida se toma 20 años de la norma Colombiana [11], (en las normas Internacionales se usa 180.000 horas equivalente a 20.54 años), con Potencia nominal, temperatura ambiente promedio de 30 °C y temperatura en el punto más caliente del devanado de 110 °C. Bajo estas condiciones la máxima pérdida de vida es 0.0137 % por día.

El cálculo de la tasa de envejecimiento relativo V [14] es:

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta h - 273}\right)} \quad (2.9.7)$$

Donde θh es la temperatura del punto más caliente del devanado en $^{\circ}\text{C}$.

El valor acumulado de pérdida de vida

$$L = \sum_{n=1}^N V_n * t_n \quad (2.9.8)$$

donde V_n es la tasa relativa de envejecimiento durante un intervalo n , de acuerdo con la ecuación (2.9.7);

t_n es el n -ésimo intervalo de tiempo;

n es el número de cada intervalo de tiempo;

N es el número total de intervalos durante el período considerado.

Para el cálculo de la temperatura del punto más caliente se utilizan las ecuaciones diferenciales de la norma [14] con cambios en la carga y en la temperatura ambiente. Después de tener el Transformador trabajando por 20 años se debe tener dentro de la gestión de activos el plan para sacarlo de servicio y desincorporarlos de las bases de datos.

2.10. Conclusiones del capítulo

Las empresas que están en los diferentes negocios de energía han tenido que mejorar todos sus procesos, la competencia por atraer los clientes es muy fuerte y la regulación por mejorar la calidad del servicio presiona por una mejor gestión a los activos eléctricos además que los Stakeholders quieren aumentar las utilidades.

Las empresas de energía eléctrica en los cinco continentes se están moviendo hacia la creación de redes inteligentes Smart Grid, con propósitos diferentes y propios a cada situación o lugar donde se use. Entre los propósitos se encuentran:

- Calidad del servicio
- Conocimiento del cliente
- Nuevas formas de comercialización “energía prepago”
- Disminuir las pérdidas no técnicas.

Los activos deben estar correcta e inequívocamente codificados de forma que se pueda llevar un historial de las intervenciones realizadas y saber los costos de Administración, Operación y Mantenimiento para poder gestionarlo de una forma eficiente.

Los datos que se manejan con la Smart Grid son datos reales no estadísticos, por lo tanto los errores se minimizan y se puede tener verdaderos límites de carga del TD.

Con la adquisición por parte de EMCALI del sistema AMI TWACS para todas las Subestaciones, se realiza la comunicación por redes de energía ya extendidas que llegan hasta el usuario más remoto, con una fiabilidad de comunicación del 98 %.

Capítulo 3

Gestión del TD con AMI TWACS

3.1. Introducción

En este capítulo se entregan las justificaciones para la gestión de los activos y se describen detalladamente los pasos de la propuesta metodológica para la gestión de los TDs con macro-mediciones AMI TWACS.

La información sobre los perfiles de carga como está trabajando el transformador está contenida o se puede obtener por medio de la programación del servidor o en las bases de datos históricas reales de consumos de energía.

Con un manejo adecuado de los datos se logra saber mediante graficas de perfiles de carga, perfil de corriente y tensión, el tipo de carga (Residencial, o Comercial) que sirve el transformador, si está sobrecargado, sobredimensionado o desbalanceado, para finalmente tomar decisiones en el departamento de mantenimiento.

3.2. Justificación

La gestión del TD tiene como uno de sus pilares el mantenimiento preventivo y rutinario que se realiza para que el activo esté en condiciones de suministrar el 100 % de su capacidad, gestionando la carga para maximizar la vida útil con eficiencia y evitar al máximo las interrupciones no planeadas en el fluido eléctrico a los usuarios.

Dentro de las situaciones que se presentan normalmente en las empresas que prestan el servicio público de energía para la gestión del transformador están:

- Los transformadores que se tienen en la red de distribución no son auto- protegidos, no cuentan con ningún tipo de instrumentación que permita saber la condición actual y real de trabajo.

- Con los sistemas de información tradicionales que tiene la empresa, solo se pueden obtener las conexiones de los clientes al transformador, pero no hay datos de la carga real que está soportando el transformador durante las 24 horas del día, que puede estar trabajando eficientemente, sobrecargado, sobredimensionado o desbalanceado.
- Existen TDs que están en sitios muy apartados, en zonas rurales o en zonas de difícil gestión.
- También es posible cometer errores en las lecturas que hace la cuadrilla de mantenimiento porque no están midiendo la carga pico del transformador "no se sabe cuál es el perfil de carga" porque hay transformadores que sirven al sector comercial y residencial al mismo tiempo y los perfiles de carga de estos sectores no son iguales, por lo tanto es importante obtener la mayor cantidad de datos posibles para saber el comportamiento de la demanda real y así realizar el perfil de carga y balance de corriente real del transformador.

EMCALI tiene en sus redes de distribución 9540 transformadores, de los cuales presentan fallas por diversas causas aproximadamente 280 en el año, constituyendo 2.9% de los transformadores y 35 megas de energía que se dejan de facturar y se podrá disminuir al aplicar una adecuada gestión a este activo.

El ingreso de nuevos transformadores a la red por expansión normal del servicio y la dificultad para contratar más cuadrillas de trabajo, conlleva a que la gestión de los transformadores se convierta en una tarea agobiante.

La comunicación TWACS permite cubrir largas distancias (más de 100 Km de la subestación), además se puede conectar y desconectar el servicio de energía remotamente.

Teniendo las macromediciones con tecnología TWACS se puede tener acceso a mucha información sobre el estado de los transformadores, con información diaria suficiente para modelar su cargabilidad basada en datos casi en tiempo real, sin necesidad de tener que hacer desplazamiento.

3.3. Desarrollo de la metodología de gestión de activo "TDs" con AMI TWACS

Para realizar el objetivo “Desarrollar una metodología que permita gestionar los TDs de EMCALI EICE ESP utilizando la información que entregan las macromediciones con tecnología TWACS® instalada en estos transformadores”, se presenta el diagrama de flujo en la figura 3.3.1 con la descripción de los pasos y tareas para lograrlo.

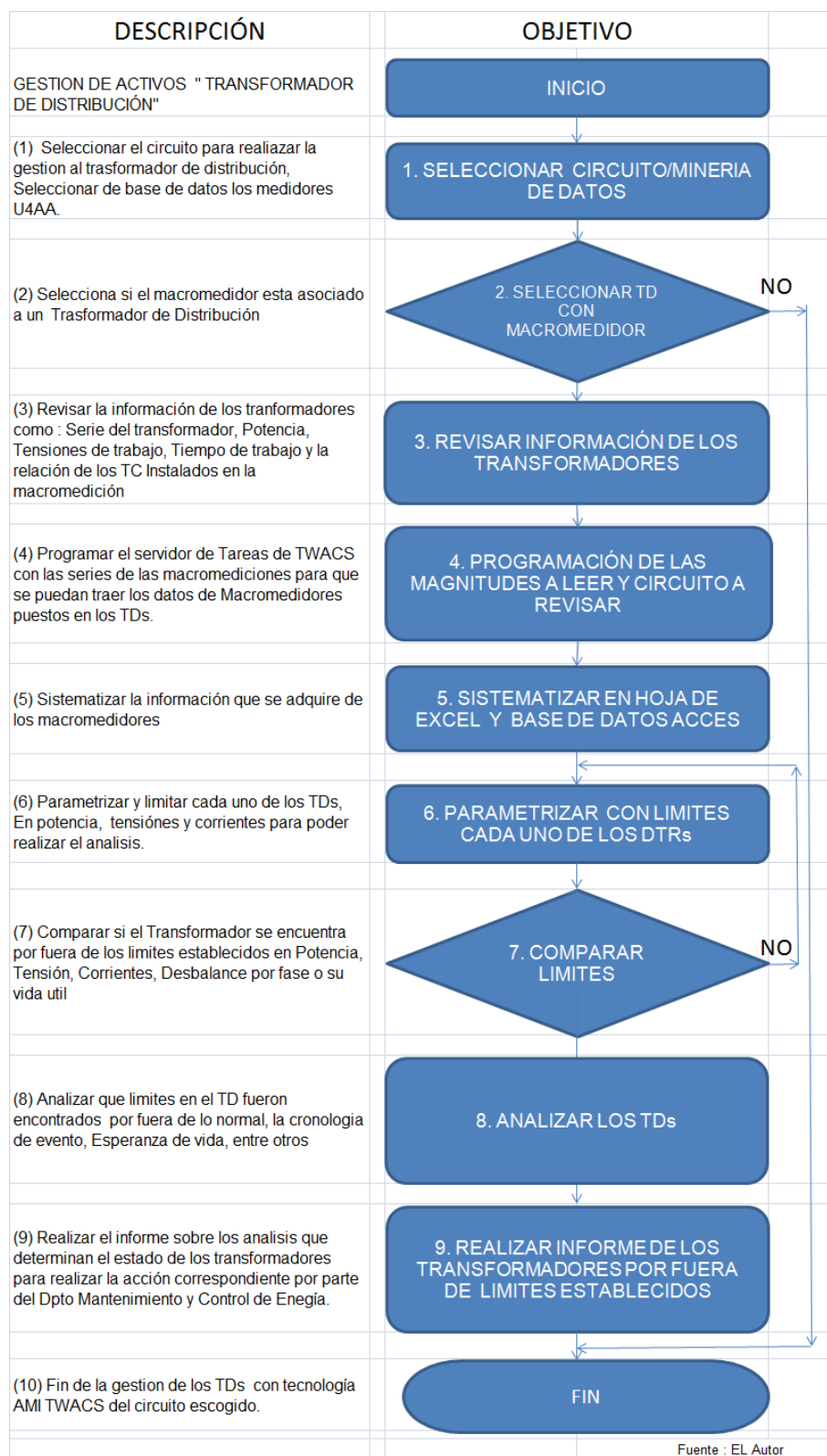


Figura 3.3.1: Gestión de los TDs con AMI TWACS

Paso 1. Selección del Circuito/Minería de datos.

EMCALI cuenta con 137 circuitos radiales a 13.2 KV donde se encuentran instalados aproximadamente 1000 macromediciones de TDs, distribuidos en el municipio de Santiago de Cali y sus áreas de influencia, (Ver Figura 3.3.2) los municipios de Yumbo y Puerto Tejada.



Figura 3.3.2: Área de influencia de EMCALI

Con los datos que tiene el Departamento de Operaciones de EMCALI sobre fallas presentadas en todos los circuitos, se implementa el plan de mantenimiento a los circuitos que se les realizará la gestión de los TDs.

Con el uso del Sistema AMI TWACS hay una gran cantidad de información que ayuda a gestionar los activos de la red en menor tiempo y con mayor eficiencia en el manejo de los recursos económicos, físicos, humanos.

Objetivo.

Buscar todas los macromedidores AMI TWACS sobre un circuito determinado por los Departamentos de Operaciones y Mantenimiento.

Descripción.

Las bases de datos del servidor NG contienen la información sobre medidores de energía AMI TWACS, sus históricos de energía, fallas, conexiones, entre otros.

Estas bases de datos tienen todos los medidores instalados en la ciudad y su zona de influencia. Por esto es necesario solicitarle al Departamento de Control de Energía que maneja el Sistema AMI TWACS, hacer la búsqueda de macromedidores con código U4AA y que corresponda a un solo circuito.

Resultado.

Como resultado se observa en el cuadro 3.1, una base de datos donde se han filtrado en una hoja de Excel, solo los medidores de código U4AA correspondiente a Macromediciones.

METER_NUMBER	TWACS_CO MM_SERIAL NUMBER	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	ADDRESS_LINE1
U4AA_1086938	83089606	SAN ANTONIO	SAN FERNANDO	CL 6 35-21 M
U4AA_1086971	83089845	SAN ANTONIO	SAN FERNANDO	CL 6 34-34 MACRO
U4AA_1087460	83089447	SAN ANTONIO	SAN FERNANDO	CR 27 6 A-00
U4AA_1086878	83089505	SAN ANTONIO	SAN FERNANDO	CR 27 2 A-00
U4AA_1087368	83089710	SAN ANTONIO	SAN FERNANDO	CL 3 OESTE 27-00
U4AA_1087339	83090431	SAN ANTONIO	SAN FERNANDO	CR 23 OESTE 1-00
U4AA_1087367	83089699	SAN ANTONIO	SAN FERNANDO	CR 14 OESTE 2-00

Fuente : El Autor

Cuadro 3.1: Reporte inicial del servidor NG

Paso 2. Selección de Macromedición con TDs.

En la base de datos no están separadas las macromediciones de los clientes de las macromediciones de los TDs, se debe filtrar la información.

Objetivo.

Buscar y realizar un filtro de todas las mediciones AMI TWACS de macromedidores que estén únicamente asociadas a TDs.

Descripción.

Teniendo la serie del macromedidor se confronta la información con el nodo en cual está ubicado para saber si hay un transformador en este sitio. No todas las macromediciones TWACS son para transformadores, también pueden ser una medición testigo o un cliente. En el cuadro 3.2 tenemos lo siguiente:

- En los primeros tres círculos se observa que este medidor cumple con los requisitos.
- En el primer círculo se advierte un medidor U4AA_1087432.
- El segundo círculo pertenece a una macromedición
- En el tercer círculo está el TD asociado a esa macromedición
- Del círculo cuarto al círculo sexto esta un medidor que pertenece a un cliente y no es macromedición para el TD.

	A	D	F	H	I	K
1	APARATO_MEDIDA	MULTIPL	DIRECCION	MUNICIPIO	BARRIO	TRAFO
26	U4AA_1086971	60	CL 6 34-34 MACRO	76001	SAN FERNANDO NUEVO	E7770
27	U4AA_1086938	40	CL 6 35-21 MACRO	76001	EUCARISTICO	E9542
28	U4AA_1087677	60	MACRO	76001	SANTA RITA	EMPRESAS
29	U4AA_1087700	60	CL 6 NORTE AV 4-00	76001	JUANAMBU	E14064
30	U4AA_1087123	60	CL 17 A NORTE AV 9-00	76001	GRANADA	E9461
31	U4AA_1087432	40	MACRO	76001	SAN VICENTE	E14257
32	U4AA_1087471	40	MACRO	76001	RESIDENCIAL	E7588
33	U4AA_1087476	60	BL M APTO ACRO	76001	GRANADA	E12376
34	U4AA_1087349	60	CL 56 9-00 NORTE CASA T 1	76001	FLORA INDUSTRIAL	EMPRESAS
35	U4AA_1086968	40	MACRO	76001	SULTANA - BERLIN	E6485
36	U4AA_1086891	40	MACRO	76001	FATIMA	E7330
37	U4AA_1086958	80	CL 34 2 C-00	76001	PORVENIR	E13373
38	U4AA_1087438	60	CL 41 1-00 NORTE	76001	POPULAR	E11928
39	U4AA_1086892	40	CR 8 NORTE 43-00	76001	LA ISLA	E3502
40	U4AA_1087389	60	CL 68 5-00 NORTE	76001	CALIMA	E8735
41	U4AA_812389	60	CL 28 1-00	76001	SANTANDER	E12269
42	U4AA_1086921	120	CL 40 1 H-00	76001	MANZANARES	E7557
43	U4AA_1086893	40	MACRO	76001	BUENO MADRID	E15946
44	U4AA_1087435	40	CL 58 7-00 NORTE	76001	FLORA INDUSTRIAL	E309
45	U4AA_1086908	80	CR 5 32-00 CASA 01	76001	PORVENIR	E13730
46	U4AA_1086969	60	CL 31 A 3 A-00 NORTE	76001	PORVENIR	E14400
47	U4AA_1087715	40	CR 3 NORTE 40-00	76001	POPULAR	E8186

Fuente: El Autor

Cuadro 3.2: Reporte de las macromediciones

Resultado.

Como resultado se puede observar el cuadro 3.3, con una base de datos donde se combina la serie del medidor AMI TWACS con la marcación del TD correspondiente, la subestación y nombre del circuito al cual está conectado además de la relación de los transformadores de corriente.

METER_NUMBER	TWACS_COMM_SERIAL_NUMB	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	TRANSFORMER_NAME	MULTIPL	ADDRESS_LINE1
U4AA_812389	17717622	AGUABLANCA	EL ESTERO	E16591	40	CR 28 D4 123 A-00
U4AA_812389	17717656	AGUABLANCA	EL ESTERO	E16597	40	CR 28 D 124 C-00
U4AA_812405	17717686	AGUABLANCA	EL ESTERO	E12185	60	CL 124 26M6 05
U4AA_812379	16232661	AGUABLANCA	EL ESTERO	E16595	40	CR 28 D4 123-00
U4AA_812381	17717613	AGUABLANCA	EL ESTERO	E16438	60	CR 28 D4 123D-20
U4AA_812370	17717672	AGUABLANCA	EL ESTERO	E16439	40	CL 124B 28D 51
U4AA_812344	17719023	AGUABLANCA	EL ESTERO	E16045	40	CL 123 28 D1-00

Fuente : El Autor

Cuadro 3.3: Macromediciones únicamente de TDs

Paso 3. Información de los TDs.

