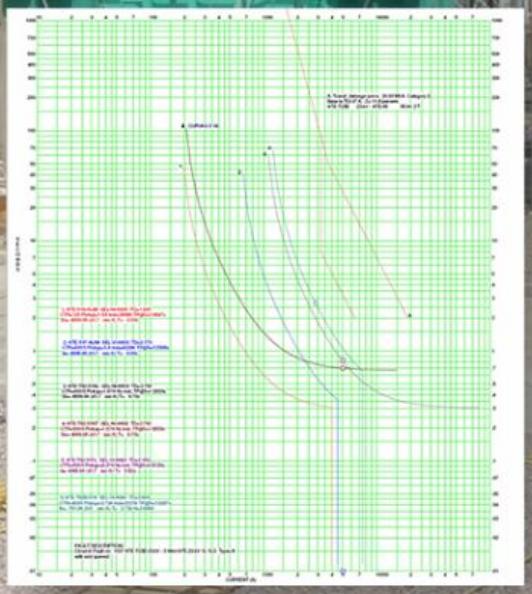
CRITERIOS DE AJUSTE PARA PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES



REV. 2014

CFE
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Subdirección de Transmisión
Coordinación de Protecciones, comunicaciones y Control
Gerencia de Protecciones

CRITERIOS DE AJUSTE PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

INDICE **PÁGINA**

PREFACIO 2
1. OBJETIVO 5
2. ALCANCE 5
3. NORMAS QUE APLICAN 5
4. DOCUMENTOS DE REFERENCIA 5
5. ABREVIATURA Y NOMENCLATURA 6
6. ESQUEMAS DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES DE 1 A 10 MVA DE DOS DEVANADOS CON CONEXIÓN D-Y 7
7. ESQUEMAS DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES DE MÁS DE 7.5 MVA DE DOS DEVANADOS CON CONEXIÓN D-Y 7
8. ESQUEMAS DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES DE MÁS DE 10 MVAS CON TRES DEVANADOS Y CONEXIÓN D-Y-D 12
9. ESQUEMAS DE PROTECCION PARA AUTOTRANSFORMADORES DE 10 MVA Y MAYORES CON TRES DEVANADOS Y CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA-DELTA CON SERVICIOS PROPIOS 41
10. APLICACIONES ESPECIALES 58
11. APENDICE 59
12. CONEXIONES DE TC´s EN TRANSFORMADORES 70
13. INTERRUPTORES QUE DEBEN SER OPERADOS POR CADA ESQUEMA 75
14. ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCION DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA 76
15. EJEMPLOS 78
16. HOJAS DE CALCULO PARA AJUSTES DE RELEVADORES DE PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA 115

PREFACIO

Este documento ha sido elaborado por el Comité Nacional de Análisis de Redes y el Comité de Especialistas de Protecciones de la Subdirección de Transmisión conforme a los criterios normalizados vigentes en la Comisión Federal de Electricidad.

Nuestro sincero reconocimiento a todos los especialistas participantes que además de cumplir con las responsabilidades propias del puesto que desempeñan, generosamente han compartido su talento, sus conocimientos, experiencias y críticas para la elaboración del presente documento, el cual tiene por objeto reunir y unificar las mejores prácticas aplicadas por varias generaciones de Ingenieros de Análisis de Redes y especialistas en el Estado y el Arte de las Protecciones para Bancos de Transformadores y Autotransformadores de Potencia instalados en la Comisión Federal de Electricidad para asegurar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

El costo de un esquema de protección es insignificante en relación al costo de una subestación, su verdadero valor lo adquiere cuando el Ingeniero de Protecciones aplica la ciencia y el arte de las protecciones.

Ing. Enrique Martínez Martínez
Subgerente de Análisis de Redes

CRITERIOS DE AJUSTE PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

Créditos:

Ing. Alberto Félix Lozano	GRT Baja California
Ing. Nabor Castillo de Anda	Jubilado GRT Baja California
Ing. Ramón Ruelas Tanori	GRT Noroeste
Ing. Rafael Córdoba Cruz	GRT Noroeste
Ing. Pedro A. Verdugo Ibarra	Jubilado GRT Noroeste
Ing. Humberto Calderón Mendoza	GRT Norte
Ing. Gustavo Torrero Pérez	GRT Norte
Ing. Ramiro Patiño Bedolla	GRT Noreste
Ing. Francisco J. López Lazalde	GRT Noreste
Ing. Sergio D. González Cantú	GRT Baja California
Ing. Víctor M. Campos Villanueva	Jefe ZT San Luis Potosí
Ing. Juan Carlos Rivera Velázquez	GRT Occidente
Ing. Juan José López Márquez	GRT Central
Ing. Eduardo O. Mora Alcaraz	GRT Oriente
Ing. Luis Barrios de la Orta	GRT Oriente
Ing. Cesar Gálvez Chévez	GRT Sureste
Ing. Santos López Aguilar	GRT Sureste
Ing. Nicolás E. Juárez Tobías	GRT Sureste
Ing. Alberto E. Alonzo Puerto	GRT Peninsular
Ing. Jorge Orozco Sánchez	GRT Peninsular
Ing. Elizabeth Godoy Alcántar	Subdirección de Transmisión

Integración y revisión del documento:

Ing. Ricardo B. Méndez Trinidad

Responsable:	**Autorizó:**
Ing. Enrique Martínez Martínez	Ing. Ricardo Orozco Mendoza
Subgerente de Análisis de Redes	Gerente de Protecciones

CRITERIOS DE AJUSTE PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

1. OBJETIVO

Definir los criterios de ajuste para los esquemas normalizados de protección de transformadores y autotransformadores de potencia.

2. ALCANCE

Protecciones incluidas en los transformadores y autotransformadores con capacidad de 5 MVA y mayores, con tensiones primarias desde 34.5 hasta 400 kV, que se utilizan en la CFE.

Transformadores de potencia de dos devanados	< 10 MVA
Transformadores de potencia de dos devanados	≥ 10 MVA
Transformadores de potencia de tres devanados	≥ 10 MVA
Autotransformadores de potencia	≥ 10 MVA

3. NORMAS QUE APLICAN

IEEE C57.12.80 Standard Terminology for Power and Distribution Transformers.

IEEE C37.91-2000 Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers.

IEEE C57.109-1993 Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault Current Duration.

4. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

CFE G0000-62 Esquemas normalizados de protecciones para Transformadores de Potencia.

CFE G0000-81 Características Técnicas para Relevadores de Protección.

CFE V6700-62 Tableros de Protección, Control y Medición para Subestaciones Eléctricas.

5. ABREVIATURAS Y NOMENCLATURA ANSI

49T Relevador térmico de sobrecarga (Imagen térmica o TRO).

63T Relevador Buchholz tanque principal.

63P Dispositivo de sobrepresión tanque principal.

26Q Disparo por sobre temperatura de aceite.

63PC Disparo por sobrepresión de cambiador.

63F Disparo por flujo de aceite en el cambiador.

PCT Protecciones propias contenidas en el transformador y Autotransformador (49T, 63T, 63P, 26Q, 63PC y 63F).

50H Protección de sobrecorriente instantánea de respaldo del primario

51H Protección temporizada de respaldo lado primario del transformador

51L Protección de sobrecorriente instantánea de respaldo del secundario

51NL Protección de sobrecorriente de neutro residual del secundario

51NT-H Protección de sobrecorriente de neutro del TC de neutro del Primario

51NT-L Protección de sobrecorriente de neutro del TC de neutro del secundario

50FI-H Protección de falla de interruptor.

51N Protección de sobrecorriente temporizada de neutro.

51NT Protección de sobrecorriente temporizada de neutro transformador.

59NT Relevador de sobretensión por corrimiento de neutro del Transformador o Autotransformador.

86T Relevador auxiliar de disparo con bloqueo y reposición manual.

87T Protección diferencial de transformador.

FOA1 enfriamiento por circulación forzada de aire, normalmente con un paquete de ventiladores.

FOA2 enfriamiento por circulación forzada de aire, con doble paquete de enfriamiento por ventiladores.

OA Inmerso en aceite, con circulación natural.

PSP Protección de Servicios Propios.

6. ESQUEMAS DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 1 MVA A 10 MVA DE DOS DEVANADOS CON CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA.

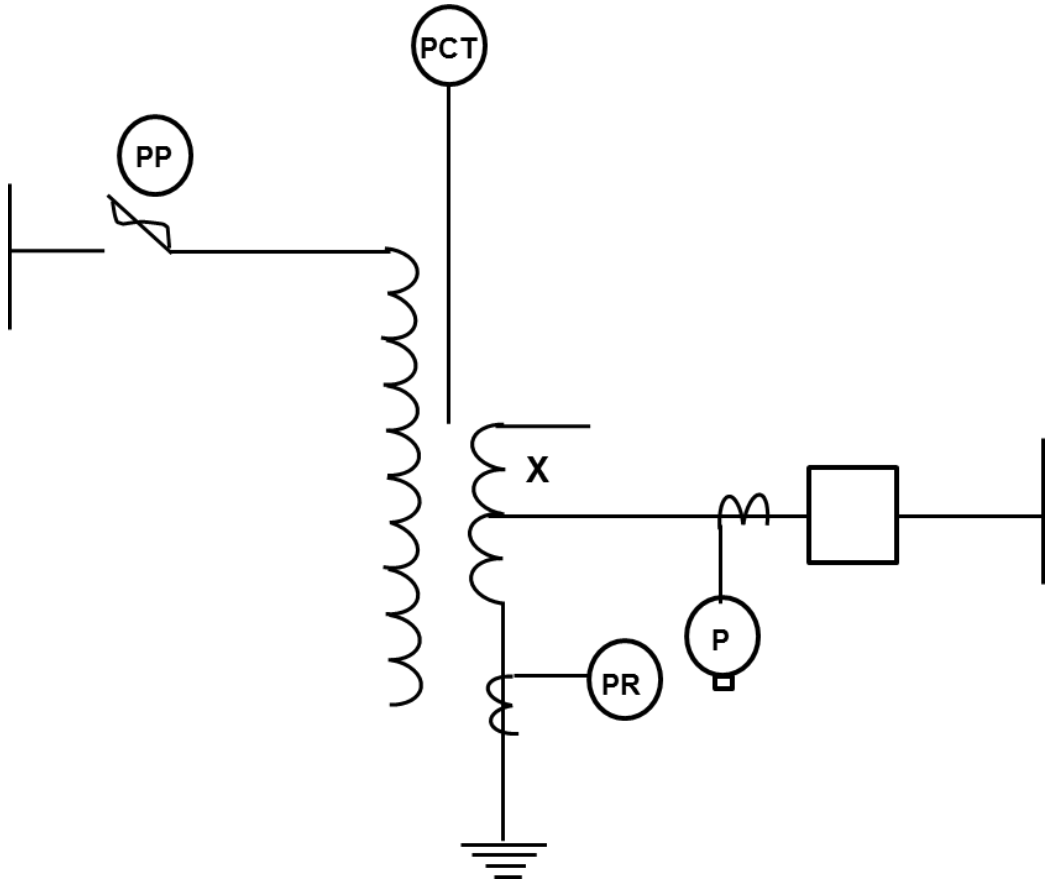


Fig.1. Esquema de protección de transformadores de potencia de 1 MVA a 10 MVA de dos devanados.

Nota: Se considera la letra X para identificar al devanado de baja tensión.

Se considera la letra H para identificar al devanado de alta tensión.

6.1. Protección Primaria de Transformador: Fusibles de potencia.

COMPROMISOS:

a) Debe operar para fallas en el transformador.

b) Respaldar fallas en el lado de baja tensión.

c) No debe operar con sobrecarga.

CRITERIOS DE AJUSTE:

a) La selección de la ampacidad del fusible de potencia debe ser entre el 150% y 175% de la corriente primaria del lado de alta tensión y este fusible debe ser del tipo E de baja velocidad (considerando la tensión donde va ser aplicado).

b) Debe soportar la corriente de Inrush de entre 8 a 12 veces la corriente nominal del transformador durante 1 segundo.

6.2. 51L Protección de Sobrecorriente de fases en lado secundario.

COMPROMISOS:

a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores.

b) Debe operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas en los alimentadores.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador.

Tipo de Curva.

a) Es recomendable seleccionar curva muy inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en los alimentadores.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.5 y 0.8 segundos para falla trifásica en el bus de baja tensión.

b) Mantener un margen de coordinación de 200 a 300 mseg más lento que las protecciones de los alimentadores. Considerar los tiempos de operación de los interruptores de baja tensión**.**

6.3. 51NL Protección de Sobrecorriente neutro residual en lado secundario.

COMPROMISOS:

a) Debe coordinar con las protecciones de los alimentadores y permitirles operar primero ante fallas en su circuito.

b) Debe operar como protección de desbalance a consecuencia de una falla monofásica en el lado de baja.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 20% de la capacidad máxima del transformador.

Tipo de Curva.

a) Es recomendable seleccionar curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado baja tensión o alimentadores.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión.

b) Mantener un margen de coordinación de 200 a 300 mseg más lento que las protecciones de los alimentadores.

6.4. 51NT-L Protección de Sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del transformador.

COMPROMISOS:

a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores.

b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de los alimentadores.

c) Debe operar como protección de desbalance a consecuencia de una falla monofásica o situación de fuera de paso en cambiador de taps.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 25% de la capacidad máxima del transformador, toda vez que se tenga habilitado el 51NL, en caso contrario ajustar al 20%.

Tipo de Curva.

a) Es recomendable seleccionar curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado baja tensión o alimentadores.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla monofásica en el bus de baja tensión.

b) Mantener un margen de coordinación de 200 a 300 mseg más lento que la protección 51NL.

IMPORTANTE:

a) Selección de Pickups

- Con relevadores electromecánicos verificar el rango de ajuste en el relevador, si el cambiador de derivación Tap, calculado no está disponible en el relevador, entonces se ajustará al valor inmediato superior siempre y cuando no rebase el 5%, de lo contrario utilizar el valor inmediato inferior.
- En la memoria de cálculo se debe especificar claramente en qué porcentaje de la capacidad del transformador quedó el ajuste.

b) Selección de Curvas de relevadores 51s.

- Se deben seleccionar entre curvas ANSI o IEC dependiendo de la capacidad de los relevadores, en sección 11 se muestran las ecuaciones relacionadas con los diferentes tipos de curvas y algunas equivalencias entre ANSI e IEC.

c) Selección de RTC adecuada.

- Verificar que las corrientes de carga máxima no rebasen 5.0 amp secundarios.
- Verificar que las corrientes de falla no rebasen 100 amp secundarios.

d) Escenario para cálculo de cortocircuito.

- Para los estudios de cortocircuito considerados en estos criterios se realizan con base de datos en régimen de máxima generación.

7. ESQUEMAS DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES MAYORES A 7.5 MVA DE DOS DEVANADOS CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA.

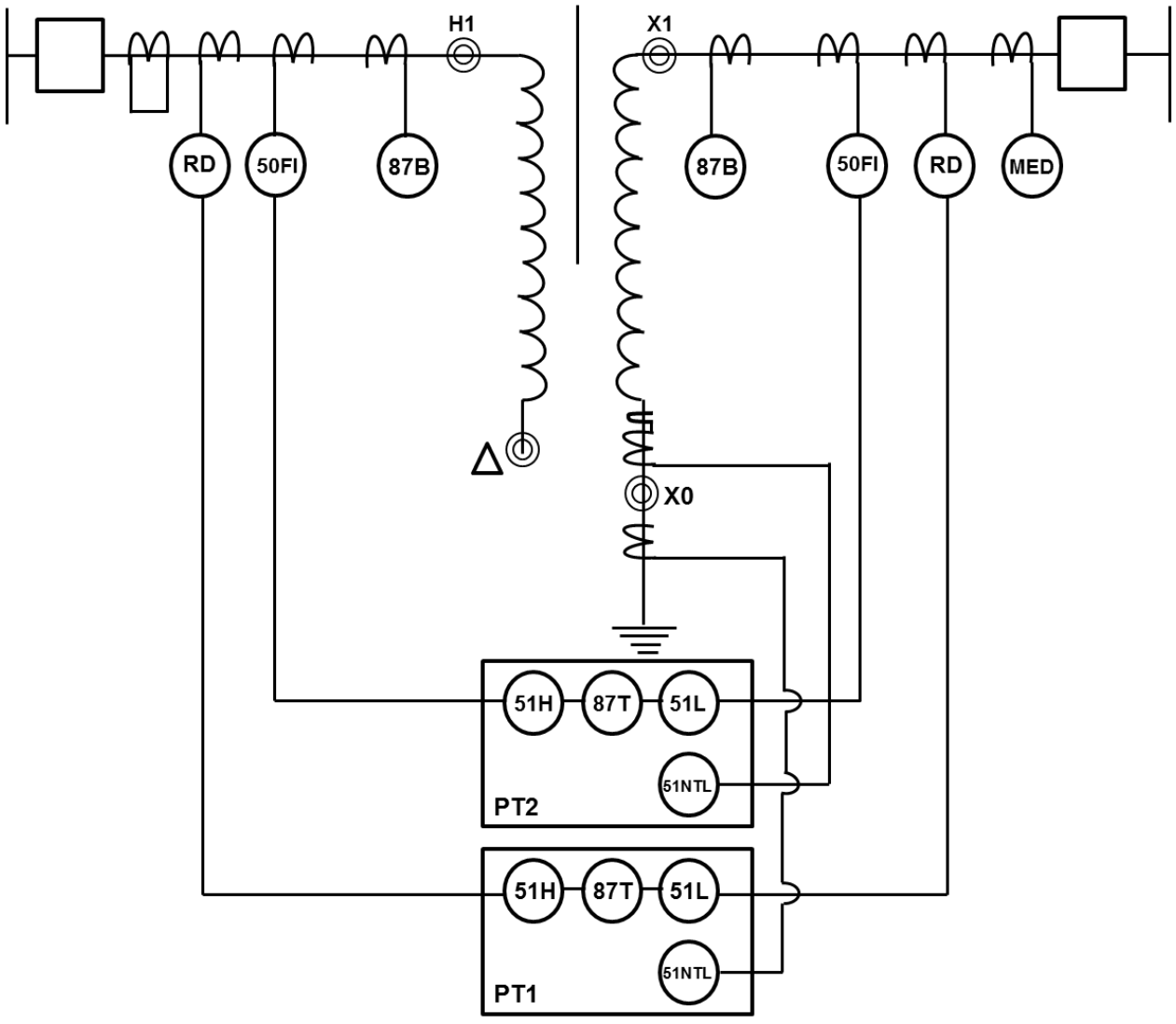


Fig. 2. Esquema de protección para Transformadores de Potencia iguales o mayores a 7.5 MVA de dos devanados con conexión Delta-Estrella.

Nota: Se considera la letra X para identificar al devanado de baja tensión.

Se considera la letra H para identificar al devanado de alta tensión.

7.1.- Protección Primaria de Transformador: 87T Protección Diferencial.

COMPROMISOS:

a) Debe operar instantáneamente para falla en transformador.

b) No debe operar para fallas externas a su cobertura.

c) No debe operar durante su energización sin haber falla interna.

CRITERIOS DE AJUSTE:

87T-R con restricción de pendiente.

a) Ajustar Pickup al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador.

b) Primer pendiente ajustar al 30%, para cubrir errores de relación de TC's y por variaciones de relación primaria por el cambiador de derivaciones.

c) Segunda pendiente ajustar al 60%, aplicada a partir de 300% del valor de la capacidad del transformador, para cubrir los errores por saturación de los TC's a niveles altos de corrientes.

d) Bloqueo por segunda armónica: Ajustar a 15%, para evitar operaciones incorrectas por energización con corrientes de Inrush.

e) Bloqueo por quinta armónica: Ajustar a 35%, para evitar operaciones incorrectas por alta corriente provocada por sobre excitación.

f) Se debe bloquear la protección de manera independiente por fase al detectar armónicos.

87T-H sin retardo ni restricción.

Unidad diferencial sin restricción.

a) Ajustar a 10 veces la corriente nominal, es decir a la máxima potencia del transformador, para cubrir las fallas de alta magnitud en el lado de alta.

87T-G protección de falla restringida en el transformador.

Pickup.

Ajustar a 5.0% de la capacidad nominal del devanado protegido, ya sea de corriente diferencial ($3I_0$-I_G) o corriente residual ($3I_0$).

7.2. Protección de Respaldo lado Primario del Transformador:

7.2.1. 50H: Protección de sobrecorriente instantáneo de fases.

COMPROMISOS:

a) La unidad instantánea no debe operar para ninguna falla en baja tensión, considerando régimen de máxima generación.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) El ajuste debe ser el mayor de: 10 veces la corriente nominal, es decir a la máxima potencia del transformador, y el 200% de la corriente de aportación para falla trifásica en bus de baja tensión.

7.2.2. 51H: Protección de sobrecorriente de fases en lado primario.

COMPROMISOS:

a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y de los alimentadores.

b) Debe operar con retardo de tiempo para fallas en el banco de transformadores o en alimentadores.

c) Debe operar como protección de sobrecarga del transformador.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 220% de la capacidad OA del transformador.

b) Ajustar al 200% si no existe la protección de Respaldo del Secundario.

Tipo de Curva.

a) Es recomendable seleccionar curva muy inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en el lado de baja tensión.

b) Que su característica se encuentre por debajo de la curva de daño (por falla frecuente) del transformador.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de baja tensión.

b) Mantener un margen de coordinación de 200 a 300 mseg más lento que el:

- 51L, 51NL y 51NT-L para fallas monofásicas en el bus de baja.
- 51L para fallas trifásicas en el bus de baja.

7.3. Protección de Respaldo lado Secundario del Transformador

7.3.1. 51L Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario

COMPROMISOS

a. Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores.

b. Debe operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas en los alimentadores.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador.

Tipo de Curva.

a) Es recomendable seleccionar curva muy inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en los alimentadores.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.5 y 0.9 segundos para falla trifásica en el bus de baja tensión.

b) Mantener un margen de coordinación de 200 a 300 mseg más lento que las protecciones de los alimentadores. Considerar los tiempos de operación de los interruptores de baja tensión.

7.3.2. 51NL Protección de sobrecorriente neutro residual en lado secundario

COMPROMISOS:

a) Debe permitir operar primero a las protecciones de los alimentadores.
b) Debe coordinar con las protecciones de los alimentadores.
c) Debe operar como protección de desbalance a consecuencia de una falla monofásica en el lado de baja.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 20% de la capacidad máxima del transformador.

Tipo de Curva.

a) Es recomendable seleccionar curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado baja tensión o alimentadores.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión.

b) Mantener un margen de coordinación de 200 a 300 mseg más lento que las protecciones de los alimentadores.

