



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO DE FIN DE GRADO:

DISEÑO DE PROTECCIONES Y MONITORIZACIÓN PARA
AUTOTRANSFORMADOR 132/400 kV, 400 MVA

Autor:

David Del Río Soga

Director:

Julio Rafael Portillo García

Madrid, Julio de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
DISEÑO DE PROTECCIONES Y MONITORIZACIÓN PARA
AUTOTRANSFORMADOR 132/400kV, 400MVA

curso académico 2021-2022 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: DAVID DEL RÍO SOGA

Fecha: 13/07/2022

A handwritten signature in black ink, reading "David Del Río", with a horizontal line underneath.

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:

Fecha: 13/07/2022

Índice

1	Introducción	5
1.1	Conceptos básicos sobre autotransformadores	5
1.2	Estado de la cuestión	6
1.3	Motivación	8
2	Protecciones internas del autotransformador	13
2.1	Equipos de medida de temperatura - Termómetros - (26Q y 49T) . .	13
2.2	Equipos de medida de nivel de aceite - Indicador magnético - (71Q) .	17
2.3	Equipos de detección de gases - Relé Buchholz - (63B)	20
2.3.1	Acumulación de gas	20
2.3.2	Pérdida de aceite aislante	21
2.3.3	Corriente súbita de fluido	22
2.4	Equipos de deshumidificación - Aireador de Silica-Gel	25
2.4.1	Deshumidificador tradicional	25
2.4.2	Deshumidificador libre de mantenimiento	26
2.5	Equipos de control de presión - Válvula de incremento de presión . .	28
3	Protecciones eléctricas del autotransformador	29
3.1	Protección diferencial del autotransformador - (87T)	29
3.1.1	Introducción	29
3.1.2	Principio de funcionamiento	29
3.1.3	Limitaciones y dificultades	30
3.1.4	Curva característica protección diferencial	35
3.1.5	Bloqueo por armónicos	37
3.2	Protecciones de respaldo para autotransformadores	38
4	Mantenimiento predictivo y monitorización	40
4.1	Análisis de Gases Disueltos (DGA)	40
4.1.1	Introducción	40
4.1.2	Energía mínima de liberación	41
4.1.3	Concentraciones de gases	42
4.1.4	Factores que afectan a la concentración obtenida de gases di- sueltos	43
4.1.5	Métodos de diagnóstico e interpretación de fallos	44
4.1.6	Equipos de monitorización DGA a distancia	50
	Anexo: Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	53
	Referencias	55

Índice de figuras

1	Equipo de medida de temperatura MESSKO® BeTech.	14
2	Datos técnicos MESSKO® BeTech.	15
3	Plano equipo de medida de temperatura MESSKO® BeTech.	16
4	Plano rosca para sonda térmica MESSKO® BeTech.	16
5	Indicador de nivel de aceite MESSKO® MTO.	18
6	Plano indicador de nivel de aceite MESSKO® MTO con configura- ción radial para la varilla.	19
7	Actuación de Relé Buchholz para caso de acumulación de gas.	21
8	Actuación de Relé Buchholz para caso de pérdida de aceite aislante.	22
9	Actuación de Relé Buchholz para caso de corriente súbita de gas.	23
10	Relé Buchholz MESSKO® MSafe®.	23
11	Plano Relé Buchholz MESSKO® MSafe®.	24
12	Datos técnicos MESSKO® MSafe®.	24
13	Aireadores convencionales de silica-gel.	26
14	Deshumidificador libre de mantenimiento MESSKO® MTRAB®.	27
15	Válvula de incremento rápido de presión Qualitrol® 900/910 RPRR.	28
16	Esquema relé protección diferencial de transformador.	30
17	Compensación de corrientes y desfases en relés electromecánicos.	32
18	Compensación de corrientes y desfases en relés digitales.	33
19	Tabla de matrices de compensación para relés diferenciales digitales.	34
20	Curva característica protección diferencial de transformador.	36
21	Curva característica protecciones de sobreintensidad (50/51).	39
22	Curvas coordinación de protecciones de sobreintensidad transforma- dor (AT y BT) y línea (50/51).	39
23	Diagrama de R. R. Rogers de presencia de gases disueltos en función de la temperatura.	42
24	Primer Triángulo de Duval para transformadores inmersos en aceite mineral.	49

Índice de cuadros

1	Energía mínima de liberación de gases derivados del aceite.	41
2	Concentraciones típicas de gases derivados del aceite.	42
3	Incrementos de concentración típicos de gases derivados del aceite. .	43
4	Definición Ratios Doernenburg.	44
5	Método de Doernenburg.	45
6	Límite de concentración en Ratios Doernenburg.	45
7	Método de Gases Claves.	45
8	Codificación Ratios Rogers.	46
9	Método de Ratios Rogers.	46
10	Método de Ratios de IEC.	47
11	Codificación Ratios de IEC.	47

Resumen

Palabras clave: autotransformador, protecciones, relés, subestación, 132/400kV, buchholz, DGA

Los autotransformadores son cada vez más empleados en la transmisión de energía eléctrica para la interconexión de dos redes a distinto nivel de tensión en sustitución a los transformadores convencionales. Su reducido coste y ganancia en potencia justifican la tendencia al alza en su uso.

Son máquinas eléctricas de alta responsabilidad por su gran presencia en los sistemas de energía eléctrica. Debido a su importancia, elevado coste y su dificultad de sustitución; es necesaria una guía pormenorizada de un sistema completo de protecciones para un autotransformador de potencia. En concreto, en el proyecto se diseñan las protecciones para un transformador de 400MVA y 132/400kV.

Los fallos más comunes en autotransformadores son de carácter térmico (sobrecargas) y eléctrico (cortocircuitos). En este trabajo se exponen los mecanismos de protección interna (termómetros, indicadores de aceite, equipos de detección de gases, deshumidificadores y equipos de control de presiones); así como las protecciones eléctricas externas en un autotransformador de potencia (relé de protección diferencial, función de sobreintensidad).

Finalmente, se muestra la técnica de Análisis de Gases Disueltos (DGA) como forma de mantenimiento predictivo, previo al fallo del autotransformador. Esta técnica consiste en la toma de muestras de aceite para su posterior análisis en laboratorios en busca de trazas de gases disueltos característicos de faltas o tendencias al fallo en el interior del autotransformador. También se muestran los equipos más innovadores de monitorización DGA online, sus prestaciones, ventajas y técnicas de medición.

1 Introducción

1.1 Conceptos básicos sobre autotransformadores

Un autotransformador es una máquina eléctrica diseñada para transferir potencia eléctrica entre sus devanados a diferente nivel de tensión. Es empleado fundamentalmente para variar las magnitudes eléctricas de la corriente alterna que lo atraviesa: tensión o intensidad de corriente, con el objetivo de reducir las pérdidas de energía por los conductores en el transporte de la misma. Los autotransformadores se emplean, a su vez, para interconectar dos redes eléctricas a distinto nivel de tensión.

A nivel de funcionamiento se comporta de la misma forma que un transformador convencional, aunque tienen ciertas desigualdades que los caracterizan.

La principal diferencia entre ambos es el aislamiento galvánico, que solo está presente en el transformador, en tanto que el autotransformador tiene sus devanados en cortocircuito. Mientras que en un transformador convencional se distinguen los devanados primario y secundario, en un autotransformador solo existe un devanado común donde se incluyen los bornes primarios y secundarios.

Esta característica interesa particularmente porque permite una mayor transmisión de potencia entre los devanados. A la potencia transmitida por inducción electromagnética, (potencia interna); se le añade aquella transmitida directamente por la conexión eléctrica entre devanados (potencia de circulación). En un autotransformador se obtiene una ganancia en potencia con respecto a un transformador de iguales dimensiones. Por otro lado, es necesaria una menor cantidad de cobre para

los devanados y de hierro para el núcleo, abaratando el coste, en el caso de que se desee las mismas especificaciones para un autotransformador y para un transformador. Con esto, se reduce el tamaño, se mejora el rendimiento y se reduce la caída de tensión. Para calcular la ganancia en potencia de un autotransformador con respecto a un transformador de las mismas dimensiones se emplea la siguiente ecuación:

$$G = \frac{U_{Nalta}}{U_{Nalta} - U_{Nbaja}} = \frac{400kV}{400kV - 132kV} \simeq 1,49$$

En la ecuación se añade la ganancia obtenida para el autotransformador estudiado en este trabajo.

En esencia, un autotransformador es un equipo más reducido, económico y eficiente que un transformador para un mismo nivel de potencia asignada y relación de tensiones. Si bien es cierto que existen limitaciones físicas para la relación de transformación admisible para un autotransformador, para la que es más viable el empleo de un transformador convencional por su forma constructiva; o que incluso hace imposible la construcción de un autotransformador.

Otro inconveniente es la seguridad. Al no presentar aislamiento galvánico, una puesta a tierra inesperada sin referencia a tierra en el otro borne, o una apertura en el cableado del circuito pueden causar grandes tensiones en el devanado común, comprometiendo así la seguridad de la carga y el funcionamiento del aislamiento. Por normativa, el secundario de un autotransformador debe de estar puesto a tierra para reducir estos riesgos. Además, un autotransformador no es capaz de filtrar los armónicos de corriente, y actúa como una fuente más de aportación de corriente en caso de una falta.

Debido a estas desventajas, su uso se reduce principalmente a los casos en los que no existan grandes diferencias entre las tensiones de los bornes del autotransformador.

Por otro lado, la baja impedancia debida a la reducción de los devanados implica una baja caída de tensión, que lleva consigo el riesgo de corrientes de cortocircuito más elevadas de las usuales para transformadores de potencia de las mismas especificaciones, que pueden dañar el autotransformador con más facilidad si no son tenidas en cuenta para el diseño de las protecciones.

1.2 Estado de la cuestión

Tradicionalmente, los equipos empleados para la conexión y transmisión de potencia entre dos redes a diferente tensión son los transformadores, sin embargo se aprecia un notable crecimiento en el empleo de autotransformadores en sustitución a los transformadores convencionales. En particular, en España se emplean autotransformadores para interconectar las redes de transporte de 220kV y 400kV entre sí. Estos nudos de interconexión de la red de transporte pertenecen a Red Eléctrica de España (REE). Por otro lado, se observa un creciente uso de los autotransformadores para conectar agrupaciones de plantas de generación renovables (fotovoltaica o eólica en su mayoría), que se encuentran a una tensión de subtransporte o reparto de 66kV o 132kV; a la red de transporte de 400kV.

Los autotransformadores de potencia son equipos prácticamente idénticos a los transformadores de potencia en cuanto a su principio de funcionamiento se refiere. Sin embargo presentan una serie de ventajas económicas que motivan su creciente uso en sistemas eléctricos de potencia. Los autotransformadores permiten la transmisión de potencia a diferentes niveles de tensión utilizando un equipo más reducido, con

un menor coste del núcleo ferromagnético y de los arrollamientos de cobre. Aunque como se ha mencionado anteriormente, esta ventaja solo es aplicable para relaciones de transformación no muy elevadas, generalmente iguales o menores a 3:1. Para el caso de este trabajo, el autotransformador tiene una relación de transformación de 132/400kV que equivale a una relación aproximada de tensiones de 3:1, que permite su construcción y empleo en sustitución a un transformador convencional.

Los transformadores son equipos de alto coste y alta responsabilidad, ya que tienen una alta presencia en el sistema eléctrico, y éste depende de su correcto funcionamiento. Un fallo catastrófico en un transformador de generación impide la evacuación de la energía eléctrica generada en una central y su vertido en la red de transporte; un fallo en un transformador de interconexión puede suponer cortes parciales de suministro si la red no está lo suficientemente mallada y puede causar sobrecargas en las líneas cercanas, poniendo en riesgo otros elementos del sistema eléctrico; y un fallo en un transformador de distribución impide la llegada de la energía hasta los consumidores.

De acuerdo con el informe publicado por el Departamento de Energía de EEUU: "Large Power Transformers and the U.S. Electric Grid" (2012), el coste de la inversión inicial (CAPEX) de un transformador se rige aproximadamente por la siguiente ecuación:

$$Coste(M\$) = 0,041 \cdot MVA^{0,7513}$$

Donde el coste se expresa en millones de dólares, y el *input* es la potencia asignada al transformador. Para un transformador de 400MVA, el CAPEX asciende a 3,7 millones de dólares. Esa cantidad asciende posteriormente en alrededor de un 20-25 % en términos de pruebas, transporte y puesta en servicio. Este elevado coste justifica el diseño de un sistema completo y eficaz para su protección.

Sin embargo, previamente se ha mostrado el concepto de ganancia en un autotransformador. Una buena aproximación (aunque no exacta) estima que el coste de un autotransformador equivale al coste del transformador de igual potencia asignada dividido por la ganancia del autotransformador. De este modo, para el caso de estudio de este trabajo, el coste del autotransformador sería el siguiente:

$$C_{auto} = \frac{C_{trafo}}{G} = \frac{3,7M\$}{1,49} = 2,48M\$$$

Lo que supone un abaratamiento de más de 1,2 millones de dólares para un equipo que es capaz de realizar la misma transmisión de potencia. Debido a su coste más reducido y prestaciones similares, se justifica la tendencia al alza en la instalación de autotransformadores en lugar de transformadores convencionales.

Según las estadísticas, los transformadores de potencia presentan una tasa de fallos muy reducida, especialmente si se compara con otros elementos de los sistemas de energía eléctrica. Su alta robustez y fiabilidad otorgan gran estabilidad al sistema eléctrico. Sin embargo, los potenciales fallos que pueden ocurrir de forma interna en la máquina pueden ser de tipo catastrófico. Debido a que los autotransformadores se fabrican bajo demanda, su tiempo de entrega e instalación en una subestación es, normalmente, cercano al año. Por tanto, es crucial su disponibilidad de funcionamiento, por su dificultad de sustitución e instalación y su elevado coste.

En consecuencia, es imprescindible la inclusión de elementos de protección que sean capaces de notificar funcionamientos anómalos y enviar señal de desconexión para el transformador en el caso en el que se pueda producir un fallo en su funcionamiento. Asegurar un correcto diseño del sistema de protección del autotransformador y un continuado mantenimiento puede prolongar su vida útil durante varias décadas.

Para el diseño de los sistemas de protección, los autotransformadores y los transformadores de potencia son prácticamente idénticos. Es decir, que si bien el uso de los autotransformadores se encuentra en crecimiento, no se necesita un rediseño del sistema de protección para los equipos, siendo suficiente conocer la forma en la que se diseñan las protecciones para los transformadores convencionales.

Las protecciones instaladas en los transformadores incluyen sistemas de medición y control de la temperatura de los arrollamientos y del aceite mineral aislante, relés de acumulación de gases producidos por faltas eléctricas en contacto con el aceite, equipos de medida del nivel de aceite del depósito de expansión, protección para el cambiador de tomas en carga; y relés de protección diferencial y de sobreintensidad para fugas de corriente y sobrecargas, entre otros.

Históricamente, estos sistemas de protección actúan en respuesta a una perturbación, es decir, es necesario que exista una anomalía para que actúen los equipos de notificación y disparo del transformador. Incluso en equipos muy selectivos, seguros y obedientes, el proceso de actuación depende en primera instancia de que exista un fallo o una anomalía en el funcionamiento.

Esto tiene la desventaja de que se reacciona ante la anomalía, porque tradicionalmente no se incluían equipos que pudieran prevenir los fallos y actuar antes de que se produzcan. Recientemente, se ha comenzado a incluir equipos de mantenimiento predictivo para los transformadores basados en el análisis de gases disueltos en el aceite mineral aislante. Se toman muestras de aceite y se observa la presencia de gases disueltos, en función del tipo de gas presente en la muestra de aceite, se concluye el tipo de fallo previsible para el transformador. Estos gases pueden indicar estrés térmico, debido a sobrecargas; estrés eléctrico debido a fugas de corriente; degradación de la celulosa aislante, o inclusión de contaminantes que puedan reaccionar perjudicando al transformador.

1.3 Motivación

El incremento de la demanda de energía eléctrica, el crecimiento del porcentaje de electricidad generada por tecnologías renovables y el empleo de una red de transmisión y distribución más interconectada ponen el foco en la construcción de una mayor cantidad de instalaciones eléctricas que garanticen el suministro y la calidad de la energía eléctrica. Los transformadores son un elemento clave de los sistemas eléctricos, tanto en generación, como en interconexión y distribución de la energía. Por tanto, se debe asegurar la revisión de los sistemas de protección, así como la instalación periódica de dispositivos innovadores de alta fiabilidad para proteger a los transformadores.

Por otro lado, como se ha comentado anteriormente, los autotransformadores tienen un uso creciente en el sistema eléctrico actual en sustitución a los tradicionales transformadores por sus ventajas económicas, por lo que es crucial incorporar una guía pormenorizada de los equipos a emplear para la protección de estas máquinas eléctricas de alta potencia. En este caso, se realiza el diseño del sistema de protecciones para un autotransformador perteneciente a una subestación de interconexión de dos redes de alta tensión (132kV y 400kV) de modo que sirva como guía detallada para proyectos similares en sistemas de energía eléctrica.

Abstract

Keywords: autotransformer, protections, relays, substation, 132/400kV, buchholz, DGA

Autotransformers are increasingly used in power transmission for the inter-connection of two networks at different voltage levels to replace conventional transformers. Their reduced cost and power gain justify the upward trend in their use.

They are electrical machines of high responsibility due to their great presence in electrical power systems. Due to their importance, high cost and difficulty of replacement, a detailed guide to a complete protection system for a power autotransformer is necessary. Specifically, the project designs the protections for a 400MVA and 132/400kV transformer.

