



Universidad Nacional Autónoma de
México
Facultad de Ingeniería



Tesis

Sistema de Diagnostico de Fallas en Aislamientos de
Transformadores

Tesis para obtener el título de: Ingeniero Eléctrico Electrónico

Presenta:

Francisco Emilio Rodarte Gutiérrez

Asesor de tesis: Dr. Ma. Cristina Verde Rodarte

México, D.F., julio 2012



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Índice

| | |
|---|-----------|
| Índice | 3 |
| Sumario | 6 |
| 1. Introducción | 7 |
| 1.1 Introducción general | 7 |
| 1.2 La necesidad de monitorear transformadores y su importancia en la industria eléctrica | 8 |
| 1.2.1 El transformador de potencia | 8 |
| 1.2.2. Los transformadores y su uso en las subestaciones eléctricas | 9 |
| 1.2.3 Necesidad del monitoreo de los transformadores | 9 |
| 1.3 Supervisión y manejo de fallas | 10 |
| 1.3.1 Definiciones | 13 |
| 1.3.2 Detección de falla | 14 |
| 1.3.3 Métodos de detección de fallas con modelos de señales | 14 |
| 1.4 Objetivos del trabajo | 16 |
| 2. Modelo del transformador | 17 |
| 2.1 Principio de funcionamiento del transformador | 17 |
| 2.1.1 El transformador real | 19 |
| 2.1.2 Circuito equivalente del transformador | 21 |
| 2.2 Modelo térmico | 22 |
| 2.2.1 Formas de transferencia de calor | 23 |
| 2.2.2 Tipos de enfriamiento | 24 |
| 2.2.3 Distribución de temperatura en los embobinados del transformador | 26 |
| 2.2.3 Ecuaciones de balance térmico | 27 |
| 2.3 Modelo de difusión de agua en el transformador | 34 |
| 2.3.1 Agua en aceite | 35 |
| 2.3.2 Humedad en los aislamientos | 36 |
| 2.3.3 La interfase aceite papel. | 36 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 2.3.4 | Calculo de la difusión en el papel | 37 |
| 2.3.5 | Balance del contenido del agua entre el aceite y el papel | 40 |
| 2.4 | Descripción del modelo de simulación | 41 |
| 2.4.1 | Pruebas del modelo de simulación | 42 |
| 2.4.2 | Modelo del transformador en uso | 43 |
| 2.3 | Condiciones de falla del transformador | 44 |
| 2.3.1 | Condiciones de operación | 46 |
| 3. | Modelo de Detección de fallas con procesamiento de señales | 48 |
| 3.1 | Método de diagnostico basado en análisis de componentes principales | 48 |
| 3.1.1 | Análisis de componentes principales (PCA) | 48 |
| 3.1.2 | Algoritmo de caracterización del sistema. | 52 |
| 3.1.3 | Entrenamiento para el sistema detección de fallas del transformador | 52 |
| 3.2 | Detección de fallas con PCA | 57 |
| 3.2.1 | Aplicación de principio de prueba de la hipótesis para la detección de fallas | 58 |
| 3.2.2 | Desempeño de la prueba de hipótesis | 60 |
| 3.2.3 | Razón de verosimilitud | 60 |
| 3.2.4 | Cambio del valor medio | 61 |
| 3.3 | Condiciones de falla | 63 |
| 3.4. | Índices de desempeño | 65 |
| 3.4.1. | Matriz de confusión | 65 |
| 3.4.2. | Error de clasificación promedio | 67 |
| 3.4.3 | Curva característica de operación | 67 |
| 4. | Pruebas y resultados | 69 |
| 4.1. | Pruebas al modelo de simulación | 69 |
| 4.1.1. | Parámetros de transformadores en prueba y descripción del las condiciones de simulación | 69 |
| 4.1.2. | Pruebas de simulación | 70 |
| 4.1.3 | Modelo del transformador en uso | 71 |
| 4.2 | Condiciones de falla | 72 |

| | |
|--|-----------|
| 4.3. Resultados del estudio PCA usando el algoritmo de entrenamiento | 73 |
| 4.3.1 Umbrales de falla | 74 |
| 4.4 Desempeño del sistema de detección de fallas | 75 |
| 4.4.1 Respuesta al sobrepaso y tiempo de detección de falla | 78 |
| 5. Conclusiones | 81 |
| Scripts y funciones para el software Matlab™ | 83 |
| A.1 Scripts | 83 |
| A.2 Funciones | 84 |
| Bibliografía | 86 |

Sumario

El motivo de este trabajo es presentar un sistema de detección de fallas para transformadores del tipo inmerso en aceite, entre los que se encuentran tanto los transformadores de potencia como los transformadores de corriente. El enfoque de este sistema es sobre las fallas en los aislamientos de papel impregnado de aceite, ya que se ha identificado a éste como un componente crítico para el funcionamiento correcto del sistema. Este sistema que realizaría la tarea de supervisión se vale de los más recientes métodos de detección de fallas, uno de ellos es el método de diagnóstico basado en el análisis de componentes principales (*PCA Principal Component Analysis*), que resulta útil para depurar la información obtenida de las variables del sistema, para su aplicación se debe de caracterizar el sistema a través de un análisis estadístico de sus variables, para realizar transformaciones sobre las mismas.

Del método anterior se obtendrían los llamados residuales, que son vectores de datos útiles para realizar la detección de fallas. En este tema también son estudiados los criterios para determinar cuándo ha ocurrido una falla en el sistema, en este caso se utilizó el criterio de desempeño de la prueba de hipótesis, además se definen también algunos conceptos estadísticos útiles para el análisis, que serán útiles en el estudio de confiabilidad del sistema.

Para poder realizar pruebas y validar el funcionamiento de este sistema se hizo uso del modelo planteado en (Hribernik, 2007), este modelo simula las condiciones de los aislamientos del tipo papel impregnado en aceite, a través de ecuaciones de difusión y de equilibrio, Este modelo se implementó a través del paquete Simulink® del software Matlab®, en el cual también fue implementado el sistema de detección de fallas.

Para el análisis de los resultados son aplicados conceptos estadísticos para determinar la confiabilidad del sistema, se especifican las condiciones de falla, así como los criterios para establecer que ha ocurrido una falla. También se presenta un estudio sobre el desempeño del sistema para distintos parámetros, como es probabilidad de falla en cada periodo de la vida útil del transformador.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Introducción general

Debido al desarrollo que ha tenido la industria y la tecnología, se han vuelto cada día más importantes los sistemas de detección de fallas. Esto se debe a que los equipos cada vez más pueden verse involucrados en situaciones críticas cuyas consecuencias pueden significar grandes pérdidas monetarias, retrasos en las líneas de producción, daños al medio ambiente o en el peor de los casos pérdida de vidas que pueden dañar las finanzas de la empresa a niveles incalculables. Tal es el caso del accidente de la empresa British Petroleum, en la cual se vertieron cerca de 5 millones de crudo a las aguas del golfo de México, se perdieron además 11 vidas y se afectó la pesca de un tercio de la costa del golfo de México, además de los daños a la flora y fauna local que pueden tardar años en recuperarse (Reuters, Dpa y Afp, 2010). También se pueden enlistar las frecuentes explosiones que ocurren en los hornos eléctricos de una planta siderúrgica, muchas veces debido a escape de líquidos hacia la caldera con el metal derretido, en muchos de estos casos se han presentado víctimas fatales y heridos tales como las explosiones en la siderúrgica del Orinoco (Rangel, 2010), o más recientemente la explosión de la siderúrgica “Angang Heavy Machinery” en china (Associated Press, 2012). El caso de la industria eléctrica tampoco está exento de accidentes de esa magnitud, en México se han reportado distintos casos con víctimas fatales, como la explosión de una subestación de Coyoacán en la Ciudad de México que dejó 2 muertos y un decena de heridos (Redaccion El Economista, 2010).

También se puede decir que conforme en una instalación industrial aumenta su complejidad, la cantidad de procesos y variables a monitorear se multiplican, así como la frecuencia en que ocurren las fallas, y esto agrega mayores cargas laborales y de responsabilidad a las brigadas de operadores humanos, esto deriva en la necesidad de utilizar cada vez más sistemas automáticos.

Debido a esto, la disminución de la ocurrencia de fallas y accidentes en sistemas complejos es un reto para los sistemas automatizados de control. Son múltiples las opciones que los sistemas tienen para mejorar la seguridad, y realizar el diagnóstico de los sistemas, uno de los más importantes es la redundancia en los sistemas, por ejemplo las cinco computadoras de vuelo de un transbordador espacial, en las que dos se encuentran funcionando de manera permanente, una se encarga de realizar

los cálculos de vuelo y la otra los verifica, cada una de éstas posee un replazo; más una quinta que se encuentra almacenada en otro lugar como último recurso en el caso de una falla catastrófica.

1.2 La necesidad de monitorear transformadores y su importancia en la industria eléctrica

1.2.1 El transformador de potencia

El papel del transformador en la industria eléctrica existe desde los inicios de la comercialización y distribución de la energía eléctrica. Desde los años 1880 ya existían las primeras redes de distribución y comercialización de energía eléctrica, sin embargo estas tenían el problema de las pérdidas provocadas por la transmisión de energía eléctrica a través de conductores, ya que anteriormente la energía eléctrica debía de ser generada en el voltaje que se iba a utilizar generalmente por ejemplo 110V que era la tensión de distribución en el sistema de Edison. Conforme el número de clientes y la potencia demandada aumentaba, el sistema requería que los cables transportaran muy altas corrientes eléctricas con la consecuencia de que los cables eléctricos debían tener muy grandes secciones. Además, debido a las largas distancias y a las grandes corrientes aparecían importantes caídas de tensión, por lo que la energía eléctrica no podía ser transportada mas allá de unos pocos kilómetros ya que la eficiencia disminuía notablemente y de la energía que se generaba solamente una parte iba a los clientes y otra se perdía en el transporte (Bernal, 1981).

Gaulard y Gibbs, en el año 1882, habían patentado un transformador industrial de corriente alterna. George Westinghouse, un reconocido industrial que quería participar en el campo de la industria eléctrica, adquirió los derechos de la patente de Gaulard y Gibbs junto con otras patentes más en el año 1885, y con la ayuda del inventor Nikola Tesla presentó un sistema que haría la competencia al sistema de Edison de corriente directa. En el año 1886 realizaba su primera instalación comercial en la ciudad de Buffalo. La electricidad se generaba a una determinada tensión en la planta, y después se elevaba ésta para su transporte a través de las líneas y reducir de este modo las pérdidas, finalmente se volvía a reducir la tensión para adecuarla a las necesidades del consumidor.

El uso del transformador trajo una solución al problema la caída de tensión y a la pérdida de energía en las líneas de transporte, ya que al elevar las tensiones permite reducir la corriente que es transportada y por tanto las pérdidas de efecto Joule disminuyen. Con esta solución tecnológica y corrientes eléctricas bajas se da pie a reducir la sección de los conductores, gracias a esto se logro transmitir energía eléctrica a mayores distancias ya que las pérdidas y las caídas de tensión eran menores en las líneas lo que permitía que se pudiera transportar energía eléctrica por tramos más largos, además del uso de menos cobre en las líneas.

Con este esquema es posible tener una planta generadora de alta o mediana tensión la cual se conecta a un transformador elevador el cual a su vez envía la energía a través de la línea de transmisión, y finalmente a un transformador reductor el cual la entrega a la tensión normal de distribución en un esquema simple. Esto eliminó el freno a la masificación de la generación y distribución de energía ya que podía ser transportada más potencia eléctrica y a distancias de cientos o miles de kilómetros, además de cubrir mayores áreas de distribución. También una consecuencia de esto es la ventaja de usar un sistema centralizado en el que para una región, en lugar de utilizar múltiples centrales pequeñas a lo largo de toda la región se puede utilizar una sola central grande para toda la región.

Además, en el caso de las grandes ciudades en donde por motivos de falta de energía, exceso de contaminación o ausencia de grandes ríos la energía no pueda ser generada dentro de ellas, esta pueda ser generada en una planta cercana y ser transportada hasta la ciudad. La forma en que opera este sistema centralizado puede ser comparada con un esquema de árbol descendente en donde la línea principal de la planta generadora se divide en otras líneas que a su vez se subdividen, teniendo que la última división final son las líneas de distribución que llegan al consumidor final.

En sistemas más complejos es posible la capacidad de interconexión donde distintas regiones o circuitos puedan intercambiar energía, para compensar la falta de capacidad de generación de una central que alimenta a una zona. De esta manera es posible contemplar al transformador como una piedra angular dentro de la industria eléctrica moderna.

1.2.2. Los transformadores y su uso en las subestaciones eléctricas

Las instalaciones que sirven como nodo de cada ramal son las llamadas subestaciones en las cuales su componente principal es el transformador. *La subestación eléctrica se puede definir como un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corrientes) y de permitir el suministro de la misma al sistema y líneas de transmisión existentes* (Enriquez, 1995). El tipo de transformadores que son objeto de estudio de este trabajo ya sean los transformadores de corriente o de potencia pueden ser encontrados como elementos que componen las subestaciones eléctricas. El transformador de potencia como el elemento elevador o reductor de voltaje, o los transformadores de corriente los cuales pueden ser usados como sistemas adaptadores de señal para realizar mediciones de corriente o bien como el elemento que detecta y acciona los relés de una protección por sobre corriente (Ashton, N. & Mellor, E., 1995).

1.2.3 Necesidad del monitoreo de los transformadores

En los sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica la importancia de un transformador se vuelve más crítica mientras estos unan más partes de un red eléctrica y manejen mucho más potencia ya que más consumidores e industrias dependen de la calidad y la continuidad del suministro

eléctrico. Existen casos por ejemplo en la industria metalúrgica que una falla en el suministro puede causar que haya detención, por ejemplo, en hornos eléctricos y se pierda la colada; además de que si esta se solidifica dañaría el interior del horno y sería difícil de extraer, esto provoca daños de hasta inclusive varios millones de dólares.

Existe también características en las redes de energía que no son malladas o bien poco redundantes donde si se presenta una falla por ejemplo en el transformador de una estación reductora primaria el suministro de una zona puede ser interrumpido por horas hasta que se resuelva la falla o en el peor de los casos que se reemplace el transformador. Todas estas fallas significan pérdidas monetarias, y la interrupción de servicios básicos como el suministro de agua potable y el manejo de aguas residuales, también se puede ver afectado el servicio en hospitales, el cual puede ser interrumpido si se presenta una falla eléctrica prolongada.

Se pueden identificar entonces las tareas que competen a la detección y diagnóstico de fallas, como son el anticipar el momento en que una falla se va a presentar, el determinar el fin de la vida útil de el transformador antes de que la ocurrencia de fallas se acerque a un valor inaceptable, o antes de que exista una avería mayor que pueda dejar fuera de línea al transformador y al sistema que este maneja. En (Isermann, 2006) se pueden consultar las diferentes tareas de detección que se presentan en la sección 1.1.2.

Siempre es útil el poder presentar un sistema de diagnóstico de fallas para los transformadores de la industria eléctrica. Este trabajo, en específico se enfoca a los transformadores del tipo inmerso en aceite con aislamientos de papel, el sistema se encarga de detectar fallas en los aislamientos de papel impregnado de aceite, estas fallas son las provocadas por el exceso de contaminantes dentro del tanque del transformador, en específico la humedad que se acumula en los aislamientos.

1.3 Supervisión y manejo de fallas

El objetivo es que la supervisión de un proceso sirva para determinar el estado actual de los sistemas; además de indicar los estados no deseados o no permitidos para tomar las acciones adecuadas para prevenir accidentes o daños en el equipo. Entonces la desviación del comportamiento normal de los procesos es resultado de las fallas y errores de funcionamiento, los cuales se atribuyen a causas muy variadas.

Un proceso P o línea de producción se considera que es un sistema abierto y que este tiene entradas y salidas $U(t)$ y $Y(t)$ que son medibles. Las fallas dentro de este se deben entonces a causas externas o causas internas. Los ejemplos de causas externas pueden ser ambientales tales como la humedad,

polvo químico, radiación electromagnética, entre otras. Entre las causas internas pueden considerarse la falta de lubricación, desgaste, sobrecalentamiento, fugas, cortos circuito etc. Las fallas $F(t)$ tienden a afectar los parámetros internos del proceso como es el caso de las resistencias y las capacitancias en un sistema eléctrico, o la rigidez de las variables de estado internas, como cambios en el flujo másico, corrientes, o temperaturas para el caso de los sistemas termodinámicos.

La supervisión de procesos en condiciones normales se realiza comúnmente mediante el chequeo de los valores límite, o el disparo de valores de algunas de las variables de salida medibles, esto significa que se tiene que medir si las cantidades se encuentran dentro de una zona de tolerancia, si los valores se salen de la zona de tolerancia entonces se dispara una alarma. De esta manera podemos establecer que las principales tareas de la supervisión son:

1. **Monitoreo.** Las variables medibles son revisadas con respecto a las tolerancias y se generan alarmas para el operador. Después de que una alarma se dispara el operador entonces tiene que tomar las acciones correctivas apropiadas.
2. **Protección automática.** En el caso de un estado peligroso en el proceso, la acción correctiva debe de ser generada de manera automática. Comúnmente el proceso es llevado a un estado seguro, el cual es comúnmente un paro de emergencia.

En la figura 1.1 se puede observar la manera en que se utilizan el monitoreo y la protección automática, agregándolos como niveles adicionales al proceso, cada uno de estos niveles contiene bloques adicionales que son agregados al proceso, el nivel de monitoreo contiene los bloques de procesamiento de señales y alarmas, el nivel de protección contiene los bloques de protección automática y cambio de estado.

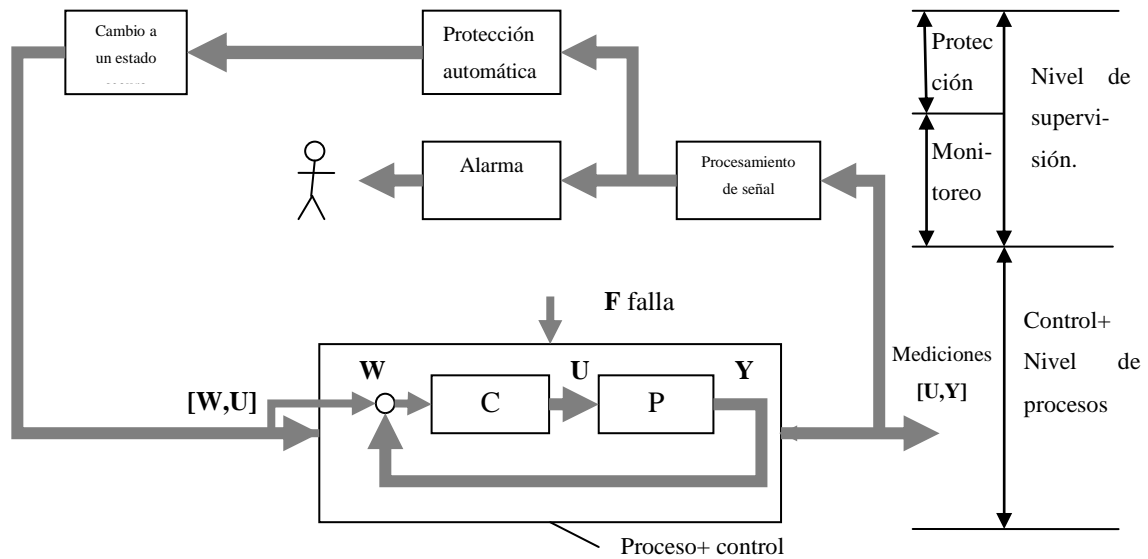


Figura 1.1 Esquema de monitoreo y protección automática

Los métodos clásicos de monitoreo y protección automática son adecuados para el proceso global de supervisión. Para ajustar las tolerancias se debe de hacer un compromiso entre la detección de la magnitud de las desviaciones anormales, las falsas alarmas y los resultados no medibles debidos a fluctuaciones normales de las variables. Es importante saber que el chequeo de límites en las variables con umbrales fijos funciona mejor cuando el dispositivo se encuentra en un estado estacionario, o cuando la variable a monitorear no depende del punto de operación.

Para procesos a gran escala con muchos valores monitoreados, existe el problema de que después de una falla o avería severa en el proceso, varias alarmas pueden haber sido disparadas en un corto tiempo, lo que se podría definir como una “lluvia de alarmas”. Es entonces posible que los operadores se vean abrumados con una avalancha de alarmas tratando de encontrar la causa de la falla.

De esta manera se requieren métodos avanzados de supervisión, detección de fallas y diagnóstico de fallas para satisfacer los siguientes requerimientos:

- i. Detección temprana de fallas pequeñas de aparición abrupta o gradual en el tiempo.
- ii. Diagnóstico de fallas en los procesos o partes de los procesos y los dispositivos que los manipulan (actuadores) y el equipo de medición (sensores).
- iii. La detección de fallas en los ciclos cerrados.
- iv. La supervisión de los procesos en estado transitorio.

El objetivo de la detección temprana de fallas y diagnóstico es el de obtener tiempo suficiente para tomar acción correctiva como reconfiguración, y mantenimiento planeado o reparación.

En adición al esquema clásico de monitoreo, los objetivos de la supervisión pueden ser logrados utilizando medios automáticos. Con esto se propone obtener más información acerca del proceso utilizando todas las mediciones disponibles y relacionarlas para formar un modelo matemático del proceso. No solamente las señales de salida son tomadas en cuenta, sino también las entradas, algunas variables de estado y tal vez algunas señales de perturbación, entonces los cambios del comportamiento estático y dinámico debidos a las fallas pueden ser utilizados como una importante fuente de información. Con esto se puede lograr que los efectos en las salidas ya sean debidas a perturbaciones normales o fallas son separadas automáticamente.

Entonces se le denomina supervisión con diagnóstico de fallas, y debe de cumplir las siguientes tareas.

