



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

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN VIRTUAL PARA
MONITOREO DE PARÁMETROS DE TRANSFORMADOR**

Oscar Ernesto Jirón Guardado

Asesorado por el Ing. Otto Fernando Andrino González

Guatemala, julio de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN VIRTUAL PARA
MONITOREO DE PARÁMETROS DE TRANSFORMADOR**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

OSCAR ERNESTO JIRÓN GUARDADO

ASESORADO POR EL ING. OTTO FERNANDO ANDRINO GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Víctor Manuel Ruiz Hernández
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

DISEÑO DE UN SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN VIRTUAL PARA MONITOREO DE PARÁMETROS DE TRANSFORMADOR

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 21 de mayo de 2015.

Oscar Ernesto Jirón Guardado

Guatemala, 11 de abril del 2016

Ingeniero
Otto Fernando Andrino González
Coordinador de Área de Electrotecnia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Andrino:

Por este medio me complace dar aprobación al Trabajo de Graduación titulado: **"DISEÑO DE UN SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN VIRTUAL PARA MONITOREO DE PARÁMETROS DE TRANSFORMADOR"**, desarrollado por el estudiante Oscar Ernesto Jirón Guardado con carné 200924627, ya que considero que cumple con los requisitos establecidos, por lo que el autor y mi persona somos responsables del contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente


MSc. Otto Fernando Andrino González

Asesor

Ingeniero Electricista colegiado No. 4,038

Otto F. Andrino G.
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO # 4038



REF. EIME 25. 2016.
Guatemala, 25 de ABRIL 2016.

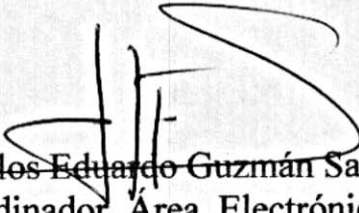
Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
DISEÑO DE UN SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN VIRTUAL
PARA MONITOREO DE PARÁMETROS DE TRANSFORMADOR,
del estudiante Oscar Ernesto Jirón Guardado , que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Carlos Eduardo Guzmán Salazar
Coordinador Área Electrónica



STO



REF. EIME 25. 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; OSCAR ERNESTO JIRÓN GUARDADO Titulado: DISEÑO DE UN SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN VIRTUAL PARA MONITOREO DE PARÁMETROS DE TRANSFORMADOR, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 3 DE MAYO 2016.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

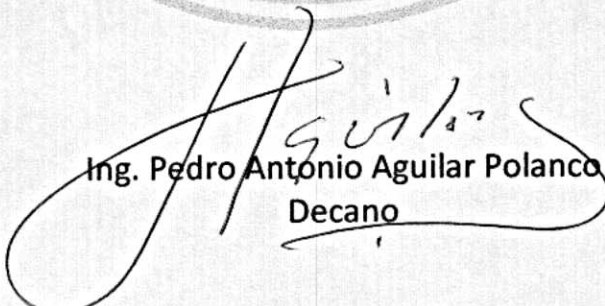


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 313.2016

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE UN SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN VIRTUAL PARA MONITOREO DE PARÁMETROS DE TRANSFORMADOR**, presentado por el estudiante universitario: **Oscar Ernesto Jirón Guardado**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, julio de 2016



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por estar presente en cada momento de mi vida. Por alumbrarme en mi vida personal y universitaria, guiándome en los momentos de oscuridad.

Mis padres

Cristian Jirón y Carmen Guardado, por estar presentes en mi vida, por su apoyo incondicional para llegar a este momento.

Mis hermanos

Cristhiam, Erick y Victor Jirón, cada uno aportó algo muy importante para que yo estuviera aquí, su tiempo, su comprensión, y hasta parte de su vida, siempre agradecido de todo corazón con ustedes.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por recibirme en este centro de estudios el cual me enseñó muchas cosas importantes para mi vida.
Facultad de Ingeniería	Por hacerme parte de su comunidad, guiándome en esta etapa de mi vida universitaria.
Mis amigos de la Facultad	Herbert Flores, Rudy Carrera, Alberto Tizól, Erick Ixmatul, Alex Ardon, Melvin Rodríguez, Ronaldo Morales y Mynor Mendoza, con aprecio y reconociendo su apoyo, siempre agradecido con ustedes.
Mis amigos	Por prestarme su apoyo, tiempo y amistad en todos los momentos que lo necesité; siempre agradecido con ustedes.
Mi asesor	Ing. Otto Andrino, gratitud sincera por todo el apoyo brindado hacia mi persona.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. Importancia del monitoreo y control del transformador.....	1
1.2. Protocolos de comunicación.....	2
1.2.1. Tipos de protocolos de comunicación para subestaciones eléctricas.....	3
1.2.1.1. Protocolo de comunicación DNP 3.0	3
1.2.1.2. Protocolo de comunicación IEC 60870-5-101	4
1.2.1.3. Protocolo de comunicación IEC 66087-5-104	4
1.2.1.4. Protocolo de comunicación MODBUS.....	5
1.2.1.5. Protocolo de comunicación IEC 61850.....	5
1.3. Equipo de control inteligente IED	5
1.3.1. Tipos de controladores inteligentes	6
1.4. Sistemas de control de subestación eléctrica.....	10
1.5. Estructura de los sistemas de control numéricos	12

1.6.	Sistemas de control numérico	13
2.	TRANSFORMADOR ELÉCTRICO	15
2.1.	Definición	15
2.2.	Principios de funcionamiento y teoría.....	17
2.2.1.	Leyes fundamentales de los circuitos magnéticos.....	17
2.2.1.1.	Ley de Ampére.....	17
2.2.1.2.	Ley de Faraday	19
2.2.1.3.	Ley de Lenz.....	20
2.2.1.4.	Leyes de Kirchhoff.....	21
2.2.1.5.	Circuitos magnéticos	22
2.2.2.	Principio de funcionamiento del transformador	26
2.2.2.1.	Operación del transformador ideal	28
2.2.2.2.	Relación de transformación.....	30
2.2.2.3.	Condiciones en los transformadores prácticos.....	31
2.2.2.4.	Diagrama vectorial del transformador con carga.....	33
2.3.	Elementos de medición en transformadores.....	35
2.3.1.	Pequeños transformadores de potencia.....	35
3.	MEDICIÓN.....	39
3.1.	Exactitud y precisión	39
3.1.1.	Precisión.....	39
3.1.2.	Exactitud.....	39
3.2.	Señal analógica.....	40
3.3.	Señal digital.....	42
3.4.	Equipos de medición de parámetros de transformador.....	44

3.4.1.	Medición de nivel de aceite.....	45
3.4.1.1.	Indicación de nivel a través de flotador.....	45
3.4.1.2.	Indicación de nivel a través de columna de líquido.....	48
3.4.2.	Medición de temperatura	49
3.4.2.1.	Medición de temperatura de aceite.....	49
3.4.2.2.	Medición de temperatura de devanados	52
3.4.3.	Cambiador de tomas bajo carga.....	56
3.4.4.	Relevadores de presión	60
3.4.5.	Relevador Buchholz.....	63
3.4.6.	Analizadores de aceite y humedad.....	69
3.4.7.	Analizadores de descargas parciales	75
3.4.8.	Disposición física de los elementos de medición en un transformador	78
4.	PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS IEC 61850	85
4.1.	Definición.....	85
4.2.	La subestación LAN	87
4.3.	Mensaje punto a punto (GOOSE).....	88
4.4.	Proceso de interfaz de bus	88
4.5.	La verdadera interoperabilidad	89
4.6.	Topología de red IEC 61850.....	89
4.7.	Requisitos de temporización en la subestación.....	92
5.	ESTÁNDAR DE REDUNDANCIA IEC 62439.....	95
5.1.	Ethernet Industrial (IE).....	95

5.2.	Redundancia	96
5.3.	Protocolo de media redundancia IEC 62439-2.....	100
5.4.	Protocolo de redundancia paralela IEC 62439-3.....	104
5.5.	Protocolo de alta redundancia <i>seamless</i> IEC 62439-3.....	108
6.	PROPUESTAS DE DISEÑOS REDUNDANTES	113
6.1.	Diseño de media redundancia IEC 62439-2.....	115
6.2.	Diseño de redundancia paralela IEC 62439-3.....	119
6.3.	Diseño alta redundancia <i>seamless</i> IEC 62439-3	120
	CONCLUSIONES.....	123
	RECOMENDACIONES	125
	BIBLIOGRAFÍA.....	127
	APÉNDICES.....	129
	ANEXOS.....	133

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Relevador SEL-411L, relevador de protección diferencial de línea.....	9
2.	Estructura jerárquica en un sistema de control para una subestación de alta tensión.....	11
3.	Arquitectura de un sistema de control numérico	12
4.	Campo magnético producido por un conductor eléctrico	18
5.	Ley de Faraday flujo magnético a través de un elemento de área dA.....	20
6.	Analogías entre circuito eléctrico y circuito magnético	23
7.	Transformador ideal conectado a una carga.....	29
8.	Transformador real.....	31
9.	Diagrama vectorial de transformador con carga resistiva.	34
10.	Pequeño transformador de potencia (5 a 30 MVA)	36
11.	Ejemplo de una señal analógica senoidal	41
12.	Ejemplo de una señal digital	43
13.	Indicador del nivel de aceite colocado en transformador con tanque conservador.	46
14.	Descripción del indicador de nivel de aceite por flotador	47
15.	Indicador de nivel de aceite por columna de líquido.....	47
16.	Descripción del indicador de nivel de aceite por columna de líquido	48
17.	Termómetro de aceite, funcionamiento de tubo de Bourdon.....	50
18.	Diagrama interno de termómetro de Bourdon con compensación de temperatura externa.....	51

19.	Termómetro de devanados, elemento de medición RTD PT100	53
20.	Diagrama de los TC del lado de alto voltaje de un transformador de potencia de 25/31/37.5 MVA de 230 kV primario 13,8 kV de secundario, el cual incluye un transformador de intensidad en el pasatapas H2 para medir la temperatura del devanado	54
21.	Diagrama de los TC del lado de bajo voltaje de un transformador de potencia de 25/31/37.5 MVA de 230 kV primario 13,8 kV de secundario, el cual incluye un transformador de intensidad en el pasatapas X2 para medir la temperatura del devanado	55
22.	Cambiador de tomas bajo carga marca MR	58
23.	Transformador de potencia con cambiador de tomas bajo carga, en cada fase.	59
24.	Principio disposición del devanado de un transformador, con devanado de regulación en conexión estrella-triángulo.	60
25.	Relevador de sobrepresión marca MR	61
26.	Relevador de sobrepresión sin cubierta protectora.....	62
27.	Relevador Buchholz para transformadores > 10000 KVA marca EMB.....	65
28.	Relevador Buchholz con acumulación de gas	66
29.	Relevador Buchholz con falta de aceite	67
30.	Relevador Buchholz con sobre flujo de aceite	68
31.	Colocación de relevador Buchholz en transformador	68
32.	Disposición física del analizar en transformador.....	73
33.	Imagen de analizador de gases Transfix	74
34.	Analizador de descargas parciales Intelix.....	78
35.	Elevación frontal de transformador monofásico 24/29/35 MVA 230/69/13,8 kV, marca WEG	80
36.	Elevación lateral izquierda de transformador monofásico 24/29/35 MVA 230/69/13,8 kV, marca WEG.....	81

37.	Elevación posterior de transformador monofásico 24/29/35 MVA 230/69/13,8 kV, marca WEG.....	82
38.	Planta de transformador monofásico 24/29/35 MVA 230/69/13,8 kV marca WEG.....	83
39.	Topología de bus de procesos	91
40.	Compilación de tiempos de recuperación	93
41.	Diseño de red redundante.....	97
42.	Topología de red en anillo MRP	103
43.	Topología de red en paralelo PRP	106
44.	Topología de red en anillo HSR (I).....	109
45.	Topología de red en anillo HSR (II).....	112

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
AC	Corriente alterna
CC	Corriente continúa
\vec{B}	Densidad de líneas de flujo magnético
$d\vec{l}$	Diferencial de línea
$d\vec{A}$	Diferencial de superficie
Φ	Flujo magnético
Φ_m	Flujo magnético mutuo
\mathfrak{F}	Fuerza magnetomotriz (fmm)
Hz	Hertz
Z	Impedancia
$\oint_C dl$	Integral de línea cerrada
$\int_s dS$	Integral de superficie
I	Intensidad de corriente eléctrica
kV	Kilovoltios
MHz	Megahertz
MVA	Megavoltamperios
mA	Miliamperio
ms	Milisegundo
N	Número de vueltas de bobinado
P	Permeancia

R	Radio mayor
r	Radio menor
X	Reactancia
n	Relación de transformación
R	Resistencia
\vec{E}	Vector de campo eléctrico
\vec{H}	Vector de intensidad de campo magnético
V	Volt

GLOSARIO

BCD	Decimal codificado en binario es un estándar para representar números decimales en el sistema binario.
Control numérico	Es un sistema de automatización para máquinas herramientas en que se utilizan números, letras y símbolos. Cuando cambia la tarea a realizar, se cambia el programa de instrucciones.
CT	Siglas en inglés para transformador de corriente, este utiliza el campo magnético de una corriente alterna a través de un circuito para inducir una corriente proporcional en un segundo circuito.
DCE	Siglas en inglés de Data Communication Equipment, (equipo de comunicación de datos).
DNP3	Protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED) y estaciones controladores, componentes de sistemas SCADA.
DTE	Siglas en inglés de Data Terminal Equipment, (equipo terminal de datos).

Ethernet	Estándar de redes de área local para computadores con acceso al medio por detección de la onda portadora y con detección de colisiones.
Flashover	Una descarga disruptiva o <i>flashover</i> en inglés, es la ignición simultánea de la mayor cantidad de material combustible en un área cerrada.
Gateway	Dispositivo que actúa de interfaz de conexión entre aparatos o dispositivos, y también posibilita compartir recursos entre dos o más computadoras.
Hardware	Todas las partes físicas de un sistema informático; sus componentes son: eléctricos, electrónicos, electromecánicos y mecánicos.
IED	Dispositivo electrónico inteligente (IED) es un término utilizado en la industria de la energía eléctrica para describir controladores basados en microprocesadores para equipos del sistema de potencia, tales como interruptores de circuitos, transformadores y bancos de condensadores.
IEC TC57	Comité Técnico IEC 57 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). TC 57 es responsable del desarrollo de normas para el intercambio de información para los sistemas de energía y otros sistemas relacionados, incluyendo los sistemas de

gestión de energía, SCADA, automatización de la distribución y de teleprotección.

I/O	Siglas en inglés para denominar los puntos de conexión como entradas y salidas de un controlador numérico.
LAN	Red de área local. Red informática de computadoras interconectadas dentro de un área limitada.
LCK	Ley de corrientes de Kirchhoff.
LVK	Ley de lazos de Kirchhoff o ley de mallas de Kirchhoff.
MODBUS ASCII/RTU	Protocolo de comunicaciones basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor, diseñado en 1979 por Modicon para su gama de controladores lógicos programables.
Monitoreo	Acción y efecto de monitorear, el verbo que se utiliza para nombrar a la supervisión o el control realizado a través de un monitor.
MR	Maschinenfabrik Reinhausen, empresa de tamaño medio que se especializa en la producción de cambiadores de tomas en carga, para transformadores de potencia se ha posicionado como un líder mundial.

OCTC	Cambiador de tomas sin carga.
ONAF	Ventilación aceite natural, aire forzado.
ONAN	Ventilación aceite natural, al aire natural.
OLTC	Cambiador de tomas bajo carga.
OSI	Siglas en inglés de Open System Interconnection, (modelo de interconexión de sistemas abierto).
Prolec GE	Fabricante de transformadores situado en la ciudad de Apodaca, Nuevo León, México. La empresa conjunta entre el Grupo Xignux y General Electric es uno de los mayores fabricantes de transformadores en América.
Qualitrol ITM 505	Compañía de monitoreo basado en condición de activos global con sede en Fairport, Nueva York, Estados Unidos. Fabrica y distribuye equipos de monitoreo de descargas parciales, equipos de protección de activos y productos de información en todos los sectores de generación eléctrica, transmisión y distribución. ITM es el acrónimo de Intelligent Transformer Monitoring o Monitor Inteligente de Transformador modelo 505.

RS-232	Es una interfaz que designa una norma para el intercambio de una serie de datos binarios.
RS-485	Es un estándar de comunicaciones en bus de la capa física.
SAN	Almacenamiento en un área de red (<i>storage area network</i>). Proporciona almacenamiento a nivel de bloque que se puede acceder por las aplicaciones que se ejecutan en los servidores conectados en red. Dispositivos de almacenamiento SAN pueden incluir las bibliotecas de cintas y dispositivos basados en disco.
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (supervisión, control y adquisición de datos) es un software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.
Software	Al equipo lógico o soporte lógico de un sistema informático, que comprende el conjunto de los componentes lógicos necesarios que hacen posible la realización de tareas específicas.
Subestación eléctrica	Una subestación eléctrica es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica.

TCP/IP	Describe un conjunto de guías generales de diseño e implementación de protocolos de red específicos para permitir que un equipo pueda comunicarse en una red. TCP/IP provee conectividad de extremo a extremo especificando como los datos deberían ser formateados, direccionados, transmitidos, enrutados y recibidos por el destinatario.
Voltaje	Magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.
VT	Siglas en inglés para transformador de potencial.
WEG	Empresa brasileña que fabrica motores y equipos eléctricos, equipos de energía y transporte.

RESUMEN

En las redes eléctricas existentes los transformadores de potencia juegan un papel muy importante en las subestaciones eléctricas, no solo por sus aplicaciones principales, que son ya sea para elevar o para reducir voltaje y conectar de una red de alta tensión a una de menor, sino también por su precio, tiempo de fabricación y tiempo de vida útil, en comparación con los otros elementos de la subestación eléctrica. Para los transformadores de potencia en la subestación es muy importante el control y monitoreo.

El control y monitoreo de los equipos de patio en la subestación eléctrica es parte del esquema de automatización de la misma, los transformadores de potencia poseen elementos de control, para garantizar su funcionamiento óptimo a largo plazo.

El estándar IEC 61850 se ha convertido en la columna de la automatización de las subestaciones eléctricas, porque permite la interoperación entre los equipos de protección, monitoreo y control.

Esta verdadera interoperabilidad requiere que todos los equipos utilicen el mismo concepto de redundancia, el estándar IEC 61850 ahora especifica tipos de redundancia que cumplen con los requisitos de automatización con los estándares IEC 62439-2 e IEC 62439-3.

OBJETIVOS

General

Hacer un diseño de instrumentación virtual para monitoreo de parámetros de transformador, que ayude a mejorar la forma de adquisición de datos y mejore el control del mismo.

Específicos

1. Realizar un diseño para monitorear el cambiador de tomas bajo carga de un transformador.
2. Realizar un diseño para monitorear el analizador de aceite en el transformador.
3. Realizar un diseño para monitorear los relevadores de presión del transformador.
4. Realizar un diseño para monitorear los sensores de temperatura de transformador.
5. Realizar un diseño para monitorear el nivel de aceite de transformador.
6. Realizar un diseño para monitorear los sensores de humedad de transformador.

7. Realizar un diseño para monitorear los sensores de descargas parciales para pasatapas de transformador.
8. Realizar un diseño de parámetros de transformador que cumpla con los niveles de redundancia conforme al estándar IEC 62439-2 e IEC 62439-3.

INTRODUCCIÓN

Este trabajo de graduación pretende establecer una manera viable de realizar la instrumentación de un transformador de potencia, pudiendo mejorar el monitoreo del mismo utilizando nuevos protocolos de comunicación o mejorar un sistema ya existente. Un transformador de potencia es un elemento muy importante para los sistemas eléctricos siendo este una parte primordial de los sistemas de generación, transmisión y distribución; diseñados para conceder la fiabilidad, la durabilidad, y la eficacia requerida por las compañías eléctricas en dichos sistemas. Los transformadores en estos sistemas representan inversiones a largo plazo y con una vida útil relativamente larga.

El uso adecuado de diferentes técnicas de medición existentes, y el acondicionamiento adecuado de las señales de los equipos de medición puede ayudar a mejorar la manera de la adquisición de los datos en el monitoreo de los transformadores en las subestaciones. Los transformadores son los equipos más críticos en las subestaciones eléctricas, de ahí el hecho que sea de vital importancia el monitoreo del activo principal de la subestación.

Por medio de la instrumentación se puede obtener de manera segura y en tiempo real, información importante del comportamiento del transformador, este hecho es relevante para mantener un control del estado del transformador y su comportamiento; asimismo mantenimiento preventivo y predictivo; evitando en lo posible llegar al correctivo. Las fallas en equipos pueden poner en riesgo todo un sistema eléctrico de generación, transmisión y distribución, puesto que representaría pérdidas de equipos, redes indisponibles, grandes daños ambientales y de equipamiento.

Con los sistemas modernos de monitoreo como el SCADA, se puede realizar un mejoramiento del control de los transformadores por medio del monitorio de todas las señales de instrumentación de los transformadores, mejorando la forma de supervisión del mismo con datos estadísticos del transformador, así como los sistemas existentes o el desarrollo de los proyectos a futuro.

1. MARCO TEÓRICO

El presente capítulo expone diversos puntos con el fin de crear una base teórica sobre el tema y los conceptos básicos del mismo, como los protocolos de comunicación y la definición de controlador, que servirán de referencia para el diseño de los sistemas redundantes de monitoreo de transformador.

1.1. Importancia del monitoreo y control del transformador

La presencia de fallas en transformadores de potencia provoca severos problemas en la operación del suministro de energía eléctrica, esto debido a que en algunas áreas se carece de transformadores de reserva para sustituir los dañados en tiempos muy cortos. Esto ha originado que la toma de decisiones y la evaluación de alternativas para buscar las solución sea lo más rápida y eficiente posible. Por lo tanto, los factores que inciden directamente para la toma de estas decisiones son:

- Diagnóstico del origen de la falla
- Determinación del alcance de la reparación
- Tomar medidas para evitar que se repita la falla
- Análisis de las formas de reparación
- Solicitud y evaluación de las ofertas económicas
- Análisis del costo y tiempo de reparación

Por lo que, sin lugar a dudas mientras más grande en capacidad, volumen y masa sea el transformador, más difícil será para transportar el equipo para su

reparación en fábrica. De aquí que la alternativa más viable sea la reparación en sitio con su consecuente ahorro en costo y tiempo.

Con base en lo anterior, en la actualidad existen diversas técnicas de monitoreo en tiempo real de transformadores de potencia que permiten el análisis detallado de las condiciones de operación de los equipos para evitar fallas inesperadas y costos elevados de reparación que impactan directamente en la salud financiera de las empresas. Los beneficios que se tienen con estos sistemas son, sin duda, el monitorear la operación del equipo en tiempo real, transmitir oportunamente las condiciones de alerta o alarma y obtener tendencias e historial de operación del equipo, para que los encargados de los transformadores puedan tomar las decisiones de cuándo el equipo ha llegado al final de su vida útil y cuándo debe ser reemplazado.

1.2. Protocolos de comunicación

En informática y telecomunicación, un protocolo de comunicaciones es un sistema de reglas que permiten que dos o más entidades de un sistema se comuniquen entre ellas para transmitir información por medio de cualquier tipo de variación de una magnitud física. Se trata de las reglas o el estándar que define la sintaxis, semántica y sincronización de la comunicación, así como también, los posibles métodos de corrección de errores. Los protocolos pueden ser implementados por hardware, por software o por una combinación de ambos.

Los protocolos de comunicación utilizan formatos bien definidos para intercambiar mensajes. Cada mensaje tiene un significado exacto destinado a obtener una respuesta de un rango de posibles respuestas predeterminadas para esa situación en particular.

Normalmente, el comportamiento especificado es independiente de cómo se va a implementar. Los protocolos de comunicación tienen que estar acordados por las partes involucradas. Para llegar a dicho acuerdo, un protocolo puede ser desarrollado dentro de estándar técnico.

Un lenguaje de programación describe en sí mismo cálculos, por lo que existe una estrecha analogía entre los protocolos y los lenguajes de programación, los protocolos son a las comunicaciones como los lenguajes de programación son a los cómputos. Un protocolo de comunicación, también llamado en este caso protocolo de red, define la forma en la que los distintos mensajes o tramas de bit circulan en una red de computadoras.

1.2.1. Tipos de protocolos de comunicación para subestaciones eléctricas

En principio este tipo de protocolos de comunicación es un conjunto de reglas que permiten la transferencia e intercambio de datos entre los distintos dispositivos que conforman una red. Estos han tenido un proceso de evolución gradual a medida que la tecnología electrónica ha avanzado, de sistema de tecnología análoga, a tecnología digital la cual es más rápida y fiable.

En la actualidad existen diferentes tipos de protocolos de comunicación muy utilizados, para la comunicación en subestación eléctricas alrededor del mundo a continuación se expondrán los protocolos más utilizados.

1.2.1.1. Protocolo de comunicación DNP 3.0

DNP3 (acrónimo del inglés Distributed Network Protocol, en su versión 3) es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED)

y estaciones controladoras, componentes de sistemas SCADA. Es ampliamente utilizado en el sector eléctrico, de gran difusión en Estados Unidos y Canadá, y menor presencia en Europa donde el uso de alternativas como lo son IEC-60870 101 e IEC-60870 104 gozan de mayor popularidad. También se puede encontrar en otros campos (agua, gas, entre otros tipos de empresas de servicio).

1.2.1.2. Protocolo de comunicación IEC 60870-5-101

IEC 101 (IEC 60870-5-101) es una norma internacional preparada por TC57 para la monitorización de los sistemas de energía, sistemas de control y sus comunicaciones asociadas. Es totalmente compatible con las Normas IEC 60870-5-1 e IEC 60870-5-5 y su uso estándar es, en serie y asíncrono, para el telecontrol de canales entre DTE y DCE. El estándar es adecuado para múltiples configuraciones como la de punto a punto, estrella, multipunto, entre otros.

1.2.1.3. Protocolo de comunicación IEC 66087-5-104

IEC 60870-5-104, también conocido como IEC 870-5-104, es un estándar internacional, lanzado en el 2000 por la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional).

IEC 60870-5-104 permite la comunicación entre la estación de control y subestación a través de una red TCP / IP estándar. El protocolo TCP se utiliza para la transmisión segura de datos orientados a la conexión.

1.2.1.4. Protocolo de comunicación MODBUS

Es un protocolo de mensajería de capa de aplicación, posicionado en el nivel 7 del modelo OSI, que proporciona la comunicación cliente/servidor entre dispositivos conectados a diferentes tipos de buses o redes. MODBUS sigue permitiendo comunicarse a millones de dispositivos de automatización. Actualmente, el apoyo a la estructura simple y elegante de MODBUS sigue creciendo. La comunidad de Internet puede acceder MODBUS a una reservada puerto del sistema 502 en la pila TCP/IP. MODBUS es una solicitud/respuesta servicios de protocolo y ofertas especificadas por códigos de función.

1.2.1.5. Protocolo de comunicación IEC 61850

Es un nuevo estándar internacional importante para la automatización de subestaciones eléctricas, tendrá un impacto muy significativo en cómo los sistemas de energía eléctrica están diseñados y construidos para los próximos años. IEC 61850 es un estándar de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) del Comité Técnico 57 (TC57).

El modelo de enfoque de las Normas TC57, incluyendo IEC61850, es un enfoque innovador que requiere una nueva forma de pensar acerca de la automatización de subestaciones que se traducirá en mejoras significativas, en los costes y el rendimiento del sistema de energía eléctrica.

1.3. Equipo de control inteligente IED

Un dispositivo electrónico inteligente (IED) un término usado en la industria de la energía eléctrica para describir controladores basados en

microprocesadores para equipos de sistemas de energía, tales como disyuntores, transformadores y condensadores bancos.

En otros casos el equipo de control es utilizado como un puente de enlace entre diferentes equipos de la subestación, por ejemplo: algunos controladores de la subestación que utilizan diferentes protocolos de comunicación y que, por consiguiente no pueden enviar todas las señales a un nivel superior de automatización, en este caso es común utilizar un controlador de subestación como un elemento que reúne todas las señales de los diferentes equipos de la subestación, que comunican en diferentes protocolos, y que por medio del IED este comunique en un solo protocolo a un nivel superior de automatización. Este es uno de los fines más prácticos que puede tener el controlador de subestación.