The most common faults in autotransformers are thermal (overloads) and electrical (short circuits). In this work the internal protection mechanisms (thermometers, oil gauges, gas detection equipment, dehumidifiers and pressure control equipment) are exposed; as well as the external electrical protections in a power autotransformer (differential protection relay, overcurrent function).

Finally, the Dissolved Gas Analysis (DGA) technique is shown as a form of predictive maintenance, prior to autotransformer failure. This technique consists of taking oil samples for subsequent analysis in laboratories in search of dissolved gas traces characteristic of faults or failure tendencies inside the autotransformer. The most innovative online DGA monitoring equipment, its performance, advantages and measurement techniques are also shown.

Introduction

Basic concepts about autotransformers

An autotransformer is an electrical machine designed to transfer electrical power between its windings at different voltage levels. It is mainly used to vary the electrical magnitudes of the alternating current passing through it: voltage or current intensity, with the aim of reducing energy losses through the conductors in the transport of the same. Autotransformers are used, in turn, to interconnect two electrical networks at different voltage levels.

In terms of operation, they behave in the same way as a conventional transformer, although they have certain inequalities that characterize them.

The main difference between the two is the galvanic isolation, which is only present in the transformer, while the autotransformer has its windings in short circuit. While in a conventional transformer the primary and secondary windings are distinguished, in an autotransformer there is only one common winding where the primary and secondary terminals are included.

This feature is of particular interest because it allows a higher power transmission between the windings. To the power transmitted by electromagnetic induction (internal power) is added that transmitted directly by the electrical connection between windings (circulation power). In an autotransformer a power gain is obtained with respect to a transformer of the same dimensions. On the other hand, less copper is needed for the windings and less iron for the core, reducing the cost, in case the same specifications are required for an autotransformer and for a transformer. This reduces size, improves performance and reduces voltage drop. The following

equation is used to calculate the power gain of an autotransformer with respect to a transformer of the same dimensions:

$$G = \frac{U_{Nhigh}}{U_{Nhigh} - U_{Nlow}} = \frac{400kV}{400kV - 132kV} \simeq 1.49$$

In the equation, the gain obtained for the autotransformer studied in this work is added.

In essence, an autotransformer is a smaller, more economical and efficient device than a transformer for the same rated power level and voltage ratio. Although it is true that there are physical limitations for the admissible transformation ratio for an autotransformer, for which the use of a conventional transformer is more feasible due to its constructive form; or even makes the construction of an autotransformer impossible.

Another disadvantage is safety. Since there is no galvanic isolation, an unexpected grounding without reference to ground in the other terminal, or an opening in the circuit wiring can cause high voltages in the common winding, thus compromising the safety of the load and the operation of the isolation. By regulation, the secondary of an autotransformer must be grounded to reduce these risks. In addition, an autotransformer is not capable of filtering current harmonics, and acts as an additional source of current input in the event of a fault.

Due to these disadvantages, its use is mainly reduced to cases where there are no large differences between the voltages at the autotransformer terminals.

On the other hand, the low impedance due to the reduction of the windings implies a low voltage drop, which carries with it the risk of higher short-circuit currents than usual for power transformers of the same specifications, which can damage the autotransformer more easily if they are not taken into account for the design of the protections.

State of the art

Traditionally, the equipment used for the connection and transmission of power between two networks at different voltages are transformers; however, there has been a notable growth in the use of autotransformers to replace conventional transformers. In particular, in Spain autotransformers are used to interconnect 220kV and 400kV transmission grids. These interconnection nodes of the transmission grid belong to Red Eléctrica de España (REE). On the other hand, there is an increasing use of autotransformers to connect groups of renewable generation plants (mostly photovoltaic or wind), which are at a sub-transport or distribution voltage of 66kV or 132kV, to the 400kV transmission grid.

Power autotransformers are practically identical to power transformers as far as their operating principle is concerned. However, they present a series of economic advantages that motivate their increasing use in electrical power systems. Autotransformers allow the transmission of power at different voltage levels using smaller equipment, with a lower cost of the ferromagnetic core and copper windings. Although as mentioned above, this advantage is only applicable for not very high transformation ratios, generally equal to or less than 3:1. In the case of this work, the autotransformer has a transformation ratio of 132/400kV, which is equivalent to an approximate voltage ratio of 3:1, which allows its construction and use as a substitute for a conventional transformer.

Transformers are high cost and high responsibility equipment, since they have a high presence in the electrical system, which depends on their correct operation. A catastrophic failure in a generation transformer prevents the evacuation of the electrical energy generated in a power plant and its discharge into the transmission grid; a failure in an interconnection transformer can lead to partial outages if the grid is not sufficiently meshed and can cause overloads in nearby lines, putting other elements of the electrical system at risk; and a failure in a distribution transformer prevents the arrival of energy to consumers.

According to a report published by the U.S. Department of Energy: "Large Power Transformers and the U.S. Electric Grid" (2012), the cost of initial investment (CAPEX) of a transformer is roughly governed by the following equation:

$$Cost(M) = 0.041MVA^{0.7513}$$

Where cost is expressed in millions of dollars, and *input* is the power allocated to the transformer. For a 400MVA transformer, the CAPEX amounts to \$3.7 million. That amount subsequently rises by about 20-25

However, the concept of gain in an autotransformer has been shown previously. A good approximation (although not exact) estimates that the cost of an autotransformer is equivalent to the cost of the transformer of equal rated power divided by the gain of the autotransformer. Thus, for the case study of this work, the cost of the autotransformer would be as follows:

$$C_{auto} = \frac{C_{trafo}}{G} = \frac{3.7M\$}{1.49} = 2.48M\$$$

This represents a cost savings of more than \$1.2 million for equipment that is capable of the same power transmission. Due to their lower cost and similar performance, the upward trend in the installation of autotransformers instead of conventional transformers is justified.

According to statistics, power transformers have a very low failure rate, especially when compared to other elements of electric power systems. Their high robustness and reliability provide great stability to the power system. However, the potential failures that can occur internally in the machine can be catastrophic. Because autotransformers are manufactured on demand, their delivery and installation time in a substation is usually close to one year. Therefore, their operational availability is crucial, due to the difficulty of replacement and installation and their high cost.

Consequently, it is essential to include protection elements capable of notifying anomalous operation and sending a disconnection signal to the transformer in the event of a malfunction. Ensuring a correct design of the autotransformer protection system and continuous maintenance can extend its useful life for several decades.

For the design of protection systems, autotransformers and power transformers are practically identical. That is, although the use of autotransformers is growing, it is not necessary to redesign the protection system for the equipment, being sufficient to know the way in which the protections for conventional transformers are designed.

The protections installed in transformers include systems for measuring and controlling the temperature of the windings and the insulating mineral oil, relays for accumulation of gases produced by electrical faults in contact with the oil, equipment for measuring the oil level in the expansion tank, protection for the on-load tap changer, and differential and overcurrent protection relays for current leakage and overloads, among others.

Historically, these protection systems act in response to a disturbance, i.e., an anomaly must exist for the transformer's notification and tripping equipment to operate. Even in very selective, safe and compliant equipment, the tripping process depends in the first instance on there being a fault or anomaly in operation.

This has the disadvantage of reacting to the anomaly, because traditionally equipment that could prevent faults and act before they occur was not included. Recently, predictive maintenance equipment has begun to be included for transformers based on the analysis of dissolved gases in the insulating mineral oil. Oil samples are taken and the presence of dissolved gases is observed, depending on the type of gas present in the oil sample, the type of failure foreseeable for the transformer is concluded. These gases may indicate thermal stress, due to overloads; electrical stress due to current leakage; degradation of the insulating cellulose, or inclusion of contaminants that may react and damage the transformer.

Motivation

The increase in the demand for electricity, the growth in the percentage of electricity generated by renewable technologies and the use of a more interconnected transmission and distribution network put the focus on the construction of a greater number of electrical facilities that guarantee the supply and quality of electrical energy. Transformers are a key element of electrical systems, both in generation and in the interconnection and distribution of energy. Therefore, the revision of protection systems must be ensured, as well as the periodic installation of innovative, highly reliable devices to protect transformers.

On the other hand, as previously mentioned, autotransformers are increasingly used in the current electrical system to replace traditional transformers due to their economic advantages, so it is crucial to incorporate a detailed guide of the equipment to be used for the protection of these high-power electrical machines. In this case, the design of the protection system for an autotransformer belonging to an interconnection substation of two high voltage networks (132kV and 400kV) is carried out in order to serve as a detailed guide for similar projects in electric power systems.

2 Protecciones internas del autotransformador

Las protecciones internas son aquellas que están incluidas dentro del transformador. Según las estadísticas, más de la mitad de los fallos reportados como internos de los transformadores se atribuyen a fallos en los devanados, es decir, faltas de aislamiento; por lo que es crucial incluir equipos de control y medida del estado del autotransformador, fundamentalmente de su sistema dieléctrico y de la refrigeración. Se incluyen en esta categoría los equipos de medida de temperatura, los equipos de medida del nivel de aceite y los equipos de control de gases y fluidos en el interior del transformador. Cabe mencionar que al tratarse de un autotransformador de alta potencia, cuenta con un regulador de tomas en carga (OLTC). El regulador de tomas se encuentra en el interior de la cuba pero compartimentado y aislado de la parte activa (núcleo y devanados). Debido a que tanto la cuba principal como el regulador de tomas en carga están inmersos en aceite, aunque de forma separada, las protecciones deberán ser duplicadas para proteger ambas zonas. A continuación se muestran diferentes equipos de protección, aunque su explicación se da de forma general para la cuba principal del transformador, para evitar redundancia. Debe tenerse presente que a pesar de esto, los equipos deberán estar duplicados para proteger, a su vez, el regulador de tomas en carga.

2.1 Equipos de medida de temperatura - Termómetros - (26Q y 49T)

Monitorizar de manera continua la temperatura es una de las tareas más importantes a la hora de asegurar la funcionalidad y disponibilidad de un transformador de potencia. Un autotransformador de 400MVA, 132/400kV presenta una elevada intensidad de corriente nominal, cercana a los 1750A, en el lado de baja tensión. Las corrientes elevadas pueden tener efectos dañinos a nivel térmico, debido a la gran potencia calorífica evacuada por el conductor por efecto Joule, que puede dañar el sistema de aislamiento; y a nivel mecánico, por las fuerzas magnéticas que aparecen proporcionales a la intensidad de corriente que pueden causar tensiones o deformaciones mecánicas no deseadas.

Por tanto, es crucial la inclusión de equipos que midan la temperatura de los arrollamientos de baja tensión, que es aquella zona que va a presentar las mayores temperaturas del autotransformador, a modo de indicador de sobrecargas en el autotransformador o de defectos internos en los arrollamientos o en el núcleo. A su vez, se incluyen equipos de medida de la temperatura del aceite en los que se sumerge la sonda térmica directamente sobre el aceite de la parte superior del tanque principal (*top oil*)

Tanto para realizar la función de medida de temperatura de aceite (26Q) como la función de medida de temperatura de devanados (49T) se escogerá el mismo modelo de termómetro indicador. Para ejemplificar, se muestra el modelo MESSKO® BeTech. Dicho termómetro está compuesto por una sonda térmica que se conecta al mecanismo de medición por medio de un tubo capilar. Este termómetro se colocará en el mismo lateral del autotransformador en el que se encuentra el tanque de expansión, de forma que la pantalla de visualización (*display*) sea visible con facilidad a la altura de los ojos; aunque la sonda térmica se introducirá preferiblemente por la parte superior del tanque de aceite, inmediatamente por encima del núcleo del transformador.

La *Figura 1* muestra el modelo del termómetro MESSKO® BeTech. Los termómetros cuentan con las siguientes especificaciones:

- Rango de medida: 0...+150°C.
- Salida analógica: Pt100. RTD, con $R=100\Omega$ a 0°C
- Longitud del tubo capilar: 8m.
- Tipo de rosca: M22 x 1.5 mm (N°22).
- Pasamuros: Conector ANSI.
- Montaje y protección carcasa: *IP65: Polar execution.*
- Color carcasa: RAL 7038.
- Color inscripción: Fondo negro con letra amarilla.
- Pantalla: Policarbonato con estabilizador UV.

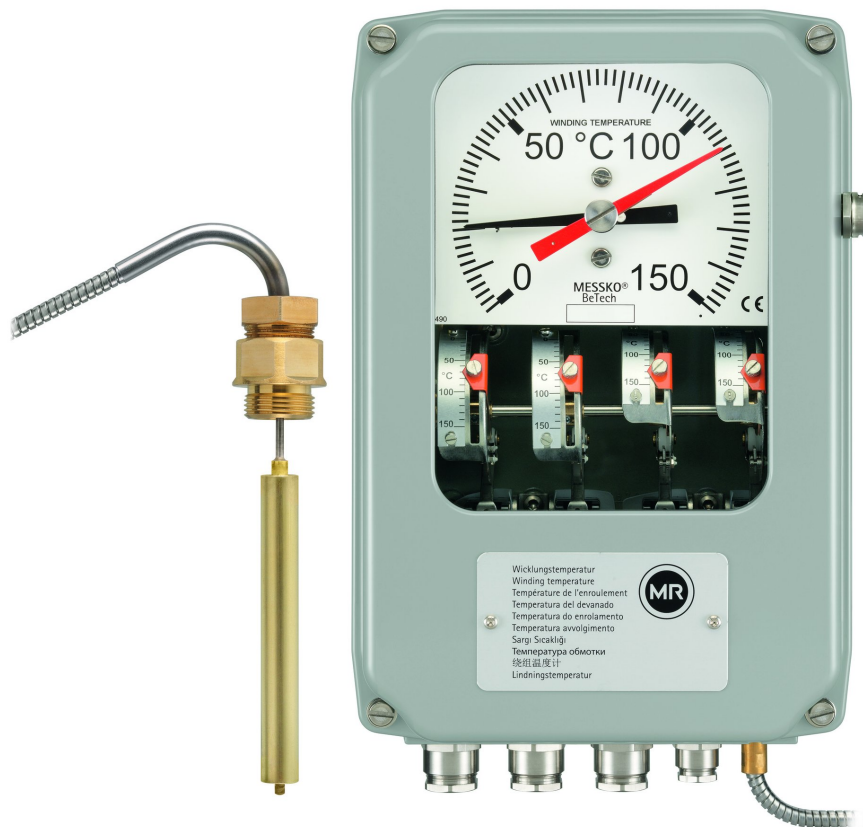


Figura 1: Equipo de medida de temperatura MESSKO® BeTech.

A continuación, se muestran en la *Figura 2* los datos técnicos del producto . Finalmente, se muestran en las *Figura 3* y *Figura 4* los planos correspondientes al termómetro y del tipo de rosca elegida.

MESSKO® BeTech	Technical data
Materials	
Housing	Die casted aluminium, polyester powder coated, RAL7033 (RAL7038 optional)
Viewing glass	Laminated safety glass as a standard (optional: UV stabilized polycarbonate)
Thread joint	Square flange 4 holes; G $\frac{3}{4}$ "; G1"; $\frac{7}{8}$ "-14UNF; other thread joints on request
Cable gland	Up to 3 x M20 and 1 x M16 or 3 x PG16 adaptor
Characteristic data	
Measuring range	0 ... 150 °C or -20 ... 130 °C or 0 ... 160 °C or -40 ... 160 °C; other ranges on request
Indication accuracy	± 3 °C (30-150 °C) (optional: ± 2 °C or 1.5 °C)
Place of installation	Indoors and outdoors, tropical and arctic climates
Ambient temperature	-40 ... +70 °C (optional: polar execution down to -60 °C)
Insulation voltage	2.5 kV 50 Hz 1 min
Protection class	IP 55 in acc. with EN60529 (optional: IP 65)
Analog output	4-20 mA; 4-20 mA and 5 V DC; 0-5 V DC; Pt100
Weight	Approx. 4 kg
Micro-switches	
Number	2, 3, 4 or 5
Switch rating	Standard SPDT 250 V AC / 15 A; (optional: MBO SPDT 250 V AC / 10 A or 250 V DC / 5 A, DPDT or gold plated SPDT)
Switch hysteresis	12 $\pm$ 2 °C; others on request
Built-in matching resistance	
Winding temperature indicator with MRB110-1	For CTmax 2.2 A cont.; setting range 0 - 80 % of input current
Winding temperature indicator with MRB110-2	For CTmax 2.65 A cont.; setting range 45 - 85 % of input current

Figura 2: Datos técnicos MESSKO® BeTech.

