**DRC**

17

**MANTENIMIENTO CENTROS DE TRANSFORMACION**

**RUBEN ROMERO CARDENAS , MARIO GONZALEZ LOPEZ 2º PSE**

ÍNDICE

Contenido

[1.INTRODUCCION 3](#_Toc477135895)

[2.OBJETIVO 3](#_Toc477135896)

[3. CAPITULO 1 : DEFINICION Y TIPOS 3](#_Toc477135897)

[3.1 Mantenimiento Predictivo 4](#_Toc477135898)

[Ventajas más importantes del mantenimiento predictivo 4](#_Toc477135899)

[Técnicas de mantenimiento predictivo 5](#_Toc477135900)

[Efectividad del mantenimiento predictivo 5](#_Toc477135901)

[Pasos para la implantación efectiva del mantenimiento predictivo 5](#_Toc477135902)

[Servicios de mantenimiento predictivo 6](#_Toc477135903)

[3.2 Mantenimiento Preventivo 6](#_Toc477135904)

[Tipos de mantenimiento preventivo 7](#_Toc477135905)

[Para qué sirve el mantenimiento preventivo 8](#_Toc477135906)

[3.3 Mantenimiento correctivo 8](#_Toc477135907)

[4. CAPITULO 2 -. CENTROS DE TRANSFORMACION 9](#_Toc477135908)

[4.1 Equipos mínimos necesarios 9](#_Toc477135909)

[4.2 Aparamenta a revisar 11](#_Toc477135910)

[4.2.1 Pararrayos o autovalvulas 11](#_Toc477135911)

[4.2.2 Seccionadores 11](#_Toc477135912)

[4.2.3 Interruptores 13](#_Toc477135913)

[4.2.4 Elementos de protección 14](#_Toc477135914)

[4.2.5 Transformadores de medida 16](#_Toc477135915)

[4.2.6 Transformadores de potencia 18](#_Toc477135916)

[4.2.7 Interruptor general de baja tensión 23](#_Toc477135917)

[4.2.8 Redes de puesta a tierra 23](#_Toc477135918)

# 1.INTRODUCCION

El procedimiento consiste es describir las diferentes operaciones a realizar en las revisiones periódicas y asistencia técnica de las instalaciones, comprobando mediante la realización de las pruebas y verificaciones necesarias, el estado de funcionamiento y conservación de las instalaciones y los elementos que la componen. Dedicándole especial atención a los elementos de seguridad de los equipos, para asegurar su continuo y correcto funcionamiento, en circunstancias normales a fin de cumplimentar el Reglamento Sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

# 2.OBJETIVO

El objeto de esta Especificación Técnica es el de establecer la metodología a seguir en la realización de las revisiones e inspecciones de los Centros de Transformación de Interior para cumplir las condiciones de seguridad, medioambientales y de funcionalidad exigidas por la legislación vigente así como aspectos significativos de estas instalaciones.

# 3. CAPITULO 1 : DEFINICION Y TIPOS

## 3.1 Mantenimiento Predictivo

El **mantenimiento predictivo** son una serie de acciones que se toman y técnicas que se aplican con el objetivo de detectar posibles fallas y defectos de maquinaria en las etapas incipientes para evitar que estos fallos se manifiesten en uno más grande durante su funcionamiento, evitando que ocasionen paros de emergencia y tiempos muertos, causando impacto financiero negativo. Su misión es conservar un nivel de servicio determinado en los equipos programando las revisiones en el momento más oportuno. Suele tener un carácter sistemático, es decir, se interviene aunque el equipo no haya dado ningún síntoma de tener problemas.



### Ventajas más importantes del mantenimiento predictivo

Las ventajas más importantes son:

* Las fallas se detectan en sus etapas iniciales por lo que se cuenta con suficiente tiempo para hacer la planificación y la programación de las acciones correctivas (mantenimiento correctivo o curativo) en paros programados y bajo condiciones controladas que minimicen los tiempos muertos y el efecto negativo sobre la producción y que, además, garanticen una mejor calidad en las reparaciones.
* Las técnicas de detección del mantenimiento predictivo son en su mayor parte técnicas "on-condition", que significa que las inspecciones se pueden realizar con la maquinaria en operación a su velocidad máxima.
* El mantenimiento predictivo es un mantenimiento pro-activo, ya que permite anticiparse a los fallos antes de que ocurran en operación y no después, como lo hace el mantenimiento correctivo.

### Técnicas de mantenimiento predictivo

El requisito para que se pueda aplicar una técnica predictiva es que el fallo incipiente genere señales o síntomas de su existencia, tales como alta temperatura, ruido, ultrasonido, vibración, partículas de desgaste y alto amperaje, entre otras.

Las técnicas para detección de fallos y defectos en maquinaria varían, desde la utilización de los sentidos humanos (oído, vista, tacto y olfato), hasta la utilización de datos de control de proceso y de control de calidad, el uso de herramientas estadísticas y técnicas de moda como el análisis de vibración, la termografía, la tribología, el análisis de circuitos de motores y el ultrasonido.

