



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**

---

---

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
UNIDAD ZACATENCO**

**INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**TEMA:** Coordinación de Protecciones de la Subestación Eléctrica SEAT ESTRELLA de 230/23kV, 85MVA, de la línea 12 del Sistema de Transporte Colectivo (Metro).

**Responsables del proyecto:**  
De la Teja Bartolo Isidro Ernesto  
Martínez Flores Guillermo

**Asesor técnico:**  
Ing. Raibel Ureña Olivares

**Asesor Metodológico:**  
Ing. Oscar Hernández Caballero



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**  
**UNIDAD PROFESIONAL "ADOLFO LÓPEZ MATEOS"**

**TEMA DE TESIS**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN  
DEBERA (N) DESARROLLAR

INGENIERO ELECTRICISTA  
TESIS COLECTIVA Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL  
C. GUILLERMO MARTÍNEZ FLORES  
C. ISIDRO ERNESTO DE LA TEJA BARTOLO

**"COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LA SUBESTACIÓN SEAT ESTRELLA 230/23KV DE LA LÍNEA 12 DEL SISTEMA DE TRANSPORTE COLECTIVO (METRO)"**

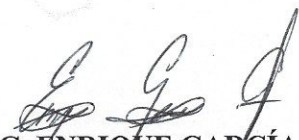
REALIZAR LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SEAT ESTRELLA.

- ❖ ÍNDICE DE FIGURAS
- ❖ ÍNDICE DE TABLAS
- ❖ OBJETIVO GENERAL
- ❖ OBJETIVOS ESPECÍFICOS
- ❖ JUSTIFICACIÓN
- ❖ INTRODUCCIÓN
- ❖ FUNDAMENTOS DE CORTO CIRCUITO
- ❖ DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN
- ❖ SUBESTACIONES ELÉCTRICAS
- ❖ COORDINACIÓN DE PROTECCIONES
- ❖ CONCLUSIONES

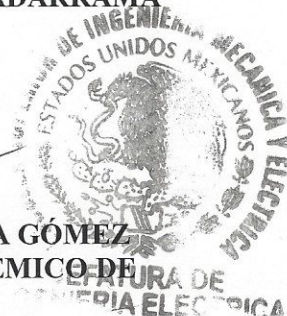
CIUDAD DE MÉXICO, A 24 DE FEBRERO DE 2017.

ASESORES

  
ING. RAIBEL UREÑA  
OLIVARES

  
ING. ENRIQUE GARCÍA  
GUADARRAMA

  
ING. JUAN DE JESÚS NERI ESCUTIA GÓMEZ  
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO DE  
INGENIERÍA ELÉCTRICA



## AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS

A nuestros padres

Gracias por el apoyo incondicional que siempre hemos recibido, nos sentimos muy orgullosos de ser sus hijos porque tanto en momentos de felicidad como momentos de tristeza han estado ahí para apoyarnos y siempre sacarnos adelante, el presente trabajo el cual con mucho orgullo les dedicamos como muestra de nuestra determinación de superarnos día con día y de remunerarles una pequeña parte de lo que ustedes hacen por nosotros.

A Ing. Josefa Dionicio Ortiz

Grandiosa jefa de servicio social, la cual desde que conocimos nos brindó su apoyo y sus consejos los cuales más allá de la escuela nos han servido para la vida, gracias porque el día de hoy somos unas personas integrales. Sus barbarasos.

A Ing. Enrique García Guadarrama

Intachable profesor el cual nos ha dotado de su sabia experiencia y sabiduría, buen amigo y un ejemplo a seguir, por medio de este trabajo queremos agradecerle sus consejos los cuales nos han llevado a este momento y aunque sabiendo que salir al mundo laboral es complicado usted nos ha llevado a tener confianza sobre los conocimientos que hemos adquirido, teniendo así plena conciencia que en el momento que salgamos a pedir trabajo sin duda lo conseguiremos.

A ESIME Zacatenco

Profesores, compañeros y personal administrativo, gracias porque cada uno de ustedes ha sido como un engrane en nuestra formación de la cual hoy nos sentimos agradecidos porque aunque pertenecer al Instituto Politécnico Nacional es digno de estar orgullosos, pertenecer a ESIME Zacatenco es todo un honor ya que es la cuna de los más grandes ingenieros del país.

## Resumen

En el presente trabajo se realizó un análisis de la coordinación de protecciones para una subestación GIS la cual se encuentra alimentando a la línea doce del metro de la ciudad de México, en el cual se presentan los antecedentes necesarios para entender el tema de protecciones.

En los primeros capítulos se hace una breve recopilación de conceptos generales en los cuales se introducirá al lector para un fácil entendimiento de la coordinación de protecciones que se analizará en el capítulo número cuatro, esto con la finalidad que hacer breve el entendimiento de lo que se está realizando.

En el capítulo número cuatro se realiza el análisis de la subestación que alimenta la línea doce del metro y se seleccionan el tipo de relevadores necesarios para la correcta coordinación de la subestación, se muestran las curvas de los relevadores a ocupar.

En el capítulo cinco se lleva acabo el costo-presupuesto del estudio y cálculo de las protecciones así mismo se toma como referencia el precio de la marca comercial SEL para la utilización de los relevadores a utilizar.

Finalmente se concluye que el estudio para el cálculo de protecciones antes realizado puede llegar a ser utilizado para otros cálculos semejantes dándonos como resultado que el presente trabajo puede ser consultado para cálculos de protecciones en una subestación de alta tensión.

## Introducción

El sistema de transporte colectivo metro (STC) en su necesidad por crecer y así poder transportar más usuarios en diferentes rutas creó la línea doce, la cual se dirige de Mixcoac a Tláhuac, pese a que surgieron problemáticas con su funcionamiento se decidió llevar a cabo el presente trabajo de coordinación de protecciones para la subestación seat-estrella aunque hasta el día de hoy no es sabido ningún problema provocado por falla eléctrica consideramos de suma importancia llevar a cabo un análisis sobre la subestación alimentadora dado que si esta falla ocasiona el paro total de los trenes lo que trae como consecuencia alteraciones y retaso de los usuarios.

En esta época en la cual el tiempo es lo más valioso y lo que se busca es aprovecharlo al máximo para llevar una eficiencia óptima es necesario tener seguridad sobre el buen funcionamiento del transporte, el cual la menor falla nos puede ocasionar el colapso del sistema, por eso es necesario contar con una excelente selectividad en las protecciones.

Por lo anterior se realizó el presente trabajo el cual tiene por cometido la función de proteger y coordinar el sistema para así reducir en lo mayormente posibles alteraciones y evitar daños a la subestación o cualquier parte del sistema que protejan, con esto se limita la duración y ocurrencia de dichas fallas, considerando que las causas de las fallas no siempre se generan en el mismo lugar sino en cualquier parte del sistema.

## **Objetivo general:**

- Realizar la coordinación de protecciones de la Subestación Eléctrica SEAT Estrella.

## **Objetivos específicos:**

- Conocer los fundamentos de corto circuito y aplicarlos en la coordinación de protecciones.
- Aplicar los fundamentos de protección en la coordinación de protecciones de la subestación seat-estrella.
- Aplicar la normatividad relacionada con las protecciones en Subestaciones.

## **Justificación:**

La importancia de garantizar el suministro de energía eléctrica a cada uno de los usuarios de energía eléctrica, exige para un buen funcionamiento de las subestaciones eléctricas, con la correcta Coordinación de Protecciones de los dispositivos de protección que conforman los esquemas de protección de las Subestaciones en Alta Tensión.

# ÍNDICE

Índice de Figuras.

Índice de Tablas.

Objetivo General.

Objetivos Específicos.

Justificación.

Introducción.

Capítulo 1.- Fundamentos de Corto Circuito.

Capítulo 2.- Dispositivos de Protección.

Capítulo 3.- Subestaciones Eléctricas.

Capítulo 4. Coordinación de Protecciones.

Conclusiones.

INDICE DE FIGURAS .....	X
INDICE DE TABLAS .....	XI
<b>CAPÍTULO 1</b> .....	- 1 -
<b>Fundamentos de Corto Circuito</b> .....	- 1 -
1.1 Introducción.....	- 1 -
1.2.- Clases de Fallas.....	- 2 -
1.3.- Reactancias de las máquinas rotatorias.....	- 3 -
1.4.- El sistema Eléctrico y las simplificaciones en los estudios de corto circuito. ....	- 4 -
1.5.- Valores en p.u.....	- 5 -
1.6.- Cambio de bases. ....	- 7 -
1.7.- Tipos de fallas.....	- 7 -
1.8.- Corriente de cortocircuito subtransitoria.....	- 8 -
1.9.- Corriente de cortocircuito transitoria.....	- 8 -
1.10.- Corriente de cortocircuito en régimen permanente.....	- 9 -
1.11.- Potencia de cortocircuito.....	- 9 -
1.12.- Asimetría de la corriente de corto circuito.....	- 9 -
1.13.- Factor de asimetría.....	- 12 -
1.14.- Métodos de Componentes de simétricas.....	- 13 -
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	- 15 -
Dispositivos de Protección.....	- 15 -
2.1 Introducción.....	- 15 -
2.2.- Sistema Eléctrico de Potencia.....	- 16 -
2.2.1.-Distribución típica de fallas, y causas.....	- 17 -
2.3.- Protección.....	- 18 -
2.4.- Filosofía de la aplicación de protecciones.....	- 20 -
<b>CAPÍTULO 3</b> .....	- 23 -
Subestaciones Eléctricas.....	- 23 -
3.1.-Introducción.....	- 23 -
3.2.- Subestaciones en Hexafloruro de Azufre.....	- 24 -
3.3.- Transformador de Potencia.....	- 32 -
3.3.1.- Conceptos Generales.....	- 32 -
3.3.2.- Principio de Operación.....	- 33 -



3.3.3.- Tipos de Transformadores.....	- 34 -
3.3.4.- Componentes y accesorios.....	- 40 -
<b>CAPÍTULO 4 .....</b>	<b>- 41 -</b>
<b>COORDINACIÓN DE PROTECCIONES .....</b>	<b>- 41 -</b>
4.1.-Introducción.....	- 41 -
4.2.-Corriente de cortocircuito del lado 230kV .....	- 43 -
4.3.-Memoria de ajustes de protecciones.....	- 57 -
4.4.-Selectividad de protecciones.....	- 69 -

# INDICE DE FIGURAS

PLANO GENERAL.....	-X-
CAPITULO 1	
1.1 Reactancia de las maquinas.....	-3-
1.2 Fasores asimétricos.....	-14-
CAPITULO 2	
2.1 Zonas de traslape en los sistemas de potencia.....	-20-
CAPITULO 3	
3.1 Forma en la que se lleva a cabo la recuperación el gas SF <sub>6</sub> .....	-25-
3.2 Efecto invernadero.....	-27-
3.3 Porcentaje de gases productores de gas invernadero.....	-27-
3.4 Identificación de los conos en una subestación blindada.....	-29-
3.5 Principio de funcionamiento de interruptor por gas SF <sub>6</sub> .....	-30-
<b>3.6 Elementos de un transformador trifásico.....</b>	<b>-32-</b>
3.7 Circuito magnetico simple.....	-33-
3.8 Transformador tipo poste.....	-34-
3.9 Transformador tipo seco.....	-35-
3.10 Transformadores Herméticos de Llenado Integral.....	-36-
3.11 transformado rural.....	-36-
3.12 Transformadores Subterráneos.....	-37-
3.13 Transformadores Auto Protegidos.....	-38-
3.14 Autotransformadores.....	-39-
CAPITULO 4	
4.1 Diagrama de protecciones.....	-42-
4.2 Diagrama de rele.....	-58-
4.3 Simulacion de fallo.....	-60-
4.4 Funcion diferencial.....	-60-
4.5 Los parámetros serán definidos suponiendo que la conexión está conforme con la norma del relé.....	-62-
4.6 Características operativas.....	-63-
4.7: Ejemplo de curva de protección 50 y 50N (Tiempo constante).....	-71-
4.8 Ejemplo de curva de protección 51 y 51N (Tiempo dependiente).....	-71-
4.9. Intervalo de selectividad.....	-72-
4.10 Diagrama SR y SAF.....	-73-
4.11 Curvas tiempo-corriente de los equipos en las SR's.....	-74-
4.12 Curvas tiempo-corriente de los equipos Auxiliares en las SR's.....	-75-
4.13. Curvas tiempo-corriente de los equipos en las SAF's.....	-80-
4.14 Curvas tiempo-corriente de los equipos en la SEAT del lado 23kV.....	-92-
4.15 Curvas tiempo-corriente de los equipos SEAT de lado 230kV.....	-93-
4.16 Curvas tiempo-corriente de todos los equipos del proyecto.....	-96-

# INDICE DE TABLAS

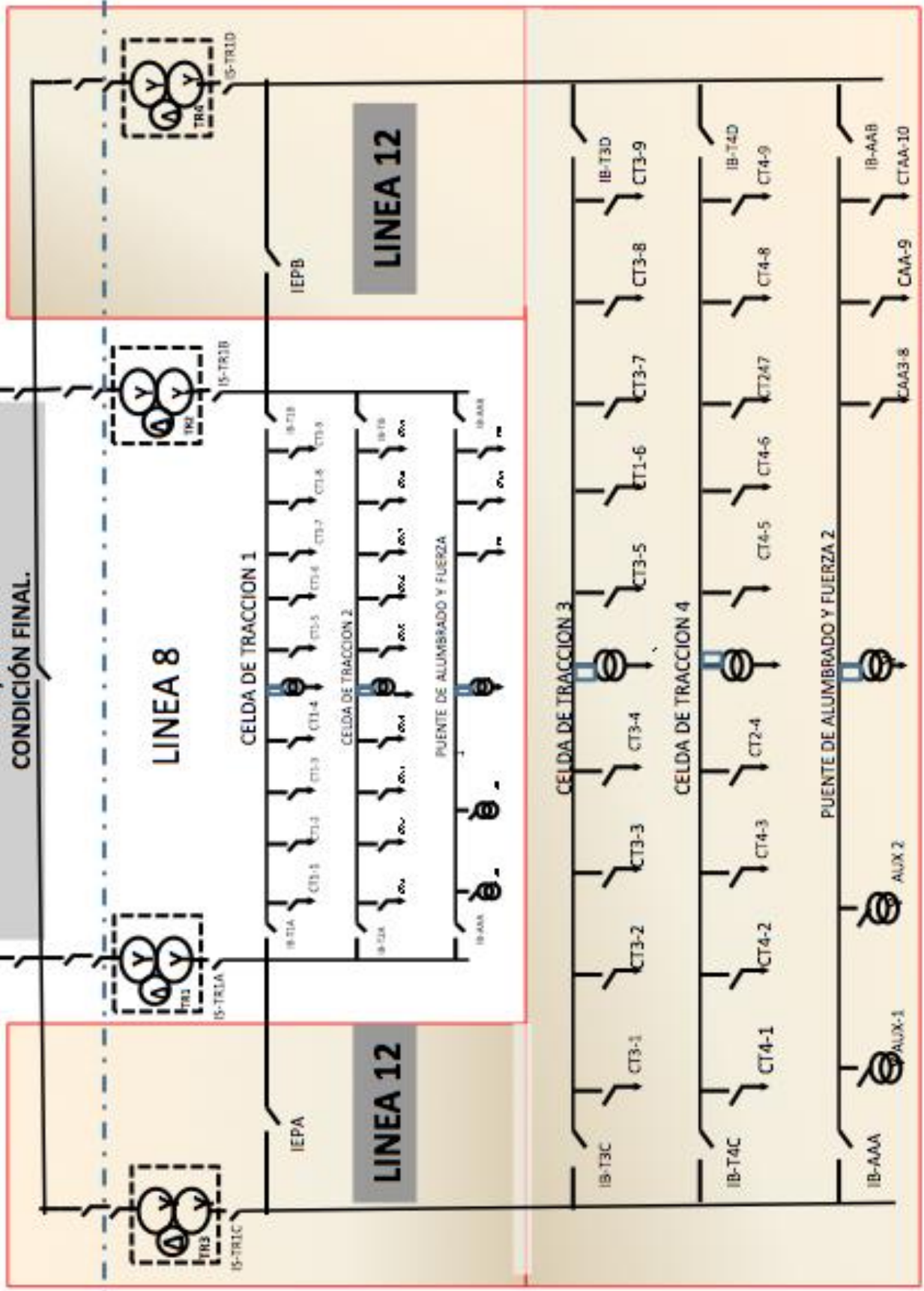
TABLA 1.- Corrientes de cortocircuito máximos para cada SR.....	-50-
TABLA 2.- corrientes de cortocircuito máximos para cada SAF.....	-51-
TABLA 3.- corrientes de cortocircuito máximos para cada SR lado 23kv.....	-55-
TABLA 4.- corrientes de cortocircuito máximos para cada SAF lado 23Kv.....	-56-
TABLA 5.- CONFIGURACION P632.....	-66-
TABLA 6.- CONFIGURACION P122.....	-67-
TABLA 7.- CONFIGURACION P120.....	-67-
TABLA 8.- CONFIGURACION P632.....	-67-
TABLA 9.- Asignación de las entradas y salidas programables. Ranura-20.....	-68-
TABLA 10.- Asignación de las entradas y salidas programables. Ranura-P122.....	-68-
TABLA 11.- Asignación de las entradas y salidas programables. Ranura-120....	-69-
TABLA 12. Rangos de ajustes del SEPAM Serie 80.....	-77-
TABLA 13. Parámetros de ajuste para las diferentes protecciones de las SR's.....	-78-
TABLA 14.- AJUSTES DE LOS EQUIPOS SAF's.....	-79-
TABLA 15. Rangos de ajuste del relé SEPAM Serie 80 (de los IB-A y CA).....	-81-
TABLA 16. Rangos de Ajuste para el relé VIP300LL (de los DMT).....	-81-
TABLA 17. Ajustes de las diferentes protecciones de las SAF's.....	-82-
TABLA 18. Parámetros y ajustes de relés.....	-83-
TABLA19.- Parametros y ajustes de reles.....	-84-
TABLA 20. Ajustes de las protecciones en BT de las SAF.....	-85-
TABLA 21. Ajustes de protecciones de la SEAT (23kV).....	-95-
TABLA 22 .Ajustes de las protecciones de la SEAT lado 230 kV.....	-96-
TABLA 23. Ajustes de las protecciones homopolares.....	-99-

ACOMETIDA 2

ACOMETIDA 1

### IV.- DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SEAT ESTRELLA 230/23 KV. CONDICIÓN FINAL.

SUBESTACION EN SF6





# CAPÍTULO 1

## Fundamentos de Corto Circuito

---

### 1.1 Introducción

El estudio de cortocircuito en los sistemas de potencia es fundamental para la correcta selección de protecciones ya que como sabemos las fallas en el sistema se pueden presentar en cualquier lugar y sin previo aviso dando como resultado la inestabilidad del propio sistema. En este Capítulo realizaremos los conceptos básicos fundamentales para el análisis de corto circuito en donde explicaremos de forma general las clases y tipos de fallas así como cuales se presentan con más frecuencia, tipos de reactancias en las maquinas rotatorias, elementos de un diagrama unifilar, valores por unidad y sus ventajas, cambio de bases, tipos de fallas, corrientes de cortocircuito, para así poder analizar los siguientes capítulos de forma más clara y llegando al capítulo cuarto poder justificar porque se seleccionaron ese tipo de protecciones.

## 1.2.- Clases de Fallas.

Las protecciones contra sobrecorrientes son necesarias en los sistemas eléctricos esto con la finalidad de mantener confiabilidad en el sistema y el servicio. Para esto es necesario conocer su correcta aplicación y coordinación ante las sobrecorrientes producidas por fallas dadas en el sistema.

Estos se diseñan para estar libres de fallas como sea posible, mediante el uso de equipo especializado y diseños cuidadosos, así como técnicas modernas de construcción y un mantenimiento apropiado [1]. Este tipo de fallas a las que se encuentra expuesto son dos, de naturaleza transitoria o permanente.

Una falla transitoria se define como aquella que desaparece antes de daños irremediables a los equipos ya sea por un dispositivo de protección o por autoextinción, para el momento que se energiza el circuito, la falla ya no está presente.

Una falla permanente es la que aun existiendo el equipo de protección persiste la falla independientemente de la velocidad con que fue el circuito desenergizado (cables rotos, etc.).

Para la solución normalmente se utiliza el método de las componentes simétricas, con esto podemos analizar todas las fallas, sabiendo las impedancias de secuencia de los componentes del sistema eléctrico.

Las principales causas de las fallas que podemos encontrar en un sistema eléctrico de potencia son:

Sobrevoltajes debido a descargas atmosféricas.

Sobrevoltajes debido a maniobra y ferorresonacia.

Rupturas de conductores, aisladores y estructuras por afectaciones naturales.

Rupturas de conductores, aisladores y estructuras por afectaciones humanas (accidentes, choques, etc.).

Degradación del asilamiento y ruptura del mismo por envejecimiento.

Daños de aislamientos por animales (roedores, víboras, pájaros).

Fuego.

### 1.3.- Reactancias de las máquinas rotatorias.

La reactancia en una máquina rotatoria no es un valor simple, como lo puede ser la reactancia de un transformador o la de un cable, para las máquinas rotatorias es un valor complejo y variable en el tiempo. Un claro ejemplo es si aplicamos un cortocircuito trifásico en las terminales de un generador la señal de onda crece y con el tiempo decae a un valor de estado estacionario. Como podemos observar en la figura número 1.

Dado que el cálculo es demasiado difícil por tener que considerar el tiempo simplificamos de tal manera que consideramos tres valores de reactancias para generadores y motores en el cálculo de cortocircuito en un tiempo específico.

- Reactancia subtransitoria ( $X''_d$ ).
- Reactancia transitoria ( $X'_d$ ).
- Reactancia síncrona ( $X_s$ ).

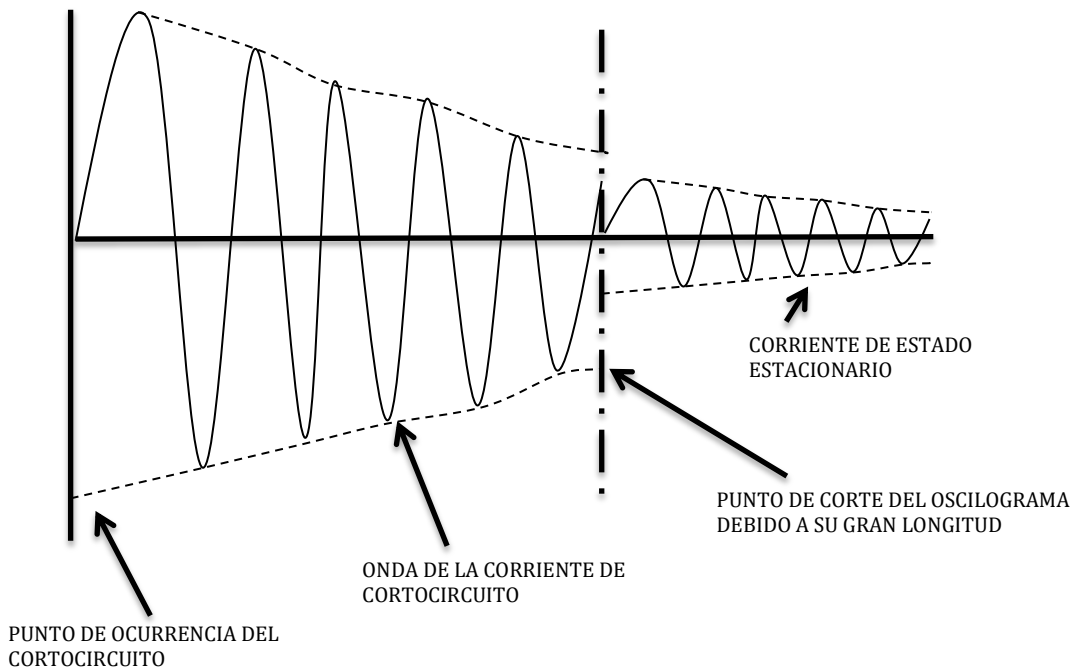


Fig.1.1 Reactancia de las maquinas



## **Reactancia subtransitoria.**

Es la reactancia del devanado del estator en el instante en que ocurre el cortocircuito y determina el valor de la corriente que circula durante los primeros ciclos de la falla de cortocircuito.

## **Reactancia transitoria.**

Esta es la reactancia inicial aparente del devanado del estator si se desprecian los efectos de todos los arrollamientos amortiguadores y solo se consideran los efectos del arrollamiento del campo inductor. Esta reactancia determina la intensidad que circula durante el intervalo posterior al que se indicó anteriormente y en el que la reactancia subtransitoria constituye un factor decisivo. La reactancia transitoria es efectiva después de 1.5 ciclos, dependiendo del diseño de la máquina.