- a) *Generación de características.* Tales como el procesado digital de señales, estimación del estado, identificación y estimación de parámetros o ecuaciones de paridad.
- b) *Detección de fallas y generación de síntomas*
- c) *Diagnostico de fallas.* Mediante el uso de síntomas analíticos o heurísticos
- d) *Evaluación de la falla.* con relación a la clasificación de las fallas con respecto a los riesgos que estas implican.
- e) *Acciones de decisión.* Dependiendo de la clase de riesgo y el posible grado de peligro. Esto puede ser hecho ya sea automáticamente o por el operador.

1.3.1 Definiciones

Para poder realizar un estudio en el manejo de fallas es conveniente realizar las definiciones de los objetos que están siendo analizados, y los conceptos que son utilizados (Isermann, 2006).

- **Falla.** Una falla es una desviación no permisible de al menos una propiedad característica de un sistema en comparación a las condiciones aceptables.
- **Avería.** Una avería es una interrupción permanente de la capacidad de un sistema de realizar una determinada función bajo las condiciones especificadas de operación.
- **Disfunción.** Es una anomalía intermitente en la capacidad de un sistema de realizar la función deseada.

Otros conceptos importantes son:

- **Confiabilidad.** Es la habilidad de un sistema para realizar una función requerida bajo las condiciones establecidas, observadas durante un periodo de tiempo establecido.
- **Disponibilidad.** Probabilidad con la que un equipo o sistema opera de manera satisfactoria y efectiva en cualquier periodo de tiempo.
- **Seguridad.** Característica del sistema de no causar peligro a las personas, equipo o al ambiente, cuando ocurre una falla o avería.

1.3.2 Detección de falla

El diagnóstico de fallas se compone de distintas tareas que son realizadas en etapas. El conocimiento del proceso es el que condiciona el conjunto de algoritmos de diagnóstico que debe de usarse, es por eso que se necesita la separación de los métodos. Puede estudiarse el comportamiento del proceso utilizando las ecuaciones que provienen de su principio físico o utilizando un modelo matemático del mismo, en el caso del uso de un modelo matemático o ecuaciones que modelan el comportamiento del sistema.

La primera tarea en el sistema de diagnóstico de fallas es la detección de fallas, la detección de fallas se realiza con la ayuda de señales llamadas indicadores de falla, los cuales son también llamados residuos. Los residuos se generan mediante la utilización de las señales de entrada y salida en el sistema introduciéndolas en las ecuaciones del modelo, creando así las relaciones de redundancia analítica. Los indicadores son de esta manera tomados como síntomas, los cuales son analizados posteriormente. Estas partes corresponden a la detección, que en la manera más sencilla se puede realizar verificando los valores de los residuos con respecto a un umbral. De esta manera si el residuo no supera los umbrales entonces no se determinan los síntomas de falla.

1.3.3 Métodos de detección de fallas con modelos de señales

También conocidos como métodos basados en procesamiento de señales. Estos métodos según (Verde, C et al., en prensa 2012) *son muy útiles y recomendables cuando no se puede obtener fácilmente un modelo y los datos son ricos en información.* Además son indicados para casos cuando por ejemplo plantas industriales que tienen pocos cambios en su forma de operación y con pocos cambios de las variables representativas de la calidad del producto y de las condiciones de trabajo. En el caso del transformador se puede observar que es una planta en condiciones estables, en este caso su salida o producto está condicionado a un valor fijo de voltajes y la potencia de salida está representada por un perfil cíclico de comportamiento en el tiempo, que se repite día con día. En este

caso y como se establece en el capítulo 2, las variables de entrada y salida que son tomadas en cuenta para el sistema de diagnóstico de falla están íntimamente relacionadas con el perfil de carga del transformador (potencia transferida). Cabe también mencionar que si el transformador es modelado de forma compleja y no lineal, es aconsejable el uso de métodos basados en modelos de señales.

Según (Isermann, 2006) *si se asumen modelos matemáticos especiales para las señales medidas se pueden obtener diversas características, por ejemplo: amplitudes, fases, espectros de frecuencia, y funciones de correlación.* De esta manera la tarea de la detección de fallas a través de modelos de señales quedaría descrita como en figura 1.2. De estos modelos de señales se pueden identificar dos tipos (Isermann, 2006) que son los modelos no paramétricos, como las funciones de correlación, o los modelos paramétricos como son las amplitudes para distintas frecuencias.

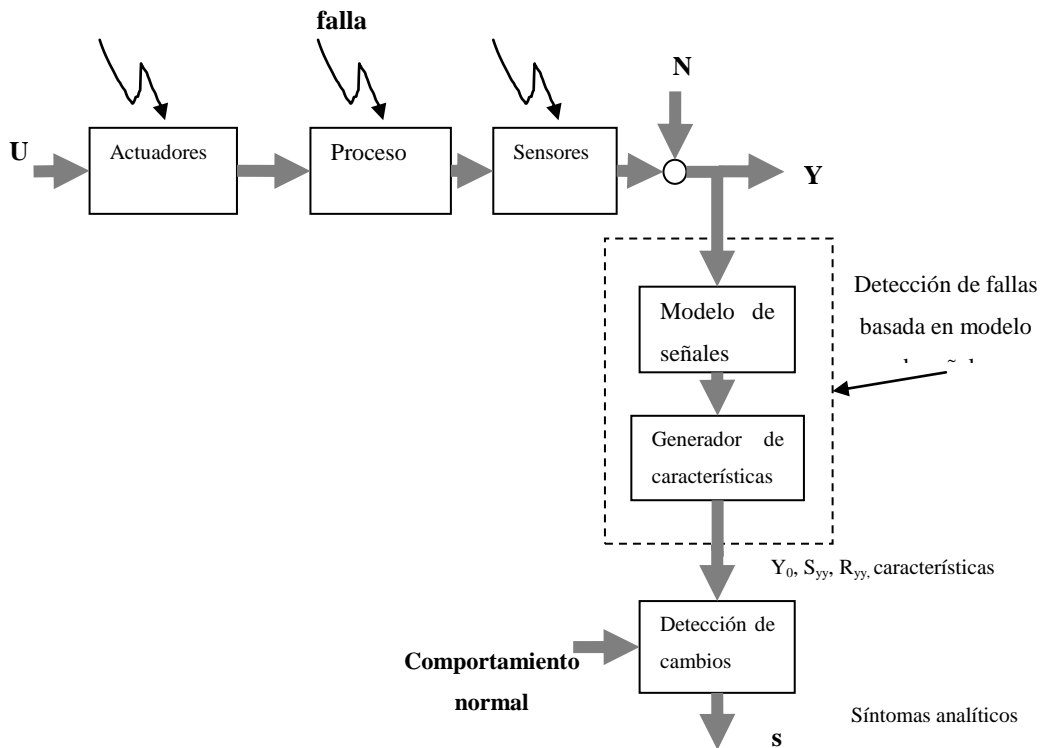


Figura 1.2 Esquema para método de detección de fallas con modelo de señales.

Los modelos de señales tienen la desventaja de que solamente se procesa una señal, en (Verde, C et al., en prensa 2012) se propone para algunos casos el utilizar parámetros estadísticos como lo serían el valor promedio o la varianza de la señal, y otras características de las señales. Para procesar varias señales estas se representan en un espacio vectorial que tiene la mayor dimensión del conjunto y posteriormente mediante proyecciones se pueden crear espacios de menor dimensión. Esta es una de las características principales del análisis por medio de componentes principales.

Es relevante mencionar que durante la consulta con expertos en el tema de si las señales pueden ser modeladas o no, afirman que no, y es por eso que también que se les suele llamar también “métodos de detección de fallas con procesamiento de señales”.

1.4 Objetivos del trabajo

El propósito de este trabajo es cumplir los siguientes objetivos:

- Obtener un sistema preciso de detección de fallas en los aislamientos, ya que la mayoría de las falla en los transformadores de potencia que se utilizan actualmente están relacionadas con fallas en los devanados del transformador, en las cuales están incluidos los aislamientos de celulosa. En este caso específico los aislamientos del tipo papel-aceite los cuales actualmente son los más comunes en la industria.
- El sistema debe de servir como apoyo para determinar el fin de la vida útil del transformador, mediante el estudio de la ocurrencia de fallas, y el establecimiento de umbrales.
- Que el sistema tenga capacidad de anticipar la aparición de una falla, permitiendo al operador tomar una acción correctiva antes de que esta ocurra, esto puede llevarse a cabo aprovechando la característica de un sobrepaso que ocurre en un sistema al introducir una variación.

Capítulo 2

Modelo del transformador

2.1 Principio de funcionamiento del transformador

Los transformadores en general son dispositivos pasivos de transferencia de energía eléctrica, en cuyas características principales son que pueden elevar o disminuir la tensión o la corriente, con una relación entre potencia de entrada y potencia de salida de casi uno.

Un transformador eléctrico consiste en varias partes en las que por lo general se encuentran los inductores que pueden ser dos o más, dependiendo de la función, el inductor por el cual entra la potencia se llama primario, y los demás se llaman secundarios. También existe lo que se llama circuito magnético que tiene como función confinar y dirigir las líneas de campo magnético a través de los inductores arrollados alrededor del mismo.

El principio de funcionamiento se basa en la ley de Faraday de inducción electromagnética, la cual enuncia de la siguiente manera: “una fuerza electromotriz (FEM) es inducida en un medio cuando se cambia el enlazamiento de flujo asociado al medio. Si el medio es un conductor de electricidad y forma una trayectoria cerrada una corriente fluye en él debido a la FEM inducida. La magnitud de la FEM inducida es proporcional a la rapidez de cambio en el tiempo de los enlazamientos del flujo” (Gourishankar, 1965).

Según la ley de Faraday las diferencias de potencial inducidas en los embobinados son:

$$\begin{aligned} & \text{-----} \\ & \text{-----} \end{aligned}$$

Dónde Φ es el flujo magnético en el transformador N_1 y N_2 son el numero de vueltas del devanado primario y secundario respectivamente.

Por consiguiente si se igualan se tiene.

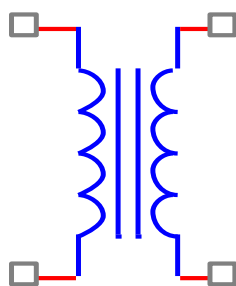
— —

Para el caso de un transformador ideal al aplicar la ley de Kirchhoff resulta:

— — —

Donde también para el caso ideal nos queda que la relación de las corrientes es:

— —



$N_1:N_2$

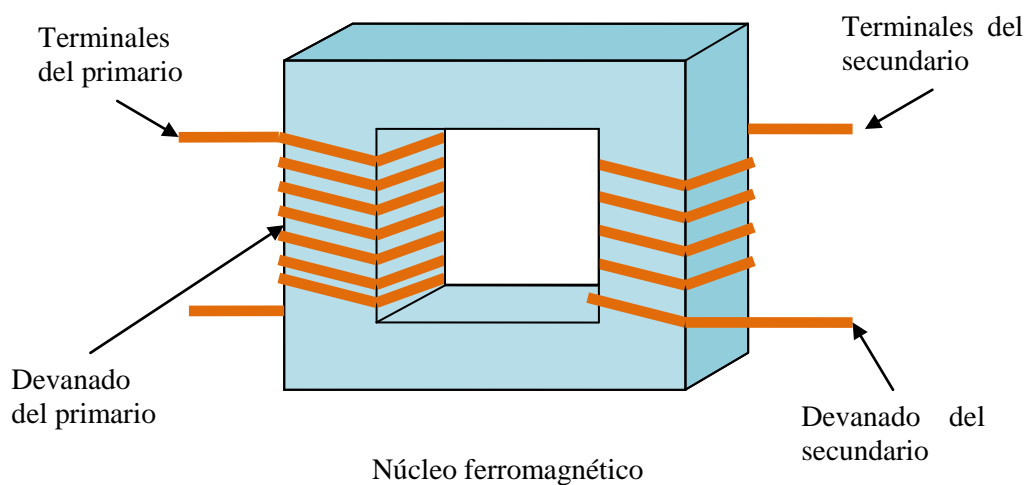


Figura 2.1 Configuración típica de un transformador y su símbolo eléctrico

2.1.1 El transformador real

Cuando el transformador se conecta a una fuente fluye a través de este una carga aunque el secundario no se encuentre conectado a alguna carga. Esta es la corriente que se necesita para producir un flujo en el núcleo ferro magnético real, en esta corriente se puede identificar que está compuesta por dos corrientes:

1. Corriente de magnetización i_m , que es la corriente que se requiere para generar el flujo en el circuito magnético del transformador.
2. La corriente de pérdidas en el núcleo i_{h+e} , que es la corriente de pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

El flujo promedio en el núcleo esta dado por:

—

Donde N_p es el número de vueltas en el primario y el voltaje primario .

Si el voltaje del primario es un voltaje sinusoidal como, el flujo resultante es:

—

Las características principales de la relación entre el flujo de magnetización y la corriente de magnetización son:

1. La corriente de magnetización resultante en el transformador no es sinusoidal, la forma de onda en la corriente de magnetización se debe al efecto de la saturación magnética en el núcleo del transformador, la cual tiene como característica la no linealidad.
2. Debido a la saturación magnética una vez que se alcanza el punto de saturación, un aumento pequeño en la intensidad del flujo provoca un aumento grande en la corriente de magnetización pico.
3. La componente fundamental de la corriente de magnetización está retrasada 90° con respecto al voltaje aplicado.
4. Mientras más se acerque el núcleo hacia la saturación, las componentes armónicas de la corriente de magnetización crecerán, aproximándose en amplitud a la fundamental.

Como dato interesante se puede agregar que estos datos son de relevancia cuando se analiza el contenido armónico en el análisis de calidad de la energía. En la figura 2.2 se pueden observar varias características de la curva de magnetización del material ferro magnético de un transformador como lo son el punto de saturación H_s , además de la curva cuando se está en un régimen constante donde se

observa la característica de histéresis del material, la principal característica de la histéresis es la capacidad del material de conservar el campo magnético B cuando la excitación magnética H se vuelve cero, este campo remanente B_R conserva la polaridad que tenía la excitación magnética antes de volverse cero, se pasa por dos puntos B_R de signos opuestos al momento que la excitación magnética H completa un ciclo en, además la excitación magnética siempre será diferente de cero, cuando el campo magnético es cero, esto es el punto H_C . También se observa la curva de magnetización cuando las condiciones iniciales son cero, que parte desde el origen hasta el punto de saturación.

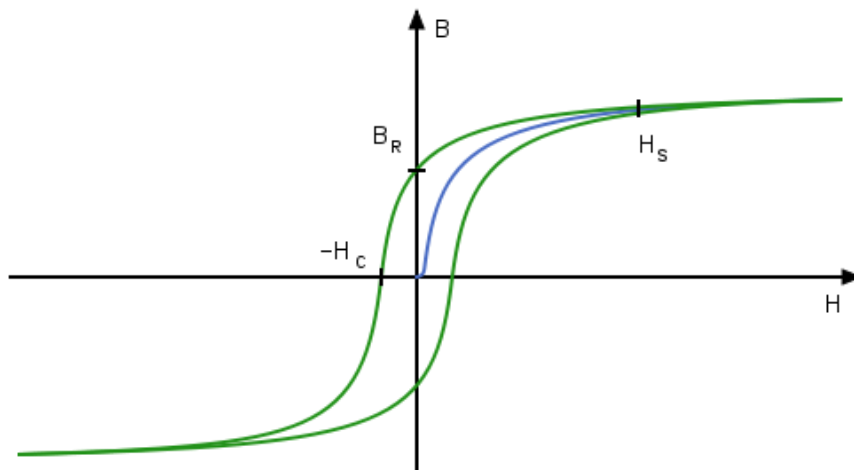


Figura 2.2 Curva típica de histéresis

Debido a esto se pueden puntualizar las propiedades sobre las corrientes de pérdidas en el núcleo: en general la corriente de pérdidas en el núcleo es no lineal, debido a los efectos no lineales de la histéresis, de esta manera la corriente de excitación del transformador se puede definir como sigue:

Que es la suma de la corriente de magnetización i_m y la corriente de pérdidas en el núcleo i_{h+e} . Para el análisis con carga conectada al secundario del transformador el circuito resultante sería

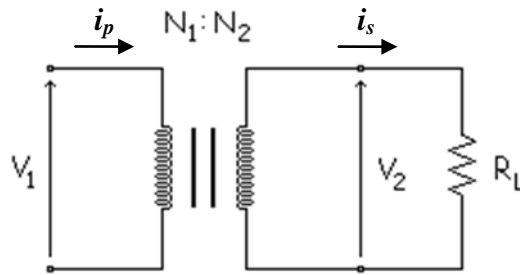


Figura 2.3 Representación de un transformador con carga

En este caso la corriente en el primario produce una fuerza magneto motriz positiva y la corriente en el secundario produce una fuerza magneto motriz negativa, por lo que la fuerza en el núcleo sería.

El flujo neto del núcleo sería entonces igual a:

Donde \mathcal{R} es la reluctancia del núcleo del transformador, i_p e i_s son las corrientes de primario y secundario respectivamente. Esta relación se puede comparar con la del transformador ideal, cuando el transformador se encuentra cerca del punto de saturación el flujo neto se aproxima a cero o se vuelve muy pequeño, de manera que el modelo de transformador ideal queda como una buena aproximación del transformador real.

2.1.2 Circuito equivalente del transformador

Para poder realizar un análisis de las pérdidas del transformador, una herramienta muy útil para este análisis es contar con un modelo de transformador con el que se puedan determinar las pérdidas con un modelo eléctrico, así los detalles que este modelo tomaría en cuenta son (Champan, 1987):

1. **Pérdidas (I^2R) en el cobre o efecto Joule**, estas pérdidas son debidas a la resistividad en los embobinados primario y secundario del transformador, y las cuales son proporcionales al cuadrado de las corrientes que circulan por las bobinas (Van der Merwe, 1969).
2. **Pérdidas de corrientes parásitas**, son pérdidas debidas a las corrientes parásitas que son inducidas en el núcleo del transformador.

3. **Pérdidas por histéresis**, estas se asocian con el reacomodamiento de los dominios magnéticos del núcleo, esta es una función no lineal dependiente del voltaje aplicado.
4. **Flujos de dispersión**, los flujos que escapan del núcleo pasando a través de las bobinas son los flujos de dispersión, estos flujos producen auto inductancia en las bobinas primaria y secundaria.

Así de esta manera los efectos de excitación en el núcleo se definen de la manera que sigue: La corriente de magnetización i_m es la corriente proporcional al voltaje aplicado atrasada 90° , de esta manera se puede modelar como una reactancia X_M conectada en paralelo a la fuente. La corriente de pérdidas en el núcleo es proporcional al voltaje aplicado por eso se puede modelar como una resistencia R_C en paralelo a la fuente, dado que estas corrientes son no lineales así que la reactancia y la inductancia sería solamente una aproximación, las resistencias en los conductores del primario R_P y el secundario R_S , son las que determina las pérdidas de joule, junto con las reactancia de fuga X_P y X_S , son las que determinan caída de tensión del transformador cuando una carga esta conectada.

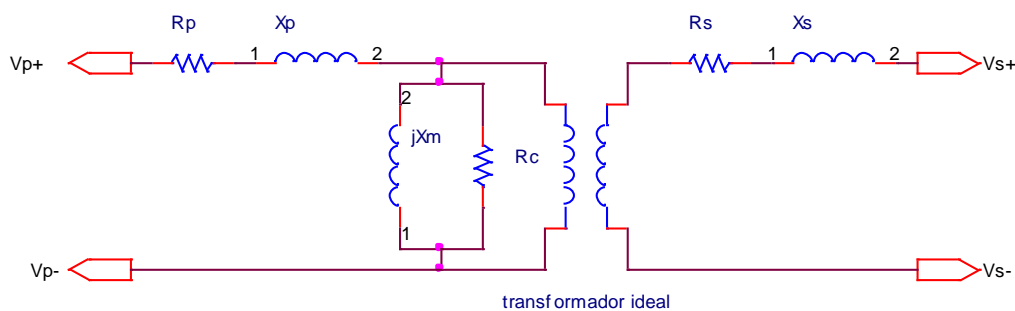


Figura 2.4 Modelo eléctrico de un transformador real

Para modelar las pérdidas por efecto Joule se colocan impedancias resistivas en serie con la carga en el secundario R_s , y con la red de excitación en el primario R_p como se aprecia en la figura 2.4, la relación de transformación se representa con el uso de un transformador ideal la cual enlaza el circuito del primario con el secundario.

2.2 Modelo térmico

El modelo térmico del transformador tiene como finalidad conocer las distribuciones de temperatura dentro del transformador. Esto es importante ya que se puede estudiar la eficacia con la que el sistema de enfriamiento del transformador baja la temperatura de los embobinados y el núcleo. Además en el caso de nuestro sistema es de utilidad para determinar la temperatura del aceite, la cual es una variable de entrada para “el modelo de difusión”.

El núcleo magnético dentro del transformador y los embobinados son las principales fuentes de calor debido a las pérdidas y que produce a su vez elevación de la temperatura en distintas partes del

transformador. Las pérdidas del cobre o efecto joule, pérdidas por corrientes parásitas, y pérdidas por histéresis son las principales responsables por la generación de calor en el transformador.

El calor generado por el núcleo y los embobinados del transformador para el caso de los transformadores inmersos en aceite es transmitido al aceite, el cual es enfriado en algún sistema enfriamiento, ya sean radiadores pasivos o con aire forzado.

2.2.1 Formas de transferencia de calor

Los mecanismos de transferencia de calor en un transformador se llevan a cabo de tres maneras, conducción, convección y radiación (Kulkarni & Karparde, 2004). La convección y la conducción son las principales formas de transferencia de calor en los transformadores de núcleo inmerso en aceite, todos estos fenómenos son modelables para ser utilizados en el modelo térmico del transformador.