### Efectividad del mantenimiento predictivo

Para que un programa de mantenimiento predictivo se considere efectivo, este debe incrementar la fiabilidad (reliability) y el estado operacional de la maquinaria mientras que al mismo tiempo se reducen costos de producción, incluyéndo los costos de mantenimiento. Para diseñar e incorporar un programa de mantenimiento predictivo efectivo es necesario determinar los equipos que van a utilizarse en este mantenimiento, así como las máquinas y procesos que justifiquen la implementación del programa tanto técnica como económicamente. Para lograr esto se requiere:

* Conocer los diferentes tipos de fallas y efectos negativos que estos causan sobre la maquinaria (análisis RCM)
* Conocer las ventajas y limitaciones de las diferentes técnicas de mantenimiento predictivo para seleccionar la técnica más aplicable y justificable económicamente
* Contar con un equipo de técnicos altamente cualificados en las técnicas de mantenimiento predictivo
* Cambiar la cultura de mantenimiento correctivo a la cultura del mantenimiento proactivo o predictivo.

### Pasos para la implantación efectiva del mantenimiento predictivo

Los pasos mínimos necesarios previos a la implantación del mantenimiento predictivo son:

* Definir los objetivos y su impacto financiero que se pretenden lograr con el mantenimiento predictivo
* Seleccionar el equipo crítico. (Análisis de Criticidad)
* Efectuar análisis de «Modos y efectos de Fallo» (AMEF)
* Determinar los parámetros factibles a monitorizar
* Seleccionar la técnica y el método adecuados de mantenimiento predictivo
* Definir quién tendrá la responsabilidad de llevar a cabo el mantenimiento predictivo
* Elaborar la justificación económica del programa de mantenimiento predictivo
* Elaborar los procedimientos detallados de las rutinas de mantenimiento predictivo
* Capacitar y entrenar al personal en la metodología y técnicas del mantenimiento predictivo
* Dar el soporte oficial para el inicio del programa de mantenimiento predictivo.

### Servicios de mantenimiento predictivo

Consisten en los siguientes:

* Cursos de mantenimiento predictivo
* Diseño e implementación de programas de mantenimiento predictivo
* Servicios varios de mantenimiento predictivo
* Monitorización y análisis de vibración
* Termo grafía
* Venta de equipo para analizar vibración.

## 3.2 Mantenimiento Preventivo

En las operaciones de [mantenimiento](https://es.wikipedia.org/wiki/Mantenimiento), el mantenimiento preventivo es el destinado a la conservación de equipos o instalaciones mediante la realización de revisión y reparación que garanticen su buen funcionamiento y fiabilidad. El mantenimiento preventivo se realiza en equipos en condiciones de funcionamiento, por oposición al [mantenimiento correctivo](https://es.wikipedia.org/wiki/Mantenimiento_correctivo) que repara o pone en condiciones de funcionamiento aquellos que dejaron de funcionar o están dañados.

El primer objetivo del mantenimiento es evitar o mitigar las consecuencias de los fallos del equipo, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran. Las tareas de mantenimiento preventivo pueden incluir acciones como cambio de piezas desgastadas, cambios de aceites y lubricantes, etc. El mantenimiento preventivo debe evitar los fallos en el equipo antes de que estos ocurran.

Algunos de los métodos más habituales para determinar que procesos de mantenimiento preventivo deben llevarse a cabo son las recomendaciones de los fabricantes, la legislación vigente, las recomendaciones de expertos y las acciones llevadas a cabo sobre activos similares.



### Tipos de mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo se puede realizar según distintos criterios:

{\displaystyle Mantenimiento\left\{{\begin{array}{l}De\;conservaci{\acute {o}}n\left\{{\begin{array}{l}Correctivo\left\{{\begin{array}{l}Inmediato\\Diferido\end{array}}\right.\\\\{\underline {Preventivo}}\left\{{\begin{array}{l}Programado\\Predictivo\\De\;oportunidad\end{array}}\right.\end{array}}\right.\\\\De\;actualizaci{\acute {o}}n\end{array}}\right.}

* + El mantenimiento programado, donde las revisiones se realizan por tiempo, kilometraje, horas de funcionamiento, etc. Así si ponemos por ejemplo un automóvil, y determinamos un mantenimiento programado, la presión de las ruedas se revisa cada tres meses, el aceite del motor se cambia cada 10 000 km, y la correa de distribución cada 90 000 km.
  + El mantenimiento predictivo, trata de determinar el momento en el cual se deben efectuar las reparaciones mediante un seguimiento que determine el periodo máximo de utilización antes de ser reparado.
  + El mantenimiento de oportunidad es aquel que se realiza aprovechando los periodos de no utilización, evitando de este modo parar los equipos o las instalaciones cuando están en uso. Volviendo al ejemplo de nuestro automóvil, si utilizamos el auto solo unos días a la semana y pretendemos hacer un viaje largo con él, es lógico realizar las revisiones y posibles reparaciones en los días en los que no necesitamos el coche, antes de iniciar el viaje, garantizando de este modo su buen funcionamiento durante el mismo.

### Para qué sirve el mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo constituye una acción, o serie de acciones necesarias, para alargar la vida útil del equipo e instalaciones y prevenir la suspensión de las actividades laborales por imprevistos. Tiene como propósito planificar periodos de paralización de trabajo en momentos específicos, para inspeccionar y realizar las acciones de mantenimiento del equipo, con lo que se evitan reparaciones de emergencia.

Un mantenimiento planificado mejora la productividad hasta en 25 %, reduce 30 % los costos de mantenimiento y alarga la vida útil de la maquinaria y equipo hasta en un 50 %.