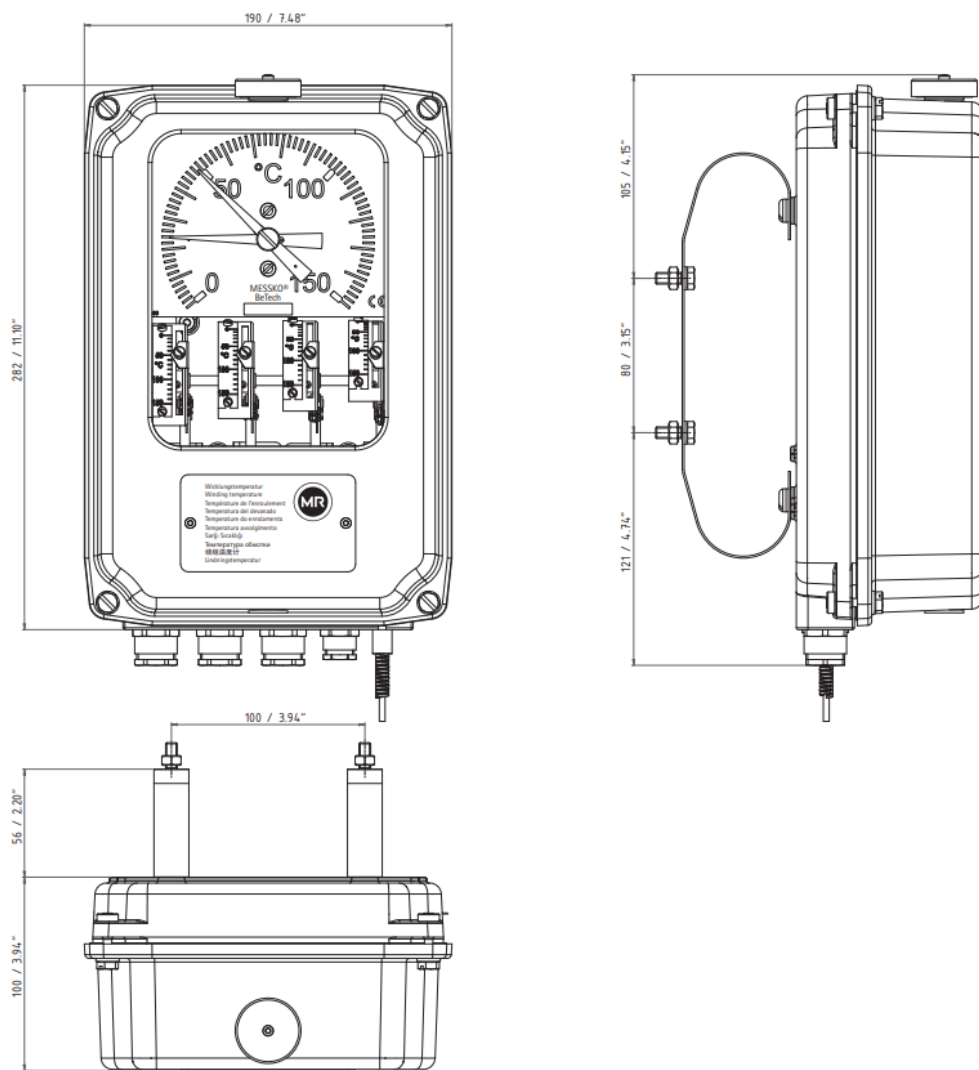


Figura 3: Plano equipo de medida de temperatura MESSKO® BeTech.

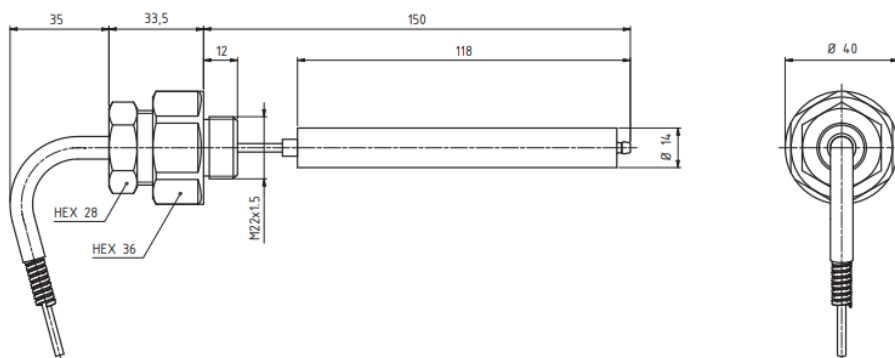


Figura 4: Plano rosca para sonda térmica MESSKO® BeTech.

2.2 Equipos de medida de nivel de aceite - Indicador magnético - (71Q)

La gran mayoría de transformadores de potencia de más de 10MVA tiene el interior de su cuba completamente inmerso en aceite mineral aislante. Este aceite cumple con la función de aislamiento, impregnando el papel que envuelve las bobinas de los devanados; así como con la función de transferencia de calor, evacuando hacia el exterior el calor generado en el núcleo. Además, reduce la probabilidad de que se produzcan descargas y cortocircuitos en la parte activa del autotransformador.

Sin embargo, el aceite mineral cuenta con una temperatura de encendido muy reducida, llegando a causar inflamación a partir de los 145^o; por otra parte, el aceite mineral es un derivado del petróleo y puede ser altamente contaminante si se produce una fuga. Debido a su importancia y la precaución que se debe tener al emplearlo, es imprescindible la correcta monitorización no solo de su temperatura, sino también de su nivel, de modo que se compruebe que el aceite está en sus parámetros correctos y no se ha producido ningún defecto o fuga.

Para realizar la función de medida de nivel de aceite (71Q) se empleará, a modo de ejemplo, el dispositivo MESSKO® MTO. Un equipo irá insertado en el tanque de expansión, aunque como se mencionó previamente, se incluirán varios dispositivos para proteger a su vez el regulador de tomas en carga. Debido a que el tanque de expansión está situado por encima de la cuba, es un buen elemento indicador del aceite en el autotransformador, encontrándose la cuba en una cota inferior. Es necesario comprobar que el nivel de aceite dentro del depósito de expansión se encuentra dentro de unos márgenes razonables. Un nivel muy bajo podría implicar que la cuba ya no se encuentra totalmente inmersa en aceite, sino que ha sufrido una fuga. Por otro lado, un nivel excesivamente alto puede indicar una expansión exagerada del aceite, posiblemente debido a una sobrecarga. El funcionamiento del indicador de nivel de líquido es sencillo. Se compone de dos partes, una pantalla con una aguja que indica el nivel de aceite del depósito de expansión; y una varilla con un pequeño elemento flotador que se mantendrá siempre por encima del aceite. La varilla transmitirá el movimiento de rotación que causa la posición del flotador en función del nivel de aceite a la aguja del *display*, de modo que la posición angular de la aguja sea directamente proporcional a la posición vertical del flotador, y por ende, del nivel de aceite. Los ejes de la varilla del flotador y de la aguja de la pantalla no se encuentran unidos mecánicamente, sino que se encuentran acoplados magnéticamente. Es decir, ambos ejes están aislados de modo que no se produzcan filtraciones de aceite en la unión entre el interior y el exterior del tanque, y la transmisión del movimiento se realiza por medio de imanes.

El indicador de nivel de aceite se colocará en el tanque de expansión, de modo que el eje de la varilla con el flotador se encuentren dentro del tanque; mientras que la carcasa con la pantalla y con el eje de la aguja estén en el exterior. Además, el *display* debe ser visible con facilidad, de modo que se pueda comprobar de manera rápida el nivel de aceite. La *Figura 5* muestra el modelo del indicador de nivel de aceite MESSKO® MTO.

El *display* muestra el nivel máximo de aceite y el mínimo. Por otro lado, debido a que el volumen de aceite depende de la temperatura, se incluye un nivel estimado al que debería estar el aceite si la temperatura es de 20°C, si la temperatura es inferior el nivel disminuirá proporcionalmente, y viceversa. También se incluyen dos contactos de alarma y disparo, para el caso en el que el nivel de aceite sea anormalmente bajo y pueda indicar una fuga de aceite que pueda ser dañina para el entorno, pueda causar incendios o dejar sin aislamiento a los devanados.



Figura 5: Indicador de nivel de aceite MESSKO® MTO.

A continuación se muestra en la *Figura 6* la documentación adicional del dispositivo.

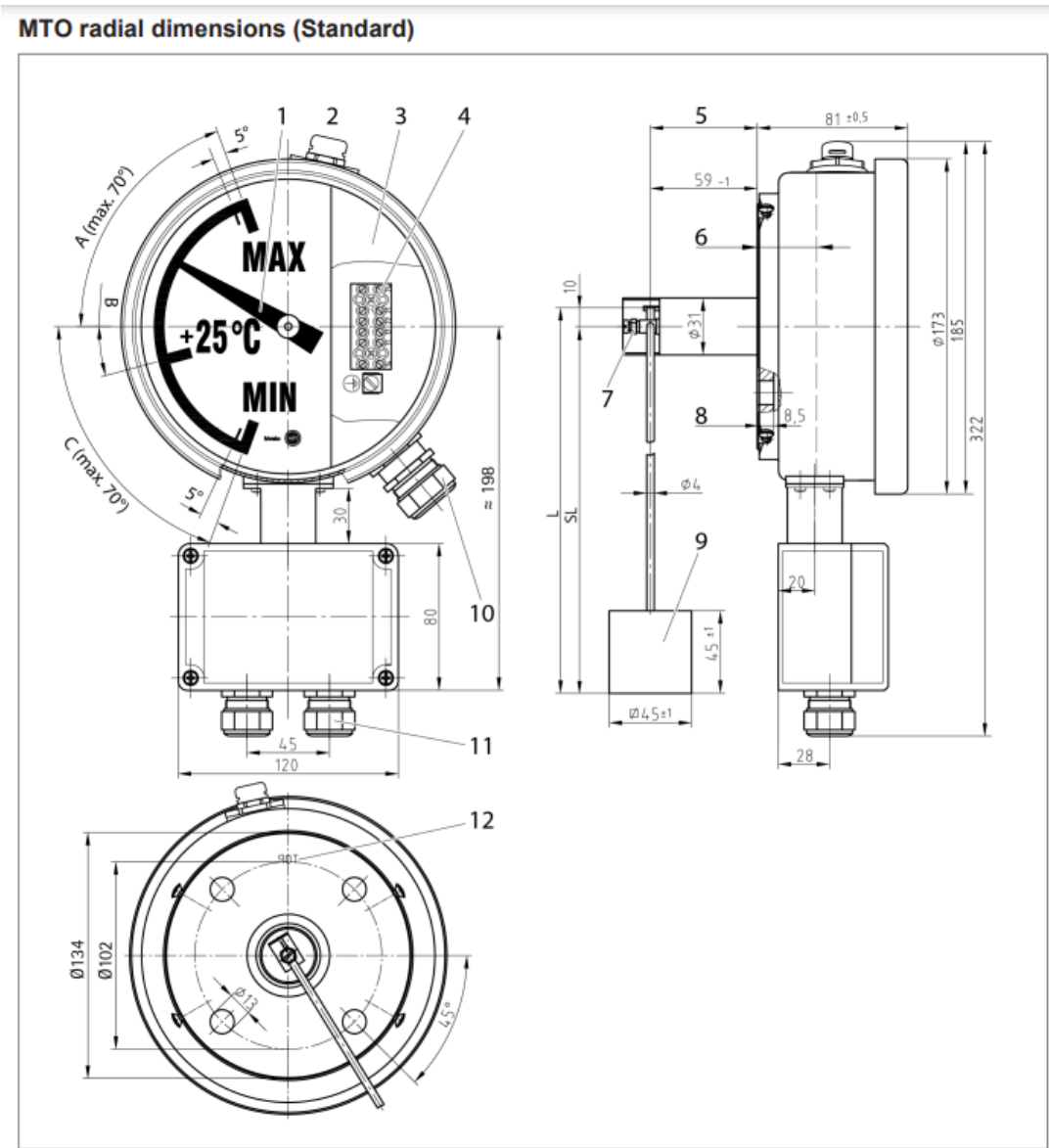


Figure 3: MTO radial, standard

1 Indicator	2 Ventilation
3 Cover plate	4 Connection terminals
5 Projection	6 Bolt length max. 20 mm
7 Lock nut	8 Flange thickness
9 Float gauge	10 M25x1.5 cable screw connection in accordance with EN 60423
11 M20x1.5 cable screw connection in accordance with EN 60423	12 TOP for flange mount

Figura 6: Plano indicador de nivel de aceite MESSKO® MTO con configuración radial para la varilla.

2.3 Equipos de detección de gases - Relé Buchholz - (63B)

Los autotransformadores de potencia, como se ha explicado anteriormente, están completamente inmersos en aceite. Debido a este motivo, incluyen un depósito de expansión conectado a la cuba mediante una tubería, de forma que si se producen variaciones en el volumen de aceite, estas puedan ser recogidas en el depósito sin causar sobrepresiones dentro de la cuba. El depósito de expansión, a diferencia de la cuba, no está completamente inmerso en aceite, pero debe mantener un nivel considerable del mismo (ver sección 2.2). Este aceite reacciona ante descargas parciales o sobretensiones en el núcleo del autotransformador, produciendo gases que emergen hacia la parte superior del aceite. El Relé Buchholz es un dispositivo que se sitúa en la tubería que une la cuba con el depósito de expansión, de forma que es capaz de detectar los gases que emergen desde la superficie de la cuba y se dirigen hasta el depósito de expansión, que se encuentra en una cota superior.

De este modo, cuando se producen funcionamientos anómalos en el núcleo del autotransformador, como sobrecargas o daños en el aislamiento que produzcan descargas, se liberan gases fruto de la descomposición del aceite mineral aislante. Estos gases, en forma de burbujas, ascienden por el interior de la cuba y se transportan por la tubería hasta el depósito de expansión; atravesando antes el Relé Buchholz.

El Relé Buchholz presenta un contacto de alarma y otro contacto de disparo. En función de la gravedad de la falta, se generará mayor o menor volumen de gas, que será detectado por el Relé enviando la señal correspondiente (alarma o disparo). El tiempo medio de actuación del Relé Buchholz es de 0,5 segundos.

A continuación, se explican las distintas casuísticas ante las que puede reaccionar el Relé Buchholz. Para ilustrar, se representa la sección longitudinal de un Relé de dos flotadores, más aptos para autotransformadores de gran potencia que los relés de un flotador. Nótese la diferencia entre el estado inicial (flotadores en color azul) y el estado final (flotadores en color blanco). El aceite aislante está representado en color anaranjado.

El Relé Buchholz representado presenta en su interior dos flotadores que en condiciones normales, mantienen cerrados los contactos de alarma (flotador superior) y disparo (flotador inferior). Además, el flotador inferior cuenta con una placa deflectora sujeta por un imán permanente. Esta placa deflectora se moverá si la fuerza de la corriente de gas supera el valor de reacción de la misma. Al moverse, acciona el contacto del flotador inferior enviando la señal de disparo.

2.3.1 Acumulación de gas

Causa

Faltas menores, sobrecargas que causan sobretensiones moderadas y ruptura del aceite aislante liberando gases.

Efecto

Burbujas de gas que fluyen desde la cuba y se acumulan en la parte superior del Relé Buchholz. La acumulación de burbujas en la parte superior del Relé desplazan el nivel de aceite hacia abajo.

El flotador superior se ubica en la posición del nivel de aceite, y baja en la misma medida. Al bajar el flotador, abre el contacto normalmente cerrado y activa la señal de alarma.

El flotador inferior no percibe ninguna perturbación, debido a que la acumulación es lenta y progresiva. Además, si se alcanza un determinado nivel de gases acumulados, éstos escapan por la tubería hacia el depósito de expansión. El flotador inferior, por tanto, no envía señal de disparo.

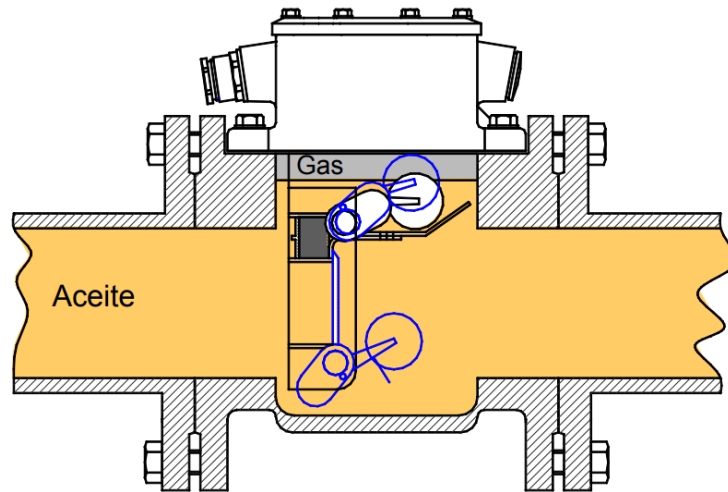


Figura 7: Actuación de Relé Buchholz para caso de acumulación de gas.

2.3.2 Pérdida de aceite aislante

Causa

Pérdida o fuga del aceite mineral aislante.

Efecto

A medida que disminuye el nivel de aceite aislante, el flotador superior también se desplaza hacia abajo; siguiendo el nivel del aceite. Al igual que en el caso de acumulación de gases, al bajar el flotador superior se activa la señal de alarma.

Si el nivel de aceite sigue disminuyendo, el flotador inferior también se desplazará hacia abajo. Al igual que el superior, su descenso abrirá un contacto normalmente cerrado que supone el envío de la señal de disparo al interruptor y la desconexión del autotransformador.

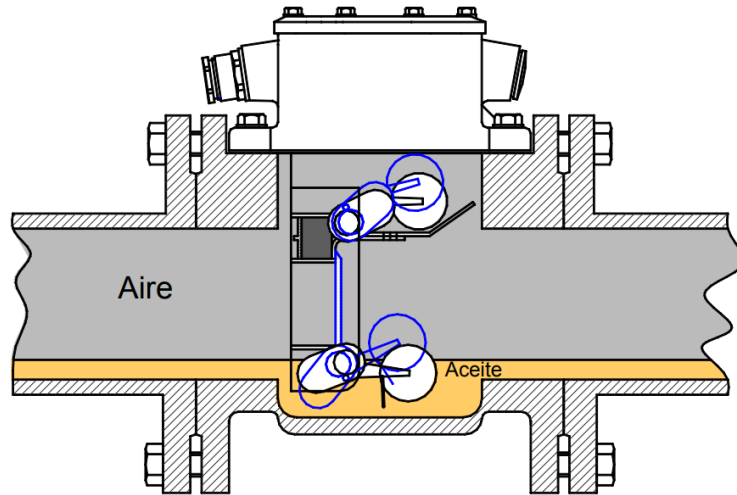


Figura 8: Actuación de Relé Buchholz para caso de pérdida de aceite aislante.