7.4. Protección de Respaldo Neutro del Transformador: 51NT-L Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del transformador

COMPROMISOS:

a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores.

b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de los alimentadores.

c) Debe operar como protección de desbalance a consecuencia de una falla monofásica o situación de fuera de paso en cambiador de taps.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 25% de la capacidad máxima del transformador, toda vez que se tenga habilitado el 51NL, en caso contrario ajustar al 20%.

Tipo de Curva.

a) Es recomendable seleccionar curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado baja tensión o alimentadores.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla monofásica en el bus de baja tensión.

b) Mantener un margen de coordinación de 200 a 300 mseg más lento que la protección 51L.

7.5. Protección de sobrecorriente en alimentadores.

7.5.1. 50F Protección instantánea de sobrecorriente de fases en alimentadores.

COMPROMISOS:

a) Debe permitir que operen primero los restauradores y cualquier otro dispositivo de seccionamiento.

b) Debe operar en forma instantánea para fallas trifásicas o bifásicas en alimentadores.

CRITERIOS DE AJUSTE:

50HF Sobrecorriente instantáneo.

a) Se ajusta con la magnitud de la falla trifásica en el primer equipo en la red (restaurador, fusible, etc.) multiplicado por 1.3 veces, con esto se garantiza el no sobrealcance del instantáneo del alimentador, esto aplica cuando se tiene conocimiento de la red de distribución.

b) Cuando no se tenga información de la longitud del alimentador ni la localización del primer restaurador, se multiplica el cortocircuito trifásico en la barra por 0.8.

7.5.2. 51F Protección temporizada de sobrecorriente de fases en alimentadores.

COMPROMISOS:

a) Debe permitir que operen primero los restauradores y cualquier otro dispositivo de seccionamiento.

b) Debe operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas en alimentadores.

c) Debe operar como protección de sobrecarga del conductor del alimentador.

d) Debe permitir transferir la carga entre los alimentadores.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta por debajo de la curva de daño del conductor del alimentador.

b) Se ajusta tomando en cuenta la sobrecarga máxima del alimentador considerando transferencias de carga entre circuitos.

c) El ajuste máximo permisible es 5 amp secundarios.

Tipo de Curva.

a) Es recomendable seleccionar curva muy inversa que permita coordinar con los tipos de curva de restauradores y fusibles.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar en 0.3 segundos para una falla trifásica a la salida del alimentador (estando fuera el instantáneo), una vez logrado este tiempo se habilita el ajuste del instantáneo (50F).

7.6. Protección de neutro en alimentadores.

7.6.1. 50N Protección instantánea de sobrecorriente residual de neutro en alimentadores.

COMPROMISOS:

a) Debe permitir que operen primero los restauradores y cualquier otro dispositivo de seccionamiento.

b) Debe operar en forma instantánea para fallas monofásicas o bifásicas a tierra en alimentadores.

CRITERIOS DE AJUSTE:

50N Instantáneo.

a) Se ajusta con la magnitud de la falla monofásica en el primer equipo en la red (restaurador, fusible, etc.) multiplicado por 1.3 veces, con esto se garantiza el no sobrealcance del instantáneo del alimentador, esto aplica cuando se tiene conocimiento de la red de distribución.

b) Cuando no se tenga información de la longitud del alimentador ni la localización del primer restaurador, se multiplica el cortocircuito monofásico en la barra por 0.8 veces.

7.6.2. 51N Protección de sobrecorriente residual de neutro en alimentadores

COMPROMISOS:

a) Debe permitir que operen primero los restauradores y cualquier otro dispositivo de seccionamiento.

b) Debe operar con retardo de tiempo para fallas monofásicas o bifásicas a tierra en alimentadores.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta por debajo de la curva de daño del conductor del alimentador.

b) El ajuste máximo permisible será del 30% de la capacidad máxima del transformador.

Tipo de Curva.

a) Es recomendable seleccionar curva inversa que permita coordinar con los tipos de curva de restauradores y fusibles.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar en 0.3 segundos para una falla monofásica a la salida del alimentador estando fuera el instantáneo 50N, una vez logrado el tiempo se habilita.

7.7. 50FI-H Protección para falla de Interruptor en lado primario.

COMPROMISOS:

a) Respaldo local para falla al disparo del interruptor por operación de las protecciones propias de los equipos asociados.

b) Su tiempo de operación debe ser lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema, dándole el tiempo suficiente para que el interruptor complete su secuencia de apertura.

c) Su tiempo de operación se debe coordinar con los tiempos de los respaldos remotos.

d) Disparar todos los interruptores de la barra asociada para desenergizar el elemento fallado.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 100% de la capacidad máxima del transformador.

Tiempo de operación.

a) Ajustar el disparo a un tiempo efectivo de 150 mseg.

b) Mantener un margen de coordinación mínimo de 50 mseg más rápido que los respaldos remotos.

Tiempo de redisparo.

a) Ajustar 40 ms.

IMPORTANTE:

Para 87T (PPT)

Confirmar que no existe posibilidad de saturación de los TC's involucrados en estos esquemas para las fallas externas.
(Se recomienda TC Clase C-400, medir el Burden de los circuitos de corriente y medir la resistencia interna de TC's).

El alambrado de los secundarios de los TC's, así como la compensación de grupos vectoriales será considerando conexiones en estrella.

Se debe tener el cuidado de la conexión del TC de neutro en cuanto a la polaridad para la función 87T-G.

Se deben realizar pruebas de cortocircuito trifásico y monofásico al transformador para verificar los faseos de corrientes, debido a los desplazamientos vectoriales, documentando los valores diferenciales de magnitud y ángulo por fase para 87T-R y 87T-G.

Sobrecarga.

Para los casos en que el Área de Control requiera un valor de sobrecarga mayor al 200% del OA para soportar una contingencia, se debe analizar en conjunto con el Departamento de Equipo Eléctrico Primario la factibilidad de realizarlo.

Selección de Pickups.

Con relevadores electromecánicos verificar el rango de ajuste en el relevador, si el Tap calculado no está disponible en el relevador, entonces se ajustará al valor inmediato superior siempre y cuando no rebase el 5%, de lo contrario utilizar el valor inmediato inferior.

En la memoria de cálculo se debe especificar claramente en qué porcentaje de la capacidad del transformador quedó el ajuste.

Selección de Curvas de relevadores 51s.

Se deben seleccionar entre curvas ANSI o IEC dependiendo de la capacidad de los relevadores, en la Sección 11 se muestran las ecuaciones relacionadas con los diferentes tipos de curvas y algunas equivalencias entre ANSI e IEC.

Selección de RTC adecuada.

Verificar que las corrientes de carga máxima no rebasen 5.0 amp secundarios.
Verificar que las corrientes de fallas no rebasen 100 amp secundarios.

Escenario para cálculo de cortocircuito.

Para los estudios de cortocircuito considerados en estos criterios se realizan con base de datos en régimen de máxima generación.

8. ESQUEMAS DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES MAYORES A 10 MVA DE TRES DEVANADOS EN CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA-DELTA.

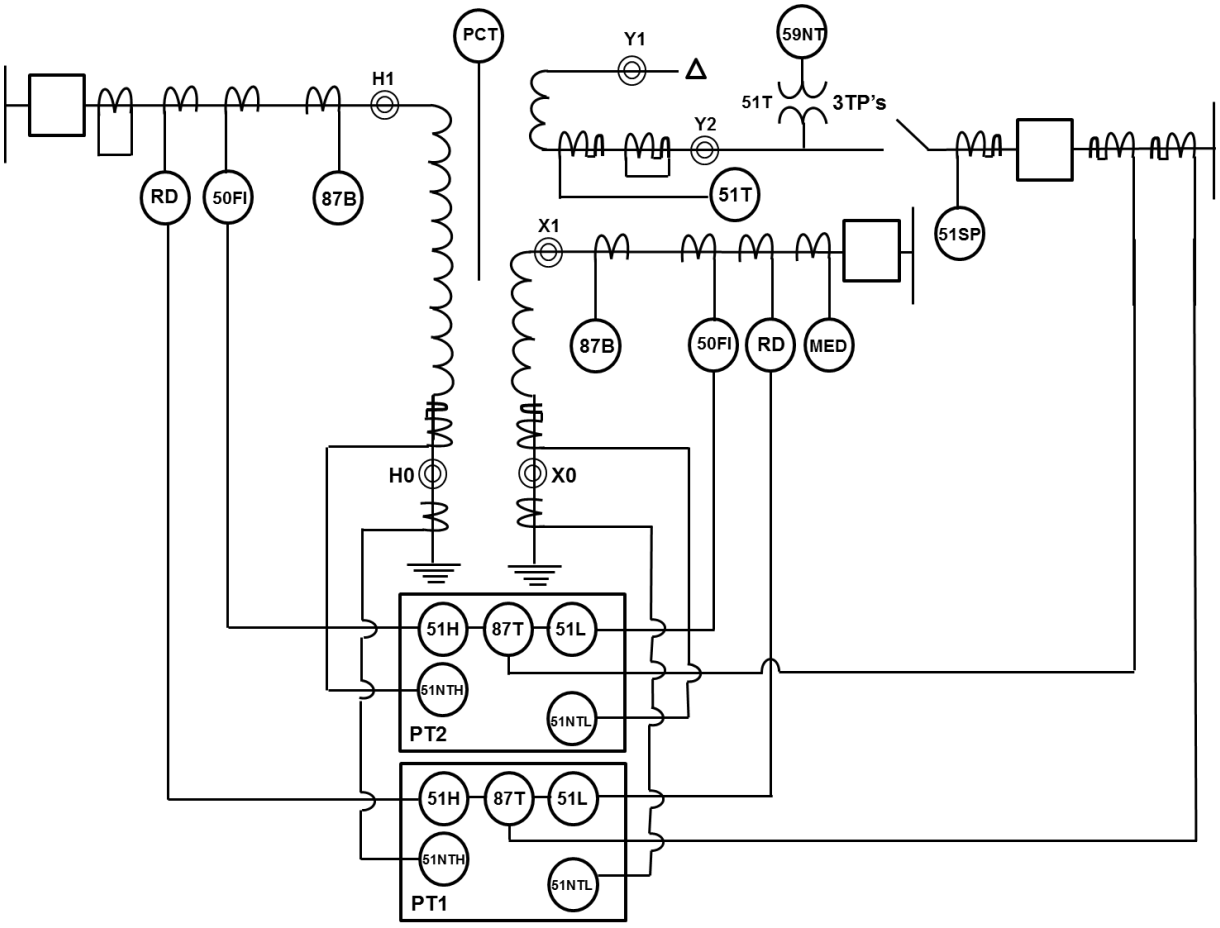


Fig. 3. Esquemas de protección para transformadores de potencia de 10 MVA y mayores con tres devanados.

- **Nota 1.-** Impedancia de aterrizamiento en devanado baja tensión del transformador.
- **Nota 2.-** Condición de fuente de alimentación por el lado de baja tensión al auto transformador.

- **Nota 3.-** Se debe considerar el uso de un TC externo para la función PRN-1 y PRN-2.
- **Nota 4.-** Se considera la letra X para identificar al devanado de baja tensión, la letra H para identificar al devanado de alta tensión, la letra Y para identificar al devanado terciario.

8.1.- Protección Primaria de Transformador: 87T Protección Diferencial.

8.1.1. 87T-R Y 87T-H Protección Diferencial.

COMPROMISOS:

a) Debe operar sin retardo para fallas en el área de cobertura del esquema diferencial, aun cuando se presente durante el proceso de energización.

b) No debe operar para fallas externas a su cobertura.

c) No debe operar durante la energización del transformador cuando no exista falla interna.

CRITERIOS DE AJUSTE:

87T-R (con restricción de pendiente).

a) Ajustar Pickup al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador.

b) Primer pendiente ajustar al 30%, para cubrir errores de relación de TC's y por variaciones de relación primaria por el cambiador de derivaciones.

c) Segunda pendiente ajustar al 60%, aplicada a partir de 300% del valor de la capacidad del transformador, para cubrir los errores por saturación de los TC's a niveles altos de corrientes.

d) Bloqueo por segunda armónica: Ajustar a 15%, para evitar operaciones incorrectas por energización con corrientes de Inrush.

e) Bloqueo por quinta armónica: Ajustar a 35%, para evitar operaciones incorrectas por alta corriente provocada por sobre excitación.

f) Se debe bloquear la protección de manera independiente por fase al detectar armónicos.

87T-H (sin retardo ni restricción).

Unidad diferencial sin restricción.

a) Ajustar a 10 veces la corriente nominal del transformador, para cubrir las fallas de alta magnitud en el lado de alta.

8.1.2. 87T-G Protección falla a tierra restringida de Transformador

COMPROMISOS:

a) Debe operar sin retardo para fallas a tierra en el área de cobertura definida por los TC's involucrados en este esquema, para aplicación en devanados conectados en estrella y aterrizados prioritariamente en el lado de alta tensión.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Protección de falla restringida en el transformador

Pickup.

a) Ajustar a 5.0% de la capacidad nominal del devanado protegido ya sea de corriente diferencial ($3I_0$-I_G) o corriente residual ($3I_0$).

8.2. Protección de Respaldo lado primario del Transformador.

8.2.1. 50H: Protección de sobrecorriente instantáneo de fases.

COMPROMISOS:

a) La unidad instantánea no debe operar para ninguna falla en baja tensión.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) El ajuste debe ser mayor a 10 veces la corriente nominal para máxima capacidad del transformador y mayor al 200% de la corriente de aportación para falla trifásica en bus de baja tensión.

8.2.2. 51H: Protección de sobrecorriente de fases en lado primario.

COMPROMISOS:

a) Debe operar de manera coordinada con las protecciones primarias y de respaldo del banco.

b) Debe operar como protección de sobrecarga del transformador.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 220% de la capacidad OA del transformador.

b) Ajustar al 200% si no existe la Protección de Respaldo del Secundario.

Tipo de Curva.

a) Se debe seleccionar una curva muy inversa que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en el lado de baja tensión.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de baja tensión.

b) Mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 mseg contra el 51NT-H y 51L y 51NT-L para fallas monofásicas en el bus de baja.

c) Que su característica se encuentre por debajo de la curva de daño (por falla frecuente) del transformador.

8.3.- Protección de Respaldo lado secundario del Transformador.

8.3.1. 51L Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario.

COMPROMISOS:

(Aplica cuando se tienen fuentes de generación en lado baja tensión, Nota No.2 de fig. 3).

a) Debe permitir operar primero a protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores o líneas de baja tensión.

b) Debe operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas entre transformador e Interruptores de baja.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador.

Tipo de Curva.

a) Se debe seleccionar una curva muy inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en los alimentadores.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla trifásica en el bus de baja tensión.

b) Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms contra las protecciones de los alimentadores y/o líneas.
Considerar los tiempos de operación de los interruptores de baja tensión.

c) Que su característica se encuentre por debajo de la curva de daño (por falla frecuente) del transformador.

8.4. Protección de Respaldo Neutro del Transformador:

8.4.1. 51NT-H Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del primario del transformador.

COMPROMISOS:

a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de bus de alta tensión.

b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de las líneas de alta tensión.

c) Debe operar bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de 2 pasos de diferencia.

d) No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Para transformadores que alimentan cargas radiales, se debe ajustar al 25% de la capacidad máxima del transformador. En caso contrario, debe ser ajustado al 25%

Tipo de Curva.

a) Se debe seleccionar una curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores 67N instalados en el lado de alta tensión.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla monofásica en el bus de alta tensión.

b) Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms (debiendo quedar un tiempo de respuesta de entre 0.8 y 1.0 segundo) contra las protecciones 67N y zonas 2 de los relevadores de distancia (21) de las líneas de alta tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto (line end).

8.4.2. 51NT-L Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del secundario del transformador.

COMPROMISOS:

a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores de baja tensión.

b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de los alimentadores de baja tensión.

c) Debe operar bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de 2 pasos de diferencia.

d) No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se debe ajustar al 30% de la capacidad máxima del transformador para transformadores que alimentan únicamente carga radial. En el caso de que la carga no sea radial, el ajuste debe ser al 25% de la capacidad máxima

del transformador. Toda vez que se tenga habilitado el 51NT-H, de lo contrario, ajustar al 20 y 25%, respectivamente.

Tipo de Curva.

a) Se debe seleccionar una curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado baja tensión o alimentadores.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión.

b) Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms (debiendo quedar un tiempo de respuesta de entre 0.8 y 1.0 segundo) contra las protecciones 67N y zonas 2 de los 21 de las líneas de baja tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto (line end).

8.5. Protección de Respaldo lado Terciario del Transformador.

8.5.1. 50/51T Protección de sobrecorriente de fases en lado terciario.

COMPROMISOS:

a) Debe proteger contra fallas trifásicas o bifásicas en la red conectada en el devanado terciario del transformador.

b) Debe coordinar con las protecciones de los dispositivos conectados en el devanado terciario (reactor, servicios propios).

CRITERIOS DE AJUSTE:

Para estos esquemas se deben conectar los secundarios de los TC del devanado terciario en delta para filtrar la secuencia cero y evitar disparos incorrectos con falla externa (alta o baja tensión).

50T Unidad instantánea.

a) Sólo aplica cuando no haya elementos de potencia conectados al devanado terciario.

b) Se debe ajustar a una corriente de 200% de la capacidad máxima nominal del devanado terciario (considerar la conexión en delta y el factor √3) y con un retardo de tiempo de 100 ms para evitar disparos en falso permitiendo la operación de protecciones primarias con fallas externas.

51T unidad de tiempo inverso

Pickup.

a) Se debe ajustar a una corriente de 50% de la capacidad máxima del devanado terciario cuando no se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario.

b) Se debe ajustar a una corriente de 150% de la capacidad máxima del devanado terciario cuando se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario.

Tipo de curva.

a) Se debe seleccionar una curva extremadamente inversa cuando no se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario.

b) Se debe seleccionar curva muy inversa cuando se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario.

Palanca.

a) Se debe ajustar una palanca mínima cuando no haya elementos de potencia conectados al devanado terciario.

b) Se debe ajustar una palanca para operar en 200 ms con falla bifásica o trifásica en bus terciario, coordinando con las protecciones de los elementos

conectados al mismo terciario cuando se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario (servicios propios o reactores).

8.6. Protección de Sobrecorriente de Servicios Propios:

8.6.1. 50/51SP: Protección de fases para alimentador de servicios propios.

COMPROMISOS:

a) Debe operar para fallas trifásicas o bifásicas en el lado primario del transformador de servicios propios.

b) Debe operar como protección de sobrecarga del transformador de servicios propios.

CRITERIOS DE AJUSTE:

50F SP Instantáneo.

a) Se ajusta a 2 veces la magnitud de la corriente de aportación para una falla trifásica en el lado de baja del transformador de servicios propios.

51F SP

Pickup.

a) Se ajusta al 200% de la capacidad del transformador de servicios propios.

Tipo de Curva.

a) Es recomendable seleccionar curva muy inversa que permita coordinar con los tipos de curva de los interruptores termomagnéticos.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar en 0.5 segundos para una falla trifásica en el lado de baja del transformador de servicios propios.

8.7. 59-NT: Protección de Voltaje (3V0) para detección de aterrizamiento del devanado Terciario.

COMPROMISOS:

a) Debe detectar fallas de aislamiento a tierra en los devanados del terciario del transformador y las barras, la cual está conectada en delta.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Esto se realiza mediante el uso de 3 TP's en conexión estrella en primario y en delta abierta en los secundarios de 69V.

Por diferencias en las características de las fases del transformador puede existir un voltaje residual y habrá que considerarlo en los ajustes de pickup.

Pickup y tiempo.

Paso 1. Alarma.

$Valarma_{59T} = \frac{Tensión\ terciario(V)}{\sqrt{3}*RTP\ terciario}$ con un tiempo de 5 seg.

Paso 2. Disparo.

$Vdisparo_{59T} = \frac{2xTensión\ terciario(V)}{\sqrt{3}*RTP\ terciario}$ con un tiempo de 1 seg.

8.8. 50FI-H: Protección para falla de Interruptor en lado Primario.

COMPROMISOS:

a) Debe operar como un respaldo local ante la condición de falla en la apertura (por problemas mecánicos o eléctricos) del interruptor, ante el requerimiento del disparo de las protecciones asociadas al propio interruptor, desencadenando disparos a los interruptores adyacentes locales y remotos, con la finalidad de aislar el interruptor fallado.

b) Debe operar en un tiempo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema y evitar daños severos al equipo primario.

c) Debe coordinarse en el tiempo con los esquemas de protecciones primarios para que éstos operen en primera instancia.

d) Debe coordinarse en el tiempo para operar antes que los respaldos remotos.

e) Debe operar bajo la condición de Flash-Over sobre el interruptor.

f) Debe operar bajo la condición de activación de los disparos de instrumentación del transformador (buchholz y sobre presión).

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 100% de la capacidad máxima del transformador.

Tiempo de operación.

a) Ajustar el disparo a un tiempo efectivo de 150 mseg.

b) Mantener un margen de coordinación mínimo de 50 mseg contra los respaldos remotos (zonas 2 de los esquemas de distancia).

Redisparo.

a) Se debe aplicar de manera instantánea en ambas bobinas.

Pickup 50FI-H Flash-Over.

a) Se ajusta al 10% de la capacidad máxima del transformador para considerar una energización inadvertida del transformador provocando Inrush.

b) Debe estar condicionado a la posición de interruptor abierto mediante el monitoreo de contactos 52a y 52b auxiliares.

Tiempo de operación para 50FI-H Flash-Over.

a) Ajustar el disparo a un tiempo efectivo de 150 mseg.

Adecuar una lógica para operar ante falla de interruptor cuando se activen los dispositivos propios del transformador que no generen condiciones de alta corriente de falla, condicionado a la posición de interruptor abierto mediante el monitoreo de contactos 52a y 52b auxiliares, con un tiempo de operación de 150 ms de retardo, dando oportunidad a la disparidad del interruptor.

8.9. 50FI-L: Protección para falla de Interruptor en lado Secundario.

COMPROMISOS:

a) Debe operar como un respaldo local ante la condición de falla en la apertura (por problemas mecánicos o eléctricos) del interruptor, ante el requerimiento del disparo de las protecciones asociadas al propio interruptor, desencadenando disparos a los interruptores adyacentes locales y remotos, con la finalidad de aislar el interruptor fallado.

b) Debe operar en un tiempo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema y evitar daños severos al equipo primario.

c) Debe coordinarse en tiempos con los esquemas de protecciones primarios para que estos operen en primera instancia.

d) Debe coordinarse en tiempo para operar primeramente que los respaldos remotos.

e) Debe operar bajo la condición de Flash-Over sobre el interruptor.

f) Debe operar bajo la condición de activación de los disparos de instrumentación del transformador (buchholz y sobre presión).