Los programas de mantenimiento preventivo tradicionales, están basados en el hecho de que los equipos e instalaciones funcionan ocho horas laborables al día y cuarenta horas laborables por semana. Si las máquinas y equipos funcionan por más tiempo, los programas se deben modificar adecuadamente para asegurar un mantenimiento apropiado y un equipo duradero.

El área de actividad del mantenimiento preventivo es de vital importancia en el ámbito de la ejecución de las operaciones en la industria de cualquier tamaño.

De un buen mantenimiento depende no sólo un funcionamiento eficiente de las instalaciones y las máquinas, sino que además, es preciso llevarlo a cabo con rigor para conseguir otros objetivos como el hacer que los equipos tengan periodos de vida útil duraderos, sin excederse en lo presupuestado para el mantenimiento.

Las estrategias convencionales de "reparar cuando se produzca la avería" ya no sirven. Fueron válidas en el pasado, pero ahora si se quiere ser productivo se tiene que ser consciente de que esperar a que se produzca la avería es incurrir en unos costos excesivamente elevados (pérdidas de producción, deficiencias en la calidad, tiempos muertos y pérdida de ganancias).

## 3.3 Mantenimiento correctivo

Se denomina mantenimiento correctivo, aquel que corrige los defectos observados en los equipamientos o instalaciones, es la forma más básica de mantenimiento y consiste en localizar averías o defectos y corregirlos o repararlos. Históricamente es el primer concepto de mantenimiento y el único hasta la Primera Guerra Mundial, dada la simplicidad de las máquinas, equipamientos e instalaciones de la época. El mantenimiento era sinónimo de reparar aquello que estaba averiado.

Este mantenimiento que se realiza luego que ocurra una falla o avería en el equipo que por su naturaleza no pueden planificarse en el tiempo, presenta costos por reparación y repuestos no presupuestadas, pues implica el cambio de algunas piezas del equipo.



# 4. CAPITULO 2 -. CENTROS DE TRANSFORMACION

Los trabajos de mantenimiento se realizaran en horario pactado previamente con la suficiente amplitud para poder trabajar sin prisa ni presión. Esto que parece lógico, no lo es tanto cuando se trata de cortes de energía.

La duración de los trabajos de mantenimiento en un centro de transformación de un solo transformador ronda las cinco horas, siendo necesaria la presencia de al menos dos trabajadores.

Para una correcta ejecución se deberá disponer de los equipos y materiales necesarios.

## 4.1 Equipos mínimos necesarios

Según el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión para los centros de transformación serían necesarios aquellos correspondientes a la categoría T1 y son los siguientes:

Telurómetro. Es el equipo con el que medir la resistencia de las puestas a tierra de la instalación.

Medidor de aislamiento de, al menos 10kV, siendo recomendable disponer de otro de 5kV. Este equipo también llamado Megohometro nos dará los valores de aislamiento de los conductores y equipos aislados.

Multímetro o tenaza (pinza amperimétrica) para tensión alterna y continua de hasta 500V, intensidad alterna y continua de hasta 20A y con capacidad de medición de resistencia. Con ella mediremos Intensidad, Tensión, Resistencia y Continuidad.

Miliohmímetro con fuente de intensidad de continua de 50 A. Con este equipo podremos medir la resistencia de contactos de los elementos de maniobra.

Medidor de tensiones de paso y contacto con fuente de intensidad de 5 A.

Cámara termográfica.

Equipo de verificación de la continuidad de conductores.

En materia de Prevención de Riesgos Laborales se debe disponer de pértigas de puesta a tierra y en cortocircuito, y pértiga detectora de presencia de tensión al nivel de tensión correspondiente.

No obstante y aunque para tensión inferiores a 30 kV no exigible, se considera adecuado disponer de los equipos complementarios para la categoría A2, ya que con ellos se pueden realizar ensayos más exhaustivos en interruptores automáticos y transformadores, dichos equipos serían los siguientes:

Sistema de medida de la corriente de excitación y pérdidas de vacío del transformador de potencia. (En centros de transformación no se realiza para abaratar costes si bien en caso de que el transformador muestre comportamientos anómalos se realiza).

Equipo medidor de relación de transformación y desfase (en centros de transformación no se realiza para abaratar costes si bien en caso de que el transformador muestre comportamientos anómalos se realiza).

Medidor de rigidez dieléctrica de aislantes líquidos, también conocido como “chispometro”.

Medidor de tiempos de cierre y apertura de interruptores automáticos. Este tipo de equipos nos da también valores de consumo de las bobinas de disparo de los interruptores, y el sincronismo de los polos. Es una prueba que no se suele realizar en centros de transformación para abaratar costes, salvo que los interruptores muestren comportamientos anómalos.

Los equipos de protección y medios de protección individual están descritos en el capítulo seis. No se especifica cuáles ya que han de ser todos aquellos que se consideren necesarios para realizar las maniobras y pruebas con total seguridad.

Todos los equipos mencionados anteriormente deberán estar calibrados por laboratorio homologado y su correcto funcionamiento deberá ser verificado.

## 4.2 Aparamenta a revisar

En este apartado describiremos la aparamenta a revisar durante los trabajos de mantenimiento. No siempre un centro de transformación consta de todos los elementos o bien se pueden realizar todas las pruebas, bien por existencia de tensión, precintado de celdas de medida, etc.