Conducción

En casi todos los tipos de transformador el calor es transmitido por contacto con el medio de enfriamiento, muchas veces el calor tiene que pasar a través de los aislamientos y embobinados, por lo que surge una diferencia de temperatura entre la fuente de calor y el medio de enfriamiento, el mecanismo de transferencia de calor puede ser calculado mediante la ley básica de transferencia térmica (Ley de Fourier).

Donde la diferencia de temperatura ΔT queda expresada en términos del flujo calórico Q (pérdidas de potencia) en unidades de Watts, y la resistencia térmica del material R_T en $^{\circ}\text{C}/\text{W}$ esta resistencia se puede aproximar con la formula:

$$R_T = \frac{t_i}{kA}$$

Donde t_i es el grosor del aislamiento en unidades de distancia, A es el área de contacto y k es la conductividad térmica del material expresada en $\text{W}/\text{m}^{\circ}\text{C}$.

Radiación

Todos los objetos que tienen una temperatura elevada con respecto a su alrededor, irradia energía calorífica en forma de ondas electromagnéticas, en el tanque de una transformador el enfriamiento ocurre de las dos maneras por radiación y por convección. La cantidad de calor que se irradia es

muchas veces menor a la que se extrae por medio de convección, por lo que se pueden despreciar fácilmente sus efectos

Convección

El aceite como cualquier líquido tiene la propiedad de que su volumen puede cambiar con la temperatura y la presión, este cambio de densidad y volumen con la temperatura provee el mecanismo de enfriamiento por convección. La disipación de calor en el núcleo y los bobinados ocurre principalmente debido a la convección, con el transformador sumergido se transfiere el calor de su superficie al líquido de enfriamiento. El líquido caliente que es menos denso se eleva y es desviado hacia los radiadores del transformador, y cuando este líquido se eleva, el líquido más frío y por lo tanto más denso ocupa su lugar, proveniente de la salida del radiador. Surgiendo así un flujo continuo de aceite. La transferencia convectiva de calor se puede expresar mediante la relación.

Donde h es el coeficiente de transferencia de calor en $W/(m^2 \text{ } ^\circ C)$, A es el área de la superficie en m^2 , y las temperaturas están en $^\circ C$, la estimación del coeficiente de transferencia h es difícil ya que depende de las propiedades de los fluidos tanto como de las propiedades de los líquidos, por lo que para ello se echa mano de correlaciones empíricas.

Muchas veces en el modelado térmico los factores $h \cdot A$ se pueden expresar en términos de una resistencia térmica del tipo no lineal.

De esta manera una ecuación que modela el proceso térmico dentro del tanque quedaría en función de temperaturas, flujo calorífico y resistencias térmicas.

2.2.2 Tipos de enfriamiento

Los tipos de enfriamiento para los que es aplicable el modelo de difusión de humedad en el aceite son en general los transformadores inmersos en aceite, esta categoría incluye los siguientes.

ONAN/OA enfriamiento con aceite y aire por convección natural

En transformadores de baja potencia, el área de la superficie del tanque es capaz de disipar el calor necesario directamente a la atmósfera. Mientras que los transformadores más grandes requieren de una superficie disipadora grande, generalmente en forma de radiadores de tubos que entran y salen del tanque o montados en una estructura separada. En este sistema el aceite se mantiene en circulación

mediante el principio de convección natural en donde el aceite frío que proviene del radiador o del banco de radiadores ocupa la parte baja del tanque del transformador y también ocupa el espacio que va dejando el aceite caliente al elevarse, éste entra a los radiadores ocupando el espacio que deja el aceite frío al moverse a la parte baja del transformador, de esta manera se crea el flujo cíclico de convección (a este mecanismo de flujo de convección se le llama el efecto de termosifón).

En los radiadores el calor es transmitido hacia el aire circundante que al igual que el líquido este se expande y asciende naturalmente de manera que el espacio que deja es ocupado por aire fresco a menor temperatura. Este arreglo es común para transformadores de distribución y pequeñas subestaciones de hasta algunos cientos de KVA.

ONAF/FA aceite por convección natural y aire forzado

A medida de que la potencia del transformador se incrementa las pérdidas totales a ser disipadas también se incrementan. Una manera de aumentar la transferencia de calor es aumentando el coeficiente de transferencia de calor entre el radiador y el aire.

En esta ecuación para el radiador la $T_{\text{superficie}}$ corresponde a la pared externa del radiador sin embargo la caída de temperatura es muy pequeña, entonces $T_{\text{superficie}}$ puede ser considerada como la misma temperatura del aceite, entonces si se utilizan ventiladores para enfriar la superficie de los radiadores el coeficiente de transferencia de calor se incrementara significativamente.

OFAF/FOA aceite y aire forzados

En el método de enfriamiento de aire y aceite forzado pretende mejorar a los métodos anteriores donde los arreglos de enfriamiento son gobernados por el balance natural entre la resistencia opuesta por la viscosidad, y la presión ejercida por el efecto termosifón. Es común que la velocidad de este flujo es muy baja, es por esto que la capacidad transporte de calor es baja. La capacidad de transporte de calor puede ser definida como

Donde Q es el flujo calórico en W, \dot{m} es el flujo másico en Kg/s, C_p es el calor específico en J/(Kg°C), y las temperaturas en grados °C. Para las temperaturas en el transformador la única manera de incrementar la capacidad de disipación es incrementando \dot{m} . Para aplicar esto se hace uso de una bomba para elevar la circulación del aceite en transformadores de alta capacidad.

Además con el objetivo de obtener la máxima transferencia, del calor los radiadores siempre tienen que estar en funcionamiento.

2.2.3 Distribución de temperatura en los embobinados del transformador

En un transformador del tipo inmerso en aceite que se encuentran en un tanque cerrado, la forma en que se distribuyen las temperaturas dentro del transformador están regidas por el proceso de convección, e incluso en el proceso de aceite forzado en el cual se busca acelerar el flujo convectivo del aceite mediante el uso de sistemas de bombeo, en este proceso termodinámico continuo el flujo cerrado del aceite produce el transporte de calor desde los embobinados y el núcleo hasta los radiadores donde el calor es extraído.

Entonces se puede observar que cuando el aceite frío proveniente del radiador se deposita en el fondo de tanque debido a su alta densidad, aquí entra en contacto con la parte inferior del núcleo y los embobinados y de esta manera el calor es transferido al aceite de la parte baja del transformador y eleva su temperatura, siendo menos denso. El aceite se eleva a la parte alta de los embobinados absorbiendo más calor conforme éste se eleva, a medida que éste alcanza la parte más alta la capacidad térmica del aceite se mantiene más o menos constante debido a que la temperatura se eleva lentamente conforme este se desplaza hacia arriba, con esto se mantiene la diferencia de temperaturas.

En la figura 2.5 se puede observar la distribución de temperaturas de las partes del transformador con respecto a su altura donde las distancia horizontales g y H_g son las diferencias de temperatura entre el interior de embobinado con respecto al aceite que esta alrededor cuando estos se encuentran en la misma altura. De esta manera surge un perfil de temperaturas, donde el punto más caliente del transformador (Hot Spot) se encuentra en la parte superior del núcleo y los embobinados del transformador. Además el aceite alcanza su temperatura máxima cuando éste se encuentra en la parte superior del tanque (Top Oil temperatura). La temperatura promedio del los embobinados y el aceite aparece aproximadamente a la mitad de la altura del transformador (Average Oil y Average Winding).

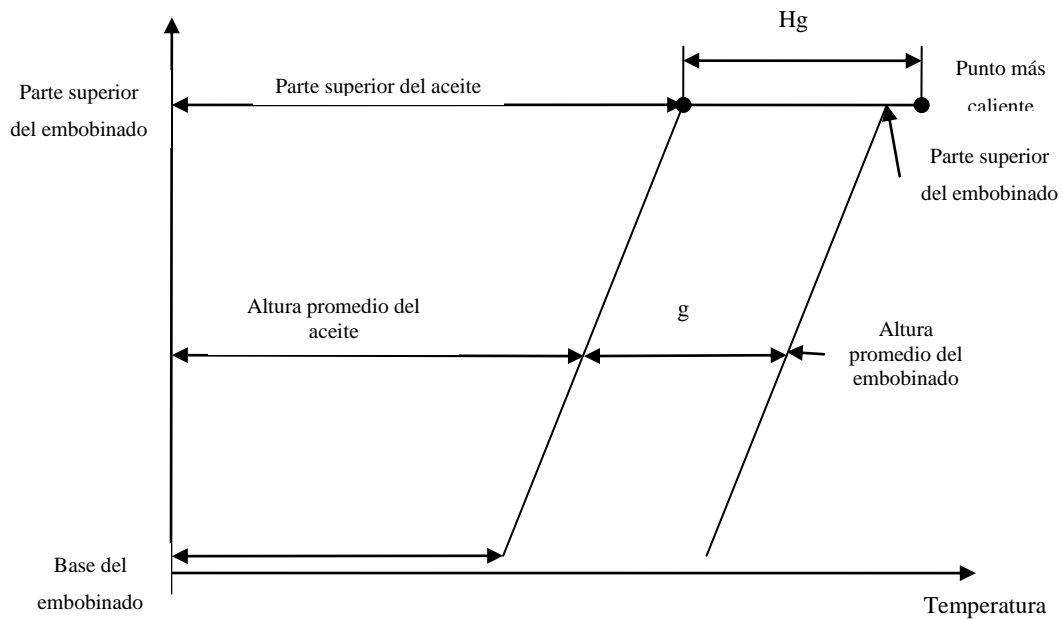


Figura 2.5 distribución de la temperatura en los embobinados del transformador.

Las ecuaciones que se han obtenido son bastante aproximadas, ya que la forma en que ocurre esta distribución de temperatura depende en gran medida de la geometría del núcleo, los embobinados y el tanque y en la forma en que el aceite fluye a través del transformador, las ecuaciones de balance térmico pueden ser útiles para determinar las temperaturas más relevantes para su estudio (Hot spot, top oil average winding y average oil) de esta manera los factores antes mencionados influyen en las resistencias térmicas y los coeficientes de transferencia de calor

2.2.3 Ecuaciones de balance térmico

Como una ayuda para realizar el análisis de la condiciones de calor y temperatura dentro del transformador es pertinente auxiliarse de una analogía entre los proceso térmicos y eléctricos, este proceso se puede consultar en (Susa, 2005) Como sabemos un proceso térmico se puede definir con una ecuación de balance de energía.

Donde:

es el calor generado

C_{th} es la capacitancia térmica

θ es la temperatura

R_{th} es la resistencia térmica

θ_{amb} es la temperatura ambiente

La reacomodando para obtener la derivada de la temperatura en función del tiempo — la ecuación se reescribe de la siguiente manera:

— ————

Así que si redefinimos un circuito eléctrico simple del tipo RC, entonces se puede escribir una ecuación basándose en la ley de Kirchoff y la ley de Ohm:

— —

Donde i representa la corriente eléctrica C_{el} es la capacitancia eléctrica R_{el} la resistencia y v el voltaje. La figura 2.6 es el circuito eléctrico representado por esta ecuación y que será usado como analogía.

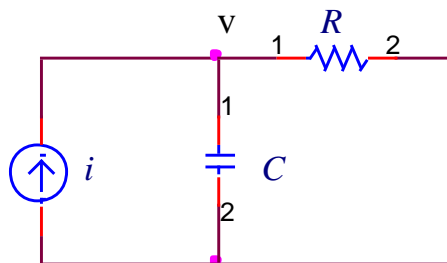


Figura 2.6 ejemplo de circuito eléctrico utilizado en la analogía.

Por simple comparación de las ecuaciones obtenemos las analogías entre el proceso eléctrico y el térmico.

| Variable térmica | | Variable eléctrica | |
|-------------------|----------|--------------------|----------|
| Calor generado | q | Corriente | i |
| Temperatura | θ | Voltaje | v |
| Resistencia | R_{th} | Resistencia | R_{el} |
| Capacidad térmica | C_{th} | Capacitancia | C_{el} |

Tabla 2.1. Analogía de variables

Por lo tanto el análogo del circuito eléctrico es:

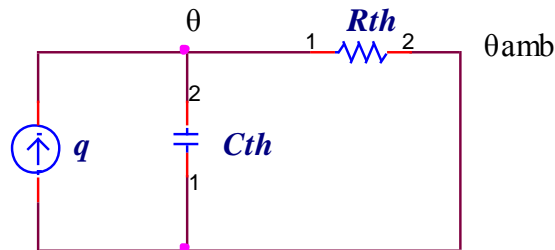


Figura 2.7 Analogía eléctrica de un sistema térmico.

El análisis que se detalla es una primera aproximación en donde se asume que las características térmicas tales como la resistencia térmica son constantes, y por lo tanto este tipo de análisis es utilizado con propósito demostrativo para dar un mejor entendimiento del proceso térmico que ocurre en el transformador. En el caso de que se desee realizar un análisis más completo se deben utilizar resistencias térmicas no lineales, las cuales como ya se dijo antes son determinadas mediante distintas formulas y cálculos experimentales, los cuales toman en cuenta los cambios en los parámetros térmicos del aceite. Con estos mismos cálculos la resistencia térmica puede ser determinada para los modelos de temperatura en la parte superior (top oil) en el fondo del tanque (bottom oil) y parte baja de los embobinados. Como se enuncia en (Susa, 2005), las características del aceite del transformador son muy dependientes de la temperatura, en la siguiente tabla se muestra como también la viscosidad del aceite es la más pronunciada.

| Temperatura | Densidad | Calor específico | Conductividad térmica | Coefficiente de expansión térmica cubica | Viscosidad |
|-------------|----------|------------------|-----------------------|--|------------|
| -15 | 896.885 | 1900 | 0.1262 | 8.6×10^{-4} | 0.0694 |
| -5 | 890.295 | 1940 | 0.1247 | 8.6×10^{-4} | 0.0463 |
| 5 | 883.705 | 1980 | 0.1232 | 8.6×10^{-4} | 0.0318 |
| 15 | 877.115 | 2020 | 0.1237 | 8.6×10^{-4} | 0.0224 |
| 25 | 870.525 | 2060 | 0.1201 | 8.6×10^{-4} | 0.0162 |
| 35 | 863.935 | 2100 | 0.1186 | 8.6×10^{-4} | 0.0119 |
| 45 | 857.345 | 2140 | 0.1171 | 8.6×10^{-4} | 0.0089 |
| 55 | 850.755 | 2180 | 0.1156 | 8.6×10^{-4} | 0.0068 |
| 65 | 844.165 | 2220 | 0.1140 | 8.6×10^{-4} | 0.0053 |
| 75 | 837.575 | 2260 | 0.1125 | 8.6×10^{-4} | 0.0042 |
| 85 | 830.985 | 2300 | 0.1110 | 8.6×10^{-4} | 0.0033 |
| 100 | 821.100 | 2360 | 0.1087 | 8.6×10^{-4} | 0.0024 |

Tabla 2.2 de características del aceite del transformador

Modelo de temperatura en la parte superior (top oil temperature)

Este es el modelo de temperatura del aceite en la parte superior del transformador, basándose en la analogía eléctrica y la teoría de la transferencia de calor.

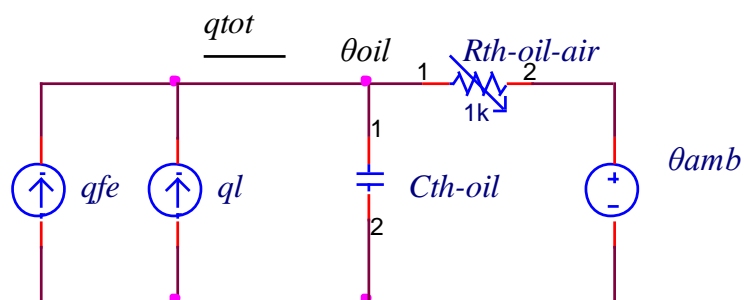


Figura 2.8 Modelo de temperatura en la parte superior del transformador.

Donde:

q_{tot} es el calor total generado por las pérdidas

q_{fe} es el calor generado por las pérdidas del transformador sin carga

q_l es el calor generado por las pérdidas con carga

C_{th-oil} es la capacidad térmica equivalente del aceite

θ_{oil} es la temperatura en la parte superior de transformador

$R_{th-oil-air}$ es la Resistencia térmica no-lineal en la interfase aceite-aire

θ_{amb} es la temperatura ambiente equivalente

El calor transferido por las pérdidas sin carga del transformador y las pérdidas por la carga es representado por fuentes de calor ideales, además la temperatura ambiente es representada por una fuente de temperatura ideal.

Si en este modelo generado se introducen las ecuaciones de las características térmicas no lineales del aceite se obtiene una muy buena aproximación para el cálculo de la temperatura del aceite en la parte superior del transformador, y además como se observa se introduce también el factor de la resistencia térmica entre el aceite y el aire, ya que generalmente el tanque del transformador no está lleno en su totalidad de aceite quedando un espacio lleno de aire en la parte superior del mismo. En esta parte la interacción térmica entre el aceite del tanque y el aire es de mayor magnitud que con el resto del tanque, es por eso que la resistencia térmica considera también este efecto. La ecuación diferencial para modelar esta sección queda como:

De acuerdo a la teoría de transferencia de calor la resistencia térmica no lineal está dada por las siguientes ecuaciones:

Donde:

h es el coeficiente de transferencia de calor

A es el área de contacto

Modelo de temperatura del punto caliente

El modelado de temperaturas del punto caliente se basa en el mismo modelo que el de temperatura de la parte superior, es definido por dos correlaciones empíricas diferentes de la resistencia no lineal entre la superficie de los aislamientos del transformador y el aceite que se encuentra en la parte superior del embobinado. Así es que se puede construir un modelo utilizando la teoría de transferencia de calor convencional

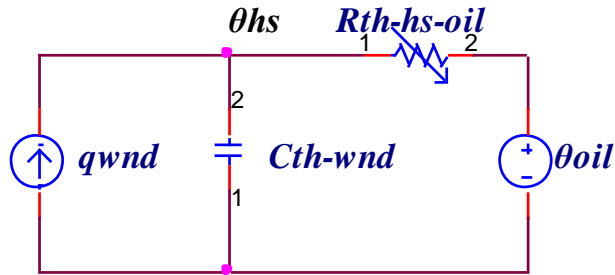


Figura 2.9 Modelo de temperatura del punto más caliente.

Donde:

q_{wnd} es el calor generado por las pérdidas en los embobinados

C_{th-wnd} es la capacidad térmica equivalente del embobinado

θ_{hs} es la temperatura del punto caliente (hot-spot)

$R_{th-hs-oil}$ es la Resistencia térmica no-lineal en la interfase embobinado-aceite

θ_{oil} es la temperatura del aceite

Constante de tiempo para el modelo térmico

En orden de conocer la velocidad del sistema térmico para responder a un cambio en cantidad de flujo de calor y como se refleja esto en la respuesta de la temperatura, se puede definir para el sistema basándose en la analogía del circuito eléctrico, una constante de tiempo que nos indique la velocidad de respuesta del sistema. En la analogía de un circuito eléctrico utilizada anteriormente para un circuito del tipo RC se obtiene la constante de tiempo, que es el tiempo que esta requiere para cargar el capacitor al 63.2% de su carga o para descargar este al 36.8% el valor de esta constante de tiempo . Es igual a la resistencia del circuito por la capacitancia.

Una constante de tiempo térmica ha sido definida de la misma manera, así que el tiempo requerido para que la temperatura cambie del valor inicial el valor final, puede ser calculado de la misma manera, por lo que se puede definir esta constante como sigue.

Donde:

τ_{th} es la constante de tiempo térmica en minutos.

R_{th} es la resistencia térmica en K/W.

C_{th} es la capacidad térmica en (Wmin)/°C

Para las condiciones nominales, cuando se alcanza el estado final, se puede determinar la resistencia térmica como sigue:

Donde:

$\Delta\theta_{rated}$ es el aumento medido de la temperatura.

q_{rated} son las pérdidas en condiciones nominales.

Si se substituye en las dos ecuaciones anteriores se puede encontrar una ecuación práctica para la constante de tiempo:

Para determinar la constante de tiempo de la temperatura máxima del transformador es necesario definir la capacidad térmica equivalente del aceite del transformador, además se debe de plantear un circuito térmico equivalente más complejo. El circuito térmico puede ser simplificado mediante la realización de la transferencia directa entre los embobinados y otras partes del transformador, la transferencia directa entre el tanque y el núcleo puede ser descartada debido a que existen cilindros de aislamientos colocados entre ellos.

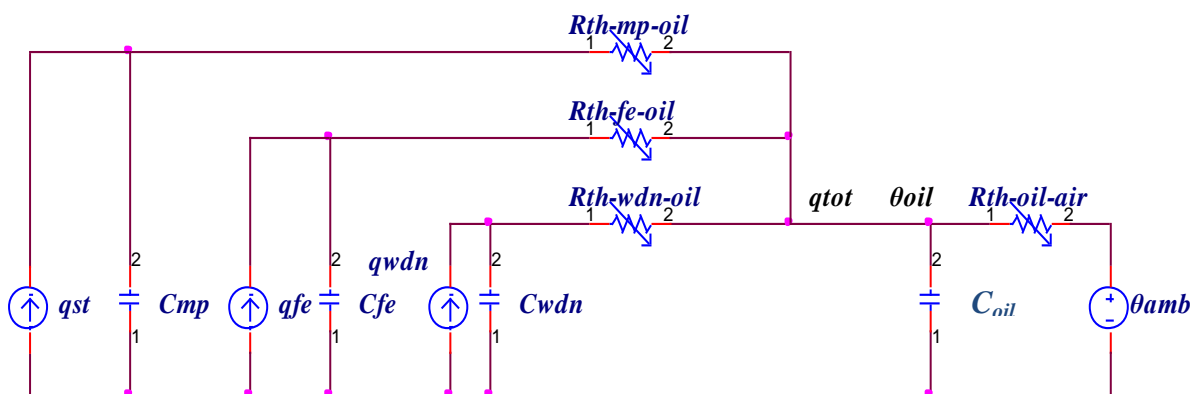


Figura 2.10 Modelo térmico completo para temperaturas en la parte superior del transformador.