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 100% de la capacidad máxima del transformador.

Tiempo de operación.

a) Ajustar el disparo a un tiempo efectivo de 150 mseg.

b) Mantener un margen de coordinación mínimo de 50 mseg contra los respaldos remotos (zonas 2 de los esquemas de distancia).

Redisparo.

a) Se debe aplicar de manera instantánea en ambas bobinas.

Pickup 50FI-L Flash-Over.

a) Se ajusta al 10% de la capacidad máxima del transformador para considerar una energización inadvertida del transformador provocando Inrush.

b) Debe estar condicionado a la posición de interruptor abierto mediante el monitoreo de contactos 52a y 52b auxiliares.

Tiempo de operación para 50FI-L Flash-Over.

a) Ajustar el disparo a un tiempo efectivo de 150 mseg.

Adecuar una lógica para operar ante falla de interruptor cuando se activen los dispositivos propios del transformador que no generen condiciones de alta corriente de falla, condicionado a la posición de interruptor abierto mediante el monitoreo de contactos 52a y 52b auxiliares, con un tiempo de operación de 150 ms de retardo, dando oportunidad a la disparidad del interruptor.

IMPORTANTE:

a) Para 87T (PPT)

- Confirmar que no existe posibilidad de saturación de los TC's involucrados en estos esquemas para las fallas externas.
- Se recomienda TC 10P20, 100 VA (Clase C-400), medir el Burden de los circuitos de corriente y medir la resistencia interna de TC's, solamente si se cuenta con el equipo apropiado.
- El alambrado de los secundarios de los TC's, así como la compensación de grupos vectoriales será considerando conexiones en estrella.
- Se debe tener el cuidado de la conexión del TC de neutro en cuanto a la polaridad para la función 87T-G.
- Se deben realizar pruebas de cortocircuito trifásico y monofásico al transformador para verificar los faseos de corrientes, debido a los desplazamientos vectoriales, documentando los valores diferenciales de magnitud y ángulo por fase para 87T-R y 87T-G.

b) Sobrecarga.

- Para los casos en que el Área de Control requiera un valor de sobrecarga mayor al 200% del OA para soportar una contingencia, se debe analizar en conjunto con el departamento de equipo eléctrico primario la factibilidad de realizarlo.

c) Selección de Pickups.

- Con relevadores electromecánicos verificar el rango de ajuste en el relevador, si el Tap calculado no está disponible en el relevador, entonces se ajustará al valor inmediato superior siempre y cuando no rebase el 5%, de lo contrario utilizar el valor inmediato inferior.

- En la memoria de cálculo se debe especificar claramente en qué porcentaje de la capacidad del transformador quedó el ajuste.

d) Selección de Curvas de relevadores 51s.

- Se deben seleccionar entre curvas ANSI o IEC dependiendo de la capacidad de los relevadores, en la Sección 11 se muestran las ecuaciones relacionadas con los diferentes tipos de curvas y algunas equivalencias entre ANSI e IEC.

e) Selección de RTC adecuada.

- Verificar que las corrientes de carga máxima no rebasen 5.0 amperes secundarios.
- Verificar que las corrientes de fallas no rebasen 100 amperes secundarios.

f) Escenario para cálculo de cortocircuito.

- Para los estudios de cortocircuito considerados en estos criterios se realizan con base de datos en régimen de máxima generación.

9. ESQUEMAS DE PROTECCION PARA AUTOTRANSFORMADORES MAYORES A 10 MVA DE TRES DEVANADOS Y CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA-DELTA CON SERVICIOS PROPIOS.

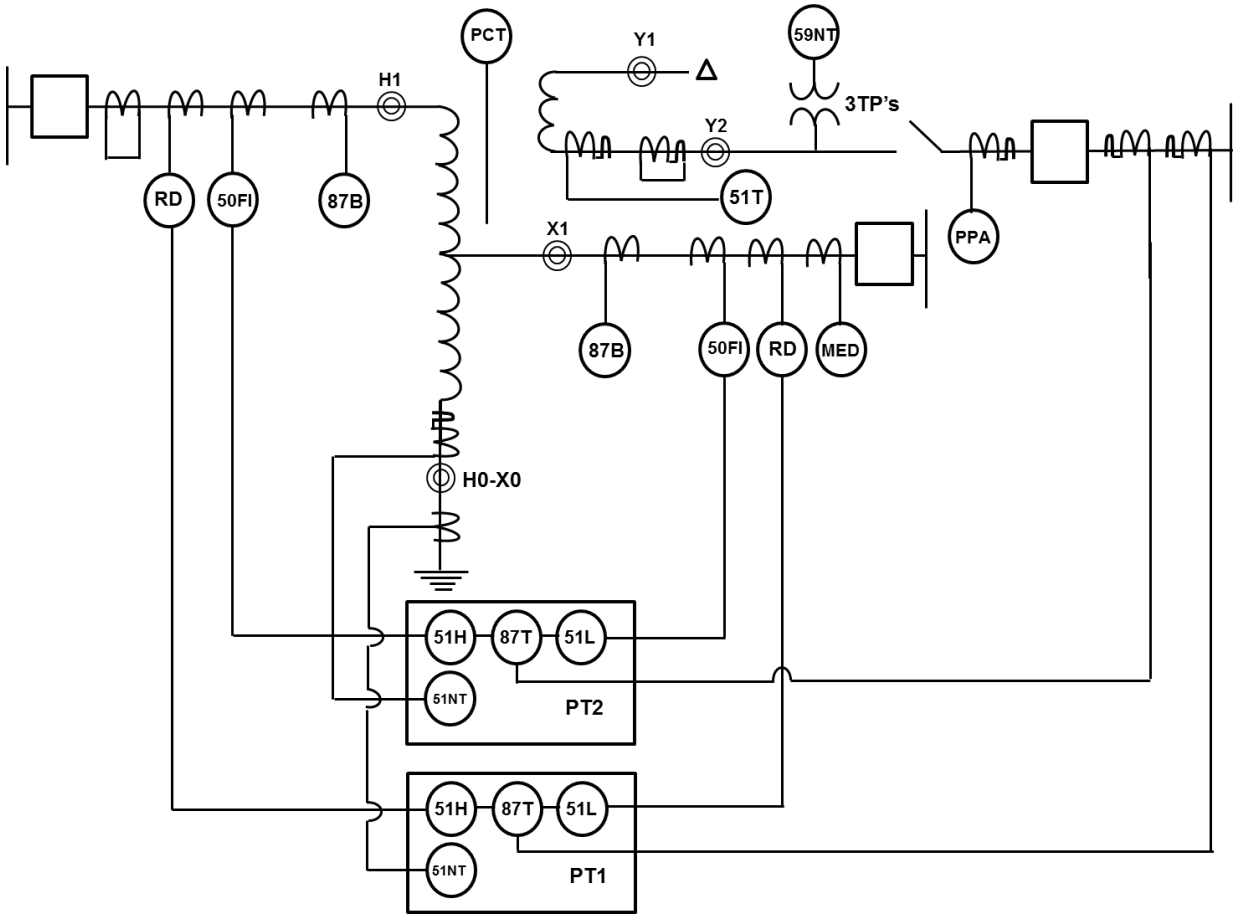


Fig. 4. Esquema de protección para autotransformadores de potencia de 10 MVA y mayores.

Nota No.1 Condición de fuente de alimentación por el lado de baja tensión al auto transformador.

Nota No.2 Se debe considerar el uso de un TC externo para la función PRN.

Nota No.3 Se considera la letra X para identificar al devanado de baja tensión, la letra H para identificar al devanado de alta tensión y la letra Y para identificar al devanado terciario.

9.1.- Protección primaria de Transformador: 87T Protección Diferencial.

9.1.1. 87T-R Y 87T-H Protección Diferencial.

COMPROMISOS:

a) Debe operar sin retardo para fallas en el área de cobertura del esquema diferencial, aun cuando se presente durante el proceso de energización.

b) No debe operar para fallas externas a su cobertura.

c) No debe operar durante la energización del autotransformador cuando no exista falla interna.

CRITERIOS DE AJUSTE:

87T-R con restricción de pendiente.

a) Ajustar Pickup al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador.

b) Primer pendiente ajustar al 30%, para cubrir errores de relación de TC's y por variaciones de relación primaria por el cambiador de derivaciones.

c) Segunda pendiente ajustar al 60%, aplicada a partir del 300% del valor de la capacidad del transformador, para cubrir los errores por saturación de los TC's a niveles altos de corrientes.

d) Bloqueo por segunda armónica: Ajustar a 15%, para evitar operaciones incorrectas por energización con corrientes de Inrush.

e) Bloqueo por quinta armónica: Ajustar a 35%, para evitar operaciones incorrectas por alta corriente provocada por sobre excitación.

f) Se debe bloquear la protección de manera independiente por fase al detectar armónicos.

87T-H sin retardo ni restricción.

Unidad diferencial sin restricción

a) Ajustar a 10 veces la corriente nominal del transformador, para cubrir las fallas de alta magnitud en el lado de alta.

9.1.2. 87T-G Protección falla a tierra restringida de Autotransformador.

COMPROMISOS:

a) Debe operar sin retardo para fallas a tierra en el área de cobertura definida por los TC's involucrados en este esquema, para aplicación en los devanados de alta y baja tensión conectados en estrella y aterrizados.

CRITERIOS DE AJUSTE:

87T-G protección de falla restringida en el transformador.

Pickup.

a) Ajustar a 5.0% de la capacidad nominal del devanado de alta ya sea de corriente diferencial ($3I_0$-I_G) o corriente residual ($3I_0$).

9.2. Protección de respaldo lado Primario del Transformador.

9.2.1. 50H Protección de sobrecorriente de fases en lado Primario.

COMPROMISOS:

a) La unidad instantánea no debe operar para fallas en baja tensión.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) El ajuste debe ser mayor a 10 veces la corriente nominal para máxima capacidad del transformador y mayor al 200% de la corriente de aportación para falla trifásica en bus de baja tensión.

9.2.2. 51H: Protección de sobrecorriente de fases en lado primario.

COMPROMISOS:

a) Debe operar de manera coordinada con la protección primaria y de respaldo del banco.

b) Debe operar como protección de sobrecarga del autotransformador.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 220% de la capacidad OA del transformador.

b) Ajustar al 200% si no existe la protección de respaldo del recundario.

Tipo de Curva.

a) Se deben seleccionar una curva muy inversa que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en el lado de baja tensión.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de baja tensión.

b) Mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms contra el 51NT-L y 51L y 51NL para fallas monofásicas en el bus de baja.

c) Que su característica se encuentre por debajo de la curva de daño del transformador.

9.2.3. 51NH Protección de sobrecorriente residual del lado Primario del Autotransformador.

COMPROMISOS:

a) Liberar fallas monofásicas en el lado de alta principalmente.

b) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones líneas de alta tensión.

c) Debe operar como protección ante desbalance de carga del autotransformador.

d) Debe permanecer estable, aun fuera de paso del cambiador de derivación (taps), con más de 2 pasos de diferencia.

e) No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se debe ajustar al 20% de la capacidad máxima del transformador.

Tipo de Curva.

a) Se debe seleccionar una curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores 67N instalados en el lado de alta tensión.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla monofásica en el bus de alta tensión.

Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms contra las protecciones 67N y zonas 2 de los 21 de las líneas de alta tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto (line end).

9.3.- Protección de respaldo lado Secundario del Transformador.

9.3.1. 51L Protección de Sobrecorriente de fases en lado Secundario.

COMPROMISOS:

(Aplica cuando se tienen fuentes de generación en lado baja tensión, Nota No.2 de fig. 4).

- **a)** Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores o líneas de baja tensión.
- **b)** Debe operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas entre transformador e Interruptores de baja.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

- **a)** Se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador.

Tipo de Curva.

- **a)** Se debe seleccionar una curva muy inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en los alimentadores.

Palanca.

- **a)** El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla trifásica en el bus de baja tensión.
- **b)** Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms contra las protecciones de los alimentadores y/o líneas.

Considerar los tiempos de operación de los interruptores de baja tensión.

9.3.2. 51NL Protección de sobrecorriente Neutro residual en lado Secundario del Autotransformador.

COMPROMISOS:

a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores o líneas de baja tensión.

b) Debe operar como protección ante desbalance de carga del autotransformador.

c) Debe permanecer estable aun bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de 2 pasos de diferencia.

d) No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se debe ajustar al 25% de la capacidad máxima del transformador, toda vez que se tenga habilitado el 51NH, en caso contrario ajustar al 20%.

Tipo de Curva.

a) Se debe seleccionar una curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores 67N instalados en el lado de baja tensión.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla monofásica en el bus de alta tensión.

b) Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms contra las protecciones 67N y zonas 2 de los 21 de las líneas de alta tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto (line end).

9.4. Protección de respaldo Neutro del Transformador 51NT. Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del Neutro del Autotransformador.

COMPROMISOS:

a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de buses de baja y alta tensión.

b) Se debe coordinar con los elementos de sobrecorrientes residuales de las protecciones de respaldo del primario y secundario, así como con las protecciones de tierra de las líneas de baja tensión.

c) Debe operar bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de 2 pasos de diferencia.

d) No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se debe ajustar a una corriente de 25% de la máxima capacidad del autotransformador vista en el lado de alta tensión, toda vez que se tenga habilitado el 51NH o 51NL, en caso contrario ajustar al 20%.

b) Debe tener la sensibilidad de ver fallas monofásicas en los buses frontales con los que se enlazan a través de líneas cortas y medianas, para poder respaldar a las mismas en un tiempo superior que los 67N de las líneas.

Tipo de Curva.

a) Se debe seleccionar una curva inversa.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.8 a 1.0 segundos para fallas monofásica en el bus de baja tensión. Así mismo confirmar en que tiempo opera para falla monofásica en el bus de alta tensión.

Nota: El tiempo de operación con falla en el bus de alta tensión se incrementará substancialmente, ya que la fuente en el lado baja aportará poca corriente para esa falla. Lo anterior es un fenómeno típico en la red nacional.

b) Se debe mantener un margen de coordinación entre 200 y 300 mseg superior con la protección de respaldo del Secundario (51NL) para falla monofásica en el bus de baja tensión.

c) Se debe mantener un margen de coordinación adicional de 200 a 300 mseg que el 51NL contra las protecciones 67N y zonas 2 de los 21 de las líneas de baja tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto (line-end).

9.5. Protección de respaldo lado Terciario del Autotransformador.

9.5.1. 50F Protección de sobrecorriente de fases en alimentadores.

COMPROMISOS:

a) Debe proteger contra fallas en la red conectada en el devanado terciario del transformador.

b) Debe coordinar con las protecciones de los dispositivos conectados en el devanado terciario (reactor, servicios propios).

9.5.2. 50/51T Protección de sobrecorriente de fases en lado Terciario.

Para estos esquemas se deben conectar los secundarios de los TC del devanado terciario en delta para filtrar la secuencia cero y evitar disparos incorrectos con falla externa (alta o baja tensión).

50T Unidad instantánea.

a) Sólo aplica cuando no haya elementos de potencia conectados al devanado terciario.

b) Se debe ajustar a una corriente de 200% de la capacidad nominal del devanado terciario (considerar la conexión en delta y el factor $\sqrt{3}$) y con un retardo de tiempo de 100 ms para evitar disparos en falso permitiendo la operación de protecciones primarias con fallas externas.

51T unidad de tiempo inverso.

Pickup.

a) Se debe ajustar a una corriente de 50% de la capacidad del devanado terciario cuando no se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario.

b) Se debe ajustar a una corriente de 150% de la capacidad del devanado terciario cuando se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario.

Tipo de curva.

a) Se debe seleccionar una curva extremadamente inversa cuando no se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario.

b) Se debe seleccionar curva muy inversa cuando se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario.

Palanca

a) Se debe ajustar una palanca mínima cuando no haya elementos de potencia conectados al devanado terciario.

b) Se debe ajustar una palanca para operar en 200 ms con falla bifásica o trifásica en bus terciario, coordinando con las protecciones de los

elementos conectados al mismo terciario cuando se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario (servicios propios o reactores).

9.6. Protección de sobrecorriente de Servicios Propios.

9.6.1. 50/51SP Protección de fases para alimentador de Servicios Propios.

COMPROMISOS:

a) Debe operar para fallas trifásicas o bifásicas en el lado primario del transformador de servicios propios.

b) Debe operar como protección de sobrecarga del transformador de servicios propios.

CRITERIOS DE AJUSTE:

50F Instantáneo.

a) Se ajusta a 2 veces la magnitud de la falla trifásica en el lado de baja del transformador de servicios propios.

51F

Pickup.

a) Se ajusta al 200% de la capacidad del transformador de servicios propios.

Tipo de Curva.

a) Es recomendable seleccionar curva muy inversa que permita coordinar con los tipos de curva de los interruptores termomagnéticos.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar en 0.5 segundos para una falla trifásica en el lado de baja del transformador de servicios propios.

9.7. 59-NT Protección de Voltaje (3V0) para detección de aterrizamiento del devanado Terciario.

COMPROMISOS:

a) Debe detectar fallas de asilamiento a tierra en los devanados del terciario del transformador y las barras, la cual está conectada en delta.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Esto se realiza mediante el uso de 3 TP's en conexión estrella en primario y en delta abierta en los secundarios de 69V.

Por diferencias en las características de las fases del transformador puede existir un voltaje residual y habrá que considerarlo en los ajustes de pickup.

Pickup y tiempo.

Paso 1. Alarma.

$Valarma_{59T} = \frac{Tensión\ terciario(V)}{\sqrt{3} * RTP\ terciario}$ con un tiempo de 5 seg

Paso 2. Disparo.

$Vdisparo_{59T} = \frac{2xTensión\ terciario(V)}{\sqrt{3} * RTP\ terciario}$ con un tiempo de 1 seg.

9.8. 50FI-L Protección para falla de Interruptor en lado Primario.

COMPROMISOS:

a) Debe operar como un respaldo local ante la condición de falla en la apertura (por problemas mecánicos o eléctricos) del interruptor, ante el requerimiento del disparo de las protecciones asociadas al propio interruptor, desencadenando disparos a los interruptores adyacentes locales y remotos, con la finalidad de aislar el interruptor fallado.

b) Debe operar en un tiempo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema y evitar daños severos al equipo primario.

c) Debe coordinarse en tiempos con los esquemas de protecciones primarios para que estos operen en primera instancia.

d) Debe coordinarse en tiempo para operar primeramente que los respaldos remotos.

e) Debe operar bajo la condición de Flash-Over sobre el interruptor.

f) Debe operar bajo la condición de activación de los disparos de instrumentación del transformador (buchholz y sobre presión)

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 100% de la capacidad máxima del transformador.

Tiempo de operación.

a) Ajustar el disparo a un tiempo efectivo de 150 mseg.

b) Mantener un margen de coordinación mínimo de 50 mseg contra los respaldos remotos (zonas 2 de los esquemas de distancia).

Redisparo.

a) Se debe aplicar de manera instantánea en ambas bobinas.

Pickup 50FI-L Flash-Over.

a) Se ajusta al 10% de la capacidad máxima del transformador para considerar una energización inadvertida del transformador provocando Inrush.

b) Debe estar condicionado a la posición de interruptor abierto mediante el monitoreo de contactos 52a y 52b auxiliares.

Tiempo de operación para 50FI-L Flash-Over.

a) Ajustar el disparo a un tiempo efectivo de 150 mseg.

Adecuar una lógica para operar ante falla de interruptor cuando se activen los dispositivos propios del transformador que no generen condiciones de alta corriente de falla, condicionado a la posición de interruptor abierto mediante el monitoreo de contactos 52a y 52b auxiliares, con un tiempo de operación de 150 ms de retardo, dando oportunidad a la disparo normal del interruptor.

9.9. 50FI-L Protección para falla de Interruptor en lado Secundario.

COMPROMISOS:

50FI-L Protección para falla de interruptor en lado secundario.

a) Debe operar como un respaldo local ante la condición de falla en la apertura (por problemas mecánicos o eléctricos) del interruptor, ante el requerimiento del disparo de las protecciones asociadas al propio interruptor, desencadenando disparos a los interruptores adyacentes locales y remotos, con la finalidad de aislar el interruptor fallado.

b) Debe operar en un tiempo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema y evitar daños severos al equipo primario.

c) Debe coordinarse en tiempos con los esquemas de protecciones primarios para que estos operen en primera instancia.

d) Debe coordinarse en tiempo para operar primeramente que los respaldos remotos.

e) Debe operar bajo la condición de Flash-Over sobre el interruptor.

f) Debe operar bajo la condición de activación de los disparos de instrumentación del transformador (buchholz y sobre presión).

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

a) Se ajusta al 100% de la capacidad máxima del transformador.

Tiempo de operación.

a) Ajustar el disparo a un tiempo efectivo de 150 mseg.

b) Mantener un margen de coordinación mínimo de 50 mseg contra los respaldos remotos (zonas 2 de los esquemas de distancia).

Redisparo.

a) Se debe aplicar de manera instantánea en ambas bobinas.

Pickup 50FI-L Flash-Over.

a) Se ajusta al 10% de la capacidad máxima del transformador para considerar una energización inadvertida del transformador provocando Inrush.

b) Debe estar condicionado a la posición de interruptor abierto mediante el monitoreo de contactos 52a y 52b auxiliares.

Tiempo de operación para 50FI-L Flash-Over.

a) Ajustar el disparo a un tiempo efectivo de 150 mseg.

Adecuar una lógica para operar ante falla de interruptor cuando se activen los dispositivos propios del transformador que no generen condiciones de alta corriente de falla, condicionado a la posición de interruptor abierto mediante el monitoreo de contactos 52a y 52b auxiliares, con un tiempo de operación de 150 ms de retardo, dando oportunidad a la disparo normal del interruptor.

IMPORTANTE:

a) Para 87T (PPT).

- Confirmar que no existe posibilidad de saturación de los TC's involucrados en estos esquemas para las fallas externas.
- Se recomienda TC 10P20, 100 VA (Clase C-400), medir el Burden de los circuitos de corriente y medir la resistencia interna de TC's.
- El alambrado de los secundarios de los TC's, así como la compensación de grupos vectoriales será considerando conexiones en estrella.
- Se debe tener cuidado de la conexión del TC de neutro en cuanto a la polaridad para la función 87T-G.
- Se deben realizar pruebas de cortocircuito trifásico y monofásico al transformador para verificar los faseos de corrientes, debido a los desplazamientos vectoriales, documentando los valores diferenciales de magnitud y ángulo por fase para 87T-R y 87T-G.

b) Sobrecarga.

- Para los casos en que el Área de Control requiera un valor de sobrecarga mayor al 200% del OA para soportar una contingencia, se debe analizar en conjunto con el departamento de equipo eléctrico primario la factibilidad de realizarlo.

c) Selección de Pickups.