### 4.2.1 Pararrayos o autovalvulas

Las autovalvulas, también conocidas como pararrayos son limitadores de tensión que protegen al transformador ante descargas atmosféricas o por caídas de líneas de tensión superior. Siempre se instalan en centros de transformación de intemperie o en aquellos alimentados por una línea aérea de alta tensión.

Pueden ser cerámicos o poliméricos en función de la envolvente que tengan. Dicha envolvente protege unas resistencias no lineales (valvular) con explosores metálicos aislados entre si y sellados herméticamente. Se conectan a la línea a través de un desconectador de la conexión a tierra para no dejar fuera de servicio la línea.

Mantenimiento de autovalvulas.

Se comprobará su conexión a la red de tierra y la medida de esta. Al ser un equipo sellado no se pueden realizar más pruebas.

### 4.2.2 Seccionadores

Son elementos de maniobra utilizados para aislar o establecer continuidad en una parte determinada de un circuito eléctrico.

Es capaz de abrir o cerrar un circuito con tensión pero no con carga, es decir si la intensidad existente es despreciable. En caso de apertura o cierre con carga, se producirá un arco eléctrico con el consiguiente riesgo para el operador y la instalación.

Las características técnicas de un seccionador son:

Intensidad nominal:

Es la corriente que puede circular por el seccionador de forma permanente en funcionamiento normal.

Tensión de aislamiento:

La tensión máxima que puede soportar un seccionador en régimen permanente.

Se clasifican según su actuación como:

Unipolares: actúan en una única fase del circuito. Suelen emplearse en líneas aéreas.

Tripolares: actúan al mismo tiempo en las tres fases del circuito.

Según su apertura:

Cuchillas basculantes: el desplazamiento de las cuchillas se realiza hacia la base de fijación.

Cuchillas deslizantes: el desplazamiento de las cuchillas se realiza en un plano paralelo al de la base de fijación, se emplea en instalaciones de dimensiones reducidas.

Seccionador de puesta a tierra: estos seccionadores, como su nombre indica son los encargados de conectar a tierra el elemento de maniobra al que está asociado. Es obligatorio que exista enclavamiento entre el seccionador de puesta a tierra y el elemento principal asociado de tal modo que nunca pueda conectarse a tierra con la instalación en tensión.

Mantenimiento de los seccionadores:

El mantenimiento de los seccionadores es limitado ya que suelen ser el elemento frontera entre la linera en tensión y la instalación en descargo. En el caso de las celdas aisladas en hexafluoruro de azufre, es prácticamente imposible, siendo posible en aquellos que se encuentran al aire: para ello, en caso de poder realizarse el mantenimiento de forma segura, se comprobara que los contactos ajustan correctamente, que la transmisión del mando se realiza correctamente y en todo caso se lubricara y engrasaran los elementos móviles para garantizar su funcionamiento. Por otro lado, se comprobara que el enclavamiento entre el seccionador principal y el de puesta a tierra es correcto.

Una de las averías más comunes en los seccionadores son el mal reglaje de los elementos de transmisión y el desgaste de los contactos por los pequeños arcos que se generan durante las aperturas y cierres.

### 4.2.3 Interruptores

Son elementos de maniobra utilizados para aislar o establecer continuidad en una parte determinada de un circuito eléctrico, caracterizados por la capacidad de apertura y cierre con intensidad de carga y/o de cortocircuito.

Según el medio de extinción del arco que se produce durante las maniobras se clasifican en:

Aire: el arco se extingue por la desionizacion natural por la acción enfriadora. Es un sistema obsoleto.

Pueden ser de laminado de arco o autoneumaticos. Los de laminado de arco son aquellos en los que la extinción del arco se produce gracias a su laminación en el espacio comprendido entre dos placas de material aislante. Aunque ya no se instalan se utilizaban para pequeñas potencias.

Los autoneumaticos utilizan un soplado de aire a presión para la extinción del arco. El aire se comprime en las cámaras del interruptor.

Aceite: de gran volumen de aceite (GVA) que se utiliza en instalaciones de gran potencia o de pequeño volumen de aceite (PVA) que se utiliza en centros de transformación si bien por su tamaño y mantenimiento se han dejado de instalar sustituyéndolos por los de hexafluoruro de azufre, aun existen gran cantidad de ellos.

El aceite se descompone durante el arco por las altas temperaturas y los gases producidos lo extinguen por presión y circulación.

Hexafluoruro de azufre (SF6): tiene mejores propiedades de rigidez dieléctrica que el aceite y se recompone después del arco. Ocupando menor volumen.

Vacio: la intensidad se corta cuando pasa por cero por primera vez.

Según el tipo de mando que los hagas maniobrar:

Resorte o muelles.

Neumático o de aire comprimido.

Hidráulico

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL INTERRUPTOR

Tensión nominal de servicio (kV)

Tensión de impulso tipo rayo (kV)

Tensión de maniobra (kV)

Intensidad nominal de servicio.

Poder de corte (kA)

Duración nominal del cortocircuito (s)

Poder de cierre (kA)

Tipo de extinción

Tipo de mando

Presión y masa del gas ( bar y kg)

Ciclo de maniobras: O – 0,3s – CO – 1m – CO

Clase de temperatura

Numero de maniobras e intensidades extinguidas para sustitución de elementos

MANTENIMIENTO DE LOS INTERRUPTORES:

Dependiendo del tipo de interruptor se podrán ejecutar distintas labores de mantenimiento.