La base de datos del servidor TWACS no tiene la información de las características de potencia, tensión, corriente, Eficiencia entre otras, de los TDs que tiene los macromedidores.

Objetivo.

Obtener toda la información sobre los TDs: la Potencia, Corriente, Tensión, relación de los transformadores de corriente, año de puesta en servicio, Valor del activo, pérdidas en vacío, pérdidas en el cobre y eficiencia, entre otras.

Descripción.

Como toda la información de cada uno de los TDs no está en una sola base de datos, hay que realizar una combinación de base de datos de medidores con la de los transformadores. Para esto, se solicita al Laboratorio de Medidas Eléctricas una base de datos con todos los TDs de EMCALI.

Resultado.

Se obtiene una base de datos (Ver Anexo C), con toda la información completa de los TDs y los circuitos en los cuales están conectados. Los datos son:

- Fabricante/ Año de fabricación
- Número de serie del TD - Marcación
- Nivel de Tensión
- Relación de voltaje TAP (2)
- Potencia en kVA
- Corriente del primario
- Corriente del secundario
- Tipo de Arrollamientos
- Número de fases
- Resistencia promedio entre terminales por Alta
- Resistencia promedio entre terminales por Baja
- Ubicación de la instalación (dirección)
- Nodo - Año de construcción
- Pérdidas con carga - Pérdidas en vacío
- Nivel de eficiencia energética del equipo
- Circuito al que está conectado
- Tipo de conexión (Red abierta, Trenzada)
- Valor del Equipo
- Tipo de Enfriamiento
- Volumen de Aceite
- Masa Total
- Falla Frecuente
- Tiempo medio de Instalación en horas

Paso 4. Programación de las Magnitudes a leer del circuito seleccionado.

Una vez se tiene toda la información de los TDs del circuito a revisar, hay que programar el servidor NG TWACS, para realizar la toma de datos de las macromediciones que están asociadas a los TDs.

Objetivo.

Programar el servidor NG TWACS para que en un determinado circuito, tome las magnitudes de tensión, corriente y energía directamente de los macromedidores previamente asociados a TDs.

Descripción.

Inicialmente la tecnología AMI TWACS fue adquirida para disminuir las pérdidas no técnicas, realizar lectura remota de medidores, suspensión y reconexión remota, venta de energía prepago, balances energéticos por transformador entre otros. Por esta razón el medidor no suministra la información de tensiones y corriente en un tiempo menor a 2 horas. Para la magnitud de energía, fallas, conexión y otros eventos si hay memoria y se pueden obtener datos por horas en kWh y kVarh.

Aprovechando la comunicación en tiempo casi real con las macromediciones ubicadas en los TDs se realiza la gestión de este activo.

Resultado.

En el cuadro 3.4, están registradas las tensiones y corrientes de las macromediones por fase cada 2 horas;

METER_NUMBER	TWACS_COMM _SERIAL_NUMB ER	SUBSTATION NAME	FEEDER_NAME	BUSINESS_ VALUE	UNIT_OF_ MEASURE	CAPTURE_DT
U4AA_812286	17719587	Melendez	NAPOLES	122.7	Volts	01/04/12 01:01:30
U4AA_812286	17719587	Melendez	NAPOLES	122.3	Volts	01/04/12 01:01:30
U4AA_812286	17719588	Melendez	NAPOLES	120.3	Volts	01/04/12 01:01:30
U4AA_812286	17719589	Melendez	NAPOLES	60.01		01/04/12 01:01:30
U4AA_812286	17719590	Melendez	NAPOLES	0.64	Amps	01/04/12 01:52:25
U4AA_812286	17719591	Melendez	NAPOLES	0.86	Amps	01/04/12 01:52:25
U4AA_812286	17719592	Melendez	NAPOLES	0.96	Amps	01/04/12 01:52:25
U4AA_812286	17719593	Melendez	NAPOLES	0		01/04/12 01:52:25
U4AA_812286	17719594	Melendez	NAPOLES			01/04/12 01:52:25
U4AA_812286	17719595	Melendez	NAPOLES	55		01/04/12 01:52:25
U4AA_812286	17719596	Melendez	NAPOLES	118.6	Volts	28/03/12 01:10:42
U4AA_812286	17719597	Melendez	NAPOLES	118.4	Volts	28/03/12 01:10:42
U4AA_812286	17719598	Melendez	NAPOLES	116.8	Volts	28/03/12 01:10:42
U4AA_812286	17719599	Melendez	NAPOLES	60.01		28/03/12 01:10:42
U4AA_812286	17719600	Melendez	NAPOLES	0.62	Amps	28/03/12 01:27:06
U4AA_812286	17719601	Melendez	NAPOLES	0.78	Amps	28/03/12 01:27:06
U4AA_812286	17719602	Melendez	NAPOLES	0.48	Amps	28/03/12 01:27:06

Fuente : El Autor

Cuadro 3.4: TDs con las magnitudes de Voltaje y Corriente

En esta tabla que entrega el servidor NG se observa:

- - METER_NUMBER : Corresponde a la serie del medidor.

- - TWACS_COMM. Que corresponde a un único número del equipo de comunicación del macromedidor.
- - SUBSTATION_NAME. Es el nombre la subestación desde donde se realiza la comunicación con el MTU del TWACS.
- - FEEDER_NAME. Corresponde al nombre del circuito donde está ubicada la macro-medición.
- - BUSINESS_VALUE. Corresponde al dato llevado a una notación comercial
- - UNIT_OF_MEANS. Es la magnitud de la medida de tensión (V) o corriente (A).
- - CAPTURE_DT. Fecha en la que se genero el dato desde la macromedición.

En el cuadro 3.5 se trae la información de kWh y kvarh de los medidores con datos cada hora.

INTERVAL_ START_TIM E	HORA	EVENT_ID	ACCOUNT_ T_NUMB ER	METER_ NUMBER	TWACS_COMM_ SERIAL_NUMBER	BUSINESS_ VALUE	UNIT_OF_ _MEASU RE	FECHA
01:00:00	1	5234870	1901741	584757	17719874	0.288	kVARh	05-feb-14
01:00:00	1	4735789	1901741	584757	17719874	0.424	kWh	05-feb-14
02:00:00	2	5234870	1901741	584757	17719874	0.28	kVARh	05-feb-14
02:00:00	2	4735789	1901741	584757	17719874	0.384	kWh	05-feb-14
03:00:00	3	4735789	1901741	584757	17719874	0.36	kWh	05-feb-14
03:00:00	3	5234870	1901741	584757	17719874	0.272	kVARh	05-feb-14
04:00:00	4	4735789	1901741	584757	17719874	0.36	kWh	05-feb-14
04:00:00	4	5234870	1901741	584757	17719874	0.28	kVARh	05-feb-14
05:00:00	5	4735789	1901741	584757	17719874	0.368	kWh	05-feb-14
05:00:00	5	5234870	1901741	584757	17719874	0.264	kVARh	05-feb-14
06:00:00	6	4735789	1901741	584757	17719874	0.44	kWh	05-feb-14
06:00:00	6	5234870	1901741	584757	17719874	0.264	kVARh	05-feb-14
07:00:00	7	4735789	1901741	584757	17719874	0.448	kWh	05-feb-14
07:00:00	7	5234870	1901741	584757	17719874	0.288	kVARh	05-feb-14

Fuente : El Autor

Cuadro 3.5: TDs con las magnitudes de kWh y kvarh

Paso 5. Sistematizar la Información en hojas de Excel y bases de datos Access.

Como ya se ha mencionado antes el Sistema TWACS no se compró con fines de gestionar los TDs por eso el sistema no puede brindar toda la información necesaria para la gestión y hay que realizar operaciones matemáticas y consultas en diversas bases de datos.

Objetivo.

Migrar la información necesaria y suficiente de las bases de datos del servidor NG TWACS a hojas de Excel y Bases de Access.

Descripción.

La información que se obtiene del servidor NG TWACS es abundante pero no suficiente para gestionar los TDs. Combinando las bases de datos del servidor NG TWACS con las del Laboratorio de Medidas Eléctricas por medio de las hojas de cálculo de Excel y la base de datos de Acces se logra la flexibilidad en el manejo de los datos y gráficos de perfiles de carga, perfil de tensión y corriente por fase que se necesitan.

Resultado.

Como resultado del manejo de la información se obtiene el cuadro 3.6, con las tensiones por fase cada 2 horas, el cuadro 3.7 con las corrientes por fase cada 2 horas y el cuadro 3.8 con datos de Potencia Aparente (S) kVA en promedio cada hora, desde la 1 hasta las 24 horas.

	D	E	F	H	K	L	M	N	O
	METER_N°	TWACS_C	SUBSTAT	FEEDER	CAPTURE_DT	R	S	T	UNIT_OF
1	METER_N°	TWACS_C	SUBSTAT	FEEDER	CAPTURE_DT	R	S	T	UNIT_OF
8	812351	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 01:31	121.1	123.9	122.7	Volts
9	812351	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 03:22	121.3	123.9	123.5	Volts
10	812351	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 05:23	120.9	123.1	121.9	Volts
11	812351	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 07:24	118.6	121.5	119.8	Volts
12	812351	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 09:36	117.8	120.5	118.6	Volts
13	812351	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 11:10	118	119.6	117.6	Volts
14	812351	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 14:14	117.8	119.8	117.8	Volts
15	812351	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 15:19	118	120.9	118	Volts
16	812351	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 20:07	122.7	125.6	123.9	Volts
17	812351	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 21:38	120.1	122.7	121.3	Volts
18	812351	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 00:00	123.5	126.2	124.9	Volts
19	812351	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 01:37	122.3	124.7	123.3	Volts
20	812351	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 03:38	122.1	124.5	123.5	Volts
21	812351	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 05:23	121.7	124.5	123.3	Volts
22	812351	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 07:24	120.7	123.5	122.3	Volts
23	812351	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 09:44	119.2	121.7	119.6	Volts
24	812351	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 11:39	119.2	121.7	119.8	Volts
25	812351	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 13:08	118.6	121.3	119.4	Volts
26	812351	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 15:40	120.3	122.7	120.7	Volts
27	812351	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 17:37	121.1	123.3	121.5	Volts

Fuente: El Autor

Cuadro 3.6: TD con datos tensiones por fase cada 2 horas

	E	F	H	L	M	N	O	P
	TWACS_C	SUBSTAT	FEEDER	CAPTURE_DT	R	S	T	SEGMENT
1	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 01:20	204	201	219	RMS Curren
9	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 03:40	210	204	210	RMS Curren
10	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 05:13	195	204	216	RMS Curren
11	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 07:15	267	252	369	RMS Curren
12	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 09:28	834	924	1128	RMS Curren
13	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 11:00	1107	1203	1443	RMS Curren
14	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 13:00	1032	1140	1332	RMS Curren
15	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 15:38	1164	1137	1449	RMS Curren
16	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 19:56	276	300	300	RMS Curren
17	17717665	Centro	CAM	17/01/2014 21:24	186	171	195	RMS Curren
18	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 00:19	192	195	234	RMS Curren
19	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 01:25	192	186	201	RMS Curren
20	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 03:22	138	171	186	RMS Curren
21	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 05:15	153	171	171	RMS Curren
22	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 07:13	228	240	282	RMS Curren
23	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 09:36	960	1044	1233	RMS Curren
24	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 11:29	1050	1152	1314	RMS Curren
25	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 13:00	1056	1089	1329	RMS Curren
26	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 15:23	969	1056	1251	RMS Curren
27	17717665	Centro	CAM	18/01/2014 17:22	834	924	1122	RMS Curren
28	17717665	Centro	CAM	17/19587A	17719033A	17719032A	17710990V	1771665V

Fuente: El Autor

Cuadro 3.7: TD con datos Corriente por fase cada 2 horas

POTENCIA EN KVA PROMEDIO HORA POR DÍA																		
TWACS_CO MM	1	2	3	4	...	...	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	READ_DATE	TIME
17717665	43.2	40.8	40.8	40.8			38.4	40.8	38.4	38.4	43.2	40.8	40.8	38.4	36	40.8	01/01/2014	
17717665	36	38.4	36	36			352.8	355.2	326.4	288	182.4	103.2	69.6	69.6	67.2	40.8	02/01/2014	
17717665	64.8	64.8	64.8	67.2			403.2	396	376.8	348	216	112.8	79.2	74.4	74.4	64.8	03/01/2014	
17717665	69.6	69.6	72	67.2			295.2	273.6	252	213.6	153.6	93.6	69.6	64.8	67.2	69.6	04/01/2014	
17717665	62.4	64.8	64.8	64.8			67.2	62.4	62.4	62.4	64.8	67.2	64.8	62.4	64.8	67.2	05/01/2014	
17717665	62.4	62.4	60	62.4			62.4	62.4	60	62.4	64.8	64.8	62.4	60	62.4	62.4	06/01/2014	
17717665	57.6	60	57.6	55.2			398.4	403.2	393.6	345.6	256.8	124.8	72	69.6	67.2	60	07/01/2014	
17717665	64.8	64.8	64.8	67.2			408	405.6	403.2	388.8	290.4	141.6	76.8	64.8	69.6	69.6	08/01/2014	
17717665	64.8	64.8	64.8	64.8			391.2	410.4	410.4	381.6	288	136.8	76.8	67.2	67.2	64.8	09/01/2014	
17717665	64.8	64.8	62.4	64.8			408	400.8	391.2	384	300	134.4	76.8	69.6	72	64.8	10/01/2014	
17717665	67.2	67.2	67.2	67.2			364.8	362.4	350.4	321.6	240	134.4	76.8	72	67.2	69.6	11/01/2014	
17717665	62.4	64.8	64.8	64.8			74.4	64.8	64.8	67.2	64.8	67.2	64.8	64.8	67.2	64.8	12/01/2014	
17717665	62.4	64.8	64.8	60			432	439.2	441.6	420	314.4	129.6	76.8	74.4	72	64.8	13/01/2014	
17717665	67.2	69.6	67.2	64.8			456	468	444	432	319.2	136.8	79.2	72	76.8	72	14/01/2014	
17717665	69.6	67.2	69.6	64.8			465.6	472.8	448.8	434.4	331.2	148.8	91.2	79.2	81.6	72	15/01/2014	

Fuente: El Autor

Cuadro 3.8: TD con datos de Energía en KWh en segmentos de una hora.

Paso 6. Parametrización de los TDs en los límites de Trabajo.

Uno de los valores más importantes de Smart Grid es, poder determinar cuando el activo está trabajando por fuera de los límites normales de funcionamiento y poder emitir una alarma para el seguimiento.

Para saber si hay sobrecarga o Subutilización del TD se emplean límites de acuerdo a la potencia nominal del TD, con la norma IEC 76 y las tablas 2.4 y 2.5 del presente trabajo. Si se presenta un desbalance, se utiliza como límite la norma que sigue EMCALI del máximo 10 % del promedio.

Objetivo.

Establecer los límites de trabajo a cada uno de los transformadores del circuito

Descripción.

Cada uno de los transformadores presenta un perfil de carga y desbalance propio del sector donde se encuentre instalado. Para el límite de carga, tensión y corriente, se usaran las condiciones nominales de placa en potencia, tensión y corriente por fase. En el caso de la potencia se tienen tres límites, uno inferior al 40 % de la potencia nominal, otro si sobrepasa la potencia nominal y el último al 120 % de acuerdo a las tablas 2.4 y 2.5 de este documento. Para establecer los límites mínimos también se tiene en cuenta los años de uso del transformador puesto que este equipo cuando se instala en la red nueva no tenía toda la carga instalada. Como norma de cálculo de EMCALI el TD toma 10 años para llegar a un punto de crecimiento vegetativo. Para el desbalance en corriente se usaran el límite que tiene EMCALI del 10 % máximo del promedio de las tres fases, mediante la aplicación de las ecuaciones (2.9.3) y (2.9.4).

Resultado.

Se establece los límites mínimos y máximos por potencia de transformadores y los límites de corriente y tensión máxima ver cuadro 3.9.

Potencia en kVA	Límite Inferior en kVA 40%	Límite Nominal en kVA 100%	Límite Máximo en kVA 120%	Corriente Nominal por fase 100%	Tensión Máxima L - L
45	18	45	54	125	229
75	30	75	90	208	229
112.5	45	112.5	135	302	229
150	60	150	180	405	229
225	90	225	270	607	229
500	200	500	600	1349	229

Fuente: El Autor

Cuadro 3.9: Tabla de límites establecidos para los TDs

También se establece por medio de los conductores de puesta a tierra la corriente máxima que puede soportar estos conductores .ver cuadro 3.10.