## **Reactancia síncrona.**

Esta reactancia es la que determina la corriente que circula cuando se llega a la condición de estado permanente. No es efectiva hasta después de varios segundos de que ocurre el cortocircuito, por lo que no se usa normalmente en los estudios de cortocircuito.

Los motores síncronos tienen las mismas reactancias que los generadores, aunque su valor cambia.

Los motores de inducción, no tienen devanado de campo, pero las barras del rotor actúan como el devanado de amortiguamiento de un generador. Por lo tanto, se dice que los motores de inducción tienen reactancia subtransitoria.

## **1.4.- El sistema Eléctrico y las simplificaciones en los estudios de corto circuito.**

La representación más sencilla y práctica de un sistema eléctrico es mediante el diagrama unifilar. Mediante una línea simple y símbolos normalizados proporciona de manera concisa las características más significativas del sistema. En la figura 5 podemos observar algunos símbolos normalizados por ANSI (American National Standart Institute).

## 1.5.- Valores en p.u.

Las líneas de transmisión de potencia se operan a niveles en los que el kilovolt (Kv) es la unidad más conveniente para expresar sus voltajes. Debido a que se transmite una gran cantidad de potencia, los términos comunes son los kilowatts o megawatts y los kilovoltamperes o megavoltamperes. Sin embargo, estas cantidades, al igual que los amperes y los ohms, se expresan frecuentemente en por ciento o en por unidad de un valor base o de referencia especificado para cada una. [2]

El valor en por unidad de cualquier cantidad se define como la relación de la cantidad a su base y se expresa como un decimal. La relación en por ciento es de 100 veces el valor en por unidad. Ambos métodos de cálculo, porcentual y en por unidad, son más simples y más informativos que los volts, los amperes y los ohms reales. El método en por unidad tiene una ventaja sobre el porcentual: el producto de dos cantidades expresadas en por unidad se expresa también en por unidad, mientras que el producto de dos cantidades dadas en por ciento se debe dividir entre 100 para obtener el resultado en por ciento. [2]

La tensión, corriente, kilovoltamperes y la impedancia esta relacionados de tal manera que la selección de los valores base para cualquiera dos de ellos determina la base de los dos restantes. Si se especifica los valores base de corriente y de tensión, se pueden determinar las bases de impedancia y kilovoltamperes.

Para sistemas monofásicos, o para los trifásicos, donde el término corriente se refiere a corriente de línea, el de voltaje se refiere a voltaje al neutro y el de kilovoltamperes se refiere a los kilovoltamperes por fase, las siguientes formulas relacionan las diferentes cantidades: [2]

$$\text{Corriente, A} = \frac{\text{Kva}_{1\phi} \text{ base}}{\text{voltaje base, Kv}_{LN}} \dots\dots\dots 1$$

$$\text{Impedancia base, } \Omega = \frac{\text{voltaje base, } V_{LN}}{\text{corriente base, A}} \dots\dots\dots 2$$

$$\text{Impedancia base, } \Omega = \frac{(\text{voltaje base, Kv}_{LN})^2 \times 1000}{\text{Kva}_{1\phi} \text{ base}} \dots\dots\dots 3$$

$$\text{Impedancia base, } \Omega = \frac{(\text{voltaje base, Kv}_{LN})^2}{\text{MVA}_{1\phi}} \dots\dots\dots 4$$

Potencia base,  $\text{Kw}_{1\phi} = \text{Kva}_{1\phi} \text{ base}$

Potencia base,  $\text{MW}_{1\phi} = \text{MVA}_{1\phi} \text{ base}$

$$\text{Impedancia en por unidad de un elemento} = \frac{\text{impedancia real, } \Omega}{\text{impedancia base, } \Omega} \dots \dots 5$$

En estas ecuaciones los subíndices  $_{1\phi}$  y  $_{LN}$  significan “monofásico” y “línea a neutro”, respectivamente, cuando las ecuaciones se aplican a circuitos trifásicos. Si las ecuaciones se usan para circuitos monofásicos, los  $Kv_{LN}$  representan el voltaje a través de la línea monofásica o el voltaje línea a tierra si uno de los lados esta aterrizado. [2]

La impedancia base y la corriente base se pueden calcular directamente desde valores trifásicos de los kilovolts y lo kilovoltamperes base. Si se interpretan los kilovoltamperes base y el voltaje base en kilovolts como los kilovoltamperes totales de las tres fases y el voltaje base de línea a línea, se encuentra que: [2]

$$\text{Corriente base, A} = \frac{Kva_{3\phi}\text{base}}{\sqrt{3} \times \text{voltaje base, } Kv_{LL}} \dots \dots \dots 6$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{voltaje base, } Kv_{LL}/\sqrt{3})^2 \times 1000}{Kva_{3\phi}\text{base}/3} \dots \dots \dots 7$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{voltaje base, } Kv_{LL})^2 \times 1000}{Kva_{3\phi}\text{base}} \dots \dots \dots 8$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{voltaje base, } Kv_{LL})^2}{MVA_{3\phi}\text{base}} \dots \dots \dots 9$$

## Ventajas de los valores en p.u.

Las ventajas más relevantes de los valores por unidad son:

- Indican el orden de magnitud de las cantidades eléctricas.
- Su producto y su cociente resultan en valores por unidad.
- Los valores por unidad de corriente, tensión impedancia y potencia de un transformador, son iguales tanto para el primario, como para el secundario.
- Las impedancias por unidad de máquinas y transformadores del mismo tipo, con valores nominales dentro de un amplio margen, tienen valores por unidad dentro de un margen muy estrecho, aunque los valores óhmicos difieran materialmente para máquinas y transformadores de distintos valores nominales.

- La conexión de los transformadores no afectan a la impedancia por unidad del circuito equivalente, aunque la conexión determina la relación de tensiones y la transferencia de los voltajes base.

## 1.6.- Cambio de bases.

En ciertas ocasiones, la impedancia en por unidad de un componente se expresa sobre una base diferente de la seleccionada en el lugar donde la componente se localiza. Para esto es necesario contar con medios para convertir las impedancias en por unidad de una base a otra debido a que al hacer cálculos, todas las impedancias de un sistema se deben expresar sobre la misma impedancia base. Se tiene para cualquier elemento del circuito, que:

$$\begin{aligned} & \text{Impedancia en por unidad} \\ &= \frac{(\text{impedancia real, } \Omega) \times (\text{Kva base})}{(\text{voltaje base, Kv})^2 \times 1000} \dots\dots\dots 10 \end{aligned}$$

Con lo cual podemos ver que la impedancia en por unidad es directamente proporcional los kilovoltamperes base e inversamente proporcional al cuadro del voltaje base. Por lo tanto, para cambiar la impedancia es por unidad sobre una base dada a impedancia en por unida sobre una nueva base, se aplica la ecuación 11:

$$\begin{aligned} & Z_{\text{nueva}} \text{ en por unidad} \\ &= Z_{\text{dada}} \text{ en por unidad} \left( \frac{Kv_{\text{dados base}}}{Kv_{\text{nuevos base}}} \right)^2 \left( \frac{Kva_{\text{nuevos base}}}{Kva_{\text{dados base}}} \right) \dots\dots\dots 11 \end{aligned}$$

La aplicación de la ecuación consiste en cambiar el valor de la impedancia en por unidad de cualquier componente que se da sobre una base en particular a otra nueva base.

## 1.7.- Tipos de fallas.

Los tipos de fallas pueden ser clasificados en balanceadas y desbalanceadas.

- Falla trifásica sólida. Una falla trifásica sólida describe la condición en que las tres fases, se unen físicamente con un valor de cero impedancias entre ellas, es el caso de cuando se juntan. Este tipo de falla es el menos ocurrente pero resulta por lo general de mayor importancia, por esta razón, resulta el cálculo básico para las instalaciones industriales.

- Falla de fase a fase sólida. En la mayoría de los sistemas trifásicos los niveles de esta falla tienen una ocurrencia de 87% de la corriente de falla trifásica sólida. Este cálculo generalmente no se requiere ya que no es el de mayor valor.
- Falla de fase a tierra sólida. En instalaciones cuando el neutro se encuentra conectado a tierra, la falla a tierra es por lo general igual o un tanto menor que la falla sólida trifásica esto a excepción que se conecten los neutros a través de un valor elevado de impedancia donde el valor de la corriente es significativamente menor. Este cálculo también es importante en las instalaciones industriales y se requiere el uso de componentes simétricas.

### 1.8.- Corriente de cortocircuito subtransitoria.

El punto de intersección que la envolvente de la corriente de los primeros ciclos hace con el eje de las ordenadas, determina la distancia (oa), que es el valor pico de la corriente de cortocircuito subtransitoria, que equivale a:

$$i'' = 0.707(oa) = \frac{Ea}{X''d} \dots \dots \dots 12$$

En donde Ea es el valor eficaz de la tensión al neutro en vacío y X''d es la reactancia subtransitoria de eje directo del generador. Esta corriente se presenta hasta los 5 ciclos aproximadamente.

### 1.9.- Corriente de cortocircuito transitoria.

Si la envolvente de la onda de corriente posterior a la subtransitoria, se hace retroceder hasta cortar el eje de las ordenadas, ignorando los primeros 5 ciclos en los que el decremento es muy rápido, la intersección determina la distancia (ob), que es el valor pico de la corriente transitoria.

$$i' = 0.707(ob) = \frac{Ea}{X'd} \dots \dots \dots 13$$

Donde X'd es la reactancia transitoria de eje directo del generador. La corriente transitoria tiene una vigencia de los 5 a los 50 ciclos aproximadamente.

## 1.10.- Corriente de cortocircuito en régimen permanente.

En la figura 6, la distancia ( $oc$ ) es el valor pico de la corriente de cortocircuito en régimen permanente o estado estable, la que puede calcularse a partir de la ecuación:

$$i'' = 0.707(oc) = \frac{Ea}{Xd} \dots \dots \dots 14$$

Donde  $X_d$  es la reactancia síncrona de eje directo. La corriente de cortocircuito en régimen permanente no se usa en la práctica debido a que se presenta después de los 50 ciclos aproximadamente, tiempo en que las protecciones ya debieron haber operado librando la falla.

## 1.11.- Potencia de cortocircuito.

Con frecuencia, la capacidad de cortocircuito de los interruptores se especifica en MVA. Las compañías de suministro de energía eléctrica proporcionan información sobre el nivel de cortocircuito disponible en el punto de alimentación al usuario, y esta información se da como potencia de cortocircuito (SCC), magnitud que se define como:

$$SCC = \sqrt{3} * V_{nom} * I_{cc} \times 10^{-6} \dots \dots \dots 15$$

Dónde:

SCC= Potencia de cortocircuito, en MVA.

$V_{nom}$ = Voltaje nominal en la zona de falla, en volts.

$I_{cc}$ =Corriente de cortocircuito subtransitoria, en amperes.

## 1.12.- Asimetría de la corriente de corto circuito.

Las características de asimetría en las corrientes de falla se analizan suponiendo que la amplitud de la corriente de falla es constante, en otras palabras se puede decir que es considerando que la reactancia de las máquinas no varía. De la cual podemos suponer dos aspectos:

- Aspecto cualitativo.
- Aspecto cuantitativo.

## Aspecto cualitativo.

Como sabemos la tensión y la corriente de falla son ondas sinusoidales desfasadas por el ángulo de impedancia existente entre la fuente y el punto de falla. Generalmente despreciamos la resistencia debido a que es un valor muy pequeño con respecto a la reactancia, la corriente de falla estará atrasada del voltaje cerca de 90°. Para el caso de las tensiones menores a 600 volts ya que estos tienen un mayor porcentaje de resistencia, por lo que la corriente de falla estará atrás de la tensión un ángulo menor a 90°.

Las corrientes asimétricas se analizan en términos de dos componentes una corriente simétrica o componente de c.a. y una componente de c.d. La componente de c.a. alcanza su valor máximo en el momento de inicio de la falla y la componente de c.d. toma un valor simétrico para garantizar que su suma sea cero y cumpla con el requisito físico de corriente cero en el inicio de la falla.

Para un sistema ideal con resistencia cero, la componente de c.d. permanece constante. Sin embargo, en un sistema real donde la resistencia está presente, la componente de c.d. decae a cero y su energía es disipada como pérdidas por efecto Joule. El decremento de esta componente es función de la resistencia y la reactancia del sistema.

## Aspecto cuantitativo.

Para evaluar el grado de asimetría de la corriente de cortocircuito en las terminales de un generador, se parte del comportamiento del circuito R-L equivalente cuando se le aplica una tensión alterna, considerando constantes la resistencia y la inductancia.

Para el circuito monofásico podemos expresar las ecuaciones como las componentes de c.a. y de c.d.

$$i_{ca} = Im \sin(\omega t + \alpha - \theta)$$

.....16

$$i_{cd} = Im e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t} \sin(\alpha - \theta)$$

.....17

La componente de c.d. es una exponencial decreciente y la de c.a. es una onda sinusoidal simétrica. Si el valor de  $I_{ca}$  no es cero cuando  $t=0$ , aparece la

componente de c.d. con igual magnitud y signo contrario, debido a que la corriente en el instante del cortocircuito es cero decimos que la ecuación 18 se plantea:

$$I(0) = i_{ca}(0) + i_{cd}(0) = 0$$

.....19

Se le conoce como caso particular cuando no hay asimetría en la corriente de cortocircuito, como lo es cuando la componente de c.d. es nula. En la ecuación 18 se observa, esto puede llegar a suceder si el circuito se cierra (si el circuito ocurre en un punto de la onda de tensión tal que:

$$\text{Sen } (\alpha - \theta) = 0$$

Es decir:

$$(\alpha - \theta) = 0 \quad \square$$

$$\alpha = \theta \dots\dots\dots 20$$

$$(\alpha - \theta) = \pi \quad \square$$

$$\alpha = \pi + \theta \dots\dots\dots 20.1$$

Otro caso que se puede considerar particular, tal vez siendo el más importante, es cuando la corriente tiene una asimetría máxima. De la ecuación 17 se observa:

$$\text{Sen } (\alpha - \theta) = \pm 1$$

Esto sucede cuando:

$$(\alpha - \theta) = \frac{\pi}{2} \quad \square \quad \alpha = \frac{\pi}{2} + \theta \dots\dots\dots 21$$

$$(\alpha - \theta) = \frac{3\pi}{2} \quad \square \quad \alpha = \frac{3\pi}{2} + \theta \dots\dots\dots 21.1$$



### 1.13.- Factor de asimetría.

Para la correcta selección de un interruptor es necesario conocer el valor de la corriente de falla inicial y la corriente de falla en el momento de apertura del circuito, para asegurarnos que el interruptor tiene la capacidad de soportar los esfuerzos dinámicos y térmicos asociados con estas dos corrientes.

Una forma para determinar la corriente de falla es utilizar las ecuaciones 16 y 17 para el instante deseado y sumar las dos componentes.

Otra forma para determinarlo es utilizar el llamado “factor de asimetría” el cual podemos definir como:

$$Ka \triangleq \frac{I_{asim}(rms)}{I_{sim}(rms)} \dots\dots\dots 22$$

El cual nos permite conocer el valor eficaz o rms de la corriente asimétrica, a partir del valor eficaz o rms de la corriente simétrica o componente de c.a.

$$I_{asim}(rms) = Ka[I_{sim}(rms)] \dots\dots\dots 22.1$$

Deduciendo la ecuación para calcular este factor tenemos:

$$i(t) = Im \sin(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t} \sin(\alpha - \theta) \dots\dots\dots 23$$

Si suponemos que la asimetría máxima positiva se presenta en al menos una de las fases, entonces:

$$(\alpha - \theta) = 3 \frac{\pi}{2}$$

Con lo que la ecuación queda:

$$i(t) = Im(-\cos \omega t + e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t}) \dots\dots\dots 24$$

La finalidad de este factor es encontrar el valor eficaz o rms de la corriente de falla total o asimétrica  $i(t)$  en cada ciclo; Por lo tanto realizamos la siguiente ecuación.

$$I_{sim}(rms) \triangleq \sqrt{[I_{ca}(rms)]^2 + [I_{cd}(rms)]^2}$$

.....25

El valor eficaz para Ica e Icd es:

$$I_{ca}(rms) = I_{sim}(rms) = \frac{I_m}{\sqrt{2}}$$

.....26

$$I_{cd}(rms) = I_m e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t}$$

.....27

Sustituyendo las ecuaciones 26 y 27 en 25 tenemos:

$$I_{sim}(rms) = \sqrt{\left(\frac{I_m}{\sqrt{2}}\right)^2 + \left(I_m e^{-\left(\frac{R}{L}\right)t}\right)^2}$$

.....28

Despejando de la ecuación 26 el valor de Im y sustituyendo en 28 tenemos que ahora esta nueva ecuación comparándola con la ecuación 22.1 se concluye que el factor de asimetría en cualquier punto está dado por:

$$K_a = \sqrt{1 + 2e^{-\left(\frac{2R}{L}\right)t}}$$

.....29

Este factor tiene un valor máximo teórico igual a:

$$K_a(max) = \sqrt{1 + 2e^0} = \sqrt{3} = 1.732$$

.....30

## 1.14.- Métodos de Componentes de simétricas.

Este método se basa en un instrumento de gran potencia para determinar analíticamente el comportamiento de circuitos eléctricos no balanceados que contienen máquinas eléctricas rotatorias. Este instrumento es particularmente útil en el análisis del rendimiento de máquinas eléctricas polifásicas cuando se hacen funcionar desde sistemas de tensión asimétricos. Así para redes desbalanceadas que contienen máquinas rotatorias el método de componentes simétricas, suministra el único procedimiento práctico para calcular los efectos no balanceados de estas máquinas.

Este método también nos ayuda en la operación de los sistemas eléctricos de potencia durante condiciones de desbalanceo. El desbalanceo de los sistemas eléctricos trifásicos se puede deber a una o más de las condiciones siguientes:

- a). Fuentes asimétricas.
- b). Líneas de transmisión desbalanceadas.
- c). Fallas en los sistemas de transmisión.
- d). Cargas desbalanceadas.

El teorema de Fortesue, aplicado a un sistema trifásico general de fasores establece que:

“Cualquier sistema trifásico, asimétrico o desbalanceado, se puede descomponer en tres sistemas simétricos o balanceados: uno de secuencia positiva (o de orden directo), otro de secuencia negativa (o de secuencia inversa) y el tercero de secuencia cero (u homopolar)”.

Los fasores que forman el sistema asimétrico pueden tener cualquier magnitud dada y cualquier posición de fase dada, uno con respecto al otro. En la figura número 10 se muestra un grupo de tres fasores asimétricos, que posteriormente se descompondrán en sus componentes simétricas. Si los fasores que forman el grupo original asimétrico se dan como tres fasores determinados, se les puede asignar arbitrariamente los subíndices a, b y c, en el orden mostrado en la figura 10. Así a los fasores originales  $V_a$ ,  $V_b$ ,  $V_c$  se les asigna arbitrariamente la secuencia de fases abc. Aunque los fasores mostrados en la figura están marcados como tensiones, la solución propuesta se aplica igualmente bien a un sistema de fasores de corriente.

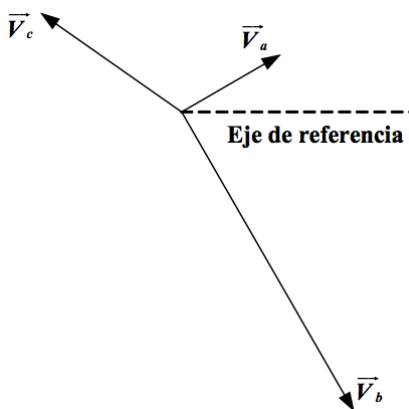


Figura 1.2. Fasores asimétricos

# CAPÍTULO 2

## Dispositivos de Protección

### 2.1 Introducción

Los dispositivos de protección son elementales la coordinación de protecciones así mismo el presente trabajo hace referencia simplemente a los dispositivos a utilizar en la subestación seat-estrella, ya que existen demasiados dispositivos y no serán ocupados más que los elementales, para llegar a estos dispositivos primero presentaremos algunos conceptos básicos que son definiciones del sistema eléctrico de potencia, sus principales fallas, protecciones, dispositivos de protección, filosofía de protecciones entre otros.

## 2.2.- Sistema Eléctrico de Potencia.

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) tienen por objeto suministrar energía eléctrica de alta calidad al usuario y la calidad se evalúa por los siguientes parámetros:

- Continuidad del servicio.
- Frecuencia constante muy cercana a la nominal.
- Voltaje dentro del rango normalizado ( $\pm 10\%$  del nominal).
- Forma de onda sinodal.
- Desfasamiento de  $120^\circ$  entre las fases.

Los SEP deben ser muy confiables para poder garantizar la continuidad del servicio, sin embargo no se puede evitar por completo la posibilidad de fallas (corto circuito) y regímenes anormales en ellos. Para estos casos está prevista la operación de la protección con relevadores.

Elementos del sistema de Potencia.

Los principales elementos del sistema de potencia son:

- Generadores.
- Transformadores.
- Líneas de potencia.
- Buses.
- Banco de capacitores.
- Motores.

Condiciones anormales del Sistema Eléctrico de Potencia.

Los regímenes anormales son alteraciones fuera de los límites permitidos de corriente, voltaje y frecuencia, con los cuales existe riesgo de daño para los equipos o de la pérdida de estabilidad del sistema.

Son comunes los siguientes regímenes anormales:

- Sobrecarga.
- Caída de frecuencia.
- Elevación de voltaje.

**Sobrecarga:** La sobrecarga consiste en que la corriente se incrementa por arriba de su valor nominal, siendo la corriente nominal la máxima corriente que soporta el equipo por tiempo indefinido.

Si la corriente es superior a la nominal, el calor adicional que se genera, dará lugar a que después de cierto tiempo la temperatura de conductores y aislamientos rebasen su temperatura máxima permitida, con lo que se produce el envejecimiento prematuro del aislamiento y su daño posterior. El tiempo de paso permitido para las sobrecorrientes depende inversamente del valor de éstas, entre mayor es la corriente, menor es el tiempo que puede pasar sin causar daños.

**Caída de frecuencia:** La frecuencia se cae normalmente por la desconexión por falla de parte de los generadores en operación, o sea por déficit de potencia activa. La caída de frecuencia afecta (reduce) la velocidad de los motores y por lo tanto la productividad de las bombas.

Una caída de 3 a 5 ciclos puede causar el colapso de todo el sistema eléctrico. Esto se debe a que al ser menos productivas las bombas de alimentación de las termoeléctricas, introducen menos agua a la caldera y esta a su vez produce menos vapor para la turbina, con lo que se incrementa el déficit de potencia activa hasta terminar en el paro total del sistema.

Para evitar el colapso del sistema por avalancha de frecuencia, es necesario restablecer el equilibrio generación-carga mediante la conexión automática de generadores o desconexión de carga.

**Sobrevoltajes:** Los fenómenos más comunes son los que se presentan en las plantas hidroeléctricas cuando el generador se queda abruptamente sin carga. Esto puede ocurrir con cierta frecuencia sobre todo cuando se están operando las unidades de la planta en bloque generador-transformador-línea, esquema común en las hidroeléctricas de gran capacidad alejadas de los centros de consumo.

### ***2.2.1.-Distribución típica de fallas, y causas.***

La mayoría de las fallas que ocurren en el SEP llevan al corto circuito entre fases o de fase a tierra, además en los devanados de las máquinas rotatorias y de los transformadores se producen fallas entre espiras de una misma fase.

El corto circuito es la forma más pesada y peligrosa de falla en el SEP. Durante el corto circuito la f.e.m. del generador (fuente) se cierra en "corto" a través de una impedancia relativamente pequeña de generadores, transformadores y líneas. A consecuencia de esto en el circuito puesto en corto, aparece una gran corriente

llamada corriente de corto circuito. Las corrientes de corto circuito alcanzan valores de varias decenas de veces la corriente nominal, en tanto que las sobrecargas superan hasta dos o tres veces dicha corriente.

Dependiendo del número de fases involucradas, el corto circuito puede ser: trifásico, bifásico y monofásico; también existe corto circuito con tierra y sin tierra, con uno o dos puntos a tierra.

La corriente de corto circuito además puede causar la destrucción del equipo fallado por los efectos térmicos del arco eléctrico y la falla del aislamiento por el calentamiento excesivo de los elementos por los que pasa la corriente de falla. Además la corriente de corto circuito produce efectos dinámicos que son muy grandes en el interior de las máquinas eléctricas y entre las barras colectoras con grandes corrientes. Los efectos dinámicos máximos se manifiestan en el instante de la máxima corriente de cresta que es en el primer ciclo de la corriente de corto circuito.

El porcentaje de la ocurrencia de fallas es:

- |                       |         |
|-----------------------|---------|
| • Una fase a tierra:  | 70-80%  |
| • Dos fases a tierra: | 17-10%  |
| • Dos fases:          | 10- 8 % |
| • Tres fases:         | 3 – 2 % |

Todas estas causadas principalmente por:

- 1) Falla de un elemento del SEP.
- 2) Falla de un equipo auxiliar.
- 3) Falla en la red.