El modelo de la figura 2.10, es capaz de simular el comportamiento del transformador en sus principales secciones. El modelo se genera a partir de la unión de los circuitos equivalentes de cada

sección del transformador, estos se empalman al modelo de la parte superior del tanque, en donde todas las resistencias térmicas están conectadas a la capacidad térmica del aceite C_{oil} , ya que cada sección transfiere calor al aceite a través de cada una de las resistencias térmicas, es por eso que cada resistencia térmica está unida a la fuente de calor y a la capacidad térmica de cada sección que está siendo analizada.

En el estudio de los sistemas físicos, la obtención de la constante de tiempo es de utilidad para conocer la magnitud de la respuesta en el tiempo del sistema. En el caso de este sistema nos permite comparar la velocidad de respuesta del sistema térmico con la velocidad de respuesta del modelo de difusión del agua en el aceite. Se puede observar entonces en experimentos y analíticamente, de acuerdo a (Susa, 2005) que las velocidades de respuesta del sistema están fuertemente ligadas al tamaño y la efectividad del sistema.

2.3 Modelo de difusión de agua en el transformador

Con el objetivo de conocer un perfil de entrada de temperatura promedio se ha realizado el estudio del modelo térmico para conocer las temperaturas del aceite dentro del tanque bajo, teniendo como entrada la potencia de las pérdidas eléctricas en el transformador y así generar un perfil de temperatura del transformador.

En el sistema del transformador inmerso en aceite, este último cumple diversas funciones dentro del sistema, la primera como ya se estudió es parte del sistema de enfriamiento encargada de transportar el calor desde el núcleo y los embobinados hasta el radiador donde es disipada. También provee aislamiento eléctrico extra entre los embobinados y las paredes del tanque, así como entre cambiadores de derivaciones y conductores.

Por otra parte, la mayoría de los aislamientos dentro del embobinado del transformador son hechos de papel, estos forman un dieléctrico del tipo papel impregnado en aceite donde la función de este último es de saturar los poros de las fibras de papel, para así evitar que estos adquieran algún contenido de humedad, básicamente es un repelente de humedad el cual reduce la capacidad del papel de absorber humedad, y el aceite ayuda a aumentar la rigidez dieléctrica del papel.

La característica del aceite de rechazar la humedad es debida a su baja afinidad con el agua, la cual tiene dependencia con la temperatura, por lo que por ejemplo, la solubilidad del agua es menor conforme la temperatura disminuye, y aumenta en el caso contrario. Para el caso del transformador en el que el aislamiento de papel y el aceite se encuentran en un sistema cerrado y dentro de él existe un cierto contenido de humedad, las ecuaciones de equilibrio que se pueden encontrar determinarían hacia qué parte del sistema se desplazaría la humedad, en este caso con una disminución de

temperatura la humedad rechazada por el aceite se desplazaría hacia las fibras de papel, las cuales la absorberían en forma de agua en sus capilares.

A continuación se detalla el modelo como fue planteado en (Hribernik, 2007)

2.3.1 Agua en aceite

Para encontrar la solubilidad del agua en el aceite se parte de la premisa de que existe la máxima concentración del agua en el aceite, es decir el aceite está saturado. La concentración de la saturación es altamente dependiente de la temperatura, sobre ese límite el agua empieza a formar gotas en suspensión. Se puede definir entonces a la concentración del agua en el aceite como:

Donde m_{H_2O} es la masa total del agua en el aceite y donde m_{oil} es la masa total del aceite seco. Debido a las bajas magnitudes de estas concentraciones esto se suele expresar en partes por millón (PPM) también puede ser $\mu g/g$.

En (Hribernik, 2007) se detalla que la máxima concentración del agua en el aceite puede expresarse como una función de la temperatura T a presión normal, la forma de Arrhenius es:

Esta fórmula corresponde a una aproximación experimental de la característica de solubilidad, y además para los factores A y B los valores suelen diferir de manera importante entre cada uno de los autores para este modelo se utilizan los valores de Oommen tal como se enuncian en (Yanqing, D et al, 1999) los cuales son $A=7.42$ y $B=1670$.

También con el propósito de generar una ecuación de equilibrio el contenido de agua h_o también puede ser expresado como la concentración absoluta del agua contra la concentración que produce la saturación, entonces para las condiciones de temperatura y presión la humedad relativa es:

De esta manera la humedad relativa también puede ser expresada en términos de contenido de vapor de agua en relación con el vapor de saturación. Esto se expresan como presión parcial p_o en las condiciones de un sistema cerrado de aire y aceite en condiciones de equilibrio estas presiones de vapor se pueden determinar. La presión de saturación del vapor $p_{O,max}$ también es dependiente de la temperatura. La formula de Magnus es una excelente herramienta para determinar la presión de saturación del vapor de agua.

Donde a es un factor para introducir la temperatura en grados centígrados, y los parámetros a y b han sido determinados experimentalmente para una temperatura de 0°C como $a=1.5$ $b=235$ y sus unidades son en hectopascales [hPa].

Se ha determinado entonces que bajo condiciones de equilibrio las humedades relativas del aire y el aceite son idénticas ya que estas funcionan como el motor que acciona el proceso de difusión, por lo tanto el contenido de agua en el aceite h_o se puede definir también como:

2.3.2 Humedad en los aislamientos

Se define como aislamiento a las partes de material aislante sólido como las cintas de papel, cilindros de cartón anillos separadores, etc. Están hechas de papel de celulosa blanqueada en sulfato, la celulosa está compuesta por cadenas de anillos de glucosa, la cual forma la fibra que compone la estructura del papel. Todos estos componentes han sido previamente deshidratados para su uso como aislamientos.

Como propiedad se puede observar que el papel puede contener mucha más humedad que el aceite. Esta humedad se absorbe como vapor libre, y agua líquida en los capilares que son los espacios entre las fibras. También de la misma manera la concentración de agua en el papel c_p puede ser definida como.

Donde $m_{\text{H}_2\text{O}}$ es la masa del agua contenida en el papel y m_p es la masa del papel seco sin aceite. Este valor se suele expresar en %. De manera similar al aceite con la presión parcial del agua en un sistema de aire y papel se puede expresar la misma concentración como sigue:

Donde p_w es la presión parcial del vapor de agua en mmHg

2.3.3 La interfase aceite papel.

La concentración de agua en la interfase aceite papel obedece también a las condiciones de equilibrio alcanzado después de que se estabilizaron todos los procesos de difusión. Ya se mencionó antes que las fuerzas que conducen el proceso de difusión son las presiones parciales del vapor, en el caso de

una distribución de temperatura homogénea las concentraciones de saturación de agua en aceite y agua en el papel son idénticas, creándose así la condición de equilibrio.

En (Hribernik, 2007) se parte de los estudios teóricos de una sistema en equilibrio de aceite-papel-aire, donde se asume que las concentraciones de saturación relativas en todo el medio son idénticas. Entonces el cálculo de las concentraciones en el aceite y en el papel se puede realizar evaluando y sustituyendo en las ecuaciones de saturación y de humedad relativa.

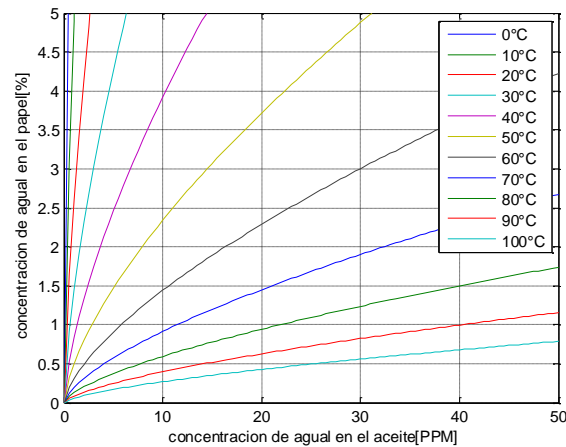


Figura 2.11 Modelo del proceso de difusión en el papel

2.3.4 Cálculo de la difusión en el papel

Se ha observado que a diferencia del papel seco, el papel impregnado de aceite permite un único proceso y es que el agua se distribuya en el papel por medio de un proceso de difusión. Este proceso ha mostrado en distintos estudios que es altamente dependiente de la temperatura. A diferencia del agua en aceite donde ésta se propaga a través de procesos de convección y difusión, en el papel el agua solamente se puede propagar a través del proceso de difusión, el cual es debido a gradientes de concentración.

Entonces queda claro que los factores que afectan el proceso de difusión de agua en un sistema de papel impregnado en aceite son:

- La dependencia de la temperatura en la solubilidad del agua en el aceite y el papel.
- La dependencia de la temperatura de los coeficientes de difusión.

Para plantear el modelo de equilibrio de humedad en un sistema papel aceite, se propone como primera aproximación un sistema de una dimensión para estudiar la interacción del aceite y el papel durante los procesos de difusión del agua. El modelo representa el grosor de una capa de papel con un espesor d_p el cual está rodeado en sus dos lados por un volumen de aceite, para este modelo también

se denotan a las masas del aceite y el papel m_o y m_p . La frontera entre el aceite y el papel está compuesta por la superficie A_p . Es necesario asumir que la capa límite entre el aceite y el papel está en condiciones de equilibrio, esto está sustentado por el hecho de que la velocidad del aceite tiende a cero cuando se aproxima a una superficie. Entonces con estas condiciones se puede establecer que las curvas de equilibrio $f(c_o)$ son las que establecen las condiciones en el borde de la capa de papel, para el modelo de simulación.

Los trabajos realizados para determinar la dependencia del coeficiente de difusión D de la temperatura son presentados en (Yanqing, D et al, 1999). Estos investigadores definieron la siguiente relación.

$$D = D_0 \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right)$$

Donde $T_0=298K$, $E_a= 8074 K$ y $D_0 = 1.5 \times 10^{-10} m^2/s$. Los valores de estos paramettros fueron propuestos para papel Kraft, estos valores pueden variar para distintos materiales.

La ecuación de difusión para la distribución de la humedad en el intervalo que representa la capa de papel es la siguiente:

$$\frac{\partial^2 c}{\partial x^2} = \frac{1}{D} \frac{\partial c}{\partial t}$$

La cual está en función de la posición en la capa de papel x y el tiempo t . Además las condiciones de frontera en los bordes del papel $c = c_o$ en $x = 0$ y $x = L$.

$$c = c_o \text{ en } x = 0 \text{ y } x = L$$

En donde $f(c_o)$ son las curvas de equilibrio.

Ahora para iniciar los cálculos se requiere de la condición inicial.

Al utilizar un perfil de temperaturas $T(t)$ en función del tiempo, el coeficiente de difusión D y las condiciones en la interfase papel aceite que están en función de la temperatura, quedan por lo tanto en función del tiempo.

Con el propósito de realizar una simulación numérica a través de algún software la variable de distancia se discretiza de la manera siguiente:

—

Dividiendo el grosor del papel d en n muestras, y la segunda derivada parcial de x se aproxima a su forma discreta:

—

La ecuación parcial diferencial se transforma en un sistema de n ecuaciones diferenciales ordinarias de esta manera estas ecuaciones pueden ser resueltas con los métodos simples para ecuaciones diferenciales.

—

En cada una de las ecuaciones que forman este sistema, estas representan cada una de las capas que forman el sistema, en estas se puede observar que cada capa tiene relación solamente con sus capas vecinas, al ordenar las ecuaciones se observa que el orden de los coeficientes, se puede representar con una matriz, la cual tiene tres diagonales con los valores de los coeficientes de cada ecuación, y el resto de valores sería cero, a esta matriz se le llama matriz tridiagonal y se suele representar en las ecuaciones matriciales como:

Donde a , b y c son los coeficientes que se repiten en cada una de las diagonales.

Se puede notar que en los eigenvalores de la matriz A se tiene un sistema de ecuaciones diferenciales rígida, por lo que se requieren algoritmos capaces de resolver ecuaciones rígidas sin que estos se vuelvan inestables y provoquen resultados erróneos.

Una ecuación diferencial rígida es aquella cuya solución tiene términos que dependen de una variable independiente de forma muy distinta, se puede observar cuando se realiza la resolución numérica de este tipo de sistemas, puede ocurrir volatilidad en los valores numéricos obtenidos debido a errores de redondeo o truncamiento.

Para la utilización del sistema se necesitan introducir condiciones de frontera, para ello se introduce la matriz B de la siguiente manera:

—

También u se define como:

que es el vector de entrada de la concentración del agua en los bordes del papel. La concentración en la interfase aceite papel, $C_{a,p}$, está determinada por las curvas de equilibrio de la relación entre la concentración de agua en el aceite y del agua en el papel. Los coeficientes del vector u deben también ser escalados de acuerdo a las dimensiones de las capas de papel y el número de partes discretas por lo que éste se multiplica por el vector B que se define como:

—

Si en condiciones iniciales el sistema se encuentra en equilibrio, los perfiles de concentración se mantienen estables en su valor inicial, pero si la concentración en los bordes de la capa de papel cambia entonces se hace presente el proceso de difusión, que es simulado por el sistema de ecuaciones que a su vez es una función del tiempo.

2.3.5 Balance del contenido del agua entre el aceite y el papel

Para terminar de construir el modelo de humedad en el transformador se debe conocer también la manera en que se distribuye el agua por todo el sistema.

Se puede comenzar asumiendo que el sistema del transformador dado que está en un tanque hermético con cierta integridad, es un sistema cerrado. Para un sistema cerrado la masa total del agua se puede expresar con una ecuación de equilibrio simple dada por.

En este modelo figuran en general la masa agua contenida en el papel $m_{w,p}$ y la masa de agua en el aceite $m_{w,o}$. Además, si se trata de representar un sistema parcialmente sellado las ecuaciones serían expandidas a un término adecuado. En el caso más simple se puede modelar como un aumento constante en la masa total contenida por el sistema la cual parte de una masa total inicial $m_{w,i}$.

Donde la variable α_d es una razón de aumento de la humedad. Es posible reemplazar por funciones $f(t)$ más complejas que expresen una razón de cambio más real.

Como una visión general los cambios en la temperatura son los que determinan la cantidad de agua que es almacenada por el papel, dado que la masa total de agua es constante en todo el sistema el aceite también es afectado por los cambios.

2.4 Descripción del modelo de simulación

Para la creación del modelo de simulación del transformador se construyó un diagrama de bloques con el software de Simulink de Matlab™ que se puede observar en la figura 2.12, en el cual se modela el intercambio de señales entre las ecuaciones de difusión de la capa de papel y la ecuación de equilibrio del contenido de agua.

—

Se utilizó un modelo de simulación para analizar transformadores en condiciones de falla, en condiciones de operación límite y condiciones óptimas de operación, a este modelo se le pueden variar sus parámetros de tal manera que pueda simular una gran variedad de transformadores con aislamientos de papel aceite. Este modelo de simulación se basa en la aplicación de las ecuaciones de difusión ecuaciones de equilibrio, y tablas de vapor. El modelo en el que se basa el trabajo es un modelo de una dimensión, el cual se utiliza un perfil simple de la temperatura promedio o temperatura en la parte media del cuerpo del transformador, por lo que se tiene solamente un estímulo o señal de entrada.

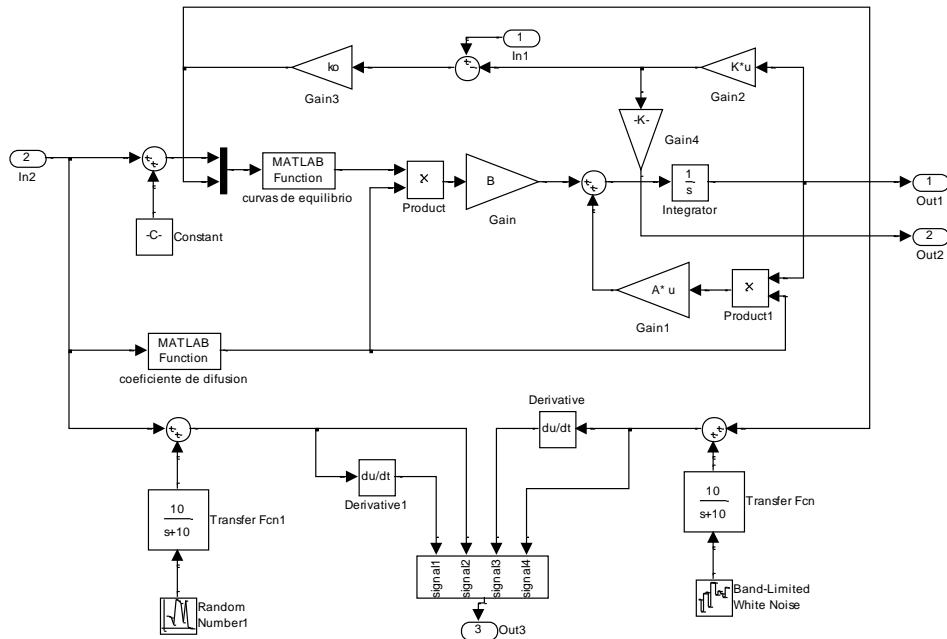


Figura 2.12 Modelo de Simulink

2.4.1 Pruebas del modelo de simulación

Para verificar la correcta reproducción del modelo de simulación se realizó la misma simulación para el transformador especificado en la literatura. El cual tiene las características las siguientes:

| | |
|---|--------------------|
| Masa seca de el papel | $m_p = 50$ kg |
| Masa del aceite | $m_o = 350$ kg |
| Concentración inicial de agua en el papel | $C_{p,0} = 1.95\%$ |
| Concentración inicial de agua en aceite | $C_{o,0} = 85$ ppm |
| Grosor del papel | $d = 4$ mm |
| Numero de capas de discretización | $N = 50$ |

Dado que este modelo no contiene estados iniciales, se tiene que partir la simulación desde cero y encontrar el punto en el que se estabiliza el sistema, para ello teniendo las concentraciones iniciales establecidas en la tesis, y la temperatura desde la cual partirá la simulación.

En primer lugar, se procede a calcular el contenido total de agua del sistema para el caso de la simulación, la cual queda en el valor aproximado de $m_{h_2o} = 1$ Kg. Tomando esto en cuenta, se determina el periodo de estabilización del sistema y se modifica el perfil de temperatura del experimento, para que dé al sistema tiempo de estabilización antes de que se presente la perturbación.

La señal de estímulo después de un tiempo de estabilización es un escalón con pendiente de descenso de 90 a 50°C en un periodo de diez horas.

El perfil de temperatura quedaría como sigue.

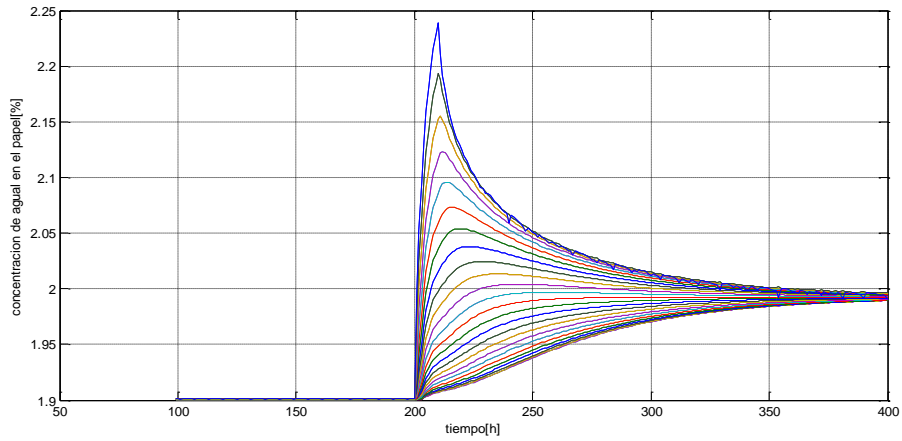
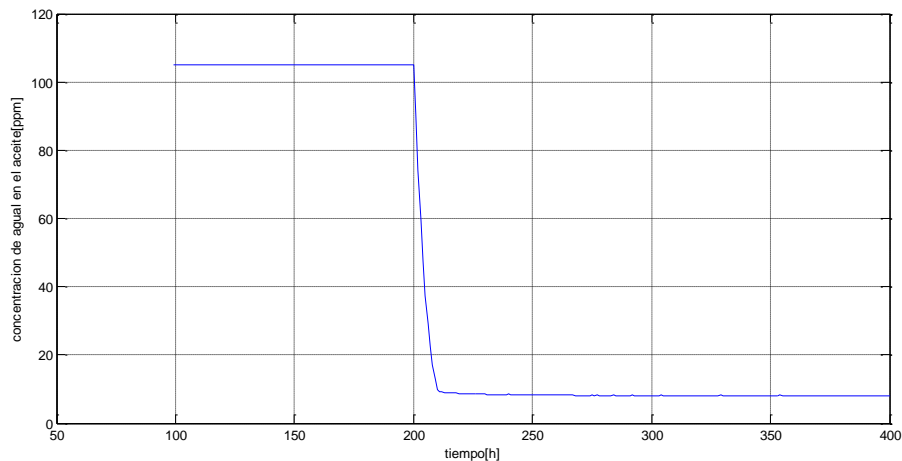


Figura 2.13. Perfil de humedad en el papel



Figuras 2.14. Correspondientes al experimento de revisión de reproducibilidad de la simulación con respecto a (Hribernik, 2007)

2.4.2 Modelo del transformador en uso

Las características del transformador en el que se trabajó el modelo de fallas, son las provistas por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), las características y su respuesta al mismo estímulo que del ejemplo anterior son las siguientes:

Masa seca de el papel

$$m_p = 7.9 \text{ kg}$$

Masa del aceite

$$M_o = 466.188 \text{ kg}$$

| | |
|---|-------------------------------|
| Concentración inicial de agua en el papel | $C_{P,0}= 1.471[\%]$ |
| Concentración inicial de agua en aceite | $C_{O,0}=71.67[\text{ppm}]$ |
| Grosor del papel | $d= 4 \text{ mm}$ |
| Numero de capas de discretización. | $N= 50$ |
| Contenido Total de agua | $m_{H_2O}= 0.150 [\text{kg}]$ |

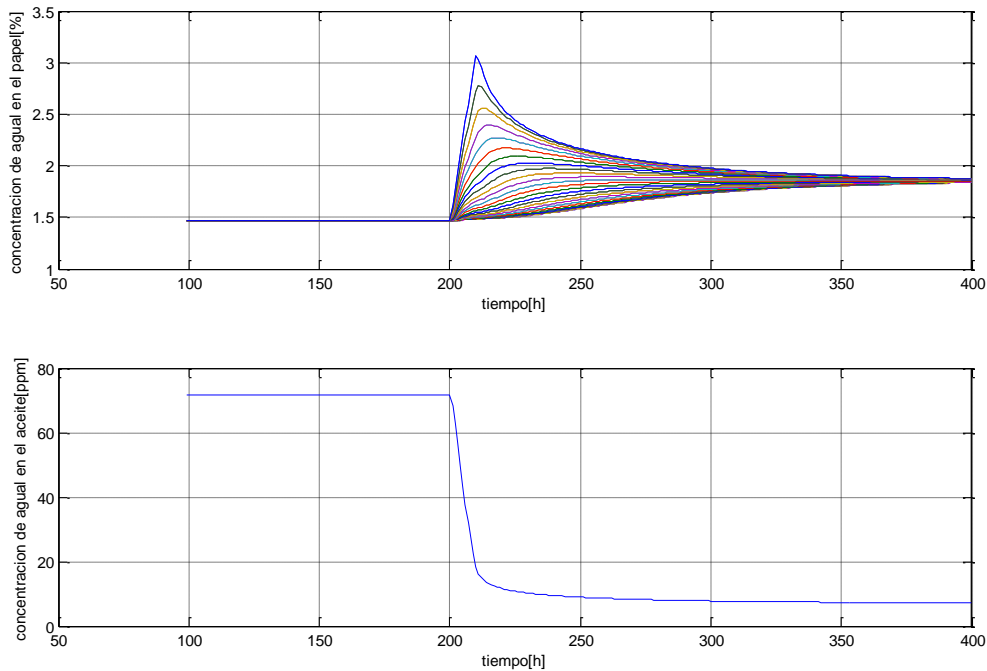


Figura 2.15. Gráfica de concentraciones del agua en papel y en aceite

Como se puede observar la velocidad con que ocurre el proceso de difusión en el agua es casi idéntico, pero en el caso de la velocidad con la que el aceite cede su agua se observa una curva más suave cuando ocurre el estímulo, esto significa una velocidad más lenta en el sistema al momento de equilibrar el contenido de humedad entre el aceite y el papel.