Capacidad del transformador (kVA)	Calibre conductor de puesta a tierra mm ² (AWG) – Cu DD)			
	13.2 kV		34.5 kV	
	208V-220V	440V	208V-220V	440V
0 – 45	21.14 (4)	21.14 (4)	21.14 (4)	21.14 (4)
> 45 – 75	53.50 (1/0)	21.14 (4)	21.14 (4)	21.14 (4)
> 75 – 112.5	53.50 (1/0)	33.62 (2)	33.62 (2)	21.14 (4)
> 112.5 - 150	67.44 (2/0)	33.62 (2)	33.62 (2)	21.14 (4)
> 150 – 225	107.21 (4/0)	53.50 (1/0)	53.50 (1/0)	21.14 (4)

Fuente: EMCALI

Cuadro 3.10: Selección de conductores de puesta a tierra para transformadores

Para el envejecimiento acumulado del transformador se usan las ecuaciones (2.9.7) y (2.9.8) y una expectativa de vida a 20 años o 175.200 horas. Se utilizaran las ecuaciones diferenciales de la norma [14] con el ciclo de carga variable y temperatura ambiente variable en las 24 horas.

La temperatura ambiente se obtiene de la información suministrada por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), con los datos de estación meteorológica de la Universidad del Valle en la ciudad de Cali. El límite de pérdida de vida para los TDs está por el orden de 0.0137 % en un día.

Paso 7. Comparación de límites.

Con los criterios de evaluación establecidos para los TDs hay que realizar la comparación en cada uno de los perfiles de carga, corriente, tensión y desbalance de corriente y envejecimiento, para determinar cual está por fuera de los límites de trabajo.

Objetivo.

Comparar todos los transformadores del circuito con los límites establecidos en Tensión, corriente, Potencia y desbalance, además asignar una señal de alerta a los que se encuentren por fuera de los límites.

Descripción.

Con todos los datos organizados por circuito en la base de datos de Acces, se corre la rutina de límites a cada uno de los TDs.

Para realizar el cálculo de la potencia, se analiza una semana completa de datos, si hay un dato de carga por fuera de la potencia nominal del TD en las 24 horas del día, se marca con color rojo.

Si el TD no presenta una cargabilidad máxima por encima o igual al 40 % para transformadores de menos de 10 años y del 70 % para transformadores de más de 10 años, se marca el dato con color morado indicando pérdidas técnicas. Para el desbalance de corriente se analizan los datos de las tres fases de donde se saca el promedio de las 3 corrientes y cada una de las corrientes se compara con el promedio; si la comparación que se realiza es mayor al 10 % de la promedio, hay un desbalance alto y se deben poner en rojo estas tres corrientes.

El análisis de la tensión se realiza por fase y no debe superar o estar por debajo del 10 % la tensión nominal fase neutro, que para las redes de EMCALI es de 120 V; de lo contrario se ponen en rojo las tres tensiones.

Para la pérdida de vida de los TDs se compara con el promedio de pérdida de vida que para 20 años es de 0.0137 %

Resultado.

Para lograr comparar los TDs con los límites de potencia, tensión y desbalance en corriente, se paso la información de la base de datos de ACCES a hojas de Excel para poder realizar las operaciones necesarias y realizar gráficos de control con alarmas en las situaciones definidas en la descripción.

Paso 8. Análisis de los TDs.

Realizando la comparación de todos los datos se procede a analizar en forma cronológica los que tienen algún límite de trabajo fuera del rango, para determinar en qué momento ocurre el evento, la duración, magnitud y los riesgos anexos que se pueden presentar en el funcionamiento del TD.

Objetivo.

Analizar los datos de los transformadores que tienen por lo menos un parámetro de Potencia, Corriente, Desbalance de Corriente o Tensión, por fuera de los límites establecidos y el envejecimiento promedio.

Descripción.

Se realiza un análisis de los datos en forma cronológica, con herramientas de la hoja de cálculo Excel para saber durante cuánto tiempo se presenta una sobrecarga, a qué horas del día, cual es la magnitud, cuanta vida útil se está perdiendo. Donde se presenta el desbalance de corriente en el secundario por cada fase en el TD. Y qué riesgo se tiene al mantener el TD trabajando con las mismas condiciones.

Resultado.

Como resultado de este análisis se obtienen los datos de los TD que tienen mayor riesgo y podrían causar una falla o daño grave si se mantienen trabajando bajo las mismas condiciones, también se consideran las pérdidas por desbalance y cargabilidad, además de la proyección de la vida útil.

Paso 9. Informe de los resultados.

La información que tiene el Departamento de Control de energía en el servidor NG TWACS y la base de datos de los TDs del Laboratorio de Medidas Eléctricas, son el insumo para realizar el informe que se le entrega al Departamento de Mantenimiento para que realice la intervención en los transformadores que se encuentran por fuera de los límites establecidos.

Objetivo.

Generar un reporte con los datos suficientes y relevantes para la gestión del TD por parte del Departamento de Mantenimiento.

Descripción.

Por la cantidad de datos que se manejan es importante poder resumir la información con los datos de ubicación del TD, Parámetros fuera de los límites, y evaluación de pérdidas. Este informe se hace de forma gráfica, con diagramas de control, las magnitudes y unidades que se usan son: tensión (V), corriente (A), potencia aparente (kVA) y porcentajes.

Resultado.

El Reporte con la Información del TD que tiene alertas, se entrega al Departamento de mantenimiento y Control de Energía para realizar la gestión en las demás áreas de la empresa como compras, Inventarios y también en terreno, porque hay decisiones que se deben tomar respecto a la red, que perjudica el desempeño del transformador.

3.4. CONCLUSIONES DEL CAPITULO

Como se observa, en la gestión de TDs deben intervenir varias áreas de la empresa que deben hablar el mismo lenguaje tanto en la adquisición de recursos, compras, almacén, como en la gestión operativa en terreno. Por esto es necesario que los activos estén bien definidos, especificados y codificados dentro del inventario de activos.

Para que la gestión del TD fluya rápidamente es necesario tener interfaces de las diferentes bases de datos por un registro clave como es el código único y la ubicación en terreno por medio del nodo, de tal forma que se pueda tener en un solo archivo todos los datos del TD.

Aunque no son menos importantes los departamentos que intervienen en la compra del activo, el transformador pasará la mayor parte del tiempo en terreno conectado a la red y el departamento de mantenimiento es encargado de gestionar con sus estrategias, procedimientos y experiencia este activo.

En esta metodología propuesta para la gestión del TD, se debe tener en cuenta las magnitudes y su valor, porque el resultado de los datos de la magnitud de corriente del macromedidor TWACS debe multiplicar por la relación del transformador de corriente asociado a la medición.

Para la implementación de la gestión del activo por medio de la Smart Grid se necesita tener toda la información del activo, que en esta propuesta metodológica de los TDs, son 26 datos básicos, contar con los perfiles de carga, tensión y corriente semanal y algoritmos de control y límites que hace que la base de datos de TDs sea bastante robusta.

Capítulo 4

VALIDACIÓN PRUEBAS Y RESULTADOS

4.1. Introducción

Después de la elaboración del paso a paso de la metodología, se llega al campo de las pruebas y resultados; para esto se seleccionaron tres transformadores de sectores diferentes como residencial o comercial (ver cuadro 4.1), que tienen conectados medidores con la tecnología TWACS y se les aplicara la metodología antes descrita.

DTRs									
Marca	Numero	Potencia KVA	Nodo	Relación	Circuito	Instalación	Uso (años)	Uso	TWACS
MAGNETRON	E18009-215813	75	2100037	200/5	Feeder 1	2011	3	Residencial	17719035
SIEMENS	E16400	500	1168924	1500/5	CAM	2007	7	Comercial	17717665
SIEMENS	E13589-128543	150	1070797	400/5	Los Lagos	1998	16	Residencial	17718990

Fuente: El Autor

Cuadro 4.1: TDs a Gestionar

4.2. Prueba N° 1, Transformador Residencial TD E18009

Paso 1. Minería de datos.

Se selecciona el circuito Feeder 1 para hacer la gestión de los TDs y se buscan todas las macromediciones instaladas en este circuito.

APARATO	NODO	CIRCUITO	DIRECCIÓN	SUBESTACIÓN	TRANSF
U4AA_812354	5169275	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	E18011
U4AA_812357	2099934	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	
U4AA_812363	5291496	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	
U4AA_812365	5108578	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	
U4AA_812371	2099918	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	E18014
U4AA_812372	2099900	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	
U4AA_812377	5060371	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	
U4AA_812409	1767917	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	
U4AA_812364	6184243	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	
U4AA_812375	5060630	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	E18015
U4AA_1086861	5289777	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	E14504
U4AA_812420	5060541	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	E16654
U4AA_812421	2100037	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	E18009
U4AA_1086983	1767828	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	
U4AA_1087653	5175551	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	
U4AA_812407	1767950	FEEDER I	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	

Fuente: El Autor

Cuadro 4.2: Reporte de las macromediciones circuito Feeder 1

Como resultado se obtiene el cuadro 4.2, que es una base de datos donde se han filtrado en una hoja de Excel, Todos los medidores de código U4AA correspondiente a Macromediciones del circuito Feeder 1.

Paso 2. Selección de Macromedición con TDs.

Se realiza un filtro de todas las mediciones AMI TWACS de macromedidores que estén únicamente asociadas a TDs del circuito Feeder 1.

Como resultado se Obtiene (ver cuadro 4.3) una base de datos donde se combina la serie del medidor AMI TWACS con la marcación del TD correspondiente, y la relación del TC de medida, la dirección donde está ubicada la macromedición, la Subestación y el circuito.

GRUP	METER_NUMBER	TRANSF	TC RELACIÓN	ADRESS_LIN	SUBESTACIÓN	CIRCUITO
U4AA	812354	E18011	60	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	FEEDER I
U4AA	812371	E18014	80	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	FEEDER I
U4AA	812375	E18015	80	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	FEEDER I
U4AA	1086861	E14504	80	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	FEEDER I
U4AA	812420	E16654	60	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	FEEDER I
U4AA	812356	E18009	40	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	FEEDER I

Fuente: El Autor

Cuadro 4.3: Reporte de las macromediciones con TDs del Feeder 1.

Paso 3. Información de los TDs.

Obtener toda la información sobre los TDs como: Potencia, Corriente, Tensión, relación de los transformadores de corriente, año de puesta en servicio, Valor del activo, pérdidas en vacío y pérdidas en el cobre, entre otras.

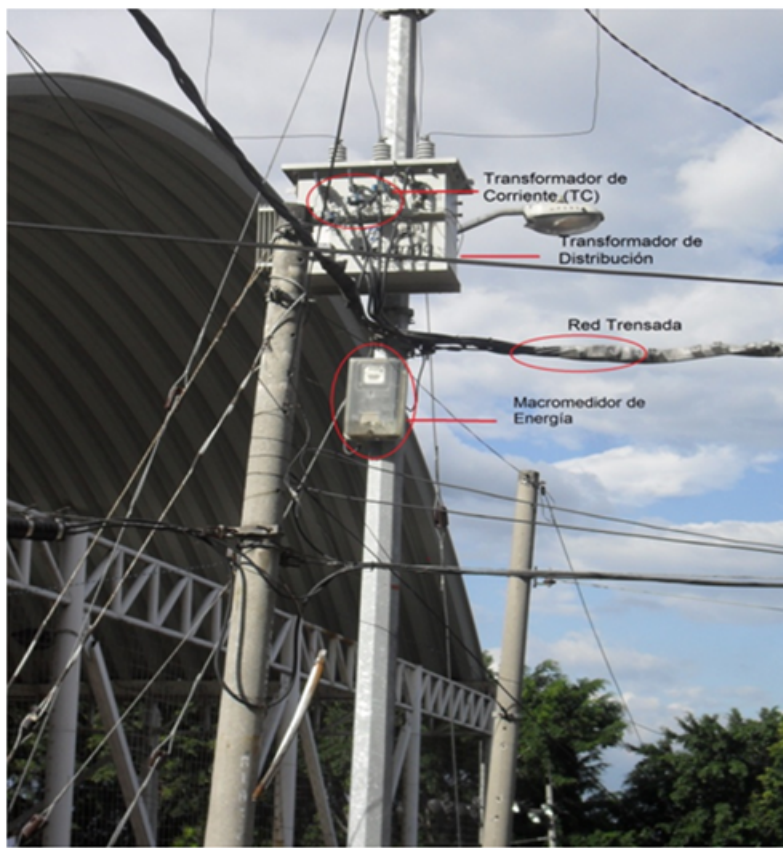
De los seis transformadores que se obtienen para la validación de la metodología, se usa el TD

E18009 con el macromedidor N° 812356 Ver Cuadro 4.4 y figura 4.2.1, el cual cumple con las características antes mencionadas.

GRUP	METER_NUMBER	TRANSF	TC RELACIÓN	ADRESS_LIN	SUBESTACIÓN	CIRCUITO
U4AA	812354	E18011	60	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	FEEDER I
U4AA	812371	E18014	80	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	FEEDER I
U4AA	812375	E18015	80	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	FEEDER I
U4AA	1086861	E14504	80	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	FEEDER I
U4AA	812420	E16654	60	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	FEEDER I
U4AA	812356	E18009	40	XXXXXXXXXX	GUACHICONAS	FEEDER I

Fuente: El Autor

Cuadro 4.4: Reporte de los TDs del Feeder 1 con sus respectivos datos



Fuente: El Autor

Figura 4.2.1: Transformador N° E18009 RESIDENCIAL

Como resultado se obtiene una base de datos, con toda la información completa del TD, las cuales son:

- Fabricante/ Año de fabricación : MAGNETRON
- Número de serie del : 215813
- Marcación : E18009

- Nivel de Tensión : 13200/214/123
- Relación de voltaje TAP (3) : 104.166
- Potencia en kVA : 75 kVA
- Corriente del primario : 3.28 A
- Corriente del secundario : 202.34 A
- Tipo de Arrollamientos : COBRE, COBRE
- Número de fases : TRES
- Resistencia promedio entre terminales por Alta :
- Resistencia promedio entre terminales por Baja :
- Ubicación de la instalación (dirección) : XXXXXXXX
- Nodo : 5060451
- Año de construcción : 2011
- Pérdidas con carga : 1090 W
- Pérdidas en vacío : 265 W
- Nivel de eficiencia energética del equipo : 97.95 %
- Circuito al que está conectado : FEEDER 1
- Tipo de conexión (Red abierta, Trenzada): RED TRENSADA
- Valor del Equipo : \$ 4'500.000 - Tipo de Enfriamiento : ONAN
- Volumen de Aceite : 114 Litros
- Masa Total : 418 Kg
- Falla Frecuente : Fuga de aceite por buje de Baja
- Tiempo medio de Instalación en horas : 3

Paso 4. Programación de las Magnitudes a leer del circuito Feeder 1.

Se Programa el servidor NG TWACS para que tome las magnitudes de tensión, corriente y energía directamente de los macromedidores del circuito Feeder 1.

METER_NUMBER	TWACS_CO_MM_SERIAL_NUMBER	SUBSTATION_NAME	FEEDER_NAME	BUSINESS_VALUE	UNIT_OF_MEASURE	CAPTURE_DT	SEGMENT_NAME
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	2.52	Amps	16/01/2014 11:57	RMS Current Phase B (Centi-Amps)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	1.77	Amps	16/01/2014 11:57	RMS Current Phase C (Centi-Amps)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	1.55	Amps	16/01/2014 11:57	RMS Current Phase A (Centi-Amps)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	1		16/01/2014 11:57	Connect/Disconnect Switch Status
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I			16/01/2014 11:57	Meter Diagnostics
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	131		16/01/2014 11:57	Number of Power Outages
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	59.9		16/01/2014 12:15	Frequency (Centi-Hertz)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	124.3	Volts	16/01/2014 12:15	RMS Voltage Phase B (Centi-Volts)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	124.3	Volts	16/01/2014 12:15	RMS Voltage Phase A (Centi-Volts)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	124.1	Volts	16/01/2014 12:15	RMS Voltage Phase C (Centi-Volts)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	3.04	Amps	16/01/2014 13:53	RMS Current Phase B (Centi-Amps)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	2	Amps	16/01/2014 13:53	RMS Current Phase A (Centi-Amps)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	1.92	Amps	16/01/2014 13:53	RMS Current Phase C (Centi-Amps)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	1		16/01/2014 13:53	Connect/Disconnect Switch Status
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	131		16/01/2014 13:53	Number of Power Outages
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I			16/01/2014 13:53	Meter Diagnostics
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	59.9		16/01/2014 14:11	Frequency (Centi-Hertz)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	123.9	Volts	16/01/2014 14:11	RMS Voltage Phase A (Centi-Volts)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	123.7	Volts	16/01/2014 14:11	RMS Voltage Phase C (Centi-Volts)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	123.5	Volts	16/01/2014 14:11	RMS Voltage Phase B (Centi-Volts)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	2.84	Amps	16/01/2014 18:40	RMS Current Phase B (Centi-Amps)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	1.72	Amps	16/01/2014 18:40	RMS Current Phase C (Centi-Amps)
812356	17719035	GUACHICONA	FEEDER I	1.68	Amps	16/01/2014 18:40	RMS Current Phase A (Centi-Amps)

Cuadro 4.5: Resultado de la programación del servidor NG TWACS para tensión y corriente.