1.3.1. Tipos de controladores inteligentes

Un controlador de subestación por lo general es un equipo no destinado a el control de algún equipo de subestación como por ejemplo un interruptor, un regulador o re-conectador, sino más bien es utilizado como equipos centralizadores de señales y centro de control en algunas ocasiones, por ejemplo se pueden tener señales de diferentes equipos de la subestación que pueden ser enviados en señales analógicas o en señales digitales, en las cuales todo el conjunto de señales puede totalizado en el controlador de subestación y transmitido hacia un relevadores o esquemas superiores de automatización.

En la actualidad, existen diferentes tipos de controladores inteligentes principalmente basados en protecciones eléctricas, como las siguientes:

- Protección de generador
- Protección de motores
- Protección de transformadores
- Protección de líneas de transmisión
- Protección de barrajes

Pero los IED combinan funciones de protección, así como elementos de control. Los IED reciben los datos de los sensores y equipos de alimentación, y pueden emitir comandos de control, como desconectar disyuntores si tienen la sensación de tensión, corriente o frecuencia anomalías, o subir/niveles de tensión más bajos con el fin de mantener el nivel deseado.

Los tipos comunes de IED incluyen los dispositivos de protección de reinstalación en el cambiador de tomas en carga los controladores, reguladores disyuntores, interruptores de batería de condensadores, reguladores del reconectador, reguladores de voltaje, entre otros. Esto es controlado, generalmente por un archivo de configuración. Las pruebas de ajuste de los archivos suele ser una de las que más tiempo consume funciones de un comprobador de protección. Relés de protección digitales son principalmente IED, utilizando un microprocesador para realizar varias acciones de protección, control y funciones similares.

Un IED típico puede contener desde de 5 hasta 12 funciones de protección, 5-8 funciones de control que controlan dispositivos separados, una función de reenganche, la función automonitora, funciones de comunicación, etc. Por lo tanto, están bien llamados como dispositivos electrónicos inteligentes. Algunos IED últimos están diseñados para soportar el IEC61850 estándar para la subestación de automatización, que proporciona capacidades de interoperabilidad y de comunicaciones avanzadas.

Algunos ejemplos de los IED como elementos de protección:

- Protección de barraje REB-650
- Protección de bahía SEL-451
- Protección de línea RER-620
- Protección diferencial de línea SEL-411L
- Protección de transformador RET-630
- Protección de motor SIPROTEC 7SK85
- Protección de reconectador RER- 620
- Unidad de medida de fasores SIPROTEC 7KE85
- Protección de alimentador SIPROTEC 7SJ85

Las tareas de automatización que realizan cada uno de estos elementos de protección son las siguientes:

- Adquisición de datos: se refiere a la adquisición o la recogida de datos en forma de corriente analógica medida o valores de tensión o del estado abierto o cerrado de puntos de contacto. Los datos adquiridos se pueden utilizar localmente en el dispositivo de recogida que, enviado a otro dispositivo en una subestación o enviados desde la subestación a una o varias bases de datos para uso de los operadores, ingenieros, planificadores y administración.
- Supervisión: personal informático supervisa o monitorea, las condiciones y el estado del sistema de potencia utilizando datos adquiridos. Los operadores y los ingenieros monitorean la información de forma remota en pantallas de ordenador y pantallas gráficas de pared o localmente, en el dispositivo, en la pantalla del panel frontal y computadoras portátiles.

- **Controlar:** se refiere al envío de mensajes de comando a un dispositivo para operar los dispositivos de instrumentación y control del sistema de potencia. Adquisición de control de supervisión tradicional y de datos (SCADA) dependen de los operadores para supervisar el sistema e iniciar comandos desde una consola de operador en el equipo maestro. El personal de campo, también puede controlar los dispositivos que utilizan botones del panel frontal o un ordenador portátil.

La integración de la subestación se refiere a la combinación de datos locales del IED de una subestación de manera que hay un único punto de contacto en la subestación para todos los datos de instrumentación y control. Un ejemplo, es el relevador de la figura 1, el cual es un relevador de protección de línea también tiene funciones de supervisión y control.

Figura 1. **Relevador SEL-411L, relevador de protección diferencial de línea**



Fuente: SEL. <https://selinc.com/products/411L/>.

Consulta: 19 de enero de 2016.

1.4. Sistemas de control de subestación eléctrica

Una subestación de alta tensión está, por lo general dividida, desde el punto de vista del control de la misma en tres sectores:

- El primero, conformado por los equipos del patio (seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión) se denomina nivel de campo.
- Un segundo nivel; de control de bahía, conformado por elementos intermedios que dependerán de la tecnología de control de la subestación (numérica o convencional) como lo son: armarios de reagrupamiento, unidades controladoras de bahía y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas a las bahías tales como: control, supervisión, enclavamientos, regulación de voltaje, protección y medición.
- Nivel superior, nivel de control de subestación, por medio del cual se realizan las tareas de supervisión, maniobras y control llevado a cabo por las labores diarias de los operadores, relacionadas con la subestación, tales como: control local de la subestación, comunicación, y manejo de los servicios auxiliares.

Esto nos define una estructura lógica del sistema de control (figura 2) con dos niveles jerárquicos superiores, los cuales deben estar interconectados para los intercambios de información. Un nivel inferior, nivel de campo, encargado de la adquisición de datos entre los cuales están:

- Estado de los equipos de maniobra
- Tensiones y corrientes en el sistema
- Temperatura en los devanados de los transformadores

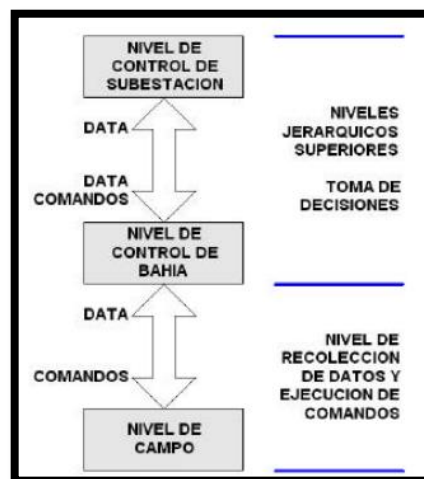
- Nivel de aceite en los transformadores
- Nivel de gas en los interruptores
- Temperatura de aceite de transformadores

Los parámetros que serán transmitidos a los niveles de control superior y la operación de los equipos de maniobra son los siguientes:

- Interruptores
- Seccionadores

Donde las órdenes para operación (apertura/cierre) provendrán de los niveles de control superiores.

Figura 2. **Estructura jerárquica en un sistema de control para una subestación de alta tensión**

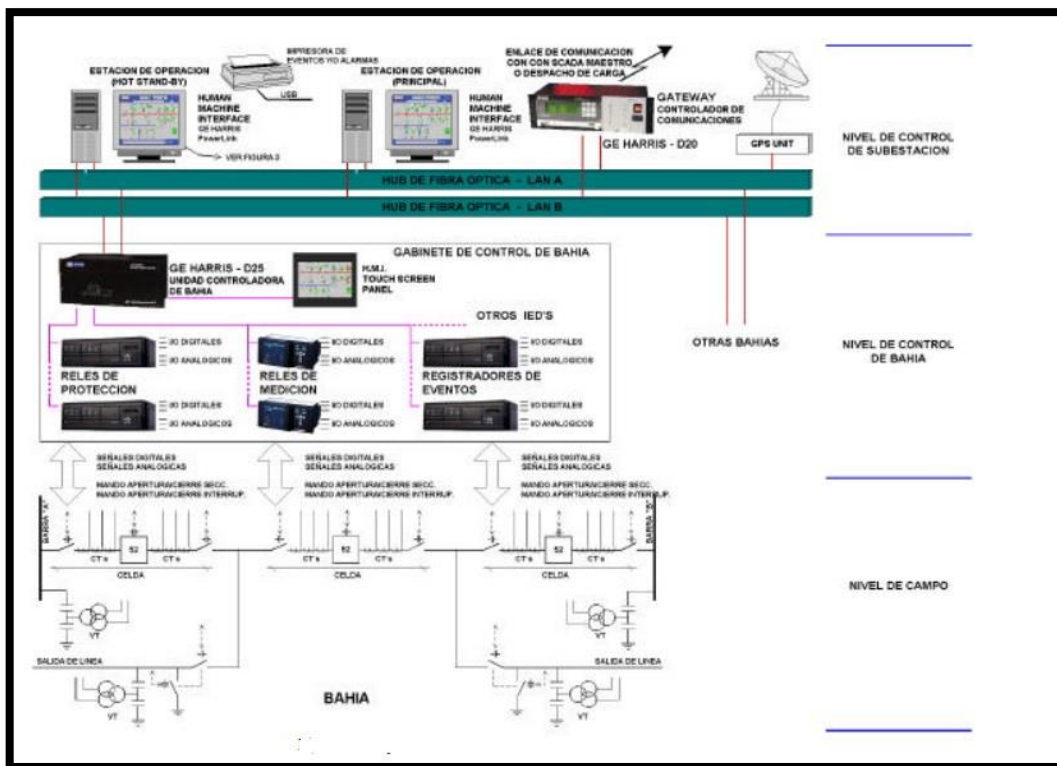


Fuente: CONTRERAS C., Carlos A.; HERNÁNDEZ R., Elicio J. *Sistemas de control en subestaciones de alta tensión del control convencional al control numérico.* p.2.

1.5. Estructura de los sistemas de control numéricos

Estos sistemas han sido concebidos y diseñados para realizar el control, la supervisión y la protección de una subestación y de sus líneas de entradas y salidas. En la figura 3, se puede observar la arquitectura para un sistema de control numérico con los tres niveles o jerarquías mencionados.

Figura 3. Arquitectura de un sistema de control numérico



Fuente: CONTRERAS C., Carlos A.; HERNÁNDEZ R., Elicio J. *Sistemas de Control en subestaciones de alta tensión del control convencional al control numérico*.p.4.

Un sistema de control automatizado para subestaciones eléctricas consiste, siguiendo la estructura general de los sistemas de control de

subestaciones, en un nivel de campo, un nivel de control de bahía, un nivel de control de subestación y un medio de comunicación entre ellos.

1.6. Sistemas de control numérico

En este tipo de sistemas de control, la ingeniería corresponde, en primer lugar, a la selección del esquema de control numérico aplicable a la subestación, esto sobre la base de las normas y estándares aplicable y las especificaciones técnicas particulares de la subestación.

En segundo lugar se deben seleccionar los equipos de protección, comunicación, automatización y control que integrarán el sistema. Se ha de tener especial cuidado en seleccionar equipos que permitan:

- Capacidad de comunicación de datos de alta velocidad IED-IED.
- Capacidad I/O expandible.
- Múltiples entradas CT's y VT's con posibilidad de calcular parámetros eléctricos.

Comparativamente con los sistemas de control convencionales, la elaboración de los planos para el sistema es significativamente menor. Ya que los planos de cableado se limitarán, en la mayor parte del sistema, a mostrar las conexiones seriales o en red entre los equipos. Siendo similares sólo en el cableado entre el nivel de control de bahía y campo. Otro paso importante en la realización de la ingeniería para un proyecto de control numérico consiste en la programación del control, como tal, a los diferentes niveles.

A nivel de bahía se debe programar la configuración para los controladores de esta: enclavamientos, permisivos, alarmas y señalizaciones a ser reportadas al SCADA local.

A nivel de subestación se debe programar el control de todas las bahías y el reporte a su vez a los centros de control remoto (centros de despacho de carga).

2. TRANSFORMADOR ELÉCTRICO

2.1. Definición

Se denomina transformador a un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal (esto es sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño y tamaño, entre otros factores.

El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión en energía alterna de otro nivel de tensión, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética. Está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, pero aisladas entre sí eléctricamente. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo. El núcleo, generalmente, es fabricado bien sea de hierro o de láminas apiladas de acero eléctrico, aleación apropiada para optimizar el flujo magnético.

Las bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios, según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. También existen transformadores con más devanados; en este caso, puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario.

La importancia de los transformadores, es porque gracias a ellos ha sido posible el enorme desarrollo en la utilización de la energía eléctrica, haciendo posible la realización práctica y económica del transporte de la energía a grandes distancias.

Hay que tomar en cuenta que la transmisión de energía eléctrica desde los lugares donde se produce (central de generación), hasta los numerosos lugares de consumo, es tanto más económica cuanto más alta es la tensión de las líneas, pues con ello se hace menor la corriente y en consecuencia se hace menor la corriente de los conductores, por tanto, se disminuyen las pérdidas de potencia en la línea.

Sin embargo, las tensiones generadas por las centrales de generación, están limitadas por consideraciones tecnológicas, a valores que oscilan entre 15 y 30 kV, que son insuficiente para lograr tal objetivo; por otro lado, casos sumamente raros, la corriente a alta tensión no puede enviarse directamente a los aparatos de utilización, porque estos requieren normalmente tensiones más bajas (algunos transformadores no cambian el valor del voltaje y en este caso se denominan transformadores de aislamiento).

Los transformadores permiten de una forma idónea, conciliar estas necesidades opuestas, de tal forma que para reducir las pérdidas en la línea, se realiza una primera transformación que eleva la tensión de salida de los generadores a valores del orden de 69, 138 y 230 kV, a los cuales se realiza el transporte de energía; existiendo en los centros receptores otros transformadores que realizan el proceso inverso, reduciendo la tensión hasta los valores que se consideran para la distribución y consumo de esta energía.

El arrollamiento de mayor tensión recibe el nombre de devanado de alta tensión y el de menor se denomina devanado de baja tensión.

2.2. Principios de funcionamiento y teoría

Los transformadores son dispositivos que transfieren la energía de un circuito a otro por medio de un campo magnético común. En todos los casos excepto en los autotransformadores, no están eléctricamente conectados de un circuito a otro.

2.2.1. Leyes fundamentales de los circuitos magnéticos

Se denomina circuitos magnéticos al dispositivo en el cual las líneas de fuerza de campo magnético se hallan canalizando un camino cerrado. Generalmente para su fabricación se utilizan materiales ferromagnéticos, pues estos tienen una permeabilidad magnética mucho más alta que el aire o el espacio vacío y por tanto, el campo magnético tiende a confinarse dentro del material, llamado núcleo.

2.2.1.1. Ley de Ampère

Es la ley básica que rige la producción de campo magnético por medio de una corriente. Esta ley explica, que la circulación de la intensidad del campo magnético en un contorno cerrado es igual a la corriente que recorre en ese contorno. El campo magnético es un campo angular con forma circular, cuyas líneas encierran la corriente. La dirección del campo en un punto es tangencial al círculo que encierra la corriente. El campo magnético disminuye inversamente con la distancia al conductor.

Campo magnético creado por un hilo conductor de longitud infinita por el que circula una corriente I_0 en el vacío.

El objetivo es determinar el valor de los campos \vec{H} y \vec{B} en todo el espacio.

Fórmula de la ley de Ampère: $\oint_C \vec{H} * d\vec{l} = I_{ence}$

Donde

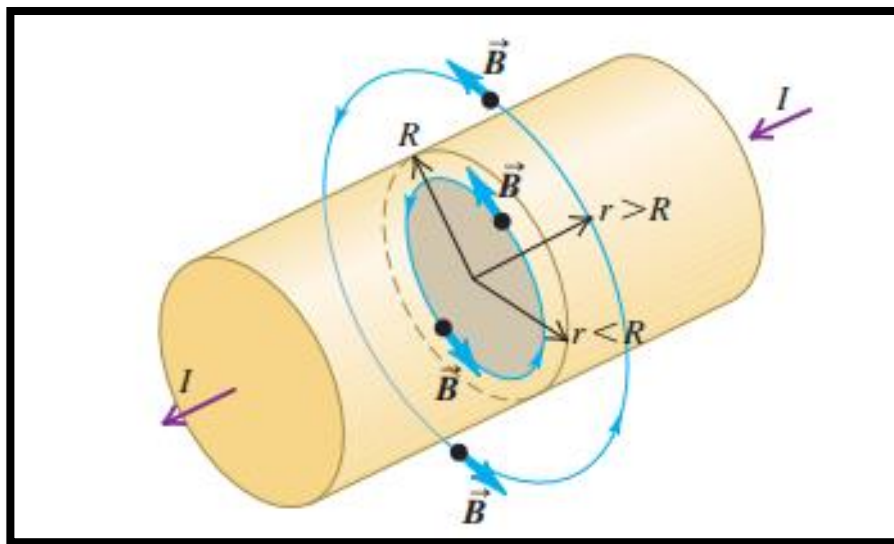
I : corriente en amperes

\vec{B} : densidad de campo magnético

R : radio mayor

r : radio menor

Figura 4. **Campo magnético producido por un conductor eléctrico**



Fuente: YOUNG, Hugh; FREEDMAN, Roger; ZEMANSKY Mark. *Física universitaria*. p.974.

2.2.1.2. Ley de Faraday

La inducción electromagnética es el fenómeno que origina la producción de una fuerza electromotriz (fem o tensión) en un medio o cuerpo expuesto a un campo magnético variable, o bien en un medio móvil respecto a un campo magnético estático. El elemento común en todos los efectos de inducción es el flujo magnético cambiante a través de un circuito. Un campo magnético alterno induce una corriente eléctrica alterna de la misma frecuencia a todo conductor en cortocircuito que se encuentre dentro de su acción.

La ley de inducción electromagnética de Faraday establece que el voltaje inducido en un circuito cerrado es directamente proporcional a la rapidez con que cambia en el tiempo el flujo magnético que atraviesa una superficie cualquiera con el circuito como borde:

Fórmula de la ley de Faraday

$$\oint_C \vec{E} * \vec{dl} = - \frac{d}{dt} \int_S \vec{B} * d\vec{A}$$

Donde

\vec{E} : campo eléctrico

\vec{dl} : elemento infinitesimal del contorno

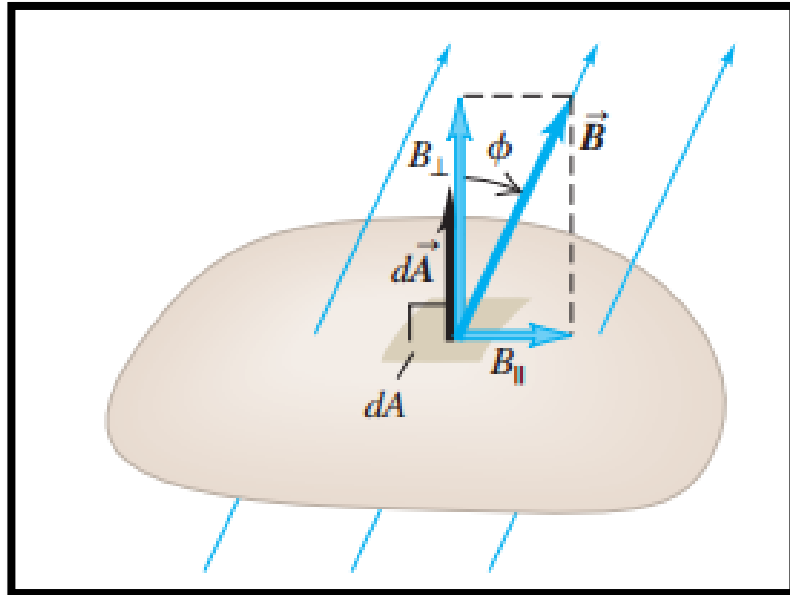
\vec{B} : densidad de campo magnético

$d\vec{A}$: diferencial de área

S : superficie arbitraria cuyo borde es C

La direcciones del contorno C y de $d\vec{A}$ están dadas por la regla de la mano derecha.

Figura 5. **Ley de Faraday flujo magnético a través de un elemento de área dA**



Fuente: YOUNG, Hugh; FREEDMAN, Roger; ZEMANSKY Mark. *Física universitaria*. p.996.

2.2.1.3. Ley de Lenz

La ley de Lenz para el campo electromagnético relaciona cambios producidos en el campo eléctrico en un conductor con la variación de flujo magnético en dicho conductor, y afirma que las tensiones o voltajes inducidos sobre un conductor y los campos eléctricos asociados son de un sentido tal que se oponen a la variación del flujo magnético que las induce. Esta ley se llama así en honor del físico germano-báltico Heinrich Lenz, quien la formuló en 1834. En un contexto más general, que el usado por Lenz, se conoce que dicha ley es una consecuencia más del principio de conservación de la energía aplicada a la energía del campo electromagnético.

Las corrientes que se inducen en un circuito se producen en un sentido tal, que con sus efectos magnéticos tienden a oponerse a la causa que las originó.

Así, cuando el polo norte de un imán se aproxima a una espira, la corriente inducida circulará en un sentido tal que la cara enfrentada al polo norte del imán sea también norte, con lo que ejercerá una acción magnética repulsiva sobre el imán, la cual es preciso vencer para que se siga manteniendo el fenómeno de la inducción. Inversamente, si el polo norte del imán se aleja de la espira, la corriente inducida ha de ser tal, que genere un polo sur que se oponga a la separación de ambos. Solo manteniendo el movimiento relativo entre espira e imán persistirán las corrientes inducidas, de modo que si se detiene el proceso de acercamiento o de separación cesarían aquellas y, por tanto, la fuerza magnética entre el imán y la espira desaparecería.

2.2.1.4. Leyes de Kirchhoff

Las leyes de Kirchhoff son dos igualdades que se basan en la conservación de la energía y la carga en los circuitos eléctricos. Fueron descritas por primera vez en 1845, por Gustav Kirchhoff. Son ampliamente usadas en ingeniería eléctrica.

- Ley de corrientes de Kirchhoff: también es llamada ley de nodos o primera ley de Kirchhoff y es común que se use la sigla LCK para referirse a esta ley. La ley de corrientes de Kirchhoff nos dice que:

1

“En cualquier nodo, la suma de las corrientes que entran en ese nodo es igual a la suma de las corrientes que salen. De forma equivalente, la suma de todas las corrientes que pasan por el nodo es igual a cero”¹.

¹BOYLESTAD, Robert L. *Introducción al análisis de circuitos*. p.180.

$$\sum_{k=1}^n I_k = I_1 + I_2 + I_3 \dots + I_n = 0$$

La ley se basa en el principio de la conservación de la carga donde la carga en coulomb es el producto de la corriente en amperios y el tiempo en segundos.

- Ley de tensiones de Kirchhoff: es llamada también segunda ley de Kirchhoff, ley de lazos de Kirchhoff o ley de mallas de Kirchhoff (es común que se use la sigla LVK para referirse a esta ley). “En un lazo cerrado, la suma de todas las caídas de tensión es igual a la tensión total suministrada. De forma equivalente, la suma algebraica de las diferencias de potencial eléctrico en un lazo es igual a cero”².

$$\sum_{k=1}^n V_k = V_1 + V_2 + V_3 \dots + V_n = 0$$

Esta ley se basa en la conservación de un campo potencial de energía. Dado una diferencia de potencial, una carga que ha completado un lazo cerrado no gana o pierde energía al regresar al potencial inicial.

2.2.1.5. Circuitos magnéticos

Se entenderá por circuito magnético a una estructura ferromagnética acompañada de fuerzas magnetomotrices con la finalidad de canalizar líneas de fuerza magnéticas. Esta estructura puede contener espacios de aires atravesados por líneas de ²fuerza, estos espacios se conocen como entrehierro.

² BOYLESTAD, Robert L. *Introducción al análisis de circuitos*. p.133.

Es posible determinar un circuito magnético debido a que su comportamiento está regido por ecuaciones análogas a aquellas de un circuito eléctrico.

El modelo de circuito magnético se usa a menudo en el diseño de máquinas eléctricas y transformadores para simplificar el muy complejo proceso de diseño.

En un sencillo circuito eléctrico, como el ilustrado en la figura 6, la fuente de voltaje V , encauza una corriente I alrededor del circuito, a través de una resistencia R . La relación entre cantidades se obtiene mediante la ley de Ohm.

$$V = I * R$$

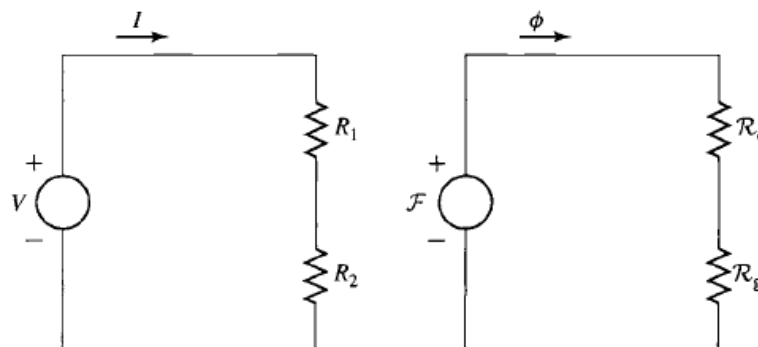
Donde

V : voltaje

I : corriente en amperios

R : resistencia en ohmios

Figura 6. **Analogías entre circuito eléctrico y circuito magnético**



Fuente: FITZGERALD, Ernest; KINGSLEY, Charles; UMANS, Stephen. *Electric machinery*. p.7.

En un circuito eléctrico, ver figura 6 el voltaje o fuerza electromotriz es la que impulsa el flujo, en un circuito magnético se llama fuerza magnetomotriz (f.m.m), y se expresa por la siguiente ecuación:

$$\mathfrak{F} = N * I$$

Donde

\mathfrak{F} : fuerza magnetomotriz, y su unidades ampere por vuelta (A *v)

N : número de vueltas del bobinado

I : corriente aplicada, su unidad es el ampere

En un circuito eléctrico, el voltaje aplicado causa el flujo de una comente I . De modo semejante, en un circuito magnético la fuerza magnetomotriz aplicada, causa la producción de un flujo magnético Φ . La relación entre voltaje y corriente en un circuito eléctrico es la ley de Ohm ($V = I * R$); de manera semejante, la relación entre fuerza magnetomotriz y flujo es:

$$\mathfrak{F} = \phi * \mathfrak{R}$$

Donde

ϕ : flujo magnético en weber

\mathfrak{R} : reluctancia del circuito

\mathfrak{F} : fuerza magnetomotriz, y su unidades amper por vuelta (A *v)

La reluctancia en un circuito magnético es la contraparte de la resistencia eléctrica y su unidad es amper-vuelta por weber (A *vuelta / weber).

Así como en un circuito eléctrico la conductancia es la recíproca de la resistencia, en un circuito magnético la permanencia es la recíproca de su reluctancia.

$$P = 1 / \mathfrak{R}$$

$$\Phi = \mathfrak{J} * P$$

Bajo ciertas circunstancias es más fácil trabajar con la permanencia de un circuito magnético que con su reluctancia. Las reluctancias en un circuito magnético obedecen las mismas reglas de un circuito eléctrico.

La reluctancia equivalente en un circuito serie es:

$$\mathfrak{R}_{eq} = \mathfrak{R}_1 + \mathfrak{R}_2 + \mathfrak{R}_3 + \dots$$

La reluctancia en un circuito paralelo es:

$$1/\mathfrak{R}_{eq} = (1/\mathfrak{R}_1) + (1/\mathfrak{R}_2) + (1/\mathfrak{R}_3) + \dots$$

La permanencia en un circuito en serie o en paralelo obedecen las mismas reglas que las conductancias eléctricas.

Analogía formal: la ley de Ohm con la ley Hopkinson:

$$V \leftrightarrow F * I \leftrightarrow \varphi * R \leftrightarrow \mathfrak{R}$$

$$V = R * I \leftrightarrow F = \mathfrak{R} * \phi$$

Entonces: la metodología de resolución de circuitos magnéticos lineales es idéntica a la metodología de resolución de circuitos eléctricos lineales.

2.2.2. Principio de funcionamiento del transformador

Cuando por un conductor se hace pasar una corriente eléctrica, se forma alrededor del mismo un campo magnético. Esta relación entre la electricidad y el magnetismo se llama electromagnetismo o efecto magnético de la corriente. Cuanto mayor sea la corriente eléctrica circulante más intenso será el campo magnético producido.