2.3 Condiciones de falla del transformador

Para determinar los casos en que se considera la falla en el transformador se estudiaron las fallas más comunes que existen, relacionadas al sistema de enfriamiento y a los aislamientos del mismo pueden estar relacionadas o ser consecuencia unas de otras. Las fallas según (Hribernik, 2007) están relacionadas a problemas mecánicos, a las características dieléctricas, y a aspectos térmicos. Es decir, estas fallas están asociadas de una manera u otra al envejecimiento, por lo que se incluyen las fallas debidas a detalles químicos y al envejecimiento como una sola categoría.

Los componentes que están involucrados en el funcionamiento normal del transformador son los embobinados con los que están incluidos los aislamientos de celulosa, el núcleo, aceite, el tanque principal, las boquillas de salida y por último el cambiador de derivaciones.

Las estadísticas de fallas de los transformadores de potencia en México tomadas por la CFE indican que el 49% de las fallas son relacionadas con problemas de aislamiento en los devanados, 26 % a boquillas, 10 % al cambiador de derivaciones, 3% son explosiones con incendio, 2 % al núcleo y 10% a otras causas (Comisión Federal de Electricidad, 1999).

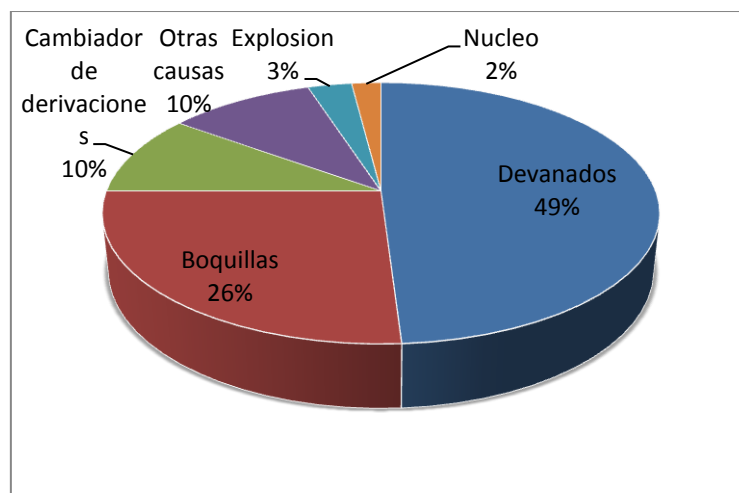


Figura 2.16 Estadística de fallas en transformadores de potencia 1983-1998 en la red de CFE

Se puede observar entonces que las fallas más frecuentes que ocurren dentro del transformador son debidas a problemas en los devanados por lo que un sistema de detección de fallas específico para estas fallas es de gran importancia. Es por eso que conviene crear un sistema de diagnóstico de fallas para el transformador que monitoree el estado de los aislamientos en los devanados.

Fallas relacionadas al dieléctrico.

La ruptura dieléctrica y la consecuente aparición de arcos eléctricos en los embobinados puede derivar en corto circuito y el apagado del transformador.

El envejecimiento del aislamiento y el aceite es uno de los resultados del sobrecalentamiento, la entrada de contaminantes y humedad en el tanque del transformador. El envejecimiento de los aislamientos es el principal factor que afecta la rigidez dieléctrica del transformador, disminuyéndola significativamente, con la disminución de esta existe entonces el peligro generarse arcos eléctricos, y de que se perforase el dieléctrico produciéndose así un corto circuito.

2.3.1 Condiciones de operación

Perfil de temperaturas

El perfil de temperatura se considera una señal periódica con un periodo de 24 horas en donde su temperatura mínima es 56°C para un régimen de carga del 60% de su carga nominal, y la máxima de 93°C para un régimen de carga del 110%, tomando en cuenta una temperatura ambiente de 30 °C. Sobre estas cifras parten los estimados en los transformadores de potencia para líneas de transporte que es donde se registra el ciclo de demanda de carga.

Se ha establecido un perfil de temperaturas de acuerdo al comportamiento de la carga estudiada en (Strongman, B. & Harris, K., 2002), este perfil de carga se puede tomar como ejemplo para crear un perfil de temperatura típico del ciclo diario de carga de un transformador en el cual se contemplan al inicio del día la poca carga que hay en el sistema antes de que inicien las actividades del día. El aumento gradual de carga en el transcurso del día llega a la máxima demanda al comenzar la noche cuando el consumo de energía por las actividades diarias aumenta con el uso de alumbrado. Conforme avanza la noche y cesan las actividades también lo hace la demanda de energía quedando solamente la carga del alumbrado público. Dado que este comportamiento es cíclico en el sistema estarán presentes componentes de frecuencia en las variables de salida del sistema.

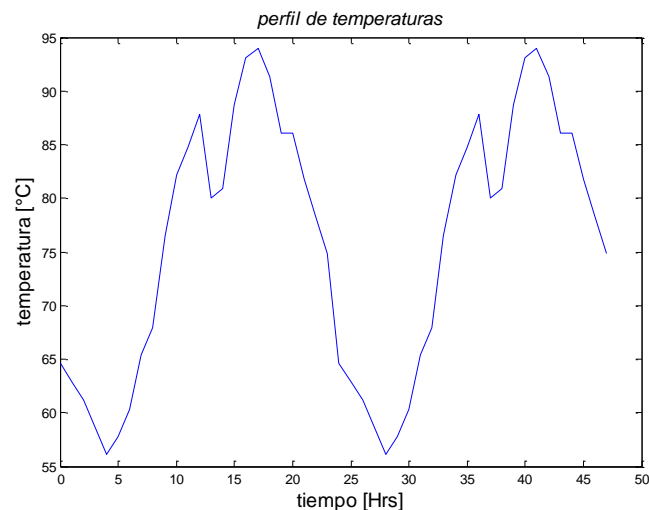


Figura 2.17 perfil de temperaturas para el modelo del transformador

Máxima humedad permitida y su relación con la vida útil

De acuerdo a (Oommen, 1984) el nivel máximo de impurezas contenidas en el papel para que se reduzca de manera importante en su rigidez dieléctrica está entre 2 y 3%. Además la contaminación afecta las fibras de papel causando su despolimerización. Para las unidades nuevas el nivel máximo de contaminación debe de ser menor al 0.5%. Todos estos valores vienen de la experiencia de trabajo con

estos dispositivos en campo, y resultan casi iguales para cualquier otro tipo de aislamiento de papel impregnado con aceite. Por supuesto estos valores pueden variar dependiendo del valor de la rigidez dieléctrica que se considere crítica para la aparición de una falla. Entonces para propósitos de la simulación de este modelo la humedad máxima se define como 2.5% que está en el intervalo indicado por la literatura.

Capítulo 3

Modelo de Detección de fallas con procesamiento de señales

3.1 Método de diagnóstico basado en análisis de componentes principales

3.1.1 Análisis de componentes principales (PCA)

La finalidad del método de componentes principales (*Principal Component Analysis*) es de reducir las dimensiones de un grupo de datos considerando el número de variables interrelacionadas, en tanto se retengan lo más posible los datos sobre el comportamiento del sistema, que están presentes en el grupo de datos, separándolos de lo que se llamaría ruido, según lo mencionado en (Isermann, 2006). Para ello se realiza la transformación de los datos medidos hacia un nuevo grupo de variables llamadas componentes principales las cuales no están correlacionadas entre sí.

Las transformaciones al grupo de datos inician tomando a éste como un vector \mathbf{x} de m variables medidas en el sistema, estas pueden ser entradas o salidas de un proceso, de éste se toman las varianzas y las correlaciones entre cada uno de los datos.

El objetivo de esto es obtener un juego considerablemente menor de variables $r < m$, el cual retenga la mayoría de la información contenida en las varianzas y las covarianzas.

La forma en que esto se realiza es tomando un juego de vectores ortogonales en la dirección en que la mayoría de las variaciones ocurra, de esa manera unos pocos componentes principales son suficientes para observar la variancia de los datos.

La figura 3.1 muestra la forma en que se puede realizar la detección de fallas a través del análisis de componentes principales, la idea es que mediante este método se pueda generar un vector de residuos \mathbf{R} , el cual tiene por característica la reducción en el ruido de las variables, de esta manera estos residuos pueden ser analizados mediante los métodos conocidos de detección de fallas.

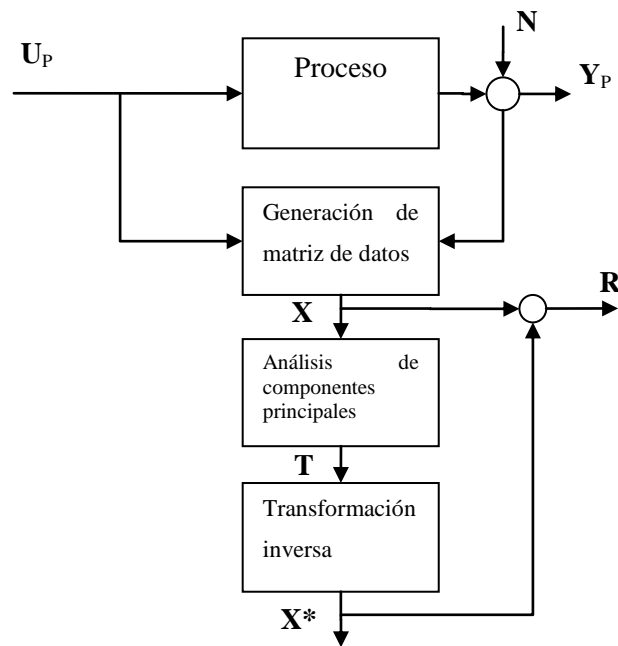


Figura 3.1 Esquema de cómo generar un juego reducido de variables T a partir del juego original $X^T=[U_p, Y_p]$, y la transformación reversa a las coordenadas originales X^*

El objeto de este método consiste en transformar una matriz de datos con m variables

Con N mediciones en una nueva matriz de datos

La cual contiene también N mediciones, y es de menor dimensión. Puede ser obtenida mediante la matriz de transformación.

Donde la matriz de transformación es.

Esta matriz debe de ser orthonormal, y tiene las propiedades de:

También se puede regresar de la transformación.

De la literatura (Verde, C et al., en prensa 2012) la matriz \mathbf{T} se conoce como la matriz de registro de datos, y \mathbf{P} que contiene los vectores de la matriz de transformación se utiliza para obtener la mayor variabilidad de las variables normalizadas y apunta hacia la eliminación o disminución del ruido. Como una ayuda para el análisis, la relación se puede escribir como sigue:

Para encontrar cada uno de los elementos se debe de resolver la ecuación para cada uno de los elementos individuales.

Queda entonces como condición que:

Para poder realizar la resolución de este problema se auxilia del método de los multiplicadores de Lagrange. Para cumplir la condición de que las componentes sean ortonormales, y después de aplicar el método, se llega a la ecuación vectorial.

Dónde.

Se puede observar entonces que es una ecuación de eigenvalores clásica donde los multiplicadores serían un eigenvalor y un eigenvector de la matriz llamada matriz de correlación.

Para obtener la matriz de correlación total del sistema, se le debe dividir entre $N-I$, que es un factor de escala, que coloca el rango de valores de $\mathbf{X}^T\mathbf{X}$, en el mismo rango que las variables del sistema del cual se obtuvo.

De la ecuación para obtener los vectores valores t_j que posean la máxima varianza se debe entonces seleccionar los máximos eigenvalores. Según (Verde, C et al., en prensa 2012). Una propuesta adecuada para seleccionar los eigenvalores y generar el espacio de dimensión r es el método SCREE enunciado por (Cattell, 1966). El cual propone ordenar cada uno de los eigenvalores de mayor a menor, donde el eje ordenado enumera cada uno de los valores propios, y realizar un

análisis gráfico, donde se busca identificar un punto de inflexión en la curva que se forma de trazar cada uno de los puntos, entonces se seleccionan los valores a la izquierda del punto de inflexión, y el orden r de la matriz es el numerador del inmediato anterior al punto de inflexión.

De esta manera con los vectores propios correspondiente a los valores propios seleccionados, se procede a ensamblar la matriz de transformación \mathbf{V} , donde $\mathbf{V} = [\mathbf{v}_1 \ \mathbf{v}_2 \ \dots \ \mathbf{v}_r]$, con esta se puede calcular además la nueva matriz \mathbf{T} de datos usando la fórmula:

De acuerdo al diagrama de la figura 3.1 la ecuación que se obtiene para regresar a la matriz de datos \mathbf{T} al sistema original de datos es:

La matriz de datos \mathbf{D} según (Isermann, 2006) está compuesta por las variables originales, sólo que se les ha eliminado el ruido y las varianzas pequeñas que no se relacionan con el sistema.

El análisis de componentes descrito es utilizado para comportamiento en estado permanente con variables que fluctúan. También y según la literatura el PCA puede ser también utilizado para procesos dinámicos expandiendo la matriz de datos con muestras con retrasos en el tiempo construyéndola de la siguiente manera:

Donde w es el número de retrasos contemplados para el modelo de la matriz de dimensión $(n \times (p + w))$, donde p sería para este caso el número de variables del proceso.

También es posible que en lugar de retrasos se usen derivadas sucesivas de cada variable y así construir la matriz de datos

Además y dado que siempre existe una diferencia entre las magnitudes de cada variable y sus unidades en (Verde, C et al., en prensa 2012) se recomienda normalizar los datos con respecto a su media y desviación estándar, donde cada vector de datos correspondiente a cada variable se normaliza de acuerdo a la siguiente fórmula.

Para \bar{x}_j donde \bar{x}_j y s_j son la media y desviación estándar de cada columna.

3.1.2 Algoritmo de caracterización del sistema.

Para poder realizar la aplicación del método de componentes principales se tienen establecidas etapas sucesivas, algunas se pueden omitir pero la literatura sugiere que se realicen en el siguiente orden.

- 1) Construir la matriz de datos X ya sea para un sistema en estático o para un sistema dinámico, aplicando retrasos o derivadas. Esta recolección de datos se realiza con el sistema en condiciones normales de operación y con valores de las variables que estén dentro de todo el rango de salida y con la máxima variación.
- 2) Obtener los parámetros estadísticos de las variables de entrada varianzas s_j^2 y medias \bar{x}_j .
- 3) Formar la matriz de datos normalizados Z .
- 4) Generar la matriz de correlación $R = Z^T Z / (n-1)$.
- 5) Calcular las parejas de vectores propios y valores propios de la matriz de correlación
- 6) Trazar los valores propios de la matriz, ordenados de mayor a menor y la numeración entera en el eje de las abscisas y determinar dónde aparece el punto de inflexión. En (Cattell, 1966) se recomienda que el valor λ_r retenga el 80% de la información en espacio de componentes principales.
- 7) Construir la matriz de vectores de carga y residuos con base en los valores de r vectores

Con respecto a sistemas dinámicos y estáticos, un sistema dinámico es un sistema cuyos parámetros internos (variables de estado) cambian con el tiempo, como es el caso de un sistema realimentado el cual cambia los parámetros del sistema de acuerdo al valor de las variables de salida. Un sistema estático es aquel cuyos parámetros internos son fijos y su respuesta a los estímulos no varía.

En (Verde, C et al., en prensa 2012) el algoritmo de caracterización del sistema también se le denomina como “algoritmo de entrenamiento”, pudiendo variar con cada autor.

3.1.3 Entrenamiento para el sistema detección de fallas del transformador

La selección de las variables que se tiene en el modelo de simulación se hace a partir del criterio de que las variables del transformador tienen que poder ser medidas con el transformador estando en línea y bajo el régimen normal de funcionamiento. Las variables presentes en el modelo de simulación son las correspondientes a:

- Temperatura promedio de entrada del aceite en el tanque.
- El contenido de humedad promedio en el aceite

- El vector de valores de humedad en el perfil discretizado del papel

También se debe de mencionar que al modelo de simulación se le ha agregado una señal de ruido, la cual representa el ruido inherente de los sensores y las variaciones en las lecturas del sistema del al menos 10% del los valores reales. Bajo estas condiciones se realizó la corrida de las simulaciones tanto del sistema en condiciones normales de operación como del sistema con un contenido total de agua fijo. De esta simulación se obtuvo una matriz de datos históricos del sistema, primero de datos históricos se obtiene su media, su varianza y se normaliza con respecto a estos datos, para después generar una matriz de correlación y obtener los eigenvalores de la misma. A este proceso se le llama estudio de componentes principales del sistema, del cual se obtendrán la matriz de transformación de componentes principales.

En este modelo las variables de entrada y salida que pueden ser medidas son la temperatura del tanque y el porcentaje de humedad en el aceite.

Aunque en el modelo del transformador también aparece como variable de salida el perfil de humedad en el papel, se ha determinado que no es posible tener una lectura directa de estos valores en experimentos de campo, y mucho menos cuando está en línea, por lo que esta variable no será tomada en cuenta en el análisis de componentes principales PCA. Algo que se agrega a este modelo es la capacidad de variar el contenido total de agua del transformador mediante la introducción de éste como una variable de entrada dentro del modelo de simulación.

Para determinar las condiciones normales de operación primeramente se busco el momento, dentro del perfil de temperaturas, en que se encontraba una humedad máxima en los aislamientos de papel y después se procedió a determinar con base en el porcentaje máximo de humedad permitida por los aislamientos, el contenido máximo total de agua en el sistema. Según (Oommen, 1984) los porcentajes en los que se puede observar que la rigidez dieléctrica en el papel comienza a decaer de manera más importante son entre el 2 y el 3%, ya que una baja importante en la rigidez dieléctrica de los aislamientos puede provocar la aparición de arcos eléctricos, es entonces que en este porcentaje se puede considerar una condición de falla.

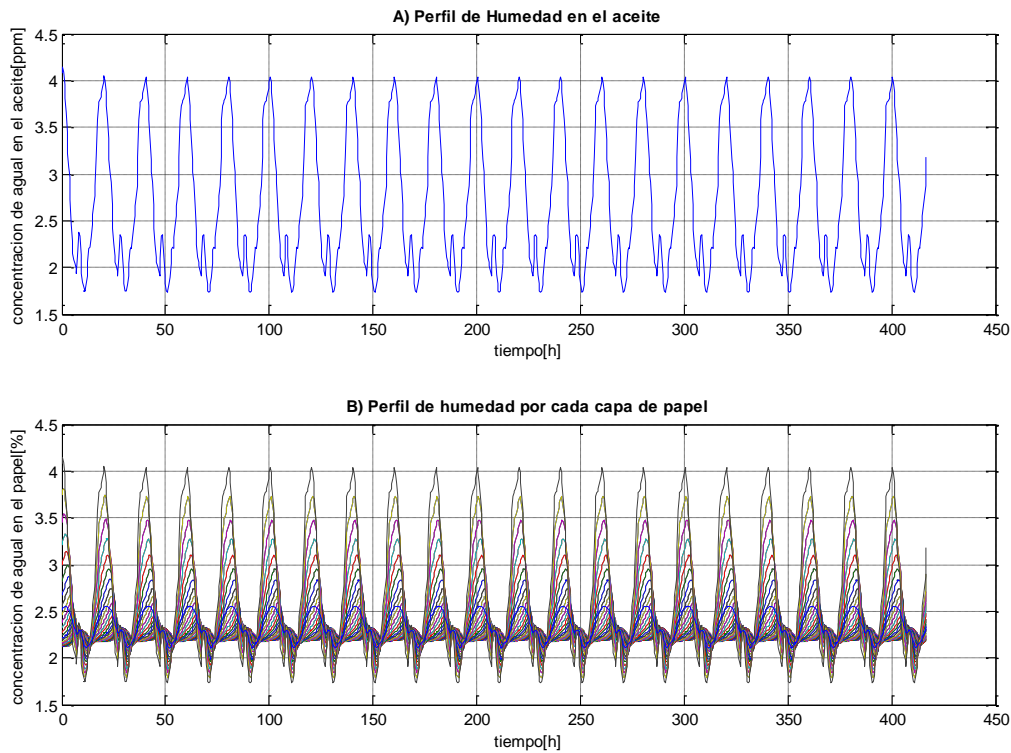


Figura 3.2 Graficas de la simulación a) Perfil de humedad en el aceite. b) Perfil de humedad en las capas de papel

En el perfil discretizado del papel debido a los fenómenos de difusión existentes se debe tomar en cuenta que la humedad en el aceite no es la misma en cada una de las capas de papel, tal como se ve en la figura 3.2b. Es por esto que se consideró la humedad promedio de todo el papel, presentada en la figura 3.3, ya que la ruptura dieléctrica ocurre en todo el espesor del papel. Ésta se puede establecer como el inverso del contenido de humedad del aceite, figura 3.2a. Entonces se considera que el transformador tiene un comportamiento normal cuando la humedad máxima en el aceite no supera el 2.5%, para un perfil de temperaturas que corresponda a un transformador con carga que represente el máximo y el mínimo de demanda.