En el cuadro 4.5 están registradas las tensiones y corrientes por fases de la macromedición U4AA 812356 que corresponden al transformador 18009, cada 2 horas;

Entre los datos que entrega el servidor NG TWACS se observa:

- METER_NUMBER. Serie del Medidor - - TWACS_COMM. Único numero del equipo de comunicación del macromedidor.
- SUBSTATION_NAME. Es el nombre la subestación desde donde se realiza la comunicación con el MTU del TWACS.
- FEEDER_NAME. Corresponde al nombre del circuito donde está ubicada la macromedición.
- RESULT_VALUE. Es el dato en número decimal de una magnitud.
- BUSINESS_VALUE. Corresponde al dato llevado a una notación comercial
- UNIT_OF_MEANS. Es la magnitud de la medida tensión (V) o corriente (A).
- CAPTURE_DT. Fecha en la que se genero el dato desde la macromedición.

En el cuadro 4.6 se observa la programación de la lectura de energía consumida en kWh y kvarh. El resultado de las 24 horas registradas por el macromedidor U4AA 812356 que tiene asociado el TD E18009.

Hora / Día	17/01/2014	18/01/2014	DOMINGO	20/01/2014	21/01/2014	22/01/2014	23/01/2014	ENTRE SEMANA
1	11.96	13.54	11.68	11.96	17.09	16.52	13.39	11.68 kWh
1	8.02	3.86	11.86	8.02	9.44	11.56	4.37	7.28 kvarh
2	12.25	12.25	12.53	12.25	17.37	15.38	11.39	11.39 kWh
2	6.95	6.95	7.09	6.27	8.17	4.41	6.51	6.51 kvarh
3	12.53	12.53	12.82	12.25	17.09	14.24	11.68	11.68 kWh
3	5.68	5.68	5.83	6.27	9.44	9.79	5.24	5.24 kvarh
4	12.82	12.53	12.84	12.82	17.37	17.94	12.53	12.25 kWh
4	4.05	12.81	2.70	4.05	8.17	4.75	8.32	4.71 kvarh
5	15.38	15.09	16.52	13.96	18.80	19.37	14.24	14.52 kWh
5	8.56	12.88	11.56	7.83	8.13	2.44	13.35	13.52 kvarh
6	15.66	17.66	17.94	14.24	18.23	17.37	17.37	17.66 kWh
6	13.19	10.99	7.69	16.45	13.56	13.10	13.63	12.72 kvarh
7	17.94	19.08	17.94	22.78	24.49	18.80	18.23	21.05 kWh
7	13.41	7.44	6.83	7.54	2.69	14.40	15.12	9.37 kvarh
8	18.23	18.51	17.37	19.37	20.22	19.37	19.65	19.37 kWh
8	13.02	11.44	10.85	11.88	7.13	10.61	8.57	10.61 kvarh
9	19.94	18.23	17.09	21.36	21.93	21.08	21.08	20.51 kWh
9	12.78	13.56	14.97	10.22	2.57	3.94	10.08	9.02 kvarh
10	19.94	19.37	18.23	20.22	19.08	19.65	19.08	19.65 kWh
10	13.93	13.63	17.05	13.51	11.11	10.75	14.02	14.86 kvarh
11	20.51	18.80	17.37	23.64	23.64	19.37	19.37	24.49 kWh
11	15.33	19.66	17.92	5.72	8.96	18.18	19.10	13.90 kvarh
12	21.08	20.22	20.22	21.08	19.65	19.08	20.79	19.94 kWh
12	16.68	22.27	18.19	15.63	16.90	21.57	18.99	20.78 kvarh
13	21.64	21.08	22.21	21.64	19.65	19.94	21.08	21.93 kWh
13	17.00	19.16	18.83	15.39	16.41	18.97	17.70	18.17 kvarh
14	21.64	22.21	17.94	21.08	22.78	17.37	20.79	25.06 kWh
14	16.47	15.13	23.34	10.80	8.51	19.24	14.94	16.63 kvarh
15	22.78	24.21	22.21	21.64	22.50	23.64	24.21	25.06 kWh
15	14.26	11.68	15.13	11.09	10.81	12.80	12.40	5.22 kvarh
16	23.07	21.36	22.50	20.86	23.52	19.64	21.91	24.86 kWh
16	17.77	15.79	15.28	11.21	10.11	6.85	15.01	9.35 kvarh
17	23.92	21.54	19.45	23.06	23.07	17.97	20.45	25.63 kWh
17	4.38	12.61	5.30	5.38	11.10	7.62	11.29	11.66 kvarh
18	19.04	23.92	18.61	21.64	22.21	18.86	18.74	22.78 kWh
18	6.63	14.85	7.75	13.67	16.24	9.51	8.26	21.55 kvarh
19	23.92	21.93	20.22	29.05	29.05	24.49	21.36	29.05 kWh
19	12.26	11.23	10.36	14.88	14.88	12.55	10.94	14.88 kvarh
20	23.92	22.78	23.35	31.04	31.33	26.20	24.49	30.76 kWh
20	16.60	17.09	9.68	19.76	18.06	12.71	14.53	19.61 kvarh
21	24.21	23.92	26.20	21.08	21.64	23.07	22.78	26.77 kWh
21	11.68	9.11	1.42	27.79	27.76	18.29	15.44	21.86 kvarh
22	24.49	23.51	24.32	28.14	26.53	24.49	24.49	25.35 kWh
22	8.48	4.82	6.90	15.90	18.46	10.27	10.27	19.53 kvarh
23	21.89	20.17	18.56	21.98	24.58	18.51	20.12	23.64 kWh
23	7.19	6.26	6.05	14.91	10.06	11.44	8.29	14.09 kvarh
24	16.24	15.18	17.58	14.85	19.87	18.47	14.65	14.01 kWh
24	5.90	7.56	5.95	5.03	7.16	11.50	6.43	8.37 kvarh

Cuadro 4.6: Resultado de la programación del servidor NG TWACS para energía en kWh.

La energía que está registrada se multiplica por la relación de transformación de los TC conectados en la macromedición que para el caso es 200/5 por lo tanto el multiplicador es 40.

Paso 5. Sistematización de la Información en hojas de Excel y bases de datos Access.

Se realiza la migración de la información necesaria y suficiente de las bases de datos del servidor NG TWACS y la del Laboratorio de Medidas Eléctricas a hojas de Excel y Base de datos Access.

Como resultado de realizar la interface entre diferentes bases de datos que tienen información del transformador, se vuelve más ágil gestionar los TDs a través todos los procesos del negocio de energía.

Paso 6. Parametrización de los TDs en los límites de Trabajo.

Se establecen los límites de potencia, corriente y tensión para el TD E18009, de acuerdo a la norma EMCALI y por IEC 76

N° DTR	Potencia en kVA	Límite Inferior en kVA 40%	Limite Nominal en kVA 100%	Limite Máximo en kVA 120%	Corriente Nominal por fase 100%	Tensión Máxima L - L
E 18009	75	30	75	90	202	229

Fuente: El Autor

Cuadro 4.7: Límites establecidos para el TD E18009

En el caso de la potencia se tiene tres límites (ver 4.7), uno inferior al 40 % de la potencia nominal, otro en la potencia nominal y el máximo al 120 % de acuerdo a la norma de EMCALI. También hay que tener en cuenta los años de uso del transformador puesto que un transformador en un proyecto nuevo debe tener un margen de crecimiento de la carga a 10 años con la norma de EMCALI.

Si hay sobrecarga del transformador se tiene en cuenta el valor y tiempo de sobrecarga aplicando la ecuación (2.9.2) y los valores que están en la tabla (2.3). Para el desbalance en corriente se utiliza el límite que tiene EMCALI del 10 % máximo de promedio por fase mediante la aplicación de las ecuaciones (2.9.3) y (2.9.4).

Para hallar la pérdida de vida del TD, se realiza por medio de las ecuaciones diferenciales [14] el cálculo del calentamiento del punto caliente a partir de los datos de carga, temperatura ambiente y supuestos de la norma [14] para TDs. La pérdida de vida para un TD trabajando 24 horas al día a potencia nominal es de 0.0137 %. En el anexo H, se presenta la tabla y grafica de la temperatura del punto más caliente del devanado del transformador con el ciclo de carga y la temperatura ambiente.

Paso 7. Comparación de límites.

Con los criterios de evaluación establecidos para los TDs se realiza la comparación en cada uno de los perfiles de carga, corriente, tensión y desbalance de corriente, para determinar cual está por fuera de los límites de trabajo y asignar una señal de alerta al TD.

La figura 4.2.2 corresponde al perfil de corriente que comienza en el viernes 17 de enero de 2014 y termina el martes 24 de enero de 2014. La máxima corriente nominal del TD es 202 A.

Utilizando las ecuaciones (2.9.3) y (2.9.4) se obtiene el cuadro 4.8 con los resultados de las corrientes por fase y el porcentaje de desbalance.

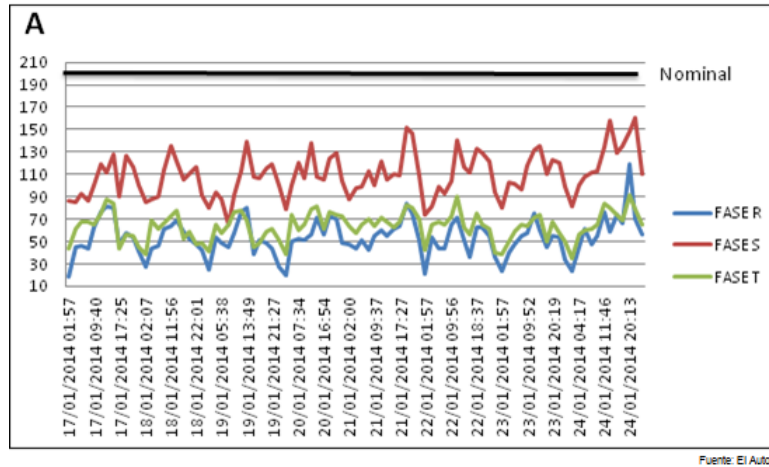


Figura 4.2.2: Perfil de Corriente del TD E18009

DTR	Corriente (A) I_R	Corriente (A) I_S	Corriente (A) I_T	Corriente (A) I_p
E 18009	69.6	160.4	79.2	103
% D_f	-32%	56%	-23%	

Fuente: El Autor

Cuadro 4.8: Desbalance en Corriente por fase

I_R Corriente por la fase R I_S Corriente por la fase S

I_T Corriente por la fase T $\%D_f$ Porcentaje de desbalance de fase

I_P Corriente promedio

La figura 4.2.3 corresponde al perfil de tensión que comienza en el viernes 17 de enero de 2014 y termina el martes 24 de enero de 2014.

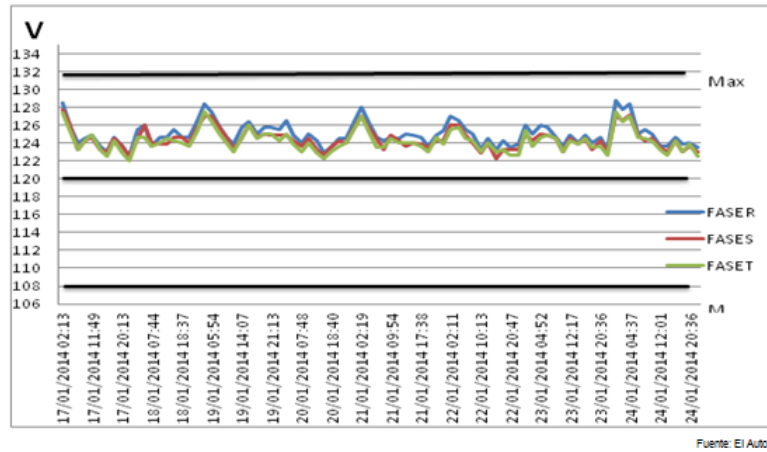


Figura 4.2.3: Perfil de Tensión del TD E18009

En el cuadro 4.9 se tiene el resumen de las tensiones.

DTR	Tensión (V) V_R	Tensión (V) V_S	Tensión (V) V_T
E 18009	129	128	127

Fuente: El Autor

Cuadro 4.9: Tensiones Máximas por fase

La Tensión de las redes de EMCALI son de $120 \pm 10 \%$

En la figura 4.2.4 está el perfil de carga de dos días diferentes (Domingo y Entre semana).

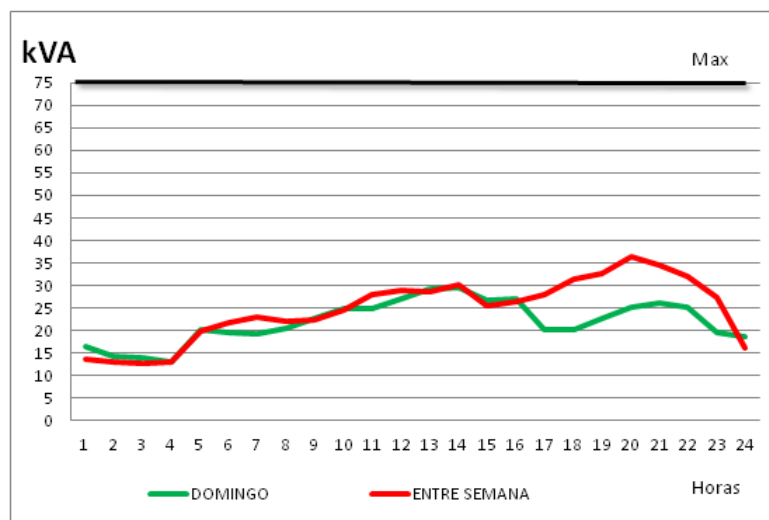


Figura 4.2.4: Perfil de Carga del TD E18009

Factor de Utilización $F_U = \frac{S}{S_{nom}}$

Potencia Aparente de la carga $S = 39$ kVA

Potencia Aparente Nominal del Transformador $S_{nom} = 75$ kVA

Factor de Utilización $F_U = 0,52$

Paso 8. Análisis del TD E18009.

Transformador de 75 kVA Residencial. Realizando las comparaciones con los límites establecidos se analiza el TD E18009 y se encuentran las siguientes alertas:

El transformador inicialmente está con un 52 % de factor de uso, la carga es baja pero su instalación está muy reciente (5 años) y es posible que se mantenga un crecimiento de carga del 3 % anual, se debe tomar más información del transformador en otra época del año, por ejemplo diciembre donde la demanda crece.

La corriente que circula por el neutro es 86 A y las pérdidas de energía son: 0.028 KWh, al año representan 250 KWh año. Si el valor del KWh está en \$ 350 entonces las pérdidas económicas al año son \$ 87529.

El desbalance de fases es mayor al máximo permitido del 10 % promedio que en este caso es de 113,3 A. Por la observación que se hace de la figura 4.2.1, la conexión de la red al TD es trenzada y no debería haber un desbalance tan fuerte.

Las tensiones del transformador se consideran dentro de los límites establecidos por el distribuidor de 120 ± 10 % V. Al analizar el perfil de tensión se observa como el Valor Máximo de tensión se da a media noche.

En el anexo H se observa que la pérdida de vida diaria de este transformador es de 1.34 minutos por día, equivalente a 1.27×10^{-5} % diario, el envejecimiento es muy inferior a 0,0137 % diario.

Este transformador con esa carga no se deteriorará en 20 años por el factor de temperatura.

Paso 9. Informe de los resultados.

Se genera un reporte con los datos suficientes y relevantes para la gestión del TD por parte del Departamento de Mantenimiento y control de energía. Ver Figura 4.2.5 , donde se resalta en rojo el desbalance máximo de las fases.