- Con relevadores electromecánicos verificar el rango de ajuste en el relevador, si el Tap calculado no está disponible en el relevador, entonces se ajustará al valor inmediato superior siempre y cuando no rebase el 5%, de lo contrario utilizar el valor inmediato inferior. En la memoria de cálculo se debe especificar claramente en qué porcentaje de la capacidad del transformador quedó el ajuste.

d) Selección de Curvas de relevadores 51s.

- Se deben seleccionar entre curvas ANSI o IEC dependiendo de la capacidad de los relevadores, en la Sección 11 se muestran las ecuaciones relacionadas con los diferentes tipos de curvas y algunas equivalencias entre ANSI e IEC.

e) Selección de RTC adecuada.

- Verificar que las corrientes de carga máxima no rebasen 5.0 amperes secundarios.
- Verificar que las corrientes de fallas no rebasen 100 amperes secundarios.

f) Escenario para cálculo de cortocircuito.

- Para los estudios de cortocircuito considerados en estos criterios se realizan con base de datos en régimen de máxima generación.

10. APLICACIONES ESPECIALES

Objetivo: Proponer medidas que permitan incrementar la vida útil del transformador.

Disparo rápido de Bus.

Las protecciones de los alimentadores (PPA) envían una señal de bloqueo a las unidades instantáneas de las protecciones de respaldo lado baja (PPS) cuando hay falla en algún alimentador y en este condición todas las protecciones operan en sus tiempos normales de acuerdo con la coordinación.

Cuando la falla está en la barra de baja tensión ninguna protección de alimentador ve la falla y no se envía la señal de bloqueo a las protecciones de respaldo, dejando operar a la unidad instantánea (con retardo de 75 ms) de las protecciones de respaldo (PPS) ajustada para esta aplicación.

Reactor de Neutro.

Disminuye la magnitud de la corriente de falla a tierra en la red de baja tensión.
Limita los transitorios de sobretensión en las fases sanas durante fallas a tierra.
Permite configurar recierres con fallas monofásicas a la salida de los alimentadores.

Protección diferencial de Transformador.

Dependiendo del arreglo de buses de la subestación se deben considerar las entradas de corriente necesarias en el relevador para que cada interruptor (doble barra doble interruptor, interruptor y medio, anillo, etc.) con la finalidad de mejorar las condiciones de restricción.

Se debe considerar la aplicación de la función protección de falla restringida en el transformador (PFRT direccional de secuencia cero 67G) en los devanados que tengan conexión primaria en estrella ≥115kV.

Protección falla Interruptor.

Considerar la necesidad de operar con 50FI bajo condiciones de falla de interruptor (para ≥ 115 kV) por disparo por protecciones de instrumentación del transformador con un nivel de corriente bajo y Flash Over con posición de Interruptor abierto.

11. APÉNDICE

11.1.- Conceptos.

INRUSH.- Ocurre cuando se energiza a un transformador, también es conocida como corriente de magnetización. Su magnitud puede alcanzar valores de varias veces la corriente nominal del transformador (típicamente de 8 a 12 veces). Los factores que influyen en la duración y magnitud de la corriente de magnetización son la capacidad de transformador, la localización, la capacidad del sistema de potencia, la resistencia en el sistema de potencia desde la fuente al transformador, el tipo de hierro usado en el núcleo del transformador y su densidad de saturación, el nivel de flujo residual del transformador y la forma en que es energizado, entre otros factores.

Cuando el transformador es energizado por vez primera se pueden alcanzar valores de 8 a 30 veces la corriente nominal, se recomienda bloquear las funciones de instantáneo de fases en el esquema de protección 50H, después de esa acción se podrá habilitar normalmente.

CAPACIDAD OA.- Capacidad en MVA del transformador con enfriamiento natural.

CAPACIDAD FOA.- Capacidad en MVA del transformador con el primer paso de enfriamiento con aire forzado.

CAPACIDAD FOA2.- Capacidad en MVA del transformador en segundo paso de enfriamiento con aire forzado. Es la capacidad máxima del transformador.

CORRIENTE NOMINAL OA.- Corriente nominal calculada a la capacidad OA del transformador.

CORRIENTE NOMINAL MÁXIMA.- Corriente nominal calculada a la capacidad OA2 del transformador.

Corriente Nominal Máxima referida a alta tensión.

$$InomFOA2H = \frac{Capacidad\ FOA2\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ alta\ (kV)}$$

Corriente Nominal Máxima referida a baja tensión.

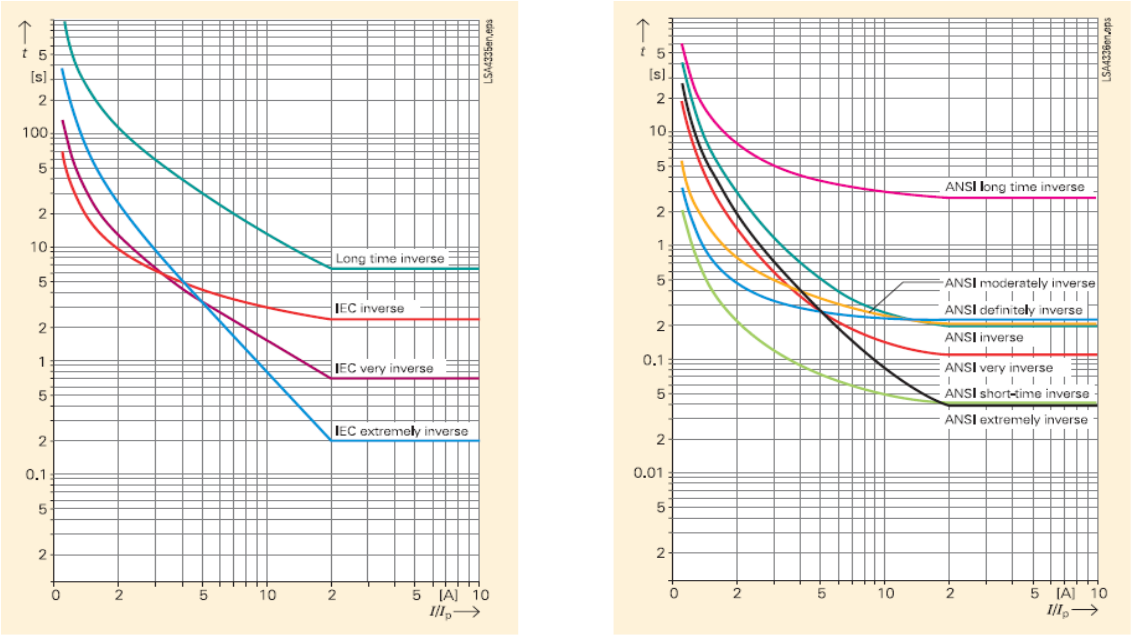
$$InomFOA2L = \frac{Capacidad\ FOA2\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ baja\ (kV)}$$

11.2.- Relación de curvas de operación para relevadores de sobrecorriente tipo Europeas IEC y Americanas ANSI.

Tipo de Curva	IEC	ANSI
NI Normal Inversa	$t = TD * \frac{0.14}{(M^{0.02} - 1)}$	$t = TD * \left[\frac{5.95}{(M^2 - 1)} + 0.180\right]$
VI Muy Inversa	$t = TD * \frac{13.5}{(M - 1)}$	$t = TD * \left[\frac{3.922}{(M^2 - 1)} + 0.0982\right]$
EI Extremadamente Inversa	$t = TD * \frac{80}{(M^2 - 1)}$	$t = TD * \left[\frac{5.64}{(M^2 - 1)} + 0.02434\right]$
LI Inversa de largo tiempo	$t = TD * \frac{120}{(M - 1)}$	$t = TD * \left[\frac{5.6143}{(M^1 - 1)} + 2.18592\right]$
SI Inversa de tiempo corto	$t = TD * \frac{0.05}{(M^{0.04} - 1)}$	$t = TD * \left[\frac{0.00342}{(M^{0.02} - 1)} + 0.00262\right]$
I Moderadamente Inversa		$t = TD * \left[\frac{0.0104}{(M^{0.02} - 1)} + 0.0226\right]$

Tabla 1. Ecuaciones de curvas de relevadores de sobrecorriente de normas IEC y ANSI

Donde: Palanca ***TD***, Múltiplos de Tap ***M***= Corriente de Operación/Corriente de pickup =I/Ip



IEC/BS characteristics ANSI characteristics

Fig. 5.- Curvas tiempo-corriente de normas IEC y ANSI

11.3.- Curva De Daño Del Transformador.

Esta curva representa la máxima capacidad que puede soportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por un cortocircuito.

Para calcular la curva ANSI es necesario clasificar a los transformadores en categorías como se muestra en la Tabla 2. La categoría del transformador define a forma de la forma de la curva ANSI (Fig. 2) y los puntos deben calcular como se indica en la Tabla 3.

kVA NOMINALES DE PLACA (Devanado Principal)		
CATEGORÍA	**MONOFÁSICOS**	**TRIFÁSICOS**
I	5-500	15-500
II	501-1,667	501-5,000
III	1,668-10,000	5,001-30,000
IV	arriba de 10,000	arriba de 30,000

Tabla 2. Categoría de transformadores para curvas de daño

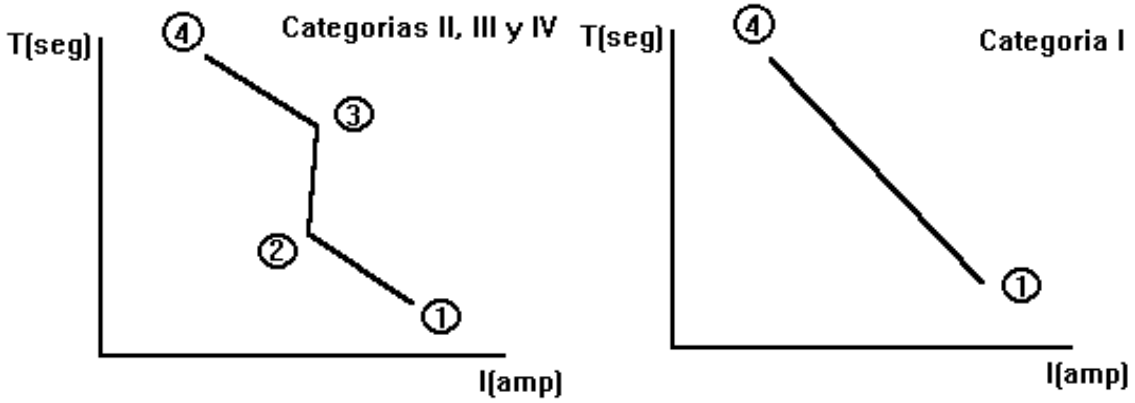


Fig. 6. Curvas de daño de transformadores

PUNTOS DE CURVA ANSI			
PUNTO	**CATEGORÍA DEL TRANSFORMADOR**	**TIEMPO (SEG.)**	**CORRIENTE (AMPERES)**
1	**I**	$t = 1250*(Z_t)^2$	$I_F = \frac{I_{n\cdot}}{Z_t}$
	II	t = 2	$I_F = \frac{I_{n\cdot}}{Z_t}$
	III, IV	t = 2	$I_F = \frac{I_{n\cdot}}{Z_t + Z_s}$
2	**II**	t = 4.08	$I_F = 0.7 * \frac{I_{n\cdot}}{Z_t}$
	III, IV	t = 8.0	$I_F = 0.5 * \frac{I_{n\cdot}}{Z_t + Z_s}$
3	**II**	$t = 2251\ (Z_t)^2$	$I_F = 0.7 * \frac{I_{n\cdot}}{Z_t}$
	III, IV	$t = 5000*(Z_t + Z_s)^2$	$I_F = 0.5 * \frac{I_{n\cdot}}{Z_t + Z_s}$
4	**1, II, III, IV**	t = 50	$I = 5 * I_{n\cdot}$

Tabla 3. Puntos de curva de daño norma ANSI

Donde:

Z_t = Impedancia del transformador en por unidad en base a los kVA con enfriamiento.

Z_s = Impedancia de la fuente en por unidad en base a los kVA de transformador con enfriamiento OA.

I_{pc} = Corriente de Amperes a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA.

Al calcular los puntos de la curva ANSI es necesario verificar que la impedancia del transformador no sea menor a las indicadas en la Tabla 4, además, dependiendo de la conexión del transformador los valores de las curvas se deben multiplicar por el factor ANSI de la Tabla 5.

IMPEDANCIAS MÍNIMAS		
Monofásico kVA	**Trifásico kVA**	**Impedancia mínima Zt en por unidad en base a los kVA del transformador.**
5-25	15-75	0.0250
37.5-100	112.5-300	0.0286
167-500	500	0.0400

Tabla 4. Impedancias mínimas para curva de daño

FACTOR ANSI	
CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR	**FACTOR ANSI**
Delta-Delta	0.87
Delta-Estrella	0.58
Delta-Estrella	1.00
Estrella Aterrizada-Estrella	1.00
Estrella Aterrizada-Estrella Aterrizada	1.00
Estrella-Estrella Aterrizada (Tipo Núcleo)	0.67
Estrella-Estrella (Tipo acorazado)	1.00
Estrella-Estrella	1.00
Estrella Aterrizada-Delta	1.00
Estrella-Delta	1.00

Tabla 5. Factores ANSI para curva de daño

El valor máximo de corriente de falla que puede soportar un transformador, se calcula como $1/Z_{pu}$ veces la corriente nominal, siendo Z_{pu} el valor de su impedancia expresada en por unidad.

Por ejemplo, para un transformador con Z = 4%, la máxima corriente de falla que puede circular a través del mismo es 1/0.04 = 25 veces la corriente nominal.

Estos valores, en general se pueden tomar de las gráficas de curva de daño de transformadores que se muestran a continuación en las Figuras 7 a 10.

CRITERIOS DE AJUSTE PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

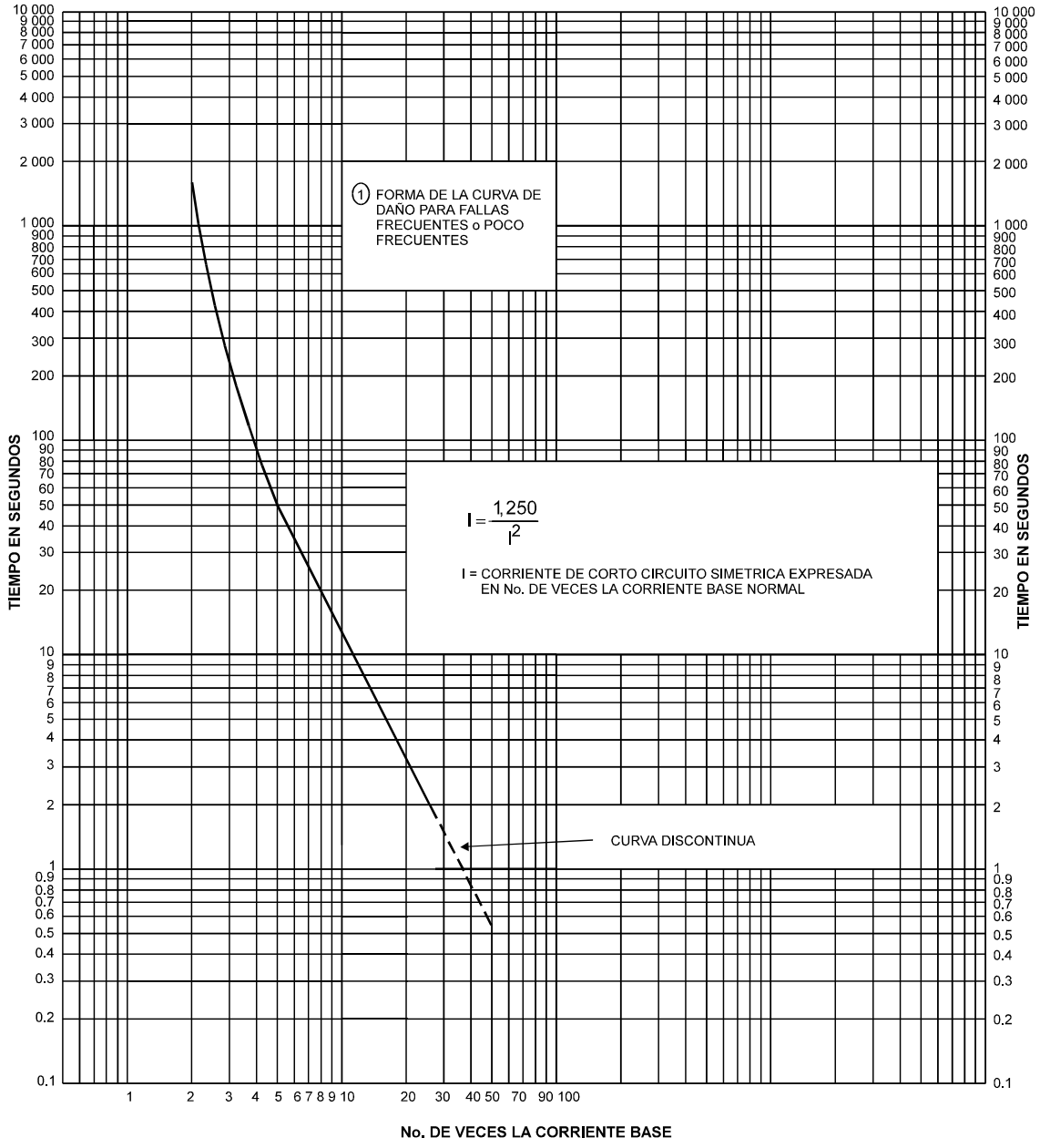


Fig. 7. Curva de Daño de Transformadores Categoría “Y” Inmersos en Líquido (5-500 kVA Monofásicos, 15-500 kVA Trifásicos)

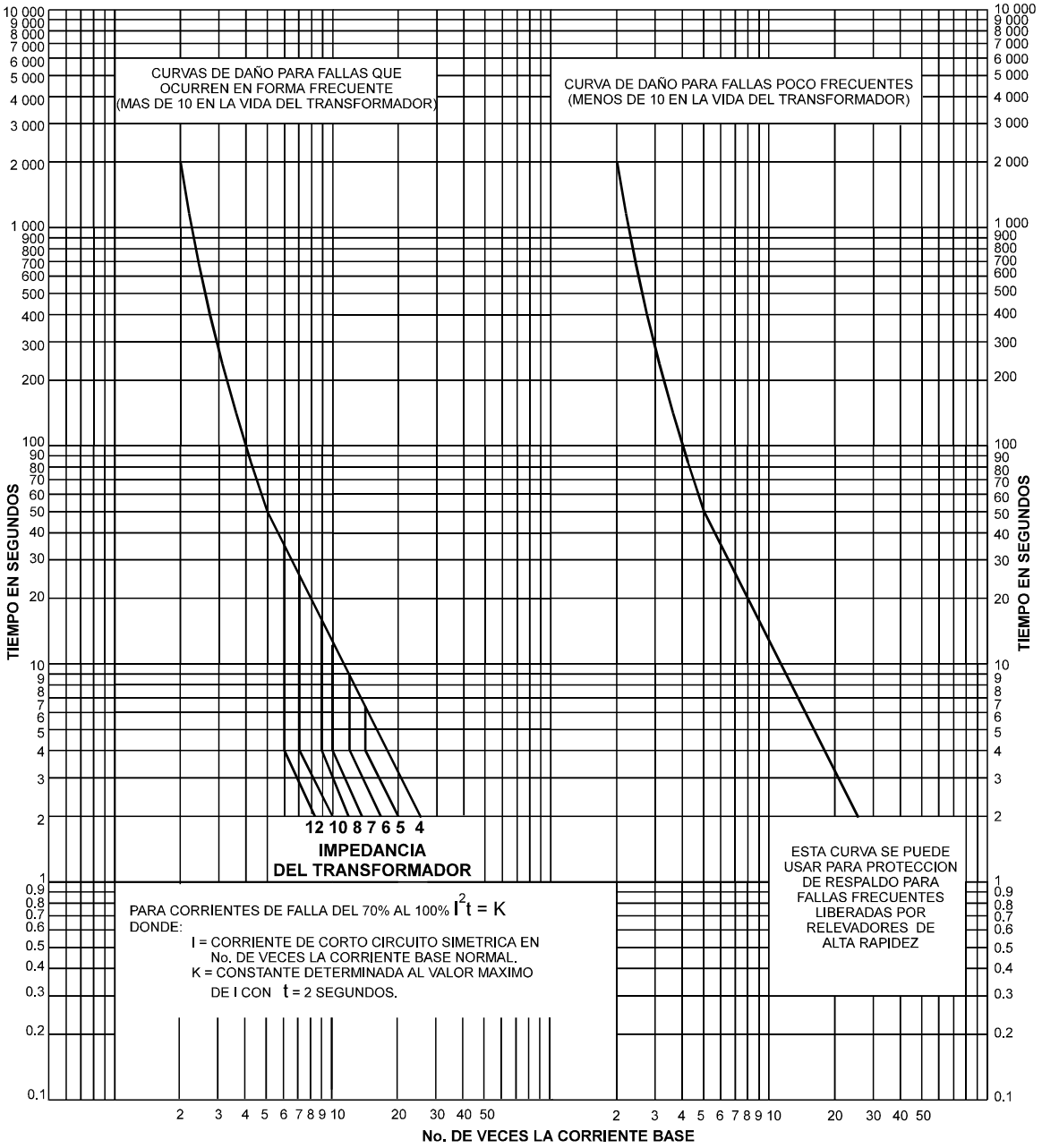


Fig. 8. Curva de Daño de Transformadores Categoría II Inmersos en Líquido (501-1,667 kVA Monofásicos, 501-5,000 kVA Trifásicos)

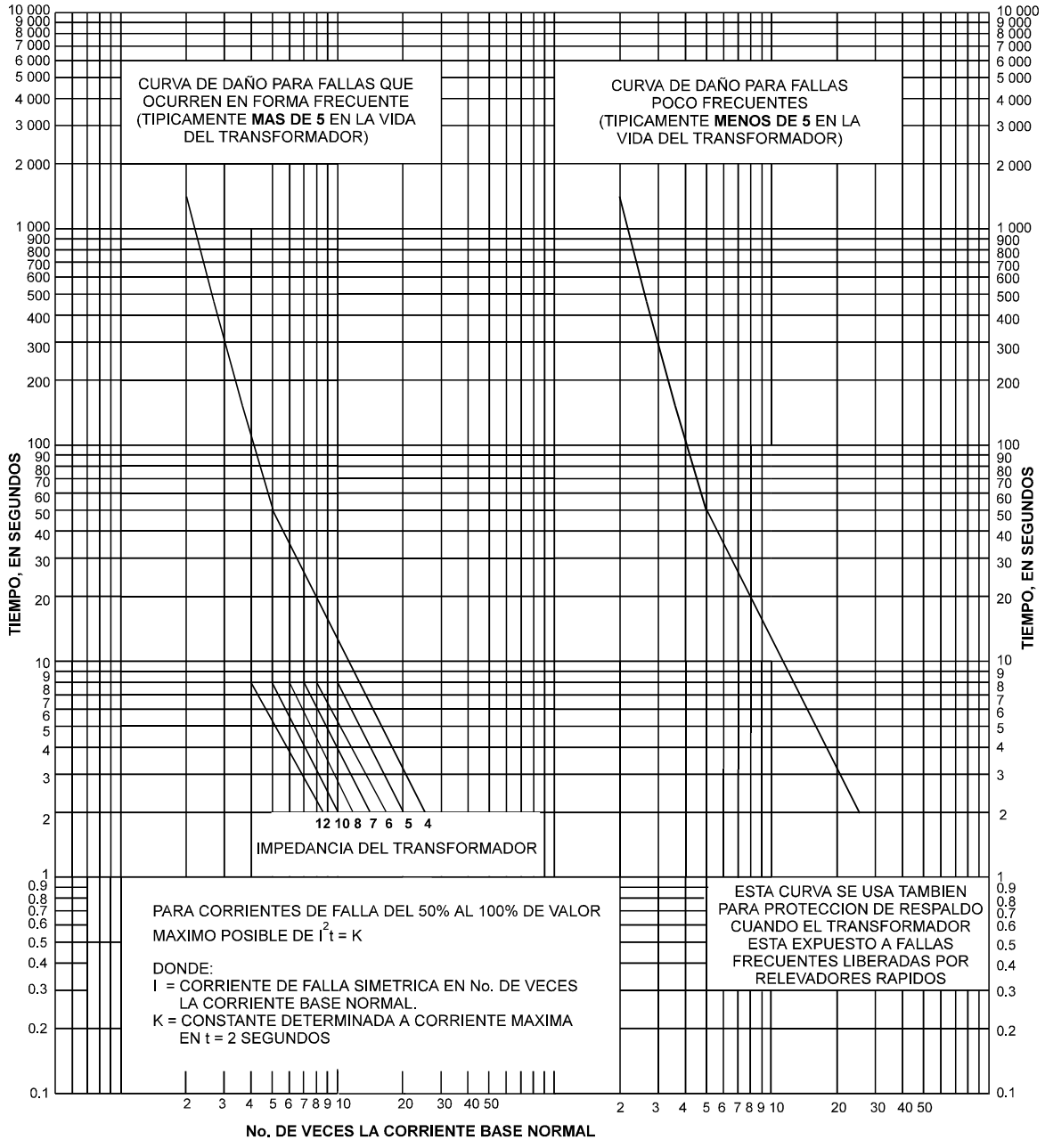


Fig. 9. Curva de Daño de Transformadores Categoría III Inmersos en Líquido (1668-10,000 kVA Monofásicos, 5,001-30 000 kVA Trifásicos).