2.3.3 Corriente súbita de fluido

Causa

Faltas eléctricas graves. Cortocircuitos entre espiras, faltas a tierra o entre fases, fallos en aislamiento del núcleo, entre otros.

Efecto

Las faltas eléctricas en la parte activa del transformador producen corrientes elevadas, descargas parciales y cortocircuitos que aumentan la temperatura del aceite a un ritmo muy elevado. Al aumentar de manera elevada la temperatura del aceite, se genera un gran volumen de gases que fluyen súbitamente desde la cuba hasta el depósito de expansión por la tubería, pasando antes por el Relé Buchholz.

El chorro de gases impacta con fuerza suficiente como para desplazar la placa deflectora y abrir así el contacto del flotador inferior que envía la señal de disparo del autotransformador. El flotador superior puede desplazarse o no, aunque su actuación no es relevante debido a que el flotador inferior envía la señal de disparo al interruptor y corta la corriente eléctrica de entrada al autotransformador. En función del modelo del Relé, la placa deflectora volverá a su posición inicial tras el cese de la corriente de gases o permanecerá en la posición de accionamiento del flotador inferior.

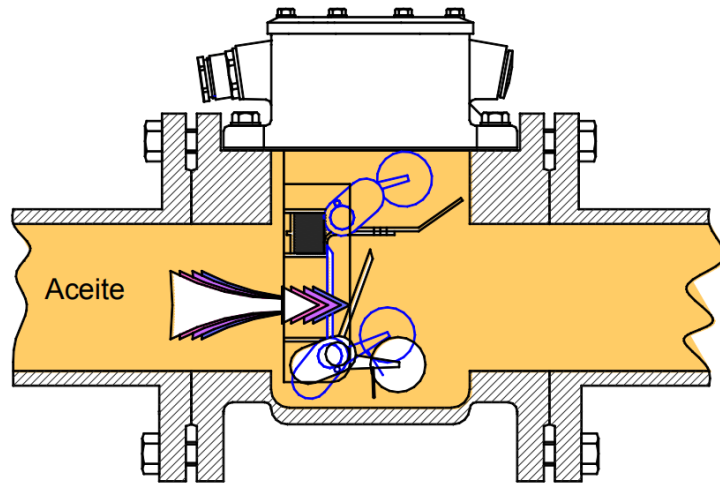
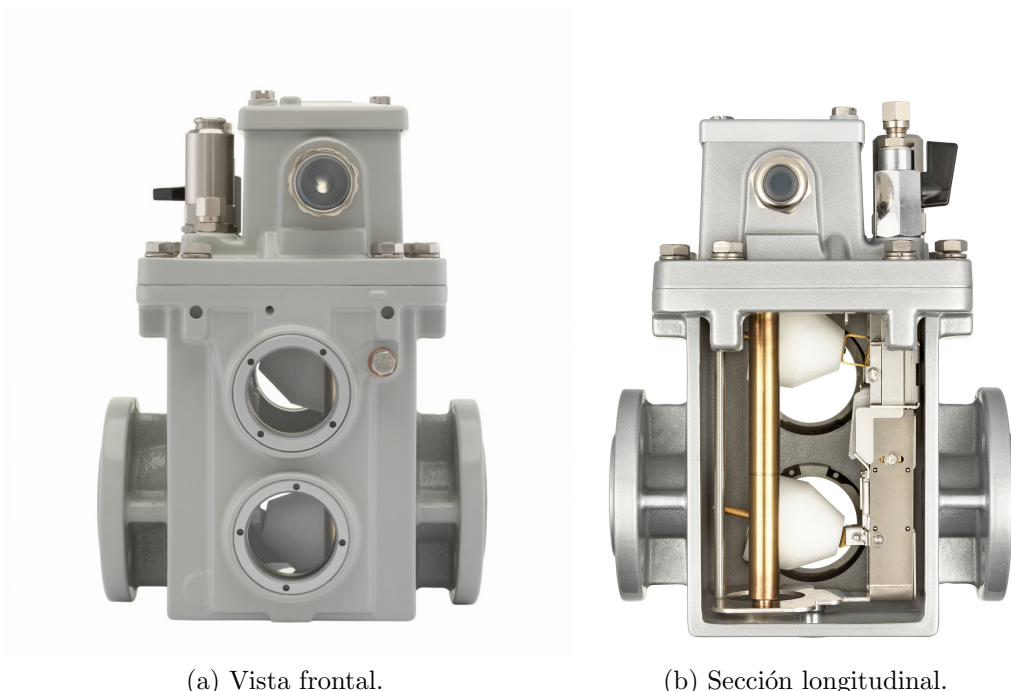


Figura 9: Actuación de Relé Buchholz para caso de corriente súbita de gas.

Como se ha comentado anteriormente, el Relé Buchholz de dos flotadores es el más apropiado para autotransformadores de alta potencia, por lo que se elegirá esta versión para el autotransformador de 400MVA. Se elegirá el modelo en función de la forma y diámetro de la tubería que conecta la cuba con el depósito de expansión. Se muestra, a modo de ejemplo, el dispositivo MESSKO® MSafe®.

La *Figura 10* muestra el modelo del Relé Buchholz MESSKO® MSafe®. Como se puede apreciar, el Relé Buchholz cuenta con dos mirillas para comprobar el estado de los flotadores y el nivel del aceite. Al montar el Relé Buchholz, se debe asegurar que se encuentra completamente inmerso en aceite para poder actuar en sus diferentes funcionamientos según el tipo de fallo. Para esto, se debe purgar el aire en el interior, empleando la válvula correspondiente y así asegurar su completo llenado de aceite mineral.



(a) Vista frontal.

(b) Sección longitudinal.

Figura 10: Relé Buchholz MESSKO® MSafe®.

La *Figura 11* muestra el plano del Relé Buchholz para el caso de un empalme bridado. A continuación, la *Figura 12* muestra la información adicional y especificaciones técnicas del Relé MESSKO® MSafe®.

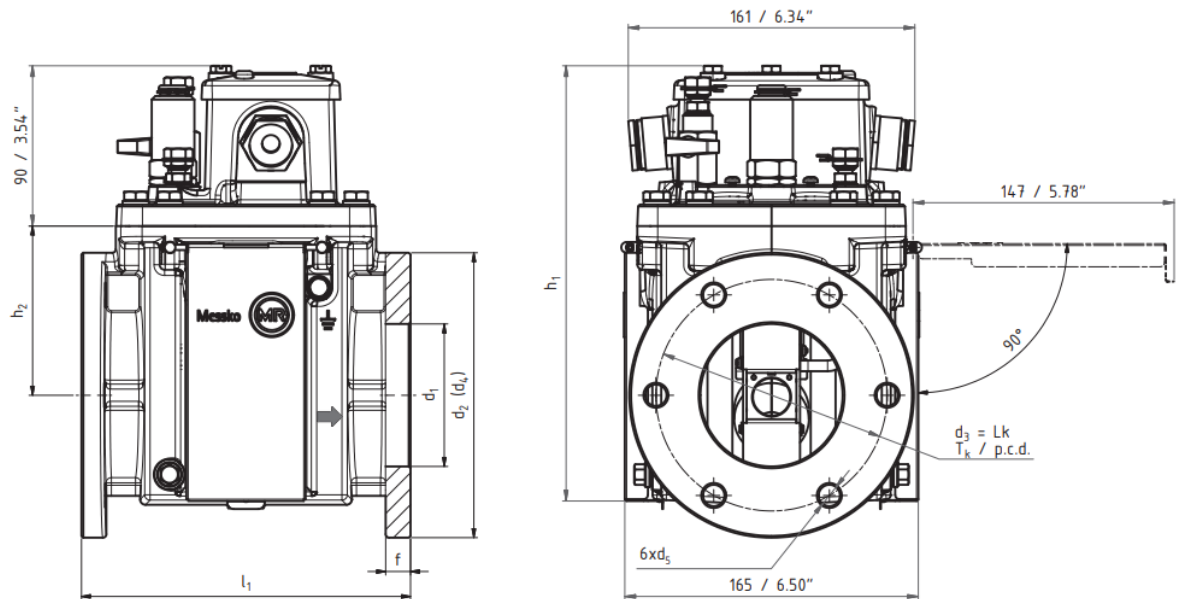


Figura 11: Plano Relé Buchholz MESSKO® MSafe®.

MESSKO® MSafe®	Technical data
Materials	
Housing and upper part inclusive terminal box	Aluminium casting, RAL 7033 or 7038 (similar to ANSI 70 light grey), powder coated; Offshore model on request; Design and construction acc. EN 50216-2
Inspection glass	Safety glass with UV filter
Characteristic data	
Installation	Indoors and outdoors, tropical proof
Ambient temperature	-50... 80 °C
Isolation liquid temperature	-30... 120 °C (mineral oil)
Protection mode	IP 55 as per DIN EN 60 529
Nominal tube diameter	DN25, DN50, DN80 or DN25 with G 1 1/2" threaded connection
Flap triggering pressure	For DN25 on customer request 1 m/s, 1.2 m/s, 1.3 m/s, 1.5 m/s, 2 m/s or 2.5 m/s (each $\pm 15\%$); for DN50 on customer request 1 m/s, 1.3 m/s, 1.5 m/s or 2 m/s (each $\pm 15\%$); for DN80 on customer request 1 m/s, 1.3 m/s, 1.5 m/s, 2 m/s or 2.5 m/s (each $\pm 15\%$); 3 m/s for DN25, DN50, DN80 on request
Isolation liquid	Designed for isolation liquid acc. IEC 60296 Class II

Protected reed switch	
Number and type	Normally closed, normally open or changeover contacts on customer request; potential free; 2 pieces per function; maximum 4 pieces
Nominal voltage	24-250 V AC/DC
Max. nominal current	2 A AC/DC
Min. switching current	50 mA/24 V DC
Max. through-current	3 A AC/DC
Max. switching capacity AC	1.2 VA-400 VA
Max. switching capacity DC	1.2 W-250 W
Rated insulation voltage	2.7 kV AC/2 sec. contacts against housing; 1 kV AC/2 sec. open contacts
Insulation resistance	1000 M Ω /500 V DC
Connection via terminal-box	
Connection terminals	Min. 0.25 mm ² / max. 4 mm ²
Cable gland	M25x1.5 for cable ϕ 13...20 mm or 1/2" NPT
Mechanical tests	
Vibration	5-35 Hz and 10-150 Hz at 2 g, 2 h (IEC 60068-2-6)
Earthquake	2-10 Hz, 22.5 mm, 1 h (IEC 60068-2-57)
Shock	10 g, 10 ms (IEC 60068-2-27)
Continuous oscillation test	100, 200, 300, 400 Hz, 1 g, 2 h

Figura 12: Datos técnicos MESSKO® MSafe®.

2.4 Equipos de deshumidificación - Aireador de Silica-Gel

Los autotransformadores de potencia, como ya se ha mencionado, presentan un tanque de expansión que se emplea para recoger las posibles variaciones de volumen del aceite mineral que se suceden en la cuba debido a los sucesivos calentamientos y enfriamientos en la parte activa del transformador. El depósito de expansión, en condiciones normales tiene su nivel de aceite en torno al 40-50 % del volumen máximo, éste nivel se puede comprobar con el indicador magnético (ver sección 2.2). La parte libre del tanque de expansión está llena de aire.

Si se produce una variación del volumen del aceite debido a una variación de su temperatura, el aire del tanque de expansión sufriría expansiones o compresiones que causarían presiones positivas o negativas sobre el tanque. Por este motivo, se incluye una pequeña abertura en la parte superior del tanque conectada mediante una tubería hacia el exterior del autotransformador, de modo que el aire pueda entrar y salir al tanque de expansión sin causar sobrepresiones en sus paredes.

Sin embargo, el aire del exterior es húmedo y presenta contaminantes en suspensión. Estos agentes (humedad y contaminantes) pueden causar degradación del aceite mineral aislante del autotransformador. Por tanto, es importante introducir un filtro entre el tanque de expansión y el exterior para el aire.

2.4.1 Deshumidificador tradicional

En transformadores eléctricos, este filtro históricamente está compuesto por gel de sílice (silica-gel), que adsorbe la humedad presente en el aire. Este gel suele estar teñido de color anaranjado o azul, y cambia su tonalidad cuando se encuentra saturado de humedad. El destacado color indica, por simple inspección visual, si el silica-gel está en buenas condiciones o si necesita ser repuesto para poder seguir adsorbiendo la humedad.

El aireador también incluye un separador de aceite que actúa como barrera para impedir el libre flujo de aceite cuando las diferencias de presión entre tanque y exterior son pequeñas. Con esto se logra una mayor durabilidad del gel de sílice al no estar constantemente adsorbiendo humedad, sino que se limita a los casos necesarios. El separador de aceite también actúa como captador de partículas de polvo en suspensión en el aire, de modo que el aire que entra desde el exterior pasa al gel de sílice sin impurezas. El aire es deshumedecido en el silica-gel y pasa al tanque de expansión sin polvo ni humedad, retrasando así la degradación del aceite.

Cuando el silica-gel se encuentra saturado de humedad cambia a una tonalidad más oscura, generalmente. Se debe apreciar en el depósito de silica-gel la saturación del gel desde la parte inferior a la superior. Si el gel no cambia de color con el tiempo, significa que no está deshumedeciendo el aire y que por tanto existe una fuga en alguna junta o sellado en la que está entrando el aire directamente del exterior al transformador. Se recomienda reemplazar el gel de sílice cuando el 75-80 % del depósito se encuentra saturado. La manera de restaurar el gel consiste en desecarlo para eliminar la humedad adsorbida y así poder emplearlo de nuevo.

La *Figura 13* muestra dos depósitos de silica-gel pertenecientes a un transformador de potencia. El depósito de la izquierda se usa en el cambiador de tomas (OLTC), apreciable por su reducido tamaño, además su color es azul uniforme y no muestra signos de sustitución para el gel. En el depósito de la derecha se puede observar la saturación del gel por la doble tonalidad. En la parte superior se encuentra el gel sin saturar (de color rosado) y en la parte inferior se aprecia una tonalidad más oscura. El depósito de la derecha se usa para el tanque principal y depósito de expansión, se aprecia por su mayor tamaño.



Figura 13: Aireadores convencionales de silica-gel.

2.4.2 Deshumidificador libre de mantenimiento

Uno de los principales inconvenientes del deshumidificador tradicional es la necesidad de mantener y reemplazar de forma manual el gel de sílice. Se requiere un continuo mantenimiento y frecuente observación para diagnosticar el momento de saturación del silica-gel, que indica la necesidad de ser reemplazado para evitar entradas de humedad hacia el tanque de expansión del autotransformador. Por otro lado, al ser un sistema sencillo y clásico, no ofrece la posibilidad de monitorizarlo de forma remota. Es decir, supone un coste de personal para acudir presencialmente a verificar el estado del dispositivo.

Los deshumidificadores libres de mantenimiento consiguen resolver estos inconvenientes empleando la tecnología disponible actualmente, es por esto que su uso es creciente y presenta innovaciones a la forma tradicional de deshumidificar el aire que entra a los transformadores.

En primer lugar, eliminan la necesidad de usar el separador de aceite, que capta partículas de polvo y necesita ser limpiado periódicamente. En su lugar, presenta una rejilla de acero sinterizado que retiene el aire exterior hasta que es adsorbido por el agente desecante.

Por otro lado, presenta varios calefactores en el interior del dispositivo, de modo que el aire entra al transformador limpio y seco, incluso en condiciones árticas donde pueda producirse congelación.

La principal innovación que presentan estos dispositivos con respecto a su versión tradicional, es la inclusión de un sistema de monitorización por sensores de la humedad relativa. Cuando la humedad del agente desecante supera el umbral permisible, los calefactores del interior se activan con el fin de condensar el agua. Aproximadamente, a la temperatura de 140° se consigue condensar el agua en estado líquido en paredes y base. El agua en estado líquido pasa por la rejilla metálica para su posterior evacuación hacia el exterior. Con esto, se consigue la regeneración del agente desecante de forma automática.

Además, el deshumidificador cuenta con LEDs para indicar su correcto funcionamiento y permite la monitorización de forma remota.

Se cumplen así los objetivos de prevención de humedad en el aire para la entrada al depósito de expansión y cambiador de tomas, a la vez que la reducción de costes de desplazamiento de personal y reposición del material.

La *Figura 14* muestra el deshumidificador libre de mantenimiento MESSKO® MTRAB®. Se puede observar a simple vista rejilla metálica sinterizada, recubierta por un cristal que filtra la radiación UV para conservar mejor el interior. Además, presenta en el interior de la rejilla los calefactores ya mencionados, controlados de forma automática en función de la temperatura y de la humedad relativa en el desecante.



Figura 14: Deshumidificador libre de mantenimiento MESSKO® MTRAB®.

2.5 Equipos de control de presión - Válvula de incremento de presión

La válvula de incremento de presión, o relé de presión súbita, es un elemento crucial a la hora de proteger la cuba y el cambiador de tomas frente a faltas que provoquen liberaciones de gases. Debido a que el autotransformador se encuentra cerrado para su mejor conservación, la aparición de gases derivados de una falta puede inducir sobrepresiones en el interior de la máquina. Por tanto, es necesaria la inclusión de equipos de protección que puedan mandar señal de alarma y/o disparo del autotransformador cuando se suceda una sobrepresión en el interior que pueda comprometer la seguridad de la máquina.