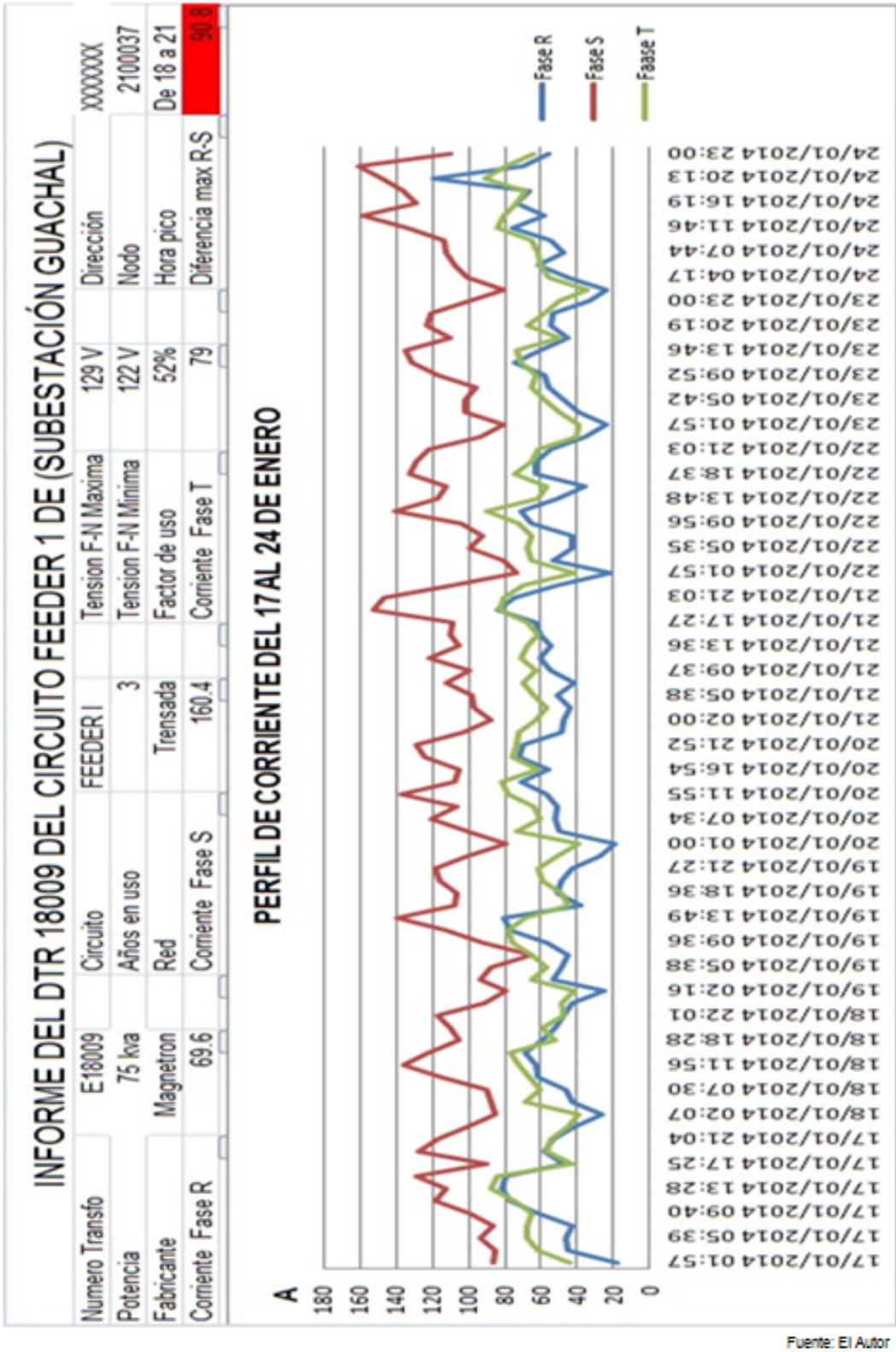


Figura 4.2.5: Informe de TD E18009

4.3. Validación metodológica casos adicionales

Se aplicó la misma metodología a un TD del circuito CAM con número 16400 y otro TD del circuito Los Lagos con número 13589 con los siguientes resultados:

Caso Transformador Comercial (TD E16400)

Análisis del TD E16400

Transformador de 500 kVA. Realizando las comparaciones con los límites establecidos se analiza el TD E16400 y se encuentran las siguientes alertas:

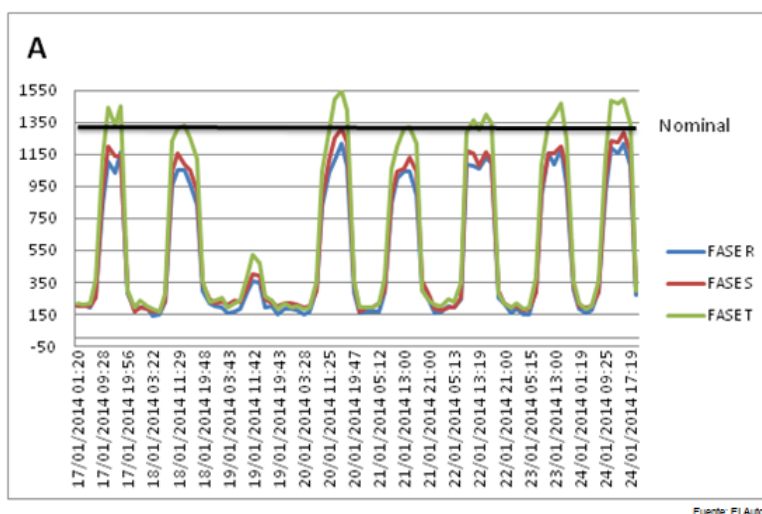


Figura 4.3.1: Perfil de Corriente TD E16400

Como se observa en la Figura 4.3.1 y el cuadro 4.10 el desbalance de fases es mayor al máximo permitido del 10 % del promedio que en este caso es de 1359 A y se debe estar presentando un mayor calentamiento en la fase T lo que puede conllevar a una fuga de aceite por este terminal de baja.

La corriente promedio del transformador es de 1359 A. La corriente por el neutro 295 A y las pérdidas de energía son: 0.168 kWh, al año representan 1472 kWh año. Si el valor de kWh está en \$ 350 entonces las pérdidas económicas al año son \$ 515.493.

La conexión de la red baja al TD es con cable subterráneo, y presenta muchos inconvenientes con conexiones fraudulentas.

Las tensiones en la figura 4.3.2 del transformador se consideran dentro de los límites establecidos por el distribuidor de $120 \pm 10\%$ V.

DTR	Corriente (A) I_R	Corriente (A) I_S	Corriente (A) I_T	Corriente (A) I_p
E 16400	1218	1314	1545	1359
% Df	-10%	-3%	14%	

Fuente: El Autor

Cuadro 4.10: Desbalance en Corriente por fase

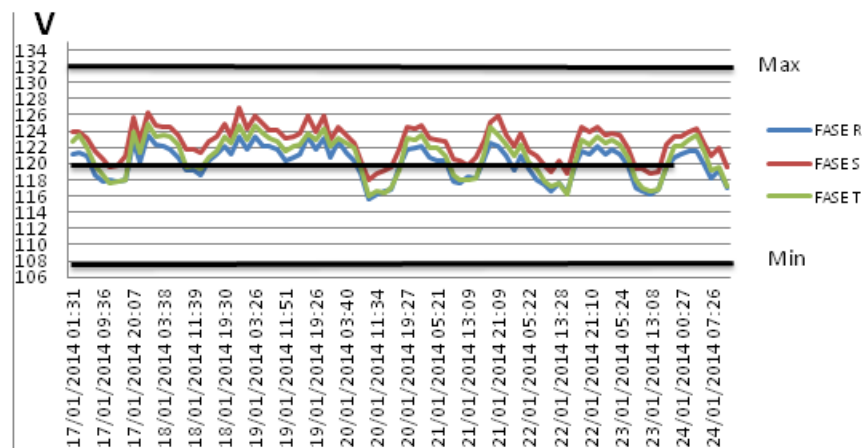


Figura 4.3.2: Perfil de Tensión del TD E16400

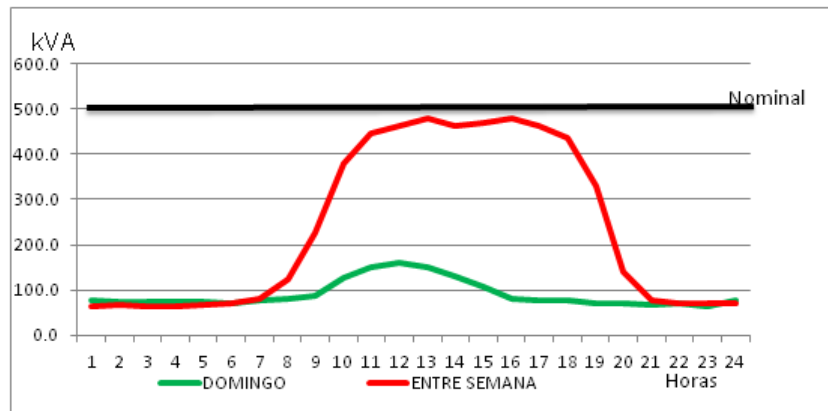


Figura 4.3.3: Perfil de Carga del TD E16400

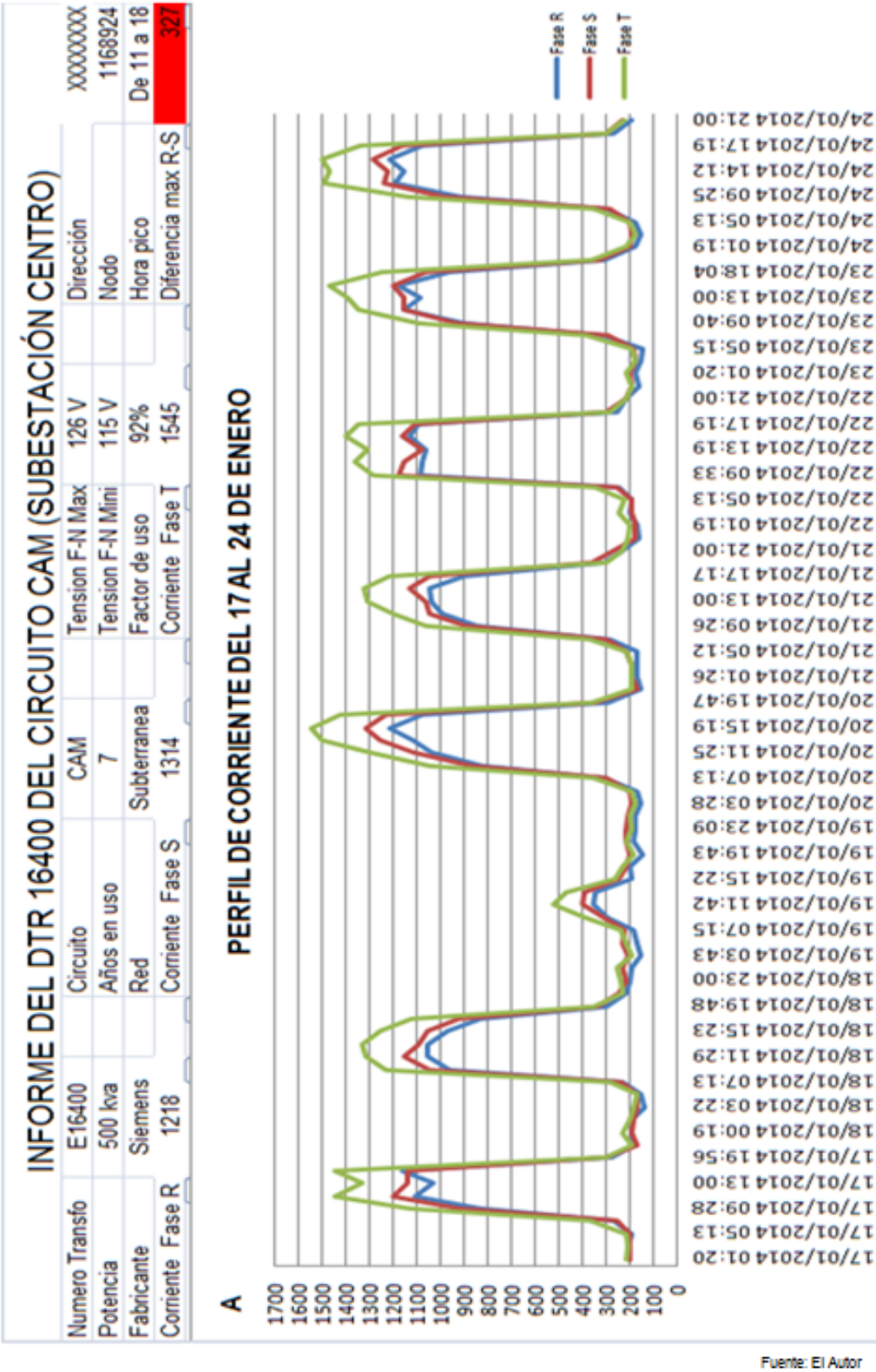
El TD está ubicado en la zona centro de la ciudad con un 92 % de factor de uso, En el perfil de carga de la Figura 4.3.3 , se observa un uso intensivo entre semana desde las 9 hasta la 21 horas, se encuentra cargado con el 92 % de la potencia nominal y en los días feriados la carga baja al 30 % de la potencia nominal.

La instalación fue realizada en el 2007 por consiguiente lleva 8 años en servicio y es posible que se mantenga un crecimiento de carga del 3 % anual o más porque el servicio es al sector comercial.

Se debe tomar más información cada 6 meses de este TD porque está llegando a su tope nominal y en el sector comercial la demanda varia rápidamente.

En en el anexo I se observa que la pérdida de vida diaria de este transformador es de 88.36 minutos por día, equivalente a 8.406×10^{-4} % diario, el envejecimiento es menor a 0,0137 % diario. La temperatura más alta es de 98.5 °C y la carga es muy baja en la noche.

En la figura 4.3.4, se observa el informe que se le entrega al personal de mantenimiento para realizar la tarea específica en el terreno.



Caso Transformador Residencial (TD E13589)

Análisis del TD E13589

Transformador de 150 kVA. Realizando las comparaciones con los límites establecidos se analiza el TD E13589 y se encuentran las siguientes alertas:

En la figura 4.3.5 se observa el desbalance en corriente del TD. La corriente promedio es de 195 A. La corriente por el neutro es de 194 A. Las pérdidas de energía son: 0.071 kWh y representan 636 kWh año. Si el valor de kWh está en \$ 350 entonces las pérdidas económicas al año son \$ 222.600.

Aunque no se sobrepasa el límite nominal de corriente que es 405 A el desbalance es muy elevado.

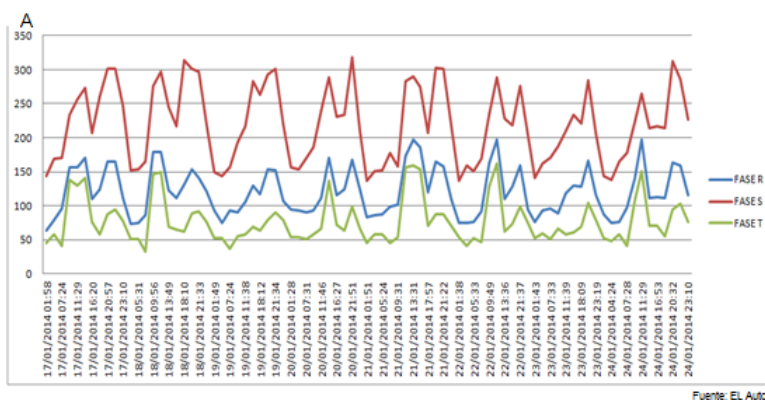


Figura 4.3.5: Perfil de Corriente del TD 13589

Se observa en el Cuadro 4.11 que el desbalance de fases es mayor al máximo permitido del 10 % del promedio que en este caso es de 195 A. La conexión de la red al TD es abierta (ver anexo F) y representa facilidades para conexiones fraudulentas y desbalances de corriente.

DTR	Corriente (A) I_R	Corriente (A) I_S	Corriente (A) I_T	Corriente (A) I_p
E 13589	167	318	99	195
% Df	-14%	63%	-49%	

Fuente: El Autor

Cuadro 4.11: Desbalance en Corriente por fase

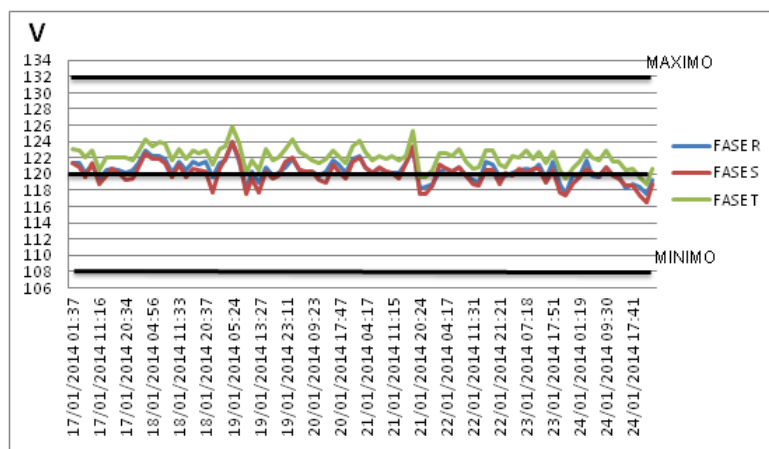


Figura 4.3.6: Perfil de Tensión del TD E13589

Las tensiones del TD se consideran dentro de los límites establecidos por el distribuidor de $120 \pm 10\% \text{ V}$ (Ver Figura 4.3.6).

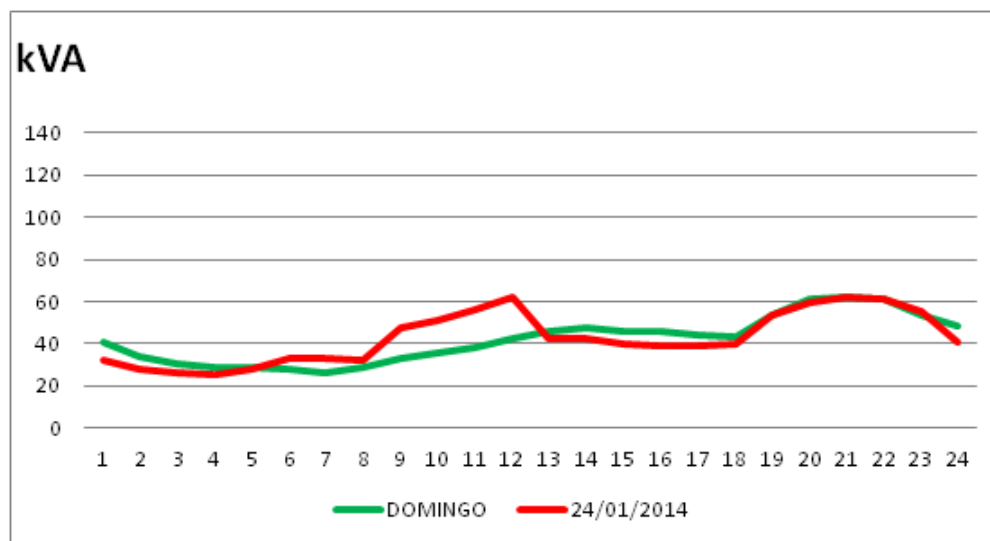


Figura 4.3.7: Perfil de Carga del TD E13589

El TD está ubicado en la zona residencial de la ciudad con un 46 % de factor de uso, En el perfil de carga de la Figura 4.3.7, se observa que la demanda se comporta muy parecida toda la semana, las hora pico está desde las 11 hasta las 13 horas y de las 20 hasta las 22 horas, La instalación fue realizada en 1998 por consiguiente lleva 17 años en servicio y no ha llegado a su potencia nominal.