## **2.3.- Protección.**

La ciencia, habilidad y arte de aplicar y ajustar los relevadores, que proporcione la máxima sensibilidad para detectar fallas y condiciones indeseables en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), evitando su operación en cualquier condición permisible y/o tolerable.

### **Dispositivos de protección.**

- Fusibles.
- Restauradores.
- Seccionadores.
- Interruptores de bajo voltaje.

- Relevadores de protección.

## **Clasificación de los Relevadores.**

Para poder clasificar primero mencionaremos las definiciones de los relevadores.

- Relevador (Relé): Dispositivo electrónico que responde a señales de entrada y cuando se producen condiciones predeterminadas activa un contacto o cambio abrupto en los circuitos de control.
- Relevador de protección: Detecta condiciones anormales o peligrosas en el sistema de potencia e inicia acciones correctivas rápidas para restablecimiento nuevamente a su estado normal.
- Fusible: Dispositivo de protección que se funde con el calor que produce al pasar por este una corriente superior a su valor nominal.

El funcionamiento principal de los relevadores es proteger, regular, monitorear y hacer los recierres cuando se requiera.

- Protección: Operan con condiciones intolerables para el SEP.
- Regulación: Los asociados con cambiadores de taps y el control de voltaje de los generadores.
- Recierre y verificación de sincronismo: Para restablecer un circuito después de un disturbio.
- Monitoreo: Para verificar condiciones del SEP y/o de protección.

## **Sistema de protección (Componentes).**

- Zonas Primarias.
- Zonas de Respaldo.
- Zonas de Detección (Por TCs, TPs, Fusibles).
- Por Zonas de Libramiento (Fusibles, 52s, Cese de Excitación).



## 2.4.- Filosofía de la aplicación de protecciones.

La filosofía de la protección consiste en dividir el sistema en áreas o zonas de protección, de tal forma, que no quede un solo punto en el sistema fuera de un área.

Para lograr esto, las zonas deben quedar traslapadas.

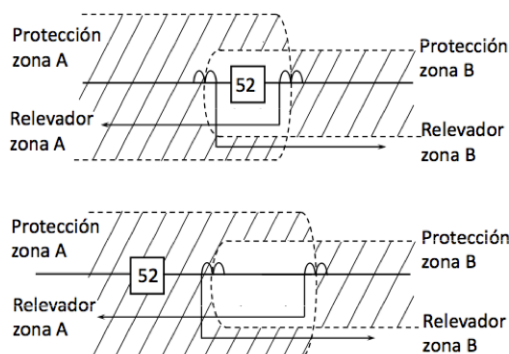


Figura 2.1. Zonas de traslape en los sistemas de potencia.

### Protección Primaria.

La protección primaria es la primera zona de defensa que protege al sistema en primera instancia, cada parte del SEP se encuentra dentro de zonas primarias y zonas de traslape. Las protecciones primarias siempre deberán ser lo más rápidas posibles dado que tienen que operar en los primeros ciclos de la falla.

### Protección de Respaldo (Zonas de traslape).

Dentro del SEP las zonas de respaldo serán las protecciones que actúan si las protecciones primarias llegan a fallar o a no reconocer las fallas, debido a la importancia de mantener funcionando en óptimas condiciones el sistema. Este tipo de protecciones actúan en un lapso posterior al de las primarias.

### Requerimientos de la protección.

Para una correcta instalación en los sistemas de protección es importante considerar varios factores para suponer la menor probabilidad de falla, con esto podemos decir que es necesario considerar lo siguiente:

- Confiabilidad.
- Selectividad.
- Velocidad de operación.
- Simplicidad.
- Economía.

## **Confiabilidad.**

Dependabilidad: Grado de certidumbre de operar correctamente para todas las fallas para las cuales fue diseñado (se requiere, hay falla en su propia zona).

Seguridad: Grado de certidumbre de no operar incorrectamente (no se requiere, no hay falla en su zona).

Factores que afectan la dependabilidad:

- Diseño del relevador o del sistema de protección.
- Característica de operación.
- Sensibilidad.
- Invulnerabilidad a condiciones ambientales adversas.
- Disponibilidad (mucho mantenimiento, poca disponibilidad).
- Cantidad y arreglo de equipo.

## **Selectividad.**

En todos los casos las protecciones deben ser selectivas, aunque en ocasiones su zona de operación incluye más de un elemento (por ejemplo la protección diferencial del bloque generador transformador incluye a los dos). También se da el caso de hacer protecciones instantáneas no selectivas acompañadas de recierre automático, para que corrija los disparos en falso.

Zona de protección: Depende de la ubicación del equipo a proteger, interruptores y transformadores de instrumento. Debe operar para fallas en su zona antes que cualquier otra protección de la red y disparar el mínimo necesario de interruptores.

Zona de respaldo: Debe operar con retardo de tiempo para fallas fuera de su zona (coordinación).

La protección de respaldo se puede proporcionar en dos formas:

- Respaldo remoto.
- Respaldo local.

## **Velocidad de operación.**

La protección con relevadores debe actuar con la mayor rapidez posible, por las siguientes razones:

- Para limitar en lo posible los daños al equipo.

- Para elevar la eficacia del recierre automático en líneas y subestaciones de gran capacidad.
- Para que el usuario tenga una baja en la tensión de menor duración.
- Para mantener la estabilidad del sistema en general y de sus plantas y generadores en particular. □ Los tiempos de disparo mayores se toleran en redes de distribución, en donde sólo se trata de evitar daños al equipo. En estos casos las protecciones tienen tiempos de disparo de hasta 2 o 3 segundos, sobre todo en las barras colectoras.

## **Sensibilidad.**

La sensibilidad es la capacidad que debe tener la protección para detectar las fallas más alejadas en sus zonas de operación primaria o de respaldo, con los valores de corriente de corto circuito mínimos. En otras palabras la protección debe distinguir entre la corriente de corto circuito mínima y la corriente de carga máxima del elemento que protege.

## **Economía.**

La economía es siempre un factor importante. Al decidir una inversión en protecciones, se debe tener en cuenta el costo del equipamiento protegido y el costo de un colapso en el sistema de potencia. En este sentido, la protección es como contratar un seguro: necesitamos definir el nivel de protección y su costo en concordancia con la pérdida económica que el sistema de protección puede evitar.

# CAPÍTULO 3

## Subestaciones Eléctricas

### 3.1.-Introducción.

Las subestaciones blindadas en gas SF<sub>6</sub> están diseñadas para ser instaladas en lugar más reducidos que las subestaciones convencionales, estas pueden estar dentro de lugares cerrados, dado que también reducen el ruido, siendo estas más seguras son ideales para la alimentación a edificios.

El gas SF<sub>6</sub> es un gas de efecto invernadero aunque en el porcentaje de los gases es el que menos produce tiene que ser procesado y tratado con cuidado porque este gas es inerte en estado normal cuando ocurre una falla cambian sus propiedades y este tiende a ser dañino para la salud; Este gas es más pesado que el aire, por lo que en este tipo de subestaciones se ponen sensores detectores en la parte de abajo.

### 3.2.- Subestaciones en Hexafloruro de Azufre.

El SF<sub>6</sub> es un combinado de azufre y flúor cuya primera síntesis se realizó en 1900 por científicos franceses de la Facultad de Farmacia de Paris en Francia. Por primera vez se le utiliza como aislante en 1935 en Estados Unidos. En 1953 se descubre su capacidad de apagar el arco. Esta propiedad es muy interesante. Para 1960 se empieza esta utilización pada disyuntores de mediana tensión para después seguir con los de alta tensión.

EL SF<sub>6</sub> es más pesado que el aire, aproximadamente cinco veces, su masa volumétrica es de 6.14 Kg/m<sup>3</sup> a la presión atmosférica. Es un gas incoloro, inodoro y no tóxico. Es un gas en el cual la velocidad de propagación del sonido es aproximadamente 3 veces menor que en el aire a presión atmosférica. La rigidez dieléctrica del SF<sub>6</sub> es en promedio de 2.5 veces la del aire. Este gas es un buen dieléctrico aunque no se puede considerar que sea el mejor, tiene un excelente agente de corte. Actualmente es el gas más pesado. A la presión atmosférica, se licueface a -63.2 °C. Propaga mal el sonido.

Las principales características del SF<sub>6</sub> son:

Masa molecular	146.07 g
Temperatura critica	45.55 °C
Presión crítica	37.59 bares
Punto triple	-50.8 °C y 2.26 bar (presión absoluta).

Si el SF<sub>6</sub> entra en contacto donde circulan corrientes eléctricas, es calentado a temperaturas de cientos de grados, este nos da los siguientes productos de descomposición:

El fluoruro de tionilo	SOF <sub>2</sub>
El fluoruro de sulfurilo	SO <sub>2</sub> F <sub>2</sub>
El tetrafluoruro de tionilo	SOF <sub>4</sub>
El tetrafluoruro de azufre	SF <sub>4</sub>
El decafluoruro de azufre	S <sub>2</sub> F <sub>10</sub>

Los ácidos fluorhídricos atacan a todos los metales produciendo fluoruros metálicos de tipo pulverulentos hidrófilos y agresivos para el organismo.

#### Reglamentación aplicable al SF6.

Actualmente no existen normas ni reglas restrictivas para el sf<sub>6</sub>, la norma CEI (433/334/155) hace la recomendación de ejecutar la recuperación del gas en todas las etapas de su ciclo de vida.

El SF<sub>6</sub> se reconoce por ser un gas el cual produce el efecto invernadero. Por ende y como la norma antes mencionada lo indica es recomendable y casi obligatorio recuperar el gas, ya sea que se pueda reutilizar o no.

## Recuperación del SF<sub>6</sub>.

Se trata de recuperar el SF<sub>6</sub> de los materiales (disyuntores, compartimentos, etc.) a presión de 3.5 bares a 7 bares efectivos, para almacenarlos en botellas o depósitos en forma líquida (presión 22 bares a 20 °C).

Durante el control de llenado con SF<sub>6</sub> dentro de un depósito (botella, cilindro, etc.) se realiza obligatoriamente por el peso no con la presión.

La relación de llenado es la siguiente:

- Para un clima templado se considera que debe de llevar 1Kg de SF<sub>6</sub> por litro de depósito del equipo.
- Para un clima tropical se considera que deberá ser 0.75 Kg de SF<sub>6</sub> por litro de depósito del equipo.

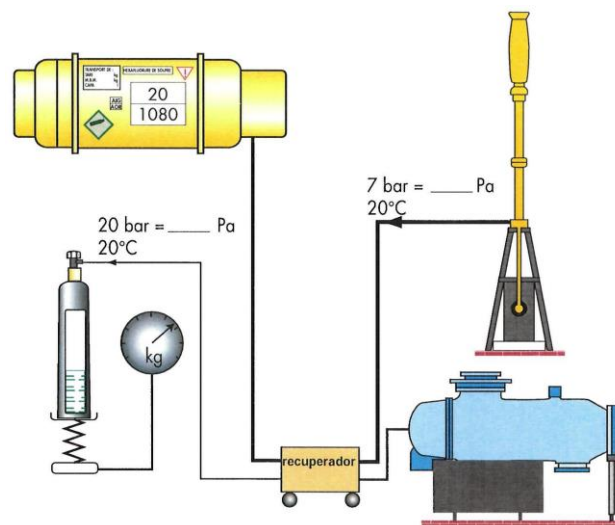


Figura 3.1. Forma en la que se lleva a cabo la recuperación el gas SF<sub>6</sub>.

La recuperación consiste en vaciar los compartimentos de gas para una utilización posterior.

Se pueden presentar tres factores que son importantes conocer.

- Recuperación en un compartimento que haya sido sometido a un arco interno, el gas no se reutilizará, se almacenara en recipientes identificados como (gas descompuesto).
- Recuperación de un compartimento de un disyuntor, el gas se reutilizará únicamente en el compartimento del disyuntor y la recuperación se llevara a cabo en recipientes reservados para dicho efecto.
- Para la recuperación de otros compartimentos: barras, seccionador, tp, cajas de fusibles, etc.; Este gas se reutilizará en la medida en que se haya probado la buena y óptima calidad del mismo.

Precaución:

- Este gas no se puede recuperar sin antes estar seguro de la correcta limpieza del depósito de almacenamiento.
- En el caso de bombona vacía a presión atmosférica, esta se deberá tratar (vacío, línea vacía, vacío).
- Debe de asegurarse de la limpieza de la tubería, eventualmente vaciarla y hacer sistemáticamente el vacío.
- Deberá verificarse la estanquidad del grupo y del conjunto de conectores, utilizar obligatoriamente un prefiltro para cualquier intervención.

## **El efecto invernadero.**

La temperatura de la tierra es el resultado de un equilibrio entre la radiación solar UV que calienta la tierra y el enfriamiento vinculado con los rayos infrarrojos reflejados del sol hacia el espacio.

En la capa más baja de la atmósfera (troposfera) quedan los gases y las sustancias que no sólo generarán la reflexión de los rayos infrarrojos hacia el espacio, sino reflejarlos hacia el sol, lo que contribuye a un recalentamiento general, a esto se le conoce como efecto invernadero.

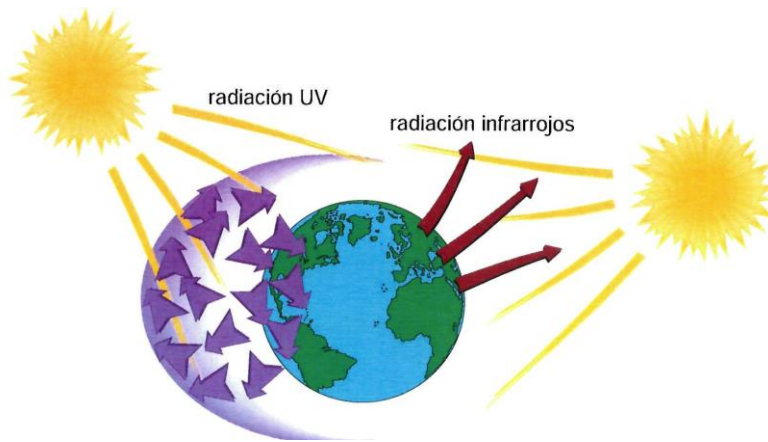


Figura 3.2. Efecto invernadero.

Entre los gases que se consideran de efecto invernadero se encuentran:

- Dióxido de carbono, este debido a la combustión de los combustibles de origen fósiles.
- El ozono procedente de los gases de escape y de combustiones.
- Monóxido de nitrógeno producido por la agricultura intensiva.
- Metano por la cría intensiva de ganado.

Aunque el gas  $\text{SF}_6$  no aparece entre los gases más influyentes debido a que es mínimo el porcentaje ya es contemplado para este tipo de gases de efecto invernadero; Considerado el  $\text{CO}_2$  el preponderante en el fenómeno del cambio climático.

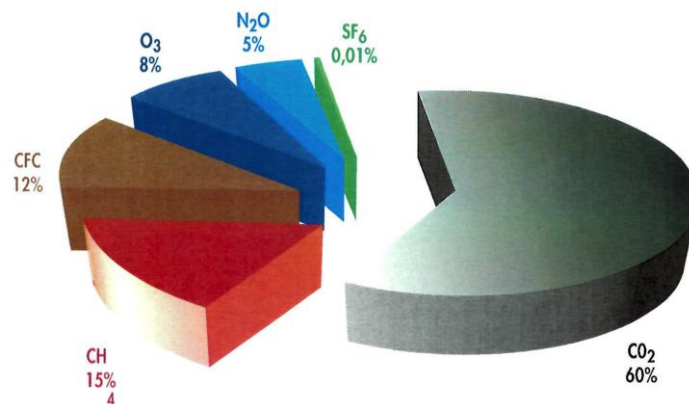


Figura 3.3. Porcentaje de gases productores de gas invernadero.

Más de la mitad del  $\text{SF}_6$  producido se ha utilizado en la industria de la metalurgia para elaborar aluminio y magnesio; en cantidad mucho menor, el  $\text{SF}_6$  se utiliza como gas trazador o como aislante fónico en medicina, en los aceleradores de partículas, en los neumáticos de los automóviles de F1, como aislante de equipos eléctricos.



## Concepto de una Subestación Blindada.

Una subestación GIS, también conocida como una subestación blindada, se tienen los mismos componentes de una subestación convencional:

- Interruptor.
- Seccionador.
- Seccionador de puesta a tierra.
- Transformador de tensión.
- Transformador de corriente.

Estos componentes se encuentran en una cubierta de metal llena con gas SF<sub>6</sub> bajo presión.

Debido a que es muy compacta una subestación blindada y el pequeño tamaño de sus componentes hacen que:

- Requieren menos espacio en comparación con el equipo de distribución convencional.
- Se pueden instalar en diversos lugares, bajo tierra, en un edificio, en un remolque, etc.
- Son más económicas con respecto a espacio requerido.
- Los módulos y componentes se pueden ensamblar y probar en una fábrica antes de transportarse.

En cuanto a la seguridad la subestación blindada posee:

- Este tipo de subestación asegura un alto grado para el personal debido a las partes de alta tensión totalmente encerradas en metal.
- Todas las piezas accesibles al personal se encuentran en potencial a tierra (excepto por los pasantes).
- Los sistemas de alivio de presión protegen los recintos de reventón en el caso de una elevación de la presión del gas.
- Los densímetros supervisan permanentemente la densidad del gas.
- El SF<sub>6</sub> no es tóxico en estado puro.
- Sus seccionadores de puesta a tierra están diseñados para asegurar una puesta a tierra bajo cualquier condición incluyendo corriente de cortocircuito.
- Los indicadores de posición son de diseños particularmente confiables y siempre visibles.

División.

Algo que caracteriza a las subestaciones blindadas es dividir el equipo en varios compartimentos de gas por las siguientes razones:

- Una pérdida de gas local no afecta la operación de toda la subestación y es más fácil de localizar la fuga.
- La división de compartimentos es necesaria para limitar las consecuencias de cualquier falla interna.
- En el caso que un subconjunto necesite mantenimiento, o la subestación se amplíe o se modifique, la división de compartimentos permite que un número máximo de módulos permanezca en servicio.

Cada uno de los compartimentos que se llevaron a cabo de esta forma están dispuestos con los dispositivos indispensables como: válvula de llenado, densímetro de SF<sub>6</sub>, diafragma de seguridad, absorbente de humedad y si es necesario un sistema de localización de fallas.

Es posible identificar los conos, es decir abierto o de barrera "amarilla", así como su orientación gracias a una brinda intermedia instalada entre las dos brindas de ensamble de los recintos. Cuando esta brinda es amarilla, está instalado con un cono de barrera, cuando es del mismo color que el recinto, está instalado un cono abierto.



Figura 3.4. Identificación de los conos en una subestación blindada.

## Interruptor.

El interruptor está compuesto de tres elementos de interrupción situados en una cubierta de tres metales y de un mecanismo de control mecánico con resorte que se puede operar eléctrica o manualmente. Aquí es cuando el gas SF<sub>6</sub> actúa tanto como dieléctrico y como un agente de desconexión.

“Su principio de funcionamiento está basado cuando el interruptor abre el contacto móvil en la dirección 1 consecuencia el contacto superior móvil se mueve en la misma dirección. Durante la carrera las válvulas abren, el gas se comprime dentro de la cámara de presión, tan pronto como los contactos de producción de arcos se separan, el gas comprimido fluye por la boquilla de aislamiento.”<sup>6</sup>

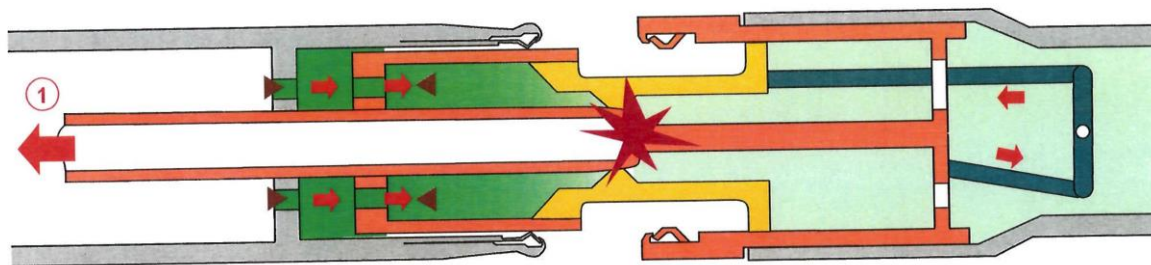


Figura 3.5. Principio de funcionamiento de interruptor por gas SF<sub>6</sub>.

## Seccionador.

El seccionador está dispuesto con un contacto fijo y ensamble de contacto móvil para operar el interruptor de desconexión. Llevan un eje, palanca y varilla que transfieren el movimiento de la articulación al movimiento de traslación del contacto móvil.

Los seccionadores para sistema de doble barra colectora están equipados con contactos para la conmutación (conmutación de barra colectora) de la corriente del circuito.

## Seccionador de puesta a tierra.

Los seccionadores de puesta a tierra se utilizan para conectar a tierra una sección de una subestación blindada con el fin de obtener diversas finalidades como lo pueden ser el mantenimiento, pruebas, extensión principalmente.

A esto se le puede agregar una versión para mediciones:

- Temporizado de interruptores.
- Medición de la relación de los transformadores de corriente.
- Medición de la resistencia de contacto en el conductor principal.

## **Varistor.**

Durante la apertura de un aislador de línea, aparece un arco capacitivo entre los contactos, las variaciones en el arco generan ondas de tensión de alta frecuencia. Este fenómeno existe en las subestaciones convencionales como en las blindadas. Por lo tanto este fenómeno es eléctricamente perjudicial a la cadena de puesta a tierra en el nivel de los recintos.

Las características de tensión/corriente en los varistores son altamente no lineales, estos en condiciones normales de operación dan un valor de corriente despreciable ( $<1\text{Ma}$ ). Pero si se aplica una corriente de impulso de alta amplitud a las terminales, la resistencia se contrae y la corriente fluye a través del varistor.

## **Supresor de picos.**

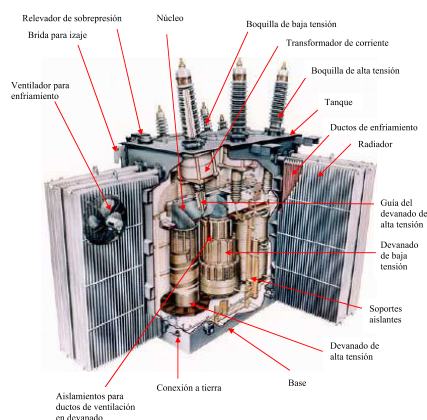
El supresor de picos para una subestación blindada está formado por una pila de discos de óxido de zinc mantenidos en su lugar por una funda en una caja llena de gas  $\text{SF}_6$  bajo presión. Un extremo de la pila está conectado al conductor energizado, mientras el otro extremo se encuentra conectado a tierra a través del sistema de puesta a tierra.

En condiciones normales de operación, los discos son resistivos y no circula ninguna corriente entre fase y tierra. Cuando en el caso de un impulso por rayo, los discos permiten el paso de la corriente, la cual evacua a tierra.

### 3.3.- Transformador de Potencia.

Se utilizan para subestaciones y transformación de energía en media y alta tensión. Se aplican en subestaciones, centrales de generación y usuarios de grandes potencia.

Se construyen en potencias, voltajes y frecuencias estandarizadas



3.6 Elementos de un transformador trifásico.

#### 3.3.1.- Conceptos Generales.

Se denomina transformador a una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo constante la frecuencia.

La potencia que ingresa al equipo no varía en el caso de un transformador ideal (sin pérdidas) pero las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.

Su funcionamiento se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o hierro silicio.

Las bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente.

También existen transformadores con más devanados; en este caso, puede existir un devanado “terciario”, de menor tensión que el secundario.

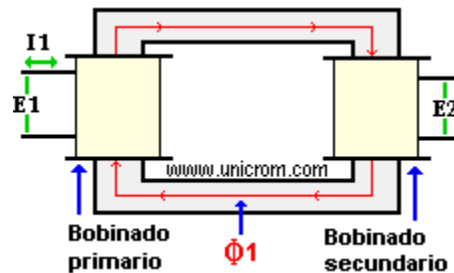
### 3.3.2.- Principio de Operación.

Para poder comprender el funcionamiento de un transformador se examinará el de construcción más elemental. Un circuito magnético simple, constituido por dos columnas y dos culatas, en el que han sido arrollados dos circuitos eléctricos:

- - Uno, constituido por una bobina de  $N_1$  espiras, es conectado a la fuente de corriente alterna y recibe el nombre de primario.
- - Otro constituido por un bobinado de  $N_2$  espiras, permite conectar a sus bornes un circuito eléctrico de utilización (la carga) y recibe el nombre de secundario.