En los de corte al aire es fundamental que los mandos de maniobra y las transmisiones estén bien alineados y lubricados para que ejerzan la fuerza suficiente en la maniobra.

En los de aceite se verificará el estado y nivel de aceite dentro de las cámaras.

En los de hexafluoruro de azufre se comprobará el nivel de gas de las cámaras.

En todos ellos se comprobará su correcta actuación.

Se puede realizar medida de resistencia de contactos, esto es medir el valor de la resistencia de las piezas de unión para evitar que se produzcan puntos calientes con el ohmímetro.

### 4.2.4 Elementos de protección

Como hemos visto en el Reglamento de Alta tensión los centros de transformación deberán disponer de los elementos necesarios para la protección contra sobreintensidades, sobretensiones y sobrecalentamientos.

Contra sobreintensidades serán empleados los fusibles y los relés de protección que describiremos a continuación.

Contra sobretensiones serán las autovalvulas en el caso de que nuestro centro de transformación sea de intemperie con conexión por línea aérea. Las hemos descrito anteriormente al ser una protección fija cuyo mantenimiento se basa en la medida de las tierras y en su estado visual.

Contra sobrecalentamientos el transformador dispone de sus protecciones térmicas propias como veremos en el apartado correspondiente.

En caso de existir cualquier otra protección, debe ser revisada y comprobada independientemente de que no sea necesaria ya que existe la máxima de que elemento instalado, debe estar en perfecto estado de funcionamiento y en caso de que no sea necesario ha de eliminarse si no funciona.

#### 4.2.4.1 Fusibles

Los fusibles son elementos de protección contra cortocircuitos. Su diseño consiste en un hilos conductor de una determinada sección que soportara el paso de la intensidad para la que está diseñado, en caso de que la intensidad supere ese valor, por efecto de la temperatura se fundirá interrumpiendo el paso de la corriente y abriendo el circuito.

Los más habituales son los de expulsión que se emplean en líneas y transformadores aéreos. Al fundir basculan y se abren como si fueran un seccionador. Tienen la ventaja de que se pueden abrir y cerrar con tensión.

También son muy comunes los fusibles con agente extintor, su interior esta relleno de arena de cuarzo que se encarga de ser el agente extintor del arco eléctrico producido durante la fusión. Está constituido por un hilo de plata de gran conductividad arrollado sobre una base de material cerámico y en cuyos extremos figuran unos contactos de cobre para la conexión eléctrica a los casquillos del fusible. En uno de los extremos se encuentra un muelle tensado al que va unido un hilo de elevada resistencia alojado en el interior de la cerámica mediante un elemento de soldadura. Al producirse la fusión de la plata se deshace la soldadura, se libera el muelle, y asoma el percutor. Que además de señalizar la fusión del fusible actuara sobre el interruptor para abrir el circuito. Están alojados en el interior de las cabinas.

Normalmente el calibre de los fusibles está comprendido entre 1,6 y 2,5 veces la intensidad nominal primaria del transformador a proteger, para evitar fusiones por sobreintensidad producida en la puesta en servicio del transformador.

Mantenimiento de los fusibles

Los fusibles deben ser revisados durante las operaciones de mantenimiento y comprobar los siguientes parámetros:

Estado de conservación

Intensidad nominal adecuada

Montaje con el percutor en el lado correcto

Medida de resistencia, en caso de no darnos continuidad, deberemos sustituir el fusible ya que esta fundido, lo realizaremos con el miltumetro.

#### 4.2.4.2 Relés de protección

Para proteger las instalaciones por sobreintensidad tanto en fases como en neutro se utilizan los relés de protección.

Estos tipos de relés pueden ser directos o indirectos.

Los directos sin aquellos que están montados en cada una de las fases del interruptor. Cada vez se utilizan menos ya que son más sensibles y menos fiables, pudiendo actuar en caso de maniobras en la red sin llegar a ser defecto de intensidad.

Los indirectos son aquellos relés electrónicos que alimentados a través de los transformadores de protección y según la programación de regulación que se les configure, son capaces de enviar una señal de disparo a la bobina del interruptor de protección correspondiente.

Permiten una mejor calibración y sensibilidad, además de poder controlarse a distancia.

### 4.2.5 Transformadores de medida

Los transformadores de medida y protección son aparatos destinados a convertir los valores de tensión e intensidad que circula en el lado primario de la instalación a valores seguro y admisibles por los instrumentos de medida, bien sean amperímetros, voltímetros o contadores de energía.

Se dividen en dos tipos dependiendo de su función:

De intensidad:

Transforman la intensidad que circula por la instalación. Se han de conectar en SERIE con el circuito principal y el devanado secundario no debe quedarse en circuito abierto ya que se dañaría el equipo.

El arrollamiento secundario está bobinado sobre su propio núcleo y los arrollamientos primarios permiten conseguir varias intensidades nominales variando su conexión.

Los parámetros principales que definen un transformador de medida de intensidad son los siguientes:

- Tensión nominal

- tensiones de ensayo

- frecuencia nominal

- Tipo de aislamiento (Interior/exterior)

- Intensidad nominal primario / secundario.