Si cerca del conductor con corriente se colocase un segundo alambre, el campo magnético variable atravesará al alambre y producirá un voltaje entre los extremos de este. Si los extremos del alambre se conectan para formar un circuito cerrado, el voltaje ocasionará que una corriente circule a través del circuito. Un voltaje que se produce en esta forma se denomina voltaje inducido y la corriente producida por el mismo, corriente inducida. Este fenómeno se conoce como inducción electromagnética.

Hay que tomar en cuenta que Faraday encontró que, si se modifica el número de líneas magnéticas que enlazan una bobina de alambre, se induce un voltaje en la bobina. Este segundo voltaje es el de transformador y se dice que se crea por acción de transformación.

Son necesarios tres elementos en un transformador: una bobina primaria por la cual circula la corriente suministrada por la fuente de potencia; una bobina secundaria sobre la que se inducen las corrientes que alimentan a la carga, y un núcleo magnético encargado de canalizar el máximo flujo magnético entre las dos bobinas.

Los bobinados de todos los tipos de transformadores se realizan con hilo de cobre esmaltado, con el objetivo de conseguir un adecuado aislamiento

eléctrico entre las espiras contiguas del arrollamiento. Generalmente se devanan el primario y los secundarios apilados unos sobre otros, aunque conservando la independencia entre devanados.

Algunos transformadores de potencia tienen más de un devanado secundario. Cada uno de estos devanados está eléctricamente aislado de los demás.

El efecto transformador será mejor cuanto mayor sea la frecuencia de trabajo, de forma que, para frecuencias más altas se necesitarán núcleos más pequeños. Otro factor decisivo de gran influencia en el tamaño del núcleo es la potencia que debe transmitir de primario a secundario, debido a que tendrá que soportar un campo magnético más o menos intenso dependiendo de ella.

Los transformadores de potencia operan generalmente en una baja frecuencia de valor único (50 o 60 ciclos). Las bobinas de transformadores que operan, ya sea con corrientes alternas de menos de 2 000 Hz o con corrientes continuas pulsantes se devanan alrededor de núcleos de hierro.

Mediante los núcleos de hierro pueden generarse campos magnéticos intensos en un transformador. Esto, también, permite que se transfiera una gran cantidad de energía del devanado primario al secundario. A fin de que la magnitud de las pérdidas magnéticas (por histéresis) sea mínima, se utiliza hierro dulce con un elevado tanto por ciento de silicio.

Las corrientes de Foucault, por su parte, se neutralizan parcialmente ya sea dividiendo el núcleo en delgadas láminas llamadas planchas o laminaciones, aisladas una de otra, o bien utilizando núcleos de hierro pulverizado. El primer sistema se emplea en los transformadores para baja

frecuencia y el segundo en los que están destinados a funcionar con frecuencias elevadas, de hasta 100 MHz.

Las corrientes parásitas y las pérdidas por histéresis crecen rápidamente con el aumento de la frecuencia de la corriente. Esta es la razón por la que los núcleos formados con planchas solo se pueden utilizar para frecuencias que no sobrepasen los 16 000 Hz.

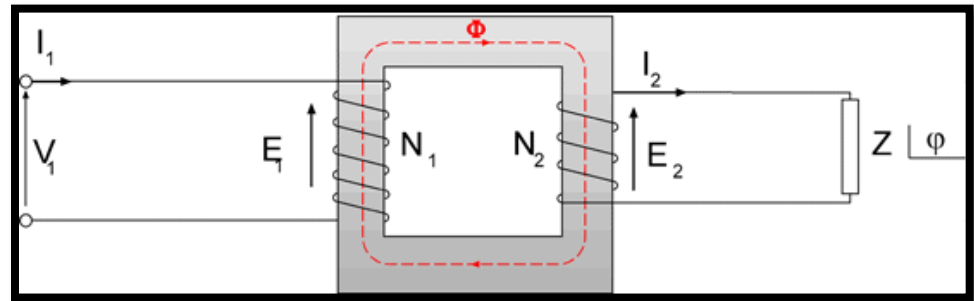
2.2.2.1. Operación del transformador ideal

Es un transformador que no tiene ninguna pérdida, es decir, que no disipa potencia. Es obvio que tal transformador no existe en realidad, pero a través del estudio de un transformador ideal se puede analizar con mayor simplicidad el funcionamiento de los transformadores reales (que en la práctica se le aproximan mucho).

Si se pudiera construir un transformador con propiedades ideales, debería tener las siguientes características, que en realidad no se pueden alcanzar:

- Todo el flujo magnético creado por la bobina primaria se enlazaría idealmente con la bobina secundaria. No habría flujo de dispersión alguno. Esto se consigue casi por completo en un transformador de núcleo de hierro proyectado con cuidado.
- Las bobinas primaria y secundaria tendría resistencia cero (conductores ideales, sin pérdidas). Una vez más, esto casi se consigue, pero está presente cierta resistencia porque la sección transversal del conductor es limitada. En la figura 7 se muestra un transformador que tiene estas propiedades ideales.

Figura 7. Transformador ideal conectado a una carga



Fuente: Electrotecnia

http://iesmjuncalero.juntaextremadura.net/archivos_insti/recurdptos/tecnolog/electrotenia/t7.htm
m. Consulta: 10 de junio de 2015.

El funcionamiento del transformador ideal es el siguiente:

- Con el voltaje entrante de bobina primaria momentáneamente positivo, el sentido de la corriente primaria es como se muestra con la flecha I_1 . Esto produce el flujo magnético Φ_m en sentido que se muestra. El subíndice m significa flujo mutuo. En un transformador ideal, este es el único flujo presente.
- Puesto que este flujo Φ_m cambia, se induce un voltaje E_1 , el cual se opone al voltaje aplicado V_1 . La convención de puntos muestra que el voltaje inducido es positivo en la parte superior de la bobina cuando el voltaje aplicado es positivo. Esto concuerda con la ley de Lenz.
- Al mismo tiempo, el flujo magnético también está induciendo un voltaje E_2 en la bobina secundaria.
- Otra vez de acuerdo con la ley de Lenz, este voltaje tiene que ser de una polaridad tal que cualquier corriente, I_2 , que produzca también debe oponerse al flujo mutuo Φ_m .

2.2.2.2. Relación de transformación

Estas relaciones son por definición:

$$n = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = E_1/E_2$$

A este valor de n se le conoce como factor de transformación o relación de vueltas. También se le conoce con las siglas a ó α .

La relación de vueltas es una cantidad fija y depende del número de vueltas de los devanados del transformador, la cual no va a cambiar debido a que una vez devanadas las bobinas estas van a permanecer quietas sin desplazarse ni cambiar su estado físico mediante el cual el fabricante las dispuso. Por esta razón se dice que el transformador es una máquina estática.

Otra relación importante de a es:

$$n = \frac{E_1}{E_2} \approx \frac{V_1}{V_2}$$

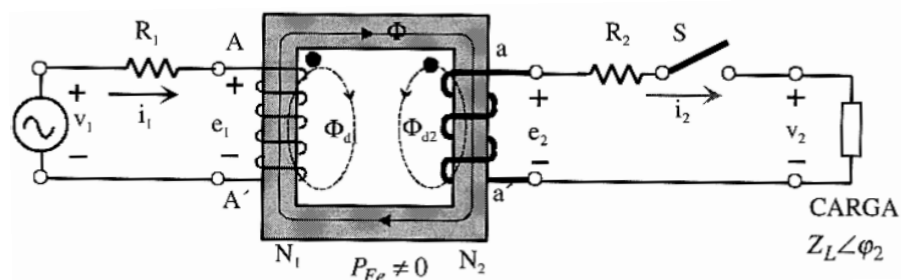
Esta relación es aplicable tanto a transformadores ideales como prácticos o reales.

2.2.2.3. Condiciones en los transformadores prácticos

Durante todo el estudio de los transformadores ideales se ha insinuado que el ideal no se alcanza en la realidad. Un problema básico es que el acoplamiento inductivo entre los devanados de las bobinas no es del todo perfecto. A pesar de todas las precauciones en el diseño del circuito magnético, hay cierta dispersión de flujo magnético desde cada bobina. Las bobinas tienen cierta resistencia, que produce pérdidas de $I^2 * R$.

Cada una tiene inductancia en virtud de su construcción, de modo que las corrientes que pasan a través de las bobinas ven una caída de voltaje IZ a través de la impedancia. Un transformador práctico con carga corresponde por tanto a la figura 8.

Figura 8. Transformador real



Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas Eléctricas*. p.181.

Los términos en la figura 8

- Φ_1 , flujo de dispersión del primario
- Φ_2 , flujo de dispersión del secundario

- R_1 , resistencia de la bobina primaria
- R_2 , resistencia de la bobina secundaria

Los componentes R y X están combinados en realidad en el mismo tramo de alambre de las bobinas. Estos son simplemente los valores del circuito en el mundo real que deben existir, puesto que no es posible construir bobinas en torno a un núcleo magnético sin cierta resistencia y considerable inductancia. Estos valores se reducen al mínimo mediante una construcción cuidadosa, al igual que los inevitables flujos de dispersión. Se puede ver ahora que la construcción acorazada elimina casi por completo los flujos de este tipo.

Sin embargo, en este caso las bobinas son más largas (tienen una longitud media de bobina mayor) y la resistencia es inevitablemente más alta. Como en cualquier otro dispositivo práctico, el diseño práctico efectivo es un compromiso de muchos factores. También aquí las mejoras en las propiedades del acero de los laminados mejoran directamente el diseño del transformador. Si se alcanza una densidad de flujo mayor, ello permite menos vueltas en el devanado para un núcleo del mismo tamaño debido a un flujo total mayor en un tamaño físico más reducido. Este efecto reduciría el tamaño y la resistencia de los devanados.

Al consultar la ecuación fundamental del transformador ($E=4,4428 \cdot f \cdot \Phi_m \cdot N$) en sus diversas versiones se puede ver que no es fácil relacionar en forma directa los términos de flujo a partir de las mediciones de voltaje externo y corrientes. Estas ecuaciones relacionan el voltaje inducido internamente y el número de vueltas en los devanados. Es posible que ninguno de los dos valores se conozca. Sin embargo, con base en la figura y la teoría básica de circuitos de CA, se puede ver que las siguientes relaciones instantáneas son ciertas si se emplean las relaciones vectoriales correctas:

$$\vec{E}_1 = \vec{V}_1 - \vec{I}_1 * Z_1 \quad \text{o} \quad \vec{V}_1 = \vec{E}_1 + \vec{I}_1 * Z_1$$

$$\vec{E}_2 = \vec{V}_2 + \vec{I}_2 * Z_2$$

2.2.2.4. Diagrama vectorial del transformador con carga

El funcionamiento normal de un transformador corresponde al de plena carga o una fracción de esta, con la consiguiente variación de sus características con respecto al caso especial de vacío.

A diferencia del transformador ideal en carga, en el real ha de tenerse en cuenta las resistencias de los devanados, los flujos dispersos y la corriente de vacío.

Una vez cerrado el circuito secundario a través de una carga de impedancia Z , circulará una corriente I_2 , al existir una tensión entre sus bornes, que dará lugar a los amperiosvuelta $n_2 * I_2$. Aplicando la ley de Hopkinson al circuito magnético general de un transformador, se cumplirá:

$$F = \Phi * R = \sum n * I$$

A su vez, el flujo magnético permanece prácticamente constante para cualquier régimen de carga, incluido el de vacío, ya que está producido por una corriente I_m de valor constante. La reluctancia puede considerarse constante, despreciando las variaciones que pueda motivar la saturación de la chapa magnética. Esto dará lugar a que $\Phi \cdot R$ sea constante y, por ello: $\sum n * I = constante$. En el funcionamiento en vacío, solamente circula la

corriente I_0 , y se utilizará para determinar el valor de la constante: $n_1 * I_0 = constante$. En carga, se crean los amperiosvuelta $n_2 \cdot I_2$, obligando al primario a suministrar los $n_1 * I_1$ para equilibrarlos y seguir cumpliendo así la condición de la ecuación:

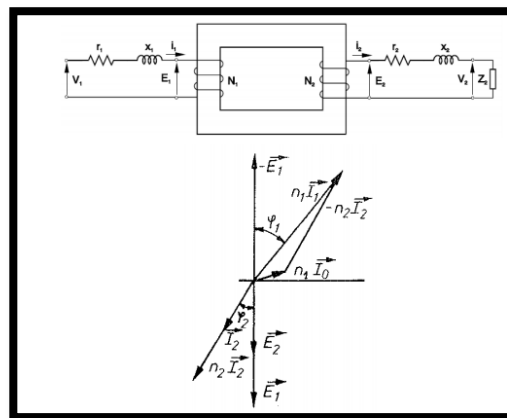
$$n_1 * I_1 + n_2 * I_2 = constante$$

O bien,

$$n_1 * I_1 + n_2 * I_2 = n_1 * I_0$$

La representación de la ecuación de amperiosvuelta se indica en el diagrama de la figura 9, y corresponde a una carga inductiva, I_0 que I_2 irá retrasada un ángulo Φ_2 , de la f.e.m. E_2 . El valor de los amperiosvueltas primarios $n_1 * I_0$, se deduce de la ecuación, a partir de los secundarios y los de vacío: $n_1 * I_1 = n_1 * I_0 - n_2 * I_2$.

Figura 9. Diagrama vectorial de transformador con carga resistiva



Fuente: Seminario de tecnología.

http://www.cpraviles.com/fpblog/ELE/ELECTROTECNIA_TRANSFORMADORES.pdf

Consulta: 23 de enero de 2016.

2.3. Elementos de medición en transformadores

Los transformadores de potencia son dispositivos electromagnéticos estáticos que permiten, partiendo de una tensión alterna conectada a su entrada, obtener otra tensión alterna mayor o menor que la anterior en la salida del transformador, permiten así proporcionar una tensión adecuada a las características de los receptores. También son fundamentales para el transporte de energía eléctrica a largas distancias a tensiones altas, con mínimas pérdidas y conductores de secciones moderadas. Las partes de las que se compone un transformado y más importantes son las siguientes:

- Núcleo magnético o armazón
- Enrollamientos o devanados (primario, secundario, terciario, entre otros.)
- Boquillas terminales (pasatapas)
- Tanque o cubierta
- Medio refrigerante
- Serpentes y aparatos de refrigeración
- Indicadores
- Conmutadores y auxiliares

2.3.1. Pequeños transformadores de potencia

Son transformadores de distribución de 5 a 30 MVA con una tensión máxima de servicio de 145 kV. Se utilizan como transformadores de red en redes de distribución (figura 10). Este tipo de transformador es normalmente una aplicación de 3 fases y diseñado de acuerdo a las normas nacionales e internacionales. Los devanados de baja tensión deben ser diseñados como lámina o capa de devanados. Los arrollamientos de alta tensión deben usar capa o la ejecución del disco, incluyendo conductores transpuestos.

Normalmente, el tipo de refrigeración es ONAN u ONAF. El cambiador de tomas se puede diseñar fuera del circuito o en cambiador de tomas bajo carga.

Figura 10. **Pequeño transformador de potencia (5 a 30 MVA)**



Fuente: Ttesa. http://www.ttesa.com.ar/transformadoresp_reductor.php.

Consulta: 12 de junio de 2015.

La protección del transformador de potencia se realiza con dos tipos diferentes de dispositivos, es decir, los dispositivos que están midiendo las magnitudes eléctricas que afectan el transformador a través de transformadores de medida y los que indican el estado de las cantidades físicas en el propio transformador.

Los equipos que se utilizan para medir las cantidades físicas en el transformador son los siguientes:

- Indicador de nivel de líquido
- Indicador de temperatura del líquido
- Manómetro de vacío
- Dispositivo de alivio de presión
- Indicador de temperatura de devanados
- Ventiladores de refrigeración del transformador
- Relevador Buchholz
- Analizadores de descargas parciales
- Cambiador de tomas bajo carga
- Analizadores de aceite
- Sensores de humedad

Estos equipos son importantes en el monitoreo de los parámetros del transformador, los parámetros como niveles de aceite, presión, temperatura, el estado del cambiador de tomas bajo carga y el relevador Buchholz, son parámetros importantes para el comportamiento del transformador en tiempo real, puesto que parámetros como estos pueden ser enviados a dispositivos de interrupción, por ejemplo, el parámetro de temperatura alta de devanados, al sobrepasar un *set-point* alto puede ser enviado a un dispositivo de interrupción y detener la alimentación del transformador.

Otros parámetros como el analizador de descargas parciales, analizador de aceite, sensores de humedad, son importantes, pero dan datos de cómo se va comportando el transformador a través del tiempo puesto que con datos como estos, se pueden evaluar parámetros de cómo es el estado del aceite dieléctrico, si ha sufrido desgaste, si ha absorbido humedad, si el transformador

ha sufrido descargas parciales internas, etc... por otra parte, los datos del analizados de descargas parciales podemos recopilar datos de cómo se han comportado los pasatapas, si han absorbido humedad, si han tenido fallo en el aislamiento. Con la recopilación de los datos que aportan estos equipos se puede tener un parámetro de la evolución del transformador en el tiempo.

3. MEDICIÓN

3.1. Exactitud y precisión

El proceso de medición, generalmente requiere del uso de un instrumento como medio físico para determinar la magnitud de una variable, un fenómeno cuya magnitud física se desea medir para ver cuántas veces el patrón está contenido en esa magnitud. Los instrumentos constituyen una extensión de las facultades humanas. Un instrumento se puede definir como: dispositivo para determinar el valor o la magnitud de una cantidad o variable.

3.1.1. Precisión

Se refiere a la dispersión del conjunto de valores obtenidos de mediciones repetidas de una magnitud. Cuanto menor es la dispersión mayor la precisión. Una medida común de la variabilidad es la desviación estándar de las mediciones y la precisión se puede estimar como una función de ella. Es importante resaltar que la automatización de diferentes pruebas o técnicas puede producir un aumento de la precisión. Esto se debe a que con dicha automatización, se logra una disminución de los errores manuales o su corrección inmediata. No hay que confundir resolución con precisión.

3.1.2. Exactitud

Se refiere a cuán cerca del valor real se encuentra el valor medido. En términos estadísticos, la exactitud está relacionada con el sesgo de una estimación. Cuanto menor es el sesgo más exacta es una estimación.

Cuando se expresa la exactitud de un resultado, se expresa mediante el error absoluto que es la diferencia entre el valor experimental y el valor verdadero.

3.2. Señal analógica

Es un tipo de señal generada por algún tipo de fenómeno electromagnético y que es representable por una función matemática continua en la que es variable su amplitud y periodo (representando un dato de información) en función del tiempo. Algunas magnitudes físicas comúnmente portadoras de una señal de este tipo son eléctricas como la intensidad, la tensión y la potencia, pero también pueden ser hidráulicas como la presión, térmicas como la temperatura, mecánicas.

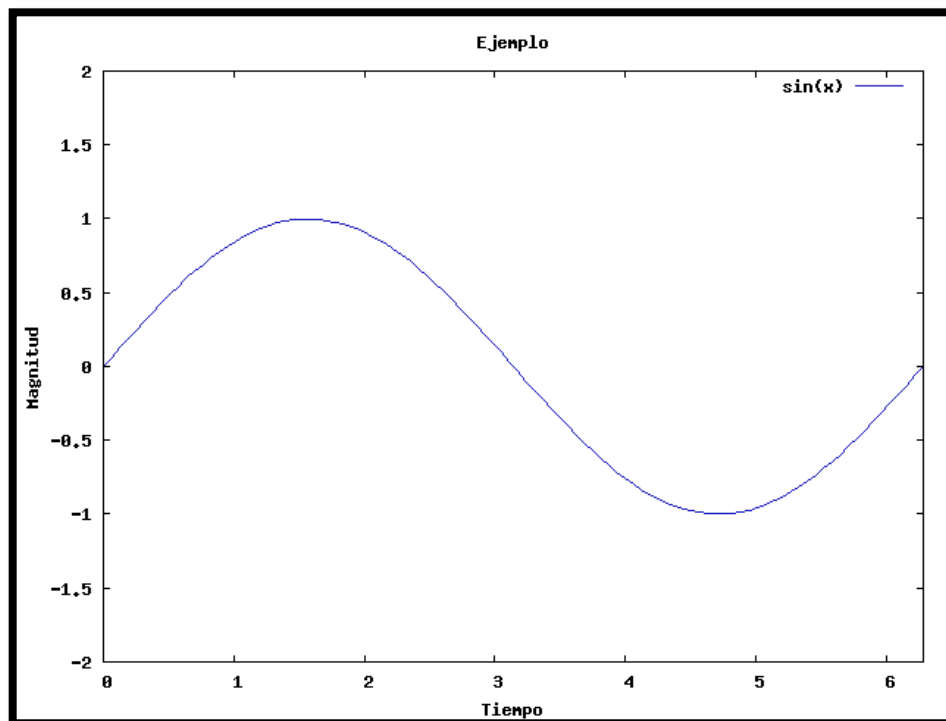
Una onda sinusoidal es una señal analógica de una sola frecuencia. Los voltajes de la voz y del video son señales analógicas que varían de acuerdo con el sonido o variaciones de la luz que corresponden a la información que se está transmitiendo.

Parámetros de las señales analógicas

- Valor de pico (VP): es el máximo valor que alcanza una señal; también se le llama amplitud. Si el máximo valor positivo es igual al máximo negativo, denominados valor de pico a pico (VPP) a la suma sin signo de los dos valores. Por tanto: $VPP=2VP$.
- Periodo (T): es el tiempo que tarda en ejecutar un ciclo. Se entiende por ciclo cada repetición de la señal. El periodo se mide en segundos.
- Frecuencia (F): es el número de ciclos que una señal periódica ejecuta por segundo y su unidad es el herzio (Hz).

La principal ventaja es la correcta y ajustada definición de la señal analógica que tiene el potencial infinito de la resolución de la señal. En comparación con las señales digitales, las analógicas son de mayor densidad. Otra de las ventajas con las señales analógicas es que su tratamiento se puede lograr en forma sencillamente, más con su homólogo digital. Una señal análoga puede ser procesada directamente por los componentes analógicos; aunque algunos procesos no están disponibles, excepto en forma digital.

Figura 11. **Ejemplo de una señal analógica senoidal**



Fuente: MELISA, Selik; BARNIUK, Richard; HAAG, Michael.

https://es.wikipedia.org/wiki/Se%C3%B1al_anal%C3%B3gica#/media/File:Se%C3%B1al_Continua.png. Consulta: 5 de marzo del 2016.

3.3. Señal digital

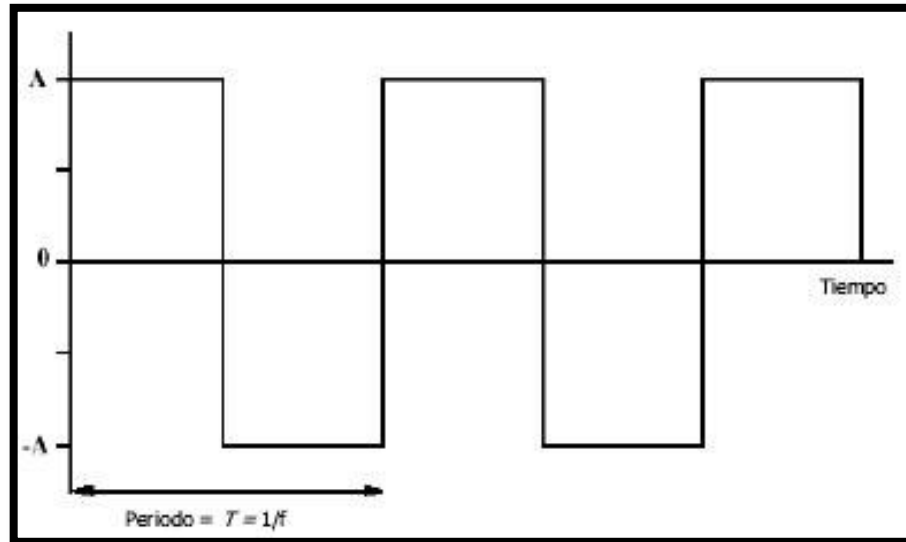
Es un tipo de señal generada por algún fenómeno electromagnético en que cada signo que codifica el contenido de la misma puede ser analizado en término de algunas magnitudes que representan valores discretos, en lugar de valores dentro de un cierto rango. Por ejemplo, el interruptor de la luz solo puede tomar dos valores o estados: abierto o cerrado, o la misma lámpara: encendida o apagada. Esto no significa que la señal físicamente sea discreta, ya que los campos electromagnéticos suelen ser continuos, sino que en general existe una forma de discretizarla unívocamente.

Los sistemas digitales, por ejemplo, el ordenador usa la lógica de dos estados representados por dos niveles de tensión eléctrica, uno alto, H y otro bajo, L (de *high* y *low*, respectivamente) Por abstracción, dichos estados se sustituyen por ceros y unos, lo que facilita la aplicación de la lógica y la aritmética binaria. Si el nivel alto se representa por 1 y el bajo por 0, se habla de lógica positiva y en caso contrario de lógica negativa.

La señal digital es aquella que presenta una variación discontinua con el tiempo y que solo puede tomar ciertos valores discretos. Su forma característica es ampliamente conocida: la señal básica es una onda cuadrada (pulsos) y las representaciones se realizan en el dominio del tiempo. Sus parámetros son:

- Altura de pulso (nivel eléctrico)
- Duración (ancho de pulso)
- Frecuencia de repetición (velocidad pulsos por segundo)

Figura 12. **Ejemplo de una señal digital**



Fuente: ROBLEDO FLORES, Carlos F.

https://www.google.com.gt/search?q=se%C3%B1al+digital&espv=2&biw=1366&bih=667&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwigscGliqvLAhWJGB4KHdXFCvcQ_AUIBigB&dpr=1#imgrc=Fns21J1www9_0M%3A. Consulta: 5 de marzo de 2016.

Las señales digitales no se producen en el mundo físico como tales, sino que son creadas por el hombre y tiene una técnica particular de tratamiento, como la señal básica es una onda cuadrada, cuya representación se realiza necesariamente en el dominio del tiempo. La utilización de señales digitales para transmitir información se puede realizar de varios modos: el primero, en función del número de estados distintos que pueda tener.

Si son dos los estados posibles, se dice que son binarias; si son tres, ternarias; si son cuatro, cuaternarias, y así sucesivamente. Los modos se representan por grupos de unos y de ceros, siendo, por tanto, lo que se

denomina el contenido lógico de información de la señal. La segunda posibilidad es en cuanto a su naturaleza eléctrica.

Una señal binaria se puede representar como la variación de una amplitud (nivel eléctrico) respecto al tiempo (ancho del pulso). Las señales digitales solo pueden adquirir un número finito de estados diferentes, se clasifican según el número de estados (binarias, ternarias, entre otros.), y según su naturaleza eléctrica (unipolares y bipolares). Una señal digital varía de forma discreta o discontinua a lo largo del tiempo. Parece como si la señal digital fuera variando «a saltos» entre un valor máximo y un valor mínimo.

Por otra parte, una señal analógica es una señal que varía de forma continua a lo largo del tiempo. La mayoría de las señales que representan una magnitud física (temperatura, luminosidad, humedad, entre otros.) son señales analógicas. Las señales analógicas pueden tomar todos los valores posibles de un intervalo; y las digitales solo pueden tomar dos valores posibles.

3.4. Equipos de medición de parámetros de transformador

Son elementos de medición ubicados en los transformadores de potencia, son utilizados para obtener mediciones en tiempo real del transformador. Dichos elementos entran en operación cuando el transformador está operando, algunos datos pueden ser obtenidos de manera visible como son los siguientes:

- Nivel de aceite
- Temperatura de aceite
- Relevador de presión súbita
- Relevador de sobre presión
- Cambiador bajo carga

Otros parámetros de medición son visibles en la HMI de los equipos de medición como son los siguientes:

- Analizador de descargas parciales
- Analizador de aceite
- Relevador de presión súbita

3.4.1. Medición de nivel de aceite

Los indicadores del nivel de aceite de transformador son dispositivos que suministran medición visual del nivel de aceite del transformador, para los transformadores con tanque de conservación de aceite existen dos clases de indicadores de nivel normalmente utilizados, el indicador de nivel por flotador y el indicador de nivel por columna de líquido. Para los transformadores sin tanque conservador con capa de nitrógeno es común utilizar un medidor de nivel por flotador.