También es posible que al cambiar a red trenzada se cambie este TD por uno de menor potencia ya que las pérdidas en vacío (norma NTC 819) del TD de 150 kVA están alrededor de 450 W y las de un TD de 75 kVA son de 265 W y se tendría un ahorro promedio de 0.185 kWh que al año representan un ahorro de \$567.210 anuales.

En la figura 4.3.7 de perfil de carga, para el ciclo de 24 horas, el TD está totalmente subutilizado, en el anexo J se observa que la pérdida de vida diaria de este transformador es de 0.7 minutos por día, equivalente a 6.66×10^{-6} % diario, el envejecimiento es menor a 0,0137 % diario. La temperatura más alta es de 54.5 °C.

En la figura 4.3.8 se observa el informe que se le entrega al personal de mantenimiento para realizar la tarea específica en el terreno.

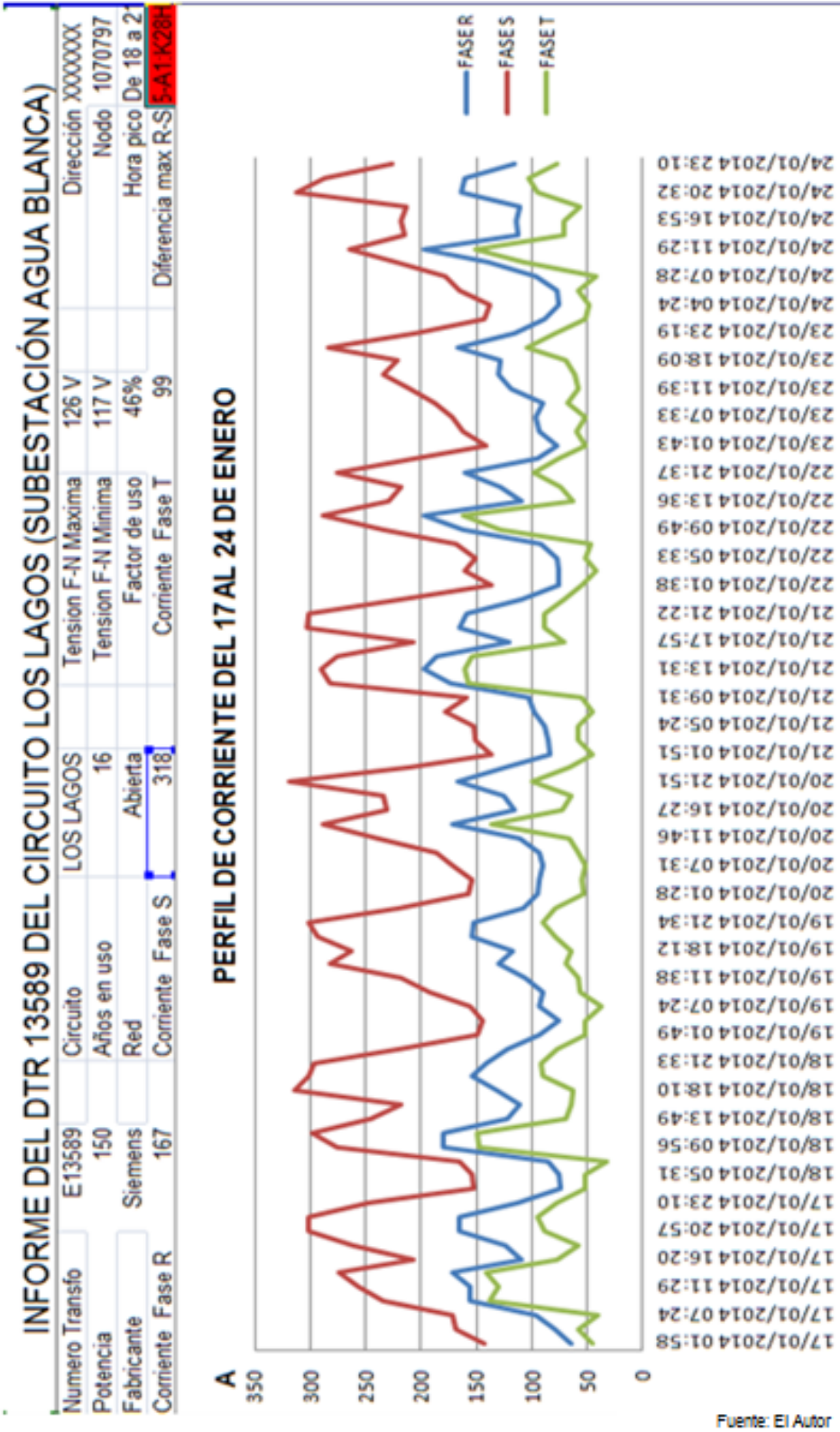


Figura 4.3.8: Informe de TD E13589

4.4. CONCLUSIONES DE LA VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS

Con la gestión de activos realizada mediante el sistema AMI TWACS a estos tres TDs, se identificó claramente los desbalances y las pérdidas económicas anuales para EMCALI.

Si la condición de desbalance persiste en el TD se puede llegar a una falla por calentamiento excesivo y más adelante un daño con pérdida total del equipo.

Para realizar la gestión de los TDs, es importante mantener una supervisión con tiempos más cortos en los equipos que se encuentran en sectores comerciales, ya que las variaciones de carga son más rápidas que en sectores residenciales.

Se necesita obtener todos los perfiles del TD al mismo tiempo, para realizar un análisis completo del funcionamiento, porque puede ocurrir que el TD este con alta carga pero trabajando una sola fase, o en el terreno se mida en horas que no está toda la demanda conectada y se presenten errores de apreciación que llevan a un balance inadecuado de las cargas.

Las redes abiertas y subterráneas en baja tensión son muy propensas a los fraudes y por lo tanto el TD se expone más a ser desbalanceado y sobrecargado.

Capítulo 5

CONCLUSIONES

Para realizar la gestión de los TDs por medio de la tecnología AMI TWACS u otras redes inteligentes es primordial que el activo tenga la misma codificación en toda la organización de la empresa distribuidora de energía desde la etapa de adquisición, Etapa de operación y Etapa de disposición final, incluido el sistema de georeferenciación, para que la hoja de vida de este activo este al día con todas las intervenciones y poder hacer una valoración económica real.

La PROPUESTA METODOLÓGICA DE GESTIÓN DE ACTIVOS (TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN) USANDO TECNOLOGÍA AMI TWACS demostró con la validación que se realizó en los tres transformadores; dos residenciales y uno comercial, que se puede utilizar con los restantes 997 TDs, dando información acertada de su funcionamiento, en tiempos muy breves y de forma muy segura, permitiendo de igual manera actuar con los grupos de mantenimiento en lugares específicos.

Con la gestión de activos por medio AMI TWACS o Redes Inteligentes se llega a la mejor eficiencia técnico económica de TD, disminuyendo las interrupciones y mejorando a su vez la continuidad y calidad del servicio de energía a los usuarios en el municipio de Santiago de Cali y sus áreas de influencia.

La gestión de activos como son los TDs, utilizando la Tecnología de AMI TWACS soportando el sistema de medición en tiempo real, permite a la empresa direccionar los recursos económicos, logísticos y humanos de forma más acertada disminuyendo los tiempos de reparación y mantenimiento en las redes de activos que año tras año aumentan. Además permite obtener datos reales y no de procesos probabilísticos o estadísticos que tienen un error intrínseco en su formulación, además no hay injerencia del personal en la adquisición de datos y elimina los errores humanos.

La potencia de las Smart Grid en la gestión de activos como el TD radica en la posibilidad de tener toda la información del TD en tiempo real con límites de trabajo, el entorno de conexión, sector que atiende, tipo de red que está alimentando por baja, todo esto incluido de tal forma que se puedan generar rápidamente análisis de como se encuentra este activo

trabajando, tendencias de las magnitudes de tensión, corriente, potencia adema de los años de trabajo , y de esta forma poder llegar al TD con toda la logística necesaria para intervenirlo con el fin de disminuir el riesgo de falla o mitigar el impacto social, económico o ambiental que pueda ocasionar.

Con el cálculo de la pérdida de vida por envejecimiento térmico del dieléctrico de los transformadores se pudo determinar en la validación realizada, que estos activos están sobredimensionados y por tanto no llegan a temperaturas que deterioren en forma significativa el dieléctrico y por lo tanto térmicamente la duración de estos activos es mayor a los 20 años sugeridos en la GTC 50.

La gestión de los TDs con datos reales de la carga que se obtienen de las macromediciones es el insumo necesario para realizar un estudio que modifique los datos históricos que usa el Departamento de Planeación para ajustar los cálculos de cargabilidad en los proyectos, y en el Departamento de Mantenimiento adecuar los procedimientos para la verificación del funcionamiento de los TDs utilizando esta herramienta que es AMI TWACS.

La gestión del TDs se refleja en el medio ambiente con la disminución de equipos conectados con baja carga, disminución en desechos, menor cantidad de vehículos rodando por la ciudad revisando los TDs, disminución de los riesgos por fallas que pueden llegar a contaminar el ambiente con el aceite mineral dieléctrico entre otros.

Los equipos para usar la tecnología AMI TWACS son costosos pero con un estudio muy juicioso de las necesidades de cada una de las empresas del sector eléctrico, el balance para que la inversión se justifique es demostrable en corto tiempo.

El sistema AMI TWACS se adquirió por EMCALI principalmente para disminuir las pérdidas no técnicas de energía y gestionar la carga (conexión y desconexión); por esta razón no es necesario tener velocidades altas de transferencia de datos entre el usuario y la empresa, aun así se pueden leer los consumos de energía de aproximadamente 1000 medidores incluidas las macromediciones en un lapso de tiempo de 20 minutos

Capítulo 6

TRABAJOS FUTUROS

Como trabajo futuro se plantea el desarrollo de una herramienta de software que pueda traer todos los datos de los activos, sus características nominales y límites de funcionamiento para que al comunicarse con el servidor NG TWACS se analice rápidamente la situación del Activo disminuyendo los primeros pasos del diagrama de flujo de gestión y centrando la actividad en el análisis y operación.

Viendo el comportamiento de los transformadores a través de un ciclo diario de carga se puede pensar en un trabajo futuro que gestione los TDs en las noches, cuando se encuentran entre un 5 a 20 % de su carga nominal, donde el consumo de energía es muy bajo y el transformador por 5 o 6 horas podría ser de menor capacidad disminuyendo las pérdidas o se puede realizar un cambio de los TDs Convencionales por unos de núcleo amorfo que tienen menos pérdidas en vacío.

Realizar un control de pérdidas de energía no técnicas a partir de los diferentes perfiles de carga de cada uno de los TDs, teniendo el comportamiento de la carga durante el día, semana y anualmente, se utilizarían estos datos para generar una alerta cuando el transformador esté más cargado de lo habitual.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 097 de 2008 Capítulo 14. Criterio de Eficiencia para Transformadores del Nivel de Tensión 1.
- [2] MIGUEL ÁNGEL SANZ-BOBI; RAFAEL PALACIOS; ERNESTO PÉREZ MORENO, Estado actual y tendencias de la Gestión de Activos (Asset Management) en las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica
- [3] JARAMILLO LEON, MARIA DEL CARMEN. Metodología de evaluación de pérdidas para un circuito típico de la ciudad de Cali basado en estudio de variabilidad de transformadores (T.L.M.), Tesis (Ingeniero Electricista).– Universidad del Valle. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Colombia, 1998.
- [4] CHAO-SHUN CHEN, TE-TIEN KU, AND CHIA-HUNG LIN, Design of PLC-Based Identifier to Support Transformer Load Management In Taipower, IEEE Transaction on Industry ApplicationS, VOL. 46, NO. 3, MAY/JUNE 2010
- [5] PEDRO L. NUÑEZ S, RICARDO A. HINCAPIÉ I, RAMÓN A. GALLEGU RENDÓN. Metodología para reubicación de considerando el sistema de protección, Universidad Tecnológica de Pereira, Facultad de Ingenierías.
- [6] INTERNATIONAL COPPER ASSOCIATION LATIN AMERICA, Guía básica para la implementación de la gestión de activos en empresas de energía Las Condes, Santiago Chile 2012.
- [7] O. P. VELOZA, C. TUTAJ, A. F. CASTRO, L. ROA, C. GALINDO and R. GARCÍA Integrated Asset Management Study for CODENSA and EMGESA, , IEEE Conference Publications 2012
- [8] ANTHONY P. WURMLINGER, Distribution Transformer Load Management IEEE transactions on power apparatus and systems, vol. Pas-87, no. 7, july 1968
- [9] HERMES. R. P. M. DE OLIVEIRA, ÉDSON L. BATISTA. Economical Profits in Medium Voltage Networks Obtained by Rearrangement of Installed Transformers. AES Sul Distribuidora Gaucha de Energía S.A São Leopoldo, Brasil
- [10] XIOMARA GONZÁLEZ-RAMÍREZ, ÁNGELA M. PEREA-MENESES, GLADYS N. CAICEDO, FERLEY CASTRO. Estimación de curvas de carga en transformadores eléctricos mediante redes neuronales.
- [11] GUIA TECNICA COLOMBIANA, GTC50 sumergidos en líquido refrigerante a 65 °C de calentamiento en los devanados, Guía de cargabilidad.1997

[12] IEEE Std C57.91-1995 Guide for Loading Mineral-Oil Immersed Transformers, Approved June 14, 1995

[13] NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC 819 Transformadores trifásicos auto refrigerados sumergidos en líquido. Corrientes sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito 1995

[14] IEC 60076-7- 2005 INTERNATIONALSTANDARDG Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers Edition 1.0 2005-12

[15] CONFERENCIA DE ACLARA 2008, www.AclaraTech.com <http://www.electricnet.com/article.mvc/PublicUtility-Largest>, 2010

[16] J OLIVARES, Y LIU, J CANEDO, R ESCARELA-PEREZ, J DRIESEN, P MORENO, “Reducing losses in distribution transformers,” IEEE Transaction on Power Delivery, vol 18, issue 3, Jul 2003, pp 821 – 826.

[17] ZHANG HONG-TAO, YE YING, HE JUN-XIA SHANGONGYI, Research on Remote Data Acquisition and Monitoring System of Distribution Transformers Based on Broadband Technology, 2010 China International Conference on Electricity Distribution

[18] WIKIPEDIA.ORG.ZigBee. <http://es.wikipedia.org/wiki/ZigBee> citado el 1 agosto de 2014.

[19] N MAHESWARA RAO, NARAYANAN B R VASUDEVAMURTHY, SWARAJ KUMAR DAS Performance Requirements of Present-Day Distribution Transformers for Smart Grid, Central Power Research Institute & Tata Consultancy Services Bangalore, India IEEE ISGT Asia 2013 1569815481

Apéndice A

Listado de empresas con tecnología TWACS

Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) that involves 1.4 million meters capable of managing daily and hourly reads," said Roberto Barto, Aclara's Senior Vice President, International. "Our widely proven and utilized TWACS AMI technology works not only via overhead power lines, but also over underground and submerged power cabling, making it the perfect application for use in areas that employ these methods of distribution."

Lee County Electric Cooperative Inc. signed a 160,000-point contract for full-system AMR deployment, the second largest AMR award by a consumer-owned utility, surpassed in size only by Pedernales Electric Cooperative (PEC), a TWACS customer for five years.

Pedernales Electric Cooperative, serving more than 161,000 members, approved and signed a purchase order for an additional 61,300 TWACS transponders to facilitate its plans for system-wide AMR, on-request readings services and load profiling. It is the largest electric cooperative in Texas and among the largest in the nation. PEC's future plans include the implementation of additional value-added services including remote disconnect/connect, line-voltage monitoring and outage functions.

Arkansas Valley Electric Cooperative is deploying TWACS for its 50,000-plus residential sites and approximately 700 commercial/industrial locations, and it plans to commence hourly interval reads, remote disconnect service and line-voltage monitoring.