Al alimentar el bobinado primario con una fuente de voltaje alterno, por él (el bobinado) circulará una corriente eléctrica alterna ( $I_1$ ), que produce una fuerza magnetomotriz que causa que se establezca un flujo de líneas de fuerza alterno ( $\Phi_1$ ) en el circuito magnético del transformador.

El flujo  $\Phi_1$ , al estar canalizado en el núcleo, induce en las espiras del bobinado secundario una fuerza electromotriz ( $E_2$ ). Las espiras del bobinado primario también están en la influencia del  $\Phi_1$ . Por lo tanto en ellas se va a inducir una fuerza contraelectromotriz ( $E_1$ ), que se opone al voltaje de alimentación, dando como resultado una disminución de la intensidad de corriente  $I_1$ .



$$E_1 = 4.44 \times \dot{\Phi} \times F \times N_1 \quad E_2 = 4.44 \times \dot{\Phi} \times F \times N_2$$

### 3.7 Circuito línea ico simple

### 3.3.3.- Tipos de Transformadores.

#### TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION

Se denomina transformadores de distribución, generalmente los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 Kva y de tensiones iguales o inferiores a 67 000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes, algunos de los tamaños de potencia superiores, por encima de las clases de 18 Kv, se construyen para montaje en estaciones o en plataformas. Las aplicaciones típicas son para alimentar a granjas, residencias, edificios o almacenes públicos, talleres y centros comerciales.

A continuación se detallan algunos tipos de transformadores de distribución.

##### Descripción:

Se utilizan en intemperie o interior para distribución de energía eléctrica en media tensión. Son de aplicación en zonas urbanas, industrias, minería, explotaciones petroleras, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

##### Características Generales:

Se fabrican en potencias normalizadas desde 25 hasta 1000 Kva y tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33 y 35 Kv. Se construyen en otras tensiones primarias según especificaciones particulares del cliente. Se proveen en frecuencias de 50-60 Hz. La variación de tensión, se realiza mediante un conmutador exterior de accionamiento sin carga.



3.8 **TRANSFORMADOR TIPO POSTE**

## Transformadores Secos Encapsulados en Resina Epoxi

### Descripción:

Se utilizan en interior para distribución de energía eléctrica en media tensión, en lugares donde los espacios reducidos y los requerimientos de seguridad en caso de incendio imposibilitan la utilización de transformadores refrigerados en aceite. Son de aplicación en grandes edificios, hospitales, industrias, minería, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

### Características Generales:

Su principal característica es que son refrigerados en aire con aislación clase F, utilizándose resina epoxi como medio de protección de los arrollamientos, siendo innecesario cualquier mantenimiento posterior a la instalación. Se fabrican en potencias normalizadas desde 100 hasta 2500 Kva, tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33 y 35 Kv y frecuencias de 50 y 60 Hz.



**3.9 Transformador tipo seco**



## Transformadores Herméticos de Llenado Integral

### Descripción:

Se utilizan en intemperie o interior para distribución de energía eléctrica en media tensión, siendo muy útiles en lugares donde los espacios son reducidos. Son de aplicación en zonas urbanas, industrias, minería, explotaciones petroleras, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

### Características Generales:

Su principal característica es que al no llevar tanque de expansión de aceite no necesita mantenimiento, siendo esta construcción más compacta que la tradicional. Se fabrican en potencias normalizadas desde 100 hasta 1000 Kva, tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33 y 35 Kv y frecuencias de 50 y 60 Hz.



3.10 Transformadores Herméticos de Llenado Integral

## Transformadores Rurales

### Descripción:

Están diseñados para instalación monoposte en redes de electrificación suburbanas monofilares, bifilares y trifilares, de 7.6, 13.2 y 15 Kv.

En redes trifilares se pueden utilizar transformadores trifásicos o como alternativa 3 monofásicos.



3.11 Transformador rural

## Transformadores Subterráneos

### Aplicaciones

Transformador de construcción adecuada para ser instalado en cámaras, en cualquier nivel, pudiendo ser utilizado donde haya posibilidad de inmersión de cualquier naturaleza.

### Características

Potencia: 150 a 2000KVA

Alta Tensión: 15 o 24,2KV

Baja Tensión: 216,5/125;220/127;380/220;400/231V



### 3.12 Transformadores Subterráneos

## Transformadores Auto Protegidos

### Aplicaciones

El transformador incorpora componentes para protección del sistema de distribución contra sobrecargas, corto-circuitos en la red secundaria y fallas internas en el transformador, para esto incluye fusibles de alta tensión y disyuntor de baja tensión, montados internamente en el tanque, fusibles de alta tensión y disyuntor de baja tensión. Para protección contra sobretensiones el transformador está provisto de dispositivo para fijación de pararrayos externos en el tanque.

### Características

Potencia: 45 a 150KVA

Alta Tensión: 15 o 24,2KV

Baja Tensión: 380/220 o 220/127V



3.13 Transformadores Auto Protegidos

## AUTOTRANSFORMADORES

Los autotransformadores se usan normalmente para conectar dos sistemas de transmisión de tensiones diferentes, frecuentemente con un devanado terciario en triángulo. De manera parecida, los autotransformadores son adecuados como transformadores elevadores de centrales cuando se desea alimentar dos sistemas de transporte diferentes. En este caso el devanado terciario en triángulo es un devanado de plena capacidad conectado al generador y los dos sistemas de transporte se conectan al devanado, autotransformador. El autotransformador no sólo presenta menores pérdidas que el transformador normal, sino que su menor tamaño y peso permiten el transporte de potencias superiores.



3.14 AUTOTRANSFORMADORES

### **3.3.4.- Componentes y accesorios.**

#### **Núcleo**

el circuito magnético es del tipo ensamblado compuesto por columnas y yugos constituidos de laminas de acero arsilio de grano orientado laminado en frío y de alta permeabilidad magnética recubierto de aislamiento morganico en ambas caras que son cortadas asegurando la ausencia de nubosidades que permiten obtener bajos valores de corriente de excitación y perdidas en vacío.

**Arrollamientos** Los devanados están formados por bobinas concéntricas de cobre electrolítico de alta conductividad y el aislamiento es papel impregnado en aceite (clase A). su diseño permite que el transformador pueda suministrar la potencia nominal en cualquier posición del conmutador de derivaciones. Las bobinas son compactas, ensambladas y aseguradas.

Las conexiones al conmutador de derivación y a los aisladores pasa tapas de alta y baja tensión son realizadas de manera que aseguren una correcta conexión eléctrica y mecánica a prueba de vibraciones durante el transporte y la operación del transformador.

**Tanque** El tanque es del tipo corrugado con tapa empernada en el cual las paredes están conformadas por aletas onduladas soldadas a la estructura y constituyen el sistema de refrigeración del transformador.

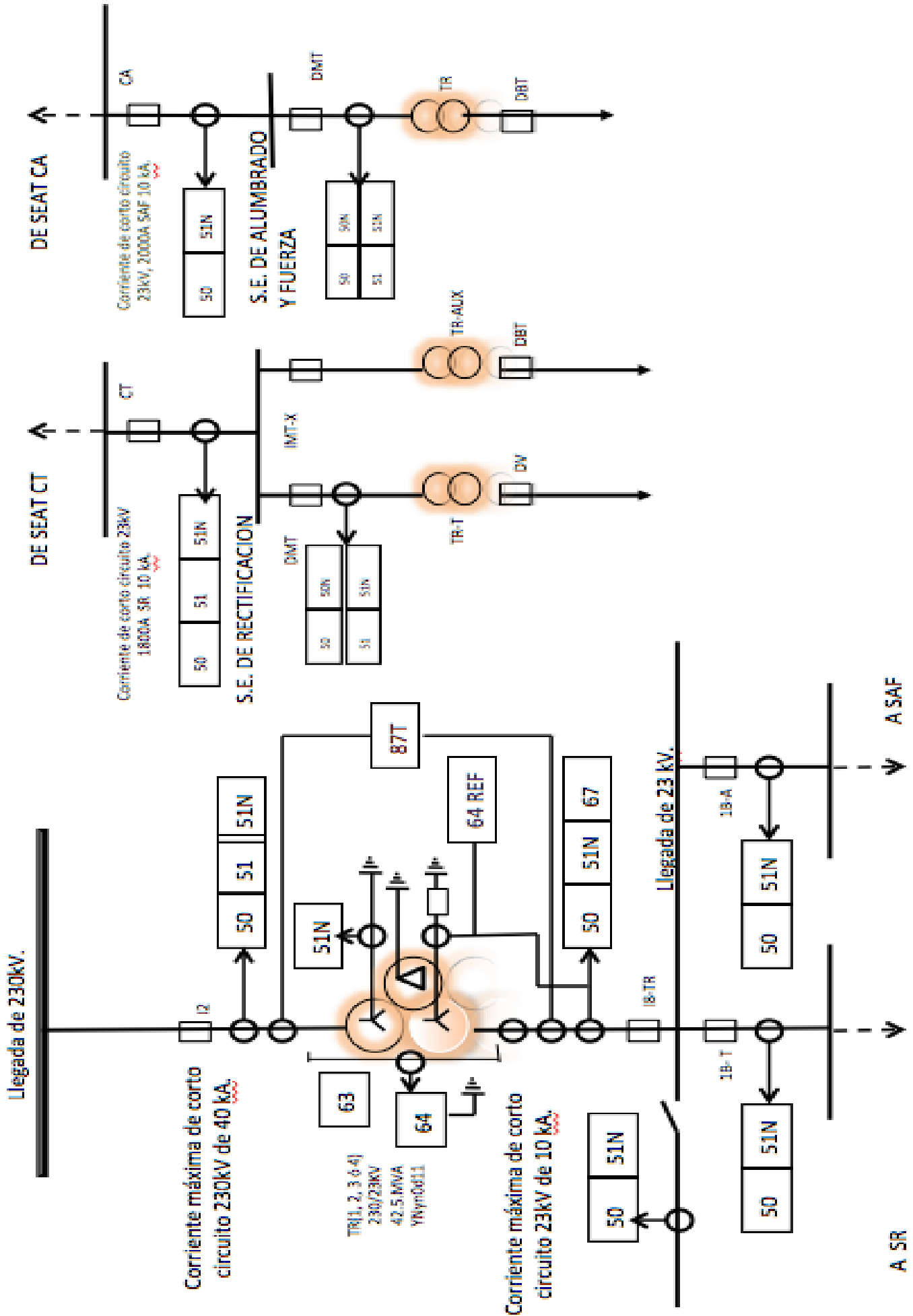
Con esta construcción en plancha de acero estructural se obtiene una robustez de gran resistencia a los esfuerzos mecánicos y se permite el despacho de los transformadores llenos de aceite listos para entrar en servicio. La protección contra la intemperie incluye la eliminación de todo oxido mediante granallado previo a la aplicación de pintura base anticorrosivo (2 capas) y de pintura de acabado (2 capas).

# CAPÍTULO 4

## COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

### 4.1.-Introducción.

En este capítulo procederemos a realizar los cálculos para la correcta coordinación de protecciones de la subestación seat-estrella. Durante la realización de dichos cálculos se mencionaran los tipos de relevadores que serán utilizados así como el ajuste que deberán de llevar, considerando primordialmente los de sobrecorriente y sobrecorriente de tiempo inverso, protección al transformador (diferencial), de falla a tierra, presión, entre otros. Se anexaran las curvas del relevador y en algunos casos particulares una explicación de su funcionamiento.



## 4.2.-Corriente de cortocircuito del lado 230Kv

La potencia de cortocircuito indicada es de 15gva, esta potencia se entiende como una potencia máxima. Entonces la corriente de cortocircuito correspondiente es:

$$I_{cc1} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{15 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230} = 37,7 \text{Ka}$$

Dónde:

- $S_{cc}$ : la potencia de cortocircuito (en Kva)

- $U_1$ : la tensión trifásica de la red (en Kv)

- $I_{cc1}$ : la corriente de cortocircuito al primario del transformador (en A)

La corriente de cortocircuito de referencia del lado 230Kv es de 37,7 Ka

Corriente de cortocircuito del lado 23Kv

El cálculo de la corriente de cortocircuito se basa en el método y las formulas de la norma CEI-60909.

Impedancia de la red

La impedancia  $Z_{red 1}$  de la red-fuente (por el lado de AT) se calcula de la siguiente manera:

$$Z_{red 1} = \frac{c \cdot U_1}{\sqrt{3} \cdot I_{cc1}} = \frac{1.1 \cdot (230 \cdot 10^3)}{\sqrt{3} \cdot 37.7 \cdot 10^3} = 3.879 \Omega$$

Dónde:

$I_{cc1}$ : la corriente de cortocircuito (en A)

$U_1$ : la tensión trifásica nominal de la red (en V)

$Z_{red 1}$ : la impedancia de la red-fuente (en  $\Omega$ )

c: factor de tensión de 1.1 (configuración máxima) según el cuadro 1 de la CEI-60909 (tensión superior a 1 Kv)

## La impedancia del transformador

La impedancia  $Z_{tr}$  del transformador de potencia de la SEAT se calcula de la siguiente manera:

$$Z_{tr} = \frac{U_{20}^2}{S_{tr}} \cdot U_{cc} = \frac{(24.9 \cdot 10^3)^2}{42.5 \cdot 10^6} \cdot 16.73\% = 2.441 \Omega$$



Dónde:

$S_{tr}$ : la potencia del transformador (en VA)

$U_{20}$ : la tensión trifásica en vacío al secundario del transformador (en V) (valor proporcionado por el proveedor del transformador ABB)

$U_{cc}$ : La tensión de cortocircuito del transformador (%) (Valor proporcionado por el proveedor del transformador ABB)

$Z_{tr}$ : La impedancia del transformador (en  $\Omega$ )

La impedancia del transformador en el lado 23Kv es de 2.441  $\Omega$

### Calculo de la resistencia del transformador:

$$P_{cobre} = P_{total} - P_{vacio} = 214 - 32 = 182Kw$$

Dónde:

$P_{cobre}$ : las pérdidas cobre del transformador (en Kw)

$P_{total}$ : las pérdidas totales (en carga) del transformador (en Kw) (valor proporcionado por el proveedor del transformador ABB)

$P_{vacio}$ : las pérdidas en vacío del transformador (en Kw) (valor proporcionado por el proveedor del transformador ABB)

$$R_{tr} = \frac{P_{cobre}}{3 \cdot I_n^2} \cdot \left(\frac{24.9}{230}\right)^2 = \frac{182 \cdot 10^3}{3 \cdot 106.7^2} \cdot \left(\frac{24.9}{230}\right)^2 = 62.5 \text{ m}\Omega$$

$$\frac{X_{tr}}{R_{tr}} = \frac{2.44}{0.0625} = 39$$

Dónde:

$P_{cobre}$ : las pérdidas cobre del transformador (en Kw)

$I_n$ : corriente nominal 230 Kv, calculado con la carga nominal de 42.5 MVA (en A)

$R_{tr}$ : Resistencia del transformador (en  $\Omega$ )

$X_{tr}$ : Reactancia del transformador (en  $\Omega$ ) (valor proporcionado por el proveedor del transformador ABB)

Entonces, se aplica un coeficiente de corrección  $K_T$  al transformador:

$$K_T = 0.95 \cdot \frac{C_{max}}{1 + 0.6 \cdot x_t} \quad \text{con} \quad x_t = \frac{X_{tr}}{U_{20}^2 / S_{tr}} = \frac{2.44}{(24.9 \cdot 10^3)^2 / 42.5 \cdot 10^6} = 0.167$$

$$K_T = 0.95 \cdot \frac{1.1}{1 + 0.6 \cdot x_t} = 0.950$$

Dónde:

$C_{max}$ : factor de tensión de 1.1 según el cuadro 1 de la CEI-60909 (tensión superior a 1 Kv)

$R_{tr}$ : Resistencia del transformador (en  $\Omega$ )

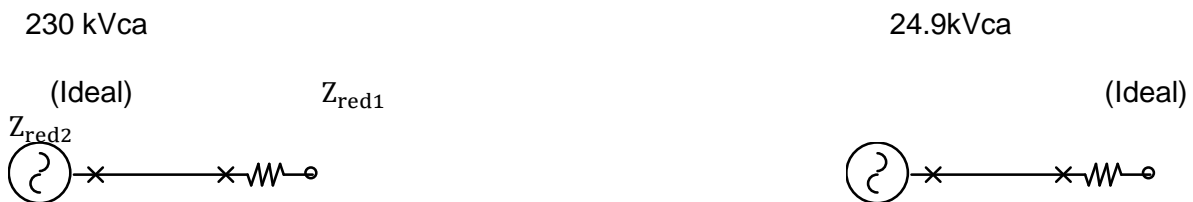
$Z_{tr}$ : impedancia del transformador (en  $\Omega$ )

$K_T$ : coeficiente de corrección de la impedancia del transformador

Dado lo anterior, se calcula la impedancia corregida:

$$Z_{trT} = K_T \cdot Z_{tr} = 0.950 \cdot (0.0625 + j \cdot 2.44) = 0.0594 + j \cdot 2.317$$

## Impedancia de la red al secundario 23Kv



Circuito eléctrico equivalente de la red-fuente 230Kv y su equivalente en 23Kv (24.9Kv en vacío)

La impedancia  $Z_{red2}$  de la red-fuente al secundario se calcula de la siguiente manera:

$$Z_{red2} = Z_{red1} \left( \frac{U_{20}}{U_t} \right)^2 = 3.879 \cdot \left( \frac{24.9}{230} \right)^2 = 45.47 \text{ M}\omega$$

Dónde:

$U_{20}$ : la tensión trifásica nominal secundaria del transformador (en V)

$U_t$ : la tensión trifásica nominal primaria del transformador (en V)

$Z_{red1}$ : la impedancia de la red (en  $\Omega$ )

$Z_{red2}$ : la impedancia de la red secundaria (en  $\Omega$ )

**La impedancia de la red en el secundario del transformador es de 45.47m $\Omega$ .**

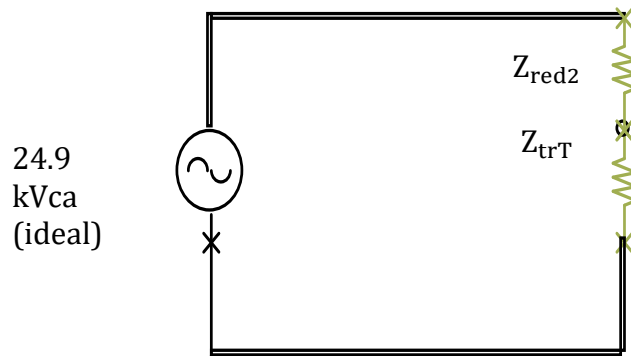
Entonces, se calculan las partes reales e imaginarias; para esto se indica la relación propuesta por la norma CEI 60909-0

$$\frac{X_{red2}}{R_{red2}} = 10$$

$$R_{red2} = \frac{Z_{red2}}{\sqrt{\left(\frac{X_{red2}}{R_{red2}}\right)^2 + 1}} = \frac{.04547}{\sqrt{10^2 + 1}} = 4.52m\Omega$$

$$X_{red2} = 10 \cdot R_{red2} = 10 \cdot 4.52 \cdot 10^{-3} = 45.24m\Omega$$

## Impedancia total de cortocircuito



La impedancia total de cortocircuito al secundario del transformador de potencia de la SEAT es la suma de la impedancia de la red en el secundario y de la impedancia del transformador.

$$Z_{cc} = Z_{trT} + Z_{red2} = (0.0594 + 0.00452) + j \cdot (2.317 + 0.0452) = 0.0639 + j \cdot 2.362$$

Dónde:

$Z_{trT}$ : la impedancia corregida del transformador (en  $\Omega$ )

$Z_{red2}$ : la impedancia de la red al secundario (en  $\Omega$ )

$z_{cc}$ : la impedancia total de cortocircuito (en  $\Omega$ )

$$Z_{cc} = |Z_{cc}| = 2.363 \Omega$$

La impedancia total de cortocircuito es de 2.363  $\Omega$ .

## Corriente total de cortocircuito al secundario 23Kv

24.9 kVca

(ideal)



La corriente total de cortocircuito en el secundario se calcula con la formula siguiente:

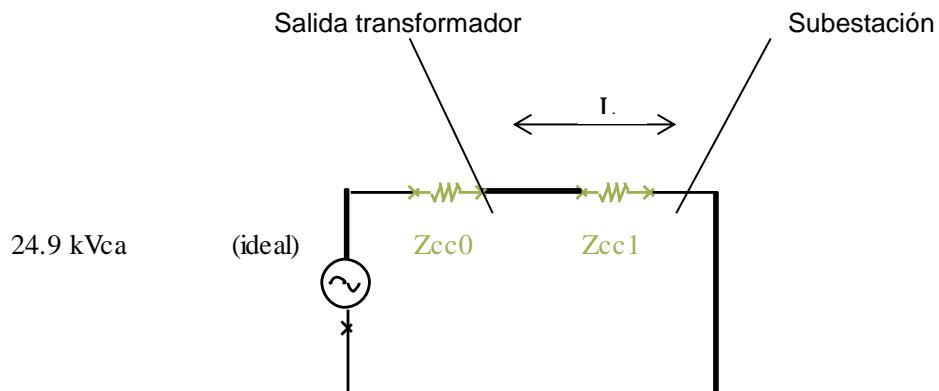
$$I_{cc2} = c \cdot \frac{U_{20}}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} = 1.1 \cdot \frac{24900}{\sqrt{3} \cdot 2.363} = 6.7kA$$

Dónde:

- $U_{20}$ : la tensión trifásica en vacio secundaria del transformador (en V)(valor proporcionado por el proveedor del transformador ABB)
- $Z_{cc}$ : la impedancia total de cortocircuito (en  $\Omega$ )
- $I_{cc2}$ : la corriente de cortocircuito al secundario del transformador (en A)
- $c$ : factor de red de 1.1 (configuración máxima) según el cuadro 1 de la CEI-60909(tensión superior a 1 Kv)

La corriente de cortocircuito para el dimensionamiento térmico (de los equipos 23Kv), calculada en el secundario del transformador es de 6.7 Ka Nótese que se considera la misma corriente de cortocircuito a todo lo largo de la línea, porque las SAF y SR más cercanas (en Atlalilco) están a una distancia aproximada de 200 m de la SEAT, además de razones de estandarización.

## Corriente de cortocircuito mínimo



En las SR

Las características (proporcionadas por Conдумéx) del Cable 107mm<sup>2</sup> (4/0 AWG) que aseguran el enlace entre la SEAT y las SR son las siguientes:

Resistencia linéica (a 90°C) de 0.210 Ω/Km.

Reactancia linéica de 0.171 Ω/Km

Impedancia de la línea máxima (entre la SEAT y la SR ubicada en los talleres Tláhuac):

$$Z_L = L \cdot (R_L + j \cdot X_L) = 19.6 \cdot (.210 + j \cdot 0.171) = 4.12 + j \cdot 3.35$$

Dónde:

$Z_L$ : la impedancia de la línea en el tramo SEAT-SR (en Ω)

$R_L$ : la resistencia linéica de la línea (en Ω/Km)

$X_L$ : la reactancia linéica de la línea (en Ω/Km)

L: distancia entre la SEAT y la SR (en Km)

Impedancia máxima de cortocircuito

$$Z_{cc(max)} = Z_{cc} + Z_L = (0.0639 + 4.12) + j \cdot (2.362 + 3.35) = 4.18 + j \cdot 5.71$$

Dónde:

$Z_{cc(max)}$ : la impedancia máxima de cortocircuito (en Ω)

$Z_{cc}$ : la impedancia de cortocircuito en la SEAT (en Ω)

$Z_L$ : la impedancia de la línea por tramo SEAT-SR (en Ω)

Nota: se queda el valor  $Z_{cc}$  calculado en 4.4, porque consideramos la potencia de cortocircuito al nivel 230Kv (que solo puede indicar CFE) como máxima y mínima (invariable).

$$Z_{cc(max)} = |Z_{cc(max)}| = 7.08\Omega$$

La impedancia total de cortocircuito es de 7.08 Ω.

### Corriente de cortocircuito:

$$I_{cc2(min)} = c \cdot \frac{U_{20}}{\sqrt{3}|Z_{cc} + Z_L|} = 1 \cdot \frac{24.9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7.08} = 2.03Ka$$

Dónde:

$U_{20}$ : la tensión trifásica en vacío al secundario del transformador (en V) (valor proporcionado por el proveedor del transformador ABB)

$Z_{cc}$ : la impedancia total de cortocircuito (en  $\Omega$ )

$Z_L$ : la impedancia de la línea en el tramo SEAT-SR (en  $\Omega$ )

$I_{cc2(\min)}$ : la corriente de cortocircuito a la entrada de la SR (en A)

c: factor de tensión de 1 (configuración mínima) según el cuadro 1 de la CEI-60909 (tensión superior a 1Kv)

La corriente mínima de cortocircuito es de 2.03Ka y será utilizado para el ajuste del disparo de las protecciones.