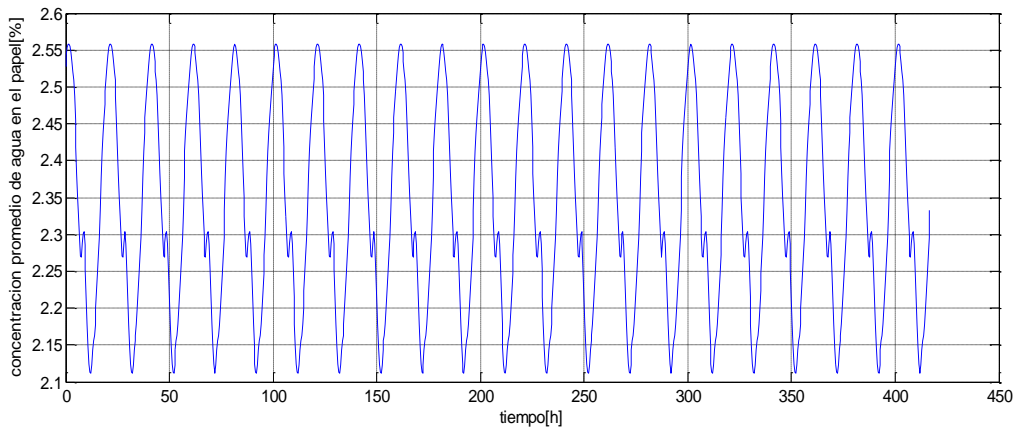


Figura 3.3 Humedad promedio en la capa de papel

Con estos datos se genera el vector de datos X que contiene las características de un transformador en condiciones cercanas al umbral de falla.

Para poder realizar el análisis dinámico de componentes principales se decidió utilizar las derivadas sucesivas de las variables del sistema; en este caso la primera derivada de cada una y así generar la matriz aumentada de datos.

Para obtener las derivadas de los vectores del sistema, dado que el tiempo de muestreo queda establecido en una hora, el sistema de adquisición de datos puede generar las derivadas que son necesarias utilizando muestras intermedias en el tiempo de adquisición y así haciendo que la derivada discreta se aproxime mas a la derivada continua —.

El vector de datos del sistema es entonces ensamblado quedando como sigue:

Donde las medias y las varianzas para la simulación de funcionamiento de 500 horas son:

| Características | Media | Varianza |
|-------------------------|---------|----------|
| Temperatura | 0.1385 | 4.8916 |
| Derivada de temperatura | 75.9804 | 12.1295 |
| Humedad en el aceite | 0.17 | 8.5122 |
| Derivada de la humedad | 74.8916 | 24.9118 |

Tabla 3.1 estadísticos de las variables del sistema

La matriz de correlación para el vector de datos es:

Donde los valores propios de la matriz son:

Con los valores propios ordenados de mayor a menor se construye la grafica SCREE como se observa en la figura 3.4. De la aplicación del método SCREE se concluye que la dimensión del vector de componentes principales es .

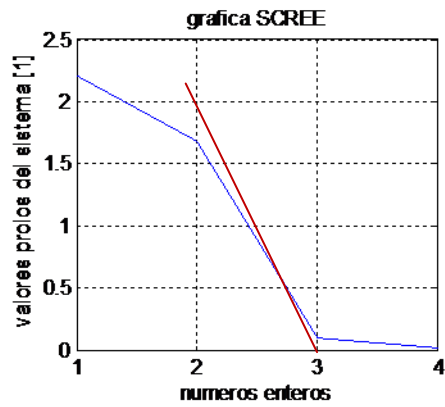


Figura 3.4 grafica SCREE

Después se procede a construir la matriz de vectores de carga, con esto se puede dar por concluido el proceso de aprendizaje obteniendo la matriz.

3.2 Detección de fallas con PCA

La forma que se propone para realizar la detección de fallas en tiempo real para el proceso de aprendizaje descrito anteriormente se realiza de la siguiente manera y de acuerdo al siguiente esquema según se ha descrito en (Isermann, 2006).

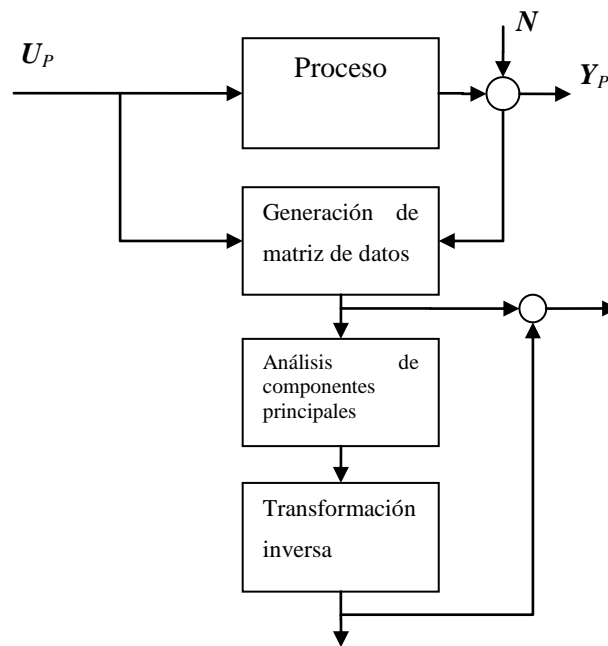


Figura 3.5 esquema de generación de residuales

La forma de realizar la detección de fallas con el análisis de componentes principales puede hacerse de distintas maneras; como lo es la aplicación de métodos de detección de cambio, en este caso se aplicara el principio de prueba de la hipótesis. El algoritmo para realizar la detección de fallas con PCA es el que sigue.

1. Con el tiempo de muestreo ya establecido se deben de tomar las lecturas de todas las variables involucradas y formar el vector X .
2. Normalizar el vector de datos de acuerdo a los parámetros estadísticos de las variables de entrada X en modo de funcionamiento normal (μ, σ) .
3. Realizar las proyecciones de el vector de datos X para obtener el vector de datos reducido Z .
4. Para generar el vector de residuales el R se restan el vector de datos del sistema y el vector de datos reducido Z .
5. Evaluar la hipótesis de falla o de no fallas

La figura 3.6 es el modelo en Simulink® donde se utiliza el sistema de detección de fallas con el modelo del transformador, en este modelo las entradas del sistema son: el perfil de temperaturas y el contenido total de agua del transformador (se puede llamar también como la humedad total del sistema), aunque el contenido de agua del transformador es un parámetro interno, se colocó en el sistema como una variable más de entrada, con el objetivo de introducir la falla en el sistema. Esta variable tampoco se utilizó como variable de entrada en el sistema de detección de falla. En el diagrama del sistema de detección de fallas, se parte del las variables del modelo de simulación, y a éstas se les aplica una normalización cuando éste se introduce al siguiente bloque (bloque de normalización). En el siguiente bloque se pasan las variables por la matriz de transformación, después la salida de esta matriz es sustraída del vector original de variables para formar los residuos; el siguiente bloque es el que se encarga de obtener la media de los últimos N valores, la cual se denomina “media en tiempo real” , es en esta variable donde se aplicará la revisión de los umbrales falla, de esta tarea se encarga el siguiente bloque, el cual tiene un estado verdadero en su salida cuando se ha excedido el umbral de falla.

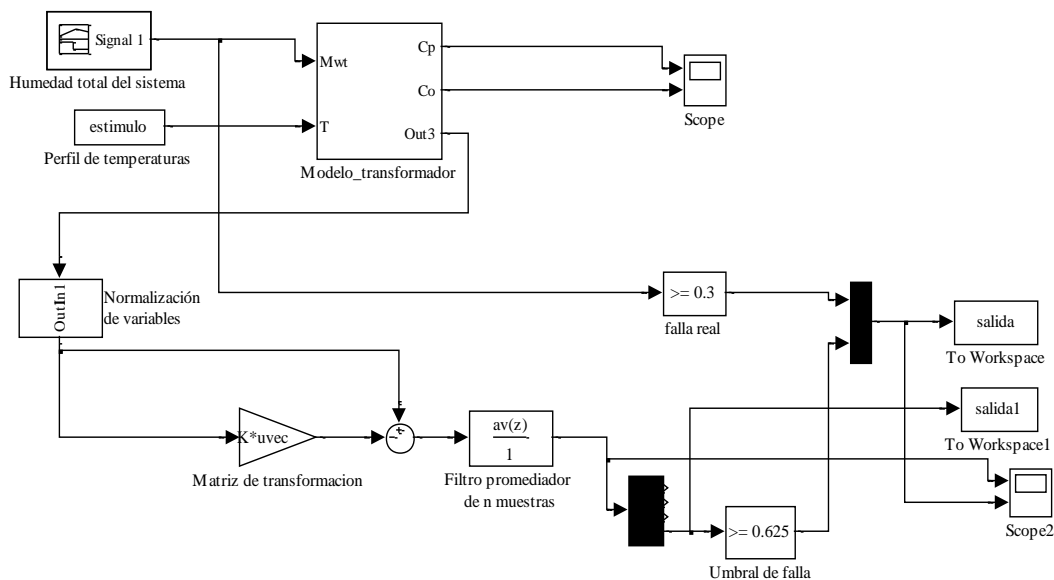


Figura 3.6 Diagrama a bloques del sistema de detección de fallas, bloque de normalización, bloque de generación de alarmas

3.2.1 Aplicación de principio de prueba de la hipótesis para la detección de fallas

En general el principio de la detección de fallas es determinar si se han presentado cambios en sus parámetros, con lo cual se puede determinar o afirmar que existe una falla tomando en cuenta las características estadísticas en los datos estudiados. Según (Verde, C et al., en prensa 2012) el problema se puede formular como una prueba de hipótesis donde el objetivo es aceptar o rechazar una situación posible. Para la detección de fallas el problema se puede plantear como.

- Se plantea H_0 como la hipótesis nula o también como la ausencia de falla donde los umbrales de las señales se encuentran dentro de los valores nominales.
- H_1 se define como una hipótesis alternativa que indica la existencia de una falla y los valores de las señales se salen de los valores nominales.

Las situaciones posibles con respecto a las hipótesis son cuatro:

1. Verdadero Positivo (V P) lo cual implica que se dedujo la hipótesis de presencia de falla H_1 en presencia de falla.
2. Verdadero Negativo (V N) lo cual implica que se dedujo la hipótesis de ausencia de falla H_0 en ausencia de falla.
3. Falso Positivo (FP) lo cual implica que se dedujo la hipótesis de existencia de fallas H_1 , en ausencia de falla.
4. Falso Negativo (FN) lo cual implica que se dedujo la hipótesis de ausencia de falla, H_0 , en presencia de falla.

Se decidió aplicar el principio de prueba de la hipótesis ya que las señales tienen la característica de que cualquier valor debajo de un umbral positivo se considera como funcionamiento normal, y ya que algunas señales no pueden tener ningún valor negativo solamente basta con colocar una alarma simple para indicar fallas en el sensor si fuera el caso de que se recibieran lecturas con valores negativos.

Para las señales de experimentos estocásticos se puede asignar una hipótesis válida a partir de características estadísticas del proceso de estudiado, es muy probable que se presenten además los casos con falsos positivos y negativos.

Cuando la hipótesis de falla tiene una probabilidad aunque sea pequeña, esta se puede estimar con la razón frecuencial $\frac{nf}{n}$ donde son n experimentos y, nf es el número de veces que se presenta la falla.

La probabilidad de que se presente un error en la ausencia de falla α , o *falsa alarma* queda expresado por:

Que corresponde a la falla cuando esta aun no ha ocurrido. La *falta de detección* β se expresa como.

Lo cual corresponde al caso y corresponde a la indicación de que el sistema está en estado normal aun cuando la falla está presente. Los casos complementarios son interpretados como los niveles de confianza α y β .

Para el caso en el que a partir de una sola característica se busca inferir una hipótesis, y se tienen las densidades de probabilidad condicional relativas, por definición se determina el hecho de que sus dominios compartirán un cierto intervalo. Además se debe de buscar el límite α en el cual se acepte la condición H_0 para β y es rechazada para el caso contrario. Es importante observar que con la selección del límite α se puede ajustar la pareja de probabilidades (α, β) .

3.2.2 Desempeño de la prueba de hipótesis

El valor total de la condición de falla **TFC** (*Total Faulty Cases*) queda establecido por la suma de verdaderos positivos y falsos negativos $TP + FN$ y el valor total de la condición normal **TNC** (*Total Non-faulty Cases*) corresponde a la suma de verdaderos negativos con falsos positivos $TN + FP$.

Por otra parte, se puede definir la sensibilidad de la decisión con el cociente de casos verdaderos positivos y los totales de falla $\frac{TP}{TP + FN}$.

Se puede realizar de igual forma la especificidad $\frac{TN}{TN + FP}$.

Para conocer el rendimiento total de la prueba o su capacidad de discriminación es útil la curva ROC (*Receiver Operating Characteristic*) la cual representa la sensibilidad en función de:

$$\frac{FP}{FP + FN}$$

Para esta curva el punto ideal corresponde a la ordenada 1 y la abscisa 0.

3.2.3 Razón de verosimilitud

Un método para calcular algunos estimados de los parámetros estadísticos de procesos estocásticos es la **Máxima Verosimilitud** (*Maximum Likelihood*). Para este método se asume que se conoce el tipo de función de densidad de probabilidad $f(x; \theta)$, parametrizada en θ y que la variable es estadísticamente independiente X_1, X_2, \dots, X_n . Entonces se debe escoger el valor de θ que maximiza la probabilidad de un conjunto de observaciones experimentales.

Para estos casos se crean dos hipótesis los valores de θ con la mayor verosimilitud a partir del conjunto de datos. En detección de fallas los parámetros θ_1 son las hipótesis de falla y la de no falla. Es común que modelen un cambio de valor medio o de varianza bajo el efecto de una falla.

Definiendo entonces.

H_0 como la hipótesis sobre el parámetro desconocido con la densidad de probabilidad

H_0 es la hipótesis contraria con la densidad de probabilidad, y la razón de verosimilitud se definiría como el cociente de las densidades de probabilidad

Se puede probar que si se evalúa ecuación anterior y es mayor a un umbral, la ocurrencia de la hipótesis H_1 es más verosímil que la de H_0 . Con esta prueba se puede rechazar H_1 para pequeños valores de. La selección de requiere cuidado para obtener pequeñas probabilidades de falsa alarma o falta de detección.

3.2.4 Cambio del valor medio

Un caso muy recurrente en el análisis de detección de fallas es la consideración de que la falla provoca el cambio de valor medio de las señales involucradas.

- **Probabilidad de funcionamiento normal.** Asumiendo que se conocen las probabilidades P_0 de que ocurra la hipótesis H_0 de funcionamiento normal, y la probabilidad de la hipótesis de falla. Estas se pueden obtener de la relación n_f/n , a partir de ello el mejor umbral que se utiliza para la razón de máxima verosimilitud es.

$$\eta = \frac{P_0}{P_1}$$

Entonces si la razón de máxima verosimilitud se compara con η .

$$A \stackrel{?}{=} A = \frac{P_{\psi} / H_1}{P_{\psi} / H_0} \stackrel{?}{\geq} \eta$$

Con estas condiciones y de acuerdo al valor de η se puede saber cual hipótesis es más probable que ocurra.

Tomando en cuenta que se está utilizando una distribución normal para las dos hipótesis, se pueden modelar las funciones de probabilidad de cada una de las hipótesis tomando en cuenta que el punto de funcionamiento con el valor medio μ_0 y considerando que se parte de datos normalizados para obtener la desigualdad. Entonces, de acuerdo a la literatura, la decisión de la hipótesis H_1 es:

$$\ln \left(\frac{\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(y-\mu_1)^2}{2\sigma^2}\right)}{\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{y^2}{2\sigma^2}\right)} \right) = \frac{y\mu_1}{\sigma^2} - \frac{\mu_1^2}{2\sigma^2} > \ln \left(\frac{\eta}{1-\eta} \right)$$

Donde:

μ_1 es el valor medio para la hipótesis de falla H_1 .

σ es la varianza de los datos de entrada y .

y es la variable de entrada.

Entonces para cada valor de entrada y el umbral queda definido por:

$$y > \frac{\sigma^2 \ln(\eta)}{\mu_1} + \frac{\mu_1}{2} := \gamma$$

(3.1)

Esta ecuación queda marcada como (3.1) ya que será utilizada posteriormente.

Decisión con ventana de tiempo.

Utilizando el estimado de la media en tiempo real que esta descrita por:

El umbral de decisión contempla ahora el número de muestras N del vector de datos y con la cual se obtuvo la media \bar{y} , y queda de la siguiente manera para H_1 :

$$\bar{y} > \frac{\sigma^2 \ln(\eta)}{\mu_1} + \frac{\mu_1}{2} \quad (3.2)$$

- **Probabilidad de falsa alarma.** Existe además la propuesta de calcular el límite de decisión y_{lim} a partir de elegir las probabilidades de falsa alarma y el valor de confianza para las hipótesis que están dadas por las ecuaciones.

$$\alpha = \int_{y_{lim}}^{\infty} p(y/H_0) dy \quad 1 - \alpha = \int_{-\infty}^{y_{lim}} p(y_{lim}/H_0)$$

De acuerdo a la literatura (Verde, C et al., en prensa 2012), los valores comunes para este parámetro α son 0.05 y 0.01 el valor de y_{lim} puede ser calculado numéricamente mediante iteraciones para el valor α , obteniendo también la razón de verosimilitud.

$$\lambda = \frac{p(y_{lim}/H_1)}{p(y_{lim}/H_0)}$$

Aplicando los valores μ_0 y μ_1 nominales y falla de las hipótesis respectivas en un horizonte N de datos, la razón de verosimilitud se puede expresar como:

$$\ln(\Lambda) = \frac{\mu_1 - \mu_0}{\sigma^2} \left(\sum_{i=1}^N y_i - \frac{N}{2} (\mu_1 + \mu_0) \right)$$

Entonces la decisión de falla para la media entiendo real es:

$$\hat{\mu}_y > \mu_0 + \sigma \frac{\sqrt{2 \ln(\lambda)}}{\sqrt{N}}$$

3.3 Condiciones de falla

3.3.1 Detección de fallas a lo largo de la vida útil del transformador

Tomando en cuenta que el transformador tiene un periodo de vida útil y que a lo largo de esta la probabilidad de falla aumenta conforme esta se acerca al fin de su vida útil. En el modelo de detección de falla esto se refleja en los parámetros de probabilidad de funcionamiento normal los cuales rondan alrededor del $p_0=0.5$ $p_1=0.5$ para evaluar esta variable se realizaron las simulaciones para distintos

valores de estos parámetros, dado que se necesita de un estudio en campo para conocer las probabilidades de falla a lo largo de su vida útil, es conveniente establecer un rango de valores de la probabilidad de falla y cada periodo de vida útil.

Los siguientes parámetros definen a un transformador nuevo $p_0=0.5$ y $p_1=0.5$; transformador medio uso $p_0=0.3$ $p_1=0.7$ cercano al final de su vida útil $p_0=0.1$ $p_1=0.9$. En base a pruebas experimentales se ha encontrado que cuando la humedad promedio llega 3.5% la media en el vector normalizado llega a 1.25

Calculo de las condiciones de falla.

Las condiciones de falla para un transformador nuevo se pueden definir como $\mu = 1.25$ media

$$\mu = 1.25$$

Por ser datos normalizados $\mu = 1.25$ el máximo umbral de μ se calcula utilizando la formula (3.1)

$$\mu = 1.25$$

Por lo que el umbral es $\mu = 1.25$

Este umbral también fue calculado para la media en tiempo real $\mu = 1.25$ en el cual la diferencia con la formula anterior es que se realiza para un numero de muestras N , que para el caso que se está estudiando será con la media para $N=6, N=12$ y $N=24$ muestras.

$$\mu = 1.25$$

Para los umbrales en transformadores que se encuentran en distintas etapas de su vida útil, se establecieron las siguientes probabilidades en su hipótesis de falla: $p_0 = 0.5$ con

$p_1 = 0.5$, y para probabilidades de $p_0 = 0.3$ con $p_1 = 0.7$,

.