Estos indicadores de nivel comúnmente tienen contactos secos de conmutación para indicaciones o alarmas, también existen con salidas análogas de instrumentación de 0 a 1 mA, 0 a 20 mA, 4 a 20 mA y con salidas digitales como RS485 y RS232.

3.4.1.1. Indicación de nivel a través de flotador

El indicador de nivel, consta de un sensor de montaje y un indicador que están unidos por una conexión separable. El conjunto de sensor tiene una placa de brida resistente al aceite y es montado directamente en la pared del tanque. Una varilla del flotador transfiere el movimiento de elevación del flotar a un eje.

El eje está conectado a través de un acoplamiento magnético con el eje de puntero en el conjunto de indicador.

Los flotadores están disponibles en dos diferentes configuraciones para adaptarse particularmente a diferentes tipos de tanques de conservación.

- flotador movimiento radial
- flotador movimiento axial

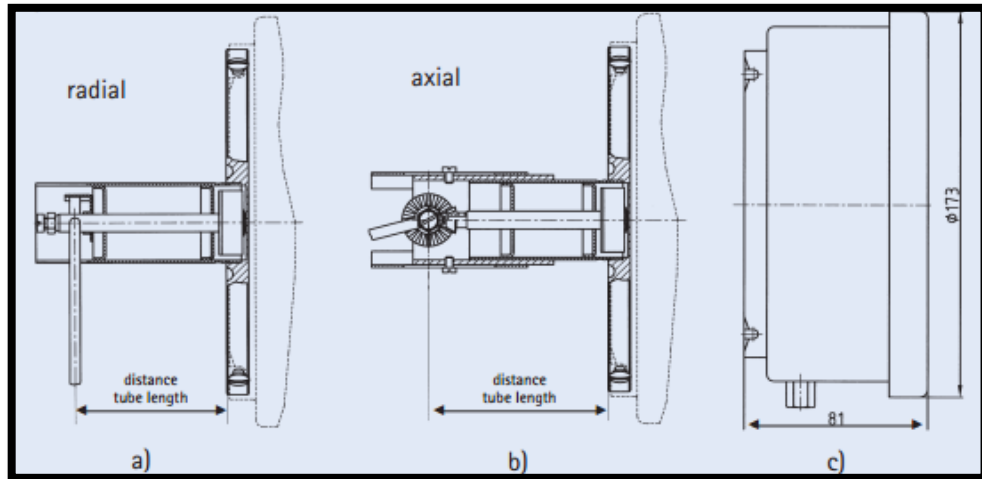
Figura 13. **Indicador de nivel de aceite colocado en transformador con tanque conservador**



Fuente: MR. http://www.reinhausen.com/es/desktopdefault.aspx/tabid-364/171_read-233/.

Consulta: 13 de junio de 2015.

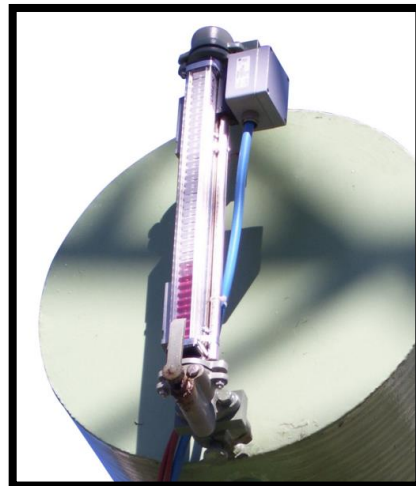
Figura 14. Descripción del indicador de nivel de aceite por flotador



Fuente: MR. file:///C:/Users/Toshiba/Downloads/IN20690201_MTO_en.pdf.

Consulta: 23 de enero de 2016.

Figura 15. Indicador de nivel de aceite por columna de líquido

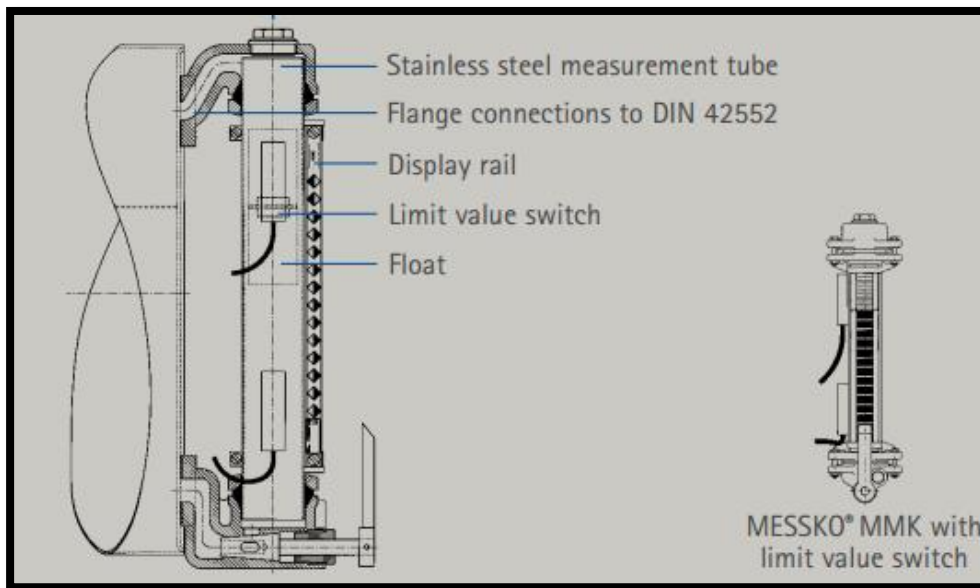


Fuente: MR. file:///C:/Users/Toshiba/Downloads/IN20590201_MMK_en.pdf.

Consulta: 23 de enero de 2016.

El imán del flotador hace girar las aletas magnéticas en el carril de la pantalla de blanco a rojo, si el nivel de líquido aumenta; y de rojo a blanco si el nivel está cayendo. De esta forma el nivel en el tanque se puede leer claramente desde el exterior, incluso desde grandes distancias.

Figura 16. **Descripción del indicador de nivel de aceite por columna de líquido**



Fuente: MR. file:///C:/Users/Toshiba/Downloads/IN20590201_MMK_en.pdf.

Consulta: 23 de enero de 2016.

3.4.1.2. **Indicación de nivel a través de columna de líquido**

El indicador consta de un cilindro y un flotador magnético que se desplaza verticalmente a través del cilindro por principio de igualdad de presiones, al bajar el nivel de aceite del tanque el flotador descenderá, y al aumentar también

subirá el flotador, con esta forma el nivel en el tanque se puede leer claramente desde el exterior, incluso desde grandes distancias. El conjunto de sensor tiene dos placas de brida resistentes al aceite y es montado directamente en la pared del tanque.

3.4.2. Medición de temperatura

La monitorización de las temperaturas en un transformador de potencia es uno de los métodos más importantes para garantizar la fiabilidad y la disponibilidad. El envejecimiento o deterioro del aislamiento son una función del tiempo, la temperatura, el contenido de humedad y el contenido de oxígeno. Con los sistemas modernos para la preservación del aceite de los transformadores, las contribuciones de oxígeno y la humedad pueden ser minimizadas, dejando la temperatura como el parámetro para ser controlado.

3.4.2.1. Medición de temperatura de aceite

Para la medición de temperatura de aceite en transformadores es usual que se coloque un termómetro de agujas en la cuba del transformador, funciona como elemento visual de control del transformador.

La principal diferencia entre los termómetros de temperatura de aceite es el elemento primario de medición. Los que utilizan tubo de Bourdon como elemento primario de medición y los que utilizan termopares.

Un termómetro de aguja operado independientemente y sin necesidad de alimentación de energía, pero existen diferencias en la construcción de los termómetros, las diferencias más notables son las siguientes:

- Los que no poseen elementos de interrupción ni elementos de comunicación, estos solo funcionan como un elemento de medición de temperatura visual.
- Los que si poseen elementos de interrupción, que pueden percibir distintas tareas de interrupción.
- Los que poseen elementos de interrupción, señales de salida y elementos de comunicación incorporados.

Estos últimos tipos de elementos de medición tienen mucha ventaja sobre los anteriores, puesto que se puede tener control a distancia de la temperatura con los elementos de medición, también se puede tener control en sitio con el termómetro de agujas y elementos de interrupción provisto por el termómetro con sus contactos de interrupción. Los termómetros que poseen las características tienen señales análogas remotas 0...1mA, 0...20mA, 4...20mA, 0...5V entre otros., en combinación con un transductor y la interface digital es el RS485.

Figura 17. **Termómetro de aceite, funcionamiento de tubo de Bourdon**



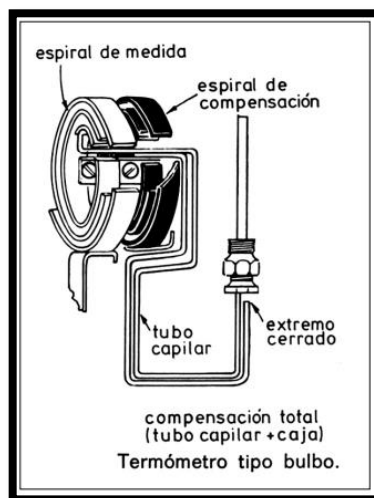
Fuente: MR. http://www.reinhausen.com/es/desktopdefault.aspx/tabid-1420/1739_read-4338/.

Consulta: 13 de junio de 2015.

El sistema de medición utilizado en el termómetro de aceite y de devanado con resorte de Bourdon comprende básicamente tres unidades funcionales: la sonda térmica, el tubo capilar y el resorte de Bourdon con indicador. Con la tecnología de Bourdon, el resorte de Bourdon robusto y tratado térmicamente, así como la transferencia directa del aumento de presión al indicador garantiza una indicación de la temperatura extremadamente precisa.

Los termómetros de bulbo y Bourdon que compensan la influencia de la temperatura ambiente sobre el volumen del líquido en el Bourdon (espiral) mediante una segunda espiral de acción inversa, de manera que ambas se compensan. El capilar debe ser compensado en el caso de capilares largos (más de 5 metros como referencia).

Figura 18. **Diagrama interno de termómetro de Bourdon con compensación de temperatura externa**



Fuente: NÉSTOR ALVAREZ, Eduardo. <http://laboratorios.fi.uba.ar/lscm/termometros.pdf>.

Consulta: 24 de enero de 2016.

3.4.2.2. Medición de temperatura de devanados

Para la medición de temperatura de devanados en transformadores es usual que se coloque un termómetro de agujas en la cuba del transformador, funcionan como elementos visuales de control del transformador.

Aunque existen diferentes formas de medir la temperatura en los devanados del transformador algunos equipos se basan en la medición del gradiente de temperatura entre el devanado y el aceite, para realizar un algoritmo que tenga como resultado de un valor aproximado a la temperatura real del devanado.

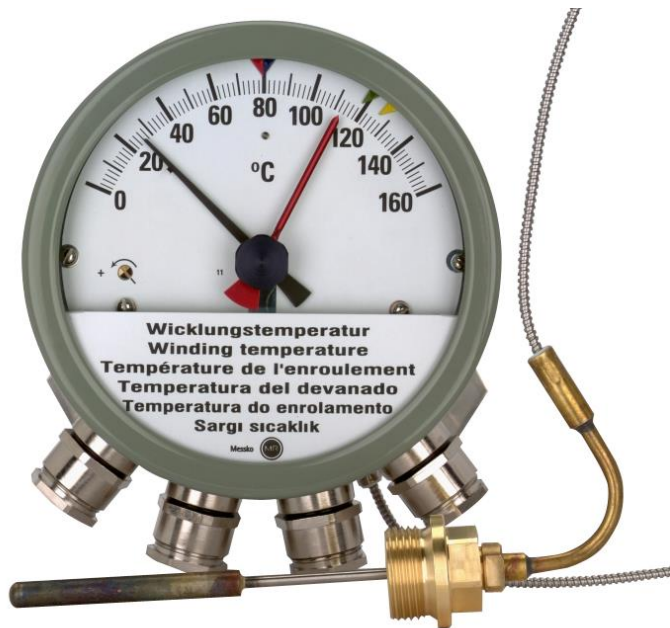
Otro método de realizar una medición aproximada de la temperatura de devanados, es a través de la colocación de un transformador de intensidad en el secundario del transformador en la fase central del núcleo, la corriente que atraviesa la fase central del núcleo induce, la corriente secundaria del transformador de intensidad es proporcional a la corriente en el arrollamiento del transformador, en la mayoría de ocasiones es ingresada a un controlador en el transformador que realiza un algoritmo para aproximar a un valor aproximado a la temperatura real del devanado.

Las características principales de la medición de temperatura de devanados en comparación con la medición de temperatura de aceite son las siguientes:

- La medición de aceite se puede hacer directamente, en comparación con la temperatura de devanados que es aproximada.
- Para realizar la medición de temperatura de devanador a través de un transformador de intensidad es necesario agregar un transformador de intensidad, al transformador desde su fabricación, en comparación con la

medición de temperatura de aceite que en algún momento se necesaria colocar en un transformador, se puede realizar en campo sin necesidad de realizar trabajos mayores al transformador.

Figura 19. **Termómetro de devanados, elemento de medición RTD PT100**



Fuente: MR. http://www.reinhausen.com/es/desktopdefault.aspx/tabid-278/132_read-85/.

Consulta: 14 de junio de 2015.

3.4.3. Cambiador de tomas bajo carga

Las tomas de un transformador son un conjunto de puntos de conexión a lo largo de un devanado, que permite seleccionar el número de espiras de este. Así se consigue un transformador con el número de espiras variable, permitiendo la regulación de voltaje en el devanado secundario. La selección de la toma en uso se hace por medio de un mecanismo cambiador de tomas.

Usualmente, las tomas son hechas en el devanado de alto voltaje, del transformador para minimizar los requerimientos de los contactos en el manejo de niveles de corriente. Para minimizar el número de espiras y el tamaño del transformador se puede utilizar el devanado reverso (que es una porción del devanado principal, pero enrollado en su dirección opuesta). Los requerimientos de aislamiento ubican a las tomas en el devanado de bajo voltaje. Es decir, cerca al punto de estrella en un devanado conectado en estrella, en el centro si se trata de uno conectado en delta, o entre los devanados serie y común en un autotransformador.

El cambiador de tomas bajo carga ofrece la versatilidad de poder mantener un valor de voltaje estable en la carga del transformador, debido a que es un elemento muy útil, por ejemplo, en subestaciones de distribución, es importante mantener un control del cambiador, como la interrupción de suministro usualmente es inaceptable, los transformadores comúnmente vienen equipados con un mecanismo más complejo y costoso que permite hacer los cambios en caliente. Existen dos clasificaciones de estos: mecánico o electrónico.

Es usual que se utilice la tecnología de cambio de tomas con elemento mecánico puesto que los electrónicos son más costosos, tienen un funcionamiento más complejo, y son usualmente utilizados en transformadores de baja potencia.

Para los cambiadores bajo carga existen dos tipos de control, los que son manuales en los cuales la regulación la hace un operador para el transformador y para cambiar el nivel de voltaje es utilizado en subestaciones donde la regulación se realiza en tiempos predeterminados, en los de otro tipo la regulación se realiza de manera automática por un controlador, estos últimos ofrecen una gran ventaja, puesto que este tipo de controlador ya se encuentra en el nivel de estación, ofrecen protocolos de comunicación opcionales para comunicarse con el SCADA en el centro de control, esto es debido a la gran importancia que posee la regulación de voltaje para una subestación eléctrica.

Entre los protocolos de comunicación que pueden poseer los controladores están los siguientes: IEC60870-5-101/103, IEC61850, DNP3, MODBUS ASCII/RTU y RS232/485

Las entradas de instrumentación para la posición del cambiador son las siguientes: BCD, señales de corriente, señales de voltaje y a través de resistencias.

Figura 22. **Cambiador de tomas bajo carga marca MR**



Fuente: MR. http://www.reinhausen.com/es/desktopdefault.aspx/tabid-54/19_read-13/.

Consulta: 14 de junio de 2015.

Desde el inicio del desarrollo de los cambiadores de tomas, han existido dos principios de conmutación que se han utilizado para la transferencia de carga en operación los OLTC, alta velocidad, tipo resistencia y el OLTC tipo de reactor. Durante las últimas décadas se han desarrollado ambos principios en componentes de transformadores. La mayoría de los OLTC resistivos se instalan en el interior la cuba del transformador, mientras que los OLTC de tipo reactor están en un compartimento separado.

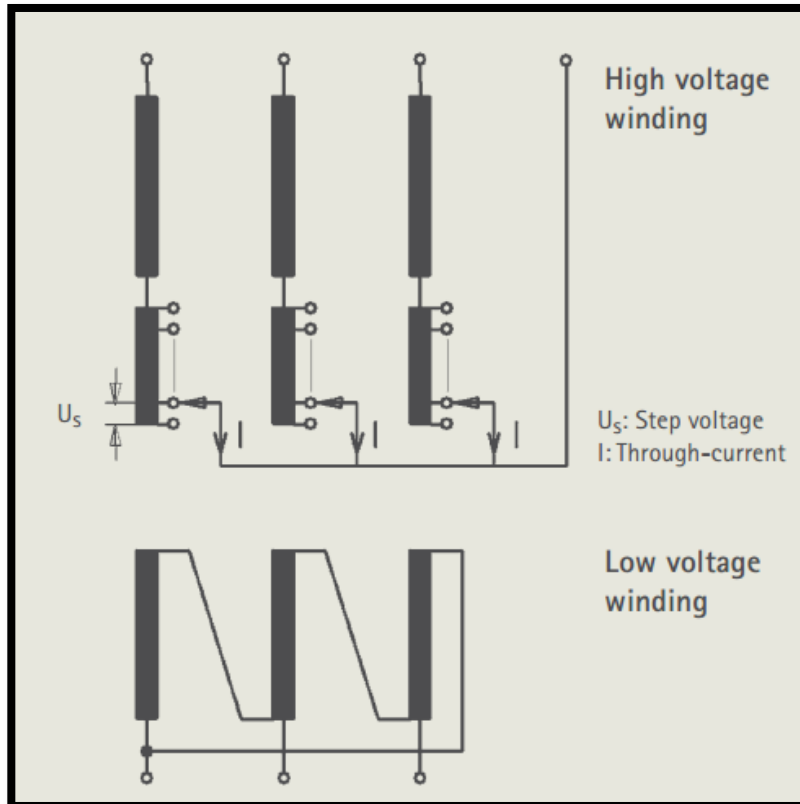
Figura 23. **Transformador de potencia con cambiador de tomas bajo carga, en cada fase**



Fuente: SGB-SMIT. <http://www.sgb-smit.com/products-solutions/large-power-transformers/product/phase-shifting-transformers.html>. Consulta: 24 de enero de 2016.

El OLTC cambia la relación de un transformador mediante la adición o restando vueltas, ya sea del principal o el arrollamiento secundario. El transformador es por lo tanto, equipado con un regulador o devanado que está conectado. La figura 23 muestra el principio de conexión de los devanados hacia el OLTC, situado en la conexión estrella-triángulo en el devanado de alta tensión.

Figura 24. Principio disposición del devanado de un transformador, con devanado de regulación en conexión estrella-triángulo



Fuente: MR. file:///C:/Users/Toshiba/Downloads/F0126405_PB_OLTCs.pdf.

Consulta: 24 de enero de 2016.

3.4.4. Relevadores de presión

Relevadores mecánicos de sobrepresión protegen al transformador en caso de incrementos de presión excesivos. Una vez que un grado de presión predeterminado es alcanzado, el aparato se abrirá, reduciendo de esta manera la presión. Si la presión de apertura máxima admisible en el cambiador de

tomas de presión o un transformador dispositivo de alivio se excede, los ascensores de la cubierta y el dispositivo se abren en cuestión de milisegundos.

Cuando la presión cae de nuevo por debajo de la presión de apertura, el dispositivo se cierra una vez más. Posteriormente, el pasador de señal de auto-acoplamiento solo tiene que ser presionado de nuevo en su posición normal.

Existen en rangos de presión de 6 hasta 30 PSI (0,41 hasta 2,07 bar), todos sin, con un o con dos contactos, de acuerdo con la Norma: IEC 60947-5-1: AC: 240 V / 3 A; 120 V / 6 A CC: 250 V / 1,1 A; 125 V / 2,2 A.

Estas señales de contactos de relevador, dependiendo del diseño de protección por lo regular van a controladores, a relés de protección o enclavamientos, para que cuando llegue a la presión de control deje fuera de alimentación el transformador.

Figura 25. **Relevador de sobrepresión marca MR**



Fuente: MR. http://www.reinhausen.com/es/desktopdefault.aspx/tabid-291/141_read-114/.

Consulta: 17 de junio de 2015.

La válvula de sobrepresión consta de un recipiente tubular y una membrana resistente a una presión determinada y que se fractura cuando la presión interior del tanque se torna peligrosa. Esto ocurre, bien cuando sucede un cortocircuito en el lado primario, o bien en el cruzamiento de los devanados lo que provoca una elevación de temperatura, causando un aumento de presión y como consecuencia la fractura de la membrana, permitiendo así la salida del aceite y gases hasta equilibrar la presión.

Figura 26. **Relevador de sobrepresión sin cubierta protectora**



Fuente: MR. file:///C:/Users/Toshiba/Downloads/IN20650601_MPreC_en.pdf.

Consulta: 24 de enero de 2016.

Durante el funcionamiento normal, un dispositivo de alivio de presión debe tener un sello hermético. Sin embargo, en los casos de mal funcionamiento, debe liberar con prontitud y transmitir la señal correspondiente. Esto evita que el transformador y el cambiador sufran daños más graves.

3.4.5. Relevador Buchholz

Relé Buchholz es accionado por gas instalado en transformadores con baño de aceite para la protección contra todo tipo de defectos, el relé se utiliza para producir una alarma en caso de incipiente (indicación de alarma de lento-desarrollo) fallas en el transformador y para desconectar el transformador de la red en caso de graves fallas internas. Por lo general, se instala en la tubería de conexión del conservador al tanque principal.

Es una práctica universal utilizar relés Buchholz en todos estos transformadores con baño de aceite que tienen calificaciones de más de 750 kVA.

El relé responde a la acumulación de gas o aire en el interior del aparato cuando el nivel de aceite es demasiado bajo o el flujo de aceite inusualmente fuerte. El relé no da una señal de advertencia, desconecta el equipo en peligro de extinción.

Opera incluso en fallas muy leves que son sólo en proceso de desarrollo, de modo que puede evitar un daño mayor.

El relé es particularmente eficaz en caso de:

- La caída del nivel de aceite debido a fugas
- Laminaciones centrales cortocircuitada
- Cortocircuitos entre fases
- Aislamiento del perno central averiado
- Fallo a tierra
- Malos contactos
- Punción de aisladores en el interior del tanque
- El sobrecalentamiento de una parte de los devanados

En el caso de un fallo, el aceite o los aislamientos se descomponen por el calor, la producción de gas o el desarrollo de un flujo de aceite de impulso. Para detectar estos fenómenos se instala un relé Buchholz.

Las pruebas llevadas a cabo, con las condiciones de funcionamiento simuladas, han demostrado que la operación en el rango de 0,050 a 0,10 segundos de tiempo es posible. El tiempo de funcionamiento no debe exceder de 0,3 segundos.

Figura 27. **Relevador Buchholz para transformadores > 10000 KVA
marca EMB**

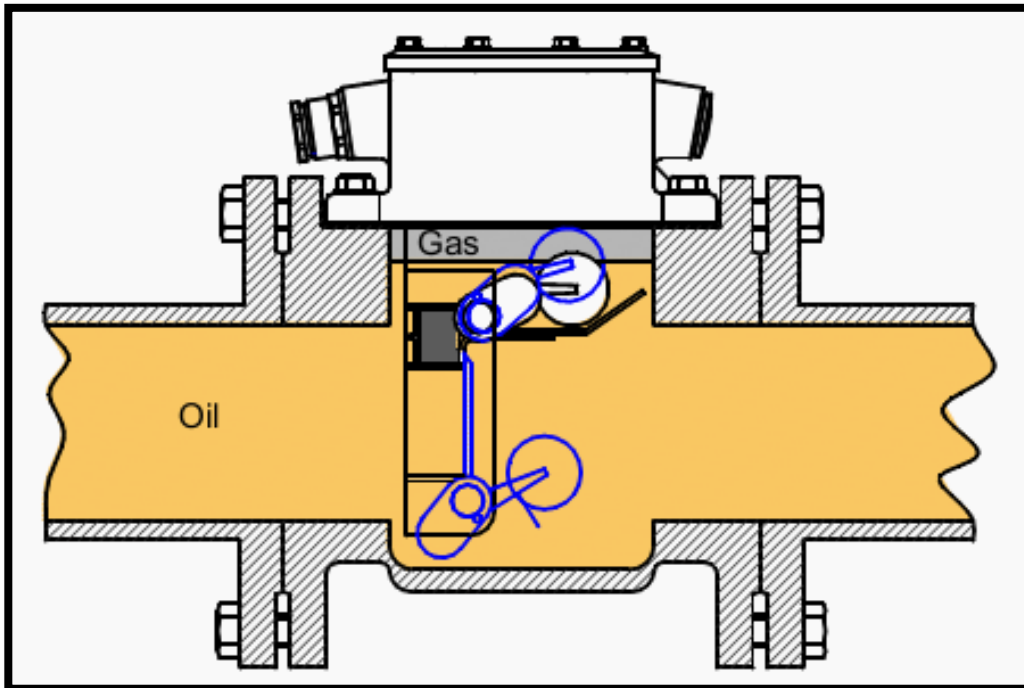


Fuente: EMB. <http://yjn.com/emb-gas-relay-bf80q/>.

Consulta: 17 de junio de 2015.

El relé se construye en la tubería de conexión entre la cuba del transformador y el conservador. Durante el funcionamiento normal se llena completamente con el líquido aislante. Debido a su flotabilidad, las carrozas están en su posición superior. Si se produce un fallo en el transformador, el relé Buchholz da respuesta de la siguiente manera.

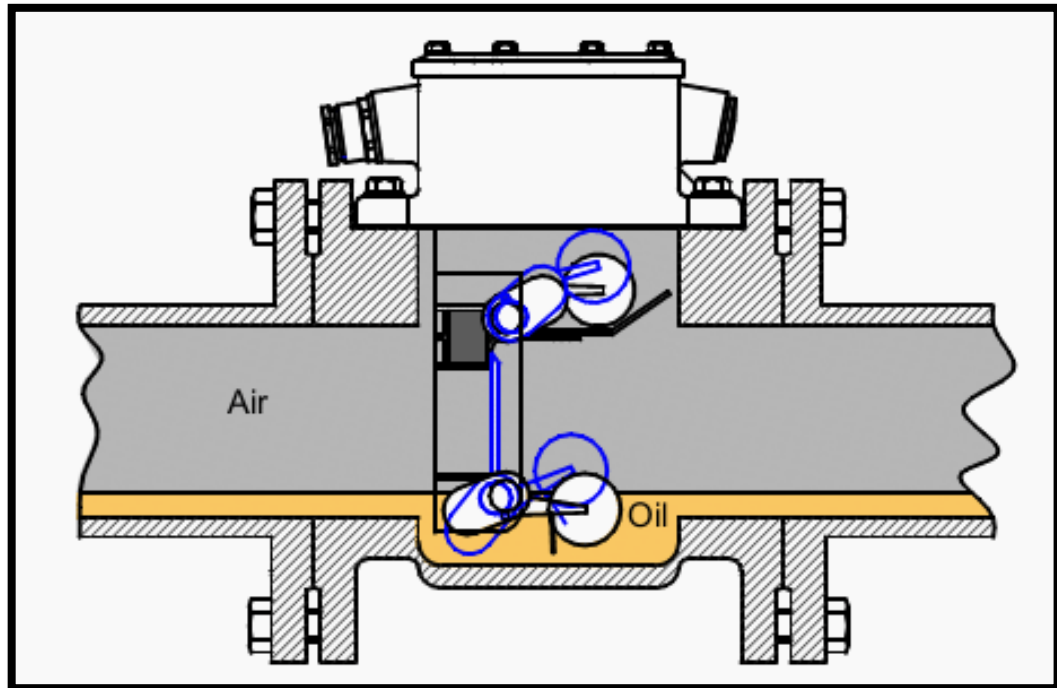
Figura 28. Relevador Buchholz con acumulación de gas



Fuente: CSANYI, Edvard. <http://electrical-engineering-portal.com/protecting-oil-type-transformer-with-buchholz-relay>. Consulta: 24 de enero de 2016.