### En las SAF

Las características (proporcionadas por Conдумéx) del cable 152mm<sup>2</sup> (350KCM) que aseguran el enlace entre la SEAT y las SAF son las siguientes:

Resistencia linéica (a 90°) de 0.149  $\Omega$ /Km

Reactancia linéica de 0.162  $\Omega$ /Km

Impedancia de la línea máxima (entre la SEAT y la SAF Atlalilco de la vía opuesta en operación bajo falla, anillo completo):

$$Z_L = L \cdot (R_L + j \cdot X_L) = 40 \cdot (.149 + j \cdot .162) = 5.96 + j \cdot 6.48$$

Dónde:

$Z_L$ : la impedancia de la línea por el tramo SEAT-SAF (en  $\Omega$ )

$R_L$ : la resistencia linéica de la línea (en  $\Omega$ /Km)

$X_L$ : la reactancia linéica de la línea (en  $\Omega$ /Km)

L: distancia entre la SEAT y la SAF (en Km)

### Impedancia máxima de cortocircuito

$$Z_{cc(\max)} = Z_{cc} + Z_L = (0.0639 + 5.96) + j \cdot (2.362 + 6.48) = 6.02 + j \cdot 8.84$$

Donde:

$Z_{cc(\max)}$ : La impedancia máxima de cortocircuito (en  $\Omega$ )

$Z_{cc}$ : La impedancia de cortocircuito en la SEAT (en  $\Omega$ )

$Z_L$ : La impedancia de la línea por tramo SEAT-SR (en  $\Omega$ )

$$Z_{cc(\max)} = |Z_{cc(\max)}| = 10.70\Omega$$

La impedancia total de cortocircuito es de 10.7  $\Omega$ .

### Corriente de cortocircuito:

$$I_{cc2(\min)} = c \cdot \frac{U_{20}}{\sqrt{3}|Z_{cc} + Z_L|} = 1 \cdot \frac{24.9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10.7} = 1.34\text{Ka}$$

Donde:

$U_{20}$ : La tensión trifásica en vacío al secundario del transformador (en V) (valor proporcionado por el proveedor del transformador ABB)

$Z_{cc}$ : La impedancia total de cortocircuito (en  $\Omega$ )

$Z_L$ : La impedancia de la línea en el tramo SEAT-SR (en  $\Omega$ )

$I_{cc2(\min)}$ : La corriente de cortocircuito a la entrada de la SR (en A)

c: Factor de tensión de 1 (configuración mínima) según el cuadro 1 de la CEI-60909 (tensión superior a 1Kv)

La corriente mínima de cortocircuito es de 1.34 Ka y será utilizado para el ajuste del disparo de las protecciones.

## Corriente de cortocircuito máximo

En las SR

A continuación se encuentran las corrientes de cortocircuito máximos para cada SR:

SR	Distancia a la SEAT (m)	Corriente de cortocircuito máximo (Ka)
SR 01 – TLAHUAC	15021	2.69
SR 02 – TLATLENCO	13331	2.9
SR 03 – NOPALERA	10991	3.26
SR 04 – OLIVOS	9537	3.52
SR 05 – PERIFERICO ORIENTE	7736	3.91
SR 06 – CALLE 11	5971	4.36
SR 07 – SAN ANDRES TOMATLAN	3711	5.08
SR 08 – PUEBLO CULHUACAN	1841	5.83
SR 09 – ATLALILCO	411	6.49
SR 10 – MEXICALTZINGO	1529	5.97
SR 11 – ERMITA	3504	5.16
SR 12 – PARQUE DE LOS VENADOS	5631	4.46
SR 13 – 20 DE NOVIEMBRE	6929	4.1
SR 14 – MIXCOAC	8414	3.75
SR 15 – TALLERES TLAHUAC	19591	2.24

TABLA 1.- Corrientes de cortocircuito máximos para cada SR

En las SAF

A continuación se encuentran las corrientes de cortocircuito máximos para cada SAF:

SAF	DISTANCIA A LA SEAT (m)	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MAXIMO (Ka)
TALLERES TLAHUAC	19591	2.52
TLAHUAC	15182	2.96
TLALTENCO	13699	3.14
ZAPOTITLA	12564	3.30
NOPALERA	11024	3.53
OLIVOS	9578	3.78
SAN LORENZO TEZONCO	8853	3.92
PERIFERICO ORIENTE	7173	4.28
CALLE 11	5954	4.58
SANTA MARIA TOMATLAN	3714	5.23
PUEBLO CULHUACAN	2532	5.64
ATLALILCO	220	6.59
MEXICALTZINGO	1360	6.1
ERMITA	3315	5.36
EJE CENTRAL	4360	5.02
PARQUE DE LOS VENADOS	5790	4.62
ZAPATA	6502	4.44
20 DE NOVIEMBRE	7103	4.29
INSURGENTES SUR	7977	4.10
MIXCOAC	8789	3.93
DEPOSITO MIXCOAC	10138	3.68

TABLA 2.- corrientes de cortocircuito máximos para cada SAF



## Corrientes de cortocircuito monofásico lado 23 kV Valor máximo

Se utiliza una resistencia conectada entre la tierra y el neutro del transformador para limitar las corrientes de cortocircuito monofásico.

Para limitar la corriente de cortocircuito monofásico en la cercanía del transformador a 1000 A, se utilizan las siguientes formulas:

$$Z_{0-T} = \frac{c \cdot U_2 \cdot \sqrt{3}}{I_{cc}} = \frac{1.1 \cdot 23 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}}{1000} = 43.82 \Omega \quad \text{con} \quad R_T = \frac{Z_{0-T}}{3} = \frac{43.82}{3} = 14.61 \Omega$$

Donde:

$U_2$ : La tensión trifásica nominal en el secundario del transformador (en V)

$Z_{0-T}$ : La impedancia homopolar del transformador (en  $\Omega$ ) (en relación con la resistencia homopolar del transformador, se desprecia su impedancia directa así como la impedancia directa de la red-fuente)

$R_T$ : La resistencia de neutro (en  $\Omega$ )

$I_{cc}$ : La corriente de corto circuito monofásico en el secundario del transformador (en A)

c: Factor de tensión de 1.1 (configuración máxima) según el cuadro 1 de la CEI-60909 (tensión superior a 1 kV)

Notas:

No se considera en este cálculo las impedancias directas e inversas de la red-fuente por que la resistencia homopolar es preponderante.

Entonces, se necesita una resistencia de neutro de 14.7  $\Omega$

## Valor mínimo

Respetando este valor de resistencia, se puede calcular el valor mínimo de un cortocircuito monofásico lejos del transformador.

En las SR

Las características (proporcionadas por Conдумéx) del cable 107mm<sup>2</sup>(4/0 AWG) que aseguran el enlace entre la SEAT y las SR son las siguientes:

Resistencia linéica (a 90°C) de 0.210  $\Omega$ /Km.

Reactancia linéica de 0.171  $\Omega$ /Km.

Impedancia de la línea máxima (entre la SEAT y la SR ubicada en los talleres Tláhuac):

$$Z_L = L \cdot (R_L + j \cdot X_L) = 19.6 \cdot (.210 + j \cdot 0.171) = 4.12 + j \cdot 3.35$$

Donde:

$Z_L$ : La impedancia de la línea en el tramo SEAT-SR (en  $\Omega$ )

$R_L$ : La resistencia linéica de la línea (en  $\Omega/\text{Km}$ )

$X_L$ : La reactancia linéica de la línea (en  $\Omega/\text{Km}$ )

L: Distancia entre la SEAT y la SR Talleres Tláhuac (en Km)

Corriente de cortocircuito:

$$I_{cc2(\min)} = c \cdot \frac{U_2 \cdot \sqrt{3}}{|Z_0 + Z_d + Z_t|} \quad \text{Con} \quad Z_d = Z_t = Z_L$$

(Se puede despreciar la impedancia directa del transformador y de la red)

$$= \frac{U_2 \cdot \sqrt{3}}{3 \cdot R_T + R_{0-L} + 2 \cdot R_L} \quad (\text{Se puede despreciar las reactancias ante la resistencia})$$

$$= \frac{U_2 \cdot \sqrt{3}}{3 \cdot R_T + R_{0-L} + 2 \cdot R_L} = \frac{23 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}}{3 \cdot 14.7 + 0.3 \cdot 19.6 + 2 \cdot 4.12} = \frac{23 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}}{58.22} = 684\text{A}$$

Donde:

$U_2$ : La tensión trifásica en el secundario del transformador (en V)

$Z_0$ : La impedancia homopolar (en  $\Omega$ )

$Z_d$ : La impedancia directa (en  $\Omega$ )

$Z_i$ : La impedancia indirecta (en  $\Omega$ )

$R_L$ : La resistencia de la línea por el tramo SEAT-SR (en  $\Omega$ )

$R_{0-L}$ : La resistencia homopolar de la línea (en  $\Omega$ ) (estimada en función del tipo del cable y de la distancia)

$R_T$ : La resistencia de neutro (en  $\Omega$ )

$I_{cc}$ : La corriente de corto circuito en el secundario del transformador (en A)

c: Factor de tensión de 1.1 (configuración máxima) según el cuadro 1 de la CEI-60909 (tensión superior a 1 kV)

La corriente mínima de cortocircuito monofásico es de 684<sup>a</sup> y será utilizado para el ajuste del disparo de las protecciones

En las SAF

Las características (proporcionadas por Conдумéx) del cable 152 mm<sup>2</sup>(350 KCM) que aseguran el enlace entre la SEAT y las SAF son las siguientes:

Resistencia linéica (a 90°C) de 0.149  $\Omega/\text{Km}$ .

Reactancia linéica de 0.162  $\Omega/\text{Km}$

Impedancia de la línea máxima (entre la SEAT y la SAF Atlalilco de la vía opuesta en operación bajo falla, anillo completo):

$$Z_L = L \cdot (R_L + j \cdot X_L) = 40 \cdot (.149 + j \cdot 0.162) = 5.96j \cdot 6.48$$

Donde:

$Z_L$ : La impedancia de la línea en el tramo SEAT-SR (en  $\Omega$ )

$R_L$ : La resistencia linéica de la línea (en  $\Omega/\text{Km}$ )

$X_L$ : La reactancia linéica de la línea (en  $\Omega/\text{Km}$ )

L: Distancia entre la SEAT y la SAF (en Km)

Corriente de cortocircuito:

$$I_{cc2(\min)} = c \cdot \frac{U_2 \cdot \sqrt{3}}{|Z_0 + Z_d + Z_t|} \quad \text{Con} \quad Z_d = Z_t = Z_L$$

(Se puede despreciar la impedancia directa del transformador y de la red)

$$= \frac{U_2 \cdot \sqrt{3}}{3 \cdot R_T + R_{L-0} + 2 \cdot R_L} \quad (\text{Se puede despreciar las reactancias ante las resistencias})$$

$$= \frac{U_2 \cdot \sqrt{3}}{3 \cdot R_T + R_{L-0} + 2 \cdot R_L} = \frac{23 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}}{3 \cdot 14.7 + 0.3 \cdot 30.2 + 2 \cdot 5.96} = \frac{23 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}}{65.08} = 612\text{A}$$

Donde:

$U_2$ : La tensión trifásica en el secundario del transformador (en V)

$Z_0$ : La impedancia homopolar (en  $\Omega$ )

$Z_d$ : La impedancia directa (en  $\Omega$ )

$Z_i$ : La impedancia indirecta (en  $\Omega$ )

$R_L$ : La resistencia de la línea por el tramo SEAT-SAF (en  $\Omega$ )

$R_{L-0}$ : La resistencia homopolar de la línea (en  $\Omega$ ) (estimada)

$R_T$ : La resistencia de neutro (en  $\Omega$ )

$I_{cc}$ : La corriente de corto circuito monofásico en el secundario del transformador (en A)

c: Factor de tensión de 1.1 (configuración máxima) según el cuadro 1 de la CEI-60909 (tensión superior a 1 kV)

La corriente mínima de cortocircuito monofásico es de 612 A y será utilizado para el ajuste del disparo de las protecciones.

## En las SR

A continuación se encuentran las corrientes de cortocircuito máximos para cada SR:

<b>SR</b>	<b>Distancia a la SEAT (m)</b>	<b>Corriente de cortocircuito máximo (kA)</b>
SR 01 - TLAHUAC	15021	798
SR 02 - TLATLENCO	13331	817
SR 03 - NOPALERA	10991	843
SR 04 – OLIVOS	9537	860
SR 05 – PERIFERICO ORIENTE	7736	883
SR 06 – CALLE 11	5971	906
SR 07 – SAN ANDRES TOMATLAN	3711	937
SR 08 – PUEBLO CULHUACAN	1841	965
SR 09 – ATLALILCO	411	988
SR 10 – MEXICALTZINGO	1529	970
SR 11 – ERMITA	3504	940
SR 12 – PARQUE DE LOS VENADOS	5631	911
SR 13 – 20 DE NOVIEMBRE	6929	893
SR 14 – MIXCOAC	8414	874
SR 15 – TALLERES TLAHUAC	19591	753

TABLA3.- corrientes de cortocircuito máximos para cada SR lado 23kv

## **En las SAF**

A continuación se encuentran las corrientes de cortocircuito máximos para cada SAF:

<b>SAF</b>	<b>DISTANCIA A LA SEAT (m)</b>	<b>CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MAXIMO (kA)</b>
TALLERES TLAHUAC	19591	786
TLAHUAC	15182	825
TLALTENCO	13699	839
ZAPOTITLA	12564	850
NOPALERA	11024	865
OLIVOS	9578	880
SAN LORENZO TEZONCO	8853	888
PERIFERICO ORIENTE	7173	906
CALLE 11	5954	920
SANTA MARIA TOMATLAN	3714	947
PUEBLO CULHUACAN	2532	961
ATLALILCO	220	991
MEXICALTZINGO	1360	976
ERMITA	3315	951
EJE CENTRAL	4360	939
PARQUE DE LOS VENADOS	5790	922
ZAPATA	6502	914
20 DE NOVIEMBRE	7103	907
INSURGENTES SUR	7977	897
MIXCOAC	8789	888
DEPOSITO MIXCOAC	10138	874

TABLA 4.- corrientes de cortocircuito máximos para cada SAF lado 23kV

## **4.3.-Memoria de ajustes de protecciones**

### **Transformadores de potencia**

Según los documentos de referencia, las características de los transformadores TR3 y TR4 son:

Tensión nominal: 230 kV/ 23 kV  
Energía: 42.5 MVA  
Corriente nominal primaria: 106.7 A  
Corriente nominal secundaria: 1067 A  
Configuración de bobinado: YN/yn0/d11  
Usc=16.73%

Relación CT y VT

Según los documentos de referencia, las características de los transformadores TR3 y TR4 son:

1 MiCOM P632  
Fase CT en lado HV: 600-800/5A  
Tierra CT en lado HV: 600/5A  
Fase CT en lado MV: 2000/5A  
Tierra CT en lado MV: 2000/5A

1 MiCOM P122  
Fase y tierra CT:600-800/5A

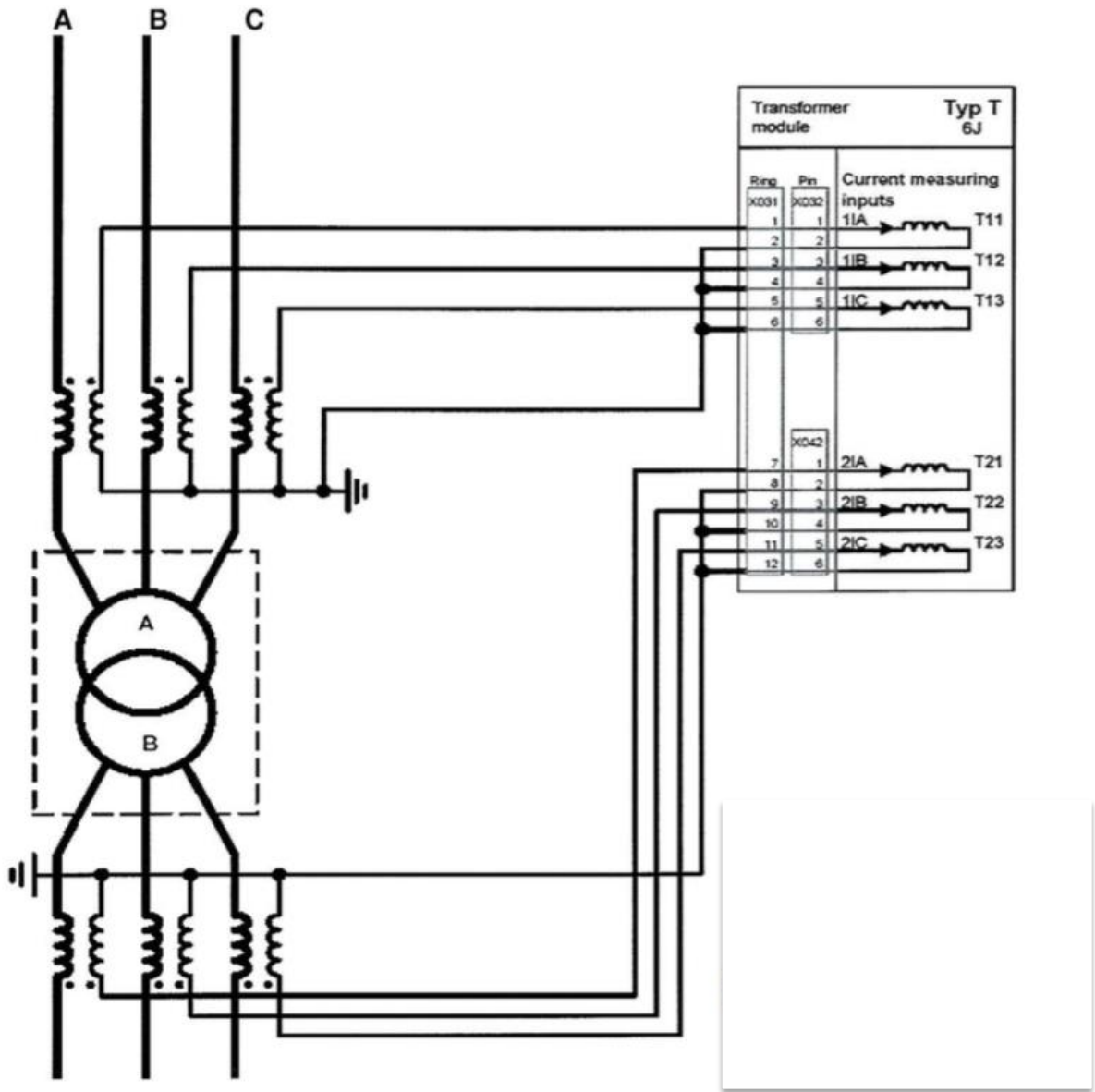
1 MiCOM P120  
Tierra tanque CT:600-1200/5A

### **Protección diferencial transformador-MiCOM P632-TR3 y TR4**

Fase CT en lado HV: 600-800/5A  
Tierra CT en lado HV: 600/5A  
Fase CT en lado MV: 2000/ 5A  
Tierra CT en lado MV: 2000/5<sup>a</sup>

### **Protección diferencial (87T)**

La operación correcta de la función diferencial está condicionada a la conformidad del cableado de la medida de corriente asignada por el relé estándar de la manera siguiente:



#### 4.2 Diagrama de rele

Las funciones diferenciales (87 y 64REF) requieren una correspondencia entre la dimensión de los transformadores de corriente y valores de energía del

transformador de potencia que se desea proteger. El relé calcula los coeficientes, y si se encuentra fuera de la gama especificada, la carga De los parámetros no será aceptada por el relé. Por esto, es esencial verificar la correspondencia de los coeficientes con la gama impuesta por el relé para evitar problemas durante la puesta en marcha.

Función 87:

$$k_{am,HTB} = \frac{I_{nom,HTB}}{I_{ref,HTB}} = \frac{600}{106.7} = 5.63$$

$$k_{am,HTA} = \frac{I_{nom,HTA}}{I_{ref,HTA}} = \frac{2000}{1067} = 1.87$$

$I_{nom}$ : Corriente nominal CT.

$I_{ref}$ =Corriente nominal del transformador.

Para un transformador con dos bobinados, el criterio es:

- Los dos coeficientes deben encontrarse entre 0.5 y 16.

Así, en el caso de este proyecto, el criterio se cumple.

Función 64REF:

$$k_{am,fase} = \frac{I_{nom,TC\_fase}}{I_{ref\_fase}} = \frac{2000}{1006} = 2$$

$$k_{am,tierra} = \frac{I_{nom,TC\_tierra}}{I_{ref\_fase}} = \frac{1000}{1006} = 1$$

$I_{nom}$ : Corriente nominal CT.

$I_{ref}$ =Corriente nominal del transformador.

Para un transformador con dos bobinados, el criterio es:

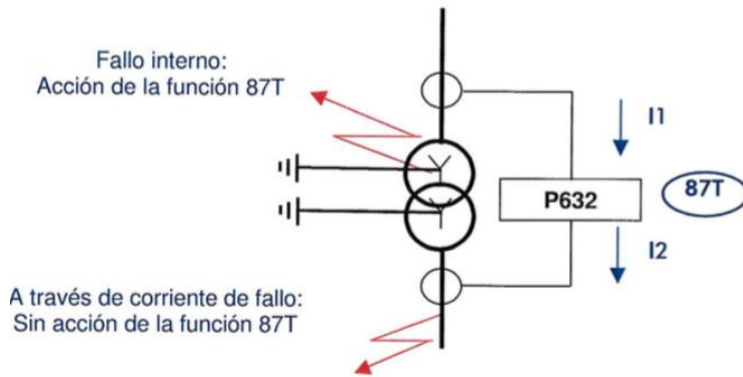
- Los dos coeficientes deben encontrarse entre 0.5 y 16.

Así, en el caso de este proyecto, el criterio se cumple.

El relé de protección diferencial corresponde a la protección del transformador principal.

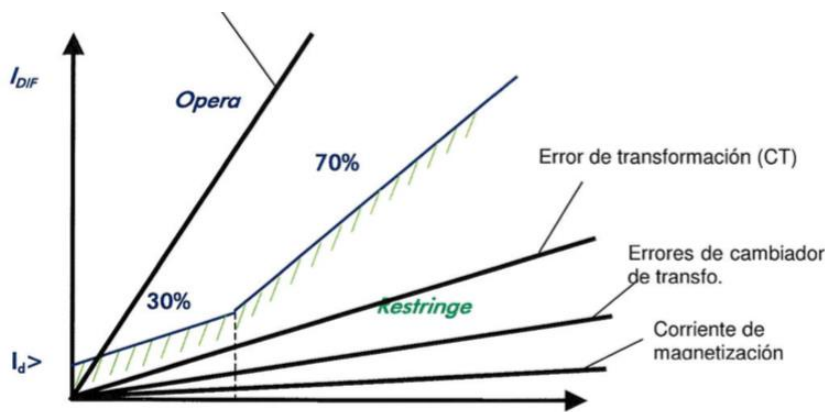


La función diferencial 87T tiende a asegurar una protección rápida del transformador debido a un fallo interno y así ser insensible a través de un fallo. La figura siguiente ilustra este proposito:



4.3 Simulación de fallo

La función diferencial es una característica de polarización que opera de la manera siguiente:



4.4 Funcion diferencial

$$I_{BIAS} = \frac{I_1 + I_2}{2}$$

$$I_{DIF} = I_1 + I_2$$

Id > elemento diferencial parametrado bajo.

### Umbral de sobrecorriente diferencial.

Este umbral asegura la estabilidad del relé con una corriente de polarización inferior a la corriente nominal. Se configura a fin de obtener una sensibilidad adecuada para los fallos internos hasta la corriente de carga tomando en cuenta la gama del cambiador de transformador y errores de relación CT ( $\pm 10\%$ ):

$$[Id >] = 0.2 * I_{ref}$$

Sobre el umbral ajustable DIFF:  $I_{diff}>>$  de la corriente diferencial, el P632 se disparará sin tomar en cuenta la restricción armónica o restricción por sobrefluencia.

Si la corriente diferencial excede el umbral ajustable DIFF:  $I_{diff}>>>$ , la corriente de restricción y el discriminador dejan de tomarse en cuenta, porque el P632 se disparará sin importar la variable de restricción y del discriminador de saturación.

$$[I_d >>>] = 15 * I_{ref}$$

$$[I_d >>>] = 30 * I_{ref}$$

Si la relación de los componentes de segundos armónicos

$$\frac{I(2fo)}{\text{onda fundamental } I(fo)}$$

excede el umbral, se bloquea el elemento de disparo  $I_d>$ . Sin especificación o prueba de fabricación, se adopta el valor típico.

$$\frac{I(2fo)}{I(fo)} = 20\%$$

Nota: Este parámetro puede ser afinado durante la puesta en marcha en base a las medidas de la energización del transformador.