- Intensidad límite térmico: valor eficaz de la corriente primaria que soporta el transformador.

- Intensidad límite dinámica: cresta de la primera semionda que puede soportar el transformador (2,5 veces Icc)

- Intensidad térmica permanente o de calentamiento (120 % In)

- Error de intensidad de fase / compuesto

- Clase de precisión

- Carga de precisión; valor en VA de carga conectada en el secundario con la que se garantiza la clase de precisión.

Cuando su finalidad es alimentar un contador de energía para facturación por parte de la Compañía Distribuidora, las especificaciones de los parámetros vienen dictadas por dichas Compañías, y deben estar verificados y certificados por Laboratorio Metrológico Homologado.

De tensión:

Transforman la tensión nominal de la instalación. Se han de conectar en PARALELO con el circuito principal. Por el arrollamiento primario apenas circula intensidad y los arrollamientos secundarios están bobinados sobre el mismo núcleo. El arrollamiento primario se puede conectar Fase-Tierra o Fase-Fase.

Los parámetros principales que definen un transformador de medida de tensión son los siguientes:

- Tensión nominal primario

- Tensión nominal secundario

- Factor de tensión o de sobretensión

- Tensiones de ensayo

- Forma de conexión (fase-fase o fase-tierra)

- Frecuencia nominal

- Tipo de aislamiento (Interior/exterior)

- Error de tensión (o error de relación) / Error de fase

- Potencia de secundario

- Clase de precisión

Al igual que con los transformadores de medida de intensidad, cuando su finalidad es alimentar un contador de energía para facturación por parte de la Compañía Distribuidora, las especificaciones de los parámetros vienen dictadas por dichas Compañías, y deben estar verificados y certificados por Laboratorio Metrológico Homologado.

El mantenimiento en este tipo de transformadores es muy limitado ya que en centros de transformación se instalan en el interior de la denominada Celda de Medida, debido a que su función es dotar de señal a los contadores de energía para facturación, y dichas celdas se encuentran precintadas por la Compañía Eléctrica, su acceso tiene que ser notificado y su manipulación tiene que ser verificada para evitar fraudes.

### 4.2.6 Transformadores de potencia

Se trata del elemento principal del centro de transformación.

Es una maquina eléctrica diseñada para modificar la tensión de entrada con respecto a su tensión de salida.

Características constructivas y elementos:

Devanados: arrollamientos de los transformadores.

Cuba: la carcasa metálica que protege y contiene los devanados.

Bornas: elementos de conexión de los conductores tanto en alta como en baja tensión.

Características técnicas:

Las características técnica que definen al transformador son las siguientes y vienen indicadas en la placa de características que deberá estar en lugar visible y accesible.

Potencia nominal (Kva):

Es la potencia aparente máxima que puede conectarse en el secundario de baja tensión, o lo que es lo mismo, la potencia aparente máxima que se puede demandar de la maquina. Se mide en Kilovoltiamperios.

Los transformadores suelen estar diseñados para aguantar un 20% de sobrecarga respecto a su potencia nominal, si bien las sobrecargas tendrán efectos negativos en su vida útil.

Las potencias normalizadas más comunes en los centros de transformación son:

25-50-100-160-250-400-630-800-1000-1250-1600 kVA.

Tensión Primaria (kV):

Es la tensión de funcionamiento en el lado de alta del transformador en condiciones normales de funcionamiento. Se mide en kilovoltios. Viene definida por la tensión de suministro de la Compañía Eléctrica, siendo los valores más comunes 15-20 kV.

Intensidades Primarias (A):

Son los valores de intensidad medida en amperios (A) que circulan en el devanado primario o de alta tensión cuando el transformador trabaje a potencia nominal.

La fórmula que define la intensidad nominal primaria es:

I(A)= S (kVA)/raiz3x V (Kv)

Tensión Secundaria (V)

Es el valor de tensión en baja tensión, medido en bornas del transformador. Suele ser superior a los valores normalizados de funcionamiento para prevenir caídas de tensión en las cargas finales.

Intensidad Secundaria (V)

Es la intensidad máxima que se alcanza cuando el transformador trabaja a su potencia nominal.

Estos valores determinaran por un lado los equipos de media necesarios para la medida en baja tensión y por otro el dimensionamiento de las protecciones de baja tensión.

Tensión de cortocircuito

Es el valor de la tensión que se debe aplicar en bornas del primario del transformador para, estando cerrado en cortocircuito las bornas del secundario, alcanzar en dicho secundario su intensidad nominal.

Este valor se da en % respecto a la tensión nominal primaria y ofrece el valor de la impedancia equivalente de los devanados del transformador.

Este valor es muy importante a la hora de acoplar en paralelo transformadores, ya que debe ser la misma para evitar recirculación de intensidades entre ellos y que la potencia total conectada no se repartiera por igual entre los transformadores.

Regulación de Tensión:

Dependiendo de las cargas conectadas en el lado secundario del transformador, las tensiones obtenidas fluctúan, por lo que el aumento o disminución de dichas cargas pueden provocar variaciones anómalas en el valor de la tensión. Para ello, los transformadores están construidos con tomas intermedias para facilitar su regulación.

Esta regulación se realiza en el bobinado de alta tensión por ser menor la sección del hilo de las espiras y por permitir mejor el ajuste en intensidades menores.