CRITERIOS DE AJUSTE PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

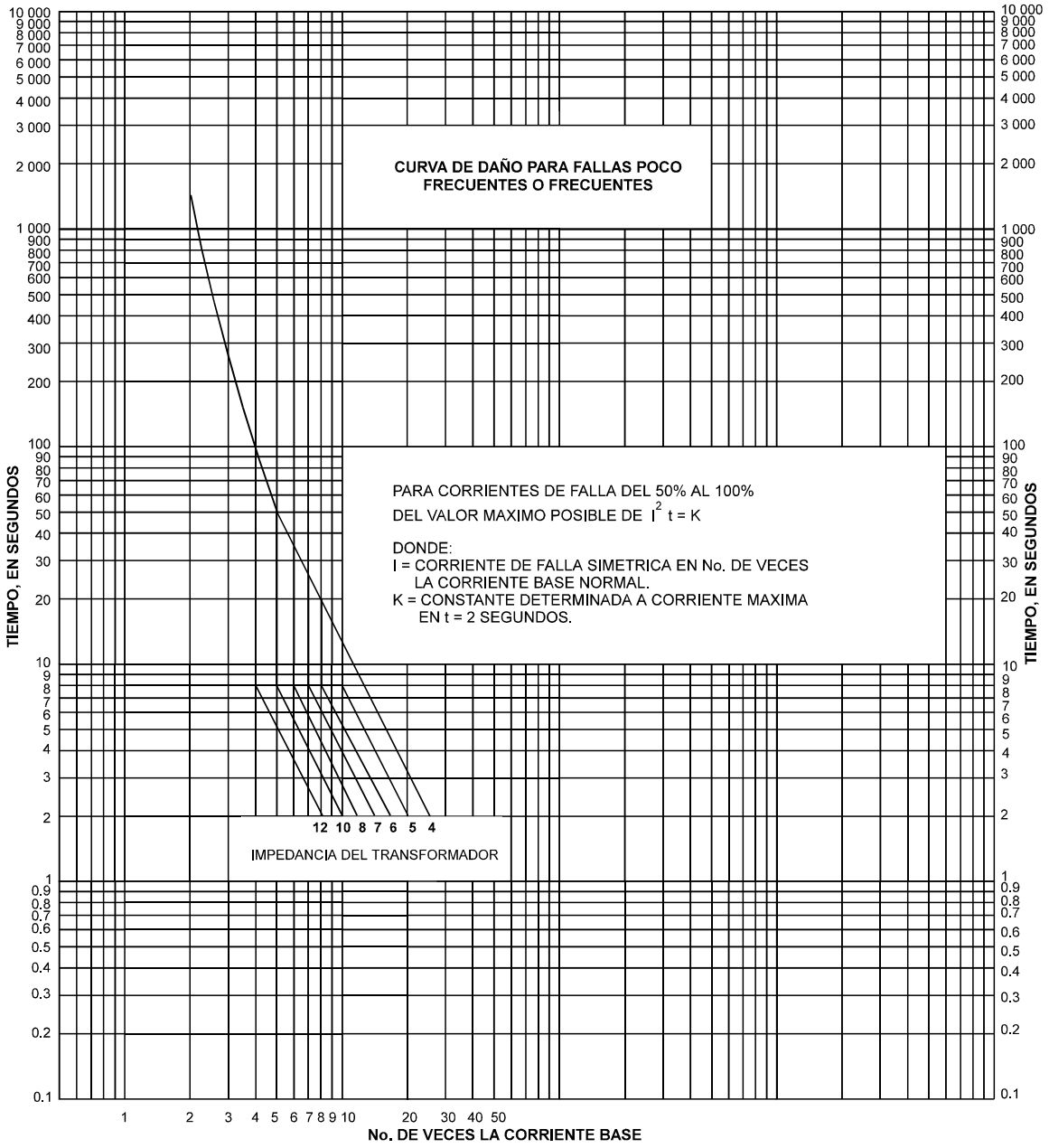


Fig. 10. Curva de Daño de Transformadores Categoría IV Inmersos en Líquido (Arriba de 10,000 kVA Monofásicos, Arriba de 30,000 kVA Trifásicos)

12. CONEXIONES DE TC's EN TRANSFORMADORES.

Las conexiones habituales en los transformadores de potencia son: Y/Y, Δ/Y, Y/Δ y Δ/Δ. Esto significa que en ambos lados del transformador, no sólo son distintas las magnitudes de las corrientes, sino también sus ángulos de fase.

El desfasaje introducido por las conexiones Δ/Y puede ser "compensado" mediante la conexión adecuada de sus transformadores de corriente. Normalmente, para los relés electromecánicos tradicionales, esta compensación se realiza conectando en Δ a los TCS del lado estrella del transformador de potencia y viceversa.

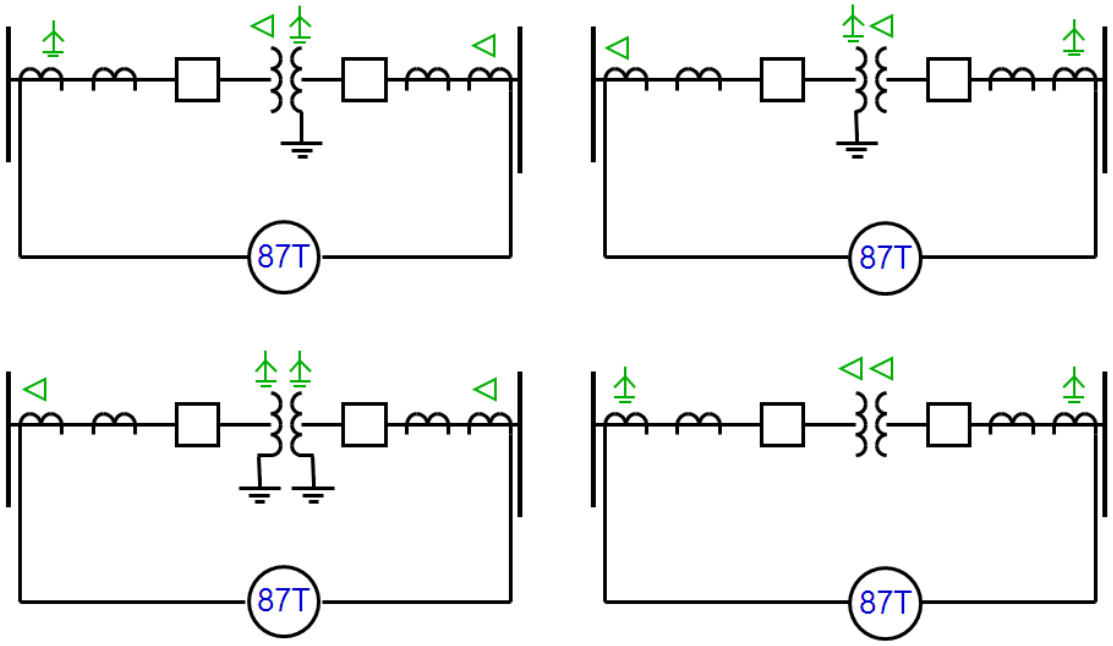


Fig. 11. Conexiones de TC's para compensar físicamente conexiones Δ/Y

Hay varias formas de llevar a cabo una conexión Y-Δ o Δ-Y. La norma ANSI/IEEE indica que el lado de alta tensión debe adelantar 30º respecto al de baja. Por su parte, las normas europeas tradicionales establecen una notación de dos letras y un número para describir estas conexiones. Las letras pueden ser "D", "d", "Y" e

"y". La primera letra (mayúscula), una D o una Y, se utiliza para indicar la conexión del lado de alta tensión, mientras que la segunda letra (minúscula), una d o una y, se utiliza para indicar la conexión del lado de baja tensión. El número que sigue indica el múltiplo de 30º del ángulo en que el lado de alta tensión adelanta respecto al de baja tensión. Por ejemplo: Dy5 significa que el lado Alta Tensión está en Delta, el lado de Baja Tensión está en estrella y la tensión fase-neutro del lado de Alta Tensión está adelantada 5*30° = 150° respecto a la tensión fase-neutro del lado de BT. En otras palabras, ángulo (VA) = ángulo (Va) + 150°.

La figura muestra una conexión Dy1. Nótese que el desfasaje entre las tensiones es el mismo que entre las corrientes.

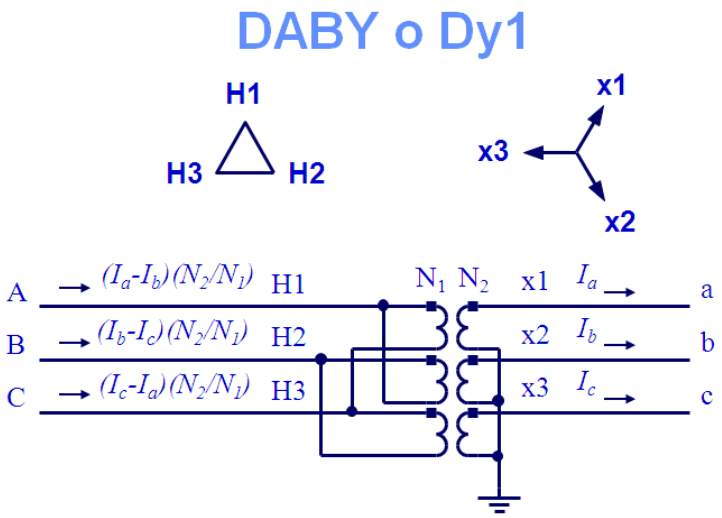


Fig. 12. Conexión de transformador principal Delta AB-Y o Dy1

De forma alternativa, con los relés digitales es posible conectar a los TC's en estrella y dejar que el relé realice los cálculos para la compensación triángulo. Esto tiene varias ventajas:

- No son necesarios TC's dedicados para la protección diferencial.
- Los TC's conectados en estrella son más sencillos de cablear y la resolución de problemas se facilita.

- Ante una falla trifásica, los TC's conectados en estrella ven tres veces menos consumo en los cables que si estuvieran conectados en triángulo reduciendo las probabilidades de saturación.
- Puede utilizarse la protección de sobrecorriente residual puesto que los TC's conectados en triángulo impiden la utilización de esta protección en esas entradas del relé.
- Con TC's conectados en estrella, la corriente que ven los elementos de sobrecorriente de fase y de secuencia negativa del relé es la misma que ven otros relés de sobrecorriente alimentados por TC's conectados en estrella. En cambio, si se dispone de TC's conectados en triángulo, estos elementos verán una corriente √3 veces mayor lo cual incrementa la probabilidad de errores de coordinación con otros elementos de fase y de secuencia negativa.

La expresión general para la compensación de corrientes es la siguiente:

$$\begin{bmatrix} IAWnC \\ IBWnC \\ ICWnC \end{bmatrix} = [CTC(m)] \bullet \begin{bmatrix} IAWn \\ IBWn \\ ICWn \end{bmatrix}$$

Donde IAWn, IBWn e ICWn, son las corrientes trifásicas que entran al terminal "n" del relé; IAWnC, IBWnC e ICWnC son las correspondientes corrientes de fase después de la compensación y [CTC(m)] es la matriz de compensación de tres por tres.

El ajuste WnCTC = m especifica cual matriz [CTC(m)] debe ser usada. Los valores de ajuste son 0, 1, 2, …, 11, 12. Estos son los valores discretos que puede asumir "m" en [CTC(m)]; los valores representan físicamente el número "m"

de incrementos de 30 grados en que un juego de corrientes balanceadas con rotación de fases ABC será rotado en dirección contraria a las manecillas del reloj, cuando sea multiplicado por CTC(m)].

Si un juego dado de tales corrientes es multiplicado por las 12 matrices CTC, el resultado compensado se vería como un movimiento completo alrededor de un círculo, en dirección contraria a las manecillas del reloj, que retorna a la posición de partida original.

Esto es lo mismo que multiplicar sucesivamente [CTC(1)] veces las corrientes originales, y luego compensar el resultado, un total de 12 veces.
El valor de ajuste “0” se introduce para simbolizar que no hay cambio en las corrientes y simplemente multiplicarlas por una matriz de identidad.
En consecuencia, para WnCTC = 0,

$$[\mathrm{CTC}(0)] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{aligned} \mathrm{IAWnC} &= \mathrm{IAWn} \\ \mathrm{IBWnC} &= \mathrm{IBWn} \\ \mathrm{ICWnC} &= \mathrm{ICWn} \end{aligned}$$

El ajuste “1” desarrolla una compensación de 30 en dirección contraria a las manecillas del reloj.

En consecuencia, para WnCTC = 1, el relé usa la siguiente matriz [CTC(m)]:

$$[\mathrm{CTC}(1)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \bullet \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{aligned} \mathrm{IAWnC} &= \frac{(\mathrm{IAWn} - \mathrm{IBWn})}{\sqrt{3}} \\ \mathrm{IBWnC} &= \frac{(\mathrm{IBWn} - \mathrm{ICWn})}{\sqrt{3}} \\ \mathrm{ICWnC} &= \frac{(\mathrm{ICWn} - \mathrm{IAWn})}{\sqrt{3}} \end{aligned}$$

Lista completa de matrices de compensación (m =1 a 12)

$$[CTC(1)]=\frac{1}{\sqrt{3}}\bullet\begin{bmatrix}1&-1&0\\0&1&-1\\-1&0&1\end{bmatrix}$$

$$[CTC(2)]=\frac{1}{3}\bullet\begin{bmatrix}1&-2&1\\1&1&-2\\-2&1&1\end{bmatrix}$$

$$[CTC(3)]=\frac{1}{\sqrt{3}}\bullet\begin{bmatrix}0&-1&1\\1&0&-1\\-1&1&0\end{bmatrix}$$

$$[CTC(4)]=\frac{1}{3}\bullet\begin{bmatrix}-1&-1&2\\2&-1&-1\\-1&2&-1\end{bmatrix}$$

$$[CTC(5)]=\frac{1}{\sqrt{3}}\bullet\begin{bmatrix}-1&0&1\\1&-1&0\\0&1&-1\end{bmatrix}$$

$$[CTC(6)]=\frac{1}{3}\bullet\begin{bmatrix}-2&1&1\\1&-2&1\\1&1&-2\end{bmatrix}$$

$$[CTC(7)]=\frac{1}{\sqrt{3}}\bullet\begin{bmatrix}-1&1&0\\0&-1&1\\1&0&-1\end{bmatrix}$$

$$[CTC(8)]=\frac{1}{3}\bullet\begin{bmatrix}-1&2&-1\\-1&-1&2\\2&-1&-1\end{bmatrix}$$

$$[CTC(9)]=\frac{1}{\sqrt{3}}\bullet\begin{bmatrix}0&1&-1\\-1&0&1\\1&-1&0\end{bmatrix}$$

$$[CTC(10)]=\frac{1}{3}\bullet\begin{bmatrix}1&1&-2\\-2&1&1\\1&-2&1\end{bmatrix}$$

$$[CTC(11)]=\frac{1}{\sqrt{3}}\bullet\begin{bmatrix}1&0&-1\\-1&1&0\\0&-1&1\end{bmatrix}$$

$$[CTC(12)]=\frac{1}{3}\bullet\begin{bmatrix}2&-1&-1\\-1&2&-1\\-1&-1&2\end{bmatrix}$$

13. INTERRUPTORES QUE DEBEN SER OPERADOS POR CADA ESQUEMA

- El relevador 87T debe enviar señal al relevador 86T para disparo de interruptores en el lado primario y secundario del Transformador o Autotransformador.
- El relevador 50/51H debe enviar señal de disparo a los interruptores en el lado primario y secundario del Transformador o Autotransformador.
- El relevador 51NT debe enviar señal de disparo a los interruptores en el lado primario y secundario del Autotransformador.
- El relevador 51NT-H debe enviar señal de disparo a los interruptores en el lado primario y secundario del Transformador.
- El relevador 51NT-L debe enviar señal de disparo a los interruptores en el lado primario y secundario del Transformador.
- El relevador 51L debe enviar señal de disparo al interruptor en el lado secundario del Transformador o Autotransformador.
- El relevador 51NL debe enviar señal de disparo al interruptor en el lado secundario del Transformador o Autotransformador.
- El relevador 50/51T debe enviar señal al relevador 86T para disparo de interruptores en el lado primario y secundario del Transformador o Autotransformador.
- El relevador 59-T debe enviar señal al relevador 86T para disparo de interruptores en el lado primario y secundario del Transformador o Autotransformador.

14. ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCION DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Conforme a los cambios climáticos que ha sufrido el planeta en los últimos años, particularmente nuestro territorio ha sido afectado por frentes fríos, olas de calor atípicas, así como movimientos telúricos frecuentes que originan la operación de esquemas de protección mecánica de transformadores de potencia, tales como protecciones por sobre temperatura, sobrepresión y gases, éste último mejor conocido como Buchholz.

Por tal motivo, es recomendable la supervisión continua de los niveles y calidad del aceite de los transformadores de potencia, así como de los automatismos y sensores exteriores de temperatura y presión que puedan ser afectados por las condiciones ambientales. La confiabilidad y disponibilidad de los equipos solo puede ser garantizada si mantenemos sensibilidad en los sensores y evitamos los disparos indeseados en condiciones extremas y ayudamos a preservar la vida útil de los mismos.

Sistema Inertaire:

Cuando el sistema de preservación es con inertaire, al vaciarse las botellas de nitrógeno, puede ocasionar un vacío en el tanque conservador y hacer operar la protección Buchholz, por lo que se recomienda verificar el correcto funcionamiento del sistema inertaire.

Altas temperaturas ambientales:

El llenado en exceso de aceite en el transformador origina sobrepresiones ante las altas temperaturas ambientales, lo que origina el daño de empaques o pequeñas rupturas en el tanque y por ende, fugas de aceite.

Bajas temperaturas ambientales:

La disminución súbita y extrema de la temperatura ambiente, puede vaciar el tanque conservador, y a su vez ocasionar una operación errónea de la protección Buchholz. En México, los transformadores están diseñados para operar a temperatura ambiente de 40° a -5° C, sin embargo en los últimos años se presentaron temperaturas inferiores a los -20° C en el norte del país.

Movimientos telúricos:

Para zonas sísmicas, es importante utilizar la protección Buchholz diseñada especialmente para operar en esas condiciones, a fin de evitar en lo posible, el disparo de transformadores ocasionados por sismos.

Condiciones de lluvia y humedad:

En lo referente a zonas de alta humedad o lluvias torrenciales, es recomendable revisar en forma continua el sellado en donde se localizan los micro interruptores de las protecciones Buchholz, sobrepresión, etc., así mismo el correcto sellado de la tuberías y el gabinete centralizador de protecciones y accesorios, esto con el objetivo de evitar disparos ocasionados por la condensación y/o sulfatación de las terminales.