Los resultados de calcular el umbral de la media en tiempo real $\mu = 1.25$, para cada uno de los valores anteriores son mostrados en la siguiente tabla:

| Probabilidad de falla | | | |
|-----------------------|--------|--------|--------|
| | N=6 | N=12 | N=24 |
| | 0.6250 | 0.6250 | 0.6250 |
| | 0.5120 | 0.5685 | 0.5968 |
| | 0.3320 | 0.4785 | 0.5518 |

Tabla 3.1 Valores del umbral de con respecto a las probabilidades de falla para cada numero de muestras

3.4. Índices de desempeño

Para conocer el desempeño de un clasificador, éste estudia mediante criterios que evalúan los datos conocidos del sistema en diversos escenarios de falla. Estos criterios describen los porcentajes de los diagnósticos correctos e incorrectos para cada uno de los escenarios de falla que fueron establecidos, para este trabajo se usaron los siguientes criterios.

3.4.1. Matriz de confusión

La matriz de confusión es un indicador mediante el cual es posible visualizar los errores individuales y relativos del clasificador de falla. Permite observar como el sistema confunde escenarios de falla con respecto a los datos conocidos además de que permite evaluar funciones probabilísticas.

La matriz de confusión es una matriz cuadrada en donde los renglones representan las fallas estimadas por el clasificador y las columnas son las fallas reales presentes en el sistema. Cada elemento indica el número de veces que el clasificador confunde el escenario i con el j en un conjunto de N experimentos.

La siguiente fórmula representa el número de veces que el escenario i estuvo presente en el conjunto de datos real.

También para saber el número de veces que el clasificador predijo el escenario se obtiene con.

Una de las funciones de esta matriz es la de poder estimar los porcentajes relativos y totales de las clasificaciones falsas y correctas tales como:

- el porcentaje relativo de una clasificación correcta para cada escenario
- el porcentaje total de clasificación correcta
- el porcentaje de clasificaciones falsas de los escenarios i .
- el porcentaje de errores relativos del escenario i predicho.

De esta manera la matriz suministra la información del porcentaje de los errores tanto de la clasificación individual para cada escenario de falla como la relativa entre los escenarios.

Se acostumbra que al tabular la matriz se presente con dimensiones extendidas para colocar en conjunto con los porcentajes de falsos escenarios y errores relativos. En la casilla inferior derecha se colocaría el error de clasificación total de toda la prueba el cual quedaría como.

—

Se muestra el siguiente ejemplo de una matriz de confusión considerando 4 fallas diferentes. Se practicaron 101 experimentos en total realizados en un sistema electrónico.

| | | | | | | |
|------------------|------------------------------|---------------|---------|---------|---------------------------------------|--------|
| | | | | | Porcentaje de falsas alarmas relativo | |
| Fallas estimadas | Sin falla | 45 | 0 | 7 | 0 | 13.46% |
| | Falla 1 | 0 | 14 | 0 | 0 | 0% |
| | Falla 2 | 3 | 0 | 11 | 2 | 31.25% |
| | Falla 3 | 0 | 6 | 2 | 12 | 40% |
| | Porcentaje de error relativo | 6.25% | 30% | 45% | 14.28% | 18.81% |
| | | Sin falla | Falla 1 | Falla 2 | Falla 3 | |
| | | Fallas reales | | | | |

Tabla 3.2 Ejemplo de una matriz de confusión de 101 experimentos para tres casos de falla y un error porcentual de 18.81%

3.4.2. Error de clasificación promedio

Una medida cuantitativa expresada en términos de la probabilidad de la matriz de confusión es el error de clasificación promedio y se define como:

La probabilidad se define como la probabilidad a priori del escenario de falla i cuando no se conoce éste estadísticamente. Una manera empírica de establecerlo según (Verde, C et al., en prensa 2012) es:

—

N_i se define como el número de patrones asociado a un tipo de escenario de falla y N es el número total de escenarios en la etapa de pruebas.

3.4.3 Curva característica de operación

Un índice gráfico que describe las clasificaciones correctas con respecto de las falsas alarmas, es la curva característica de operación ROC (*Receiver Operating Characteristic*) en problemas de clasificación donde el umbral de decisión es binario. En éste se definen los casos totales de falla *TFC* (*Total Faulty Cases*) como la suma de los verdaderos positivos que son los casos en que se realizó una clasificación correcta *VP* con los falsos negativos *FN* que son los casos en que no se detectó falla estando ésta presente, donde , y los casos totales de no falla *TNC* (*Total Non-faulty Cases*) los que se componen de los verdaderos negativos *VN*, en que no se diagnosticó la falla cuando efectivamente esta no estaba presente, y los falsos positivos *FP* que son los casos en que se diagnosticó cierta falla cuando ésta no estaba presente, quedando como . La curva ROC ubica en un punto la probabilidad de clasificación correcta — en cada falla con respecto a la probabilidad de falsas alarmas —. El rendimiento global del clasificador se mide con respecto al área bajo la curva

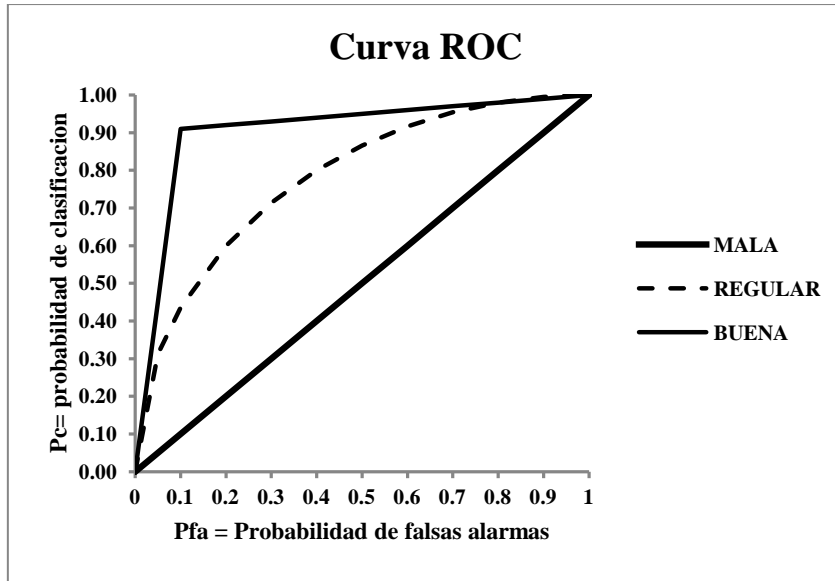


Figura 3.7 funciones de probabilidad y su relación con la curva ROC

Para crear la curva ROC se debe de ubicar en la gráfica el punto dado por (P_{fa}, P_c) , después se debe de trazar una línea desde cero hasta el punto y del punto al punto ubicado en (1,1). De este modo se compondría una curva ROC con tres puntos para nuestro clasificador.

Capítulo 4

Pruebas y resultados

4.1. Pruebas al modelo de simulación

4.1.1. Parámetros de transformadores en prueba y descripción del las condiciones de simulación

Para este experimento se realizó una corrida continua en la cual se manipula el contenido de agua del sistema en distintos intervalos de tiempo con el propósito de simular las condiciones de falla del sistema. Los parámetros que definen las características del transformador son:

| | |
|---|----------------------------|
| Masa seca de el papel | $m_p = 7.9 \text{ kg}$ |
| Masa del aceite | $M_o = 466.188 \text{ kg}$ |
| Concentración inicial de agua en el papel | N/A |
| Concentración inicial de agua en aceite | N/A |
| Grosor del papel | $d = 4 \text{ mm}$ |
| Numero de capas de discretización | $N = 50$ |

Estos valores representan un transformador de corriente, cuyas características fueron proporcionadas por el personal del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE).

Además se realizó la verificación del modelo del transformador reproduciendo las simulaciones que se encuentran en (Hribernik, 2007) para un transformador de potencia con parámetros.

| | |
|---|----------------------------|
| Masa seca de el papel | $m_p = 50 \text{ kg}$ |
| Masa del aceite | $m_o = 350 \text{ kg}$ |
| Concentración inicial de agua en el papel | $C_{p,0} = 1.95\%$ |
| Concentración inicial de agua en aceite | $C_{o,0} = 85 \text{ ppm}$ |
| Grosor del papel | $d = 4 \text{ mm}$ |
| Numero de capas de discretización | $N = 50$ |

Además, se tiene como base de comparación los datos de una corrida anterior donde se tiene una humedad máxima de 4% en el papel, ésta se define como un sistema en condiciones normales de operación. También se ha simulado el caso con un contenido menor de humedad.

4.1.2. Pruebas de simulación

Dado que este modelo no contiene estados iniciales, se tiene que iniciar la simulación desde cero y encontrar el punto en el que el sistema alcanza el estado estacionario, obteniendo así las concentraciones iniciales establecidas en este trabajo, se procede a calcular el contenido total de agua del sistema, la cual queda en el valor aproximado de $m_{h_2o} = 1$ Kg. Tomando esto en cuenta se determina el periodo de estabilización del sistema y se modifica el perfil de temperatura del experimento, para que dé al sistema tiempo de estabilización antes de que se presente la perturbación. La señal de estímulo después de un tiempo de estabilización es una rampa con pendiente de descenso de 90 a 50°C en un periodo de diez horas.

Los perfiles de concentración de agua en el papel y en el aceite son los que se muestran en la figuras 4.1 y 4.2.

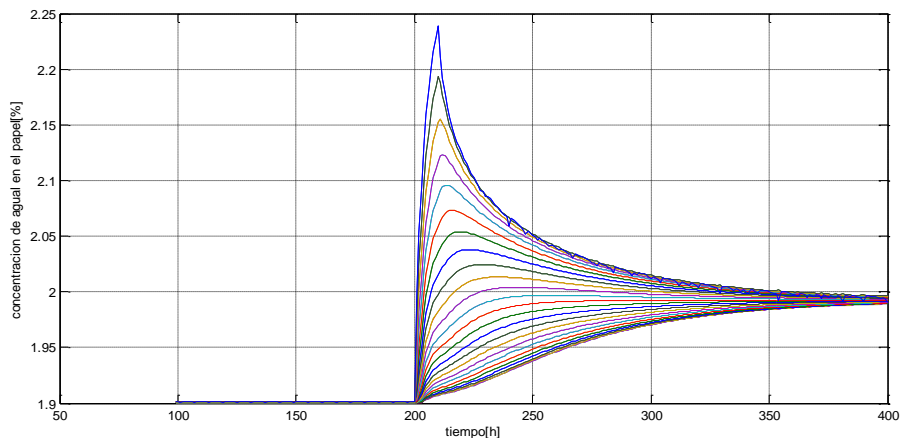


Figura 4.1 Perfil de humedad en el papel

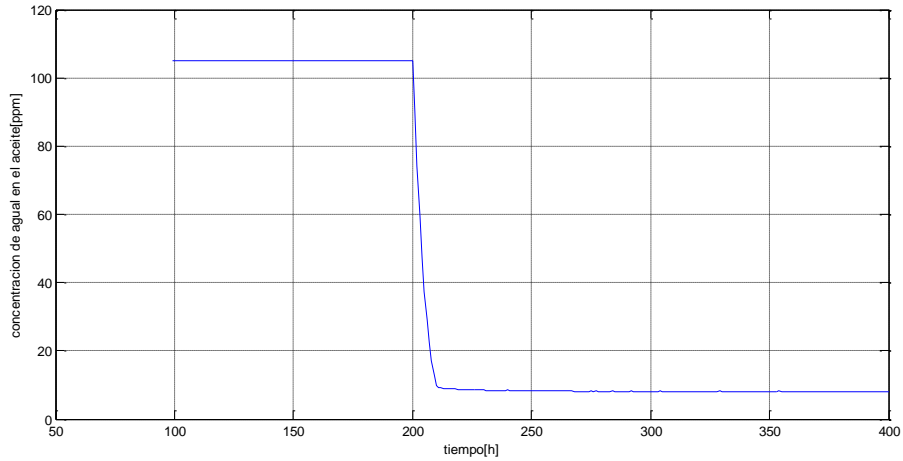


Figura 4.2 concentración de agua en aceite

4.1.3 Modelo del transformador en uso

Como se puede observar en la figura 4.3 la velocidad con que ocurre el proceso de difusión en el agua es casi idéntico, pero en el caso de la velocidad con la que el aceite cede su agua, se observa una curva más suave cuando ocurre el estímulo, esto significa una velocidad más lenta en el sistema al momento de equilibrar el contenido de humedad entre el aceite y el papel.

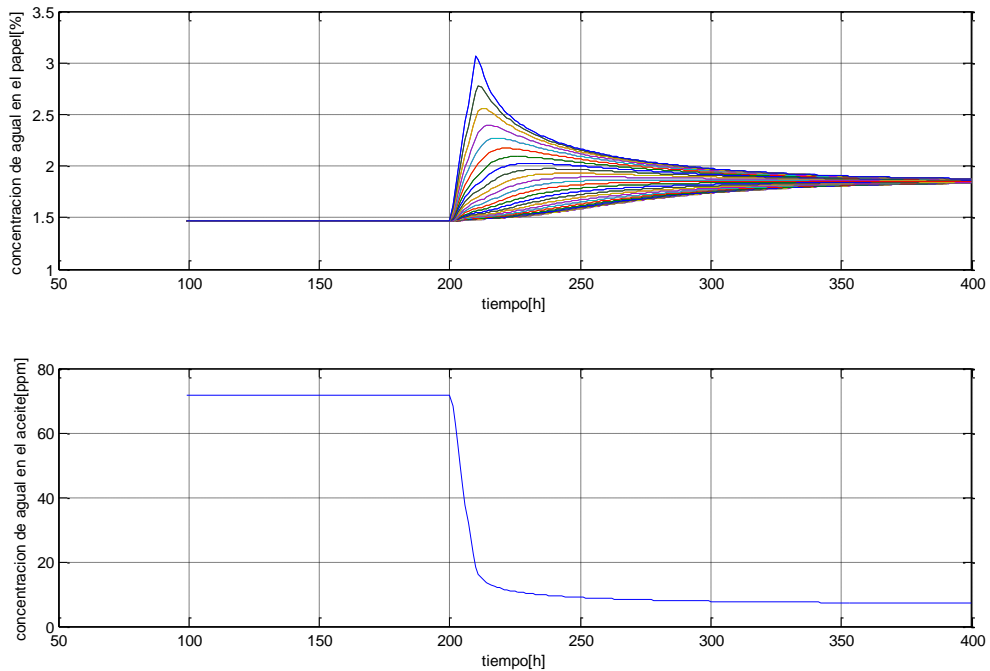


Figura 4.3. Grafica de concentraciones del agua en papel y en aceite

4.2 Condiciones de falla

Detección de fallas a lo largo de la vida útil del transformador

Tomando en cuenta que el transformador tiene un periodo de vida útil, y que a lo largo de ésta la probabilidad de falla aumenta conforme ésta se acerca al fin de su vida útil. Entonces en el modelo de detección de falla esto se refleja en los parámetros de probabilidad de funcionamiento normal, los cuales rondan alrededor del $p_0=0.5$ $p_1=0.5$ y son menores a 1, es por eso que se realizaron las simulaciones para distintos valores de estos parámetros. Dado que se necesita de un estudio en campo para conocer las probabilidades de falla a lo largo de su vida útil es conveniente establecer un rango de valores de la probabilidad de falla para cada periodo de su vida útil. Estas se podrían definir como transformador nuevo $p_0=0.5$ $p_1=0.5$, transformador medio uso $p_0=0.3$ $p_1=0.7$ y cercano al final de su vida útil $p_0=0.1$ $p_1=0.9$

Perfil de temperatura

Una de las variables de entrada del sistema aceite papel es la temperatura, como ya se vino estudiando en capítulos anteriores, ésta es determinada por la temperatura ambiente en que se encuentra el transformador y por el calor generado por los devanados del transformador durante su funcionamiento. En el caso de un transformador de una subestación de transmisión, el perfil que se generó fue resultado de combinar la variación de temperatura de un día con máximos de temperatura para las regiones de México donde se presentan las condiciones más adversas para su funcionamiento, junto con la variación de la cantidad de calor generado que se produce en un transformador cuando la potencia de carga demandada varía durante el día. Se puede demostrar que este perfil también es aplicable a los transformadores de corriente ya que el calor que es disipado por el núcleo y los devanados posee una relación aproximadamente proporcional a la potencia transportada por la línea a la que se encuentran conectados.

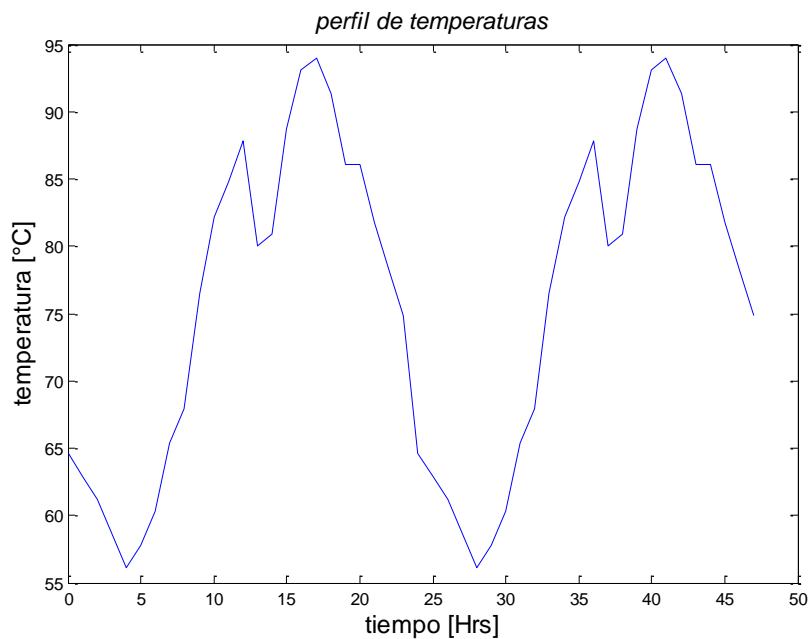


Figura 4.4. Grafica del perfil de temperatura

De esta manera se puede obtener un perfil de temperaturas típicas al comportamiento de un transformador de potencia instalado en una subestación, como el que se muestra en la figura 4.4

4.3. Resultados del estudio PCA usando el algoritmo de entrenamiento

Para realizar el estudio PCA de las variables del sistema se creó un script en el software matlab para el cual se tomaron las variables de salida del sistema en condiciones de operación normal, y se realiza la normalización del vector de datos de cada una de las variables. Después para estos datos se procede a generar la matriz de correlación del sistema, y calcular posteriormente los valores propios y los vectores correspondientes, con base en su grafica SCREE se procedió a seleccionar en los mismos.

Los resultados que se obtienen al ejecutar el script son:

El vector de medias de la colección de datos.

El vector de desviaciones estándar de la colección de datos.

Los valores propios de la colección de datos.

La matriz de vectores propios.

Además del siguiente vector de componentes principales de dimensión 4x2.

El uso del script generado no es limitado, éste también permite la normalización y obtención de los parámetros de entrenamiento PCA en sistemas que posean más variables de entrada y salida. Por lo que este script no queda limitado al caso de estudio y se puede aplicar a otros sistemas con sólo tener una serie de datos de las variables del sistema en funcionamiento normal, quedando como tarea al diseñador seleccionar y aplicar el tipo de clasificador de fallas que se considere adecuado y de identificar cada uno de los casos de falla del sistema.

4.3.1 Umbrales de falla

La clasificación de las fallas se llevo a cabo mediante el principio de prueba de la hipótesis, se decidió realizar el cálculo para un rango de muestras en la que es observable el efecto de los fenómenos que ocurren en el sistema, que es determinado por la naturaleza y las propiedades cuantitativas de sus elementos y de las probabilidades de falla contempladas para cada una de las partes del periodo de vida del transformador.

| Probabilidad de falla | | | |
|-----------------------|--------|--------|--------|
| | N=6 | N=12 | N=24 |
| | 0.6250 | 0.6250 | 0.6250 |
| | 0.5120 | 0.5685 | 0.5968 |
| | 0.3320 | 0.4785 | 0.5518 |

Tabla 4.1 Valores del umbral con respecto a las probabilidades de falla para cada numero de muestras

Para la tabla 4.1, el número de muestras para realizar la detección se determinó por valores experimentales en los que se observa que los efectos de propagación de la humedad en el sistema ocurren en lapsos de entre 10 y 24 horas, por lo que los transitorios tardan en desaparecer esa cantidad de tiempo.

4.4 Desempeño del sistema de detección de fallas

Para realizar la matriz de confusión y trazar la curva ROC se realizaron 252 experimentos de falla, donde los casos de falla para el sistema son dos: ausencia de falla y falla presente. Para este experimento solamente existe un caso de falla ya que se no se toman en cuenta los casos en que un transductor o sensor falla, o los casos de fallas eléctricas como sobrecalentamiento o corto, el cual es detectado inmediatamente por umbrales fijos en los sensores de temperatura, voltaje y corriente. Tampoco son contemplados los casos de falla catastrófica como sería el caso de fugas de aceite del tanque con la consecuencia de sobrecalentamiento debida a la falta de aceite.