La placa de características muestra el esquema de los devanados, su posición y sus tensiones.

Tipo de refrigeración:

Nos indica la refrigeración del transformador.

Natural o forzada, si no hay equipos asociados seria ventilación natural y seria por convección, en caso de la forzada se instalan ventiladores.

Pueden ser de tipo seco o en baño de líquido dieléctrico, principalmente aceite si bien se usa también silicona.

Transformador de ACEITE:

Este tipo de transformadores tiene su circuito magnético y los bobinados sumergidos en un líquido aislante, normalmente aceite mineral, que cumple las misiones de aislamiento entre las partes en tensión y refrigeración.

Existen tres tipos de transformadores de aceite, aquellos que poseen depósito de expansión, los de llenado integral y los que el nivel de aceite se encuentra en la cuba.

Los que poseen el nivel de aceite en la cuba tienen una cámara de aire para la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura. El nivel de aceite y su estado se comprueba a través de un visor. Tienen una válvula de seguridad para evitar sobrepresiones debido a la formación de gases.

Los que poseen depósito de expansión, tienen una pequeña cuba en la superficie donde se ve el nivel de aceite.

Los de llenado integral, están completamente llenos del dieléctrico por lo que no tienen nivel. Así mismo están presurizados para no permitir la entrada de aire y eliminar la posible oxidación. Las posibles variaciones del volumen de aceite son absorbidas por la cuba, permitiendo deformaciones no permanentes por el efecto de la temperatura. Para proteger este tipo de transformadores se instalan termostatos que envían la orden de apertura al interruptor de protección en caso de alcanzar altas temperaturas para evitar defectos internos y los llamados bloques de protección que son dispositivos que protegen al transformador de altas temperaturas, sobrepresiones y disminuciones del nivel. Igualmente manda la orden de apertura al interruptor de protección según los umbrales regulados.

Transformador SECO:

En estos transformadores, los bobinados están encapsulados en resina. Están diseñados para instalaciones de interior aunque se pueden instalar en el exterior si se protegen con una envolvente.

Los principales defectos que se pueden dar en un transformador son:

SOBRECARGA

CORTOCIRCUITO

DEFECTO A TIERRA

SOBREFLUJO

El mantenimiento de un transformador de aceite consiste en:

Limpieza de todos sus elementos, cuba, porcelanas, radiadores…

Observación de pérdidas de fluido a través de las juntas, bornas, válvulas, etc.

Reapriete de los elementos.

Medida de aislamiento entre sus arrollamientos.

Comprobación de anclaje y conexión a la red de tierra de herrajes de los raíles.

Pruebas de actuación de sus protecciones propias instaladas.

Toma de muestra y análisis de rigidez dieléctrica del fluido dieléctrico.

Verificación del estado de la pintura.

El mantenimiento de un transformador de tipo seco o encapsulado requiere de lo anterior con la salvedad de que, al carecer de fluido dieléctrico, no habrá posibles pérdidas y no será necesario el análisis.

Habrá que prestar especial atención a su protección térmica ya que este tipo de transformadores alcanzan mayores temperaturas.

Hay que verificar que la placa de características es legible.

Que la regulación es correcta.

Pruebas a realizar en los transformadores:

ENSAYO DE AISLAMIENTO:

Para verificar que no se produzcan averías por falta de aislamiento, se realizan los siguientes ensayos o medidas de comprobación, se utilizará un medidor de aislamiento:

Aislamiento entre el devanado de alta y el de baja tensión:

Se aplica una tensión continua de 5000-10000V entre la borna de alta y la de baja tensión durante un minuto.

Aislamiento entre el devanado de alta tensión y la cuba o también denominado entre Alta tensión y Tierra:

Se aplica una tensión continua de 5000-10000V entre la borna de alta tensión y la cuba o la conexión de tierra durante un minuto.

Aislamiento entre el devanado de baja tensión y la cuba también denominado entre Baja y Tierra.

Se aplica una tensión continua de 500-1000 V entre la borna de baja tensión y la cuba o la conexión de tierra durante un minuto.

Ensayo de continuidad

Ensayo de medida de resistencias

Ensayo de relación de transformación

### 4.2.7 Interruptor general de baja tensión

Según el REBT de 2002, se deberá disponer de un interruptor de corte omnipolar y protección contra cortocircuitos. Este elemento es el punto frontera entre la instalación de alta y baja tensión a efectos de las Inspección Reglamentarias por Organismo de Control por lo que será objeto de inspección tanto en la de alta tensión como la de baja.

Todos los circuitos de baja tensión existentes en el centro de transformación (ya sea alumbrado, fuerza auxiliar, elementos de control…) han de estar conectados aguas abajo de esta protección de tal modo que no queden alimentados directamente del transformador sin protección alguna ya que podría causar un accidente por contacto eléctrico si el operador cree que ha dejado la instalación fuera de servicio.

Se presentan varias disposiciones ya que se puede instalar un seccionador combinado con fusibles o directamente un interruptor automático.

Las características que se han de contemplar es la intensidad nominal del transformador en su lado de baja tensión y su poder de corte, que nos lo dará también la potencia de cortocircuito del transformador.

Un defecto muy común es la no instalación de elemento de corte omnipolar, conectando directamente los conductores a una base de fusibles.