El gas en el líquido se desplaza hacia arriba, se acumula en el relé Buchholz y desplaza el nivel del líquido aislante. El flotador en movimiento acciona un contacto de conmutación (tubo de contacto imán). Una señal de alarma se dispara. El flotador inferior no se ve afectado; como un volumen de gas determinado, el gas fluye a través de una tubería al conservador.

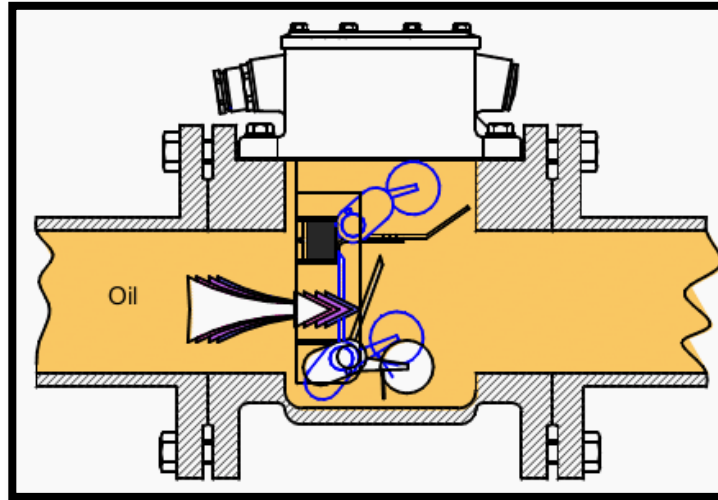
Figura 29. Relevador Buchholz con falta de aceite



Fuente: CSANYI, Edvard. <http://electrical-engineering-portal.com/protecting-oil-type-transformer-with-buchholz-relay>. Consulta: 24 de enero de 2016.

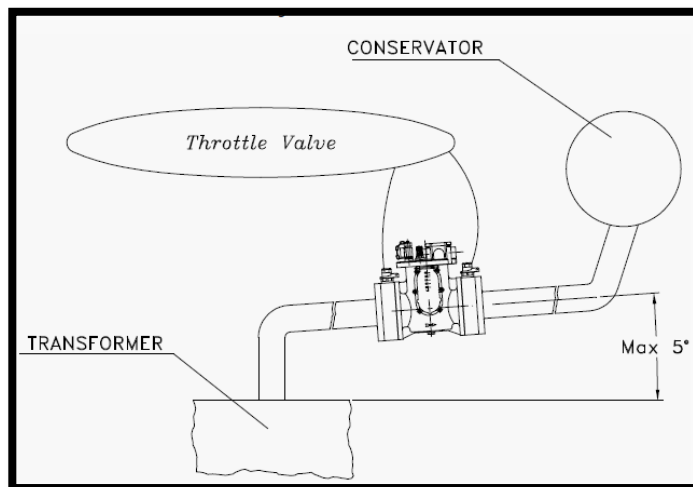
A medida que el nivel del líquido cae, el flotador superior se mueve hacia abajo. Se dispara una alarma. Si la pérdida de líquido continúa, se vaciarán conservador y tuberías, así como el relé Buchholz. A medida que el nivel del líquido disminuye, el flotador inferior se mueve hacia abajo. El flotador en movimiento acciona un interruptor de contacto para que se desconecte el transformador.

Figura 30. **Relevador Buchholz con sobre flujo de aceite**



Fuente: CSANYI, Edvard. <http://electrical-engineering-portal.com/protecting-oil-type-transformer-with-buchholz-relay>. Consulta: 24 de enero de 2016.

Figura 31. **Colocación de relevador Buchholz en transformador**



Fuente: CSANYI, Edvard. <http://electrical-engineering-portal.com/protecting-oil-type-transformer-with-buchholz-relay>. Consulta: 24 de enero de 2016.

El sistema de conmutación superior e inferior forma una unidad funcional en el relé Buchholz de un solo flotador. En caso de un fallo, el relé Buchholz de un solo flotador, normalmente aísla el transformador inmediatamente desde el sistema de red eléctrica.

3.4.6. Analizadores de aceite y humedad

En los sistemas eléctricos, los transformadores de potencia son elementos vitales, por su significación y por sus costos. El aumento de las potencias, la elevación de los voltajes y las necesidades de transmitir potencia a distancias cada vez mayores convierten a los transformadores en equipos eléctricos de la mayor importancia.

Las estadísticas de fallas en transformadores de potencia indican que el 41 % de estas, están relacionadas con el conmutador o cambiador de tomas; el 19 % con los devanados; el 3 % con el núcleo; el 12 % con los pastapas; el 13 % con el tanque y los fluidos y el 12 % con los accesorios. Las estadísticas de fallas típicas para transformadores de pequeña potencia muestran que los puntos principales de falla y, por tanto, los que deben ser monitoreados con máxima prioridad, son los enrollados y los cambiadores de toma, siendo el punto débil, el aislamiento.

La detección de algunos tipos de fallas o eventos (arcos en las guías; falsos contactos, descargas parciales, entre otros.), y su localización, constituían un problema anteriormente. Actualmente, la información obtenida de un sistema de adquisición de datos, con el monitoreo, permite detectar fallas, tanto de rápido como de lento desarrollo, lo que supera los métodos convencionales de las pruebas eléctricas realizadas sólo con el equipo fuera de

servicio, que no pueden detectar las fallas de rápido desarrollo, por estar basados en mediciones espaciadas en el tiempo.

El propósito de analizar los gases del transformador es conocer exactamente las diferentes sustancias que componen los gases disueltos en el aceite extraído del transformador. Para ello se utilizan pruebas realizadas en laboratorios y analizadores en gases en línea ubicados cerca del transformador. De acuerdo a la naturaleza de los gases disueltos en el aceite aislante, se puede determinar la causa de la anomalía para prevenir y solucionarla antes que se convierta en una falla.

Cuando el transformador se somete a esfuerzos térmicos y eléctricos anormales debido a la degradación del aceite y de los materiales aislantes, se generan ciertos gases combustibles. El tipo y las concentraciones de gases generados son importantes por cuanto el proceso de envejecimiento normal produce cantidades extremadamente pequeñas de gases, mientras que condiciones incipientes o fallas declaradas generan cantidades grandes.

Los gases típicos generados por algunas fallas incipientes en transformadores de potencia son: hidrógeno H_2 , oxígeno O_2 , nitrógeno N_2 , metano CH_4 , monóxido de carbono CO , etano C_2H_6 , dióxido de carbono CO_2 , etileno C_2H_4 y acetileno C_2H_2 , (el hidrógeno H_2 , metano CH_4 , monóxido de carbono CO , etano C_2H_6 , etileno C_2H_4 y acetileno C_2H_2 son gases combustibles).

Cuando se detectan gases en cantidad suficiente, como para suponer la existencia de una falla, es necesario conocer la severidad de ella, lo cual se determina con base en la tasa de crecimiento por día, de cada gas en particular, o del total de gases combustibles disueltos en el aceite.

Los mecanismos de falla más comunes son: arqueo; corona, descargas de baja energía y sobrecalentamiento general o puntos calientes.

La detección de una condición anormal requiere de una evaluación de la concentración del gas generado y de la tendencia de generación. La cantidad de cada gas, con respecto al volumen total de la muestra, indica el tipo de falla que está en proceso. Existen dos maneras de representar los resultados de gases disueltos: A partir de las concentraciones individuales y por las relaciones entre gases.

- Acetileno (C_2H_2): la presencia del acetileno (C_2H_2) en los gases disueltos en el aceite es siempre debido a una falla eléctrica. Si el acetileno C_2H_2 está acompañado solamente de CH_4 y de H_2 , se trata de arco de duración limitada en el aceite. Si estos elementos son acompañados de CO y CO_2 , este arco implica o compromete el aislamiento sólido. Si estos mismos elementos (C_2H_2 ; CH_4 e H_2) sin CO ni CO_2 , son acompañados de C_2H_6 , C_3H_8 , C_2H_4 ; y C_3H_6 , significan descargas parciales fuertes o arcos en el aceite. Si además se observa CO , significa que las descargas se producen en un aislamiento sólido.
- Etileno (C_2H_4) si los productos de degradación contienen C_2H_4 (sin C_2H_2) se trata siempre de una degradación térmica. Si no hay CO_2 , en el punto caliente no interviene el aislamiento sólido. La temperatura de esta falla será superior o inferior a 500 °C según sea mayor la cantidad de C_2H_4 o de CH_4 respectivamente, entre los productos detectados. En general están acompañados de H_2 , C_2H_6 , C_3H_8 y C_3H_6 . Cuando además de estos compuestos (H_2 , C_2H_6 , C_3H_8 y C_3H_6) se constata la presencia de CO_2 y eventualmente de CO la falla es en un punto caliente igual o superior a 130 °C.

Mientras no alcance 300 °C la relación CO/CO_2 permanece en el orden de 0.1; el dióxido de carbono (CO_2) está siempre presente en mayor concentración.

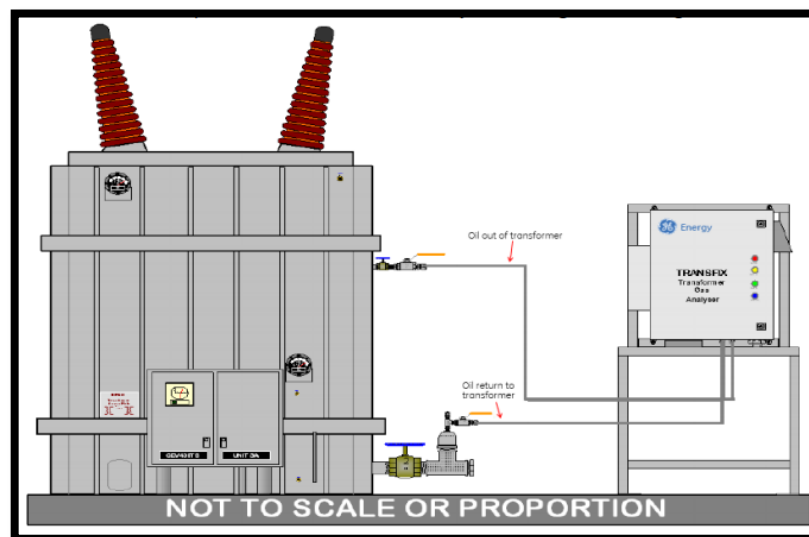
- Dióxido de carbono (CO_2) en ausencia de C_2H_2 y del C_2H_4 , el CO_2 , solo acompañado de un poco de CO o de CH_4 , es característico de un envejecimiento térmico normal del papel. Cuando se observa un fuerte predominio del H_2 y de hidrocarburos saturados como C_2H_6 , C_3H_8 y C_3H_6 , con una relación CO / CO_2 superior a 0.1, se trata de pequeñas descargas parciales que erosionan por largo tiempo el aislamiento sólido.
- Hidrógeno (H_2) la presencia de H_2 (Hidrógeno), solo acompañado eventualmente de una cantidad de CH_4 (Metano) es debida a descargas parciales, ya sea en el aislamiento, en la superficie libre de aceite, o bien, es la primera manifestación de una falla eléctrica más grave.
- Compuestos del aire (O_2, N_2) en el caso de fallas en el relé Buchholz, puede ser que el gas extraído de este contenga O_2 y N_2 . Si la proporción O_2, N_2 es similar a la del aire, se puede tratar de una entrada de aire. Si la proporción de O_2 es mucho menor que la del aire, esto puede ser debido a un punto caliente de temperatura superior a 100 °C en efecto, el coeficiente de solubilidad del N_2 en los aceites minerales clásicos pasa por un máximo entre 80–100 °C.

El hecho de poder monitorear en línea los gases disueltos en el transformador ofrece gran ventaja en el control del estado del mismo, puesto que se puede prevenir desde el inicio posibles fallas, y conocer el comportamiento del mismo debido a la gran importancia que también, se le da a la disponibilidad de transportar la energía, también ahí juega un papel

importante el monitoreo en línea puesto que se puede prever algún trabajo importante en el transformador, ya que se tienen datos desde el comienzo en que aparecen los posibles problemas.

Actualmente, existen diferentes tipos de dispositivos para realizar el análisis, desde lo que solo pueden detectar 2 gases, hasta más completos que pueden detectar hasta 9 tipos de gases, la cantidad de gases a medir es dependiente de qué tan exigente se deseé realizar el monitoreo en el mismo, y dependiente de qué tan importante para la red puede ser dicho transformador, estos son factores cruciales para el monitoreo del mismo, entre los aspectos de comunicación para el analizador se pueden nombrar los siguiente: contactos NO y NC suministrado, 5A 250VAC, 5A 30 VDC, protocolos de comunicación IEC60870-5-101/103, IEC61850, DNP3, MODBUS ASCII/RTU y RS232/485.

Figura 32. Disposición física del analizar en transformador



Fuente: GE. <http://www.gegridsolutions.com/products/manuals/MD/TransfixMan.pdf>.

Consulta: 24 de enero de 2016.

El efecto fotoacústica o efecto optoacústica es el principio de funcionamiento del analizador de gases Transfix, y es la formación de sonido siguiendo la luz de absorción en una muestra de material. Para obtener este efecto la intensidad de la luz debe variar, ya sea periódicamente (luz modulada) o como un solo *flash* (luz pulsada). El efecto fotoacústica se cuantifica midiendo el sonido formado (presión cambios) con detectores apropiados, tales como micrófonos o piezoeléctricos. La variación en el tiempo de la salida eléctrica (corriente o voltaje) a partir de estos detectores es la señal fotoacústica.

Estas mediciones son útiles para determinar ciertas propiedades de la muestra estudiada. Por ejemplo, en fotoacústica, la señal fotoacústica se utiliza para obtener la absorción real de la luz, ya sea en objetos opacos o transparentes. Es útil para sustancias en concentraciones extremadamente bajas, porque muy fuertes pulsos de luz de un láser se puede utilizar para aumentar la sensibilidad y longitudes de onda muy estrechos pueden ser utilizados para la especificidad.

Figura 33. **Imagen de analizador de gases Transfix**



Fuente: GE. <http://www.gegridsolutions.com/md/catalog/taptrans.htm>.

Consulta: 24 de enero de 2016.

3.4.7. Analizadores de descargas parciales

En ingeniería eléctrica, el término descarga parcial (PD) hace referencia a una ruptura dieléctrica localizada en una pequeña región de un sistema sólido o líquido de aislamiento eléctrico, sometido a condiciones de estrés de alta tensión que no puentea el espacio entre dos conductores.

Una descarga de tipo parcial puede dañar el material de aislamiento circundante por la erosión del aislamiento. Además, los gases corrosivos emitidos por una fuente de descargas de tipo descarga parcial pueden producir daños adicionales al aislamiento circundante y a las piezas metálicas, estableciendo zonas adicionales sujetas a descargas de tipo parcial.

A la larga, el medio aislante puede fallar produciendo llama, y esta, a su vez, daños en los aparatos eléctricos, interrupciones del suministro eléctrico, incendios y explosiones.

La Norma IEC 60270 define las descargas parciales como “descargas localizadas de electricidad que solo puentean parcialmente el aislante entre conductores”. Esta definición incluye desde descargas de tipo descarga parcial relativamente inofensiva hasta otras que son difíciles de detectar en campo y pueden ser muy destructivas. Es útil, por tanto, dividir las descargas parciales en tres categorías.

- Descarga en corona: es la que se produce en el aire o el gas que rodea un conductor. Tiene lugar cuando el campo eléctrico localizado excede la tensión de ruptura del aire o el gas circundante. Esto ocurre típicamente en las puntas o en los bordes afilados de los conductores. En particular, es muy común en equipos de exteriores.

La descarga puede considerarse relativamente inofensiva en equipos de exteriores, ya que los gases corrosivos son eliminados o transportados lejos por los efectos meteorológicos. Sin embargo, si la descarga en corona tiene lugar en un entorno cerrado, los gases corrosivos no tienen salida y pueden producir daños adicionales.

La descarga en corona en equipos de exteriores es, a menudo, difícil de eliminar; por otra parte, el diseño de ciertos equipos favorece intrínsecamente este tipo de descargas. Se considera una práctica recomendada, no obstante, eliminar las fuentes de descarga en corona siempre que ello sea posible, durante el mantenimiento habitual, ya que pueden enmascarar problemas más serios.

- Descarga superficial: es la que se produce en la superficie de un aislador; su resultado más típico es la generación de pistas de conducción en la superficie del aislador y la reducción de su eficacia. Está estrechamente asociada a la contaminación y a la humedad, y es una forma de descarga parcial relativamente común.

Es particularmente dañina en aislantes encapsulados en resina o poliméricos. Si no se detectan y reparan, los puntos de descarga crecen y pueden llegar a arder. Es también posible que se formen grietas en el esmalte de los aisladores de porcelana y la cerámica que contienen resulte dañada. Si la causa de la descarga superficial es la contaminación y aquella se detecta a tiempo, a veces es posible limpiar los aisladores de vidrio o porcelana antes de que se produzcan daños a largo plazo.

- Descarga interna: es un tipo de descarga que se produce en el interior del material o líquido aislante y está asociada a pequeñas cavidades huecas, a menudo microscópicas en un principio, existentes en el interior del aislador sólido o líquido. Es una forma relativamente poco frecuente de descarga parcial.

La descarga interna es la más difícil de diagnosticar en campo, ya que el problema no presenta síntomas visibles o audibles. Sin embargo, si no se repara y llega a producirse llama, no existirá una vía de escape para la liberación de la energía calorífica, de rápida emisión, y el aislador podría explotar.

Los analizadores de descargas parciales en pasatapas de transformador, son utilizados para tener monitoreados los efectos que pueden causar las descargas parciales en transformadores de potencia. El monitoreo de los pasatapas de transformador es crítico, porque los pasatapas están constantemente bajo mucho estrés debido al efecto de la tensión de línea y el calor de flujo de corriente.

Estas tensiones pueden agravarse, aún más, por la presencia de microgrietas de la fabricación, la pérdida de resistencia mecánica debido al envejecimiento, ciclos térmicos repetidos (carga + calor), la contaminación y externa *flashover* fusión de la porcelana, los lodos y la humedad en el aceite aislante, y por el hecho de que los nuevos casquillos se han hecho más cerca de diseñar límites con el fin de reducir el costo, tamaño y peso.

Debido a lo importante que son los transformadores en los sistemas de transmisión, distribución y en consecuencia lo importante que representan los pasatapas para un transformador es importante el monitoreo del mismo; entre

los aspectos de comunicación para el analizador se pueden nombrar los siguiente: Modbus RTU/ASCII RS-485, Modbus RTU, Ethernet RJ-45) y IEC61850, todos estos datos son importante para el planteamiento de los sistemas de monitoreo y comunicación de los equipos.

Figura 34. **Analizador de descargas parciales Intelix**



Fuente: GE. <http://www.gegridsolutions.com/md/catalog/BMT300.htm#bmt300tab2>.

Consulta: 24 de enero de 2016.

3.4.8. Disposición física de los elementos de medición en un transformador

En la práctica, todos los elementos de medición mencionados anteriormente se encuentran ubicados en el transformador de potencia, ya sea montados directamente en la cuba del transformador o ubicado en el gabinete

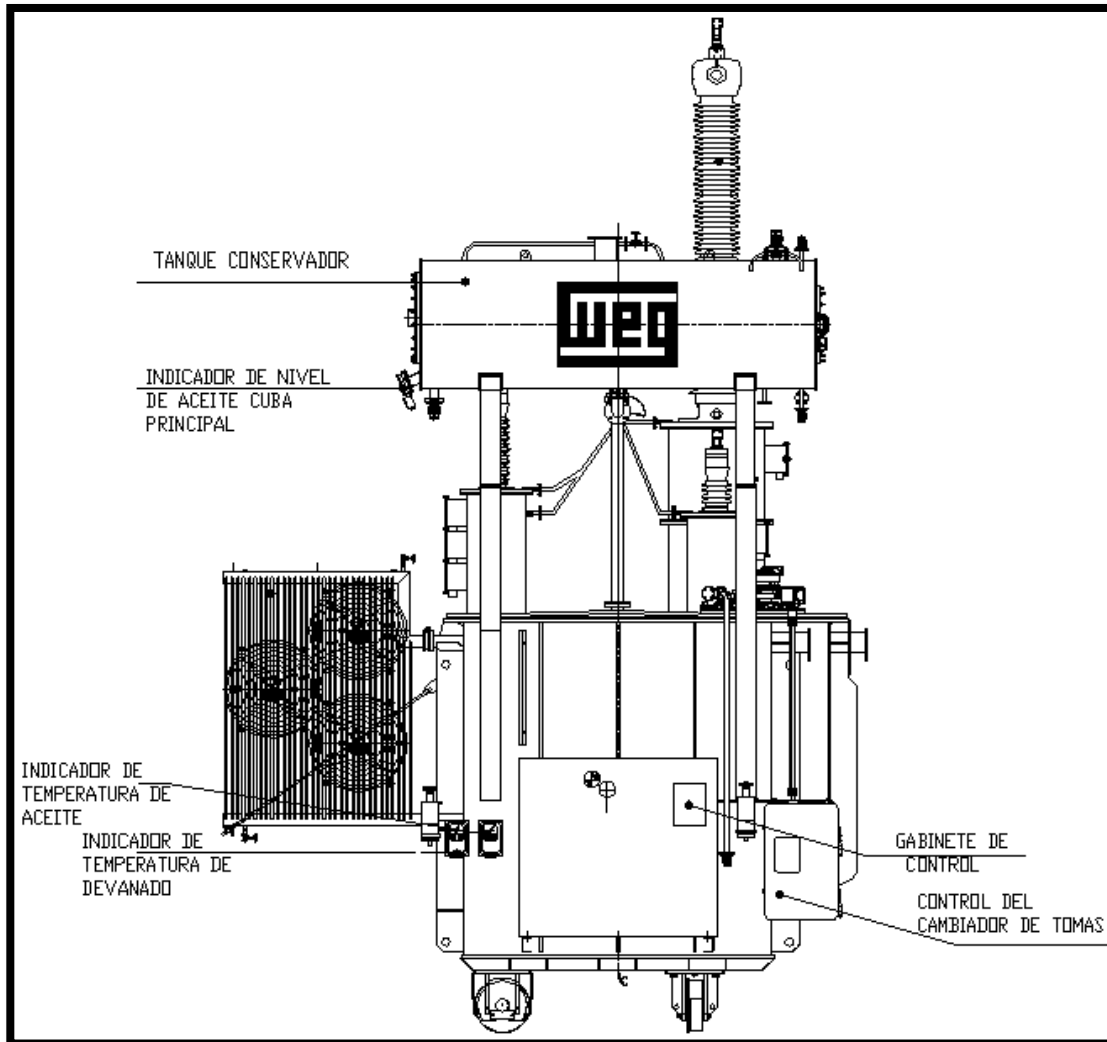
de control, excepto con el analizador de descargas parciales por la forma que realiza la detección de gases es necesario estar apartado del transformador puesto que la vibración del transformador puede dificultar la detección.

Todos los demás elementos, solo en ocasiones especiales, donde los transformadores estén ubicados en lugares especiales, se pueden cambiar las ubicaciones de los elementos de medición.

A continuación se presentan los planos de elevación frontal, elevación lateral derecha, elevación posterior y planta de un transformador de potencia marca WEG, dicho transformador es de capacidad de 24/29/35 MVA ONAN-ONAF1-ONAF2, 230/69/13,8 kV, disco transformador presenta los siguientes elementos de control incorporados:

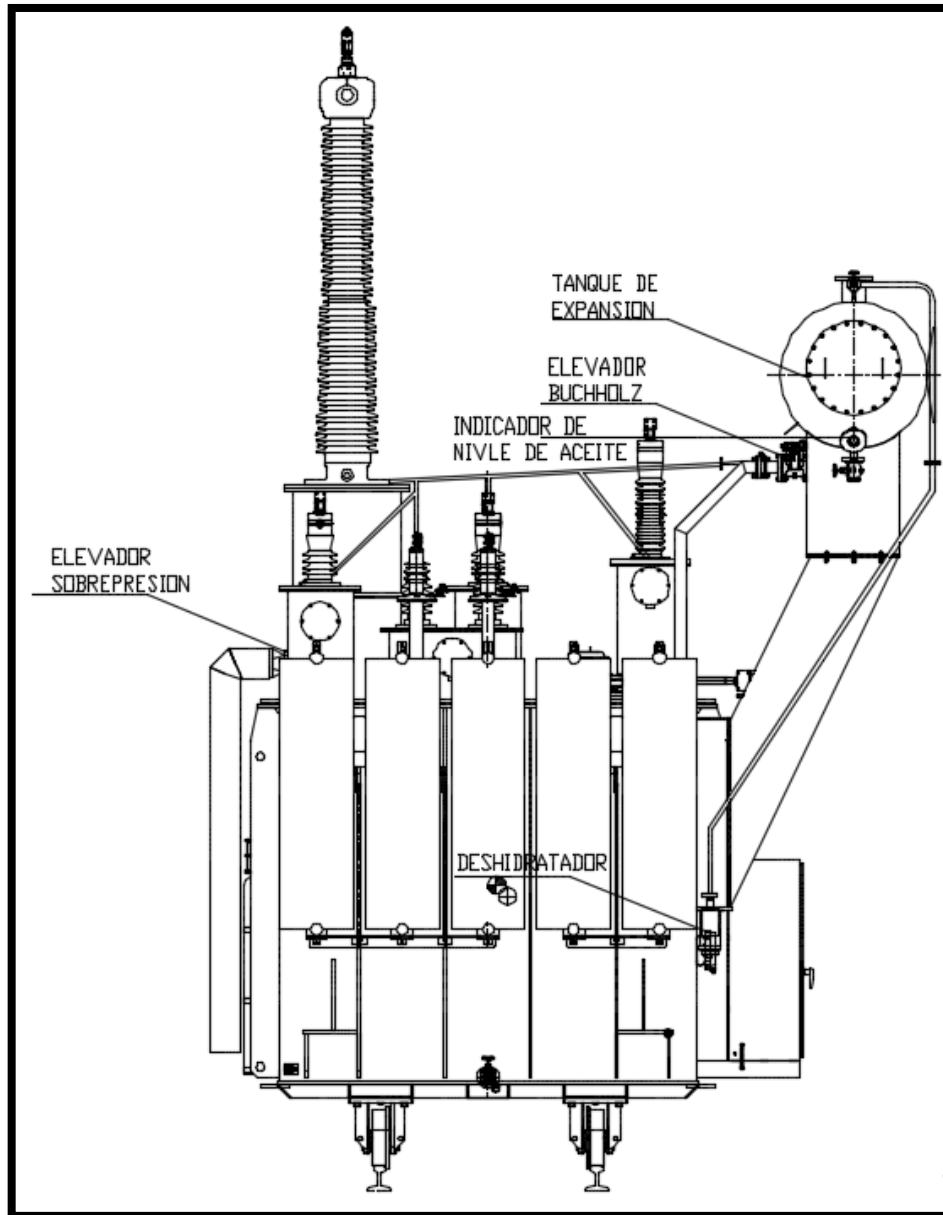
- Indicador de nivel de aceite de cuba principal
- Indicador de temperatura de devanados
- Indicador de temperatura de aceite
- Relevador de sobrepresión
- Relevador Buchholz
- Cambiador de tomas bajo carga
- Analizador de descargas parciales

Figura 35. Elevación frontal de transformador monofásico 24/29/35 MVA 230/69/13,8 kV, marca WEG



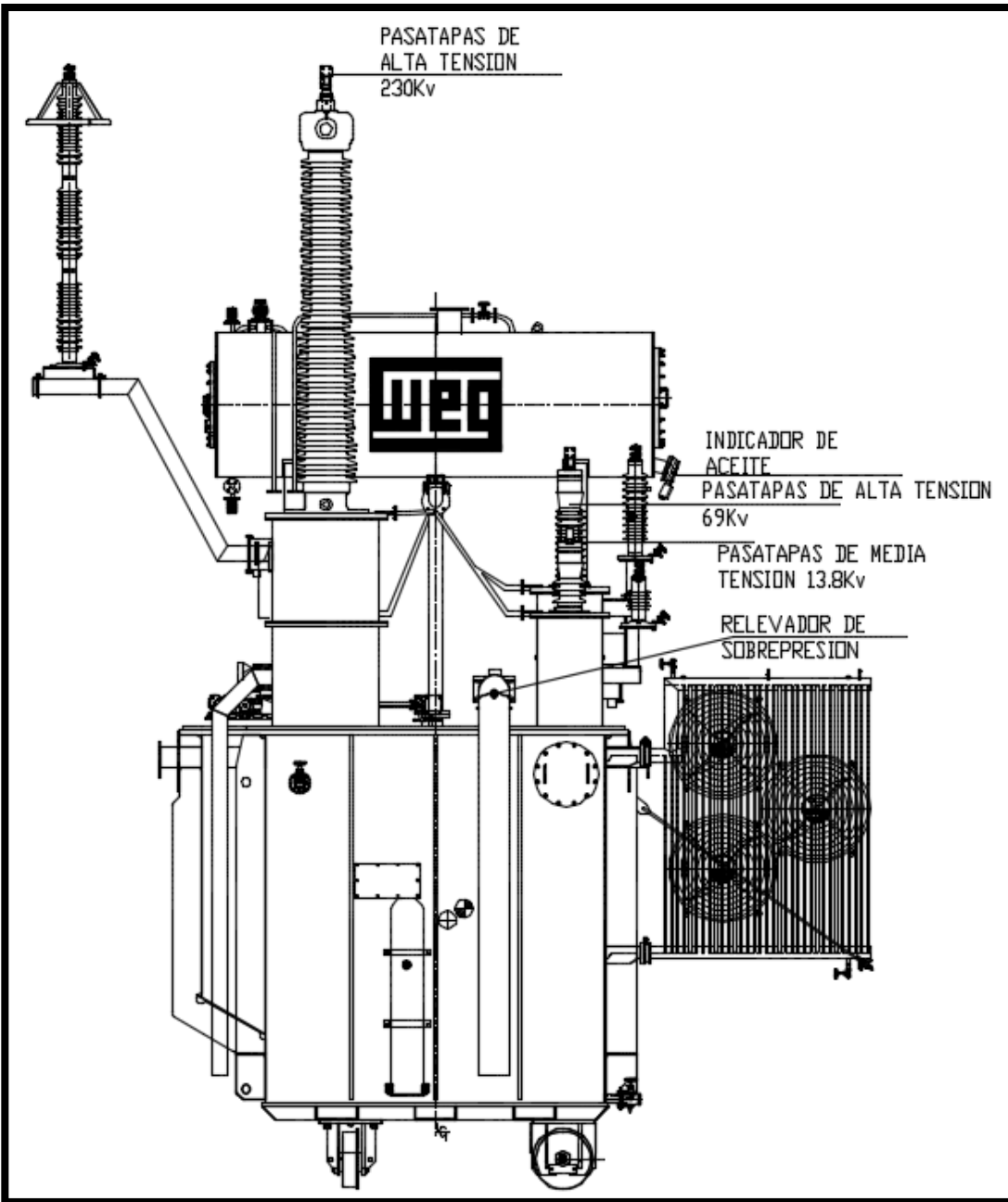
Fuente: WEG. *Ingeniería del producto, transformador de 24/29/35 MVA 230/69/13,8 kV.* p.15.