15. EJEMPLOS

TRANSFORMADORES DE POTENCIA IGUALES O MAYORES A 7.5 MVA CON DOS DEVANADOS CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA

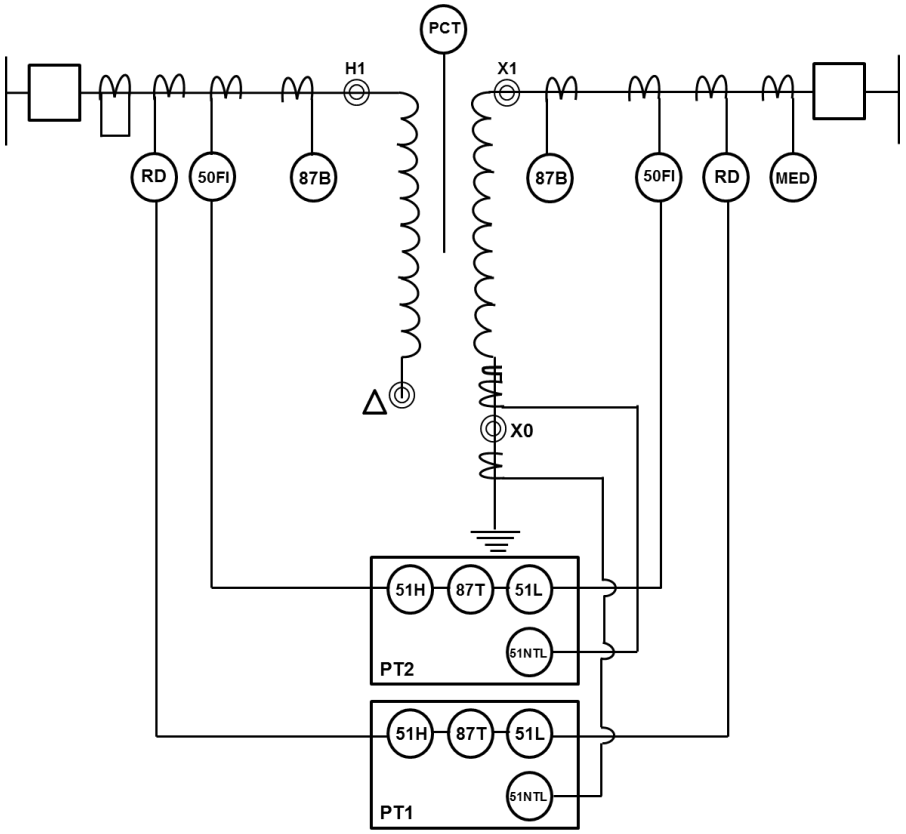


Fig. 13 Unifilar del transformador de potencia de dos devanados D-Y

Datos de placa del transformador:

CAPACIDAD (MVA)		
OA	FOA1	FOA2
20	25	30

TENSION (KV)	
ALTA (H)	BAJA (X)
85	23

DEVANADO	H-X
IMPEDANCIA (%Z)	11.77
@CAPACIDAD (MVA)	30

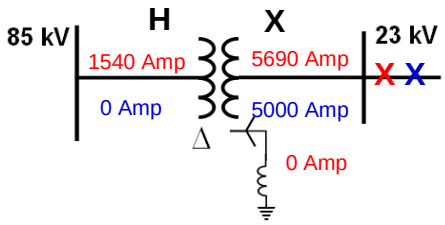
Datos de RTC:

RTC			
PRP	400	/	5
PRS	600	/	5
PRN	600	/	5

$$InomFOA2_H = \frac{Capacidad\ FOA2\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ alta\ (kV)} = \frac{30{,}000}{\sqrt{3} * 85} = 203.77\ Ampere$$

$$InomFOA2_X = \frac{Capacidad\ FOA2\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ baja\ (kV)} = \frac{30{,}000}{\sqrt{3} * 23} = 753.06\ Ampere$$

Aportaciones en fallas



X **Falla Trifásica**
X **Falla Monofásica**

PROTECCIÓN PRIMARIA DEL TRANSFORMADOR.

87T Protección diferencial.

Pickup.

a) Ajustar a 0.3 pu del valor del tap

$$TAP\ H = \frac{Capacidad\ FOA2\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ Alta\ (kV) * RTC} =$$

$$TAP\ H = \frac{30{,}000}{\sqrt{3} * 85\ * 400/5} = 2.547$$

$$TAP\ X = \frac{Capacidad\ FOA2\ (KVA) * \sqrt{3}}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ Baja\ (kV) * RTC} =$$

$$TAP\ X = \frac{30{,}000 * \sqrt{3}}{\sqrt{3} * 23\ * 1200/5} = 5.43$$

I_{pickup} = 0.3 * TAP H = 0.3 * (2.547) = 0.7641

Ajuste de Pendiente.

a) Primer pendiente a 30%.

b) Segunda pendiente a 60% aplicado a partir de 3 pu.

Verificar si existe posibilidad de saturación de TC's para fallas externas. Nota: Se debe verificar el rango de ajuste en el relevador.

Unidad diferencial sin restricción.

a) Ajustar a 10 pu de corriente diferencial.

Bloqueo por armónicas.

a) Segunda armónica: Ajustar a 15%.

b) Quinta armónica: Ajustar a 35%.

c) Se debe bloquear la protección en sus tres fases con detección de armónicos en cualquier fase.

PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO PRIMARIO DEL TRASFORMADOR.

50H Protección de sobrecorriente instantáneo de fases.

I_{pickup} debe ser 10 veces la corriente nominal FOA2 del transformador y menor al 200% de la corriente de aportación para falla trifásica en bus de baja tensión.

I_{50H} = 10 x $InomFOA2_H$ = 10 x 203.77 = 2037.7 Amperes

I_{50H} < 200% de Corriente de aportación para falla en baja

I_{50H} < 2 x1540, 2037.7 > 3080 NO cumple la condición

Ajuste.

50H= $I_{Pickup50H}$ /RTC = 3080 / 80 = 38.5 Amperes secundarios

51H Protección de sobrecorriente de fases en lado primario.

Pickup.

Se ajusta al 220% de la capacidad OA del transformador ya que cuenta con la protección de respaldo del secundario.

$$Ipickup51H = \frac{2.2 \text{ x } Capacidad\ OA\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ Alta\ (kV)} =$$

$$Ipickup51H = \frac{2.2 \text{ x } 20{,}000}{\sqrt{3} * 85} = \frac{44{,}000}{\sqrt{3} * 85} = 298\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51H = \frac{Ipickup51H}{RTC} = \frac{298}{80} = 3.73\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva; Muy inversa. ANSI

Palanca.

El tiempo de operación debe estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de baja tensión. De la curva de operación se obtiene la palanca para obtener el tiempo deseado.

$$t = TD * \left[\frac{3.922}{(M^2 - 1)} + 0.0982\right]$$

Corriente de aportación 1540 Amperes.

Ajuste.

$$TD = 0.9 / \left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{1540}{298}\right)^2 - 1\right)} + 0.0982\right] = 3.6$$

PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR.

51FL Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario.

Pickup.

Se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador.

$$Ipickup51FX = \frac{2 \text{ x } Capacidad\ OA\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ Baja\ (kV)} =$$

$$Ipickup51FX = \frac{2.2 \text{ x } 20{,}000}{\sqrt{3} * 85} = \frac{20{,}000}{\sqrt{3} * 23} = 1004.08\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51L = \frac{Ipickup51FX}{RTC} = \frac{21004}{120} = 8.37\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva: Muy inversa ANSI.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.5 y 0.8 segundos para falla trifásica en el bus de baja tensión. Se elige un tiempo de operación de 0.7 seg. Corriente de aportación para falla trifásica en baja es 5690 Amperes.

Ajuste.

$$TD = 0.7 / \left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{5690}{1004}\right)^2 - 1\right)} + 0.0982 \right] = 3.12$$

51NL Protección de sobrecorriente neutro residual en lado secundario.

Pickup.

Se ajusta al 20% de la capacidad máxima del transformador.

$$Ipickup51L = 0.2 * InomFOA2_X$$

$$Ipickup51L = 0.25 * (753.06)150.61\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51NX = \frac{Ipickup51L}{RTC} = \frac{150.61}{120} = 1.25\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva: Inversa de ANSI.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión. Se elige un tiempo de operación de 0.7 seg con una corriente de aportación de 5000 Amperes para falla monofásica en baja tensión.

$$TD = (0.7) / \left[\frac{5.95}{(5000/150.61)^2-1)} + 0.180\right] = 3.77$$

PROTECCIÓN PRIMARIA DE ALTA DE FASE.

50/51F Protección de sobrecorriente de fases en alimentadores.

50F Instantáneo.

En este caso no se conoce la topología de la red en los alimentadores, entonces se utiliza el siguiente caso:

Cuando no se tenga información de la longitud del alimentador ni la localización del primer restaurador, se multiplica el cortocircuito trifásico en la barra por 0.8.

$I_{3\phi X}$ = 5690 Amperes.

$I_{50F} = 0.8 \times I_{3\phi X} = 0.8 \times (5690) = 4552$ Amperes.

$RTC_{Alimentador} = 600/5 = 120$

Ajuste.

$$I50F = \frac{Ipickup50H}{RTC} = \frac{4552}{120} = 37.93\ Amperes\ secundarios$$

51F.

Pickup.

a) Se ajusta por debajo de la curva de daño del conductor del alimentador. Para este caso se utiliza el cable Prysmian HEPR 1x240, la ampacidad para este conductor es de 540 Amperes.

$$Ipickup51F = 540\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51F = \frac{Ipickup51F}{RTC} = \frac{540}{120} = 4.5\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva: Muy inversa ANSI.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar en 0.3 segundos para una falla trifásica a la salida del alimentador.

$I_{3\phi X}$ = 5690 Amperes.

Ajuste.

$$TD = 0.3/\left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{5690}{540}\right)^2 - 1\right)} + 0.0982\right] = 2.24$$

PROTECCIÓN PRIMARIA DE ALTA DE NEUTRO.

50/51N Protección de sobrecorriente residual de neutro en alimentadores.

50N Instantáneo.

No se tiene información de la longitud del alimentador ni la localización del primer restaurador, se multiplica el cortocircuito monofásico en la barra por 0.8 veces.

$I1\phi X$ = 5000 Amperes.

$I50N = 0.8 \times I1\phi X = 0.8 \times (5000) = 4000$ Amperes.

$RTC_{Alimentador} = 600/5 = 120$

Ajuste.

$$I50N = \frac{Ipickup50H}{RTC} = \frac{4000}{120} = 33.33\ Amperes\ secundarios$$

51N.

Pickup.

a) Se ajusta por debajo de la curva de daño del conductor del alimentador.

b) El ajuste máximo permisible será del 30% de la capacidad máxima del transformador.

$$Ipickup51N = 0.30 * InomFOA2_L$$

$$Ipickup51N = 0.30 * (753.06) = 225.9\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51N = \frac{Ipickup51N}{RTC} = \frac{225.9}{120} = 1.88\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva: Inversa ANSI.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar en 0.3 segundos para una falla monofásica a la salida del alimentador.

$I_{1\phi X}$ = 5000 Amperes.

$$TD = (0.3) / \left[\frac{5.95}{(5000/225.9)^2-1)} + 0.180\right] = 1.56$$

PROTECCIÓN DE RESPALDO NEUTRO DEL TRANSFORMADOR.

51NT-L Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del transformador.

Para este caso se calcula igual que el 51NL

Pickup.

Se ajusta al 20% de la capacidad máxima del transformador.

$$Ipickup51NX = 0.20 * InomFOA2_L$$

$$Ipickup51NX = 0.2 * (753.06) = Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51NX = \frac{Ipickup51NX}{RTC} = \frac{188.26}{120} = 1.25\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva: Inversa de ANSI

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión. Se elige un tiempo de operación de 0.7 seg con una corriente de aportación de 5000 Amperes para falla monofásica en baja tensión.

$$TD = (0.7) \,/\, \left[\frac{5.95}{(5000/150.6)^2 - 1)} + 0.180\right] = 3.77$$

50FI-H Protección para falla de interruptor en lado primario.

Pickup.

Se ajusta al 100% de la capacidad máxima del transformador.

$I_{50FI} = InomFOA2_H$ = 203.77 Amperes.

Solamente existe 50FI en lado alta del transformador (conexión delta), por lo tanto solo se ajusta el elemento de fase.

Ajuste.

$$Ipickup50FI = \frac{Ipickup50FI}{RTC} = \frac{203.7}{80} = 2.54\ Amperes\ secundarios$$

Tiempo de operación.

a) Ajustar a 150 ms.

El tiempo de operación efectivo es el tiempo desde que llega la orden de arranque y sobrecorriente hasta la salida de los contactos del relevador, en total debe ser 150 milisegundos.

El tiempo de redisparo será de 40 milisegundos.

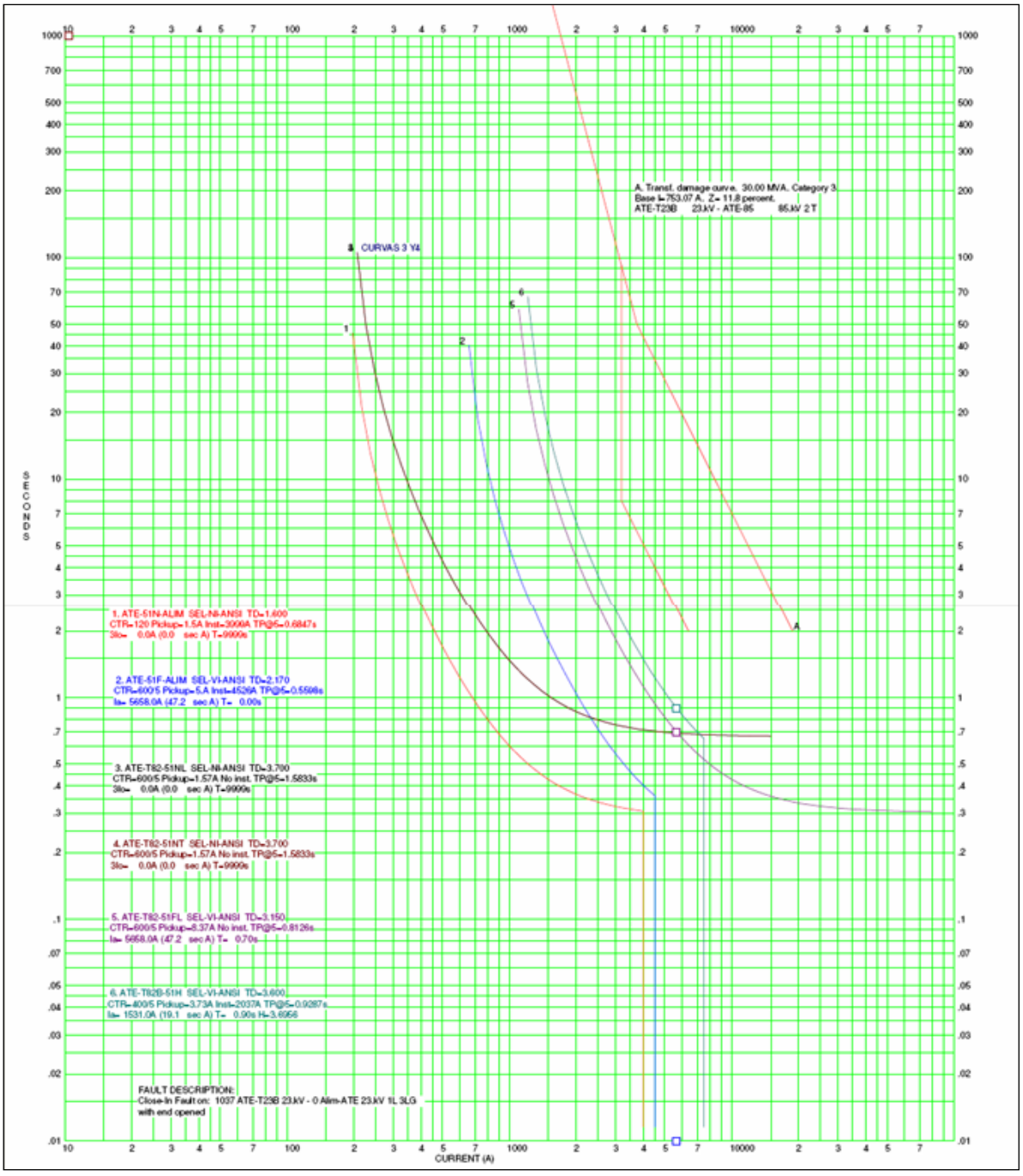


Fig. 14. Coordinación de protecciones del transformador para falla trifásica

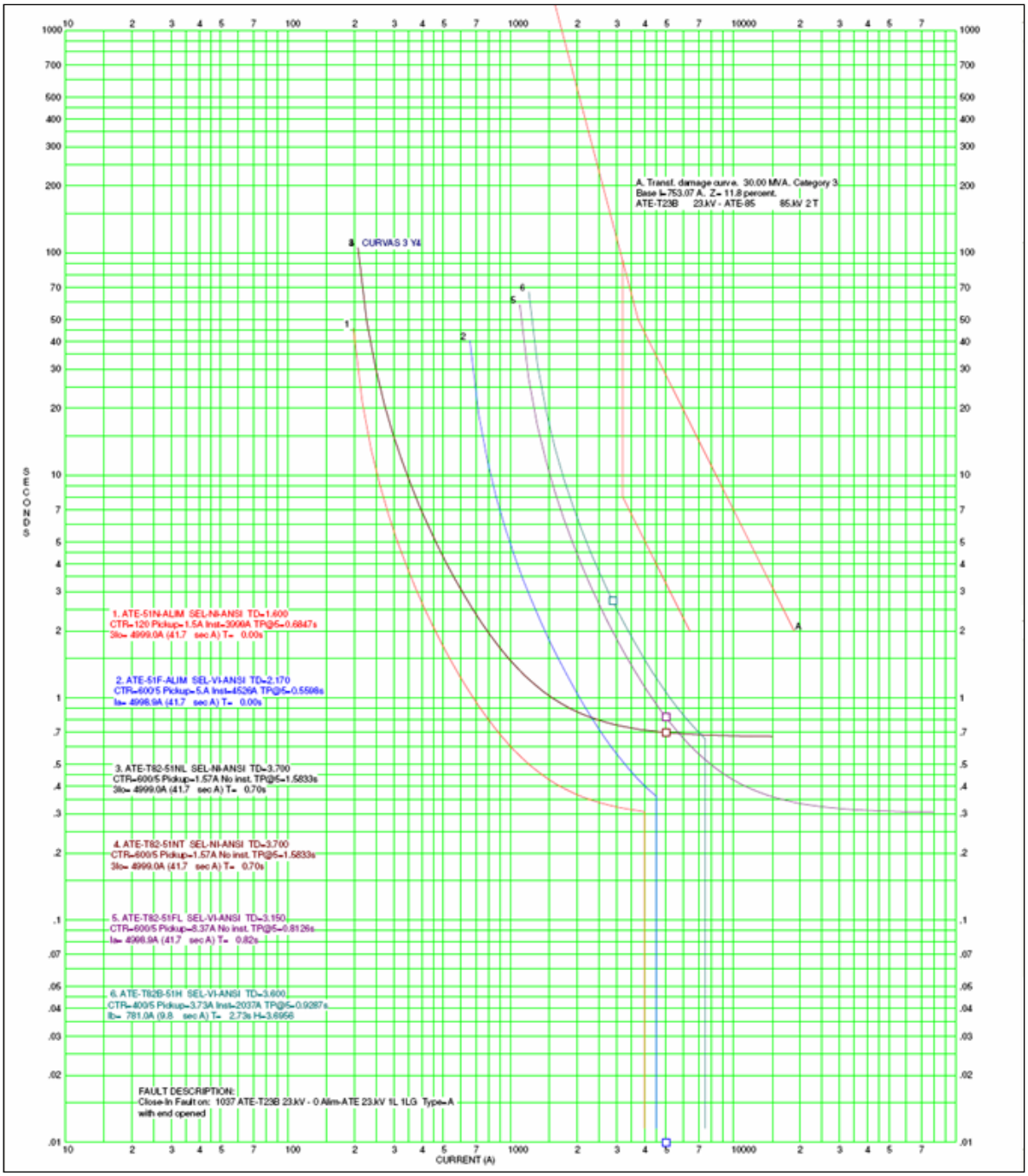


Fig. 15. Coordinación de protecciones del transformador para falla monofásica

TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 7.5 MVA Y MAYORES CON TRES DEVANADOS CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA-DELTA CON SERVICIOS PROPIOS.

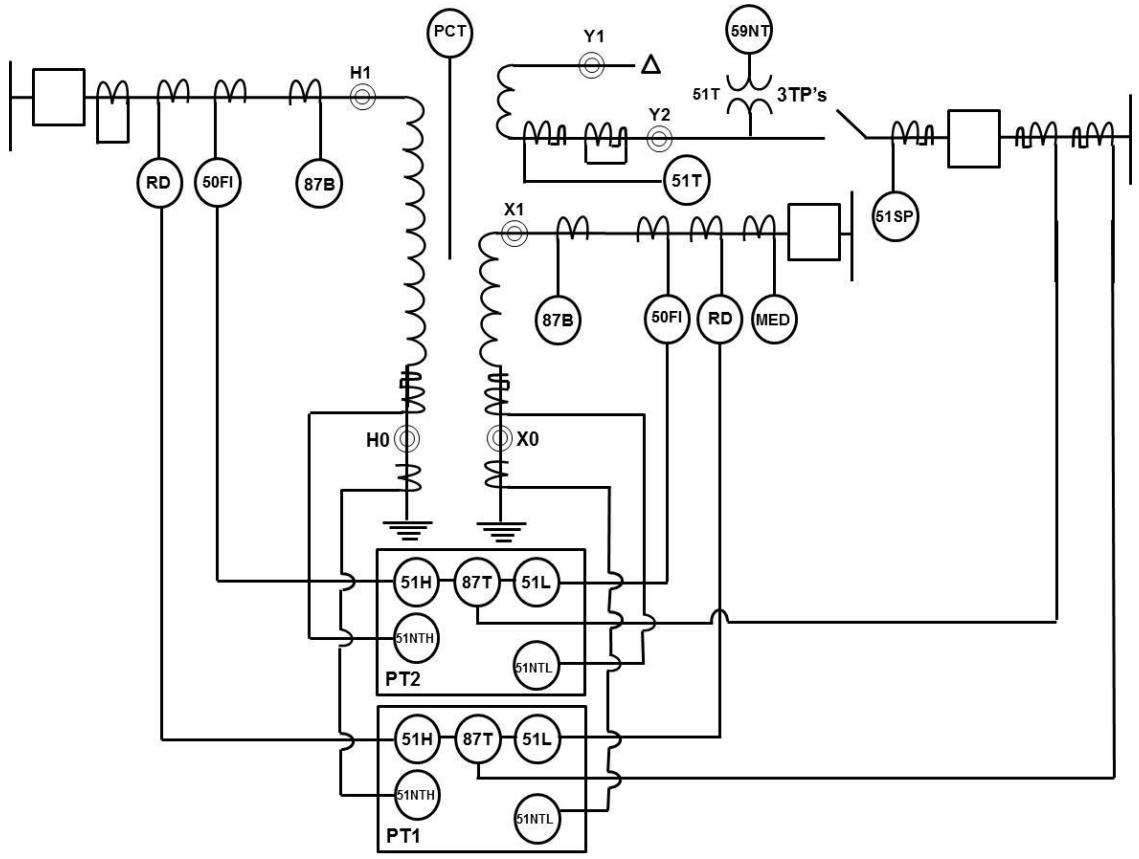


Fig. 16 Unifilar de protecciones de un transformador de tres devanados Y-Y-D

Datos de transformador y transformadores de corriente.