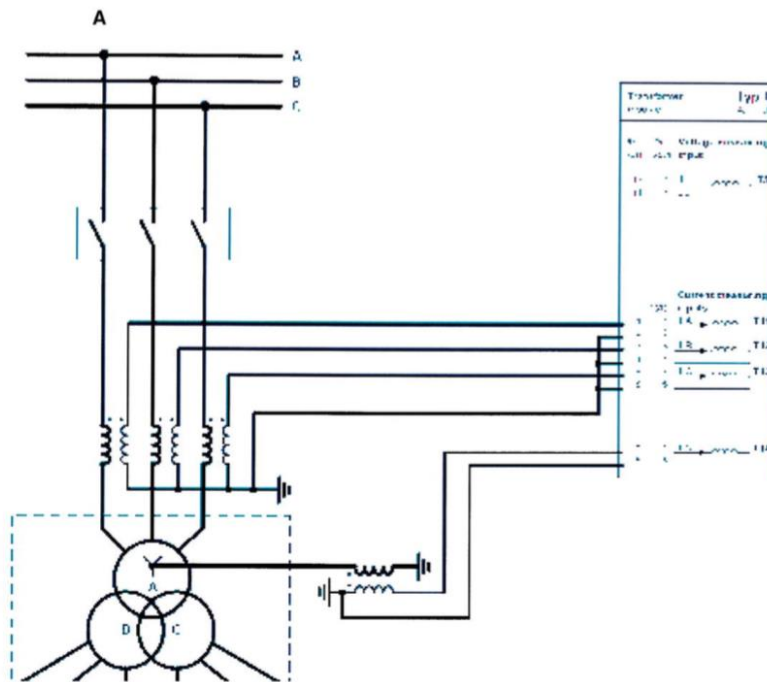
## **Sobrefluencia**

Normalmente esta función se usa en las redes con altas y frecuentes variaciones de voltaje y de frecuencia. Se adopta el valor típico.

$$\frac{I(5fo)}{I(fo)} = 50\%$$

## Protección restringida de fallo de tierra (64REF)

La operación correcta de la función diferencial condicionada a la conformidad del cableado de la medida de corriente asignada por el relé estándar de la manera siguiente:

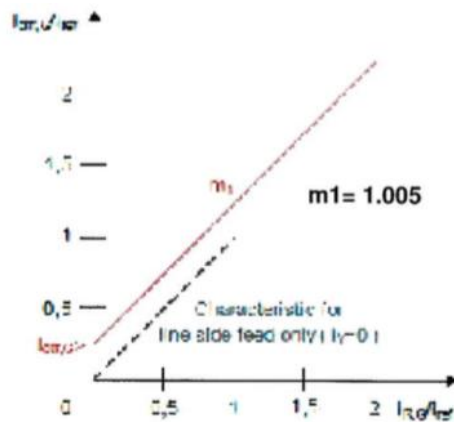


4.5 Los parámetros serán definidos suponiendo que la conexión está conforme con la norma del relé.

## Descripción de la función

La protección restringida de fallo de tierra se usa para detectar fallos de tierra en la parte CT midiendo la corriente en el neutro y las fases CT por el lado MV. Este se basa en la comparación de la suma de corrientes de fase del vector lado MV con la corriente que fluye en el punto neutro del transformador.

Las características operativas se dan en la figura siguiente:



#### 4.6 Características operativas

### Parámetros

[ $I_{d\ ref}$ ]: La baja fase de umbral  $I_{d\ ref}$  se fija a  $0.2 \cdot I_{ref}$  para tomar en cuenta la precisión de CT.  $I_{ref}$  es igual a la corriente nominal del transformador de potencia.

[ $m1$ ]: fijado a 1.005

### Protección de sobrecorriente (50/51)

Umbral de cortocircuito de fase (lado MV-DTOC 2)

Este umbral se parametriza de manera a proporcionar una protección de cortocircuito de fase en caso de fallo de fase en el lado MV.

Los criterios de configuración son:

- Fijado bajo el 80% de la contribución de corriente mínima de cortocircuito para un fallo de dos fases en la barra bus 23 kV (6000 A para un fallo de tres fases para el transformador existente, esto equivale a 5196 A para un fallo de dos fases).

$$80\% \cdot I_{sc} = 0.8 \cdot 5196 = 4156 \text{ A (primario)}$$

- Fijado sobre el 150% de la corriente nominal del transformador para evitar disparos intempestivos.

$$150\% * I_{n_{tr}} = 1.5 * 1067 = 1600 A \text{ (primario)}$$

Se propone extender la configuración de corriente en los transformadores TR1 y TR2.

$$[I >>>] = \frac{3000 A_{primario}}{600_{ms}}$$

### **Protección de fallo de tierra (50N/51N)**

Lado MV (DTOC 2): La corriente se mide en la tierra MV. Esta protección se establece para detectar un fallo de tierra alimentado por el transformador con protección de tierra en el lado MV.

Proponemos extender la configuración de corriente en los transformadores TR1 y TR2.

$$[I_n >>>] = \frac{200 A_{primario}}{600_{ms}}$$

Lado HV(DTOC 1):

La corriente se mide en la tierra HV. Esta protección se establece para detectar un fallo de tierra alimentado por el transformador con protección de tierra en el lado HV.

Se propone extender la configuración amperométrica de corriente en los transformadores TR1 y TR2 asociada con una temporalización de 1.2s para permitir una distancia de protección a fin de eliminar el fallo.

$$[I_n >>>] = \frac{120 A_{primario}}{1.2_s}$$

### **Protección de bajo voltaje (27)**

Esta protección se establece para detectar una baja de tensión en el lado MV. Se propone extender la configuración de corriente en los transformadores TR1 y TR2.

$$[V <] = \frac{18400V_{primario}}{1.2 S}$$

## Protección de sobrecorriente 230 kV- MiCOM P122 – TR3 y TR4

Fase y tierra CT: 600-800/5A

Protección de sobrecorriente (50/51)

El umbral de cortocircuito se parametriza de manera a proporcionar una detección de cortocircuito de fase en caso de fallo de fase en el lado HV.

Los criterios de configuración son:

- Fijado bajo el 80% de la contribución de corriente mínima de cortocircuito para un fallo de dos fases en el lado HV (15250 A para un fallo de tres fases, esto equivale a 13200 A para un fallo de dos fases).

$$80\%I_{sc} = 0.8 * 13200 = 10560 A \text{ (primario)}$$

- Fijado sobre el 120% de la contribución de corriente de cortocircuito máxima para un fallo de tres fases en el lado MV (6500 A debido a la reactancia del transformador).

$$120\%I_{sc} = 1.2 * 650 = 780 A \text{ (primario)}$$

Se propone extender la configuración de corriente en los transformadores TR1 y TR2.

$$[I >>>] = \frac{900A_{(primario)}}{20_{ms}}$$

## Umbral de fallo a tierra [50N/51N]

Esta función se establece a fin de proporcionar una detección de cortocircuito de fallo de tierra en el lado HV.

Se propone extender la configuración amperométrica de corriente en los transformadores TR1 y TR2 (240 A). Este umbral se asegura la no detección de fallo de tierra en el lado MV. Para asegurar la detección de un fallo de tierra en el lado HV. Proponemos una temporalización de 20<sub>ms</sub> (igual al umbral de fase).

$$[I >] = \frac{240A_{(primario)}}{20_{ms}}$$

## Protección tanque de tierra MiCOM P120 TR3 y TR4

- Tierra tanque CT: 600-1200/5<sup>a</sup>

Esta protección se usa para detectar un fallo entre un bobinado y el tanque transformador.

Se propone fijar este umbral al 10% de la corriente nominal CT.

$$[I \gg \gg] = \frac{60A_{(primario)}}{50_{ms}}$$

## Resumen de la configuración

P632

Finalidad	Código ANSI	Configuración primaria
Diferencial	87T	[id>]=0.2*Iref [id>>]=15*Iref [id>>>]=30*Iref [l(2fo)/l(fo)>]=20% [l(5fo)/l(fo)>]=50%
Fallo de tierra restringido (en red 23 kV)	64REF	[ldref>]=0.2*Iref m1=1.005
[l>>>](en red 23kV)	51	3000 A / 600 ms
[ln>>>](en red 23kV)	51N	200 A / 600 ms
[ln>>>](en red 230kV)	51N	120 A / 1.2 s
[V<](en red 23kV)	27	18400 V / 1.2 s

TABLA 5.- CONFIGURACION P632

P122

Finalidad	Código ANSI	Configuración primaria
[I>>]	51	900 A / 20ms
[Io]	51N	240 A / 20ms

TABLA 6.- CONFIGURACION P122

P120

Finalidad	Código ANSI	Configuración primaria
[I>>>]	51	60 A / 50ms

--Entradas y salidas de los relés (Datos internos TyD AREVA)

TABLA 7.- CONFIGURACION P120

P632

Asignación de las entradas y salidas programables – ranuras 16

Entrada	Finalidad
U1601	Repuesto
U1602	Repuesto
U1603	Repuesto
U1604	Repuesto
U1605	Repuesto
U1606	Repuesto
Salida	Finalidad
K1601	Repuesto
K1602	Disparo del disyuntor 23 kV
K1603	Repuesto
K1604	Repuesto
K1605	Repuesto
K1606	Repuesto
K1607	Repuesto
K1608	Repuesto

TABLA 8.- CONFIGURACION P632



Asignación de las entradas y salidas programables. Ranura-20

<b>Entrada</b>	<b>Finalidad</b>
<b>U2001</b>	230Kv CB cerrado
<b>U2002</b>	230Kv CB abierto
<b>U2003</b>	23Kv CB cerrado
<b>U2004</b>	23Kv CB cerrado
<b>Salida</b>	Finalidad
<b>K2001</b>	Disparo MVAJ1
<b>K2002</b>	Disparo MVAJ2
<b>K2003</b>	Disparo 87T (mantenido)
<b>K2004</b>	Disparo 230Kv 50N/51N (mantenido)
<b>K2005</b>	Repuesto
<b>K2006</b>	Repuesto
<b>K2007</b>	Repuesto
<b>K2008</b>	Controlador de secuencia

TABLA 9.- Asignación de las entradas y salidas programables. Ranura-20

P122

Asignación de entradas y salidas programables

<b>Entrada</b>	<b>Finalidad</b>
<b>EL1</b>	230kV CB abierto
<b>EL2</b>	230kV CB cerrado
<b>EL3</b>	Repuesto
<b>Salida</b>	Finalidad
<b>RL1</b>	Disparo MVAJ1
<b>RL2</b>	Disparo MVAJ2
<b>RL3</b>	Disparo 50/51 (mantenido)
<b>RL4</b>	Disparo 50N/51N (mantenido)
<b>RL5</b>	Repuesto
<b>RL6</b>	Repuesto

TABLA 10.- Asignación de las entradas y salidas programables. Ranura-P122

P120

Asignación de entradas y salidas programables

Entrada	Finalidad
EL1	Repuesto
EL2	Repuesto
Salida	Salida
RL1	Disparo MVAJ1
RL2	Disparo MVAJ2
RL3	Disparo general (mantenido)
RL4	Repuesto

TABLA 11.- Asignación de las entradas y salidas programables. Ranura-120

## 4.4.-Selectividad de protecciones.

### Características del entorno

Altura: 2240 MSNM

Temperatura de operación: -5°C a 45°C

Humedad relativa: De 10% a 90%

### Generalidades sobre principios de protecciones

Un sistema de protección tiene el objetivo de proteger una instalación eléctrica, o una parte de ella contra todo accidente de corto circuito, tal como una falla de aislamiento.

Tal sistema de protección incluye:

- Uno o varios dispositivos de medida de corriente (Transformadores de Corriente y de Tensión)
- Cableado hacia uno o varios relevadores de protección
- Relevadores de protección que analizan las medidas y dan señales de disparo
- Una parte de gestión de las señales de disparo
- Disyuntores que van a eliminar las fallas aislándolas del resto de la red

Los sistemas de protección se diferencian principalmente por las funcionalidades de los relevadores. Por eso se compara generalmente un sistema de protección con el relevador mismo.

Se diferencian las protecciones principales y las protecciones secundarias.

Las protecciones principales son caracterizadas por resultados elevados, relativos a la rapidez y el discernimiento de las fallas. Se utilizan las protecciones principales para proteger partes importantes de redes e instalaciones como líneas de transmisión, sean aéreas o subterráneas, juegos de barras y transformadores.

Las protecciones secundarias utilizan principios más sencillos, como comparación directa a uno o varios umbrales. Se las utilizan generalmente como respaldo de las protecciones principales, así como para aplicaciones específicas.

Los tipos de protecciones principales son:

Protecciones de distancia (21), que son capaces de medir impedancias de líneas de transmisión y entonces discriminar relativamente la distancia hacia una falla. Protecciones diferenciales (87), que analizan la diferencia entre las corrientes entrando y saliendo dentro de la zona de un equipo. Se utilizan para juegos de barras, transformadores (el equipo global o sólo un lado de él), y enlaces de cables importantes.

En relación con su papel primordial, se caracterizan por una gran rapidez.

Los tipos de protecciones secundarias son muy diversos:

- Sobrecorrientes (50, 51)
- Protección direccional (67)
- Vigilancia de tensión (27, 59)
- Protección térmica (49)
- Protección de presión (63)
- Entre otros.

Las protecciones secundarias cubren generalmente zonas más largas que las principales. Pues su acción de disparo a menudo es temporizada por razón de selectividad con las principales.

### Principios de selectividad

La selectividad consiste en arreglar las protecciones de los disyuntores de los diferentes niveles de distribución para proteger a los equipos de modo que una falla provoque el aislamiento únicamente de la zona en cuestión, dando la disponibilidad máxima del sistema.

Los principios generales utilizados para la selectividad son los siguientes:

Los disyuntores deben disparar cuando ocurre un corto-circuito sobre la línea (tomando en cuenta los niveles mínimos de las corrientes de corto-circuito)

Los disyuntores no deben disparar intempestivamente durante las sobrecargas, o las corrientes de magnetización de los transformadores

Los disyuntores deben proteger los equipos, respetando los límites térmicos de los equipos

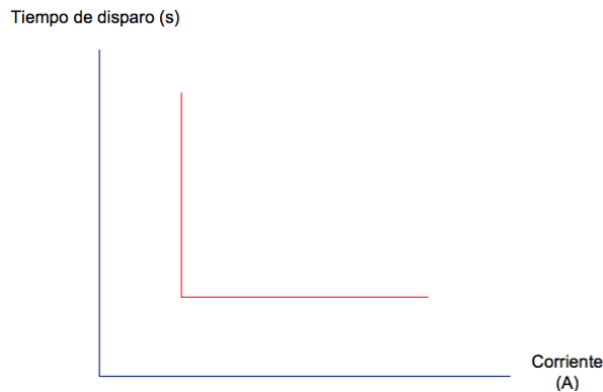
El disyuntor de nivel superior tiene que respaldar al disyuntor aguas abajo, protegiendo los equipos en el caso de una falla de disparo. Se considera un tiempo entre el disparo instantáneo de dos disyuntores de niveles sucesivos de 200ms (intervalo de selectividad, valor habitual)

Gráficamente, las curvas de disparo de los disyuntores de alto nivel deben ubicarse a la derecha de las curvas de disparo de los disyuntores de bajo nivel.

Las protecciones específicas de los equipos, como las protecciones 87T y 64REF del transformador o las protecciones 64, deberán ser instantáneas y no necesitan coordinación temporal. Entonces, se consideran solo las protecciones de sobreintensidad para este estudio. Esas protecciones utilizadas para resguardar los equipos, y que implican una coordinación entre los mismos serán:

50: protección de sobre corriente en una fase instantánea o a tiempo constante (Ver Figura 1).

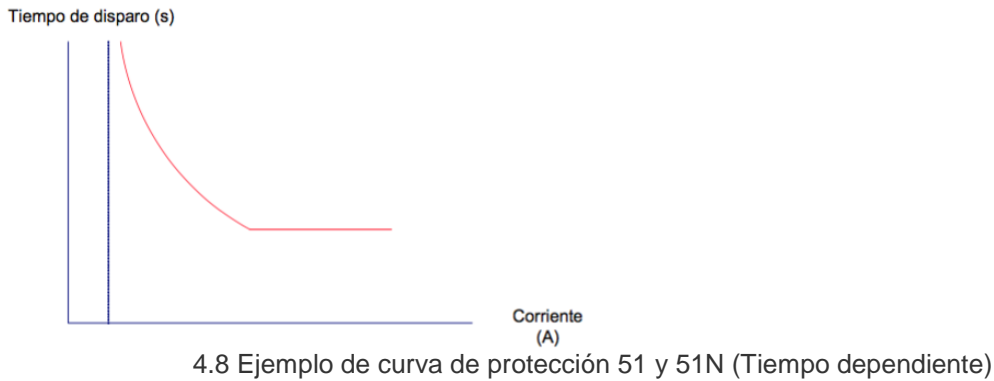
50N: protección de sobre corriente en la tierra instantánea o a tiempo constante (Ver Figura 1).



4.7: Ejemplo de curva de protección 50 y 50N (Tiempo constante).

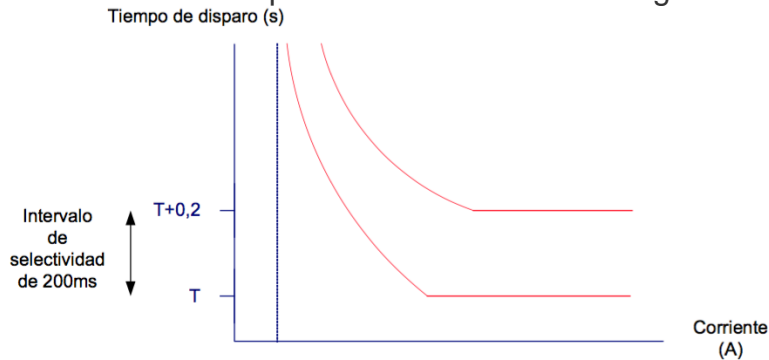
51 : protección de sobre corriente en una fase a tiempo dependiente de la corriente (Ver Figura 2)

51N : protección de sobre corriente a tierra a tiempo dependiente de la corriente (Ver Figura 2)



Nota: Se puede ajustar la pendiente de la curva de disparo (poco inversa, inversa, extremadamente inversa).

Para culminar el ajuste de las diferentes protecciones, se define el Intervalo de selectividad entre dos niveles de protección consecutivos según la Figura 3.

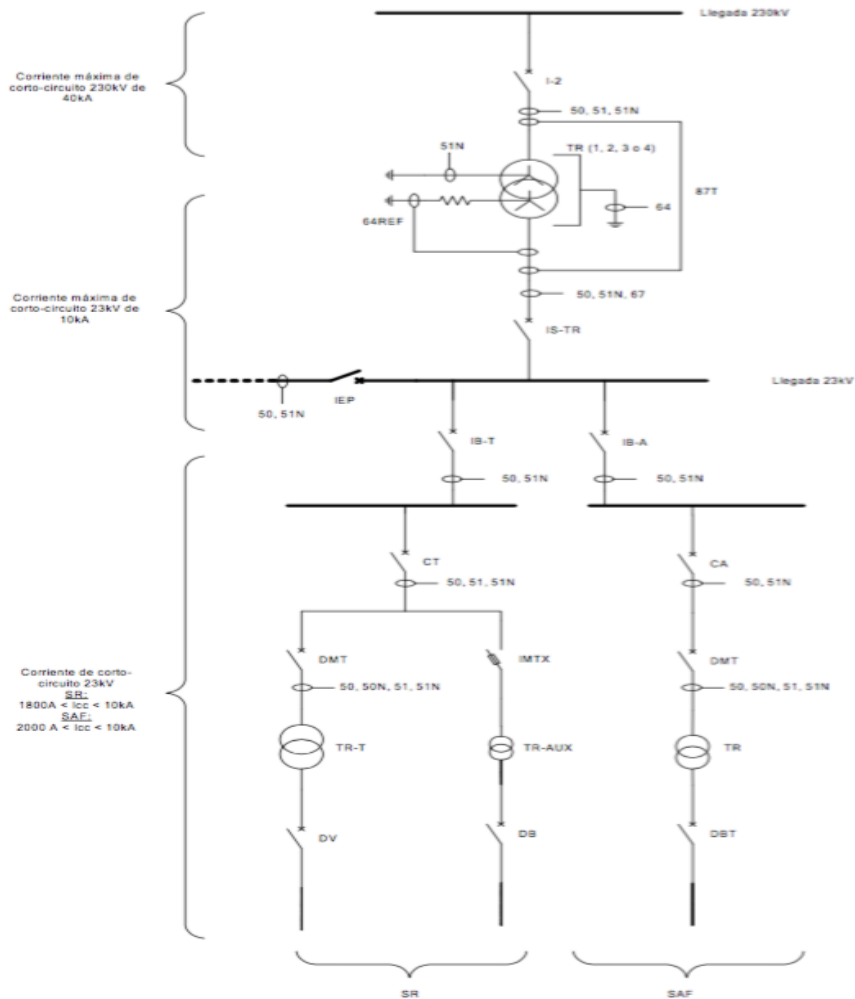


4.9. Intervalo de selectividad

Para el ajuste de las protecciones se deben tomar en cuenta los datos de los transformadores de corriente utilizados para la medición con el fin de hacer un correcto ajuste en los relés de protección.

## Protecciones

En la Figura 4 se muestra un esquema general de la alimentación eléctrica de la L12 del Metro de México. Dicho esquema permite definir las protecciones de los equipos y también recordar los niveles de jerarquía entre los equipos y disyuntores, desde la llegada en AT (230kV) hasta la BT (220/127V).