Figura 36. Elevación lateral izquierda de transformador monofásico 24/29/35 MVA 230/69/13,8 kV, marca WEG



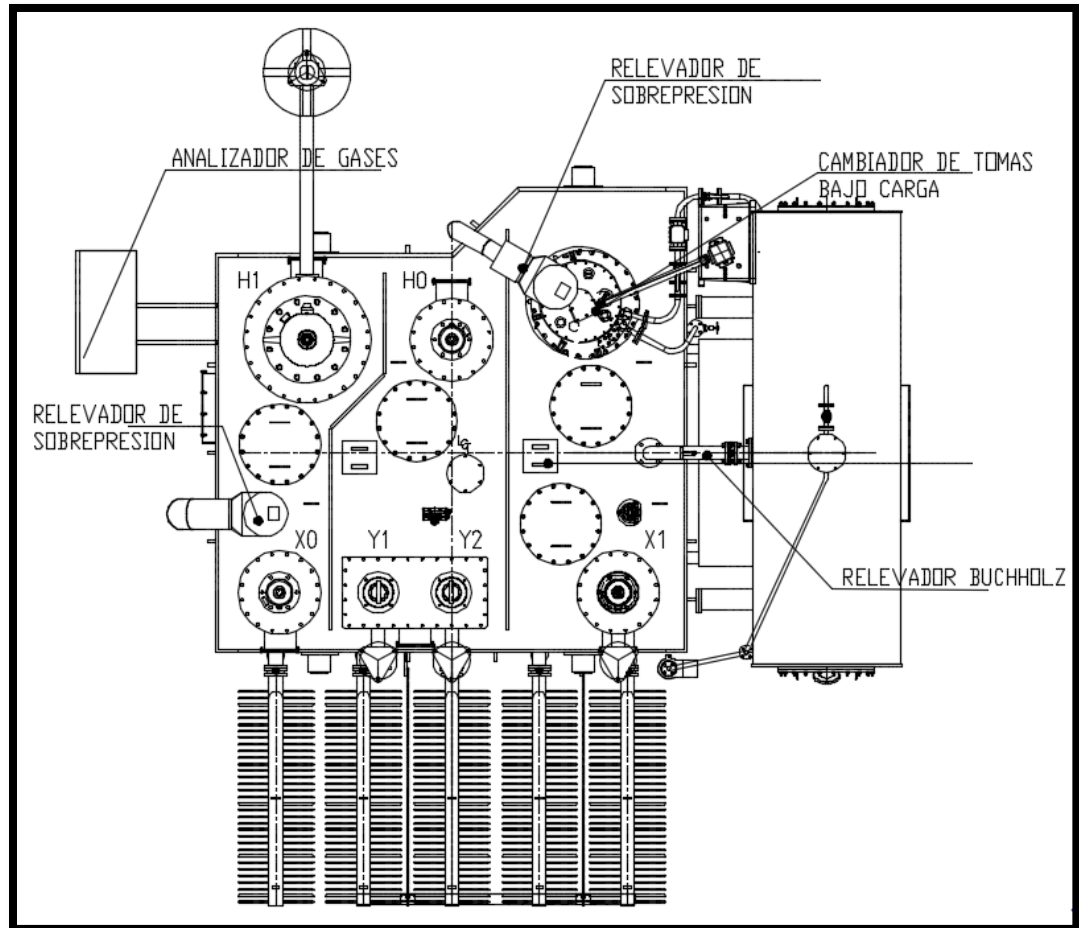
Fuente: WEG. *Ingeniería del producto, transformador de 24/29/35 MVA 230/69/13,8 kV.* p.16.

Figura 37. Elevación posterior de transformador monofásico 24/29/35 MVA 230/69/13,8 kV, marca WEG



Fuente: WEG. Ingeniería del producto, transformador de 24/29/35 MVA 230/69/13.8 kV. p.17.

Figura 38. **Planta de transformador monofásico 24/29/35 MVA 230/69/13,8 kV, marca WEG**



Fuente: WEG. *Ingeniería del producto, transformador de 24/29/35 MVA 230-69-13.8 kV.* p.18.

4. PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS IEC 61850

4.1. Definición

IEC 61850 es el estándar mundial para la comunicación en subestaciones. Permite la integración de todas las funciones de protección, control, medida y supervisión en una subestación, y, además, proporciona los medios para aplicaciones de protección de la subestación de alta velocidad, de enclavamiento e interdisparo.

Las comunicaciones entre IED (por ejemplo, la señalización e intercambio de información) típicamente han sido realizadas vía una combinación de alambrado rígido entre dispositivos y comunicaciones, seriales de baja velocidad. A menudo, la señalización se lograba conectando las salidas de un IED a las entradas de otro IED. Por naturaleza, este sistema es poco flexible y limitado en su alcance de control. Una lógica de control sofisticado entre IED podría requerir un gran número de interconexiones alambradas entre múltiples IED, siendo muy poco práctica su implementación.

La implementación integral facilita, la integración de los relés en IEC 61850 a los sistemas de automatización de subestaciones, al mismo tiempo que permite a la interfaz fusionar con unidades diferentes proveedores. El bus de IEC 61850 combina la comodidad de Ethernet con el rendimiento y la seguridad que es esencial en subestaciones, relés con IEC 61850 habilitados están equipados con una tarjeta Ethernet integral proporcionando conexión de cobre y fibra para la comunicación. No hay adaptadores o concentradores de datos

externos, son solo necesarios equipos Ethernet estándar, tales como interruptores y conmutadores de grado subestación entre otros.

Aunque hay 50 protocolos de automatización de subestaciones en todo el mundo, el estándar IEC 61850 es la única que ofrece un método estandarizado de la comunicación y la integración, cuyo objetivo es apoyar a los sistemas construidos a partir de múltiples proveedores de dispositivos inteligentes conectados en red (IED) juntos, para llevar a cabo la protección, supervisión, automatización, medición y control.

IEC 61850, también proporciona una configuración de la subestación llamada Description Language (SCL) el cual es un archivo estándar que documenta las características de los parámetros de comunicación del IED y utiliza un formato XML. Un archivo SCL se puede utilizar para el intercambio de información de un IED y el software de diferentes fabricantes para su configuración. IEC 61850 define cómo se representan los datos, pero no cuál es la función o como se disponen los datos en cualquier tipo de IED.

Los proveedores pueden implementar las características funcionales que quieren apoyar y proporcionar una descripción de estas características soportadas en un fichero de SCL. Otra característica única del estándar IEC 61850 en comparación con otros estándares, es la aplicación punto-a-punto (*peer-to-peer*) de alta velocidad para la mensajería con el objetivo de evento genérico subestación orientado (GOOSE) en las definiciones del estándar. Esta característica está diseñada para soportar aplicaciones de sistema de protección a altas velocidades de respuesta menores a 8 ms.

IEC 61850, también es compatible con un bus de proceso, ya que se pueden minimizar los requerimientos de cableado de la subestación entre el

cuarto de control y el equipo en el patio, por la conversión de las entradas analógicas de la fuente (por ejemplo: transformadores de corriente, transformadores de potencial, el estado del transformador), en información digital transportada por fibra óptica.

Los objetivos fijados para el estándar fueron:

- Un protocolo único para la subestación completa, considerando la modelización de diferentes datos necesarios para la subestación.
- Definición de los servicios básicos requeridos para transferir datos, de modo que toda la cartografía a protocolo de comunicación se pueda hacer a prueba del futuro.
- Promover la alta interoperabilidad entre sistemas de diferentes proveedores.
- Un método común/formato para almacenar datos completos.
- Definir prueba completa requerida para el equipo que se ajuste al estándar.

4.2. La subestación LAN

La aparición de Ethernet en las subestaciones basadas en una LAN (Red de area local) ha estado ganando continuamente la aprobación de los usuarios de todo el mundo. Las ventajas principales de la LAN-Ethernet en las subestaciones eléctricas son:

- Comunicaciones punto a punto de alta velocidad entre IED.
- Mínimo alambrado entre IED.
- Múltiples protocolos (DNP, Modbus, IEC 61850, entre otros), sobre la misma red física.

- Acceso fácil y confiable de datos sobre IP, mediante el uso de switches Ethernet, conversores de medio, servidores seriales y routers diseñados con los mismos estándares y normas que los dispositivos críticos de protección eléctrica.

4.3. Mensaje punto a punto (GOOSE)

En entornos IEC 61850, los mensajes GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Events o eventos de subestación genéricos orientados a objetos) son el mecanismo utilizado para distribuir información de estado. Se publican como mensajes de multidifusión sin estar dirigidos a algún receptor en particular, eliminando grandes cantidades de cableado en bahías de equipos y así reducir el costo de implementación. Esta información se distribuye en la red permitiendo que cualquier IED o unidad de prueba la utilice.

4.4. Proceso de interfaz de bus

Unidades de interfaz analógica (o unidades fusión), ubicado en la interfaz patio subestación con transformadores de medida convencional o no convencional y enviar el muestreo actual y valores de tensión sobre fibra, reduciendo así, significativamente (en realidad), eliminando los cables de cobre entre el equipo principal de la subestación y de la protección, control y dispositivos de medición.

4.5. La verdadera interoperabilidad

Un único protocolo es todo lo que se necesita en la subestación eléctrica. Los mensajes punto a punto, comandos de control, de perturbación transferencia de archivos o informes de eventos impulsados se intercalan en una sola red de subestaciones, para que toda la información recopilada pueda ser entendida por todos los interlocutores.

Varios clientes pueden ser integrados al bus, permitiendo a los operadores e ingenieros poder interrogar equipos autorizados y controlar la subestación por medio de los IED. El lenguaje de configuración de subestaciones se define en el estándar, representa un salto en el proceso de ingeniería relacionada a la comunicación de subestaciones. La naturaleza autodescriptiva de IEC e IED compatibles con 61850 significa que la integración del sistema y puesta en marcha son más fáciles. Clases y servicios de datos estandarizados significan que los IED con IEC 61850 habilitado pueden operar sin problemas en entornos de múltiples proveedores.

4.6. Topología de red IEC 61850

IEC 61850 abarca dos buses basados en la tecnología de Ethernet conmutado, el bus de subestación se interconecta a todas las bahías y el nivel de supervisión de subestación; que lleva principalmente el control de la información, tales como mediciones, enclavamiento y selecciones antes de operar.

Típicamente, la especificación de mensajería de los fabricantes de equipos (MMS) se usa para transferir datos, entre el nivel de la estación y el nivel de bahía, a través de los IED, mientras el objeto genérico: eventos

subestaciones orientados (GOOSE) se ocupa de transferir los datos de bahía a bahía a través de cada IED.

El bus de proceso interconecta los IED dentro de una bahía y lleva todas las mediciones, conocido como valores de muestreo (SV), para la protección. Los SV son muestreados a un valor nominal de 4 kHz en 50 Hz (4,8 kHz en 60 Hz).

El IEC 61850 no prescribe una topología en especial, pueden ser topologías de árbol, estrella o anillo. De hecho, la misma red Ethernet física podría llevar ambos buses de datos tanto como el bus de subestación como el bus de procesos en el tráfico de datos.

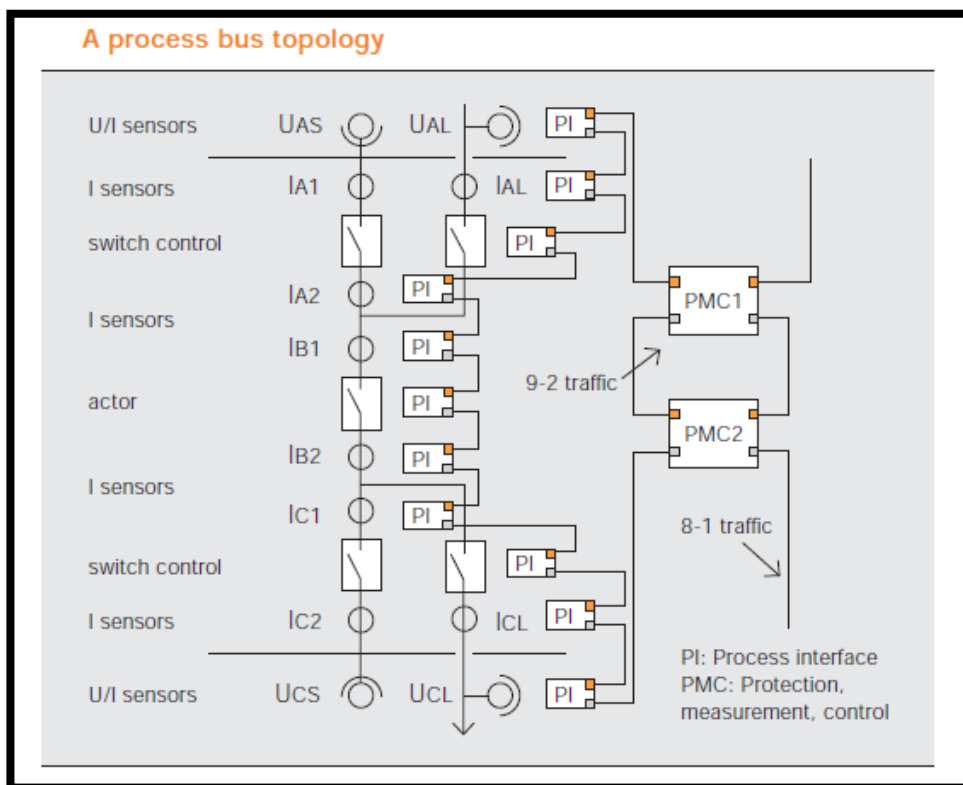
Para el bus de subestación, la topología de red generalmente adoptada en las subestaciones de gran tamaño, para cada nivel de tensión es utilizada una topología en anillo, que conectan las protecciones principales, las protecciones secundarias y el monitoreo con los IEDs.

En una subestaciones de media tensión, una disposición rentable es utilizar IEDs que incluyan un elemento de conmutación, que puede ser encadenado a otra red de topología en anillo, haciendo que la red resistente a la pérdida de un enlace.

En las subestaciones de gran tamaño, los distintos niveles de tensión pueden ser conectados en anillo al nivel de subestación, en forma de árbol, para exhibir un anillo mixto y topología de anillo. Alternativamente, un anillo formado por diferentes anillos, también puede ser utilizado.

A nivel de bus de procesos, los IED son, típicamente, dispositivos de medición y control sencillos, esta es la interfaz con el bus de subestación. Una topología de anillo en este nivel también ofrece una solución de cableado rentable.

Figura 39. **Topología de bus de procesos**



Fuente: ABB. http://tdworld.com/site-files/tdworld.com/files/archive/tdworld.com/go-grid-optimization/ABB-232-WPO_Seamless_redundancy.pdf.

Consulta: 25 de junio de 2015.

4.7. Requisitos de temporización en la subestación

Los requisitos de temporización del bus de subestación y el bus de procesos son distintos; ellos dictaminados por cómo se usa la redundancia.

El tiempo durante el cual la subestación tolera una interrupción del sistema de automatización es llamado: "tiempo de gracia", y el de recuperación de la red debe ser menor que el tiempo de gracia. Así como la aplicación en caso de falla, el tiempo de recuperación también se aplica a la re inserción o reparación de componentes.

Cuando el bus de subestación lleva un único comando de información, los retrasos de unos 100 ms son tolerables. Sin embargo, un retraso de 4 ms solo es tolerable cuando se hace un enclavamiento y se manda a revertir el bloqueo, aunque es poco probable que un fallo voluntario se llevará a cabo exactamente cuando se emite una secuencia de control de esta forma (poco frecuente).

El bus de procesos, que lleva los datos de tiempo crítico de las unidades de medición, requiere un modo de operación determinístico, con el retraso máximo posible en el orden de 4 ms, la recuperación de tiempos compilados por el comité técnico IEC 57 (TC57) grupo de trabajo 10 (WG10), se resume en la figura 40.

Figura 40. **Compilación de tiempos de recuperación**

**Recovery times compiled by the
IEC TC57 WG10**

Communicating partners	Communicating partners	Recovery Time
SCADA to IED client-server	station bus	100 ms
IED to IED interlocking	station bus	4 ms
IED to IED reverse blocking	station bus	4 ms
bus bar protection	station bus	0 ms
sampled values	process bus	0 ms

Fuente: ABB. http://tdworld.com/site-files/tdworld.com/files/archive/tdworld.com/go-grid-optimization/ABB-232-WPO_Seamless_redundancy.pdf.

Consulta: 30 de junio de 2015.

La redundancia se comprobará regularmente en intervalos de menos de un minuto para la red completa. Solo un dispositivo, es operador de la estación o Gateway, para el centro de comunicación es necesario operar la red. Los errores de configuración se informan al operador de la estación o *gateway*.

5. ESTÁNDAR DE REDUNDANCIA IEC 62439

5.1. Ethernet Industrial (IE)

Se refiere a la utilización de protocolos de Ethernet estándar con conectores robustos y conmutadores de temperatura extendidos en un entorno industrial, para la automatización o control de procesos. Los componentes utilizados en áreas de proceso de plantas deben ser diseñados para trabajar en ambientes hostiles de temperaturas extremas, humedad y vibraciones que superen los rangos para equipos de tecnología de la información destinado a ser instalado en ambientes controlados.

El uso de la fibra de Ethernet reduce los problemas de ruido eléctrico y proporciona aislamiento eléctrico para evitar daños en el equipo. Algunas redes industriales destacaron la entrega determinista de los datos transmitidos, mientras que Ethernet utiliza la detección de colisiones que hizo que el tiempo de transporte de paquetes de datos individuales sea difícil estimar por el aumento del tráfico de red.

Redes industriales suelen utilizar los conmutadores de red para segmentar un sistema de gran tamaño en subredes lógicas, dividido por la dirección, protocolo o aplicación. El uso de conmutadores de red permite a la red dividirse en muchos dominios de colisión pequeños. Esto reduce el riesgo de un dispositivo defectuoso o mal configurado que genera el exceso de tráfico de red. Cuando una red industrial debe conectarse a una red de oficina o redes externas, un sistema de *firewall* puede ser insertado para controlar el intercambio de datos entre las redes.

Para preservar el rendimiento y la fiabilidad de la red industrial, sistemas de automatización de oficina en general, se separan de la red que se utiliza para el control o dispositivos I/O.

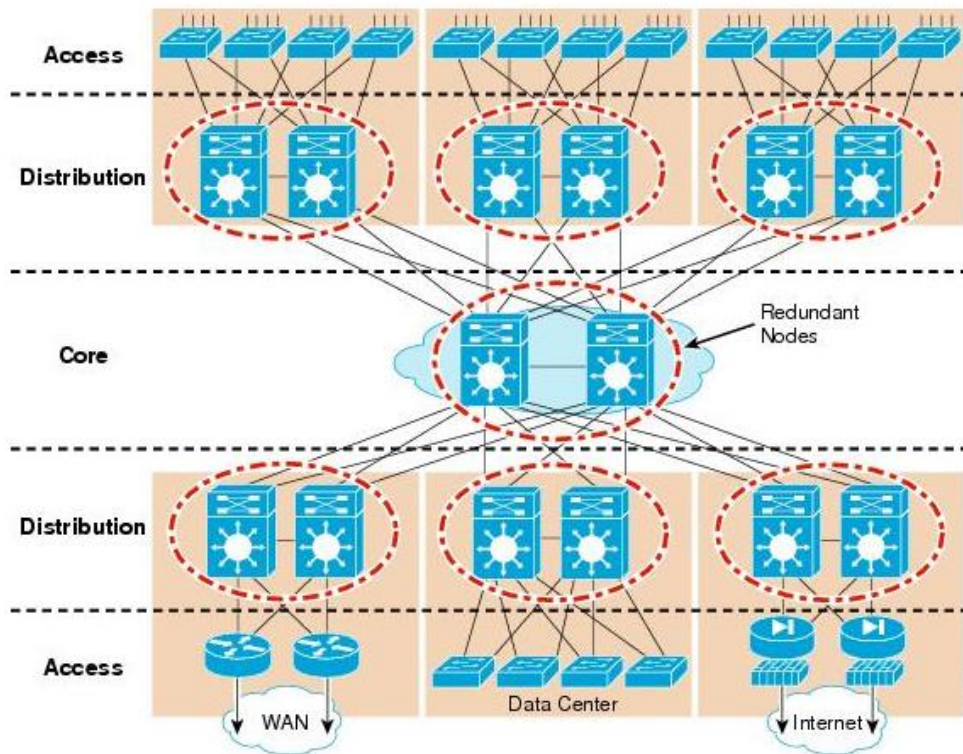
5.2. Redundancia

El concepto de redundancia, junto con el de alta disponibilidad, comprende la capacidad de un sistema de comunicaciones para detectar un fallo en la red de la manera más rápida posible y que, a la vez, sea capaz de recuperarse del problema de forma eficiente y efectiva, afectando lo menos posible al servicio.

La redundancia hace referencia a nodos completos que están replicados o componentes de estos, así como caminos u otros elementos de la red que están repetidos y que una de sus funciones principales es ser utilizados en caso de que haya una caída del sistema. Ligado a esto, la alta disponibilidad consiste en la capacidad del sistema de ofrecer un servicio activo durante una fracción de tiempo determinado o a la capacidad de recuperación del mismo en caso de producirse un fallo en la red. Cuando se habla de “caída del sistema” puede hacer referencia tanto a un equipo que ha dejado de funcionar, como un cable que ha sido cortado o desconectado; u otras situaciones que impliquen que la red deje de funcionar.

En casos como estos, hace falta que el sistema detecte el fallo del mismo y que, además, reaccione de manera rápida y eficiente en la búsqueda de una solución a la caída.

Figura 41. **Diseño de red redundante**



Fuente: BRIONES DELGADO, Alan. <http://blogs.salleurl.edu/networking-and-internet-technologies/alta-redundancia-y-disponibilidad-i/>. Consulta: 3 de julio de 2015.

Estas aplicaciones son utilizadas en el control de precisión de la maquinaria industrial y fábricas de automoción, siendo crítico debido a que debe ofrecer un entorno de trabajo seguro; además, se incluirían ámbitos concretos en redes eléctricas, por ejemplo, el tráfico de control de subestaciones. Según la aplicación, hay nodos en producción que están sincronizados del orden de microsegundos a milisegundos. Esto se traduce en unas limitaciones en el tiempo de detección de un fallo en la red y el tiempo de recuperación.

Estructuras de red redundantes se utilizan para dos propósitos distintos:

- El balanceo de carga: tráfico de datos, a través de una ruta de red dentro, como intervalo específico es mayor que el ancho de banda que un solo cable de datos es capaz de manejar. Introduciendo adicionalmente conexiones redundantes se aumenta el ancho de banda efectivo de la conexión original.
- La tolerancia a fallos: se introducen las conexiones de medios adicionales entre las redes suscritas de la red para permitir que el sistema pueda cambiar a una ruta de red secundaria en el caso de un fallo en la ruta primaria.

Aunque el segundo caso puede estar contenido dentro del primero, el uso de la redundancia de medios, en un entorno industrial, suele estar restringida al segundo caso. En una red industrial, la tolerancia a fallos es de lejos más importante que la distribución de la carga, y por eso la mayoría de los protocolos utilizados en este campo se especializan en asegurar una alta disponibilidad.

La alta disponibilidad es un requisito fundamental para todos los sistemas de automatización, ya sea en manufactura, procesamiento o aplicaciones de automatización de subestaciones. Fallo de un componente, que nunca se puede descartar totalmente, tiene que ser tratado de tal manera que se minimice su impacto en el sistema en su conjunto.

Un requisito fundamental para cualquier red de Ethernet es evitar los bucles. Debería en todo momento existir un solo camino entre la fuente del mensaje y el correspondiente destinatario.

Cualquier bucle se traduciría en paquetes de datos que circular sin fin, y eventualmente se empantanaría la red, lo que hace que el Ethernet no permita tener caminos alternativos en sus dispositivos. Pero la redundancia de medios necesita éstos caminos alternativos. La solución de este conflicto es un protocolo controlador de la redundancia.

La solución a este problema es tener un protocolo que controle la redundancia. Un protocolo tal debe garantizar que, en cualquier momento, solo haya un único camino lógico a cada dispositivo, incluso si hay varias vías físicas. El protocolo logra esto asegurándose de que solo una de las posibles vías este activa en un momento dado y todas las otras están en modo de espera.