Guadalupe Valley Electric Cooperative selected the TWACS multifunctional system for full-system deployment, offering its 50,000 members reliability, speed and accuracy, time-of-use rates, hourly interval data, line-voltage and outage/restoration monitoring. System-wide TWACS AMR installation for Co-Mo Electric Cooperative's 28,000-plus customers will include energy measurement functionality, outage and meter-tampering detection and field maintenance programs.

Lake Region Electric Cooperative selected the TWACS load-management system to replace its obsolete load-control system for water heating and space heating for its 28,000 rural members.

Clay Electric Cooperative in Illinois conducted technology studies for a new AMR system and decided on a system-wide installation of TWACS, providing its 3100 members with hourly interval data profiling. It also will use TWACS to check on phase balancing and loading, monitor line voltage and to obtain outage information and mapping.

The first TWACS® (Two-Way Automatic Communication System) in China has been operating successfully in Nanning's Tanluo 35kV substation. This is a major milestone and a hard-fought victory for Wasion Group and ACLARA.

Apéndice B

Equipos Para AMI TWACS

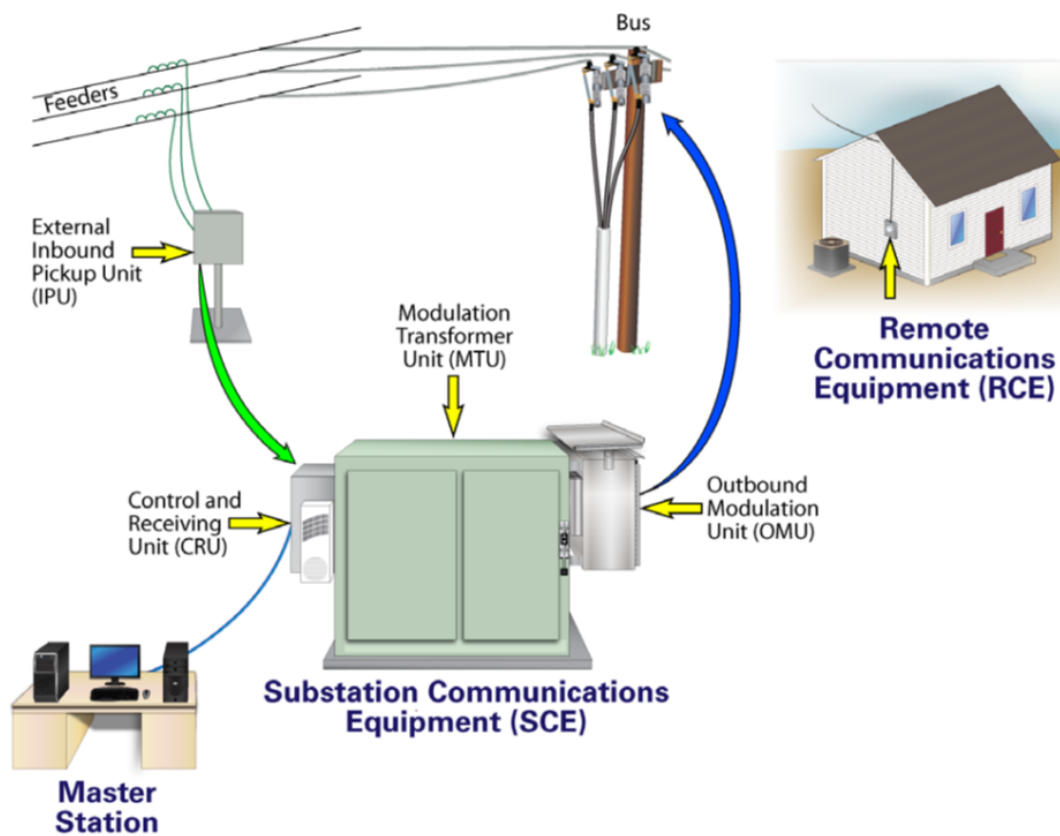


Figura B.0.1: Equipos para AMI TWACS

Datos de los TDs

[illegible]

Figura C.0.1: Datos de los TDs

Protocolo de transformador de 75 kVA

MAGNETRON S.A.
FABRICA: km 9 Via Pereira - Cartago
PBX: 3157100 - 09 Fax: 3157110
www.magnetron.com.co - Pereira - Colombia

Agencia Barranquilla: Cra. 72 No. 75-20
PBX y Fax: 3600180
Barranquilla - Colombia
R-PK3-01

ESTE PRODUCTO HA SIDO ELABORADO BAJO LOS
CONTROLES ESTABLECIDOS POR UN SISTEMA DE GESTION DE
CALIDAD QUE CUMPLE CON LOS REQUISITOS DE ISO 9001:2000
EL CUAL HA SIDO CERTIFICADO POR BUREAU VERITAS
CERTIFICACION BAJO EL CERTIFICADO NO. 228571.

CLIENTE:		TRANSFORMADOR:		DISEÑO No.: 929-T-1502-00-000-02		PEDIDO No.: 215813	
OFERTA No.:		215813		R/B/CANTE: MAGNETRON S.A.		Nº SERIE: 215813	
POTENCIA: 75 KVA	FRECUENCIA: 60 Hz	TENSION DE SERIE: 15/1 + 2 kV	CALENT. DEV.: 65 °C	ALT. DISEÑO: 1 000 mm	FECHA FAB.: 2011-02		
FASES: 3	REFRIGERACION: ONAN	NBA AT/BT: 95 / 30 kV	CLASE DE AISL.: Ao				
VALORES NOMINALES	DEVANADOS	TENSION (V)	DESPECHO (V)	DERIVACIONES	CORRIENTE (A)	DESPECHO (A)	
PRIMARIO	13200	13200	13200		3.28	3.28	
SECUNDARIO	214/123	214/123	214/123	+1..3 x 2.5%	202.34	202.34	
RESULTADOS DE ENSAYOS A: 24 °C				POSICION CONMUTADOR: 2			
1) LIQUIDO AISLANTE: Aceto Mineral		REFERENCIA: Nyro Izar I		TENSION RUPTURA: 45 kV		METODO: ASTM-D 877	
2) RESISTENCIA DE AISLAMIENTO:		TENSION DE PRUEBA:		AT CONTRA TIERRA:		BT CONTRA TIERRA:	
TEMPO DE LECTURA: 60 seg		5 kV		40 000 MΩ		12 000 MΩ	
600 seg		45 kV		MΩ		MΩ	
				MΩ		MΩ	
3) RELACION DE TRANSFORMACION				POLARIDAD:		GRUPO DE CONEXION: Dyn5	
						FASE-FASE: X	
POSICION		TENSION DE DERIVACION		FASE U (H3)		FASE V (H2)	
				FASE W (H1)		NOMINAL	
						MINIMA	
						MAXIMA	
1		13 530		109,507		109,526	
2		13 200		106,869		106,880	
3		12 870		104,153		104,173	
4		12 540		101,446		101,468	
5		12 210		98,800		98,818	
4) RESISTENCIA ENTRE TERMINALES		DEVANADO		LVV (H3 - H2)		V-W (H2 - H1)	
		PRIMARIO		27,182		26,983	
		SECUNDARIO		5,645		5,645	
				W-U (H1 - H3)		26,586	
				26,925 (Ω)		6,402 (mΩ)	
				5,646 (mΩ)		COBRE	
				COBRE			
5) ENSAYOS DE AISLAMIENTO		TENSION APLICADA EN 60 SEGUNDOS				TENSION INDUCIDA	
		BT CONTRA AT Y TIERRA		10 kV		TENSION: 428 V	
		AT CONTRA BT Y TIERRA		34 kV		FRECUENCIA: 60 Hz	
						TIEMPO: 17 seg.	
6) ENSAYO SIN CARGA		TENSION (V)		Iu (A) (H3)		Iv (A) (H2)	
		214/123		1.58		1.24	
				1.61		0.73	
				0.73		3	
				231.76 (20 °C)		265	
7) ENSAYO DE CORTO CIRCUITO		PCRDIDAS (W)		MEDIDAS		REFERIDAS A 85 °C	
		IuT (W)		859.00		1 028.51	
Pc: 328 A		(W)		761.25		965.61	
Vcc: 348 V		(W)		2.64		2.76	
						2.7 - 3.3	
8) REGULACION A PLENA CARGA Y ER=				9) EFICIENCIA A PLENA CARGA Y ER=			
0.8 2.56				0.8 97.95 (%)			
10) CARACTERISTICAS MECANICAS				VOLUMEN DEL LIQUIDO AISLANTE: 114 LITROS			
MASA TOTAL: 418 kg							
11) DIMENSIONES APROXIMADAS DEL TANQUE PRINCIPAL (mm)				12) PINTURA:			
LARGO: 420 ANCHO: 720 ALTO: 595				COLOR: GRIS ESPESOR: 75 μm			
13) REFRIGERACION				NUMERO DE ELEMENTOS: 6			
				LARGO: 470 mm ANCHO: 300 mm			
OBSERVACIONES: Aceto libre de PCB's				Magnetron S.A. certifica el cumplimiento del RETIE, en todos los transformadores cubiertos por este reglamento. (Solo para Colombia)			
				Ver el respaldo que para el manejo adecuado de su transformador magnetron. VISITENOS EN LA WEB: www.magnetron.com.co			
CLIENTE / INTERVENTOR:				PROVEEDOR / CONTROL DE CALIDAD			

Figura D.0.1: Protocolo de transformador de 75 kVA

Apéndice E

Protocolo de transformador de 150 kVA

SIEMENS
Protocolo de Pruebas para Transformadores

Información General	
Cliente: EDCAL I	Producto: 3514012186
Cantidad: 12	Tipo: CFORM 383-99 8/15
Obra No.:	Obra: 8744
Transformador: NUEVO	No. Serie: 231739
Proveedor: SIEMENS S.A.	
Especificaciones Técnicas	
150.0 Potencia (kVA)	7 Fase
ONAN Refrigeración	6.5 Frec. (Hz)
15.0 / 1.2 Tensión Solet (kV)	95 / 70 NBA AT/ST (kV)
6.5 Galer. Se/C	80 Clase Assem.
1000 Altura Doble (mm)	
Valores Nominales	
Alta Tensión	Baja Tensión
13200 214/123	13200 214/123
+1/-342.5%	5.56 404.68
5.56 404.68	
Resultados de Ensayos	
Temp. amb (°C)	
Posic. Conmut.	
Líquido Abolito Mineral Referencia	
Tensión Regulada (kV)	
Método	
1) NYNRS 10 62M	
2) Resistencia de Aislamiento	
Tiempo Lectura (min)	
Tensión Prueba (kV)	
AT Contra RT y Tierra (MΩ)	
RT Contra AT y Tierra (MΩ)	
AT Contra RT (MΩ)	
Relación de Transformación	
Polaridad	
Grupo Conexión	
Fase-Fase	
Fase-Neutro	
3) Tensión Derivada	
Fase U	
Fase V	
Fase W	
Nominal	
Mínimo	
Máximo	
4) Resistencia Entre Terminales	
A.T. 300	
B.T. (mΩ)	
U-V	
V-W	
W-U	
Promedio	
Mater. Fabrica.	
5) Ensayos de Aislamiento	
Tensión Aplicada durante 60 Segundos	
Tensión (V)	
Frecuencia (Hz)	
Tiempo (s)	
6) Ensayo sin Carga	
Pérdidas (W)	
Pérdidas (W)	
Pérdidas (W)	
Pérdidas (W)	
7) Ensayo en Carga	
Constante (A)	
Tensión (V)	
Pérdidas (W)	
Pérdidas (W)	
Pérdidas (W)	
Impedancia (%)	
Regulación a plena carga y f.p. = 0.9 (%)	
Eficiencia a plena carga y f.p. = 0.9 (%)	
Características Mecánicas	
Masa Total (Kg)	Vol. Lq. Aisl. (l)
Dimens. Aprox. Totales (mm)	Pintura
Largo	Ancho
Alto	Color
Número de Elementos Radiación	Laminas
Largo Radiac.	Ancho Radiac.
Observaciones	
Caracterización	Siemens/Control Calidad
Matrícula No.	Medición No.
Fecha Faltas	
Fecha Documento	

Figura E.0.1: Protocolo de transformador de 150 kVA

Apéndice F

Protocolo de transformador de 500 kVA

SIEMENS
SIEMENS MANUFACTURING S.A.
Protocolo de Pruebas para Transformadores

P.101 A.P.M.

Información General	
Cliente DISTRIBUIDOR COLOMBIA	Pedido 800000166002
Cantidad 1	Tipo CPOLM 654-07 45/15
Orden No. Transformador	Fabricante SIEMENS S.A.
No. Serie 375573	
Especificaciones Técnicas	
500 Potencia (kVA)	3 Fases
ONAN Refrigeración	60 Pres. (Hz)
15/1.2 Tensión Serie (kV)	95/30 NSA AT/ST (kV)
65 Calent. Des. (°C)	AG Clase Aislam.
1000 Altura Diseño (mm)	
Valores Nominales	
Alta Tensión Baja Tensión	13200 214/123
13200 214/123	1/-3+2.5% 21.67 1349
21.67 1349	
Resultados de Ensayos	
20 Temp. amb (°C)	
2 Posic. Conmut.	
Líquido Aislante Mineral Referencia	
IZAR II	
Tensión Ruptura (kV)	
40	
Método ASTM D-1816	
1) Histeresis de Aislamiento	
Tiempo Lectura (min)	
5	
Tensión Puntos (kV)	
65500	
AT Contra BT y Tierra (MVA)	
49700	
BT Contra AT y Tierra (MVA)	
94500	
2) Relación de Transform.	
Polaridad	
Grupo Conexión	
Dyn 5	
Fase-Fase	
Fase-Neutro	
3) Pos. Tensión Derivación	
Fase U	
Fase V	
Fase W	
Nominal	
Mínimo	
Máximo	
4) Resistencia Entre Terminales	
A.T. (Ω)	
2,290	
B.T. (mΩ)	
0,770	
U-V	
V-W	
W-U	
Promedio	
Mater. Fabric.	
CORRE ALUMINIO	
5) Ensayos de Aislamiento	
Tensión Aplicada durante 60 Segundos	
BT Contra AT y Tierra (kV)	
10,0	
AT Contra BT y Tierra (kV)	
34,0	
Tensión (V)	
428	
Frecuencia (Hz)	
120	
6) Ensayo sin Carga	
Tensión (V)	
214	
S(%)	
2,98	
D(%)	
1,79	
E(%)	
2,84	
Pérdida (W)	
0,19	
P ₀ Medida (W)	
1,70	
P ₀ Medida (W)	
798,0	
P ₀ Garantizada (W)	
1090,0	
7) Ensayo en Corto Circuito	
Corriente (A)	
21,67	
Tensión (V)	
462,00	
Pérdidas (W)	
4254,00	
I ² R (W)	
3776,17	
Impedancia (%)	
3,50	
Referidas a (°C)	
85	
Garantizadas a (°C)	
85	
Regulación a plena carga y t.p. = 0,8 (%)	
2,88	
Eficiencia a plena carga y t.p. = 0,8 (%)	
98,54	
Características Mecánicas	
Massa Total (Kg)	Vol. Líg. Aisl. (l)
1660	465
Deposito, Agente, Total (kg)	1,400
2,810	Alto
Largo	Ancho
0,85	0,33
Número de Elementos Radiación	Lámina
4	M4-D.27-KAWASAKI
Pintura EPOC POLIESTER RAL 7035	
Color	
Espeor (μm)	
> 140	
Observaciones	
LIBRE DE PCB'S SEGUN RESOLUCION 0222/2011 - TRANSFORMADOR TIPO FEDESTAL.	
Cliente/Interventor	Siemens/Control Calidad
Matrícula No.	CRISTIAN RODRIGUEZ
Fecha Documento	24/06/13
Fecha Documento	24/06/13