La utilidad de la válvula de incremento de presión se fundamenta en la detección de faltas leves que puedan pasar desapercibidas por otros sistemas de protección interna. Las faltas graves, generalmente, son detectadas en menos tiempo por otros relés de protección. La válvula es capaz de detectar gradientes de presión crecientes, y de actuar antes de que los efectos destructivos de la sobrepresión puedan ser percibidos por la válvula de liberación de presión. De este modo, si una falta interna está produciendo un arco eléctrico que libera gases procedentes del aceite, el gradiente de presión será detectado por la válvula de incremento de presión; mientras que la válvula de liberación de presión tiene un umbral de actuación más lento (hasta que se alcanza el valor de su presión límite, generalmente 0.35 bar). Es, por tanto, necesaria para una actuación rápida y para minimizar los daños que pueda producir el arco en el proceso hasta que se alcanza el valor de actuación del liberador de presión. Sin embargo, por su naturaleza, la válvula es propensa a actuar cuando no debe actuar (falta de seguridad), es decir, ante faltas externas o eventos sin falta. Para disminuir estos falsos avisos, la válvula de incremento de presión está diseñada y calibrada para no actuar en casos de variaciones de presión presentes en el funcionamiento normal, por ejemplo, presiones debidas a variaciones de temperatura, vibraciones, ondas de choque o bombeo de aceite; y actuar con una característica de tiempo inverso y de forma rápida ante faltas internas.

La *Figura 15* muestra como ejemplo la válvula de incremento rápido de presión Qualitrol® 900/910 RPRR. Se debe incluir una unidad en el tanque principal y otra en el cambiador de tomas (OLTC).



Figura 15: Válvula de incremento rápido de presión Qualitrol® 900/910 RPRR.

3 Protecciones eléctricas del autotransformador

Las protecciones eléctricas se incluyen en el autotransformador para detectar y analizar estados anómalos de la red eléctrica a la que está conectado. A diferencia de las protecciones internas, las protecciones eléctricas no forman parte del autotransformador, sino que se instalan de forma anexa a la máquina en forma de relés electromecánicos (antiguamente) o digitales (actualmente). Estas protecciones reciben como *input* magnitudes eléctricas; ya sea tensión, corriente, frecuencia, flujo magnético o impedancia, entre otras. Con estos datos el relé envía señales de alarma y/o disparo del autotransformador en función de su calibración. Los autotransformadores son máquinas eléctricas con una tasa de fallos notablemente menor a la de otros elementos del sistema eléctrico. Cuando se produce un fallo, generalmente es de tipo grave, por tanto se deben incluir esquemas y equipos de protección selectivos, obedientes, seguros y rápidos.

En este trabajo, se tratará fundamentalmente la protección diferencial del transformador (87T) como elemento protector ante faltas internas y la función de sobreintensidad (50/51) como respaldo ante sobreintensidades en el autotransformador.

3.1 Protección diferencial del autotransformador - (87T)

3.1.1 Introducción

La protección diferencial del autotransformador es la protección principal de la máquina ante cortocircuitos y faltas internas. Su tiempo de actuación es muy reducido, (menos de un ciclo), lo que ofrece una garantía de detección de la falta muy alta y actuación prácticamente instantánea. La protección diferencial es una protección independiente al resto de protecciones del transformador y de la subestación, por lo que no es necesario coordinar su actuación con la de otros relés.

3.1.2 Principio de funcionamiento

El fundamento de la protección es la detección y actuación ante cortocircuitos internos y bloqueo ante faltas externas al autotransformador; basándose en la Primera Ley de Kirchoff. En la *Figura 16* se presenta un esquema del principio de funcionamiento del relé de protección diferencial de transformador. Como se puede apreciar, se muestran dos casos de faltas en el transformador. En color rojizo, se muestra el caso de una falta interna (cortocircuito entre devanados, falta a tierra, falta entre fases, fallo en el núcleo, falta de aislamiento...); mientras que en color amarillo, se presenta el caso de una falta externa al transformador (faltas en la red). A ambos lados del transformador, se muestran los transformadores de intensidad (TI) con su polaridad correspondiente. Es crucial la correcta selección de la polaridad para los TIs, debido a que la comparación realizada por el relé diferencial es de tipo fasorial; por lo que no solo se compara la magnitud de las corrientes que atraviesan el relé, sino sus desfases y sentidos.

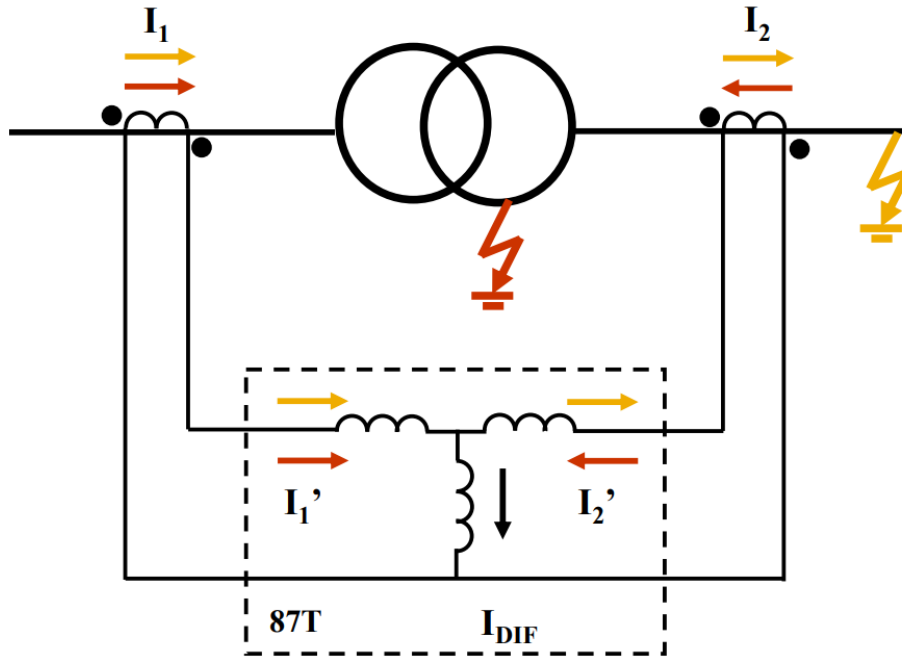


Figura 16: Esquema relé protección diferencial de transformador.

Para el caso de la falta interna, las corrientes del devanado primario y secundario apuntan a la falta; el primario hacia la derecha y el secundario hacia la izquierda. Estas magnitudes se reducen mediante los TIs (que deben tener una relación de transformación concreta para su posterior lectura mediante el relé), y entran al relé (véase I_1' e I_2'). Aplicando Primera Ley de Kirchoff, la suma de las corrientes en el nudo es nula, y por tanto existe una corriente diferencial que es vista por el relé (flecha negra). La existencia de esta corriente diferencial implica la actuación de forma instantánea del relé.

En el caso de una falta externa, ambas corrientes de primario y secundario apuntan hacia la derecha. Al ser reducidas por los TIs con la polaridad correcta, las corrientes de entrada al relé tienen el mismo sentido y magnitud; por lo que la corriente diferencial es nula. Al no existir corriente diferencial suficiente, el relé se bloquea.

3.1.3 Limitaciones y dificultades

Error de medida

En el proceso de captación de las corrientes de entrada y comparación entre entrada y salida se producen incertidumbres y errores en el valor de la magnitud de las corrientes. Por tanto, el relé debe ser configurado con un cierto umbral de tolerancia para evitar actuaciones y disparos innecesarios.

- En primer lugar, los transformadores de intensidad de protección añaden un error caracterizado por su clase. Usualmente, los TIs suelen ser de la clase 5P20 o similar, denotando un error del 5 % para una intensidad de valor 20 veces la intensidad nominal. La configuración del relé suele considerar el error nominal (5 %) de cada transformador de intensidad. Por tanto, para el peor de los casos, el error será del 10 %.

- Seguidamente, el cambiador de tomas (OLTC) añade un error al producirse cambios de tomas. El error se debe a que el relé diferencial se calibra y se configura para la toma central del autotransformador. Al producirse un cambio en la toma, la relación de tensiones cambia, y por ende, las corrientes. En este escenario, la protección actúa al considerarlo como un fallo de corriente diferencial. Para ejemplificar, considerar un cambiador de tomas con ± 10 posiciones con saltos de 1 % por cada toma. En el caso más extremo, la máxima variación de tensión es del 10 %. Un criterio conservador podría establecer que el máximo error se corresponde al caso en el que el autotransformador se encuentra en la toma más extrema. Por tanto el error introducido sería a su vez del 10 %.
- Finalmente, el propio relé diferencial introduce errores en la medida de la corriente. Se suele considerar, para los relés digitales, un error del 5 %.

Relación de transformación de transformadores de intensidad

Debido a que los autotransformadores presentan una relación de transformación distinta de 1, las corrientes que atraviesan los devanados primarios y secundarios tienen una magnitud diferente. El autotransformador realiza la transformación de tensiones entre sus devanados, y a modo de efecto también se realiza de forma inversa la de las corrientes. Por tanto, si se desea comparar la corriente de ambos devanados, se debe realizar la transformación con TIs de relación distinta en alta y en baja, considerando las intensidades nominales de ambos lados.

Por otro lado, los autotransformadores trifásicos presentan un llamado índice horario, que se debe a la forma de conexión de los devanados trifásicos de alta y de baja (conexiones estrella-estrella, estrella-triángulo, triángulo-estrella, y triángulo-triángulo con sus correspondientes polaridades). El índice horario hace referencia al desfase angular entre los fasores de las tensiones de los devanados de alta y baja tensión.

Para ejemplificar, un transformador de potencia de una subestación de interconexión, que cuente con un índice YNd11 o similar para limitar corrientes homopolares, presenta un desfase entre las corrientes de sus devanados de alta y baja tensión. Si se desea comparar correctamente las corrientes, se debe ajustar o corregir no solo la magnitud de la intensidad para que sea similar, sino que también el desfase para que las ondas de corriente sean similares y se pueda detectar corrientes diferenciales por el relé que indiquen faltas o fallos.

Esta dificultad se aprecia en mayor medida en los relés diferenciales electromecánicos, en los que la protección trifásica se logra incluyendo una unidad monofásica por cada fase. Los relés electromecánicos perciben la compensación de las relaciones de tensiones y desfases angulares mediante transformadores de intensidad auxiliares. La *Figura 17* muestra un ejemplo de compensación de corrientes en relés diferenciales electromecánicos.

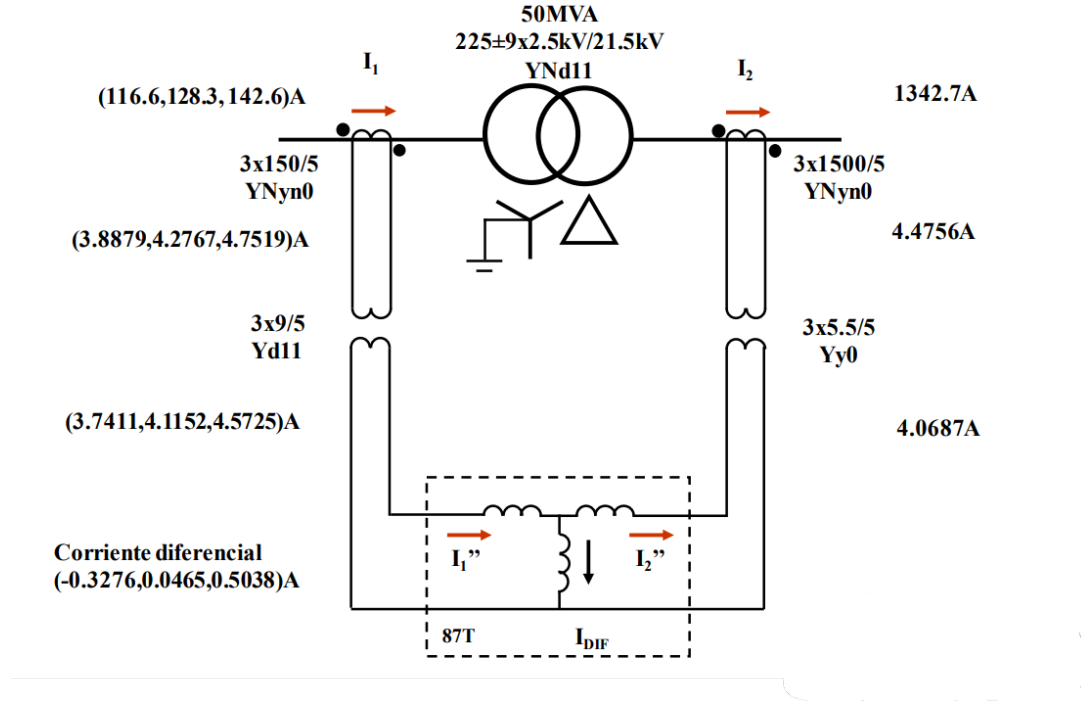


Figura 17: Compensación de corrientes y desfases en relés electromecánicos.

Se aprecia que la corriente mínima de arranque del relé debe ser mayor que 0,5038A; por ejemplo 0,51A. Así se consigue compensar la diferencia de corrientes entre la toma máxima y la toma central, de modo que la protección no cause un disparo injustificado.

Para los relés digitales, la gran mayoría de los actuales, solo se necesita una unidad que realiza la protección trifásica. La compensación se realiza digitalmente y de forma interna, de modo que se elimina la necesidad de incluir transformadores de corriente auxiliares. También simplifican el cableado. La *Figura 18* muestra un ejemplo de compensación de corrientes en relés diferenciales digitales.

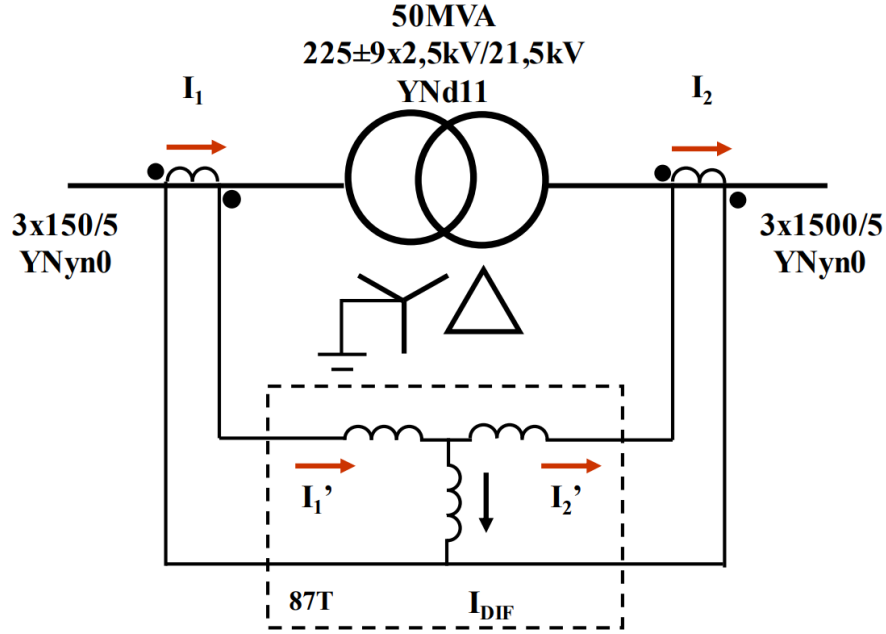


Figura 18: Compensación de corrientes y desfases en relés digitales.

Para realizar la medición de intensidades incluyendo la compensación, el relé está configurado con un algoritmo. El algoritmo incluye una serie de matrices pre-programadas que se eligen en función de la configuración fasorial del transformador, y sirven como operador para las intensidades medidas en ambos devanados. Al elegir correctamente las matrices, y teniendo las mediciones de las intensidades de las fases de cada devanado, se realiza el producto correspondiente; obteniendo las intensidades que emplea el relé para percibir diferenciales de corriente.

Nótese que las intensidades del devanado secundario se compensan con la relación de transformación tras ser multiplicadas por la matriz compensadora B. Además, se debe tener en cuenta que las intensidades de los devanados que se emplean en la operación son las intensidades de los secundarios de los transformadores de intensidad correspondientes a cada devanado.

$$\begin{pmatrix} Idif_R \\ Idif_S \\ Idif_T \end{pmatrix} = A \cdot \begin{pmatrix} Iw1'_R \\ Iw1'_S \\ Iw1'_T \end{pmatrix} + \frac{Uw2_n}{Uw1_n} \cdot B \cdot \begin{pmatrix} Iw2'_R \\ Iw2'_S \\ Iw2'_T \end{pmatrix}$$

En la *Figura 19* se muestra la tabla con las matrices de compensación de cada devanado para las diferentes configuraciones fasoriales del transformador.

	Matrix with Zero Sequence Reduction set to On	Matrix with Zero Sequence Reduction set to Off
Matrix for Reference Winding	$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$ (Equation 5)	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$ (Equation 6)
Matrix for winding with 30° lagging	$\frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$ (Equation 7)	Not applicable. Matrix on the left used.
Matrix for winding with 60° lagging	$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \end{bmatrix}$ (Equation 8)	$\begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$ (Equation 9)
Matrix for winding with 90° lagging	$\frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix}$ (Equation 10)	Not applicable. Matrix on the left used.
Matrix for winding with 120° lagging	$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \end{bmatrix}$ (Equation 11)	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}$ (Equation 12)

	Matrix with Zero Sequence Reduction set to On	Matrix with Zero Sequence Reduction set to Off
Matrix for winding with 150° lagging	$\frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$ (Equation 13)	Not applicable. Matrix on the left used.
Matrix for winding which is in opposite phase	$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix}$ (Equation 14)	$\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$ (Equation 15)
Matrix for winding with 150° leading	$\frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix}$ (Equation 16)	Not applicable. Matrix on the left used.
Matrix for winding with 120° leading	$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \end{bmatrix}$ (Equation 17)	$\begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$ (Equation 18)
Matrix for winding with 90° leading	$\frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix}$ (Equation 19)	Not applicable. Matrix on the left used.
Matrix for winding with 60° leading	$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \end{bmatrix}$ (Equation 20)	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \end{bmatrix}$ (Equation 21)
Matrix for winding with 30° leading	$\frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$ (Equation 22)	Not applicable. Matrix on the left used.