Se aplican los siguientes requisitos fundamentales a los protocolos de redundancia de medios en un ambiente industrial:

- Determinismo tiempo de conmutación: en el caso de un fallo, el tiempo del protocolo tiene que cambiar de la principal lógica ruta de acceso a una ruta alternativa secundaria y para restablecer las comunicaciones deben ser predecible.
- Requisitos de instalación: si se utiliza el protocolo o cumplimientos requeridos, los tiempos de conmutación no impone ninguna restricción en la instalación, por ejemplo la topología física o el máximo número de conmutadores de red utilizables, entonces estos debe especificarse claramente.

- El protocolo debe basarse en un método estandarizado. Este es la única forma de garantizar la transparencia, compatibilidad y por lo tanto la seguridad de inversión.

El primer requisito es absolutamente esencial para el uso de la tecnología de automatización o relacionadas aplicaciones. Un protocolo de redundancia de medios se puede utilizar solo cuando es confiable y calculable con las cifras en el peor de los casos el límite superior para la conmutación de la red en una falla.

Esta es la única manera de asegurar que la red va a cumplir los requisitos de la aplicación en que es utilizada, como un medio de transmisión: si el protocolo de redundancia de medios puede cambiar en un tiempo suficientemente rápido para permitir que el tráfico de protocolo y la aplicación pueda continuar operando sin deterioro, y continuación, su mecanismo de redundancia es transparente a la funcionalidad de la aplicación y los requisitos de tiempo se cumplen.

5.3. Protocolo de media redundancia IEC 62439-2

Media Redundancy Protocol (MRP) es un protocolo de red de datos estandarizada por la Comisión Electrotécnica Internacional IEC 62439-2. Permite anillos de conmutadores Ethernet para superar cualquier fallo individual.

Media Redundancy Protocol se utiliza, principalmente, para evitar los puntos únicos de falla en las comunicaciones de redes industriales. Donde quiera que haya un único punto de falla es posible para la red de comunicaciones continuar comunicando, por ejemplo, en una línea de

producción automatizada, no puede ser completamente desactivada por un solo fallo técnico. Las consecuencias de un fracaso potencial pueden ser extremadamente costosas. Si las estructuras redundantes se utilizan, entonces un solo fallo simplemente hace que la red se repliegue a un estado degradado. Las comunicaciones a través de la red permanecen viables, y el sistema redundante hace posible que la reparación se lleve a cabo para restaurar el estado sin fallos.

MRP solo es especificado para redes de topología en anillo con hasta 50 dispositivos y garantías en el comportamiento de conmutación totalmente determinista. El límite superior, en el peor de los casos en conmutación, serán los tiempos de respuesta a un fallo son 500, 200, 30 ms o tan bajo como 10 ms, dependiendo de la parámetro ajustado elegido.

Los tiempos de conmutación típicos para MRP varían entre la mitad y la cuarta parte de los peores tiempos en casos. Por lo tanto, en condiciones de carga de la red típica, un anillo MRP que se configura durante 200 ms en el peor de los casos necesitará entre 50 y 60 ms para alternar desde la red primaria a la red secundaria; bajo condiciones típicas de un anillo MRP con un tiempo de 10 ms, el tiempo de conmutación a voluntad de reaccionar sería correspondientemente más rápido.

En un anillo MRP, el gerente del anillo es nombrado director de medios de redundancia (MRM), mientras que los clientes de anillo se nombran clientes medios de redundancia (MRC).

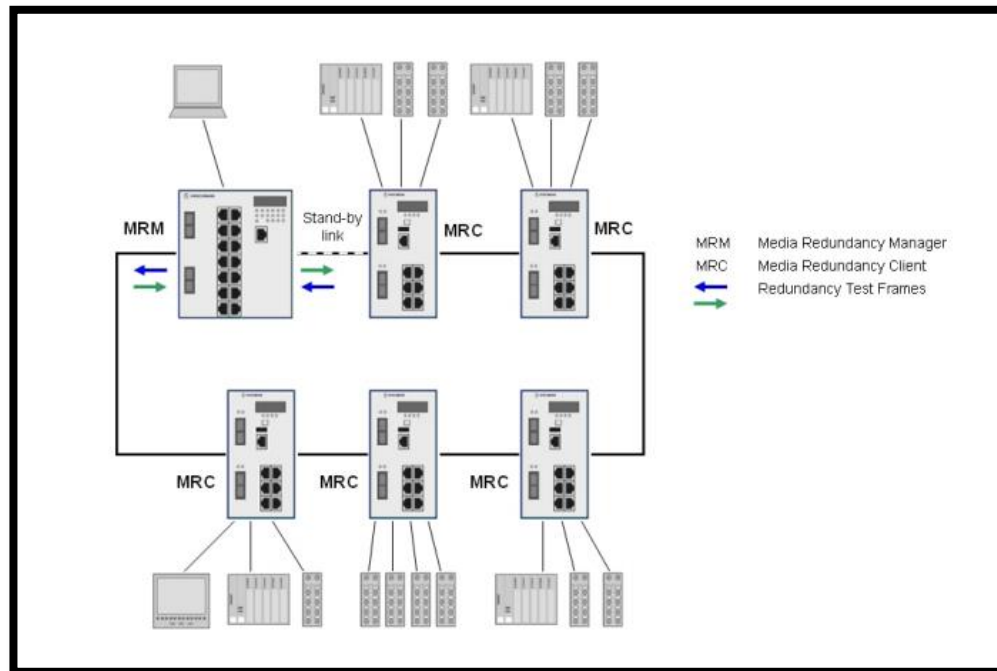
Cada nodo MRP requiere un interruptor con dos conexiones de anillo. Bajo MRP, uno de estos nodos funciona como un director de medios de redundancia (MRM). Los directores MRM controlan la topología de la red en anillo de modo

que puedan reaccionar con la red en caso de fracasos. Lo hace mediante el envío de Ethernet de prueba de redundancia a un puerto de conexión del anillo y lo recibe en el otro, y viceversa. En un estado de no-fracaso, el MRM bloquea todo el tráfico de la red en uno de sus puertos de conexión de anillo, con la excepción del tráfico de protocolo MRP. A un nivel lógico, esto convierte, físicamente, la estructura del anillo en una estructura lineal para la ordinaria el tráfico de la red, evitando así bucles.

Si el MRM no recibe sus datos de prueba, lo que indica un fallo en la transmisión en el anillo, por ejemplo, debido a un fallo en un dispositivo o una conexión de soporte defectuosa, entonces se transmitirá en el puerto en reposo previamente bloqueado de la conexión en anillo a pasar a un estado normal del protocolo. Todos los dispositivos serán entonces, accesibles a través de la ruta de red secundaria.

Todos los otros nodos, en el anillo, tienen el papel de clientes de redundancia de medios (MRC). Un MRC transmite los datos de prueba de redundancia, alimentado en el anillo por el MRM de un puerto de conexión de anillo al siguiente. También reacciona a cualquier reconfiguración recibida de datos (cambio de la topología), el MRM detecta los cambios en el estado de su puerto e informa esto a la MRM.

Figura 42. Topología de red en anillo MRP



Fuente: HIRSCHMANN.

http://www.nettedautomation.com/solutions/Ethernet/Hirschmann/Hirschmann_Redundancy_EN.pdf. Consulta: 10 de julio de 2015.

Si tal estado de cambio llega a la MRM antes de que este haya sido capaz de detectar el fallo en el anillo, con la falta de datos de prueba, entonces se utiliza la información recibida de la MRC para detectar la falla. Esto asegura que la conversión del sistema en el MRM de la red primaria a la secundaria siempre se lleve a cabo en el menor tiempo posible.

Esta flexibilidad en materia de conmutación, los tiempos y la distinción entre el gerente dedicado (MRM) y el recurso eficiente de clientes (MRC) permiten que el anillo MRP pueda cubrir un número muy grande de prácticas y requisitos, siendo configurable para adaptarse a ellos.

5.4. Protocolo de redundancia paralela IEC 62439-3

Parallel Redundancy Protocol (PRP) es una red de comunicación de datos estandarizada por la Comisión Electrotécnica Internacional IEC 62439-3 como cláusula 4. Se permite que los sistemas puedan superar cualquier fallo en la red única sin afectar a la transmisión de datos.

Se puede aplicar a la mayoría de aplicaciones de Ethernet Industrial, ya que es independiente de los protocolos y proporciona, sin fisuras, de conmutación por error. Bajo PRP, cada nodo de la red tiene dos puertos Ethernet conectados a dos diferentes redes de área locales de topologías arbitrarias, pero similares.

Aunque un anillo MRP rápido ahora puede cubrir un muy gran número de requisitos, siguen siendo las aplicaciones las que no pueden tolerar ninguna tiempo de conmutación en absoluto. Para el cumplimiento de tales requisitos hay que tomar un enfoque completamente nuevo a la cuestión de garantizar una alta disponibilidad.

La base de este nuevo enfoque, de la red de redundancia, es tener dos caminos activos independientes entre dos dispositivos. El remitente utiliza dos interfaces de red independientes que transmiten los mismos datos al mismo tiempo.

El protocolo de monitoreo redundante entonces se asegura de que el destinatario utilice solo el primer paquete de datos y descarta el segundo. Si se recibe un solo paquete, el receptor sabe que un fallo se ha producido en el otro camino. Este principio se emplea por el protocolo de redundancia en paralelo (PRP), que se describe en la Norma IEC 62439-3.

PRP utiliza dos redes independientes con cualquier topología y no está limitado a redes en anillo. Las dos redes paralelas independientes pueden ser anillos de MRP, redes RSTP e incluso redes sin ninguna redundancia en absoluto. La principal ventaja de PRP es sus conmutaciones libres de interrupciones, que tienen muy poco tiempo para cambiar en situaciones de fracaso y, por lo tanto ofrecen la mayor disponibilidad posible. Naturalmente, esto solo se aplica siempre que ambas redes no fallen simultáneamente.

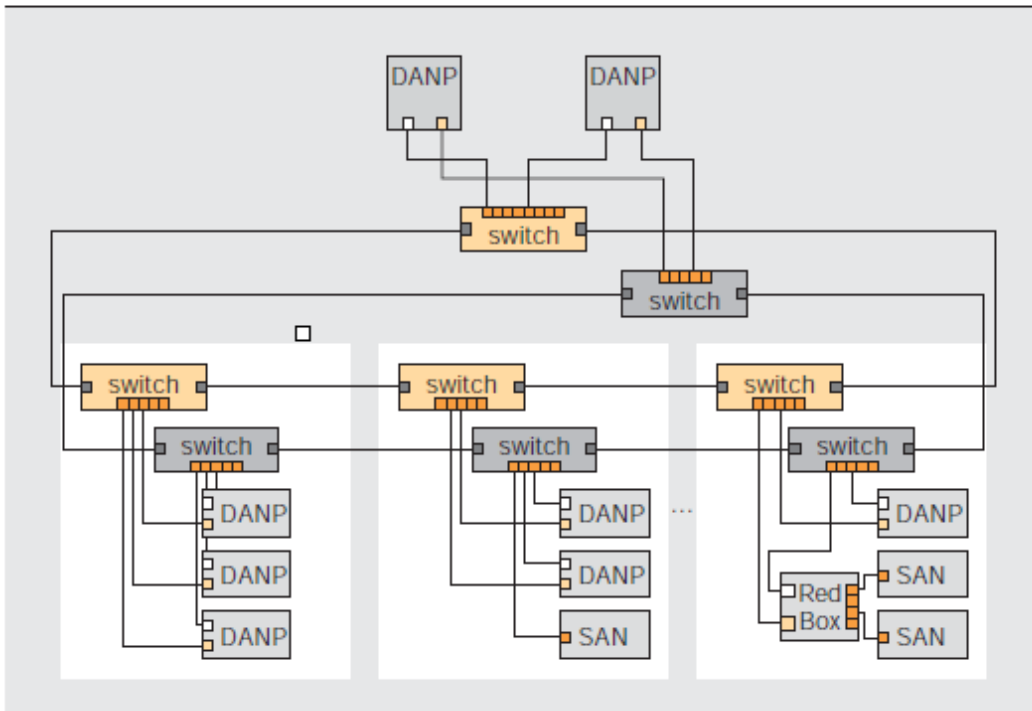
PRP se implementa en los dispositivos finales, mientras que los interruptores en las redes son interruptores estándar, con ningún conocimiento de PRP. Un dispositivo terminal con funcionalidad PRP se llama un nodo doble adjunto para PRP (DAN P) y tiene una conexión a cada una de las dos redes independientes.

Estas dos redes pueden tener la estructura idéntica o pueden diferir en su topología o el rendimiento. Un dispositivo estándar, con una única interfaz de red (nodo único adjunto, SAN) puede ser conectado directamente a una de las dos redes. Naturalmente, en este caso, el dispositivo no tendrá ruta redundante disponible en el caso de un fallo.

Una alternativa puede ser conectar a una caja de redundancia (RedBox) que conecta una o más redes de almacenamiento de datos (SAN). Las SAN no necesitan saber nada de PRP, pueden ser dispositivos estándar. En muchas aplicaciones solo equipos críticos tendrán una interfaz de red dual y dispositivos menos vitales pueden ser conectados como redes SAN, con o sin una caja de redundancia.

Figura 43. Topología de red en paralelo PRP

A duplicated station bus with parallel redundancy protocol (PRP)



Fuente: ABB. http://tdworld.com/site-files/tdworld.com/files/archive/tdworld.com/go-grid-optimization/ABB-232-WPO_Seamless_redundancy.pdf.

Consulta: 10 de julio de 2015.

Una aplicación DAN P controla la redundancia y se ocupa de los duplicados. Cuando las capas superiores reciben un paquete para la transmisión, la unidad de PRP envía esta trama a la red a través de los dos puertos simultáneamente. Cuando estos dos datos atraviesan las dos redes independientes, normalmente estarán sujetos a diferentes retardos en su camino hacia el destinatario.

En su destino la unidad PRP pasa el primer paquete para llegar a las capas superiores, es decir, a la aplicación, y descarta la segunda. La interfaz de la aplicación es, por lo tanto, idéntica a cualquier otra interfaz de red Ethernet.

El equipo de redundancia implementa el protocolo PRP para todas las redes SAN adjuntas y, por lo tanto funciona como un tipo de proxy de redundancia para todos los tipos de equipo estándar. Los duplicados son reconocidos por medio de los bloques de control de redundancia (ECA) introducidos en cada equipo por una conexión PRP o RedBox. Además de un identificador de red (LAN A o B) y la longitud de los datos de usuario contenidos en la trama, estos campos de identificación de 32 bits, también contienen un número de secuencia que se incrementa para cada trama enviada por un nodo.

Una conexión RedBox o DAN P puede pues reconocer duplicados, y si es necesario deshacerse de ellos, sobre la base de las características claramente identificables contenidos en cada dato.

Dado que la RCT se inserta al final de la trama de datos, todo el tráfico de protocolo todavía puede ser leído por redes SAN, que interpretan el RCT meramente como acolchado adicional sin importancia. Esto significa que una SAN que está conectada a una red PRP directamente, es decir sin un RedBox, es capaz de comunicarse con todo el DAN P y con cualquier SANs en la misma red (ya sea A o B).

Carecen las conexiones a los nodos de la otra red, porque un DAN P no pasa alguna trama de datos de una LAN a la otra. Los tiempos de conmutación del PRP cumplen las más altas exigencias, y también es muy flexible en cuanto a la estructura de la red y las posibles topologías, pero eso siempre necesita el doble de la infraestructura instalada de interruptores y otros componentes de la red.

5.5. Protocolo de alta redundancia *seamless* IEC 62439-3

High availability seamless redundancy (HSR) es un desarrollo adicional del enfoque de PRP, aunque las funciones de ISS, principalmente como un protocolo para la creación de redundancia de medios mientras PRP, como se describe en la sección anterior, crea redundancia de red. PRP y HSR se describen en la Norma IEC 62439-3.

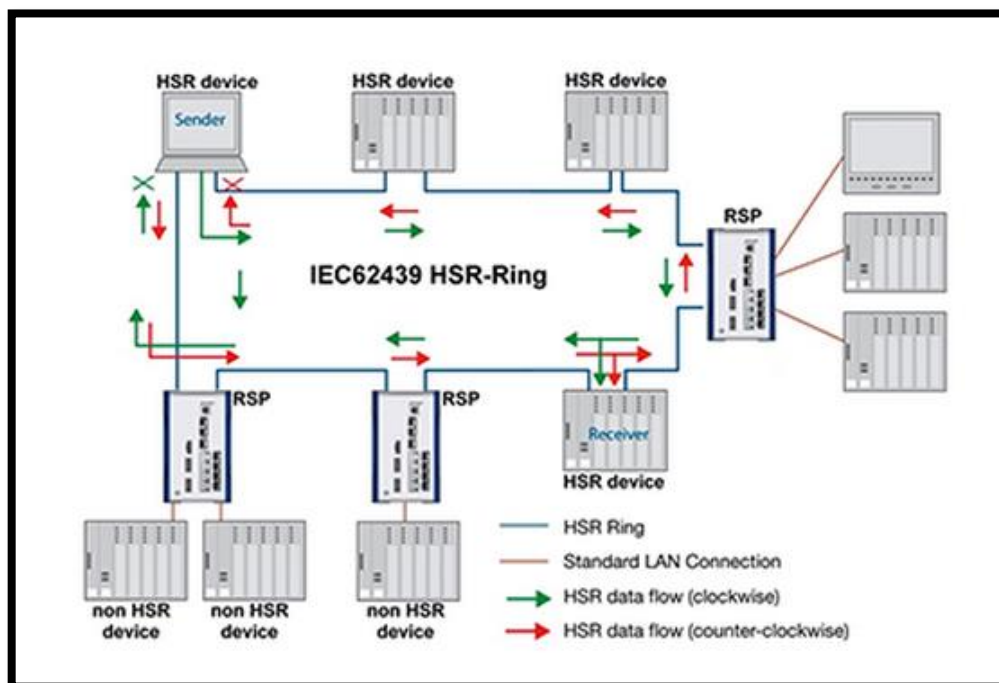
A diferencia de PRP, el HSR está diseñado principalmente para su uso en formas redundantes acopladas de topologías de anillo. Como el PRP, utiliza dos puertos de red, pero a diferencia del PRP una conexión HSR incorpora una DAN H (nodo doble adjunto para HSR) que conecta las dos interfaces para formar un anillo (véase la figura 44 red en anillo HSR).

Al igual que el PRP el RCT contiene la longitud de los datos de usuario, el puerto que transmite y el número de secuencia de la trama de datos. Sin embargo, a diferencia de PRP, el encabezado HSR se utiliza para encapsular la trama de datos de Ethernet. Esto tiene la ventaja de que los duplicados de todas las tramas de datos se reconocen en todos los dispositivos tan pronto como se ha recibido en la cabecera HSR.

No hay necesidad de esperar a que todo el tramo de datos y su RCT que sea recibido antes de un duplicado, pueda ser reconocido como tal. Esto significa que, de manera similar, para cortar la comunicación en una vía, las conexiones y las RedBoxes y HSR individuales pueden comenzar la transmisión de la trama de datos al segundo punto de conexión de anillo tan pronto como el encabezado HSR ha sido completamente recibido y el reconocimiento del duplicado se lleva a cabo.

Cada nodo HSR toma de la red todas las tramas de datos que se dirigen solamente a ella y las envía a la aplicación. Mensajes de difusión y multidifusión se reenvían por cada nodo en el anillo y también se pasan a la aplicación. Con el fin de evitar que las tramas de datos de multidifusión y de difusión circulen para siempre en el mismo anillo, el nodo que inicialmente colocó la multidifusión o trama de datos de difusión en el anillo, lo eliminará tan pronto como se haya completado un ciclo.

Figura 44. Topología de red en anillo HSR (I)



Fuente: HIRSCHMANN.

http://www.nettedautomation.com/solutions/Ethernet/Hirschmann/Hirschmann_Redundancy_EN.pdf. Consulta: 10 de julio de 2015.

En contraste con PRP, no es posible integrar nodos SAN directamente en una red HSR sin romper el anillo: un SAN carece de la segunda interfaz de red necesaria para un anillo cerrado. Esta es una razón por la cual puede conectarse a las redes de HSR solo a través de cajas de redundancia. La segunda razón es la encapsulación del tráfico de la red en el anillo efectuada por la cabecera HSR.

A diferencia del PRP, esto evita que los nodos de red ordinarios puedan participar en el tráfico de HSR. Mientras los nodos SAN interpretan los RCT del PRP como relleno, esto no es posible para los datos HSR: su posición en el fragmento del dato significa que siempre se interpreta como información, de la trama de datos, y esto evita que los nodos de SAN puedan leer correctamente los datos de usuario de la trama de datos.

Debido a que algunos dispositivos de HSR pueden necesitar comunicarse con una estación de administración o laptop, para fines de configuración y diagnóstico, las conexiones de HSR aceptarán temporalmente dispositivos que transmiten tramas de datos Ethernet estándar, incluso en los puertos de conexión al anillo.

En este caso, las conexiones de HSR se comunican sin cabecera de encapsulación HSR, aunque este tráfico no se transmite a la red HSR, simplemente proporciona comunicaciones bidireccionales entre la estación de gestión de la configuración en un puerto de HSR y el dispositivo de HSR.

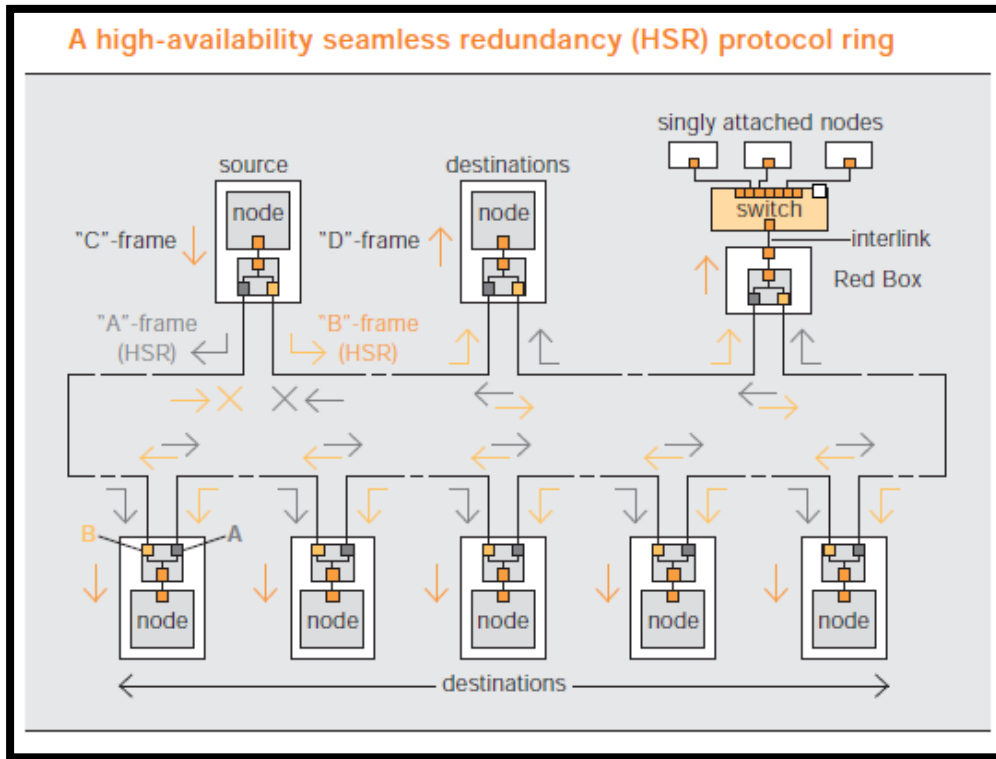
Comunicaciones HSR normales no se reinician hasta que el anillo se ha cerrado. Los acoplamientos entre dos anillos HSR siempre se implementan por medio de elementos de acoplamiento, conocidos como QuadBoxes. Estos facilitan un acoplamiento entre dos HSR sin punto único de fallo (ver anexo III anillos juntos en HSR).

En cuanto a tiempos de conmutación, el HSR tiene el mismo comportamiento que el PRP: mediante el envío de tramas de datos duplicados de los puertos de conexión a la HSR. En el caso de un fallo una trama de datos se transmitirá a través de cualquier otra red que aún este intacta.

Esto significa que la redundancia funciona de nuevo con tiempo de conmutación cero y, a diferencia del PRP, no requiere de dos redes paralelas. Una red HSR, sin embargo, siempre tiene la forma de un anillo, o una estructura de anillos acoplados, lo que significa que es menos flexible que PRP en la etapa de instalación.

La transmisión duplicada de tramas de datos en ambas direcciones también significa que, efectivamente, solo el 50 % del ancho de banda de red es disponible para el tráfico de datos.

Figura 45. **Topología de red en anillo HSR (II)**



Fuente: ABB.

http://www.nettedautomation.com/solutions/Ethernet/Hirschmann/Hirschmann_Redundancy_EN.pdf. Consulta: 15 de julio de 2015.

6. PROPUESTAS DE DISEÑOS REDUNDANTES

Antes de hacer un diseño se tomarán en cuenta los siguientes pasos:

- Elegir el tipo de protocolo de comunicación a utilizar.
- Elegir el tipo de redundancia que pueda soportar el protocolo de comunicación utilizado.
- Realizar el diseño con base en la cantidad de equipos que estarán conectados a la red, lo mejor es que estos equipos puedan comunicarse en el mismo protocolo de comunicación, puesto que el colocar convertidores de protocolo atrasa el tiempo de respuesta.
- Decidir si se colocarán elementos de memoria SAN en las redes para guardar parámetros.
- Tipo de conectividad a utilizar, en este caso se utilizará fibra óptica y pequeños segmentos de cable de cobre.
- La alimentación de todos los equipos.
- Ajuste de parámetros de los equipos conectados a la red.

Para este caso se diseñó para monitoreo de transformador, ya sea un transformador o un banco de transformadores, por lo cual se enlistarán los elementos a monitorear junto con parámetros. Puesto que este es un diseño para diferentes tipos de transformadores se escribirán rangos en los cuales pueden funcionar los equipos, ya que algunos valores son propios de los diseños realizados por los fabricantes.

- Indicador de nivel de líquido: estos indicadores normalmente tienen tres indicaciones: *Hi*, 20 °C y *Low*, en estos indicadores solo estos tres parámetros son visibles, pueden ser con salida de contactos o salidas de corriente de 0...1mA, 0...20mA, 4...20mA, 0...5V entre otros.
- Indicador de temperatura del líquido: los rangos de medición normal para los indicadores: 0... 150 °C o 20 130 °C o 0... 160 °C o -40... 160 °C, rangos mayores son especiales, para transformadores de gran tamaño o aplicación especial.
- Dispositivo de alivio de presión: estos tienen los siguientes rangos: 4-30 PSI todo esto dependiendo del tamaño del transformador, estos utilizan contactos secos para la señal de alarma.
- Indicador de temperatura de devanados. los rangos de medición normal para los indicadores: 0... 150 °C o -20... 130 °C o 0... 160 °C, rangos mayores son especiales.
- Ventiladores de refrigeración del transformador: por lo regular están conectados al gabinete de control del transformador solo se poseen estatus de encendido, apagado, automático y manual.
- Los relevadores Buchholz comúnmente tienen contactos secos.
- Analizadores de descargas parciales: son elementos que tienen puertos de comunicación puesto que el monitoreo en línea para estos es importante y guardar sus parámetros, para tener un historial del mismo, si pueden tener contactos secos de alarmas.

- Cambiador de tomas bajo carga: comúnmente tienen controladores los cuales son los que se encargan de controlar al cambiador, estos tienen puertos de comunicación, puesto que el monitoreo en línea es importante y guardar sus parámetros, para tener un historial del mismo, si pueden tener contactos secos de alarmas.
- Analizadores de aceite: son elementos que tienen puertos de comunicación puesto que el monitoreo en línea para estos es importante y guardar sus parámetros, para tener un historial del mismo, si pueden tener contactos secos de alarmas.
- Sensores de humedad: normalmente tienen contactos secos solo para indicación en estados de alarma.