CAPACIDAD (MVA)	
OA	FOA2
225	375

TENSION (KV)		
ALTA (H)	BAJA (X)	TERCIARIO (T)
400	115	34.5

Relación de Transformador de Potencial		
64	Relación	Conexión
Primario	300	Estrella
Secundario	1	Delta Abierta

RTC			
PRP	2000	/	5
PRS	2500	/	5
PSP	300	/	5
PRT	4000	/	5
NT-1	600	/	5
NT-2	600	/	5

$$InomFOA2_H = \frac{Capacidad\ FOA2\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ alta\ (kV)} = \frac{375{,}000}{\sqrt{3} * 400} = 541.26\ Amperes$$

$$InomFOA2_X = \frac{Capacidad\ FOA2\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ baja\ (kV)} = \frac{375{,}000}{\sqrt{3} * 115} = 1882.66\ Amperes$$

$$InomFOA2_T = \frac{Capacidad\ FOA2T\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ terciario\ (kV)} = \frac{41{,}000}{\sqrt{3} * 34.5} = 686.12\ Amperes$$

PROTECCIÓN PRIMARIA DE TRANSFORMADOR.

87T PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

87T-R con restricción de pendiente.

a) Ajustar Pickup al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador.

- Primer pendiente: 30%.
- Segunda pendiente: 60%.
- Bloqueo por segunda armónica: 15%.
- Bloqueo por quinta armónica: 35%,

87T-H sin retardo ni restricción.

Unidad diferencial sin restricción.

a) Ajustar a 10 veces la corriente nominal del transformador, para cubrir las fallas de alta magnitud en el lado de alta.

$$Ipickup87TH = \frac{10\ x\ Capacidad\ OA\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ Alta\ (kV)} =$$

$$Ipickup87TH = \frac{10\ x\ 225{,}000}{\sqrt{3} * 400} = \frac{2{,}250{,}000}{\sqrt{3} * 400} = 3251.4\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup87TH = \frac{Ipickup87TH}{RTC} = \frac{3251.4}{400} = 8.1\ Amperes\ secundarios$$

87T-G protección de falla restringida en el transformador.

Pickup.

Ajustar a 5.0% de la capacidad nominal del devanado protegido ya sea de corriente diferencial ($3I_0$-I_G) o corriente residual ($3I_0$).

PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR.

50/51H Protección de sobrecorriente de fases en lado primario.

50H.

Pickup.

a) El ajuste debe ser mayor a 10 veces la corriente nominal para máxima capacidad del transformador y mayor al 200% de la corriente de aportación para falla trifásica en bus de baja tensión.

I_{50H} = 10 x $InomFOA2_H$ = 10 x 541.26 = 5412.6 Amperes.

I_{50H} < 200% de Corriente de aportación para falla en baja.

I_{50H} < 2 x3009, 5412.6 < 6018 *Cumple la condición.*

Ajuste.

50H= *$I_{Pickup50H}$ /RTC = 5412.6/400 = 13.5 Amperes secundarios.*

51H.

Pickup.

Se ajusta al 220% de la capacidad OA del transformador ya que cuenta con la protección de respaldo del secundario.

$$Ipickup51H = \frac{2.2 \text{ x } Capacidad\ OA\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ Alta\ (kV)} =$$

$$Ipickup51H = \frac{2.2 \text{ x } 225{,}000}{\sqrt{3} * 400} = \frac{495{,}000}{\sqrt{3} * 400} = 714.47\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51H = \frac{Ipickup51H}{RTC} = \frac{714.47}{400} = 1.78\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva: Muy inversa ANSI.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de baja tensión. De la curva de operación se obtiene la palanca para obtener el tiempo deseado.

$$t = TD * \left[\frac{3.922}{(M^2 - 1)} + 0.0982\right]$$

Corriente de aportación 3009 Amperes.

Ajuste.

$$TD = 0.9 / \left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{3009}{714.47}\right)^2 - 1\right)} + 0.0982\right] = 2.7$$

PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR.

51L Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario.

Pickup.

a) Se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador.

$$Ipickup_{51FX} = \frac{200\%\ Capacidad\ OA\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ baja\ (kV)} = \frac{2x225{,}000}{\sqrt{3} * 115} = 2259\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51FX = \frac{Ipickup51FX}{RTC} = \frac{2259}{400} = 5.65\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva: Muy inversa ANSI.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla trifásica en el bus de baja tensión.

I3 = 10,466 Amperes.

Ajuste.

$$TD = 0.7 / \left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{10466}{2259}\right)^2 - 1\right)} + 0.0982 \right] = 2.41$$

PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO TERCIARIO DEL TRANSFORMADOR.

50/51T Protección de sobrecorriente de fases en lado terciario.

Para estos esquemas se deben conectar los secundarios de los TC del devanado terciario en delta para filtrar la secuencia cero y evitar disparos incorrectos con falla externa (alta o baja tensión).

50T Unidad instantánea.

No se habilita porque existen servicios propios conectados en el terciario.

51T unidad de tiempo inverso.

Pickup.

Existen servicios propios conectados en el terciario. Se ajustará a una corriente de 150% de la capacidad máxima del devanado terciario.

$$Ipickup_{51T} = \frac{150\%\ Capacidad\ FOA2T\ (KVA) * \sqrt{3}}{\sqrt{3} * Tensión\ terciario\ (kV)} = \frac{1.5\ x\ 41{,}000}{34.5} = 1782.6\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51T = \frac{Ipickup51T}{RTC} = \frac{1782.6}{800} = 2.22\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de curva: Muy inversa. ANSI.

Palanca.

Para operar en 200 msegundos para una falla trifásica a la salida del alimentador de servicios propios Iap=24107 Amperes.

Ajuste.

$$TD = 0.2/\left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{24107}{1782.6}\right)^{2}-1\right)}+0.0982\right] = 1.67$$

PROTECCIÓN DE RESPALDO NEUTRO DEL TRANSFORMADOR 1.

51NT-H Protección de sobrecorriente a tierra conectada en TC del neutro del devanado primario del transformador.

Pickup.

Se ajusta al 20% de la capacidad máxima del transformador.

$$Ipickup51NTH = 0.25 * InomFOA2_{H}$$

$$Ipickup51NTH = 0.20 * (541.26) = 108.25\ Amperes.$$

Ajuste.

$$Ipickup51NTH = \frac{Ipickup51NT-H}{RTC} = \frac{108.25}{120} = 0.9\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva: Inversa, ANSI.

Palanca.

El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión. Se elige un tiempo de operación de 0.7 seg con una corriente de aportación de 1511 Amperes para falla monofásica en baja tensión.

$$TD = (0.7)\ /\left[\frac{5.95}{(1511/108.25)^{2}-1)}+0.180\right] = 3.32$$

PROTECCIÓN DE RESPALDO NEUTRO DEL TRANSFORMADOR 2.

51NT-L Protección de sobrecorriente a tierra conectada en TC del neutro del devanado secundario del transformador.

Pickup.

Para este caso que no es radial el ajuste será del 25% de la capacidad máxima del transformador, debido a que hay 51NT-H que se ajusto al 20%

$$Ipickup51NT - L = 0.25 * InomFOA2_L$$

$$Ipickup51NT - L = 0.25 * (1882.66) = 470.66\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51NTL = \frac{Ipickup51NT-L}{RTC} = \frac{470.66}{120} = 3.92\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva: Inversa, ANSI.

Palanca.

El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión. Se elige un tiempo de operación de 0.7 seg con una corriente de aportación de 9466 Amperes para falla monofásica en baja tensión.

$$TD = (0.7) / \left[\frac{5.95}{(9466/470.66)^2 - 1)} + 0.180\right] = 3.6$$

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASES PARA ALIMENTADOR DE SERVICIOS PROPIOS.

50/51F SP Protección de sobrecorriente de fases para alimentador de servicios propios.

Esto es considerando que existen servicios propios conectados en terciario del transformador.

50F SP Instantáneo.

Es 2 veces la magnitud de la corriente de aportación para una falla trifásica en el lado de baja del transformador de servicios propios.

$$Ipickup50F\ SP = 200\% * I3f servicios\ propios$$

$$Ipickup50F\ SP = 2 * (250) = 500\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup50F\ SP = \frac{Ipickup50F\ SP}{RTC} = \frac{500}{60} = 8.33\ Amperes\ secundarios$$

51F SP.

Pickup al 200% de la capacidad del transformador de servicios propios.

$$Ipickup_{51FSP} = \frac{200\%\ Capacidad\ TSP\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ terciario\ (kV)} = \frac{2\ x\ 300}{\sqrt{3} * 34.5} = 10.04\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51FSP = \frac{Ipickup51FSP}{RTC} = \frac{10.04}{60} = 0.167\ Amperes\ secundarios$$

Se ajusta al mínimo del relevador $Ipickup51FSP = 0.5$

Tipo de Curva: Muy inversa. ANSI.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar en 0.5 segundos para una falla trifásica en el lado de baja del transformador de servicios propios.

Ajuste.

$$TD = 0.5/\left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{250}{10.4}\right)^{2}-1\right)}+0.0982\right] = 4.78$$

59T Protección de voltaje (3V0) para detección de aterrizamiento del devanado terciario.

Paso 1. Alarma

$$Valarma_{59T} = \frac{Tensión\ terciario(V)}{\sqrt{3} * RTP\ terciario} = \frac{34{,}500}{\sqrt{3} * 300} = 67\ Volts$$

Ajustar a 67 volts con un tiempo de 5 seg.

Paso 2. Disparo.

$$Vdisparo_{59T} = \frac{2xTensión\ terciario(V)}{\sqrt{3} * RTP\ terciario} = \frac{2x34{,}500}{\sqrt{3} * 300} = 134\ Volts$$

Ajustar a 134 volts con un tiempo de 1 seg.

Por diferencias en las características de las fases del transformador puede existir un voltaje residual y habrá que considerarlo en los ajustes de pickup.

50FI-H

50FI-H Protección para falla de interruptor en lado primario.

Pickup.

a) Se ajusta al 100% de la capacidad máxima del transformador.

$$Ipickup50FIH = 100\% * InomFOA2_H$$
$$Ipickup50FIH = 1.0 * (541.26) = 541.26\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup50FIH = \frac{Ipickup50FIH}{RTC} = \frac{541.26}{400} = 1.35\ Amperes\ secundarios$$

Tiempo de operación: Ajustar a 150 ms.

Redisparo.

Aplicar de manera instantánea en ambas bobinas.

Pickup 50FI Flash-Over.

a) Se ajusta al 10% de la capacidad máxima del transformador para considerar una energización inadvertida del transformador provocando Inrush.

$$Ipickup50FIFOH = 10\% * InomFOA2_H$$
$$Ipickup50FIFOH = 0.10 * (541.26) = 54.12\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup50FIFOH = \frac{Ipickup50FIFOH}{RTC} = \frac{54.12}{400} = 0.13\ Amperes\ secundario$$

Tiempo de operación para 50FI Flash-Over.

a) Ajustar a 150 ms.

50FI-L

50FI-L Protección para falla de interruptor en lado secundario.

Pickup.

a) Se ajusta al 100% de la capacidad máxima del transformador.

$$Ipickup50FIX = 100\% * InomFOA2_X$$

$$Ipickup50FIX = 1.0 * (1882.66) = 1882.66\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup50FIX = \frac{Ipickup50FIX}{RTC} = \frac{1882.66}{500} = 3.76\ Amperes\ secundarios$$

Tiempo de operación: Ajustar a 150 ms.

Redisparo.

Aplicar de manera instantánea en ambas bobinas.

Pickup 50FI Flash-Over.

a) Se ajusta al 10% de la capacidad máxima del transformador para considerar una energización inadvertida del transformador provocando Inrush.

$$Ipickup50FIFOX = 10\% * InomFOA2_X$$

$$Ipickup50FIFOL = 0.10 * (1882.66) = 188.26\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup50FIFO = \frac{Ipickup50FIFOX}{RTC} = \frac{188.26}{500} = 0.37\ Amperes\ secundarios$$

Tiempo de operación para 50FI Flash-Over.

a) Ajustar a 150 ms.

AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 10 MVA Y MAYORES CON TRES DEVANADOS CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA-DELTA CON SERVICIOS PROPIOS.

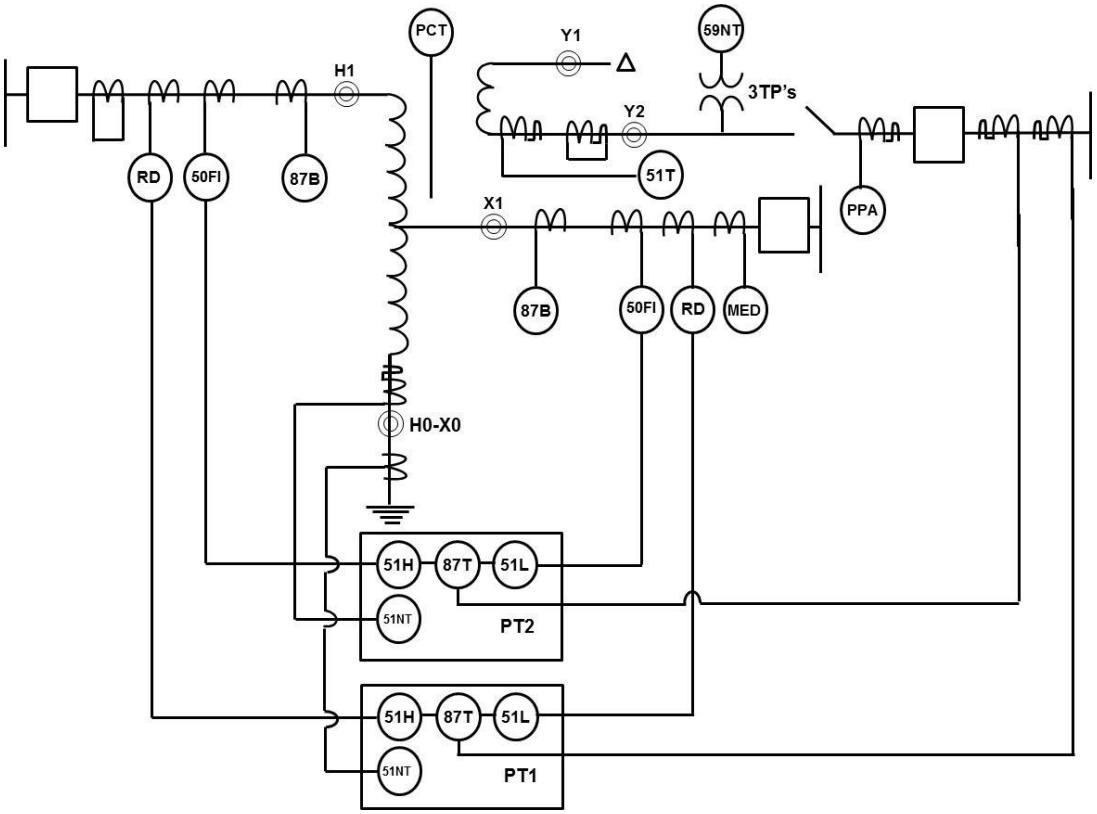


Fig. 17 Unifilar de protecciones de un transformador de potencia Y-Y-D con servicios propios

$$InomFOA1_H = \frac{Capacidad\ FOA1\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ alta\ (kV)} = \frac{100{,}000}{\sqrt{3} * 230} = 251.02\ Amperes$$

$$InomFOA1_X = \frac{Capacidad\ FOA1\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ baja\ (kV)} = \frac{100{,}000}{\sqrt{3} * 115} = 502.04\ Amperes$$

$$InomFOA1_T = \frac{Capacidad\ FOA1T\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ terciario\ (kV)} = \frac{30{,}000}{\sqrt{3} * 13.8} = 1255.10\ Amperes$$

CRITERIOS DE AJUSTE:

PROTECCIÓN PRIMARIA DE TRANSFORMADOR.

87T Protección diferencial.

87T-R con restricción de pendiente

- **a)** Ajustar Pickup al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador.
- **b)** Primer pendiente ajustar al 30%, para cubrir errores de relación de TC's y por variaciones de relación primaria por el cambiador de derivaciones.
- **c)** Segunda pendiente ajustar al 60%, aplicada a partir de 300% del valor de la capacidad del transformador, para cubrir los errores por saturación de los TC's a niveles altos de corrientes.
- **d)** Bloqueo por segunda armónica: Ajustar a 15%, para evitar operaciones incorrectas por energización con corrientes de Inrush.
- **e)** Bloqueo por quinta armónica: Ajustar a 35%, para evitar operaciones incorrectas por alta corriente provocada por sobre excitación.
- **f)** Se debe bloquear la protección de manera independiente por fase al detectar armónicos.

87T-H sin retardo ni restricción.

Unidad diferencial sin restricción.

- **a)** Ajustar a 10 veces la corriente nominal del transformador, para cubrir las fallas de alta magnitud en el lado de alta.

87T-G protección de falla restringida en el transformador.

Pickup.

- **a)** Ajustar a 5.0% de la capacidad nominal del devanado de alta ya sea de corriente diferencia ($3I_0$-I_G) o corriente residual ($3I_0$).

PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR.

50/51H Protección de sobrecorriente de fases en lado primario.

50H.

Pickup.

a) El ajuste debe ser mayor a 10 veces la corriente nominal para máxima capacidad del transformador y mayor al 200% de la corriente de aportación para falla trifásica en bus de baja tensión.

I_{50H} = 10 x $InomFOA2_H$ = 10 x 251.02 = 2510.2 Amperes

I_{50H} < 200% de Corriente de aportación para falla en baja

I_{50H} < 2 x2588, 2510.2 > 5176

No cumple la condición

Ajuste.

50H= *$I_{Pickup50H}$ /RTC = 5176/80 = 64.7 Amperes secundarios.*

51H.

Pickup: Si cuenta con protección de respaldo de secundario, se ajusta al 220% de la capacidad OA del transformador.

$$Ipickup51H = \frac{220\% \text{ x } Capacidad\ OA\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ Alta\ (kV)} =$$

$$Ipickup51H = \frac{2.2 \text{ x } 75{,}000}{\sqrt{3} * 230} = \frac{165{,}000}{\sqrt{3} * 230} = 414.18\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51H = \frac{Ipickup51H}{RTC} = \frac{414.18}{80} = 5.17\ Amperes\ secundarios.$$

Tipo de Curva: Muy inversa. ANSI.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de baja tensión.

Corriente de aportación 2636 Amperes.

Ajuste.

$$TD = 0.9/\left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{2636}{414.18}\right)^2 - 1\right)} + 0.0982\right] = 4.55$$

51NH Protección de sobrecorriente residual del lado primario del autotransformador.

Pickup.

a) Se debe ajustar al 20% de la capacidad máxima del transformador.

$$Ipickup51NH = 0.20 * InomFOA1_H$$

$$Ipickup51NH = 0.20 * (251.02) = 50.2\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51NH = \frac{Ipickup51NH}{RTC} = \frac{50.2}{80} = 0.60\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva: Inversa. ANSI.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla monofásica en el bus de alta tensión.

$I_{aportación}$ = 2487.9 Amperes.

$$TD = (0.7) \,/\, \left[\frac{5.95}{(2487.9/50.2)^2-1)} + 0.180\right] = 3.83$$

PROTECCIÓN DE RESPALDO DE LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR.

51FX Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario.

Pickup.

a) Se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador.

$$Ipickup_{51FX} = \frac{200\%\ Capacidad\ OA\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ lado\ baja\ (kV)} = \frac{2x75{,}000}{\sqrt{3} * 115} = 753.06\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51FX = \frac{Ipickup51FX}{RTC} = \frac{753.06}{120} = 6.27\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva: Muy inversa, ANSI.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla trifásica en el bus de baja tensión.

$I_{3\phi}$ = 5,280.3 Amperes

Ajuste.

$$TD = 0.7/\left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{5280.3}{753}\right)^2 - 1\right)} + 0.0982\right] = 3.89$$

51NL Protección de sobrecorriente residual del lado secundario del autotransformador.

Pickup.

Se ajusta al 25% de la capacidad máxima del transformador, ya que se habilitó el 51NH

I_{51NL} = 25% x InomFOA1$_L$ = 0.25 x 502.04 = 125.51 Amperes.

Ajuste.

$$Ipickup51NL = \frac{Ipickup51NX}{RTC} = \frac{125.51}{120} = 1.04\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva: Inversa. ANSI.

Palanca.

a) Se buscará que operé en 0,7 segundos para falla monofásica en el bus de alta tensión.

Corriente de aportación = 5649.5 Amperes.

$$TD = (0.7) \,/\, \left[\frac{5.95}{(5649.5/125.51)^2 - 1)} + 0.180\right] = 3.82$$

PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO TERCIARIO DEL TRANSFORMADOR.

50/51T Protección de sobrecorriente de fases en lado terciario.
Para estos esquemas se deben conectar los secundarios de los TC del devanado terciario en delta para filtrar la secuencia cero y evitar disparos incorrectos con falla externa (alta o baja tensión).

Para este caso se considera un elemento conectado en el devanado terciario para servicios propios.

50T Unidad instantánea.
No se habilita.

51T unidad de tiempo inverso.

Pickup.
Se debe ajustar a una corriente de 150% de la capacidad del devanado terciario cuando se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario.

$$Ipickup_{51T} = \frac{150\%\ Capacidad\ FOA1T\ (KVA) * \sqrt{3}}{\sqrt{3} * Tensión\ terciario\ (kV)} = \frac{1.5\ x\ 30{,}000}{13.8} = 3260\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51T = \frac{Ipickup51T}{RTC} = \frac{3260}{200} = 16.3\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de curva: Muy inversa. ANSI.

Palanca.

a) Se debe ajustar una palanca para obtener un tiempo de operación de 200 mseg para una falla trifásica a la salida del alimentador de servicios propios.

PROTECCIÓN DE RESPALDO NEUTRO DEL TRANSFORMADOR.

51NT Protección de sobrecorriente a tierra conectada en TC del neutro del autotransformador.

Pickup.

a) Se debe ajustar a una corriente de 25% de la máxima capacidad del autotransformador vista en el lado de alta tensión, ya que se habilitaron el 51NH y el 51NL.

$$Ipickup51NT = 0.25 * InomFOA1_H$$

$$Ipickup51NT = 0.25 * (251.02) = 62.75\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51NTH = \frac{Ipickup51NTL}{RTC} = \frac{62.75}{80} = 0.784\ Amperes\ secundarios$$

Tipo de Curva: Inversa. ANSI.

Palanca.

Se busca que opere en 0.7 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión.

$I_{aportación}$ = 3287 Amperes.

$$TD = (0.7) \,/\, \left[\frac{5.95}{(3287/62.75)^2 - 1)} + 0.180\right] = 3.84$$

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASES PARA ALIMENTADOR DE SERVICIOS PROPIOS.

50/51F Protección de sobrecorriente de fases para alimentador de servicios propios.