Figura 19: Tabla de matrices de compensación para relés diferenciales digitales.

Transitorio de conexión del autotransformador

La corriente de conexión del transformador, en inglés *inrush current*, supone un desafío a la hora de configurar el relé de protección diferencial. Al energizar un transformador que se encuentra sin tensión, reengancharlo tras una falta, o conectar otro transformador en paralelo; se produce un transitorio debido al efecto inductivo de los arrollamientos y del material magnético del núcleo, en el que toda la corriente de entrada al transformador se emplea en magnetizar el núcleo, es decir, la corriente en el secundario es nula durante el transitorio. Por tanto, la corriente es puramente diferencial, al solo existir corriente en el primario y corriente nula en el secundario. Este fenómeno conllevaría la actuación inmediata del relé de protección diferencial.

Además, el flujo generado por la corriente de magnetización produce elevadas corrientes de forma transitoria muy superiores a la intensidad nominal del transformador, del orden de 5-10 veces la intensidad nominal (que también causarían la actuación de la protección de sobreintensidad). Estas corrientes son ricas en armónicos, especialmente de segundo armónico, de carácter no lineal y con valor medio no nulo. El transitorio se extingue entre los 10 y los 20 ciclos.

La corriente de conexión depende del estado del transformador (tensión, flujo residual y chapa magnética del núcleo), así como del instante de cierre del interruptor. Si se cierra el interruptor en el instante de tensión máxima, la corriente solo presentará armónicos impares. Por el contrario, si se cierra en el valor nulo de tensión, presentará armónicos pares e impares.

3.1.4 Curva característica protección diferencial

Las limitaciones y dificultades explicadas anteriormente ponen de manifiesto la necesidad de configurar el relé de modo que actúe selectivamente incluyendo las posibles incertidumbres, imprecisiones y contingencias. En concreto, el relé diferencial compara la corriente diferencial con una magnitud denominada corriente de frenado, restricción o de *bias*. La corriente diferencial se define usualmente en los relés diferenciales como la diferencia entre las dos corrientes de entrada al equipo.

$$I_{dif} = |\vec{I}_1' - \vec{I}_2'|$$

La definición de corriente de frenado o de *bias* depende del fabricante, un valor común, aunque no el único posible, para configurar la corriente de *bias* es el siguiente:

$$I_{bias} = \frac{|\vec{I}_1'| + |\vec{I}_2'|}{2}$$

La configuración del relé establece una curva que compara la corriente de frenado I_{bias} con la corriente diferencial I_{dif} . La zona de actuación del relé corresponde a la zona inmediatamente superior a la curva de actuación, mientras que la zona inferior corresponde a la zona de bloqueo.

La curva característica está compuesta generalmente por tres rectas concatenadas con diferentes pendientes entre sí, que separan el plano en las zonas de actuación (operating region) y bloqueo (restraining region).

Para ejemplificar, se muestra en la *Figura 20* la curva característica de la protección diferencial del transformador.

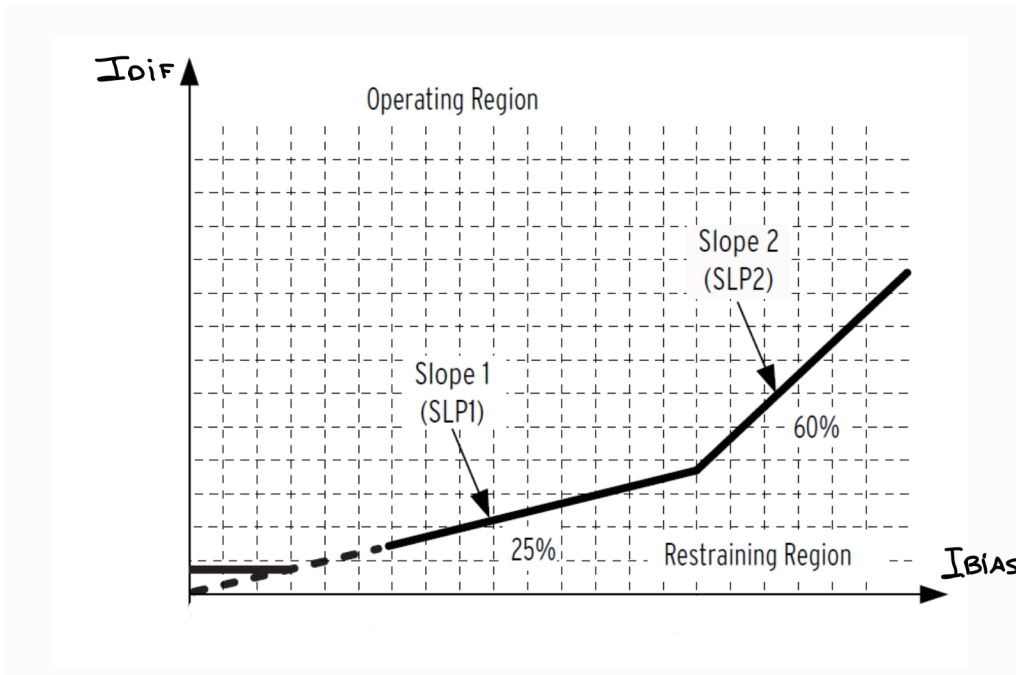


Figura 20: Curva característica protección diferencial de transformador.

La posición y la pendiente de las rectas que componen la curva característica se deben ajustar manualmente en función de los ajustes que se le requieren al relé diferencial. La forma de calcular las pendientes se explica a continuación, mientras que el valor de los puntos de intersección dependen de las recomendaciones del fabricante.

Para la primera pendiente (SLP1), se ajustará por encima del error introducido por los transformadores de intensidad (10 %), el del cambiador de tomas (10 %) y el del propio relé (5 %). El error total obtenido es del 25 %, que será el ajuste de la primera pendiente (SPL1).

La segunda pendiente (SPL2) se ajusta frecuentemente a un valor mayor al de SLP1, para incrementar la estabilidad y evitar actuaciones en casos de faltas externas; debido a que si en estas situaciones los transformadores de intensidad se encuentran saturados, se pueden originar disparos diferenciales. Es común que el fabricante recomiende un valor mayor que el doble de SLP1, en este caso el valor es del 60 %.

3.1.5 Bloqueo por armónicos

Como se ha explicado anteriormente, debido a la saturación del material del circuito magnético del transformador, se pueden producir corrientes de carácter no lineal en régimen transitorio en el transformador que pueden alterar la paridad entre las intensidades de los devanados primario y secundario. Dichas corrientes tienen presencia de armónicos pares y/o impares, en función del instante de cierre del interruptor. La magnitud de los armónicos presentes en la corriente es un valor empleado por el relé diferencial para bloquearse en condiciones como la energización, que desprende alta cantidad de segundo armónico y causaría un disparo del relé; por lo que es importante configurar el dispositivo para medir la presencia de armónicos y bloquearse cuando sea necesario.

Bloqueo por segundo armónico

En el momento de la energización del transformador, la intensidad demandada para magnetizar el núcleo es muy alta. Esta intensidad causaría la actuación del relé debido a que no circula hacia el devanado secundario, sino hacia el núcleo; produciéndose un diferencial de corriente muy acusado.

Esta corriente de energización presenta un alto contenido de segundo armónico, que debe ser detectado por el relé para bloquearse; identificando así el caso especial de funcionamiento. Un valor frecuente recomendado por los fabricantes es el 15 % del valor de la corriente. Si el relé detecta esta cantidad o una mayor de segundo armónico, se bloqueará.

Bloqueo por tercer armónico

La presencia de cargas no lineales monofásicas en un sistema trifásico puede producir terceros armónicos en la corriente que circula por el transformador. Esta corriente es fundamentalmente homopolar, y en devanados en estrella puede producir sobrecargas del neutro. Es crucial identificar sobrecargas en el neutro para evitar cortes en el mismo. Cortes en el neutro pueden conllevar a tensiones flotantes que originen sobretensiones permanentes que causen daños sobre el equipo.

Para evitar el efecto dañino del tercer armónico sobre el neutro del transformador, se recomienda configurar bloqueo en el relé en transformadores con ambos devanados en estrella. Sin embargo, la presencia de un devanado en triángulo con potencia suficiente para filtrar las corrientes homopolares es suficiente para evitar los efectos dañinos que pueda provocar. Es común que un transformador de 400MVA dedicado a interconexión cuente con un devanado en triángulo con potencia suficiente, por lo que si se da este caso, no se configurarán bloqueos en el relé por tercer armónico.

Bloqueo por quinto armónico

Cuando se producen condiciones de sobreexcitación, por una sobretensión o subfrecuencia, el núcleo ferromagnético del autotransformador se satura. La saturación del núcleo conlleva una mayor demanda de intensidad de magnetización, que al igual que en el caso de la energización, puede suponer un diferencial de corriente suficiente para que actúe el relé.

La corriente de sobreexcitación es rica en quinto armónico, que debe ser detectada por el relé para bloquearse en estas circunstancias. Un valor común entre los fabricantes es el 30 % del valor de la corriente. Si la intensidad presenta esta cantidad o una mayor de quinto armónico, se bloqueará para evitar disparos innecesarios.

3.2 Protecciones de respaldo para autotransformadores

Como se ha visto, la protección diferencial (87T) es la protección principal para faltas en transformadores de potencia. Sin embargo, se deben incluir funciones adicionales para asegurar redundancia en el sistema de protección del autotransformador. La protección de respaldo ante sobrecargas o fallas internas en autotransformadores es la función de sobreintensidad (50/51).

Función de sobreintensidad (50/51)

La protección de sobreintensidad vigila las intensidades de fases y de neutro.

La función de sobreintensidad de tiempo definido (50/50N) configura escalones de corriente de tiempo definido para sobrecorrientes muy elevadas, del orden del 150 % de la corriente nominal, con temporización de 0 ms, que indiquen una cortocircuito grave en el autotransformador que requiera un disparo instantáneo; y/o para detectar la saturación del transformador de intensidad o faltas internas, con temporizaciones de unos 700-800 ms para coordinar con el resto de protecciones. La función de tiempo definido se ajusta para que sea selectiva con la corriente de energización (en torno al 600-700 % de la corriente nominal) y se bloquee, al igual que la protección diferencial.

La función de sobreintensidad de tiempo inverso (51/51N) establece una función de actuación de tipo inverso (hipérbola) entre intensidad y tiempo. De este modo, si detecta una intensidad reducida, el tiempo de actuación será mayor; y si la corriente es elevada, el tiempo será menor. Las funciones de sobreintensidad de fases y de neutro de tiempo inverso se calibran con intensidades menores a las funciones de tiempo definido, de modo que el relé seguirá el comportamiento de tipo inverso hasta que la intensidad sea lo suficientemente grave para denotar una falta que requiera actuación a tiempo definido. La función que define el tiempo de actuación en función de la intensidad medida por el relé es la siguiente.

$$t = \frac{a \cdot T}{\left(\frac{I}{I_{arr}}\right)^b - 1}$$

Donde a y b son constantes normalizadas que expresan la forma de la hipérbola, I_{arr} es la intensidad de arranque de la protección, y T es el dial, con el que se configura la temporización de la protección.

Para ilustrar, se muestra en la *Figura 21* la curva de un sistema de protección que combina sobreintensidad de tiempo inverso (51) y de tiempo instantáneo (50).

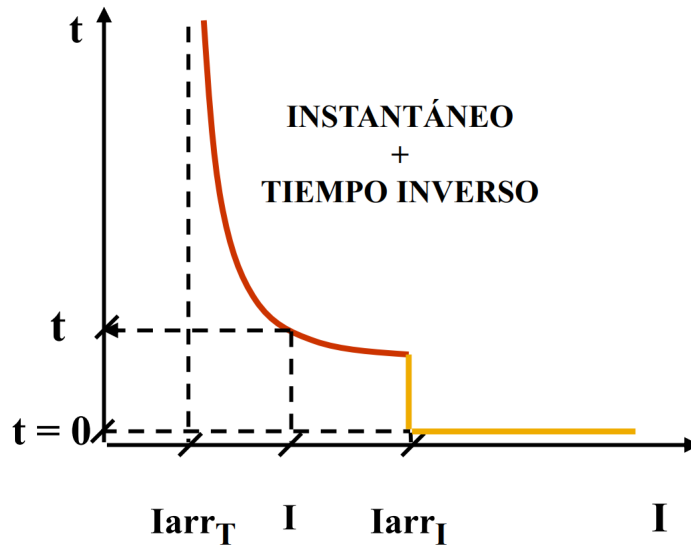


Figura 21: Curva característica protecciones de sobrecorriente (50/51).

En la gráfica se aprecia que la protección permanece bloqueada (tiempo infinito) hasta que alcanza la intensidad de arranque de la protección de tiempo inverso $I_{arr,T}$; a partir de entonces sigue la curva hiperbólica. Cuando la intensidad supera la intensidad de arranque de la protección de tiempo instantáneo $I_{arr,I}$, el tiempo de actuación pasa a ser 0 para las intensidades mayores.

En autotransformadores de potencia, se incluyen las funciones de sobrecorriente en fases y neutro en los arrollamientos de alta y de baja tensión. Deben actuar con rapidez ante defectos internos en caso de que la protección diferencial no lo haga, y se deben coordinar para ofrecer actuación ante defectos externos. Su principal inconveniente es la baja selectividad, debido a que las corrientes de falta ante defectos internos y externos son muy similares.

Para ejemplificar, se muestra en la *Figura 22* la curva de un sistema de protección coordinado que combina funciones de sobrecorriente de tiempo inverso (51) y de tiempo instantáneo (50) para los arrollamientos de alta y de baja tensión del transformador, así como de la línea de evacuación.

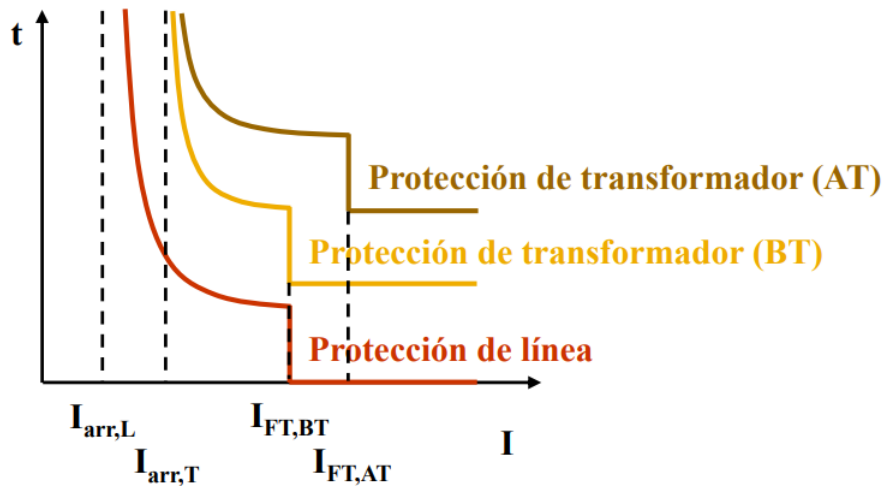


Figura 22: Curvas coordinación de protecciones de sobrecorriente transformador (AT y BT) y línea (50/51).

4 Mantenimiento predictivo y monitorización

Una de las tareas más importantes para la correcta conservación de las máquinas eléctricas y su gestión del ciclo de vida es la monitorización recurrente de su estado, para diagnosticar fallas tempranas y evitar su incremento y evolución en el tiempo. Los equipos de protección interna, anteriormente expuestos, ofrecen información sobre el estado actual del autotransformador (temperatura, nivel de aceite, humedad...); pero son incapaces, por su naturalidad, de predecir la tendencia al fallo de la máquina, así como la causa de los mismos en el transformador.

La inclusión de equipos y técnicas de monitorización del estado del transformador se encuentra en continuo crecimiento desde la segunda mitad del siglo XX. Los estudios y desarrollos realizados hasta la actualidad permiten conocer, mediante analíticas de gases y aceite, el estado de un transformador así como la causa de las fallas presentes y la tendencia de funcionamiento del mismo.

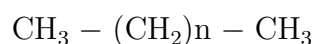
El método más eficaz y utilizado para el mantenimiento predictivo y la monitorización de equipos eléctricos con fluidos aislantes, como los autotransformadores, es el Análisis de Gases Disueltos (DGA).

4.1 Análisis de Gases Disueltos (DGA)

4.1.1 Introducción

El DGA supone el principal indicador de anomalías de origen eléctrico y/o térmico, y es considerada la principal medida en la gestión del ciclo de vida de los autotransformadores de potencia. Debido a la relevancia del correcto mantenimiento del estado de los transformadores en las sistemas de energía eléctrica, la inclusión de equipos y procedimientos de DGA, capaces de diagnosticar fallas leves y graves, así como de predecir su origen, es altamente aconsejable en transformadores de alta potencia.

El DGA consiste en el análisis de los gases generados debido a la degradación de los elementos aislantes (aceite mineral aislante y celulosa) en un equipo eléctrico. La molécula genérica de un aceite mineral, empleado como aislante es la siguiente:



Las razones para la generación de gases fruto de la degradación del aceite y la celulosa, son generalmente: estrés térmico, estrés eléctrico, exposición al aire ambiente y reacciones químicas producidas por agentes contaminantes infiltrados en el interior del autotransformador. Estos factores provocan la ruptura de la cadena molecular del aceite, así como reajustes a nivel molecular; liberando gases secundarios derivados de la descomposición del aceite.