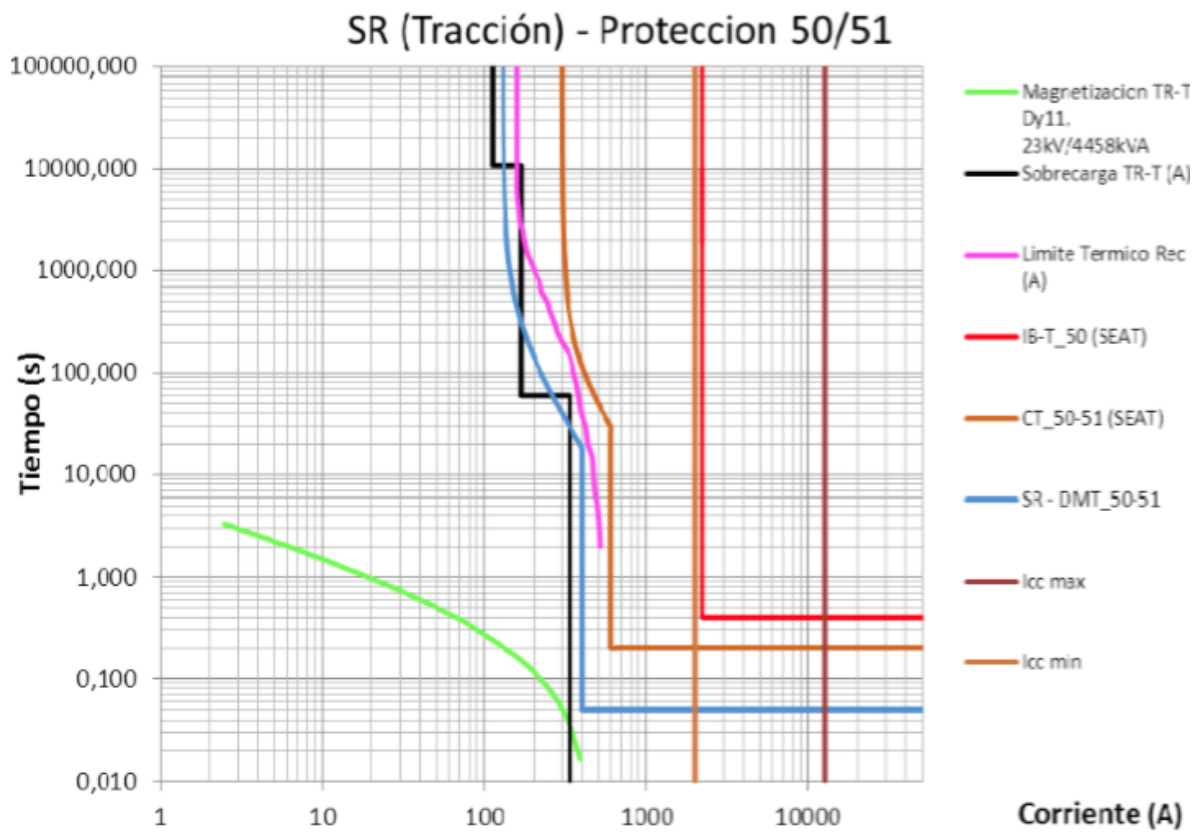


4.10 Diagrama SR y SAF

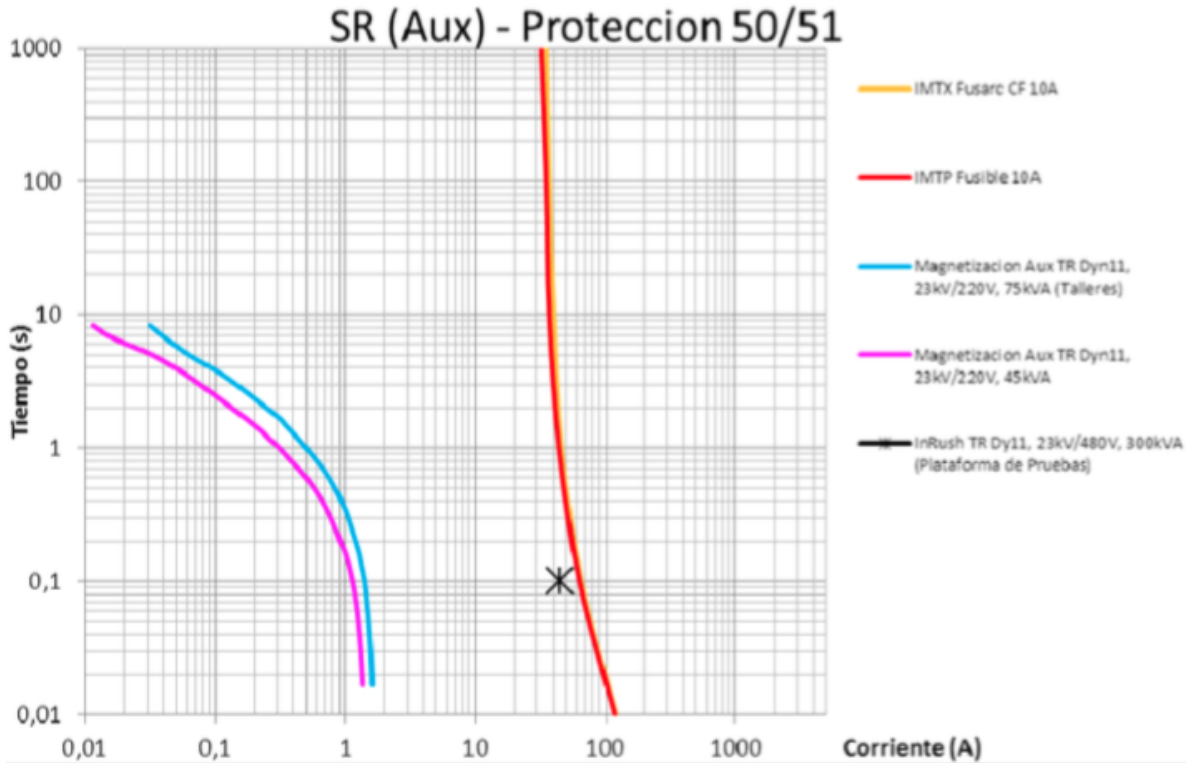
## Selectividad para la distribución SR

### Curvas de las protecciones

En la Figura 5 y la Figura 6 se muestran las curvas tiempo-corriente de los equipos de tracción en las SR y equipos auxiliares, respectivamente. Dichas curvas permiten definir los niveles de disparo de disyuntores que aseguran la alimentación y protección de los equipos de tracción, respetando las reglas enumeradas al inicio del documento. Estas curvas no incluyen las protecciones homopolares ya que son descritas en el párrafo 9. En la figura también se incluyen las corrientes máximas y mínimas para las cuales es necesario hacer la selectividad.



4.11 Curvas tiempo-corriente de los equipos en las SR's



4.12 Curvas tiempo-corriente de los equipos Auxiliares en las SR's.

Se describe la curva y las protecciones de la izquierda (bajo nivel de distribución) a la derecha (alto nivel de distribución).

IMTX e IMTP (fusibles) Los fusibles IMTX e IMTP deben respetar las condiciones siguientes:

No operar durante la magnetización del transformador auxiliar correspondiente  
 Disparo tan rápido como sea posible ya que el fusible es el primer nivel de disparo e influye en los tiempos y marcos de disparo de los niveles superiores.

La curva de disparo (fusión) de los fusibles es extremadamente inversa. Entonces, se toma como tangente vertical el valor de 10A para IMTX y 10A para IMTP.

DMT (50-51).



## **Las protecciones del DMT deben respetar las condiciones siguientes:**

No disparar durante la magnetización del transformador de tracción.

No operar durante las sobrecargas (clase 6) con una base de una potencia de 4,4MVA para el rectificador, lo que induce corrientes de 165A (150%) y de 330A (300%).

Disparo antes de los límites térmicos del grupo Transformador-Rectificador.

Disparo tan rápido como sea posible debido a que el disyuntor es el primer nivel de disparo e influye en los tiempos y marcos de disparo de los niveles superiores. Protección contra una corriente de corto-circuito de un nivel máximo de 2000A en las SR, para proteger las fallas resistivas, que limitan las corrientes de corto-circuito.

Notas:

Se considera una temporización de 50ms (lo más corto posible) para asegurar la selectividad con el DV (que tiene un tiempo de disparo de algunas decenas de ms).

Se utilizaría dos relés de protección 50 para aumentar la rapidez de las protecciones, sin encontrar la curva de magnetización del transformador.

### **CT (50-51)**

Las protecciones de la CT deben respetar las condiciones siguientes:

Un tiempo de disparo de 200ms (igual al existente), lo que permite obtener una selectividad temporal de 150ms entre el tiempo de disparo del DMT y de la CT. Corriente de disparo tan baja como sea posible de la protección 51 (tangente vertical), para también asegurar la protección de los corto-circuitos resistivos que ocurren en la SR.

Protección contra una corriente de corto-circuito de un nivel mínimo de 2000<sup>a</sup> en las SR, para proteger las fallas resistivas, que limitan las corrientes de corto-circuito.

### **IB-T (50)**

Las protecciones del IB-T deben respetar las condiciones siguientes:

Un mínimo de 200ms de selectividad temporal entre el tiempo de disparo de la CT y del IB-T.

Protección contra una corriente de corto-circuito mínimo de 2000A, si una falla ocurre al final del cable de la SR más lejana (Es decir, al lado de la SR y justo antes del DMT).

## Ajuste de las protecciones

En la Tabla 1 se especifican los rangos de ajustes del relevador SEPAM Serie 80.

Tabla 12. Rangos de ajustes del SEPAM Serie 80.

Rango del ajuste I>	De 0.05 hasta 2.4	In
Rango del ajuste I>	De 0.05 hasta 2.4	In
Rango del ajuste tI>	De 0.1 hasta 12.5	S
Rango del ajuste tI>	Inst, 0.05 hasta 300	S

En la Tabla 2 se muestran los parámetros a ajustar en cada una de las protecciones de las SR's.

Los datos técnicos de los transformadores de corriente son los siguientes:

TC para los IB-T:

Relación de transformación: 600/5 A

Clase de precisión: 5P10

Potencia de precisión: 10VA

TC para los CT

Relación de transformación: 300/5 A

Clase de precisión 5P10

Potencia de precisión: 10VA

TC para los DMT

Relación de transformación: 200/1 A

Clase de precisión +/-1%

Potencia de precisión: (No suministrado)

Tabla 13. Parámetros de ajuste para las diferentes protecciones de las SR's.

CURVA DE LA PROTECCIÓN	TIPO DE PROTECCIÓN	CT CALIBRE (A)	AJUSTE LADO AT	AJUSTE LADO BT	PARAMETRO PARA ENTRAR	
IB-T	50	600/5	1° UMBRAL: 2200 A	1° UMBRAL: 18.33 A	>?	SI
					>	3.67 In
					tl>	0.4 s
CT	50/51	300/5	1° UMBRAL: 300 A	1° UMBRAL: 5 A	>?	SI
					>	In
					TIPO CURVA	CEI EIT
					TMS  >	0.9 s
			2° UMBRAL: 600 A	2° UMBRAL: 10 A	>>?	SI
					>>	2 In
					tl>>	0.2 s
					>>>?	NO
SR-DMT	50/51	200/1	1° UMBRAL: 130 A	1° UMBRAL: 0.65 A	>?	SI
					>	0.65In
					TIP O CURVA	UIT
					TMS  >	0.9s
			2° UMBRAL: 400 A	1° UMBRAL: 2 A	>>?	SI
					>>	2 In
					tl>>	0.05 s
					>>>?	NO

## Ajustes de BT

En la Tabla 3 se muestran los rangos de ajuste y los ajustes respectivos a la BT. Estos valores serán los mismos para todas las SR's.

Tabla 3. Ajustes de las protecciones de BT en las SR's

## Selectividad para la distribución SAF

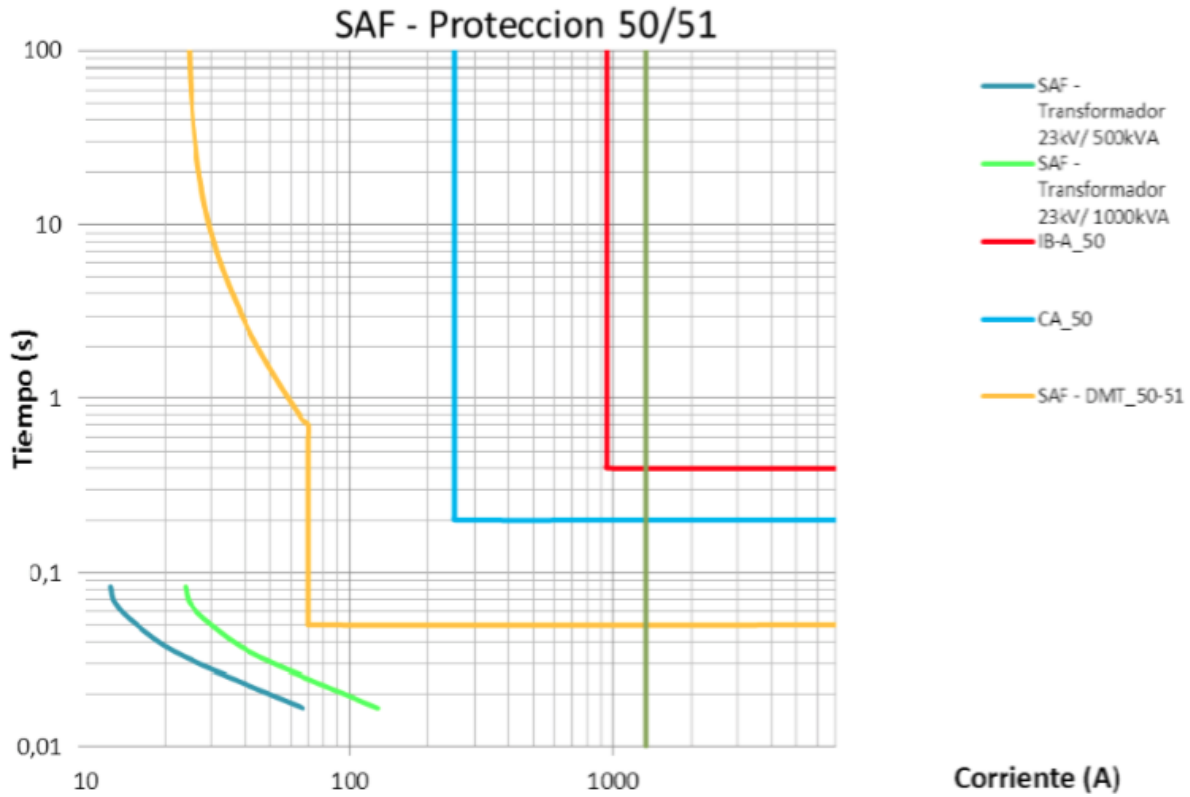
### Curvas de las protecciones

En la Figura 4.13 se muestran las curvas tiempo-corriente de las diferentes protecciones de las SAF (Talleres) para proteger el transformador de 1000kVA y 500kVA. Dichas curvas permiten definir los niveles de disparo de los disyuntores que aseguran la alimentación y protección de los equipos auxiliares, respetando las reglas enumeradas al inicio del documento. Estas curvas no incluyen las protecciones homopolares ya que están descritas en el párrafo 9. En la figura también se incluyen las corrientes máximas y mínimas para las cuales es necesario hacer la selectividad.

Se observa que la curva de magnetización del transformador de 1000kVA es lógicamente mayor a la del de 500kVA por lo que la selectividad se hará respecto a la primera.

TABLA 14.- AJUSTES DE LOS EQUIPOS SAF's

UBICACIÓN	DISYUNTOR	AJUSTES POSIBLES	PARAMETRO DE AJUSTE
TABLERO R	DB1 (250 A)	DESDE 110 A HASTA 2500 A POR PASO DE 200 A	1900 A => FLECHA EN "5"
	3Q1 (100 A)	ENTRE 5 Y 10 VECES LA CORRIENTE NOMINAL	1000 A => FLECHA EN "10"
TABLERO Z	DB2 (TABLERO Z)	DESDE 110 A HASTA 2500 A POR PASO DE 200 A	1100 A => FLECHA EN "LO"
	6Q1 (100 A)	ENTRE 5 Y 10 VECES LA CORRIENTE NOMINAL	500 A => FLECHA EN "5"
ARMARIO T3	3Q3_DBT (40 A)	ENTRE 5 Y 10 VECES LA CORRIENTE NOMINAL	400 A => FLECHA EN "10"



Se describe la curva y las protecciones de la izquierda (bajo nivel de distribución) a la derecha (alto nivel de distribución).

#### DMT (50-51)

Las protecciones del DMT deben respetar las condiciones siguientes:

No operar durante la magnetización del transformador de distribución de las SAF.  
Disparo tan rápido como sea posible.

Protección contra una corriente de corto-circuito de un nivel máximo de 1340A en las SAF, para proteger las fallas resistivas, que limitan las corrientes de corto-circuito.

#### Notas:

Se considera una temporización de 50ms (lo más corto posible) para asegurar la selectividad con el DBT (que tiene un tiempo de disparo de algunas ms).

Se adaptarán los ajustes de las corrientes de disparo a las potencias respectivas de los transformadores de distribución (TR), considerando las corrientes nominales así como las corrientes de magnetización. Los niveles de 25A y 70A indicados en el diagrama corresponden a indicaciones para una potencia de 1000kVA. a manera de ejemplo.

CA (50) Las protecciones de la CA deben respetar las condiciones siguientes:  
 Un tiempo de disparo de 200ms (igual al existente), lo que permite obtener una selectividad temporal de 150ms entre el tiempo de disparo del DMT y de la CA.  
 Disparo adaptado a la corriente máxima de salida, calculada a nivel de 230A, en la Memoria de cálculo de los cables de Media Tensión (DGPM-08-IE-612000-II-011-0159-D / STC10-3.1-D200- ELEC-SAF-02401).

Protección contra una corriente de corto-circuito mínimo de 1340A, si la falla ocurre al final del anillo.

IB-A (50)

Las protecciones del IB-A deben respetar las condiciones siguientes:

Un mínimo de 200ms de selectividad temporal entre el tiempo de disparo de la CA y del IB-A.

protección contra una corriente de corto-circuito mínimo de 1340A, si la falla ocurre al final del anillo.

Nota:

Las corrientes de corto-circuito 23kV son reducidos por las caídas de tensión. Por lo que se necesita un ajuste de los relés de protección que permite disparar en la condición de una corriente de falla lo más pequeño que posible (en relación a la potencia del transformador y de la distancia a la SEAT).

## Ajuste de las protecciones

Ajustes en MT:

En la Tabla 15 y la Tabla 16 se muestran los rangos de ajuste de los relevadores SEPAM Serie 80 y VIP300LL, respectivamente. El primero es el relé que viene equipado en los interruptores IB-A y CA. El segundo pertenece a los DMT.

Tabla 15. Rangos de ajuste del relé SEPAM Serie 80 (de los IB-A y CA).

Rango del ajuste I>	De 0.05 hasta 2.4	In
Rango del ajuste I>	De 0.05 hasta 2.4	In
Rango del ajuste tI>	De 0.1 hasta 12.5	S
Rango del ajuste tI>	Inst, 0.05 hasta 300	S

Tabla 16. Rangos de Ajuste para el relé VIP300LL (de los DMT).

Rango del ajuste Is	De 10 hasta 50	A
Rango del ajuste t>	De 0.05 hasta 6	S
Rango del ajuste I>>	De 3 hasta 20	Is
Rango del ajuste t>>	Inst, 0.03 hasta 1.5	S

En la tabla 17 se muestran entonces, los diferentes valores de ajuste de las protecciones de las SAF's. Los datos técnicos de los transformadores de corriente son los siguientes:

TC para los IB-A:

Relación de transformación: 600/5A

Clase de precisión: 5P10

Potencia de precisión: 10VA

TC para los CA:

Relación de transformación: 200/5A

Clase de precisión: 5P15

Potencia de precisión 10VA

TC para los DMT

Relación de transformación: 200/1

Clase de precisión: +/-1%

Potencia de precisión: (No suministrado)

Tabla 17. Ajustes de las diferentes protecciones de las SAF's.

CURVA DE LA PROTECCIÓN	TIPO DE PROTECCIÓN	CT CALIBRE (A)	AJUSTE LADO AT	AJUSTE LADO BT	PARAMETRO PARA ENTRAR	
IB-A	50	600/5	1° UMBRAL: 950 A	1° UMBRAL: 8 A	>?	SI
					>	1.58 In
					tl>	0.4 s
CA	50	200/5	1° UMBRAL: 250 A	1° UMBRAL: 6.3 A	>?	SI
					>	1.25 In
					tl>	0.2 s
SAF-DMT	50/51	200/1	1° UMBRAL: 25 A		Is	24 A
					>	EI
			t>		0.05 s	
			>>		3 Is	
			t>>		0.05 s	
			2° UMBRAL: 70 A			

## Particularidad para el bucle de las SAF:

El bucle de las SAF también incluye indicadores de corriente de falla en los cables y relevadores de tensión al nivel de los interruptores de llegada IMT. Estos dispositivos detectan una falla, un corte o una ausencia de tensión en los cables enlazando las SAF.

El indicador de corriente de falla en los cables (Flair 23DV) y el detector de tensión (VD23) serán configurados según lo descrito en la Tabla 18 y Tabla 8, respectivamente.

Tabla 18. Parámetros y ajustes de relés.

PARAMETROS		RANGE	SETTING VALUES	
CONFIGURACION DE DETECCION DE VOLTAJE (CONF)	TIPO DE MEDICION	LINE A LINEA/LINEA A NEUTRO	LINEA A NEUTRO	
	SALIDA DEL RELE	DIRECTO / INVERTIDO	DIRECTO	
	FASE 1	MEDIDO/NO MEDIDO	MEDIDO	
	FASE 2	MEDIDO/NO MEDIDO	MEDIDO	
	FASE 3	MEDIDO/NO MEDIDO	MEDIDO	
	VOLTAJE RESIDUAL	MEDIDO/NO MEDIDO	NO MEDIDO	
PARAMETROS DE DETECCION DE FALLAS (SETD)	LIMITE DE LA SECUENCIA CERO (FALLA A TIERRA)	20 A a 200A (TIPO A)/5A a 200A (TIPO B O C)/AUTOMATICO/APAGADO	AUTOMATICO	
	LIMITE DE LA I <sub>max</sub> (SOBRECORRIENTE OC)	100A a 800A/AUTOMATICO	AUTOMATICO	
	SOPORTE CT	FASE-FASE-FASE (TIPO A)/FASE-FASE-TIERRA(TIPO B)/TIERRA (TIPO C)	TIPO A	
	TIPO CT	CT1/CT2	CT1	
	TIEMPO ADMITIDO(DURACION DE FALLA F <sub>d</sub> )	40ms a 300ms	60ms	
	IRRUPCION (I <sub>nr</sub> )	APAGADO/3s	3s	
	RESETEO AUTOMATICO (A <sub>r</sub> )	APAGADO/3s/70s	70s	
	VALIDACION DE FALLA (VAL)	APAGADO/3s/70s	APAGADO	
	TIEMPO DE RESETEO (t <sub>r</sub> )	2h A 16h	4h	
PARAMETROS DE DETECCION DE VOLTAJE (SETU)	PRESENCIA DE VOLTAJE (PIES)	LIMITE DE VOLTAJE POR FASE (S <sub>U</sub> )	40% A 90% (10% DE INCREMENTO)	80%
		LIMITE DE VOLTAJE RESIDUAL (S <sub>Uo</sub> )	30% A 60% (10% DE INCREMENTO)	-
		RETARDO DE TIEMPO DE ACTIVACION R1 (t <sub>11</sub> )	0s A 21s(0.1s DE INCREMENTO DE 0s A 1s, 2s DE INCREMENTO DE 1s A 21s)	0.1s
		RETARDO DE TIEMPO DE LIBERACION R1 (t <sub>12</sub> )	0s A 3s(0.1s DE INCREMENTO DE 0s A 1s, 0.5s DE	



			INCREMENTO DE 1s A 3s)	0.1s
	AUSENCIA DE VOLTAJE (Abs)	LIMITE DE VOLTAJE POR FASE (S_A)	10% A 30% (10% DE INCREMENTO)	20%
		RETARDO DE TIEMPO DE ACTIVACION R1 (t21)	0s A 21s(0.1s DE INCREMENTO DE 0s A 1s, 2s DE INCREMENTO DE 1s A 21s)	0.1s
		RETARDO DE TIEMPO DE LIBERACION R1 (t 22)	0s A 3s(0.1s DE INCREMENTO DE 0s A 1s, 0.5s DE INCREMENTO DE 1s A 3s)	0.1s
CALIBRACION DE DETECCION DE VOLTAJE		CALIBRACION AUTOMATICA	APAGADO/ENCENDIDO	ENCENDIDO
		CALIBRACION FORZADA	HECHO/ERROR	-
FRECUENCIA DE LA RED (FrE)			50Hz/60Hz	DETECCION AUTOMATICA

TABLA 19.- PARAMETROS Y AJUSTES DE RELES

PARAMETROS		RANGO	VALORES DE AJUSTE	
CONFIGURACION DE DETECCION DE TENSION (CONF)	TIPO DE MEDIDA	LINEA-LINEA / LINEA NEUTRO	LINEA – NEUTRO	
	SALIDA DEL RELE	DIRECTA / INVERTIDA	DIRECTA	
	FASE 1	MEDIR / NO MEDIR	MEDIR	
	FASE 2	MEDIR / NO MEDIR	MEDIR	
	FASE 3	MEDIR / NO MEDIR	MEDIR	
	TENSION RESIDUAL	MEDIR / NO MEDIR	NO MEDIR	
PARAMETROS DE DETECCION DE TENSION (SETU)	PRESENCIA DE TENSION (PrES)	UMBRAL TENSION DE FASE (S_U)	40% A 90% (INCREMENTOS DE 10%)	80%
		UMBRAL DE TENSION RESIDUAL (S_Uo)	30% A 60% (INCREMENTOS DE 10%)	-
		ACTIVACION DE TEMPORIZACION R1 (t 11)	0s A 21s (INCREMENTO DE 0.1s ENTRE 0s Y 1s INCREMENTOS DE 2s ENTRE 1s Y 21s)	0.1s
		LIBERAR TEMPORIZACION R1 (t12)	0s A 3s (INCREMENTO DE 0.1s ENTRE 0s Y 1s INCREMENTOS DE 0.5s ENTRE 1s Y 3s)	0.1s
	AUSENCIA DE TENSION (Abs)	UMBRAL TENSION DE FASE (S_A)	10% A 30% (INCREMENTOS DE 10)	20%
		ACTIVACION TEMPORIZACION R2(t 22)	0s A 21s (INCREMENTO DE 0.1s ENTRE 0s Y 1s INCREMENTOS DE 2s ENTRE 1s Y 21s)	0.1s
		LIBERAR TEMPORIZACION R2(t 22)	0s A 3s (INCREMENTO DE 0.1s ENTRE 0s Y 1s INCREMENTOS DE 0.5s ENTRE 1s Y 3s)	0.1s
CALIBRACION DE DETECCION DE TENSION	CALIBRACION AUTOMATICA	OFF / ON	ON	
	CALIBRACION FORZADA	DONE / ERR		
FRECUENCIA DE LA RED (FrE)		50 Hz / 60 hZ	AUTO-DETECCION	

Ajustes en BT En la Tabla 20 se encuentran los ajustes de las protecciones en BT de las SAF.

Tabla 20. Ajustes de las protecciones en BT de las SAF.