### 4.2.8 Redes de puesta a tierra

Los centros de transformación constan de dos redes de puesta a tierra que serán las encargadas de velar por la seguridad de las personas y equipos en caso de defecto a tierra.

Las redes de puesta a tierra deben tener un punto de medida accesible y seccionable, llamado “puente de prueba” o “caja seccionadora”, las medidas se realizan con dicho puente abierto y cerrado para obtener los valores tanto de las picas como de todo el circuito.

Las partes que comprenden un sistema de puesta a tierra son los siguientes:

- Conductores de unión:

Los conductores de unión han de ser de sección adecuada a la intensidad que en un momento dado pueda recorrerlos, para evitar calentamientos inadmisibles e incluso la fusión del conductor. El tendido o hincado ha de hacerse con conductor desnudo y debe estar visible en la medida de lo posible para poder comprobar visualmente su estado. No se permite interrumpir el circuito mediante elementos automáticos y su continuidad solo puede ser interrumpida en los puentes de prueba para su medida.

- Electrodos: los electrodos son elementos metálicos conductores que se introducen en el suelo para unir la red de tierra con el terreno. Los electrodos pueden ser picas, placas o pletinas, siendo las más utilizadas las picas y las placas de cobre, hierro o acero galvanizado.

- Terreno: dependiendo del tipo de suelo donde este la instalación, habrá mayor o menor resistividad, siendo los más desfavorables los suelos rocosos y compactos. La humedad y la temperatura del suelo afectan a la resistividad siendo conveniente una alta humedad y una alta temperatura.

Una vez descrito los componentes de las redes de tierra, debemos distinguir claramente entre las dos redes de puesta a tierra que existen por diseño en un centro de transformación y son:

RED DE PROTECCION:

También llamada comúnmente red de tierra de herrajes o de masas. Su misión es proteger a las personas ante contactos indirectos. Es la encargada de dotar a la instalación de una red equipotencial.

Todos los elementos susceptibles de entrar en tensión deben estar conectados a esta red de tierra como pueden ser las envolventes metálicas de las cabinas, los transformadores, rejillas de ventilación, mandos, palancas…

La conexión se realiza mediante conductor de cobre o aluminio desnudo de sección no inferior 35mm2 en caso del cobre.

El valor máximo admisible según la DGIEM es de 20 ohmios sin necesidad de realizar la prueba de paso y contacto, si bien está supeditado a los valores obtenidos por la medición del paso y contacto.

La medida de paso y contacto no es obligatoria en centros de transformación si bien la vamos a describir ya que en caso de obtener valores altos de resistencia es obligatorio confirmar la seguridad de la instalación mediante este método:

RED DE TIERRA DE SERVICIO:

La configuración normal de un centro de transformación es con el transformador conectado rígidamente a tierra. Esta red dará protección a los equipos instalados aguas abajo del transformador mediante su conexión del neutro a esta red.

El valor resultante será válido dependiendo de la protección instalada en baja tensión, si bien los valores admisibles los darán también sobre todo los equipos electrónicos instalados ya que muchos de ellos requieren unos valores máximos de puesta a tierra para protegerse por lo que se considera óptimo un valor inferior a 5 ohmios.

MEDICION DE LAS TOMAS DE TIERRA:

La medición de los valores de resistencia de las redes de puesta a tierra ha de realizarse al menos una vez al año según el REBT 2002 y siempre en los momentos más desfavorables, es decir, cuando el terreno esté más seco o poco húmedo.

El método más utilizado es el de “Caída de Tensión”, para ello se utiliza un termómetro cuyo fundamento físico es el puente de Wheastone. La resistencia variable del puente de Wheastone se encuentra en el interior del equipo de medida siendo las otras tres resistencia que forman el circuito los contactos de la toma de tierra a medir, la pica auxiliar de tensión y la pica auxiliar de intensidad.

El método a seguir es el siguiente:

1. Desconectamos el circuito de la red de tierra que queremos medir.

2. Conectamos a la toma de tierra la borna del equipo que nos indicará la resistencia del terreno.

3. A una distancia de entre 20 y 50 metros hincamos la pica auxiliar de intensidad.

4. una distancia de entre 20 y 50 metros hincamos la pica auxiliar de tensión, en dirección opuesta a la pica de intensidad o formando un triángulo con ella.

Una vez equilibrado el puente internamente aparece el valor de resistencia de puesta a tierra.

MANTENIMIENTO DE LAS REDES DE PUESTA A TIERRA:

El mantenimiento de las redes de puesta a tierra aun obteniendo valores óptimos de servicio es de vital importancia tanto para la seguridad de las personas como de los equipos receptores por lo que hay que conservar el contacto de los electrodos con el terreno y vigilar la resistividad del mismo.

Para ello se debe regar periódicamente los electrodos, verificar que las arquetas están limpias y que los elementos de unión están en correcto estado. En caso de que regando no fuera suficiente para mantener baja la resistividad, deberíamos disminuirla artificialmente, mediante el tratamiento con sales higroscópicas, o geles.

El tratamiento con sales consiste en realizar una excavación poco profunda alrededor del electrodo y enterrar sal. Una vez regada se disociará e infiltrara en el terreno, captando la humedad y proporcionándosela al electrodo.

El tratamiento con geles es igual que el de con sales, pero al tratarse de material viscoso se deshará más lentamente, obteniendo una duración mayor del tratamiento.