Los cinco gases principales liberados en la degradación del aceite son:

H_2 (hidrógeno) CH_4 (metano) C_2H_6 (etano) C_2H_4 (etileno) C_2H_2 (acetileno)

También se deben tener en consideración para la analítica de gases aquellos derivados de la degradación de la celulosa:

CO_2 (dióxido de carbono) CO (monóxido de carbono)

4.1.2 Energía mínima de liberación

Las herramientas empleadas por el DGA para conocer el origen de fallos dentro del autotransformador se basan en la energía mínima de generación de gas. Cada uno de los gases anteriormente mencionados, tiene asociada una energía mínima requerida para la ruptura de la cadena molecular del aceite aislante. La forma de cuantificar esta energía es la temperatura. El razonamiento que subyace al DGA es que si existe presencia de gases con alta energía de generación, deben haberse sucedido altas temperaturas dentro de la cuba; ya sean debidas a descargas eléctricas o sobrecargas térmicas.

El *Cuadro 1* muestra las energías mínimas de generación para los gases derivados de la degradación del aceite mineral.

Símbolo	Gas	Temperatura (°C)	Energía (kJ/mol)
H ₂	Hidrógeno	120	338
CH ₄	Metano	120	338
C ₂ H ₆	Etano	250	607
C ₂ H ₄	Etileno	350	720
C ₂ H ₂	Acetileno	700	960

Cuadro 1: Energía mínima de liberación de gases derivados del aceite.

A modo de ejemplo, la detección de trazas de acetileno mediante DGA indica que el aceite ha estado expuesto a temperaturas más elevadas que 700°C. Concretamente, por las características de este gas, se induce que si se detecta acetileno se ha producido un arco eléctrico en la parte activa del transformador; debido a que un arco puede tener energía suficiente para degradar, de forma local, el aceite hasta esa temperatura o una superior.

La *Figura 23* muestra el diagrama introducido por R. R. Rogers en 1978, a modo de guía visual sobre la presencia esperable de gases a diferentes niveles de temperatura de aceite mineral.

Como se puede apreciar, a medida que aumenta la temperatura, se incrementa proporcionalmente la cantidad de hidrógeno. En consecuencia, se puede inducir la presencia de una falla interna en el autotransformador midiendo la cantidad de hidrógeno presente en la muestra. A mayor cantidad de hidrógeno se aprecian más indicios de una falla. Existen dispositivos de DGA cuya única variable de medición es el hidrógeno, que delata la existencia de faltas, aunque no otorga más información sobre ellas.

Por otro lado, el metano y el etano siguen una trayectoria creciente en primera instancia; pero su concentración comienza a reducirse a partir de los 500°C y los 800°C, respectivamente. A nivel químico, la gran cantidad de energía absorbida por el aceite a altas temperaturas hace que estos elementos se descompongan en hidrocarburos más sencillos, como el etileno y el acetileno.

El etileno, y muy en especial el acetileno, son gases que denotan un funcionamiento anómalo especialmente peligroso para la seguridad del transformador. Sus altas energías de formación indican fallas graves en el núcleo o en los devanados del autotransformador.

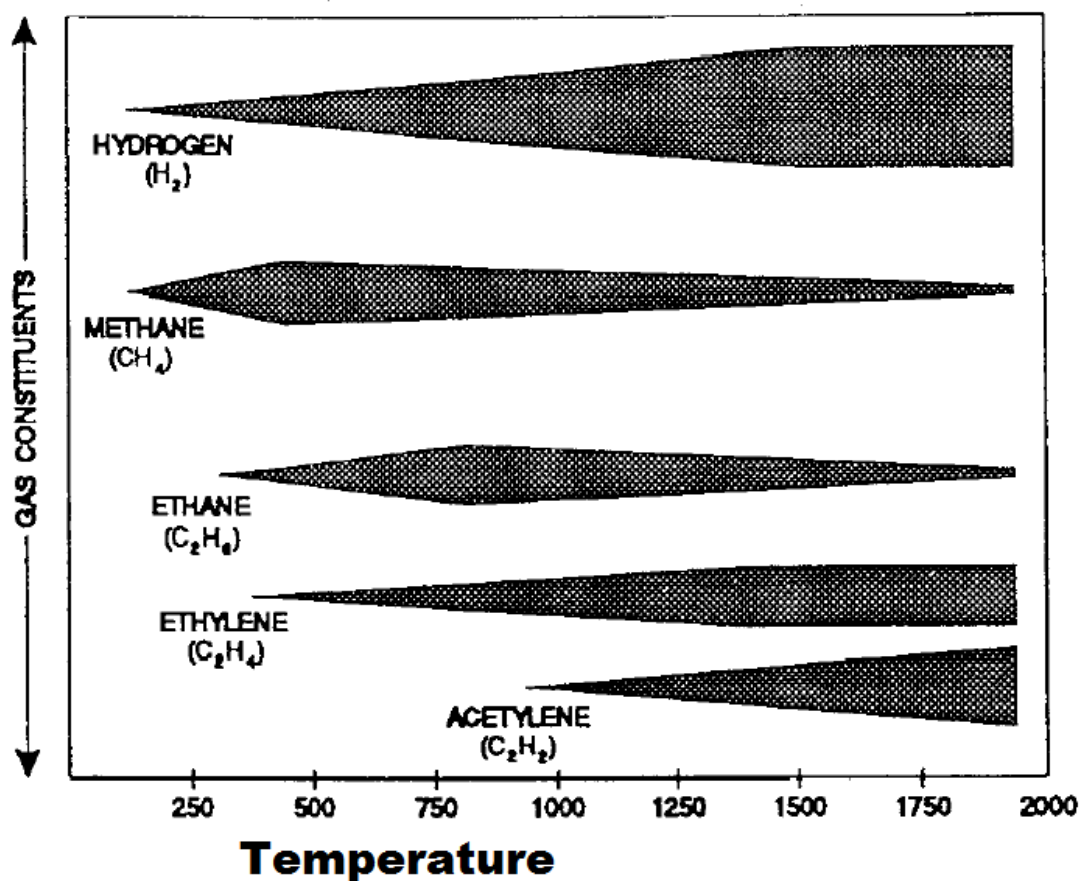


Figura 23: Diagrama de R. R. Rogers de presencia de gases disueltos en función de la temperatura.

4.1.3 Concentraciones de gases

La forma más común de realizar análisis de gases disueltos DGA es mediante la toma de muestras de aceite, para la posterior extracción de los gases y la realización de análisis cromatográfico en laboratorios especializados. Con los datos de concentraciones de los gases disueltos generados por la degradación del aceite y de la celulosa aislante, se puede verificar si dichos parámetros están dentro de los valores normales de funcionamiento, niveles ligeramente altos o niveles de fallo inminente.

El *Cuadro 2* muestra las concentraciones típicas de gases disueltos para los casos de funcionamiento típico, intermedio 1, intermedio 2, y pre-fallo.

Concentración (ppm)	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
Típica	118	85	56	111	5	700	6300
Intermedia ₁	200	135	120	210	19	970	11600
Intermedia ₂	280	180	200	300	40	1180	116700
Pre-fallo	725	400	800	900	450	2100	50000

Cuadro 2: Concentraciones típicas de gases derivados del aceite.

Por otro lado, se incluyen en el *Cuadro 3* los incrementos mensuales de concentraciones de gases. Para un correcto análisis de DGA, se debe supervisar mensualmente las concentraciones de los gases, y anotar las variaciones sufridas mensualmente. Esta información otorga mayor fiabilidad a la hora de predecir la tendencia del autotransformador.

Variación mensual (ppm)	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
Típica	1,8	1,3	1	1,2	1	16	135
Intermedia ₁	6	5	4	7	0	60	520
Intermedia ₂	11	12	11	17	1	130	1140
Pre-fallo	90	150	150	330	15	1420	12500

Cuadro 3: Incrementos de concentración típicos de gases derivados del aceite.

Estos cuadros orientan sobre el estado del autotransformador, y son útiles para predecir cuando la máquina presenta una tendencia a fallar. Sin embargo, la información que otorgan es incompleta; ya que no ofrecen criterios para diagnosticar el tipo concreto de fallo. Los métodos más reconocidos para clasificar el tipo de falla del autotransformador en función de la concentración concreta de gases se detallan en la sección 4.1.5.

4.1.4 Factores que afectan a la concentración obtenida de gases disueltos

Diseño del autotransformador

Los autotransformadores pueden presentar variedad en el diseño de su tanque principal y depósito de expansión, en función de los requerimientos y especificaciones de la máquina. En concreto, se pueden distinguir mayoritariamente cuatro tipos de configuraciones para el autotransformador. Tanque sellado, tanque de expansión con respiración libre (abierto), tanque de expansión con membrana o diafragma y tanque de expansión con cámara de aire.

El tipo de diseño escogido para la máquina tiene una notable influencia a la hora de analizar los gases disueltos. A modo de ejemplo, no se presentarán las mismas concentraciones de gases en tanques abiertos a la atmósfera y en tanques sellados. Por tanto, se debe tener en cuenta la configuración del autotransformador para interpretar correctamente los resultados de concentraciones de gases.

La influencia del tipo de tanque en el DGA se percibe fundamentalmente en las concentraciones de hidrógeno (H₂), en el monóxido de carbono (CO) y en menor medida, en el metano (CH₄).

En concreto, las concentraciones de estos gases son mayores en tanques de expansión con diafragma, que en tanques sellados.

A su vez, presentan mayores concentraciones en tanques sellados, que en tanques de expansión con respiración libre.

Finalmente, las concentraciones de gases de los tanques de expansión con respiración libre son menores; debido a que su exposición a la atmósfera provoca su liberación y su consecuente pérdida.

Ubicación de la falta

Los autotransformadores cuentan con un gran volumen de aceite dentro de la cuba, en concreto, las máquinas de potencia cuentan con volúmenes de aceite mayores a

los 1000L. Este gran volumen de aceite ralentiza el proceso de difusión de los gases disueltos. Es necesario tener en cuenta que el proceso de difusión de los gases es lento y requiere un tiempo considerable hasta alcanzar el equilibrio de homogeneización. Por tanto, es crucial considerar el tiempo suficiente antes de tomar muestras de aceite para obtener un valor fiable de la concentración de los gases disueltos en el aceite.

Magnitudes físicas

La solubilidad de los gases disueltos depende de magnitudes físicas, siendo las más relevantes la temperatura, la presión y la densidad.

- Temperatura: La temperatura produce comportamientos dispares en la solubilidad de los gases.
 - Mayor solubilidad con aumento de la temperatura: H_2 , N_2 , CO , O_2 .
 - Menor solubilidad con aumento de la temp.: CO_2 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 .
 - Su solubilidad no depende de la temperatura: CH_4 .
- Presión: Los incrementos de presión produce aumentos generalizados en la solubilidad de los gases.
- Densidad: La disminución de la densidad produce aumentos generalizados en la solubilidad de los gases.

4.1.5 Métodos de diagnóstico e interpretación de fallos

Métodos principales

Una vez se obtienen correctamente las concentraciones de los gases disueltos en el aceite, y teniendo en cuenta los factores que afectan a la solubilidad de los mismos, se busca el empleo de procedimientos que permitan clasificar los tipos de averías de los transformadores a partir de los datos de las concentraciones obtenidos en el laboratorio. A continuación, se muestran los métodos más reconocidos históricamente para establecer tipos de fallo en transformadores a partir de las concentraciones de los gases disueltos en el aceite; siendo el más reconocido y aplicado el Método de Duval.

- Ratios de Doernenburg (1970): Doernenburg establece un cuadro que relaciona tres tipos de falta (descarga parcial, arco eléctrico y descomposición térmica) con cinco ratios de concentración entre gases. Debido a sus restricciones y su simplicidad, no es el método más aconsejado para aplicar; existiendo alternativas más completas.

Ratio	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$
Abreviación	R1	R2	R3	R4	R5

Cuadro 4: Definición Ratios Doernenburg.

Falta	R1	R2	R3	R4
Descomposición térmica	>1,0	<0,75	>0,4	<0,3
Descarga parcial	<0,1	-	>0,4	<0,3
Arco eléctrico	>0,1 y <1,0	> 0,75	<0,4	>0,3

Cuadro 5: Método de Doernenburg.

Para aplicar el método de Doernenburg, al menos uno de los gases de cada ratio debe superar los límites de concentración recogidos en el siguiente cuadro.

Gas	H ₂	CH ₄	CO	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
Límite de concentración (ppm)	100	120	350	35	50	65

Cuadro 6: Límite de concentración en Ratios Doernenburg.

- Gases Claves (1974): El método de Gases Claves, a diferencia del resto, detecta las averías mediante la medición individual de los gases disueltos; en lugar de emplear ratios y proporciones de concentraciones entre los mismos. Los resultados son principalmente cualitativos, y se emplean como base para investigaciones más profundas. Se fundamenta en la detección del gas predominante en la muestra de aceite para la clasificación de las averías.

A continuación, se muestra el cuadro con la interpretación del tipo de falta según el gas predominante de la muestra de aceite.

Gas detectado	Interpretación
CO y CO ₂	Descomposición de la celulosa
H ₂	Descarga eléctrica parcial
C ₂ H ₂	Arco eléctrico
C ₂ H ₄	Falta térmica, sobrecalentamiento local
C ₂ H ₆	Indicador secundario de falta térmica
CH ₄	Indicador secundario de arco eléctrico o sobrecalentamiento
O ₂	Filtración en el transformación

Cuadro 7: Método de Gases Claves.

- Ratios Rogers (1978): El método de Rogers profundiza en el método de Doernenburg mediante pruebas de laboratorio, experiencias industriales y fundamentos químicos teóricos. El método emplea dos tablas, una para codificar los valores de los ratios; y la otra para ofrecer diagnósticos en función del código.

A continuación se muestran ambos cuadros.

Ratio	Intervalo	Código
CH_4/H_2	$\leq 0,1$	5
CH_4/H_2	$>0,1$ y $\leq 1,0$	0
CH_4/H_2	$>1,0$ y $<3,0$	1
CH_4/H_2	$\geq 3,0$	2
$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	$<1,0$	0
$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	$\geq 1,0$	1
$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\leq 1,0$	0
$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$>1,0$ y $<3,0$	1
$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\geq 3,0$	2
$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$\leq 0,5$	0
$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$>0,5$ y $<3,0$	1
$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$\geq 3,0$	2

Cuadro 8: Codificación Ratios Rogers.

CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	Diagnóstico
0	0	0	0	Deterioro normal
5	0	0	0	Descarga parcial
1/2	0	0	0	Sobrecalentamiento débil $<150^\circ\text{C}$
1/2	1	0	0	Sobrecalentamiento débil $150-200^\circ\text{C}$
0	1	0	0	Sobrecalentamiento débil $200-300^\circ\text{C}$
0	0	1	0	Sobrecalentamiento en conductores
1	0	1	0	Corrientes circulantes en arrollamientos
1	0	2	0	Corrientes circulantes en núcleo y tanque
0	0	0	1	Descarga disruptiva, combustión súbita
0	0	1/2	1/2	Arco eléctrico
0	0	2	2	Descargas continuas, tensiones flotantes
5	0	0	1/2	Descarga parcial con seguimiento

Cuadro 9: Método de Ratios Rogers.

- **Ratios de IEC (1999):** El método de Ratios propuesto por el IEC es una modificación del método de Rogers, en el que se omite el ratio $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$ por su baja relevancia, dado que solo informa de forma limitada sobre averías de sobrecalentamiento (ver cuadro 9). El método es más simplificado, y solo precisa de la interpretación de tres ratios para clasificar los fallos del autotransformador. Para ello, considera los siguientes tipos de fallo:

- **N:** Sin fallo
- **PD1:** Descarga parcial de baja energía
- **PD2:** Descarga parcial de alta energía
- **ED1:** Descarga de baja energía
- **ED2:** Descarga de alta energía
- **T0:** Fallo térmico ($T < 150^\circ\text{C}$)
- **T1:** Fallo térmico ($150^\circ\text{C} < T < 300^\circ\text{C}$)

- **T2:** Fallo térmico ($300 < T < 700^{\circ}\text{C}$)
- **T3:** Fallo térmico ($T > 700^{\circ}\text{C}$)

A continuación, se muestra el cuadro con la interpretación del tipo de falta según el método de Ratios de IEC.

Caso	Diagnóstico	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$
0	N	0	0	0
1	PD1	1	0	0
2	PD2	1	0	1
3	ED1	0	1/2	1/2
4	ED2	0	2	1
5	T0	0	1	0
6	T1	2	0	0
7	T2	2	1	0
8	T3	2	2	0

Cuadro 10: Método de Ratios de IEC.

La codificación (0, 1, 2) es una forma de referirse de forma simplificada a los ratios de concentraciones de cada uno de los gases.

Ratio de gases	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$
$<0,1$	1	0	0
0,1 - 1,0	0	0	1
1,0 - 3,0	2	1	1
$>3,0$	2	2	2

Cuadro 11: Codificación Ratios de IEC.

A modo de resumen, todos los métodos basados en ratios tienen la desventaja de ser ambiguos si se presentan varias faltas simultáneas, fenómeno común en autotransformadores de potencia. Además, no consideran la cantidad absoluta de gases disueltos, sino la relación relativa entre gases. Sin embargo, tienen la ventaja de ser fácilmente informatizables e interpretables.

- Triángulos de Duval (1974):

- Clasificación de fallos: Michel Duval establece un criterio para clasificar los posibles fallos en la parte activa de los transformadores a partir de las concentraciones de gases disueltos de forma gráfica. Este criterio incluye una tabla de severidad para categorizar la naturaleza de los fallos y su gravedad. Según su criterio, existen 6 tipos de fallos principales, a los que se les añaden otros 5 subtipos de fallo adicionales.