50F SP Instantáneo.

Es 2 veces la magnitud de la corriente de aportación para una falla trifásica en el lado de baja del transformador de servicios propios.

$$Ipickup 50F\ SP = 200\% * I3f servicios\ propios$$

$$Ipickup 50F\ SP = 2 * (246) = 492\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup 50F\ SP = \frac{Ipickup 50F\ SP}{RTC} = \frac{492}{60} = 8.2\ Amperes\ secundarios$$

51F SP.

Pickup al 200% de la capacidad del transformador de servicios propios.

$$Ipickup_{51FSP} = \frac{200\%\ Capacidad\ TSP\ (KVA)}{\sqrt{3} * Tensión\ terciario\ (kV)} = \frac{2\ x\ 300}{\sqrt{3} * 13.8} = 25.1\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup51FSP = \frac{Ipickup51FSP}{RTC} = \frac{25.1}{60} = 0.42\ Amperes\ secundarios$$

Se ajusta al mínimo del relevador $Ipickup51FSP = 0.5$

Tipo de Curva: Muy inversa. ANSI.

Palanca.

a) El tiempo de operación debe estar en 0.5 segundos para una falla trifásica en el lado de baja del transformador de servicios propios.

Ajuste.

$$TD = 0.5/\left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{246}{25.1}\right)^2 - 1\right)} + 0.0982\right] = 3.5$$

59T Protección de voltaje (3V0) para detección de aterrizamiento del devanado terciario.

Paso 1. Alarma.

$$Valarma_{59T} = \frac{Tensión\ terciario(V)}{\sqrt{3} * RTP\ terciario} = \frac{13{,}800}{\sqrt{3} * 120} = 67\ Volts$$

Ajustar a 67 volts con un tiempo de 5 seg.

Paso 2. Disparo.

$$Vdisparo_{59T} = \frac{2xTensión\ terciario(V)}{\sqrt{3} * RTP\ terciario} = \frac{2x13{,}800}{\sqrt{3} * 120} = 134\ Volts$$

Ajustar a 134 volts con un tiempo de 1 seg.

Por diferencias en las características de las fases del transformador puede existir un voltaje residual y habrá que considerarlo en los ajustes de pickup.

50FI-H

50FI-H. Protección para falla de interruptor en lado primario.

Pickup.

a) Se ajusta al 100% de la capacidad máxima del transformador.

$$Ipickup50FIH = 100\% * InomFOA2_H$$

$$Ipickup50FIH = 1.0 * (251.02) = 251.02\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup50FIH = \frac{Ipickup50FIH}{RTC} = \frac{251.02}{80} = 3.13\ Amperes\ secundarios$$

Tiempo de operación: Ajustar a 150 ms.

Redisparo.

Aplicar de manera instantánea en ambas bobinas.

Pickup 50FI Flash-Over.

a) Se ajusta al 10% de la capacidad máxima del transformador para considerar una energización inadvertida del transformador provocando Inrush.

$$Ipickup50FIFOH = 10\% * InomFOA1_H$$

$$Ipickup50FIFOH = 0.10 * (251.02) = 25.10\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup50FIFOH = \frac{Ipickup50FIFOH}{RTC} = \frac{25.10}{80} = 0.31\ Amperes\ secundario$$

Tiempo de operación para 50FI Flash-Over.

a) Ajustar a 150 ms.

50FI-L

50FI-L Protección para falla de interruptor en lado secundario.

Pickup.

a) Se ajusta al 100% de la capacidad máxima del transformador.

$$Ipickup50FIL = 100\% * InomFOA1_H$$

$$Ipickup50FIX = 1.0 * (502.04) = 502.04\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup50FIL = \frac{Ipickup50FIL}{RTC} = \frac{502.04}{120} = 4.18\ Amperes\ secundarios$$

Tiempo de operación: Ajustar a 150 ms.

Redisparo: Aplicar de manera instantánea en ambas bobinas.

Pickup 50FI Flash-Over.

a) Se ajusta al 10% de la capacidad máxima del transformador para considerar una energización inadvertida del transformador provocando Inrush.

$$Ipickup50FIFOL = 10\% * InomFOA1_L$$

$$Ipickup50FIFOL = 0.10 * (502.04) = 50.20\ Amperes$$

Ajuste.

$$Ipickup50FIFOX = \frac{Ipickup50FIFOX}{RTC} = \frac{50.2}{120} = 0.42\ Amperes\ secundario$$

Tiempo de operación para 50FI Flash-Over

a) Ajustar a 150 ms.

16.- HOJAS DE CÁLCULO PARA AJUSTES DE RELEVADORES DE PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

Se desarrollaron hojas de cálculo en Excel basadas en los criterios de ajuste expuestos en este documento, para que mediante la introducción de algunos datos básicos del transformador o autotransformador y niveles de cortocircuito en determinados puntos, se obtengan los ajustes de los relevadores de protección. Las hojas desarrolladas incluyen los siguientes relevadores: 51NTL, 51NTH, 51NT, 51NL, 51L, 50FI, 50/51H. Estas hojas se encuentran disponibles en la siguiente dirección: ***ftp://cpcc.cfemex.com***

CRITERIOS DE AJUSTE PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

HOJAS DE CALCULO PARA AJUSTES PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DISPONIBLES EN LA PÁGINA:

ftp://cpcc.cfemex.com

Subdirección de Transmisión
Coordinación de Protecciones, Comunicación y Control
Gerencia de Protecciones
Reporte de cálculo de ajustes 51NTL

*** Datos del transformador:**

S.E.: _____ Transformador: _____ Nivel de tensión lado de baja: _____ kV RTC: _____

Capacidad máxima del transformador: _____ MVA Capacidad OA del transformador: _____ MVA

¿El transformador alimenta únicamente carga radial? Sí

*** Datos del relevador:**

Marca: _____ Modelo: _____

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

1) Iaportación residual_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contingencia _____ A

_____

*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: ##### Asec

Comentarios:

Por lo tanto:

I pickup = Asec

*** Selección de curva y palanca de tiempo:**

Si seleccionamos el tipo de curva _____, y palanca de tiempo _____, obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	0	

Comentarios:

El tiempo de operación obtenido es adecuado para el esquema.

Por lo tanto:

Curva: 0 ***Palanca de tiempo:*** 0.00

CRITERIOS DE AJUSTE PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

HOJAS DE CALCULO PARA AJUSTES PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DISPONIBLES EN LA PÁGINA:

ftp://cpcc.cfemex.com

CFE Una empresa de clase mundial

Subdirección de Transmisión
Coordinación de Protecciones, Comunicación y Control
Gerencia de Protecciones
Reporte de cálculo de ajustes 51NTH

*** Datos del transformador:**

S.E.: _____ Transformador: _____ Nivel de tensión lado de alta: _____ kV RTC: _____

Capacidad máxima del transformador: _____ MVA

*** Datos del relevador:**

Marca: _____ Modelo: _____

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

1) Iaportación residual_falla 1Ø en el bus de alta tensión_generación máxima_sin contingencias _____ A
1) Iaportación residual_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contingencia _____ A
3) Iaportación residual_falla 1Ø line-end en la línea más larga que sale del bus de alta_gen. mínima_sin contingencias _____ A

*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: ##### Asec

Comentarios:

Por lo tanto:

Ipickup = Asec

*** Selección de curva y palanca de tiempo:**

Si seleccionamos el tipo de curva _____, y palanca de tiempo _____, obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 1Ø en el bus de alta tensión	0	
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	0	

Comentarios:

Por lo tanto:

Curva: 0 ***Palanca de tiempo:*** 0.00

HOJAS DE CALCULO PARA AJUSTES PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DISPONIBLES EN LA PÁGINA:

ftp://cpcc.cfemex.com

CFE Una empresa de clase mundial

Subdirección de Transmisión
Coordinación de Protecciones, Comunicación y Control
Gerencia de Protecciones
Reporte de cálculo de ajustes 51NT

*** Datos del transformador:**

S.E.: _____ Autotransformador: _____ Nivel de tensión lado de alta: _____ kV RTC: _____

Capacidad máxima del autotransformador: _____ MVA

*** Datos del relevador:**

Marca: _____ Modelo: _____

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

1) Iaportación neutro del autotransformador_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contingencia: _____ A
2) Iaportación neutro del autotransformador_falla 1Ø en el bus de alta tensión_generación máxima_sin contingencias _____ A

*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: ##### Asec

Comentarios:

Por lo tanto:

Ipickup = Asec

*** Selección de curva y palanca de tiempo:**

Si seleccionamos el tipo de curva _____, y palanca de tiempo _____, obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	0	
Falla 1Ø en el bus de alta tensión	0	

Comentarios:

Por lo tanto:

Curva: 0 ***Palanca de tiempo:*** 0.00

CRITERIOS DE AJUSTE PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

HOJAS DE CALCULO PARA AJUSTES PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DISPONIBLES EN LA PÁGINA:

ftp://cpcc.cfemex.com

CFE Una empresa de clase mundial

Subdirección de Transmisión
Coordinación de Protecciones, Comunicación y Control
Gerencia de Protecciones
Reporte de cálculo de ajustes 51NL

*** Datos del transformador:**

S.E.: _____ Transformador: _____ Nivel de tensión lado de baja: _____ kV RTC: _____

Capacidad máxima del transformador: _____ MVA Capacidad OA del transformador: _____ MVA

¿El transformador alimenta únicamente carga radial? Sí

*** Datos del relevador:**

Marca: _____ Modelo: _____

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

1) Iaportación residual_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contingencia _____ A

_____

*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: ##### Asec

Comentarios:

Por lo tanto:

Ipickup = Asec

*** Selección de curva y palanca de tiempo:**

Si seleccionamos el tipo de curva _____, y palanca de tiempo _____, obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	0	

Comentarios:

El tiempo de operación obtenido es adecuado para el esquema.

Por lo tanto:

Curva: 0 ***Palanca de tiempo:*** 0.00

CRITERIOS DE AJUSTE PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

HOJAS DE CALCULO PARA AJUSTES PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DISPONIBLES EN LA PÁGINA:

ftp://cpcc.cfemex.com

CFE Una empresa de clase mundial

Subdirección de Transmisión
Coordinación de Protecciones, Comunicación y Control
Gerencia de Protecciones
Reporte de cálculo de ajustes 51NL

*** Datos del transformador:**

S.E.:_____ Transformador:_____ Nivel de tensión lado de baja:_____ kV RTC:_____

Capacidad máxima del transformador:_____ MVA Capacidad OA del transformador:_____ MVA

¿El transformador alimenta únicamente carga radial?__Sí__

*** Datos del relevador:**

Marca:_____ Modelo:_____

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

1) Iaportación residual_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contingencia_____ A

_____

*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: ##### Asec

Comentarios:

Por lo tanto:

I pickup = Asec

*** Selección de curva y palanca de tiempo:**

Si seleccionamos el tipo de curva _____, y palanca de tiempo_____, obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	0	

Comentarios:

El tiempo de operación obtenido es adecuado para el esquema.

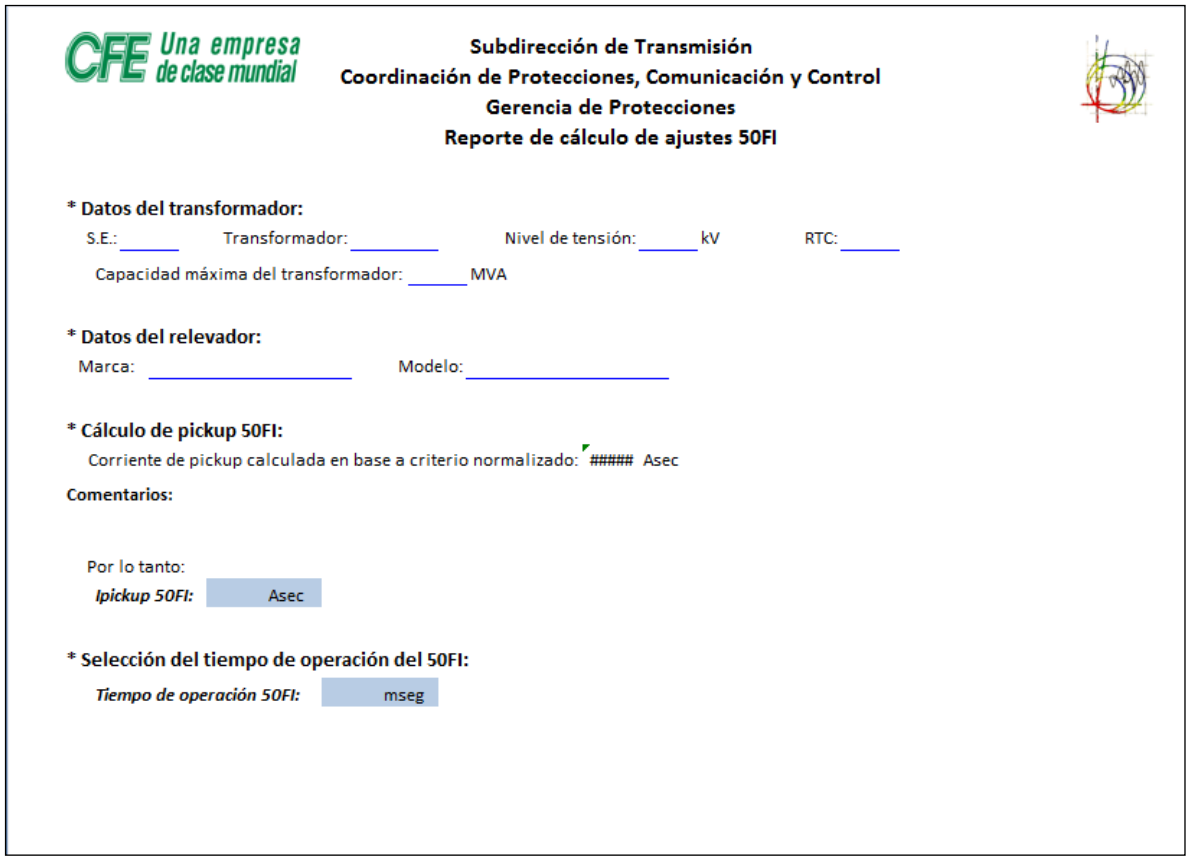
Por lo tanto:

Curva: 0 ***Palanca de tiempo:*** 0.00

CRITERIOS DE AJUSTE PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

HOJAS DE CALCULO PARA AJUSTES PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DISPONIBLES EN LA PÁGINA:

ftp://cpcc.cfemex.com



CFE Una empresa de clase mundial

Subdirección de Transmisión
Coordinación de Protecciones, Comunicación y Control
Gerencia de Protecciones
Reporte de cálculo de ajustes 50FI

*** Datos del transformador:**

S.E.: _____ Transformador: _____ Nivel de tensión: _____ kV RTC: _____

Capacidad máxima del transformador: _____ MVA

*** Datos del relevador:**

Marca: _____ Modelo: _____

*** Cálculo de pickup 50FI:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: ##### Asec

Comentarios:

Por lo tanto:

Ipickup 50FI: Asec

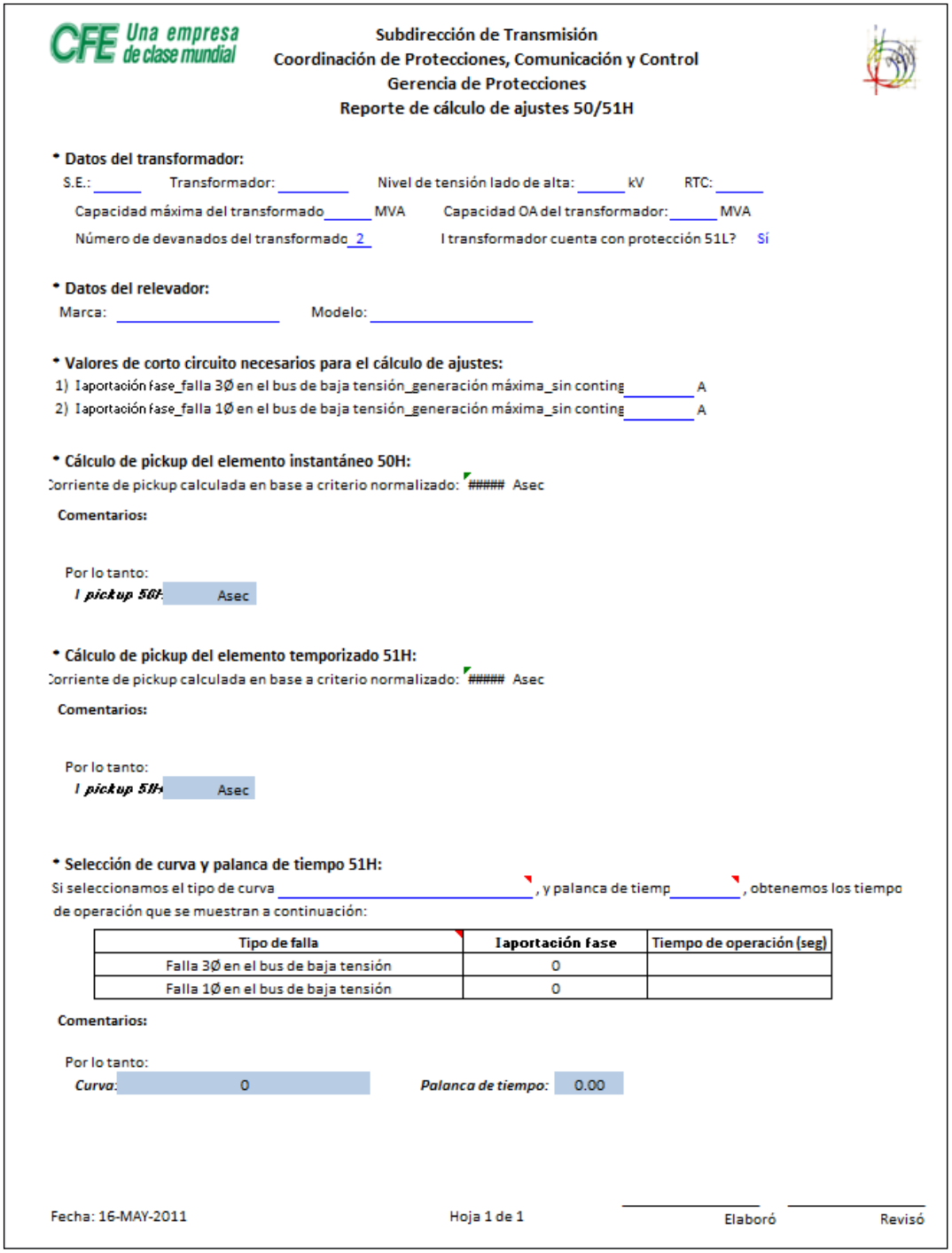
*** Selección del tiempo de operación del 50FI:**

Tiempo de operación 50FI: mseg

CRITERIOS DE AJUSTE PARA TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

HOJAS DE CALCULO PARA AJUSTES PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DISPONIBLES EN LA PÁGINA:

ftp://cpcc.cfemex.com



CFE Una empresa de clase mundial

Subdirección de Transmisión
Coordinación de Protecciones, Comunicación y Control
Gerencia de Protecciones
Reporte de cálculo de ajustes 50/51H

*** Datos del transformador:**

S.E.: _____ Transformador: _____ Nivel de tensión lado de alta: _____ kV RTC: _____

Capacidad máxima del transformado_____ MVA Capacidad OA del transformador:_____ MVA

Número de devanados del transformado_2_ I transformador cuenta con protección 51L? Sí

*** Datos del relevador:**

Marca: _____ Modelo: _____

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

1) Iaportación fase_falla 3Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin conting_____ A
2) Iaportación fase_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin conting_____ A

*** Cálculo de pickup del elemento instantáneo 50H:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: ##### Asec

Comentarios:

Por lo tanto:
I pickup 50H: Asec

*** Cálculo de pickup del elemento temporizado 51H:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: ##### Asec

Comentarios:

Por lo tanto:
I pickup 51H: Asec

*** Selección de curva y palanca de tiempo 51H:**

Si seleccionamos el tipo de curva _____, y palanca de tiemp_____, obtenemos los tiempo de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 3Ø en el bus de baja tensión	0	
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	0	

Comentarios:

Por lo tanto:
Curva: 0 *Palanca de tiempo:* 0.00

Fecha: 16-MAY-2011 Hoja 1 de 1 Elaboró Revisó

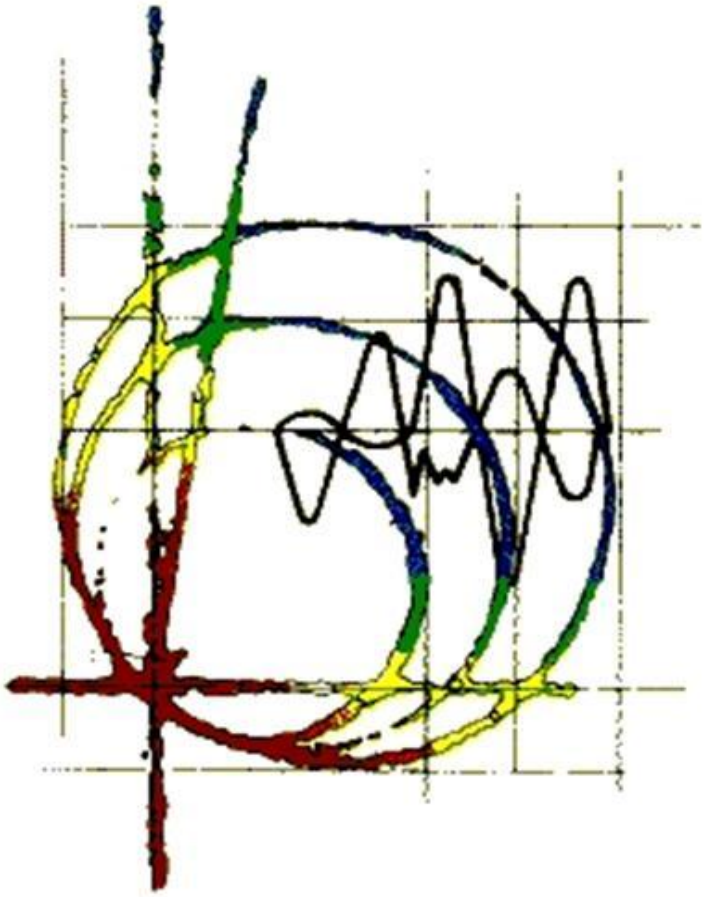
-----NOTAS-----

-----NOTAS-----

-----NOTAS-----

-----NOTAS-----

-----NOTAS-----



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

COMAR

COMITÉ NACIONAL DE ANÁLISIS DE REDES

CFE
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Subdirección de Transmisión
Coordinación de Protecciones, comunicaciones y Control
Gerencia de Protecciones