De los 252 experimentos que se realizaron en 139 no hubo falla y en 113 se detectó falla. Este mismo número de experimentos se realizó para cada uno de los nueve casos de umbrales de falla para las distintas probabilidades y numero de muestras.

| | C ₀ | C ₁ | 6 muestras |
|----------------|----------------|----------------|-------------|
| C ₀ | 136 | 3 | 2.158% |
| C ₁ | 12 | 101 | 10.619% |
| | 8.108% | 2.885% | 5.953% |
| | C ₀ | C ₁ | 12 muestras |
| C ₀ | 137 | 2 | 1.439% |
| C ₁ | 3 | 110 | 2.655% |
| | 2.143% | 1.786% | 1.984% |
| | C ₀ | C ₁ | 24 muestras |
| C ₀ | 139 | 0 | 0.000% |
| C ₁ | 0 | 113 | 0.000% |
| | 0.000% | 0.000% | 0.000% |

Figura 4.5 Matrices de confusión para probabilidad de falla de

| | C ₀ | C ₁ | 6 muestras |
|----------------|----------------|----------------|------------|
| C ₀ | 132 | 7 | 5.036% |
| C ₁ | 2 | 111 | 1.770% |
| | 1.493% | 5.932% | 3.571% |

| | C ₀ | C ₁ | 12 muestras |
|----------------|----------------|----------------|-------------|
| C ₀ | 137 | 2 | 1.439% |
| C ₁ | 1 | 112 | 0.885% |
| | 0.725% | 1.754% | 1.190% |

| | C ₀ | C ₁ | 24 muestras |
|----------------|----------------|----------------|-------------|
| C ₀ | 139 | 0 | 0.000% |
| C ₁ | 0 | 113 | 0.000% |
| | 0.000% | 0.000% | 0.000% |

Figura 4.6 Matrices de confusión para probabilidad de falla de

| | C ₀ | C ₁ | 6 muestras |
|----------------|----------------|----------------|------------|
| C ₀ | 131 | 8 | 5.755% |
| C ₁ | 0 | 113 | 0.000% |
| | 0.000% | 6.612% | 3.174% |

| | C ₀ | C ₁ | 12 muestras |
|----------------|----------------|----------------|-------------|
| C ₀ | 136 | 3 | 2.158% |
| C ₁ | 0 | 113 | 0.000% |
| | 0.000% | 2.586% | 1.190% |

| | C ₀ | C ₁ | 24 muestras |
|----------------|----------------|----------------|-------------|
| C ₀ | 139 | 0 | 0.000% |
| C ₁ | 0 | 113 | 0.000% |
| | 0.000% | 0.000% | 0.000% |

Figura 4.7 matrices de confusión para probabilidad de falla de

Como se observa en las matrices de confusión del sistema, en general los porcentajes de falsas alarmas relativos tienen muy buen desempeño para casi todos los casos, con excepción de los valores a 6 muestras con probabilidad de falla de . Donde el error porcentual llega a 5.953% siendo éste el caso con peor desempeño de todo el conjunto. En las 24 muestras seleccionadas el

desempeñó para cada una de las probabilidades de falla es excelente, teniendo porcentajes de errores relativos y falsas alarmas de 0% para cada una de las probabilidades de fallas, quedando claro que para mayor número de muestras menor número de detecciones erróneas.

En cuanto a la curva ROC de cada probabilidad el desempeño es bueno para todos los casos siendo para 24 muestras el mejor, en las figuras 4.8, 4.9 y 4.10 se puede observar que, las dos rectas que forman cada una de las curvas tienen un ángulo de casi 90°, esto significa que el clasificado de fallas tiene un excelente desempeño para cada una de las probabilidades de falla. Además, el desempeño para seis muestras también es aceptable ya que este sigue estando aún muy por encima del criterio para definir que el comportamiento es regular.

Por lo tanto, se puede tener una buena confianza en este sistema de detección de fallas para ser aplicado a un caso real y utilizarlo en campo. Los resultados que este sistema presenta en las simulaciones, indican además que es bastante robusto y que se puede adaptar a otros transformadores simplemente obteniendo sus valores normalizados y sus vectores de componentes principales.

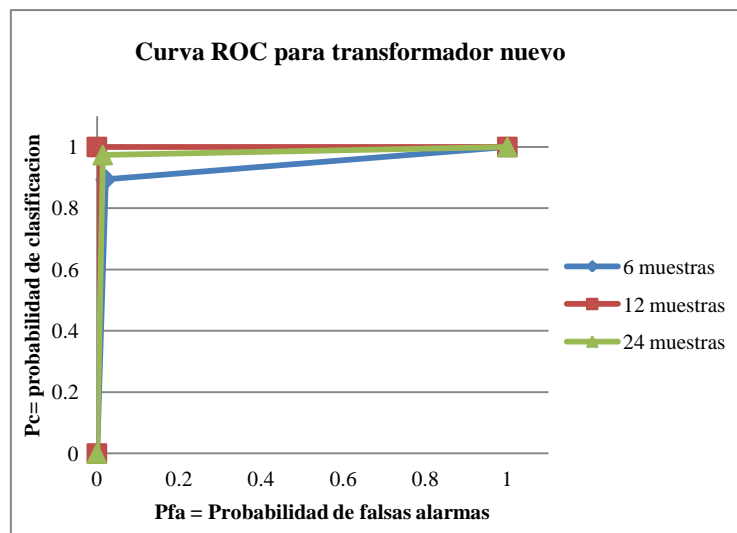


Figura 4.8 Curvas ROC del clasificador para un transformador nuevo

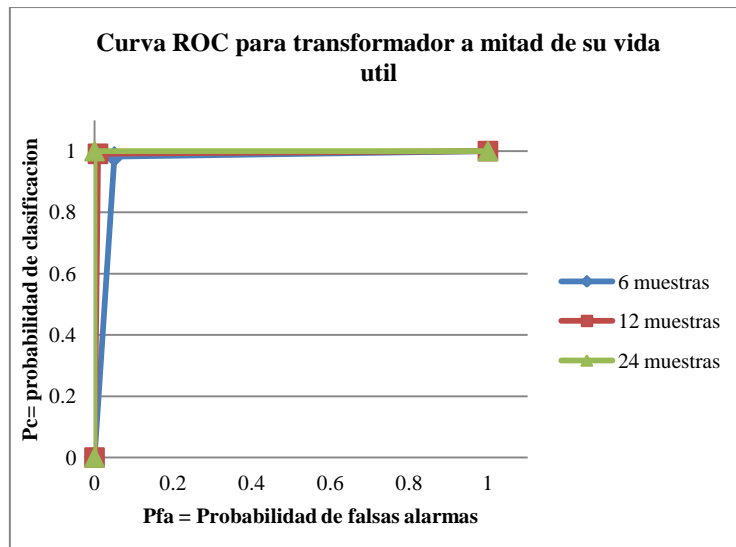


Figura 4.9 Curvas ROC del clasificador para un transformador a la mitad de su vida útil

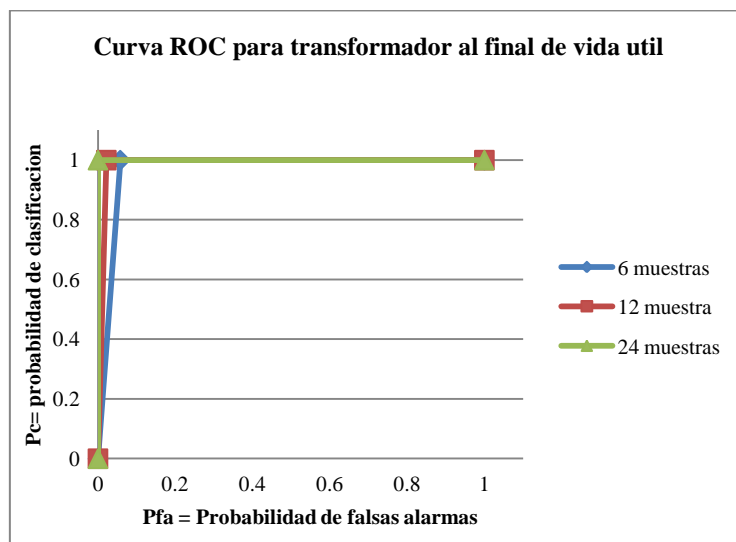
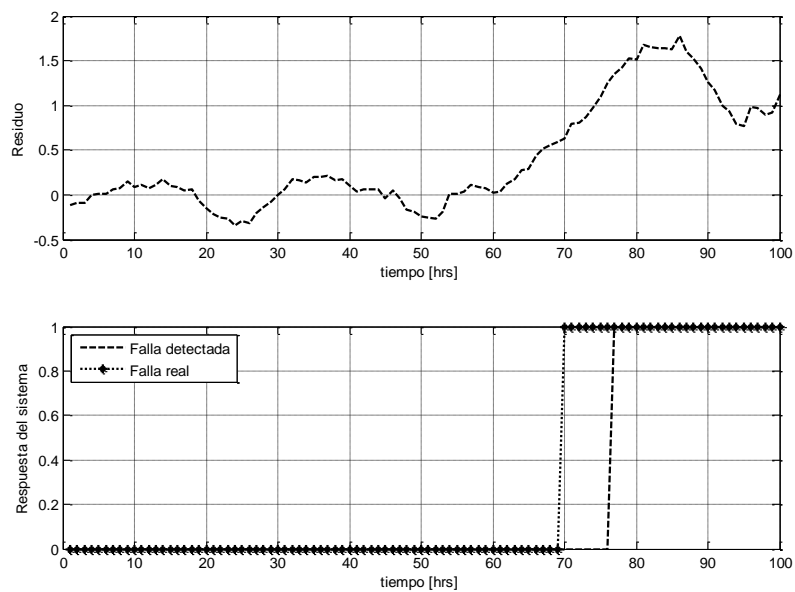


Figura 4.10 Curvas ROC del clasificador para un transformador al final de su vida útil

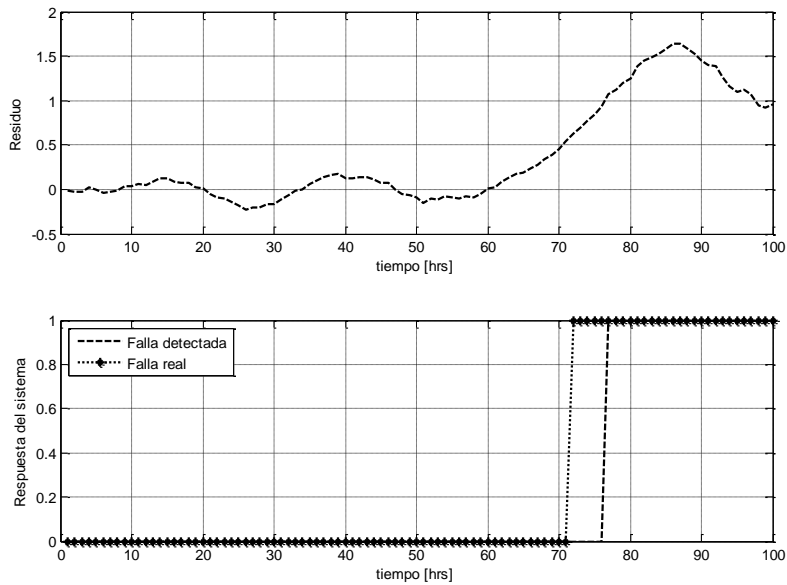
4.4.1 Respuesta al sobrepaso y tiempo de detección de falla

Como se ha estudiado en capítulos anteriores la baja afinidad del aceite al papel afecta directamente su baja solubilidad, que a su vez afecta la velocidad que tiene el sistema en absorber el agua que entra a este. Es por eso que cuando se introduce la falla en el sistema, el contenido de agua se incrementa lentamente por alrededor de algunas horas hasta que se alcanza el valor de falla. En una inserción súbita de agua algunas variables del sistema experimentan un sobrepaso considerable, el cual depende de la velocidad en que el agua penetra al sistema, tomando en cuenta estos efectos se puede realizar la

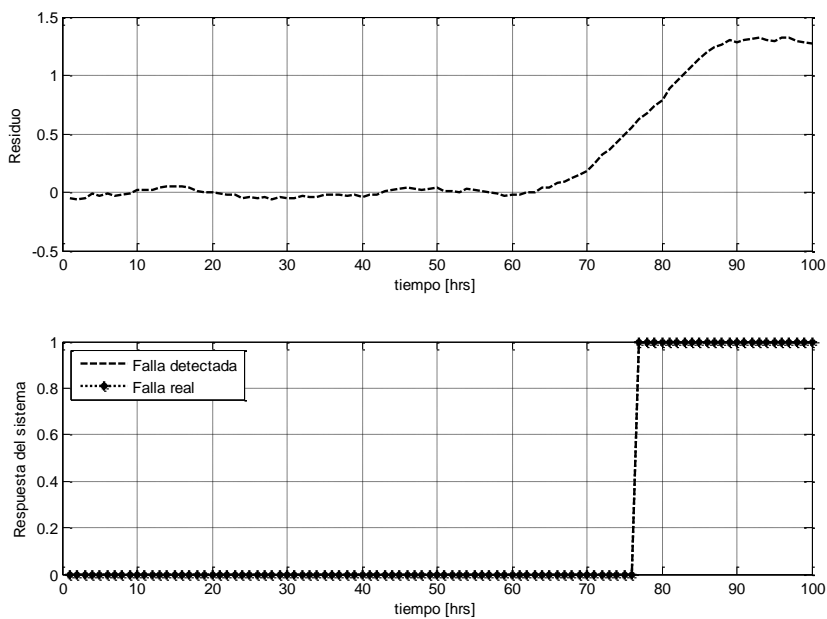
simulación de una apertura en el tanque del transformador que está introduciendo humedad al sistema. La capacidad del sistema para detectar el momento en que el contenido total de agua se ha superado (en específico, el tiempo en que se detecta el máximo valor del umbral), es afectado directamente por la probabilidad de falla que se le asigna al sistema. También el número de muestras que son usadas en la media en tiempo real, puede afectar la velocidad en que se realiza esta detección. En las figuras 4.11, 4.12 y 4.13 se puede observar como varía el tiempo de detección de acuerdo al número de muestras.



Figuras 4.11 Detalle del tiempo de detección de falla para una media de 6 muestras



Figuras 4.12 Detalle del tiempo de detección de falla para una media de 12 muestras



Figuras 4.13 Detalle del tiempo de detección de falla para una media de 24 muestras

Es de observarse que el tiempo en que se dispara la alarma antes de que el nivel de falla de humedad se alcance puede de ser incluso hasta 20 horas antes que se observe humedad dentro de las fibras de papel, aunque se podría tomar esto como una falsa detección, se debe notar que este adelanto en la detección de las fallas es observable con cambios muy repentinos del contenido de humedad del sistema. Esto ocurre con una inserción seria de humedad en el tanque, ya sea por aberturas en el sello del tanque o la descomposición de algunos de los materiales en él.

Capítulo 5

Conclusiones

Se tiene un sistema termodinámico complejo que está conformado por el tanque, el sistema de enfriamiento, los aislamientos de aceite, papel y los propios arrollamientos del transformador. Por lo que respecta al modelado del transformador, existen muchos modelos de simulación que van desde modelos muy simples con un grado de aproximación bastante lejano hasta modelos numéricos y con parámetros distribuidos que tienen un grado de aproximación grande pero que pocas veces se pueden ajustar a un transformador en la realidad.

El modelo de simulación seleccionado, aunque tiene una baja complejidad logra una buena aproximación en la detección de fallas. Además como se demuestra en (Hribernik, 2007) para este modelo solamente se necesitan algunos datos como la cantidad de aceite, la masa del papel y el grosor de este, entre otras; y no depende de la geometría de los elementos.

Por el hecho de que el modelo es la aproximación a las magnitudes promedio del transformador, éste es también aplicable a otros tipos de transformador que tengan las características de tener enfriamiento con aceite y aislamientos de papel, por lo que se puede utilizar para representar transformadores de corriente.

Se puede concluir entonces que el sistema de detección de fallas propuesto para este modelo puede ser aplicado fácilmente a un caso real de transformador, ya que solamente es necesario aplicar de nuevo el algoritmo de aprendizaje indicado en el método del PCA, debido a que tanto el generador de residuales y el clasificador de falla no son generados a partir de los parámetros del transformador sino de las señales que se toman de éste.

Dado que el sistema posee muy pocas variables de entrada y salida, el propósito principal de trabajar con componentes principales es la de correlacionar el sistema con cada una de sus variables y así poder reducir el ruido y las señales que no tienen que ver con las fallas que hay en el sistema, y aplicar umbrales de falla más precisos, requiriendo un número menor de muestras en este estudio.

El uso del principio de prueba de la hipótesis como clasificador de falla es muy adecuado ya que es posible identificar los distintitos escenarios de falla utilizando una sola variable.

El sistema de diagnóstico se planteó para utilizarse cuando el transformador está en línea sin que se requieran fuertes modificaciones en su instalación, solamente se requiere del uso y monitoreo de sensores de humedad y temperatura en el aceite, en conjunto con las tareas de supervisión y de los algoritmos de detección de falla, los cuales pueden ser realizados por un sistema con microcontrolador o por un paquete de software en una computadora a través de hardware de adquisición de datos, es por esto que es muy factible implementar este sistema de manera sencilla en una subestación eléctrica.

Apéndice A

Scripts y funciones para el software Matlab™

A.1 Scripts

```
% Aqui se establecen las condiciones iniciales, y los parametros
% para iniciar la simulación

p=50; % numero de pasos discretizantes
dp= 4e-3 ; % espesor del papel [m]
Mp= 7.9; %[Kg] masa del papel
Moil=466.188 ; %[Kg] masa del aceite
ko=1e6/Moil; %[ppm/Kg] constante de conversión
h_2=(dp/p)^2; %parámetro h cuadrada

Kh=ones(1,p)*Mp/(p*100); %porcentual 50kg/100%
% matriz tridiagonal A que representa la ecuación diferencial
A = zeros(p,p)+gallery('tridiag',p,1,-2,1)/h_2;
%vector U para condiciones de frontera
u = zeros(p,1);
u(1)=1;
u(p)=1;
B=u/h_2;
%constantes para el filtro promediador
av=ones(1,24)/24;
wnd =ones(1,24);
```

Figura A.1. Código para establecer las condiciones iniciales para la simulación, en este se establecen las características del transformador, los vectores y matrices para el modelo del transformador.

```

%código que realiza el entrenamiento y construye la matriz de
%vectores de carga
%X_k=Xcpl.signals.values(25:400,:);
[r,v]=size(X_k); %matriz de datos de N muestras en condiciones
normales
u_2=mean(X_k)      %obtencion del vector de medias
dev=std(X_k)       %obtencion del vector de desviaciones estandar

%bucles que realizan la normalización de los valores
%en la matriz de datos de entrada
for i=1:r
    for j=1:v
        X_nor(i,j)=(X_k(i,j)-u_2(j))/dev(j);
    end
end

% este comando es el que crea la matriz de correlacion de datos del
sistema
Ap=X_nor'*X_nor*1/(r-1);
%matriz de valores propios y vector de valores propios
[V,D]=eig(Ap)
P=V(:,3:4)      %valores seleccionados
%construccion de la matriz de vectores de carga
Qp=P*P';

```

Figura A.2. Script que realiza el análisis de componentes principales en un vector de datos

A.2 Funciones

```

function cp=equilibrio(T,co)
% funcion que describe las curvas de equilibrio en la interface
aceite papel
Kv= 273.15; %[°K] constante de temperatura absoluta
%el resultado final se calcula en dos partes
dp=co.*4.59173*10^(1.5*(T-273.15)/(235+(T-273.15)))/exp(7.42-
1670/(T-10)); %4591729
cp=2.173e-7*exp(4725.6/T)*(dp).^0.6685;

```

Figura A.3. Función que describe la condición de equilibrio en la interface aceite papel para los valores de entrada

```
function D=difco(T)
%esta función calcula el coeficiente de difusión
Hmin=3600; %constante Hrs/seg
D=2.62e-13*Hmin*exp(8074*(1/298-(T+273.15).\1));
```

Figura A.4. Función que determina el coeficiente de difusión para la temperatura de entrada

Bibliografía

Ashton, N. & Mellor, E. (1995). Protective Transformers. En C. 4. Association, *Power Systems Protection 1 principles an components* (pág. 1448). Institution of Engineering and Technology.

Asociated Presss. (21 de febrero de 2012). Trece muertos tras explosión de planta siderúrgica en China. *El Comercio.PE* , pág. 12.

Bernal, j. D. (1981). *La ciencia en nuestro tiempo*. Mexico D.F: Nueva Imagen.

Cattell, B. (1966). The scree test for the number of factors. *Multivariate Behavioral Research* , 245 - 276.

Champan, S. (1987). *Maquinas Electricas*. Bogota, Colombia: McGraw-Hill.

Comisión Federal de Electricidad. (1999). *Estadística de fallas de transformadores de potencia 1983-1998*.

Enriquez, G. (1995). *Elementos de centrales electricas II*. Mexico D.F: Limusa Editores.

Fraille, J. (2003). *maquinas electricas* (quinta edicion ed.). madrid, España: McGraw-Hill.

Gourishankar, V. (1965). *Conversión de Energía Electromecánica*. Cp. International Textbook Company.

Hribernik, W. (2007). *A model based diagnosis sistem for the moisture content of power transformer insulations under varying loading conditions*. ETH Zürich: Logos Verlag Berlin.

Isermann, R. (2006). *Fault Diagnosis Systems*. Berlin: Springer-Verlag.

Kulkarni, S. V., & Karparde, S. A. (2004). *Transformer Engineering: Design and Practice*. New York, USA: Marcel Dekker.

Oommen, T. V. (1984). Moisture Equilibrium Charts For Transformer Insulation Drying Practice. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems* , 3063-3067.

Rangel, C. A. (30 de diciembre de 2010). *Informe21.com*. Recuperado el 26 de 3 de 2012, de <http://informe21.com/node/68041>

Redaccion El Economista. (9 de septiembre de 2010). Reportan otra explosión en subestación de Coyoacán. *El Economista* .

Reuters, Dpa y Afp. (27 de abril de 2010). Derrame de petróleo se extiende en el Golfo de México. *La Jornada* .

Strongman, B. & Harris, K. (2002). *Loading of Power Transformers: Reducing Costs Without Affecting Reliability*. Burns & McDonnell.

Susa, D. (2005). Dynamic Thermal Modeling of Power Transformers: Doctoral Dissertation. *TKK Dissertations* 9 , 1-131.

Van der Merwe, C. W. (1969). *Fisica general*. Mexico: McGraw-Hill.

Verde, C et al. (en prensa 2012). *Monitoreo y Diagnostico de fallas en sistemas Dinamicos*. Ciudad de Mexico: Trillas-UNAM.

Yanqing, D et al. (1999). Moisture Equilibrium in Transformer Paper-Oil Systems. *IEEE Electrical Insulation Magazine* , 11-20.