- * Tipos de fallos principales

- **PD (Descargas parciales tipo corona):** Descargas debidas a impregnación incompleta, alta humedad, cavitación o sobresaturación del aceite.

- **D1 (Descargas de baja energía):** Chispas o arcos entre malas conexiones a potencial diferente. Descargas entre piezas de sujeción, borna-tanque, devanado de AT y tierra.
- **D2 (Descargas de alta energía):** Arco eléctrico de alta energía que puede extenderse al resto del tanque. Descargas entre devanado de BT y tierra, devanados-núcleo, conducto de aceite, bobinas y tanque.
- **T1 (Térmico de baja energía):** Sobrecarga del transformador en situaciones de emergencia. Elemento atascado que restringe flujo de aceite. Flujo perdido en vigas de sujeción. Temperaturas menores a 300°C.
- **T2 (Térmico de media energía):** Contactos defectuosos entre conexiones. Corrientes circulantes entre soldaduras defectuosas, cableado a tierra o abrazaderas. Aislamiento desgastado entre conductores bobinados. Temperaturas entre 300°C y 700°C.
- **T3 (Térmico de alta energía):** Grandes corrientes circulantes en tanque principal y núcleo. Corrientes en paredes del tanque. Campo magnético descompensado. Cortocircuitos entre láminas de acero del núcleo. Temperaturas mayores a 700°C.

* Subtipos de fallos adicionales

- **S (Stray Gassing):** Formación de gases del aceite mineral a temperaturas bajas (menores que 200°C). Debido a inestabilidad química por métodos de refinado del aceite o incompatibilidad entre materiales. Indicador de puntos calientes a baja temperatura.
- **O (Sobrecalentamiento):** De la celulosa o del aceite mineral. Sin carbonización del papel y manteniendo propiedades eléctricas aislantes. Temperaturas menores a 250°C.
- **C (Carbonización):** Carbonización de la celulosa aislante.
- **T3-H (Térmico de alta energía, solo aceites minerales).**
- **R (Reacciones Catalíticas):** Reacciones químicas entre agua y acero galvanizado en válvulas, o oxidación de acero de transformador.

- Triángulos de Duval: Los Triángulos de Duval son un conjunto de triángulos empleados como modelo gráfico para el análisis y diagnóstico de averías en transformadores con diferentes características. Para ello, emplean las concentraciones relativas de tres gases con respecto a la suma de todas las concentraciones, expresando así cada concentración de gas en forma porcentual relativa al total de la muestra.

Las concentraciones, expresadas en porcentajes, son expresadas de forma gráfica a través de coordenadas triangulares en el triángulo. Cada triángulo está dividido internamente en zonas de fallos obtenidas experimentalmente. Dependiendo de la zona obtenida en el triángulo mediante las coordenadas, se plantea la hipótesis del origen del fallo más probable. Existen 7 versiones del triángulo, cada una está dividida de forma diferente en función del tipo de aceite empleado para la cuba y de la terna de gases de entrada.

1. **Transformadores inmersos en aceite mineral:** (Figura 24)
Emplea CH_4 , C_2H_2 y C_2H_4 .
 2. **Cambiadores de tomas en carga (OLTC) en aceite mineral**
Emplea CH_4 , C_2H_2 y C_2H_4 .
 3. **Transformadores inmersos en aceites no minerales**
Emplea CH_4 , C_2H_2 y C_2H_4 .
 4. **Transformadores en aceite mineral con averías de baja temperatura**
Emplea CH_4 , H_2 y C_2H_6 .
 5. **Transformadores en aceite mineral con averías de alta temperatura**
Emplea CH_4 , H_2 y C_2H_6 .
 6. **Transformadores en aceite vegetal con averías de baja temperatura**
Emplea CH_4 , H_2 y C_2H_6 .
 7. **Transformadores en aceite vegetal con averías de baja temperatura**
Emplea CH_4 , C_2H_4 y C_2H_6 .
- Forma de aplicación: Los Triángulos de Duval solo deben ser aplicados cuando hay indicios o sospechas de un fallo en el autotransformador. En función del indicio o del interés en encontrar cada tipo de falta, se debe emplear un triángulo u otro.
- * Si hay interés en diagnosticar faltas tipo PD, D1, D2, T1, T2 o T3:
Emplear **Triángulo 1**.
 - * Si hay interés en diagnosticar faltas S, O, C:
Emplear **Triángulos 4 y 5**.
 - * Si hay evidencia de fallos múltiples:
Emplear todos los triángulos, otros métodos de diagnóstico y realizar la comparación para obtener el resultado más fiable.

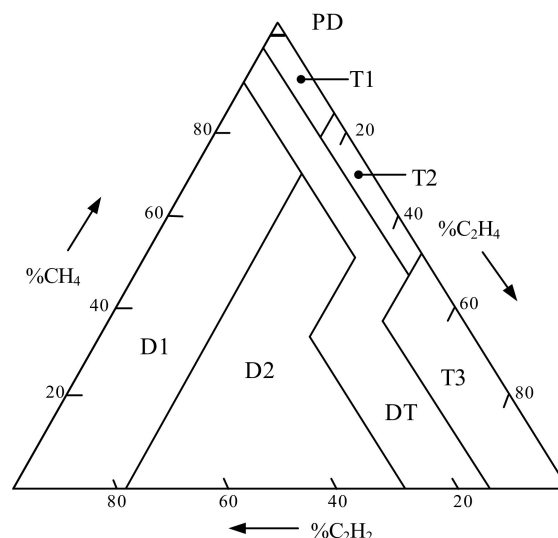


Figura 24: Primer Triángulo de Duval para transformadores inmersos en aceite mineral.

4.1.6 Equipos de monitorización DGA a distancia

La mejor forma de asegurar el mantenimiento del autotransformador es mediante revisiones de carácter periódico, con intervalos de tiempo lo suficientemente cortos como para poder detectar y anticiparse a la falla.

La manera tradicional de tomar muestras en campo para su análisis en laboratorio no es óptima ya que incluye los costes del envío de operarios de campo, el riesgo de no tomar la muestra de aceite correctamente, el coste del transporte, la correcta elección de un laboratorio especializado y el retraso en el envío de resultados. Además, requiere la interrupción del servicio y supone un procedimiento invasivo que, por su naturaleza, es más propenso a incertidumbres, imprecisiones e inconvenientes.

Por este motivo, existe una tendencia al alza en el uso de dispositivos de monitorización DGA de manera remota; que eliminan la mayor parte de los costes y riesgos explicados. Los monitores DGA ofrecen mediciones de las concentraciones de gases disueltos del autotransformador en tiempo real, que son enviadas mediante telecomunicaciones a un *software* especializado, donde se muestran los resultados obtenidos.

Tipos de monitores

Existen dos tipos de monitores para DGA de forma remota, en función de las prestaciones y de su precio.

- Monitores tipo monogas: Se emplean para la detección de faltas en el autotransformador, aunque no ofrecen diagnóstico sobre el tipo de fallas. Para ello, realizan mediciones de H_2 y humedad; de manera opcional se puede incluir mediciones de CO.
- Monitores tipo multigas: Son más completos. No solo detectan fallos inminentes, sino que son capaces de diagnosticar el tipo de avería y de realizar un seguimiento de la misma. Los equipos multigas justifican su elevado coste ofreciendo una protección mucho más completa y un seguimiento del aceite del autotransformador. Realizan medición de H_2 , H_2 , CO, CO_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 y de humedad; adicionalmente, se pueden adquirir complementos para la medición de O_2 , N_2 y SF_6 .

Los equipos multigas obtienen su nomenclatura del número de gases que son capaces de medir. En concreto, un equipo M5 podrá medir cinco gases disueltos, mientras que un M8 ofrece una cobertura mayor, siendo capaz de medir ocho gases.

Los equipos M8 y M9 están recomendados para transformadores críticos de alta responsabilidad; por ejemplo, aquellos dedicados a aumentar la tensión de la energía eléctrica evacuada de una central nuclear.

Los equipos M5 y M6 están destinados fundamentalmente a transformadores de responsabilidad que emitan cantidades de gases disueltos de forma inusual; pero no presenten una urgencia para tratar. Para estos casos, es recomendable a su vez realizar analíticas de forma tradicional, tomando muestras de aceite para el laboratorio.

Técnicas de extracción de gases disueltos

Existen varias técnicas para la extracción de los gases disueltos en la muestra de aceite. Sin embargo, la más popular y reconocida es la extracción mediante Espacio de Cabeza (Headspace).

Esta técnica consiste en la puesta en contacto de la muestra de aceite con una fase gaseosa en un recipiente purgado y de volumen conocido. Debido al contacto, una parte de los gases disueltos en la muestra de aceite pasa a la fase gaseosa. El tipo de gases disueltos marca la concentración de gases retenidos en el espacio de cabeza. Transcurrido el tiempo suficiente para asegurar la difusión de los gases, la muestra gaseosa del espacio de cabeza, ya en equilibrio con la muestra de aceite, es inyectada en el cromatógrafo.

La temperatura, así como el coeficiente de solubilidad de Ostwald, deben ser considerados para el diagnóstico de las concentraciones de los gases disueltos en el aceite.

Técnicas de medición de concentración de gases disueltos

Una vez extraídos los gases de la muestra de aceite, existen dos métodos mayoritarios para la identificación de la concentración de los mismos: Infrarrojos y cromatografía gaseosa.

- Tecnología infrarroja: Existen diversas variantes de procedimientos que emplean infrarrojos para detectar e identificar los gases. La tecnología que subyace a estos procedimientos consiste en la excitación de las moléculas de los gases mediante la emisión de luz infrarroja. La absorción de energía de las moléculas excitadas causa emisiones de longitudes de onda específicas. Estas longitudes de onda emitidas pueden ser captadas para identificar los gases presentes en la muestra gaseosa.

Uno de los inconvenientes principales de esta tecnología es la transparencia de las moléculas de O_2 , N_2 , H_2 a la radiación infrarroja. Por su naturaleza química, estas moléculas son incapaces de absorber la radiación infrarroja. Por tanto, es necesaria la inclusión de equipos y sistemas auxiliares para diagnosticar las concentraciones de estos gases.

- Cromatografía gaseosa: El método de la cromatografía gaseosa es el método más empleado para la detección de concentraciones de gases. Su principio de funcionamiento es el siguiente. En una columna cromatográfica, se inyecta la mezcla gaseosa de la muestra junto con un gas de arrastre que acelera la mezcla (usualmente helio). La velocidad de paso de cada gas a través de la columna depende de sus propiedades físico-químicas, como la presión de vapor; de la temperatura y del flujo de gas de arrastre inyectado. El tiempo requerido por cada gas para recorrer la columna cromatográfica se denomina tiempo de retención, este valor es propio y específico de cada gas.

En el instante en el que un determinado gas recorre la columna, un detector electrónico registra un pico, cuya amplitud se empleará para determinar la concentración. De este modo, conociendo el tiempo de retención y la amplitud del pico del detector, se puede identificar el gas y conocer su concentración.

La principal ventaja que presenta la cromatografía gaseosa con respecto a la tecnología infrarroja es su imperturbabilidad frente a la introducción de compuestos contaminantes ajenos al proceso de DGA. Compuestos como el SF_6 , ácidos, alcoholes y otros compuestos orgánicos forman parte del aceite mineral habitualmente, sin embargo no son indicativos de ninguna falla del transformador. Por la naturaleza de la cromatografía gaseosa, cada uno de los compuestos contaminantes presentará a su vez un tiempo de retención

específico marcado como un pico en el cromatógrafo, que es útil para detectar y descartar dichos compuestos sin que su aparición perturbe el diagnóstico de los gases relevantes.

Características necesarias para monitores DGA online

La instalación de equipos de monitorización de gases disueltos de manera online puede ser una inversión costosa, en especial para equipos multigas. Si bien son capaces de mejorar y agilizar el proceso de DGA, deben ser instalados, configurados y empleados de la manera correcta para su máximo aprovechamiento. Los monitores DGA a distancia deben cumplir una serie de requisitos para que su instalación en autotransformadores esté justificada.

1. Precisión y exactitud en medidas de medias y bajas concentraciones: Las mediciones del monitor no deben diferir mucho con aquellas obtenidas mediante análisis en laboratorios, especialmente en bajas y medias concentraciones, cuando los fallos son prematuros y anticipables. Deben ser equipos fiables para que sus resultados sean interpretables de manera correcta.
2. Valor mínimo detectable: El monitor debe tener la sensibilidad suficiente para detectar concentraciones reducidas de gases disueltos. Esta característica es crucial, por ejemplo, para el caso del acetileno (C_2H_2), cuya mínima presencia es indicativa de arcos eléctricos internos.
3. Tecnologías de medición y comunicación: Existen varias tecnologías a emplear en equipos de DGA para la extracción y la medición de los gases disueltos. Es crucial incluir la tecnología que más se adapte a las necesidades del autotransformador para su mayor aprovechamiento. Además, el monitor debe ser capaz de telecomunicarse correctamente para ofrecer los resultados de las mediciones a distancia.
4. Gestión de averías. Frecuencia y coste de mantenimiento: Debido a que es una tecnología relativamente nueva, pueden presentarse desafíos en el uso cotidiano de los equipos. Es crucial contar con la garantía del fabricante para poder recibir asistencia en caso de averías de la manera más rápida posible. Además, es necesario que el equipo tenga una baja frecuencia de fallos para asegurar su disponibilidad el mayor tiempo posible.

Anexo: Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

En 2015, la Organización de las Naciones Unidas aprobó la Agenda 2030 sobre Desarrollo Sostenible, en la que se incluyen un conjunto de 17 objetivos de desarrollo a nivel global. Estos Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) buscan un modelo de desarrollo en sociedad en el que se mejore la vida de las personas del presente sin comprometer las necesidades de los ciudadanos del futuro. Además, se dirigen a la reducción de las desigualdades, búsqueda de paz y justicia, acción contra el cambio climático y fin de la pobreza, entre otros.



Este proyecto, *"Diseño de protecciones y monitorización para autotransformador 132/400 kV, 400 MVA"*, se compromete a alinearse con los Objetivos de Desarrollo Sostenible en la medida en que se basa en la instalación de un sistema completo de protecciones eléctricas para un dispositivo imprescindible para la distribución de energía eléctrica. El constante refuerzo del sistema eléctrico impulsa la electrificación como medida de descarbonización de la economía, favoreciendo así un desarrollo más sostenible y un menor empleo de fuentes de energía fósiles. Además, busca un incremento del acceso de la población a una energía limpia, sostenible y moderna.

Los objetivos concretos en los que el proyecto hace más impacto son los siguientes:

- Objetivo 7: *Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna*

El proyecto busca el fortalecimiento del sistema eléctrico, de forma que se incremente su disponibilidad y asegure el acceso a gran escala a la energía eléctrica. También ofrece protección frente a fallos en el sistema que puedan interrumpir el suministro de electricidad.

- Objetivo 9: *Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación*

El proyecto busca fortalecer equipos de alta importancia para el sistema eléctrico como son los transformadores, de modo que sean estructuras resilientes, fiables y resistentes. Además, se incluye tecnología de última generación, más precisa y eficiente.

- Objetivo 13: *Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos*

El fortalecimiento del sistema eléctrico es crucial para la inclusión de tecnologías de generación eléctrica renovables, como la fotovoltaica, eólica o hidráulica. Estas tecnologías, bajas en emisiones, ofrecen disponibilidad de energía sin el coste de las emisiones de dióxido de carbono que producen otras formas de producir energía que necesitan combustibles fósiles.

Referencias

- [1]: ALSTOM (Firm). (2002). *Network protection automation guide*. Levallois-Perret, France: ALSTOM.
- [2]: CIGRÉ. (2019). *Advances in DGA interpretation*. Cigré TB-771.
- [3]: Red Eléctrica de España. (2017). *Criterios de ajuste y coordinación de protecciones en la red peninsular de alta tensión de transporte y distribución*.
- [4]: Sarria-Arias, Johana Tatiana; Guerrero-Bello, Natalia Andrea; Rivas-Trujillo, Edwin [1]. (2014). *State of the Art of Dissolved Gas Analysis in Power Transformers*. Facultad de Ingeniería Universidad Distrital Francisco José de Caldas, ISSN-e 0121-1129, Vol. 23, N^o. 36, 2014, págs. 105-122.
- [5]: US Department of Energy. (2012). *Large Power Transformers and the U.S. Electric Grid*.
- [6]: Rouco, Luis. (2021). *Apuntes sobre protecciones de transformadores de potencia*.
- [7]: KRILINEX®. *Análisis de Gases Disueltos en Aceite (DGA)*.
- [8]: KRILINEX®. *Monitores DGA multigas: tecnologías, comparativa de costes y beneficios*.
- [9]: Elektromotoren und Gerätebau GmbH®. *Relé protector para transformadores (Principio de Buchholz)*.
- [10]: Catálogo comercial, manual y ficha técnica MESSKO® BeTech®
- [11]: Catálogo comercial, manual y ficha técnica MESSKO® MTO.
- [12]: Catálogo comercial, manual y ficha técnica MESSKO® MSafe®.
- [13]: Catálogo comercial, manual y ficha técnica MESSKO® MTRAB®.
- [14]: Catálogo comercial, manual y ficha técnica QUALITROL® 900/910 RPRR.
- [15]: Manual y ficha técnica relé electrónico Schweitzer Engineering Laboratories® SEL-787.
- [16]: Catálogo comercial, manual y ficha técnica MORGAN SCHAFFER® *Calisto multi-gas online DGA diagnostic monitor*.
- [17]: Documentación técnica adicional aportada por director de proyecto.