Figura F.0.1: Protocolo de transformador de 500 kVA

Apéndice G

Transformador E13589

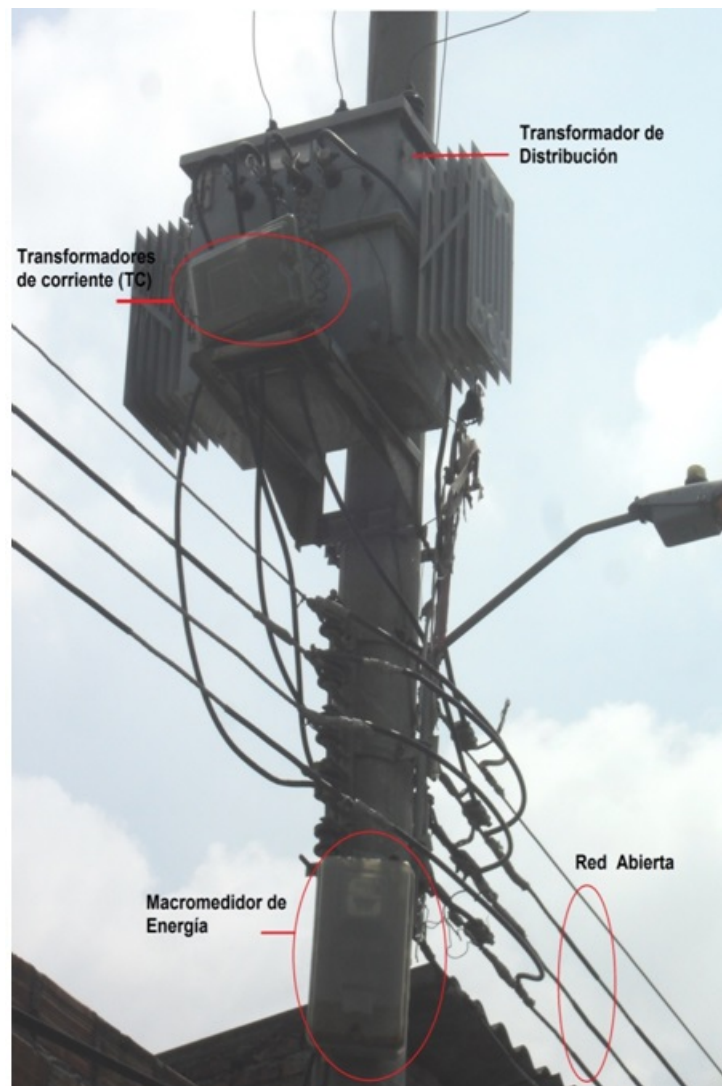


Figura G.0.1: Transformador de E13589

Apéndice H

Envejecimiento del TD E18009

Hora	Tiempo (Minutos)	Carga (Pu)	Temperatura Ambiente en (°C)	Temperatura Media del Aceite en (°C)	Punto caliente 6h (°C)	Tasa relativa de envejecimiento (p.u.)	Perdida Acumulada en Minutos
0	60	0.18	20	34.3	38.0	0.00016	0.01
1	120	0.17	20	34.3	38.0	0.00016	0.02
2	180	0.17	21	34.4	38.0	0.00016	0.03
3	240	0.17	22	34.5	39.7	0.00019	0.04
4	300	0.26	23	34.6	41.6	0.00024	0.06
5	360	0.29	23	34.7	43.3	0.00030	0.07
6	420	0.31	24	34.9	44.1	0.00034	0.09
7	480	0.29	24	35.2	45.1	0.00039	0.12
8	540	0.30	26	35.4	46.5	0.00045	0.14
9	600	0.33	28	35.9	48.7	0.00059	0.18
10	660	0.38	31	36.3	50.3	0.00072	0.22
11	720	0.38	32	36.8	51.3	0.00085	0.27
12	780	0.38	32	37.3	52.6	0.00099	0.33
13	840	0.40	32	37.7	52.0	0.00099	0.39
14	900	0.34	30	38.1	52.0	0.00100	0.45
15	960	0.35	29	38.3	52.6	0.00111	0.52
16	1020	0.38	27	38.6	54.0	0.00131	0.60
17	1080	0.42	28	38.9	55.4	0.00155	0.69
18	1140	0.44	27	39.2	57.6	0.00201	0.81
19	1200	0.49	26	39.4	58.3	0.00225	0.95
20	1260	0.46	25	39.7	58.0	0.00228	1.08
21	1320	0.43	24	39.9	56.4	0.00199	1.20
22	1380	0.37	24	40.1	52.2	0.00129	1.28
23	1440	0.22	22	40.2	49.3	0.00093	1.34

Figura H.0.1: Envejecimiento del TD E18009

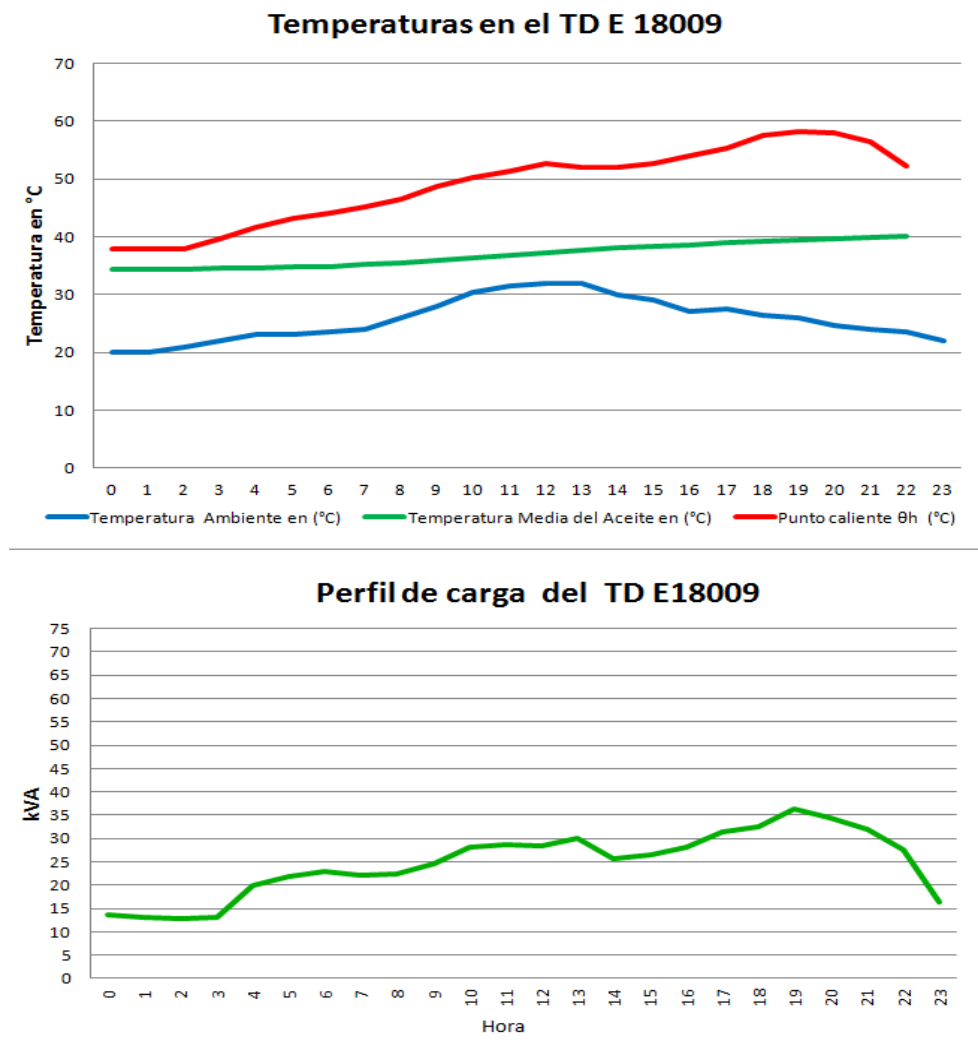


Figura H.0.2: Temperatura y Envejecimiento del TD E18009

Apéndice I

Envejecimiento del TD E16400

Hora	Tiempo (Minutos)	Carga (Pu)	Temperatura Ambiente en (°C)	Temperatura Media del Aceite en (°C)	Punto caliente θ_h (°C)	Tasa relativa de envejecimiento (p.u.)	Perdida Acumulada en Minutos
0	60	0.13	22	34	36	0.0001	0.0001
1	120	0.13	23	34	36.1	0.0001	0.0052
2	180	0.13	23	34	36.2	0.0001	0.0105
3	240	0.13	24	34	36.3	0.0001	0.0158
4	300	0.13	26	34	36.6	0.0001	0.0213
5	360	0.14	28	34	37.3	0.0001	0.0276
6	420	0.16	29	35	39.5	0.0001	0.0363
7	480	0.25	29	35	45.8	0.0004	0.0588
8	540	0.46	30	36	58.1	0.0022	0.1882
9	600	0.76	30	37	70.4	0.0109	0.8440
10	660	0.89	32	39	79.7	0.0346	2.9186
11	720	0.92	33	40	87.2	0.0838	7.9480
12	780	0.96	33	41	91.2	0.1324	15.8940
13	840	0.92	32	42	94.6	0.1938	27.5243
14	900	0.94	30	43	97.6	0.2697	43.7068
15	960	0.96	29	44	98.5	0.2975	61.5565
16	1020	0.92	27	45	97.8	0.2757	78.0961
17	1080	0.87	27	45	91.3	0.1339	86.1325
18	1140	0.66	25	45	77.6	0.0268	87.7406
19	1200	0.28	25	45	66	0.0062	88.1126
20	1260	0.15	24	45	58.1	0.0022	88.2420
21	1320	0.14	23	45	52.8	0.0010	88.3039
22	1380	0.14	22	44	49.1	0.0006	88.3404
23	1440	0.14	22	44	46.7	0.0004	88.3661

Figura I.0.1: Envejecimiento del TD E16400

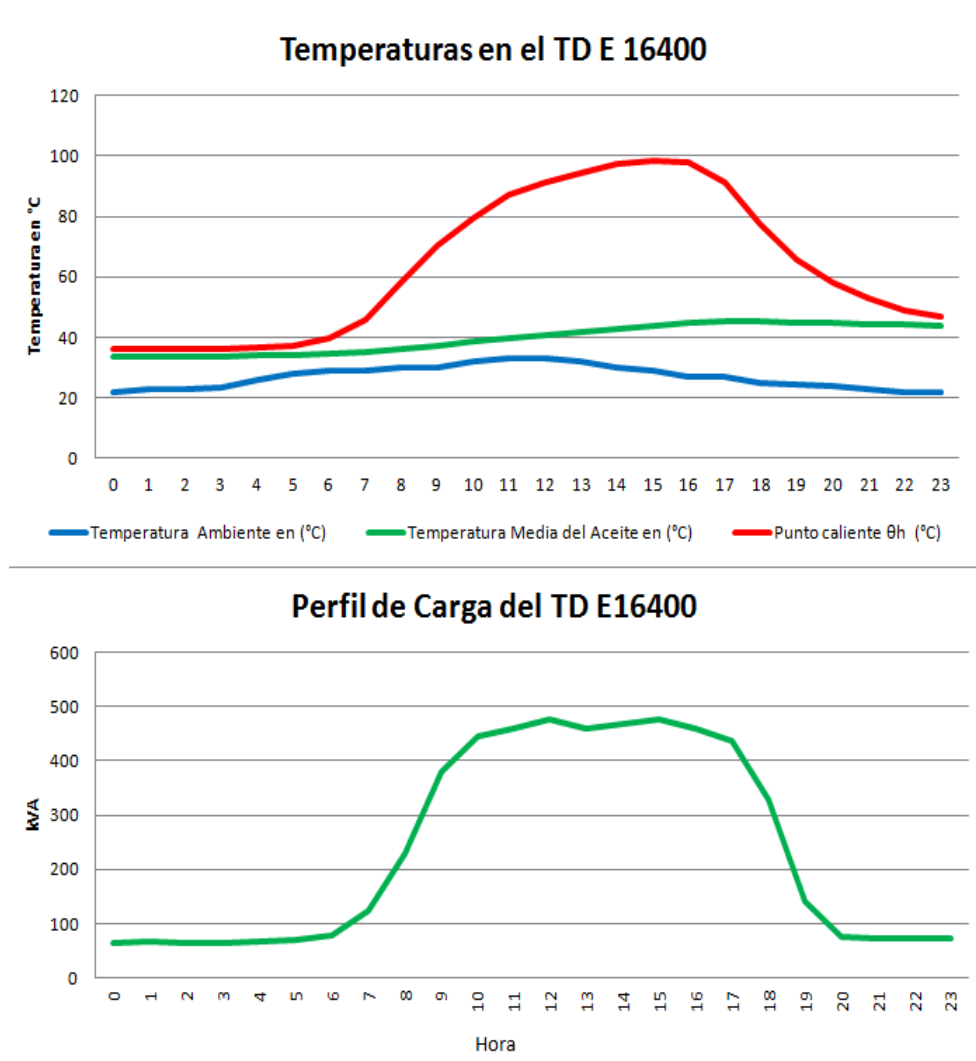


Figura I.0.2: Temperatura y Carga de TD E16400

Apéndice J

Envejecimiento del TD E13589

Hora	Tiempo (Minutos)	Carga (Pu)	Temperatura Ambiente en (°C)	Temperatura Media del Aceite en (°C)	Punto caliente 9h (°C)	Tasa relativa de envejecimiento (p.u.)	Perdida Acumulada en Minutos
0	60	0.21	22	36.6	40.6	0.00017215	0.01032903
1	120	0.18	23	36.6	40.1	0.000159491	0.01989846
2	180	0.17	23	36.7	39.8	0.000152328	0.02903815
3	240	0.17	24	36.7	39.8	0.000152328	0.03817784
4	300	0.18	26	36.8	40.6	0.00017215	0.04850687
5	360	0.22	28	36.9	41.2	0.000188615	0.05982378
6	420	0.22	29	37	41.4	0.000194431	0.07148964
7	480	0.21	29	37.3	43.9	0.000283286	0.08848681
8	540	0.32	30	37.5	46.1	0.000392601	0.11204287
9	600	0.34	30	37.9	48.4	0.000549598	0.14501872
10	660	0.37	32	38.2	50.9	0.000787932	0.19229464
11	720	0.41	33	38.4	49.7	0.000663282	0.23209155
12	780	0.28	33	38.6	48.9	0.000590919	0.26754669
13	840	0.28	32	38.9	48.1	0.000526148	0.29911556
14	900	0.26	30	39.1	47.6	0.000489179	0.32846627
15	960	0.26	29	39.3	47.4	0.000475098	0.35697218
16	1020	0.26	27	39.4	47.2	0.000461407	0.38465659
17	1080	0.26	27	39.7	49.1	0.000608266	0.42115257
18	1140	0.35	25	39.9	51.4	0.000846229	0.47192634
19	1200	0.40	25	40.1	53.3	0.001107693	0.53838795
20	1260	0.41	24	40.2	54.5	0.001310907	0.61704238
21	1320	0.41	23	40.3	54.4	0.001292696	0.69460414
22	1380	0.37	22	40.3	52.2	0.000948176	0.7514947
23	1440	0.27	22	40.4	50.7	0.000765706	0.79743707

Figura J.0.1: Envejecimiento de TD E13589

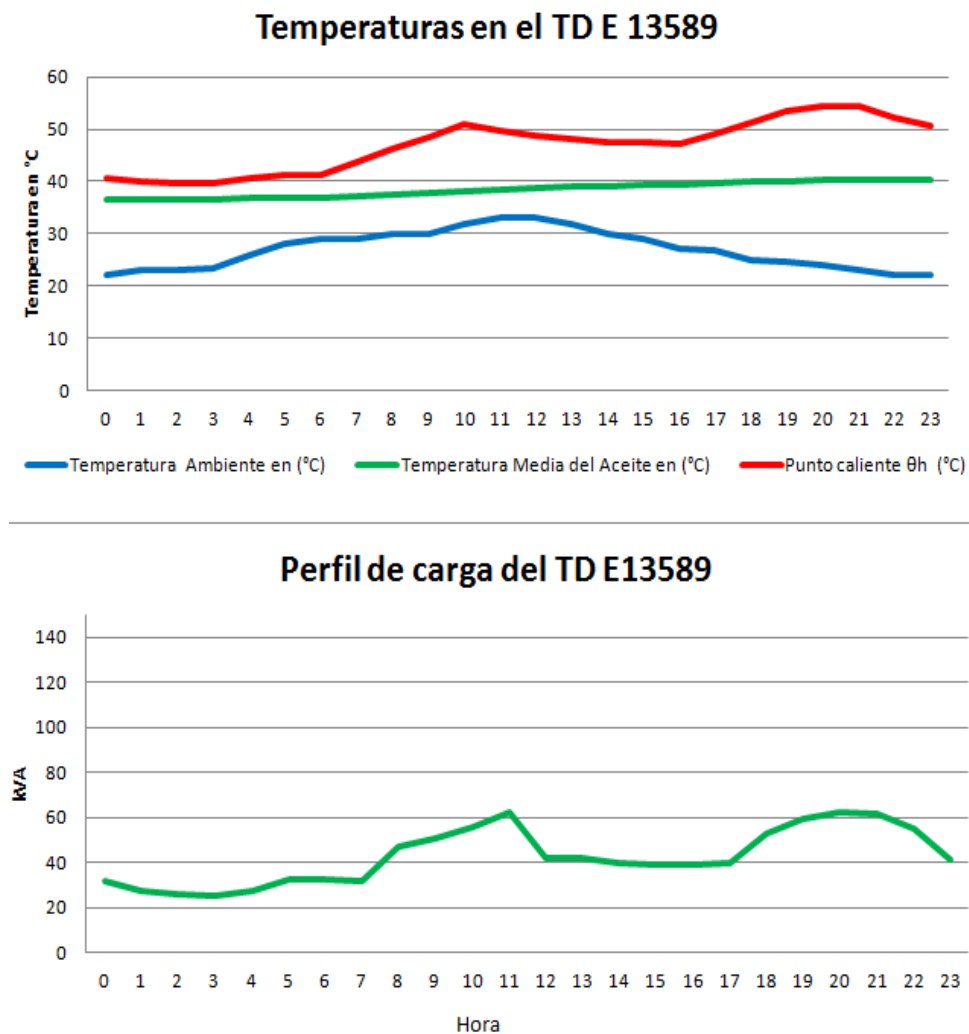


Figura J.0.2: Temperatura y Carga de TD E13589