Los equipos anteriormente mencionados son los que se estarán tomando en cuenta para el diseño redundante los valores específicos para las indicaciones, alarmas y disparos, son propios de los diseños de los fabricantes del transformador y del esquema de protección que se tenga en la subestación.

6.1. Diseño de media redundancia IEC 62439-2

Como se había explicado en el capítulo anterior, el MRP es un protocolo de red de datos estandarizado por la Comisión Electrotécnica Internacional IEC 62439-2, para poder realizar un diseño de control, que pueda monitorear también los parámetros del transformador.

Con el estándar IEC 61850 se tiene que enlistar también, algunos elementos a tomar en cuenta para el diseño como los siguientes:

- El protocolo está diseñado para ser utilizado en una topología en anillo.
- En la red se pueden colocar como máximo hasta 50 dispositivos.
- En el peor de los casos el tiempo de reconfiguración de la red es 500, 200, 30 y 10 ms (dependiendo en el conjunto de parámetros soportado).

Para el desarrollo del diseño se utilizará el IEC 61850, puesto que este protocolo también está diseñado para tener aplicaciones para redes en topología en anillo, en árbol y radiales, es recomendado por parte de la IEC realizar redes en anillo para los diferentes niveles de tensión en la subestación eléctrica, desde ese punto de vista el realizar una red para monitorear los parámetros del transformador eléctrico en una subestación puede ser viable, utilizando este protocolo.

Existen otros tipos de protocolos de comunicación industriales de los cuales también puede utilizar el MRP, como medio de redundancia, pero en particular este está diseñado para el IEC 61850, de ahí la preferencia de que se utilicen equipos que pueden utilizar este protocolo, y a su vez el MRP como redundancia.

Otros aspectos a tomar en cuenta antes de hacer el diseño son los equipos a conectar a la red, el diseño es para el monitoreo del transformador, por lo cual vale la pena enlistar los equipos que se deberían de conectar a la red:

- Indicador de nivel de líquido
- Indicador de temperatura del líquido

- Dispositivo de alivio de presión
- Indicador de temperatura de devanados
- Ventiladores de refrigeración del transformador
- Relevador Buchholz
- Analizadores de descargas parciales
- Cambiador de tomas bajo carga
- Analizadores de aceite
- Sensores de humedad

Ya que se tienen los equipos que se van a conectar a la red, la actividad siguientes es tomar en cuenta la forma que se conectará a la red propuesta, puesto que la mayoría de los elementos que están enlistados, lo común es que tengan contactos secos o sean analógicos, la opción correcta es que todas la señales de estos elementos puedan ser llevados a un controlador numérico o IED, que sirva de punto de enlace con la red.

El IED que puede ser utilizado debe de tener algunas características claves:

- Entradas para contactos secos
- Salidas de contactos secos
- Entradas para señales análogas de 4-20mA y 0-10V
- Entradas para RTD y termopares
- Comunicarse en IEC 61850
- Ser utilizado en una subestación eléctrica
- Entradas de protocolos estándar como RS-232, 485 o DNP 3,0

Estas serían las características principales que debe tener un IED, para poder utilizarlo en una red redundante y utilizarlo para una subestación, también es importante la selección de los *switch* de red para poder realizar el esquema, debe de ser para ambiente de subestaciones eléctricas y poder comunicar en IEC 61850, a su vez el administrador de medios de redundancia también debe cumplir con todas las características anteriores y realizar la administración de los medios de redundancia MRP.

En el esquema propuesto se puede ver la topología en anillo y el MRM funciona como administrador del anillo, para la redundancia, el anillo se completa con dos *switchs* de Ethernet, industriales, para uso en subestación eléctrica y que pueden comunicar en IEC 61850.

En el *switch* 1 se conectaron todos los equipos que podían comunicar en IEC 61850, y que su principal aplicación es el monitoreo en tiempo real de componentes del transformador, como el analizador de gases, el analizador de descargas parciales y el cambiador de tomas bajo carga.

En el *switch* 2 se conectan a la red todos los elementos de monitoreo que no pueden conectarse directamente, y que no tienen elementos de monitoreo continuo, por este motivo se conectan a través de un IED a la red, este IED en el esquema funciona como un totalizador de señales, puesto que recibe señales de analógicas de 4-20mA, y también recibe señales de contactos secos, este IED tiene también la capacidad de comunicar en IEC 61850.

El diseño de red en anillo se puede ver en el apéndice 1.

6.2. Diseño de redundancia paralela IEC 62439-3

El diseño con este protocolo ofrece algunas ventajas sobre el MRP, su principal ventaja es no tener un tiempo de conmutación además de poder realizarse para cualquier topología de red entre equipos.

Para realizar el diseño hay que enlistar los elementos que se controlarán y monitorearán:

- Indicador de nivel de líquido
- Indicador de temperatura del líquido
- Dispositivo de alivio de presión
- Indicador de temperatura de devanados
- Ventiladores de refrigeración del transformador
- Relevador Buchholz
- Analizadores de descargas parciales
- Cambiador de tomas bajo carga
- Analizadores de aceite
- Sensores de humedad

El IED que ser utilizado debe de tener algunas características claves:

- Entradas para contactos secos
- Salidas de contactos secos
- Entradas para señales análogas de 4-20mA y 0-10V
- Entradas para RTD y termopares
- Comunicarse en IEC 61850
- Ser utilizado en una subestación eléctrica
- Entradas de protocolos estándar como RS-232, 485 o DNP 3,0

En este esquema, también será necesario utilizar una RedBox, que es la encargada de los módulos de redundancia, asimismo conecta las dos redes y de conectar a su vez, con los elementos finales de control.

En el apéndice II se puede ver el diagrama propuesto, en topología paralela como lo indica IEC 62439-3, la diferencia entre la topología PRP y el MRN es la cantidad de equipos y las dos redes que hay que construir para el PRP, en comparación del MRN, aunque en los sistemas eléctricos el tiempo de gracia es muy corto, es donde toman mucha importancia los protocolos redundantes con nulo tiempo de respuesta.

Algo importante a tomar en cuenta es que en la red en anillo, toda la topología es una red única, algo que no sucede en la topología paralela. En el esquema propuesto, las dos redes son radiales independiente una de la otra totalmente y es la RedBox la encargada de administrar la redundancia.

El diseño de red en paralelo se puede ver en el apéndice 2.

6.3. Diseño alta redundancia *seamless* IEC 62439-3

En este caso, el HSR por sus siglas en inglés, es un desarrollo adicional al PRP, la diferencia es que el HSR es una redundancia de información que círculos en las redes, mientras que en el PRP la redundancia se basa en la creación de otra red completa.

Entre las principales ventajas que tiene este protocolo es que se pueden acoplar otras redes en topología en anillo, esto es muy útil en subestaciones eléctricas de gran tamaño, añadiendo que con el IEC 61850, es aconsejable realizar topologías en anillo por cada nivel de tensión diferente.

Al utilizar una red distinta por cada nivel de tensión resulta muy útil este protocolo para el monitoreo del transformador, puesto que el transformador es el punto de enlace entre un nivel de tensión y otro. Para realizar el diseño hay que enlistar los elementos que se controlarán y monitorearán:

- Indicador de nivel de líquido
- Indicador de temperatura del líquido
- Dispositivo de alivio de presión
- Indicador de temperatura de devanados
- Ventiladores de refrigeración del transformador
- Relevador Buchholz
- Analizadores de descargas parciales
- Cambiador de tomas bajo carga
- Analizadores de aceite
- Sensores de humedad

En el diseño propuesto para el monitoreo y control del transformador, se propuso realizar dos redes en anillo; una red A, que contiene todos los elementos que pueden conectarse directamente a la red, y en la cual se pueden conectar con alguna red existente en el lado de alta del transformador, y una red B en la cual se conectarán todos los elementos de control que no pueden conectarse directamente a la red y en la cual pueden servir como punto de enlace con la red existente en el lado de baja del transformador.

Los equipos que no pueden conectarse directamente a la red lo tienen que hacer a través de un IED; el utilizado debería de tener algunas características claves:

- Tiene que tener entradas para contactos secos
- Tener salidas de contactos secos
- Tiene que tener entradas para señales análogas de 4-20mA y 0-10V
- Tiene que tener entradas para RTD y termopares
- Poderse comunicar en IEC 61850
- Que pueda ser utilizado en una subestación eléctrica
- Tener entradas de protocolos estándar como RS-232, 485 o DNP 3.0

En este caso, con el HSR para acoplar las redes es necesario utilizar una QuadBox, son los elementos de unión entre las diferentes redes, estos elementos deben de comunicar en IEC 61850, administrar la redundancia de IEC 62439-3 HSR, y soportar el ambiente de subestaciones eléctricas.

En el apéndice III se puede ver la topología propuesta conformada por dos anillos acoplados mutuamente, HRS ofrece ciertas ventajas los esquemas de MRP, por ejemplo, la versatilidad de acoplarse a otros esquemas en anillo, pero también posee una parecido al esquema en paralelo.

CONCLUSIONES

1. Un transformador de potencia es un elemento importante para los sistemas eléctricos, siendo este una parte primordial de los sistemas de generación, transmisión y distribución.
2. Un protocolo de comunicaciones es un conjunto de reglas y normas que permiten que dos o más entidades de un sistema de comunicación se comuniquen entre ellas, para transmitir información por medio de cualquier tipo de variación de una magnitud física.
3. IEC 61850 es un estándar para el diseño de la subestación eléctrica de automatización.
4. La implementación del IEC 61850 para las nuevas subestaciones eléctricas representa un avance en materia de control y monitoreo, mejorando la respuesta de los equipos con la implementación de redes de Ethernet industriales y la fibra óptica como medio de comunicación, rápido y eficiente.
5. Protocolo de redundancia media (MRP) es un protocolo de red de datos estándar de la Comisión Electrotécnica Internacional IEC 62439-2. Permite anillos de *switches* Ethernet para superar cualquier fallo único con tiempo de recuperación mucho más rápido. Es adecuado para la mayoría de aplicaciones de Ethernet Industrial.

6. Protocolo de redundancia paralela (PRP) es una red de comunicación de datos estandarizada por la Comisión Electrotécnica Internacional IEC 62439-3 como cláusula 4. Se permite que los sistemas para superar cualquier fallo en la red única sin afectar a la transmisión de datos.
7. HSR fue estandarizado por la Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, según IEC 62439-3 cláusula 5. Es uno de los protocolos de redundancia seleccionados para la automatización de subestaciones en la IEC 61850 estándar. HSR es una aplicación independiente del protocolo y puede ser utilizado por la mayoría de Industrial Ethernet.
8. Es de vital importancia tener el control y el monitoreo de un transformador de potencia en una subestación eléctrica, así como, los demás equipos de la misma.
9. El estándar IEC 62439-2 e IEC 62439-3 presentan un gran avance en la forma de realizar diseños de redundancia para todas las aplicaciones de Ethernet Industrial, aunque su enfoque inicial haya sido para subestaciones eléctricas.

RECOMENDACIONES

1. Es importante, para cualquier elemento o red que se desee monitorear, tomar en cuenta las señales y controles necesarios para el mismo, puesto que de esto dependerá qué tan grande puede llegar a ser la red.
2. Para hacer un diseño de monitoreo se debe tomar en cuenta inicialmente dos puntos importantes; el protocolo de comunicación y el de la redundancia.
3. Al implementar el IEC 61850, el estándar recomienda utilizar red Ethernet, con fibra óptica como medio de comunicación, la cual ofrece una mayor velocidad que el cobre y no es propenso a interferencias electromagnéticas.
4. Al seleccionar los equipos de monitoreo es necesario tomar en cuenta la forma en que se reciben las señales, por ejemplo, para un equipo de monitoreo es mejor tener una señal de control continua como 4-20mA, 4-20mA, 0-10V o en un protocolo de comunicación como RS-232 o RS-485.
5. Para los equipos de control, en la mayoría de ocasiones la manera en que se envían las señales es por medio de contactos secos, por lo que la mejor forma de unirlo a la red es por medio de un IED, que puede comunicar en el protocolo establecido para la red.

6. Al diseñar la red, sí es necesario utilizar un IED para conectar otros elementos de control y monitoreo, que no pueden ser conectados directamente a la red de control, es aconsejable que el IED a elegir puede totalizar todas las señales de estos elementos, y este funcione como puente, para enviar los datos a la red principal.
7. Para el monitoreo y control de un pequeño transformador de potencia que contienen pocos elementos de control y monitoreo en el cual el tiempo de gracia puede ser de 10 ms la implementación del estándar IEC 62439-2 es muy viable.
8. Para el monitoreo y control de una red Ethernet de mayor tamaño y en la cual el tiempo de gracia debe ser nulo, la implementación de una red PRP, como lo especifica la IEC 62439-3, es recomendable.
9. Para las redes de gran tamaño y en la cual se pueden realizar pequeñas redes que aniden a una mayor, es preferible la implementación del HSR en un esquema propuesto por la IEC 62439-3, para las subestaciones de gran tamaño donde es recomendable tener, redes independientes por cada nivel de tensión, es una buena opción.
10. Para las redes en paralelo es muy importante tomar en cuenta la duplicidad de los equipos, es necesario realizar la duplicidad en los equipos de mayor importancia.

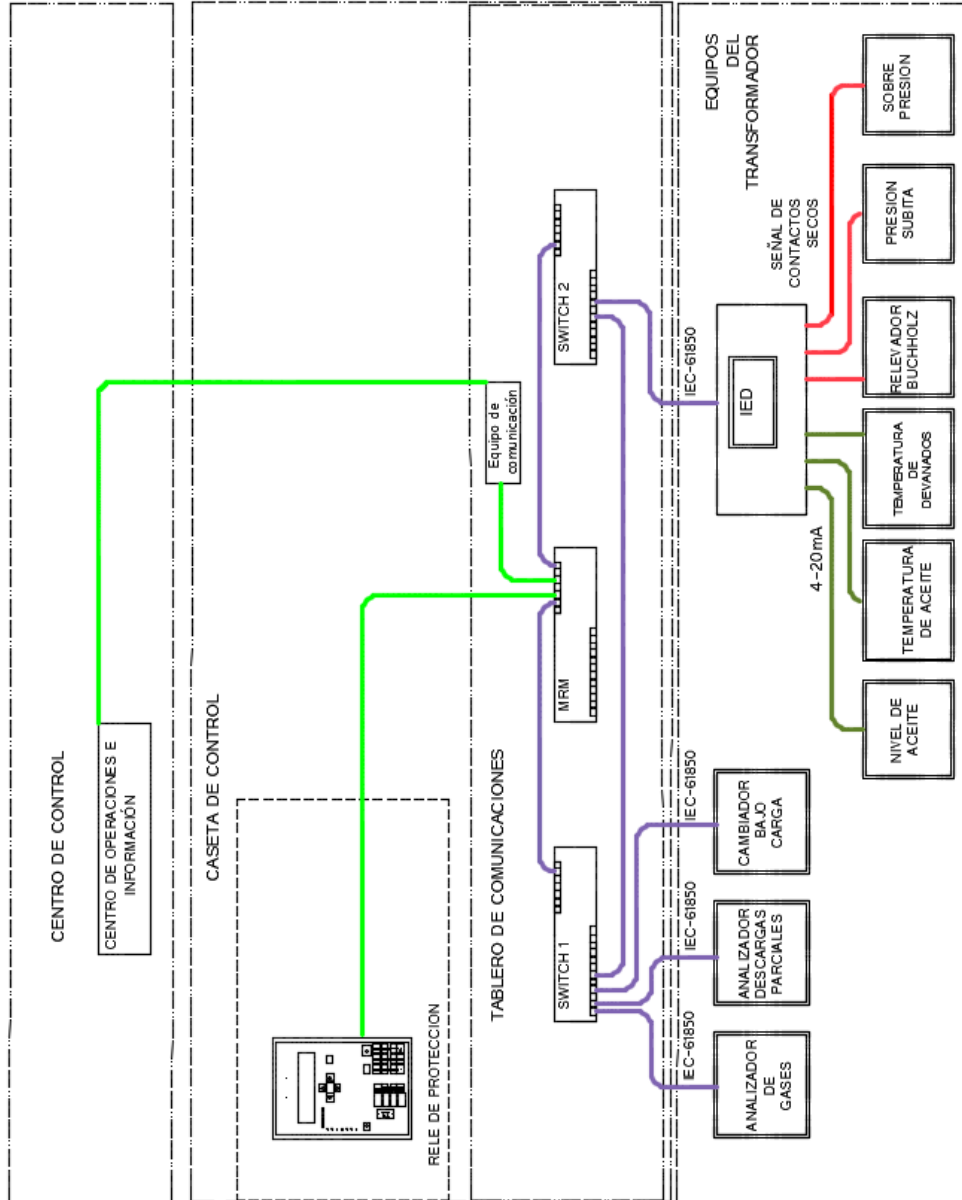
BIBLIOGRAFÍA

1. BARRAMTES, Lucía. *Diseño del Sistema de Protección de Subestaciones Eléctricas*. Trabajo de graduación de Ing. Electricista. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid Leganés. España: 2011. 250 p.
2. BOYLESTAD, Robert L. *Introducción al análisis de circuitos*. México: Pearson Educación, 2004. 180 p.
3. CONTRERAS, Carlos A; HERNÁNDEZ R., Elicio J. *Sistema de Control en Subestaciones de Alta Tensión del Control Convencional al Control Numérico*. (folleto)
4. FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. 5a ed. McGraw-Hill España: Interamericana. 2003. 181 p.
5. Protection Oil Type Transformer with Buchholz Relay [en línea]. <<http://electrical-engineering-portal.com/protecting-oil-type-transformer-with-buchholz-relay>>. [Consulta: 24 de enero de 2016].
6. Special Report IEC 61850. [en línea]. <https://library.e.abb.com/public/a56430e1e7c06fdcf12577a00043ab8b/3BSE063756_en_ABB_Review_Special_Report_IEC_61850.pdf>. [Consulta: 19 septiembre 2015].

7. YOUNG, Hugh; FREEDMAN, Roger; ZEMANSKY, Mark. *Física Universitaria con Física Moderna*. Volumen 2, 12a ed. México: Pearson Educación, 2009. 996.p.

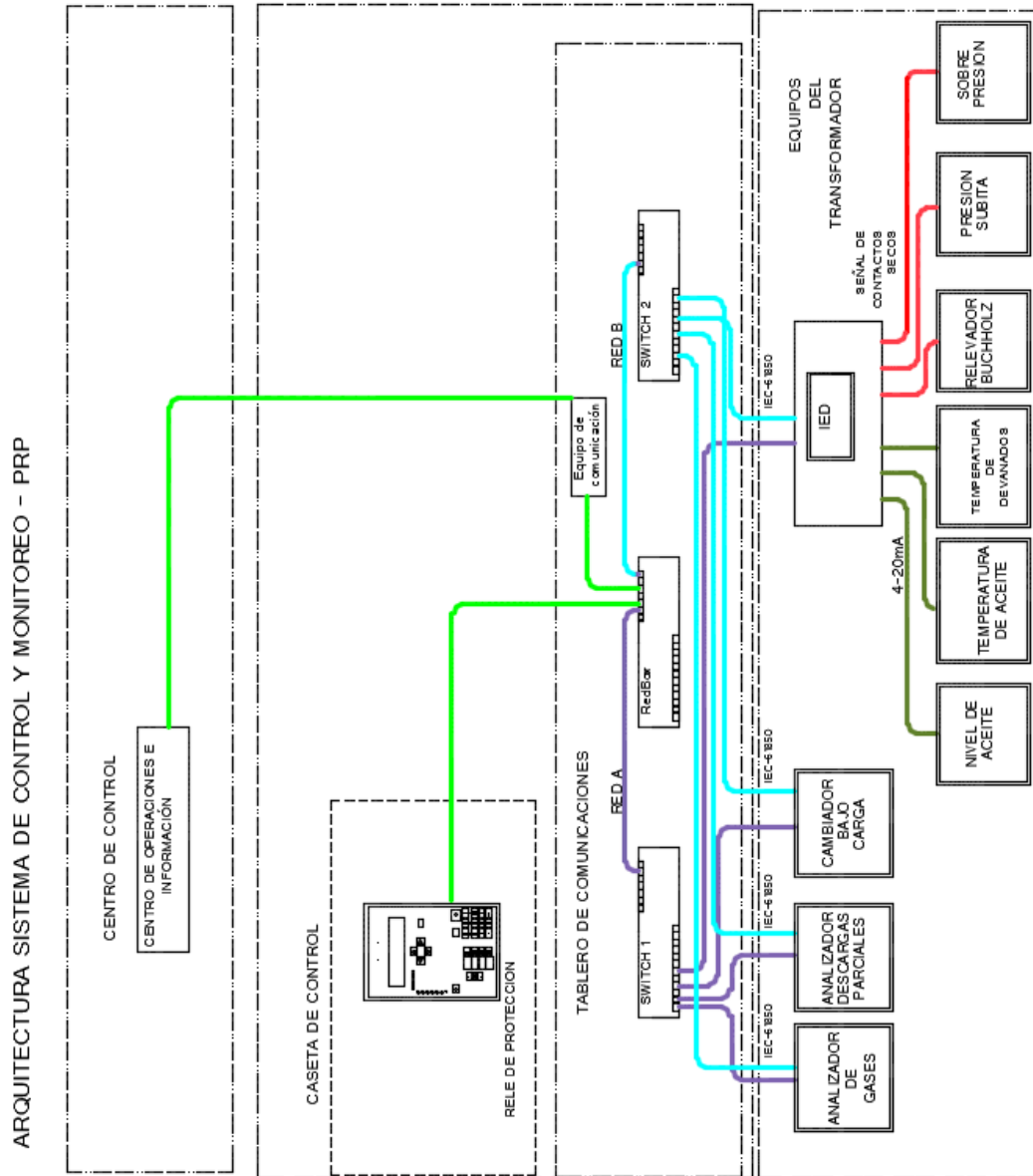
APÉNDICES

Apéndice 1. Diseño de redundancia en anillo



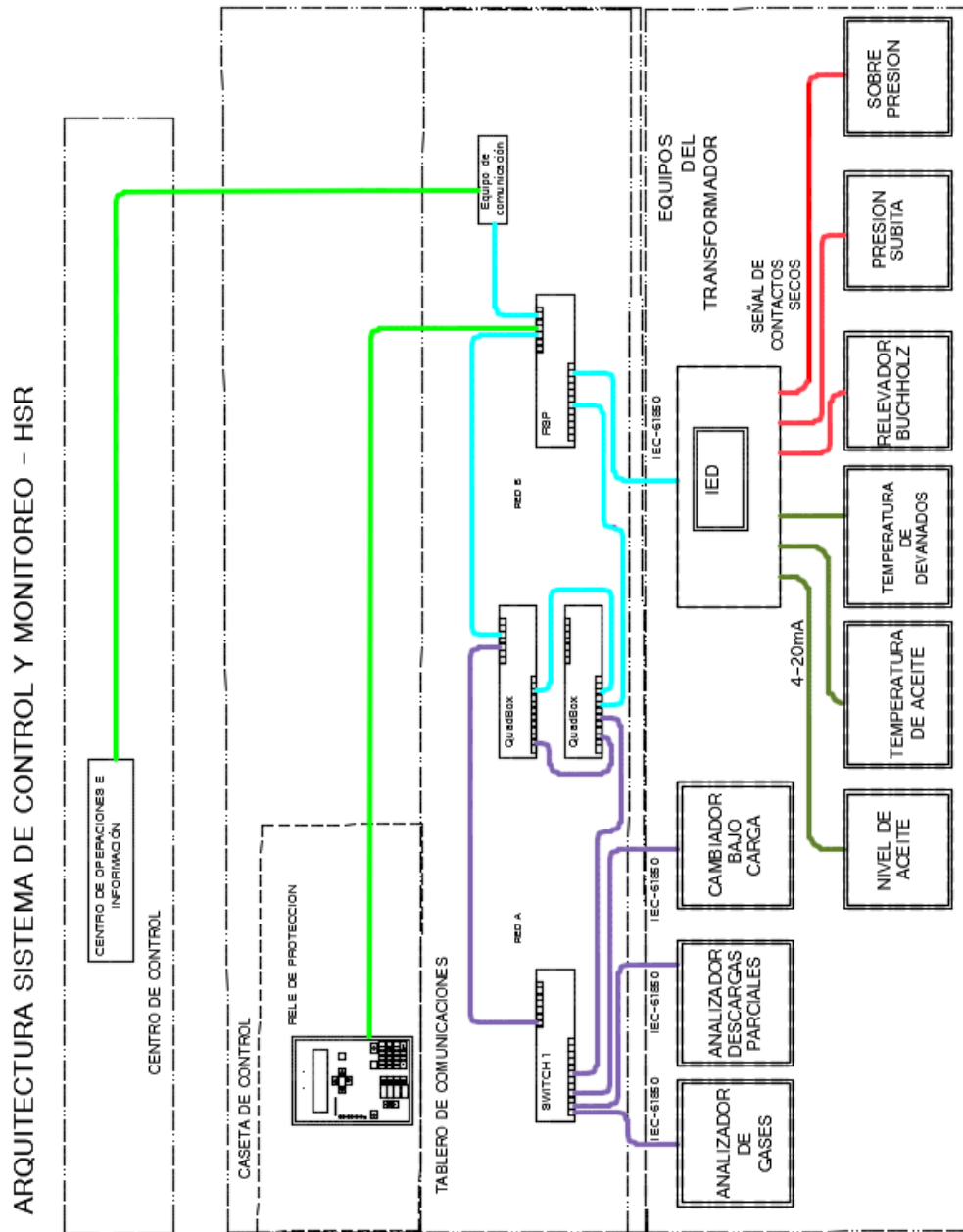
Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD 2014.

Apéndice 2. Diseño de redundancia en paralelo



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD 2014.

Apéndice 3. **Diseño de redundancia HSR**



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD 2014.

ANEXOS

IEC60870-5-101/103

IEC 60870 serie de normas que definen los sistemas utilizados para el telecontrol (control de supervisión y adquisición de datos) en ingeniería eléctrica y automatización aplicaciones de sistemas de potencia. Parte 5 proporciona un perfil de comunicación para el envío de mensajes básicos de telecontrol entre dos sistemas, que utiliza circuitos de datos conectados directamente permanentes entre los sistemas. El Comité Técnico IEC 57 (Grupo de Trabajo 03) ha desarrollado un protocolo estándar para el telecontrol, teleprotección, y telecomunicaciones asociado de energía eléctrica sistemas. El resultado de este trabajo es la norma IEC 60870-5.³

IEC61850

Es un estándar de comunicación de la subestación eléctrica de los sistemas de automatización. IEC 61850 es una parte de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) Comité Técnico 57 (TC57) arquitectura de referencia para sistemas de energía eléctrica. Los modelos de datos abstractos definidos en la norma IEC 61850 se pueden asignar a una serie de protocolo.

³IPCOMM GmbH. *Protocols*. <<http://www.ipcomm.de/protocol/IEC101/en/sheet.html>> [Consulta: 19 septiembre 2015].

Asignaciones actuales en la norma son a MMS (Manufacturing Message Specification), GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), SMV (valores obtenidos en la muestra), [aclaración necesaria] y luego a los Servicios Web. Estos protocolos pueden ejecutarse sobre TCP / IP redes o subestaciones LAN utilizando alta velocidad con conmutación Ethernet para obtener los tiempos de respuesta inferiores a cuatro milisegundos necesarios para relés de protección⁴⁴.

IEC 60947-5-1

Normativa de la Comisión Internacional Europea, que define que las características de funcionamiento de los interruptores dependen de las unidades de control o de los relés que comandan la apertura en las condiciones definidas.

IEC 60270

Normativa de la Comisión Internacional Europea, es aplicable a la medición de la descarga parcial que ocurre en los aparatos eléctricos, sistemas y componentes cuando se prueba con tensión de CC o CA a tensión de hasta 400 Hz.

⁴ ABB. “*Special Report IEC 61850*”.
<https://library.e.abb.com/public/a56430e1e7c06fdcf12577a00043ab8b/3BSE063756_en_ABB_Review_Special_Report_IEC_61850.pdf>. [Consulta: 19 septiembre 2015].