SAF	UBICACION	DISYUNTOR	AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTE CORTA DURACION	AJUSTE LARGA DURACION
TALLERES TLAHUAC A	TABLERO AA	DBT-1 (3200A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
		A35 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
	TABLERO BA	DBT-2 (3200A) μlogic 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 6	NA	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
	TABLERO PA	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
TALLERES TLAHUAC B	TABLERO AB	DBT-1 (3200A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
		A32 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
	TABLERO BB	DBT-2 (3200A) μlogic 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 6	NA	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
	TABLERO PB	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
TLAHUAC	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 6	NA	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	I <sub>r</sub> =1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	I <sub>r</sub> =1 Tr=1

SAF	UBICACION	DISYUNTOR	AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTE CORTA DURACION	AJUSTE LARGA DURACION
TLALTENCO	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 3	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 2	NA	Ir=1 Tr=10
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 2	NA	Ir=1 Tr=10
ZAPOTITLA	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 2	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 2	NA	Ir=1 Tr=10
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 2	NA	Ir=1 Tr=10
NOPALERA	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A12 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1

SAF	UBICACION	DISYUNTOR	AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTE CORTA DURACION	AJUSTE LARGA DURACION
OLIVOS	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 3	Isd=3 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 3	NA	Ir=1 Tr=10
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 3	NA	Ir=1 Tr=10
SAN LORENZO TEZONCO	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 3	Isd=3 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 2	NA	Ir=1 Tr=10
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 2	NA	Ir=1 Tr=10
PERIFERICO ORIENTE	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 5	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 5	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 5	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 5	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 5	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 5	NA	Ir=1 Tr=1

SAF	UBICACION	DISYUNTOR	AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTE CORTA DURACION	AJUSTE LARGA DURACION
CALLE 11	TABLERO A	DBT-1 (1600A) $\mu$ LOGIC 6.0	li = 5	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) $\mu$ LOGIC 3.0	li = 5	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) $\mu$ logic 6.0	li = 5	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) $\mu$ logic 3.0	li = 5	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) $\mu$ logic 2.0	Isd = 5	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) $\mu$ logic 2.0	Isd = 5	NA	Ir=1 Tr=1
SANTA MATIA TOMATLAN	TABLERO A	DBT-1 (1600A) $\mu$ LOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) $\mu$ LOGIC 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) $\mu$ logic 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) $\mu$ logic 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) $\mu$ logic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) $\mu$ logic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
SAN ANDRES TOMATLAN	TABLERO A	DBT-1 (1600A) $\mu$ LOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) $\mu$ LOGIC 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) $\mu$ logic 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) $\mu$ logic 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) $\mu$ logic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) $\mu$ logic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1

SAF	UBICACION	DISYUNTOR	AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTE CORTA DURACION	AJUSTE LARGA DURACION
PUEBLO CULHUACAN	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
ATLALILCO	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
SAF C ATLALILCO	TABLERO C	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
MEXICALTZINGO	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1

SAF	UBICACION	DISYUNTOR	AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTE CORTA DURACION	AJUSTE LARGA DURACION
ERMITA	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
EJE CENTRAL	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 5	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 5	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 5	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 5	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 5	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 5	NA	Ir=1 Tr=1
PARQUE DE LOS VENADOS	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 5	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A12 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 5	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 5	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 5	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 5	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 5	NA	Ir=1 Tr=1

SAF	UBICACION	DISYUNTOR	AJUSTE INSTANTANEO	AJUSTE CORTA DURACION	AJUSTE LARGA DURACION
ZAPATA	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
20 DE NOVIEMBRE	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 5	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 5	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 5	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 5	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 5	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 5	NA	Ir=1 Tr=1
INSURGENTES SUR	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 5	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 5	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 5	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 5	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 5	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 5	NA	Ir=1 Tr=1
MIXCOAC	TABLERO A	DBT-1 (1600A) μLOGIC 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		A15 (1000A) μLOGIC 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO B	DBT-2 (1600A) μlogic 6.0	li = 6	Isd=5 Tsd=0.2	Ir=1 Tr=1
		B1 (1000A) μlogic 3.0	li = 6	NA	Ir=1 Tr=1
	TABLERO P	IT-1 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1
		IT-2 (1000A) μlogic 2.0	Isd = 6	NA	Ir=1 Tr=1

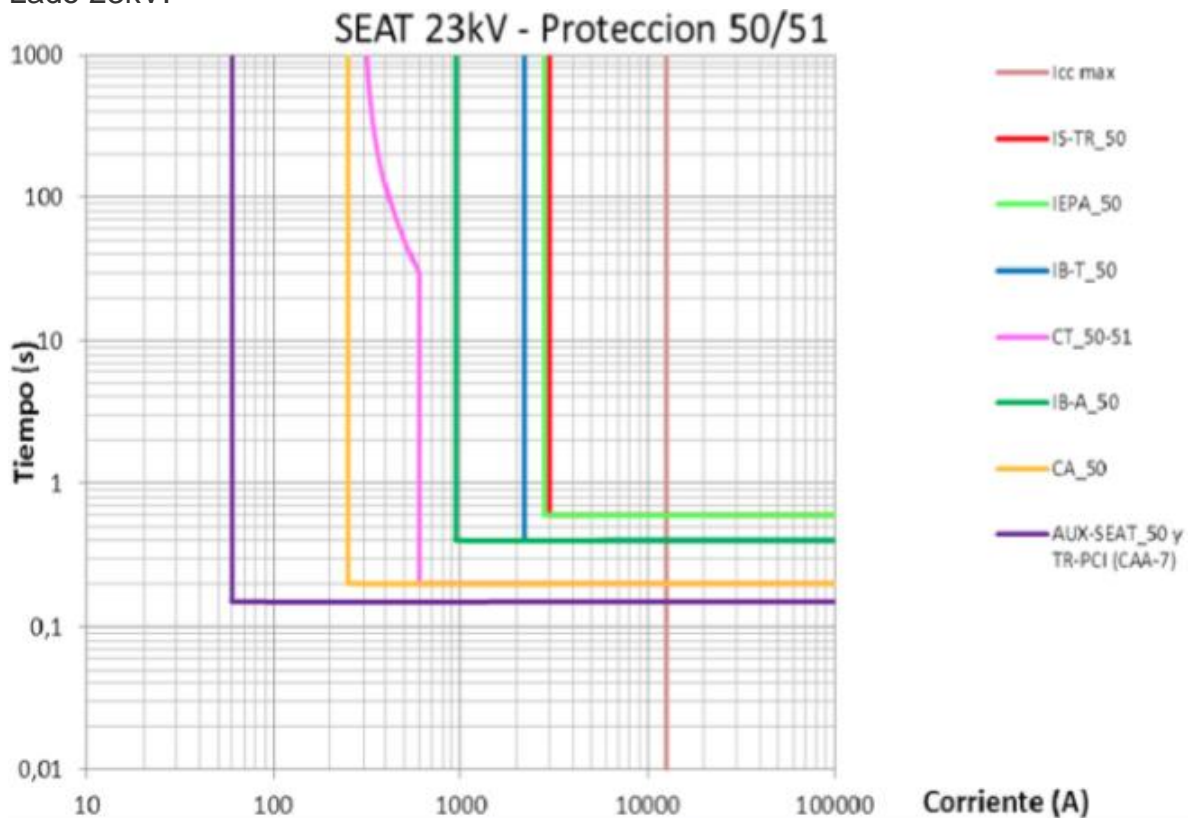


## Selectividad en la SEAT

### Curvas de la protecciones

En la Figura 8 y la Figura 9 se muestran las curvas tiempo-corriente de los equipos en la SEAT visto desde el lado de 23kV y 230kV, respectivamente. Dichas curvas permiten definir los niveles de disparo de disyuntores que aseguran la alimentación en la SEAT, respetando las reglas enumeradas al inicio del documento. Estas curvas no incluyen las protecciones homopolares, que son descritas anteriormente.

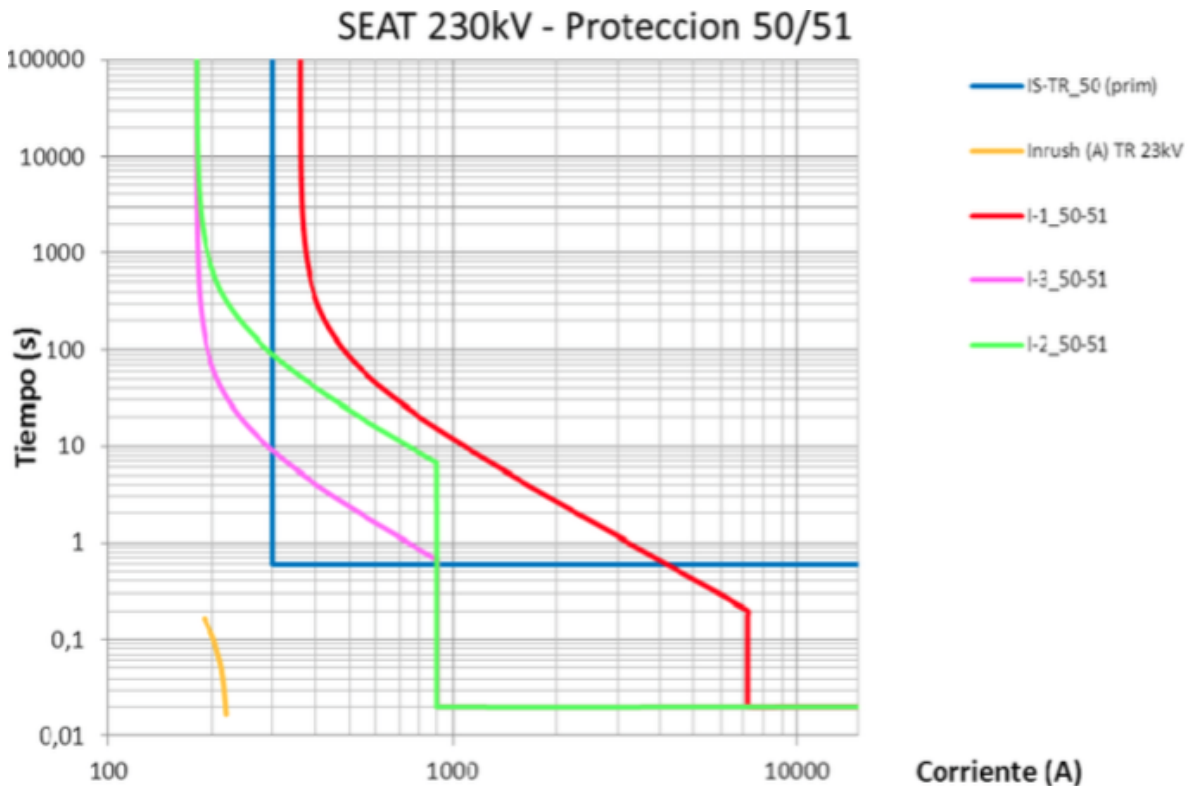
Lado 23kV:



4.14 Curvas tiempo-corriente de los equipos en la SEAT del lado 23kV

Nota: En este caso se reutilizan las curvas de disparo de la IB-T (párrafo 6) y de la IB-A (párrafo 7), ubicados en la SEAT.

Lado 230kV:



4.15 Curvas tiempo-corriente de los equipos SEAT de lado 230kV

Se describe la curva y las protecciones de la izquierda (bajo nivel de distribución) a la derecha (alto nivel de distribución).

IEP e IS-TR (50)

Las protecciones del IEP y del IS-TR deben respetar las condiciones siguientes:

Un mínimo de 200ms de selectividad temporal entre el tiempo de disparo del IB-T y del IB-A

Protección contra una corriente máxima de corto-circuito en la SEAT de 10kA, referirse a la Memoria de cálculo de las corrientes de corto-circuito lado 230kV - LyFC-SEAT Estrella y lado 23kV : SAF's – SR's – SEAT Estrella (DGPM-08-IEE.AT-612000-II-070-0192-D / STC10-3.1- □D200-ELEC-GEN-03402)

Nota: Añadir un tiempo de selectividad entre el IEP y el IS-TR no se justifica ya que sus protecciones son redundantes. Entonces, una falla sobre este tramo provocará, de manera aleatoria el disparo del disyuntor IS-TR o del IEP. Se hace notar que alimentan a las mismas cargas.

Las protecciones del I-3 deben respetar las condiciones siguientes:

No operar durante la magnetización del transformador de la SEAT  
Un mínimo de 200ms de selectividad temporal entre el tiempo de disparo del IS-TR y del I-3 (debajo de la corriente de corto circuito de 10kA, lado 23kV) para que una corriente de corto circuito 23kV provoque el disparo de las protecciones 23kV y no de las 230kV  
Protección contra una corriente máxima de corto-circuito en la SEAT de 12,5kA, lado 23kV.  
Una selectividad con la protección existente del interruptor I-1

## **Protección del transformador:**

La protección del transformador no sólo consiste de las protecciones 50-51 ya que tiene sus propias protecciones.

Así las protecciones principales instantáneas son las siguientes:

87T (protección diferencial del transformador).  
64REF (neutro del secundario): umbral 0.52<sup>a</sup>.  
67 (protección direccional de corriente de fase).  
Sonda de temperatura del aceite.

Si por alguna razón, esas protecciones no funcionan, serán apoyadas después de una temporización de 0,3s, que asegura la selectividad entre las protecciones propias del transformador de la SEAT, por las otras protecciones siguientes.

51N (neutro del primario).  
64 (aislamiento cuba-tierra).

## Ajuste de las protecciones

En la Tabla 21 y la Tabla 22 se muestran los ajustes de las protecciones en la SEAT del lado 23kV y 230kV, respectivamente.

Tabla 21. Ajustes de protecciones de la SEAT (23kV)

CURVA DE LA PROTECCIÓN	TIPO DE PROTECCIÓN	CT CALIBRE (A)	AJUSTE LADO AT	AJUSTE LADO BT	PARAMETRO PARA ENTRAR	
IS-TR	50	200/5	1° UMBRAL : 3000 A	1° UMBRAL : 8 A	I>?	SI
					I>	1.5 In
					tI>	0.6 s
IEPA	50	200/5	1° UMBRAL : 2800 A	1° UMBRAL : 7 A	I>?	SI
					I>	1.4 In
					tI>	0.6 s
IB-A	50	600/5	1° UMBRAL : 950 A	1° UMBRAL : 8 A	I>?	SI
					I>	1.58In
					tI>	0.4 s
CA	50	200/5	1° UMBRAL : 250 A	1° UMBRAL : 6.3 A	I>?	SI
					I>	1.25In
					tI>	0.2 s
AUX-SEAT	50	40/5	1° UMBRAL : 60 A	1° UMBRAL : 7.5 A	I>?	SI
					I>	1.5 In
					tI>	0.15 s
CAA-7 TR-PCI	50	200/5	1° UMBRAL : 60 A	1° UMBRAL : 1.5 A	I>?	SI
					I>	0.3 In
					tI>	0.15 s
IB-T	50	600/5	1° UMBRAL : 2200 A	1° UMBRAL : 18.33 A	I>?	SI
					I>	3.67In
					tI>	0.4 s
CT	50/51	300/5	1° UMBRAL : 300 A	1° UMBRAL : 5 A	I>?	SI
					I>	In
					TIPO CURVA	CEI EIT
			TMS I>	0.9 s		
			2° UMBRAL : 600 A	2° UMBRAL : 10 A	I>>?	SI
					I>>	2 In
					tI>>	2.0 s
I>>>?	NO					
CELDAS DE MEDICIÓN	27	23000/100	1° UMBRAL : 18400 v	1° UMBRAL : 80 v	U<?	SI
					U>	80%U n p
					tU<	1.2 s

Tabla 22 .Ajustes de las protecciones de la SEAT lado 230 kV.

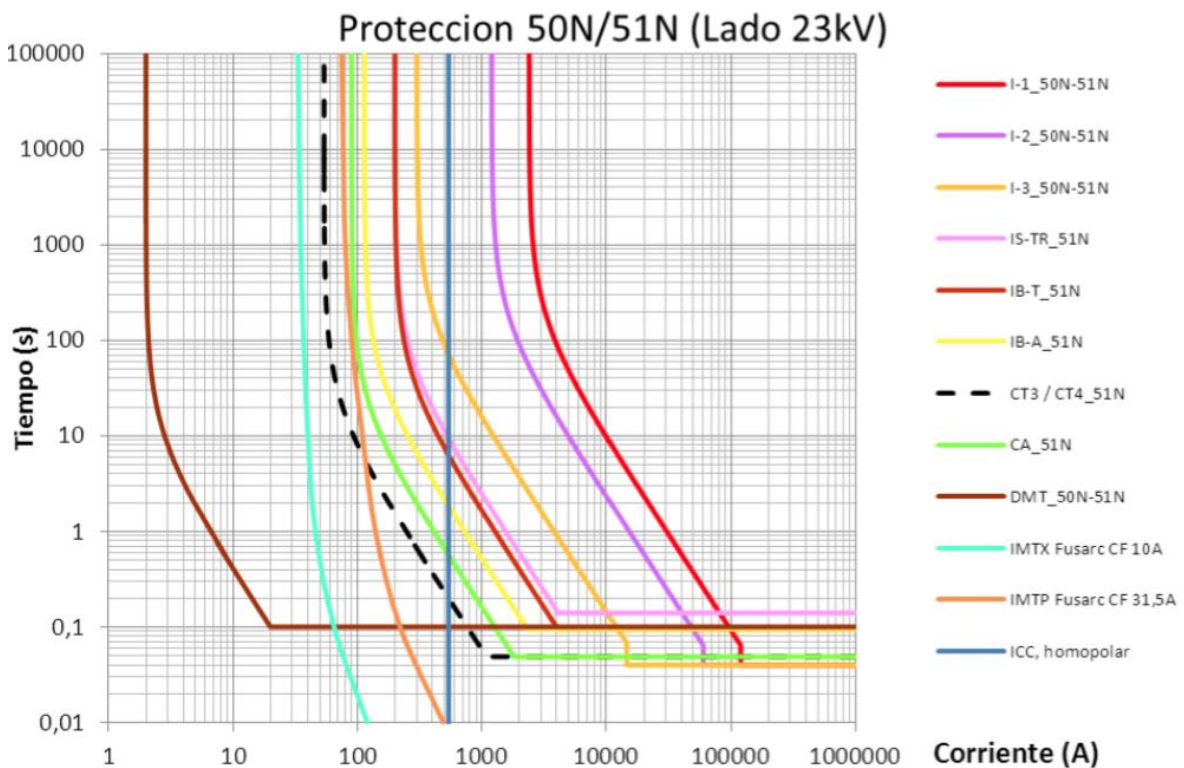
CURVA DE LA PROTECCIÓN	TIPO DE PROTECCIÓN	CT CALIBRE (A)	AJUSTE LADO AT	AJUSTE LADO BT	PARAMETRO PARA ENTRAR		
I-1	50/51	600/5	1° UMBRAL : 360 A	1° UMBRAL : 3 A	I>?	SI	
					I>	0.6 In	
					TIPO CURVA	CEI EIT	
					TMS  >	1 s	
			2° UMBRAL : 7200 A	2° UMBRAL : 60 A	I>?	SI	
					I>	1.4 In	
					tI>>	0.02 s	
					>>>?	NO	
I-2	50/51	600/5	1° UMBRAL : 180 A	1° UMBRAL : 1.5 A	I>?	SI	
					I>	0.3 In	
					TIPO CURVA	CEI EIT	
					TMS  >	2 s	
			2° UMBRAL : 900 A	2° UMBRAL : 7.5 A	I>?	SI	
					I>	1.5 In	
					tI>>	0.02 s	
					>>>?	NO	
I-3	50/51	600/5	1° UMBRAL : 180 A	1° UMBRAL : 1.5 A	I>?	SI	
					I>	0.3 In	
					TIPO CURVA	CEI EIT	
					TMS  >	2 s	
			2° UMBRAL : 900 A	2° UMBRAL : 7.5 A	I>?	SI	
					I>	1.5 In	
					tI>>	0.02 s	
					>>>?	NO	
IS-TR	50	2000/5	1° UMBRAL : 3000 A	1° UMBRAL : 8 A	I>?	SI	
					I>	1.5In	
					tI>	0.6 s	
	67	2000/5	1° UMBRAL : 2200 A	1° UMBRAL : 4 A	I>?	SI	
					I>	0.75In	
					ANGULO	45°	
	27	23000/100	23000/100	1° UMBRAL : 18400V	1° UMBRAL : 80 V	tI>	0.05s
						U<?	SI
						U<	80V
						tU<	1 s

## Selectividad para las protecciones homopolares

Curvas de la protecciones

En este caso niveles de disparo tienen que ser mínimos porque las corrientes homopolares sólo existen cuando ocurre una falla.

En la Figura 10 se muestran las curvas tiempo-corriente de todos los equipos del proyecto. Dichas curvas permiten definir los niveles de disparo de disyuntores que aseguran la alimentación y protección monofásica de los equipos, respetando las reglas enumeradas al inicio del documento.



Se describe la curva y las protecciones de la izquierda (bajo nivel de distribución) a la derecha (alto nivel de distribución).

IMTX y IMTP (fusible)

Los fusibles tienen intrínsecamente la misma corriente de disparo, sea para una falla trifásica como para una falla monofásica (con corriente homopolar). Entonces, se le debe considerar en la cadena de selectividad.

#### DMT (50N-51N)

Las protecciones del DMT deben respetar las condiciones siguientes:

Se considera una temporización análoga al ajuste de la protección trifásica, 50ms.  
De hecho, una falla monofásica al secundario del transformador TR-T o TR (de distribución SAF) no provoca ninguna corriente homopolar al primario.  
Corriente de disparo mínima (porque no existe corriente homopolar sin falla).

#### CT/CA (51N)

Las protecciones de la CT/CA deben respetar las condiciones siguientes:

Una selectividad temporal entre el tiempo de disparo del DMT y de la CT/CA  
La parte inversa de la curva de disparo del CT/CA debe ubicarse por la derecha de la del fusible correspondiente (como se ilustra en las gráficas Corriente-Tiempo).

Nota: Añadir un margen de selectividad entre el CT3-6 y el IMTP no se justifica ya que el fusible es extra grande (corriente nominal de 3,8A en el transformador de la plataforma de pruebas).

#### IB-T/IB-A (51N)

Las protecciones del IB-T/IB-A deben respetar las condiciones siguientes:

Una selectividad temporal entre el tiempo de disparo de la CT/CA y del IB-T/IB-A  
Una margen de selectividad con una curva de disparo más a la derecha que la de la CT/CA, quedando la corriente de ajuste lo más próxima posible de la del fusible correspondiente.

#### IS-TR (51N)

Las protecciones del IS-TR deben respetar las condiciones siguientes:

Una selectividad temporal entre el tiempo de disparo del IB-T/IB-A y del IS-TR.  
Una margen de selectividad con una curva de disparo más a la derecha que la del IB-T/IB-A, quedando la corriente de ajuste lo más próxima posible de la del fusible correspondiente.

#### I-2 / I-3 (51N)

Las protecciones del I-2 / I-3 deben respetar las condiciones siguientes:

Una selectividad temporal entre el tiempo de disparo del IS-TR y del I-2 / I-3  
Una margen de selectividad con una curva de disparo más a la derecha que la del IS-TR, quedando la corriente de ajuste lo más próxima posible de la del fusible.  
Una selectividad temporal entre el tiempo de disparo del I-2 / I-3 y del I-1

## I-1 (51N)

Las protecciones del I-1 deben respetar las condiciones siguientes:

Una selectividad temporal entre el tiempo de disparo del I-2 / I-3 y del I-1

Una margen de selectividad con una curva de disparo más a la derecha que la del I-2 / I-3, quedando la corriente de ajuste lo más próxima posible de del fusible.

Notas: Las corrientes de disparo del I-2 / I-3 y I-1 son convertidas en una tensión de 23kV para facilitar la representación de su coordinación con el disyuntor IS-TR. Sin embargo, la corriente de disparo del relé de protección será diez veces menor en 230kV (relación de transformación del transformador 230kV/23kV).

### Ajuste de las protecciones

En la Tabla 12 se muestran los ajustes de las protecciones homopolares de todos los equipos del proyecto

Tabla 23. Ajustes de las protecciones homopolares

Curva de la protección	Tipo de Protección	CT calibre(A)	Ajuste lado AT	Ajuste lado BT	Parámetro para entrar	
I-1	50N/51N	600/5	1° umbral:	1° umbral:	>?	SI
					>	0.4 In
			240A	2 A	Tipo curva	CEI EIT
					TMS  >	2 s
			2° umbral :	2° umbral :	>>?	SI
					>>	20 In
1200 A	100 A	t >>	0.04 s			
		>>>?	NO			
I-2	50N/51N	600/5	1° umbral:	1° umbral:	>?	SI
					>	0.2 In
			120 A	1 A	Tipo curva	CEI EIT
					TMS  >	2 s
			2° umbral :	2° umbral :	>>?	SI
					>>	10 In
6000 A	50 A	t >>	0.04 s			
		>>>?	NO			
I-3	50N/51N	600/5	1° umbral:	1° umbral:	>?	SI
					>	0.05 In
			30 A	0.3 A	Tipo curva	CEI EIT
					TMS  >	2 s
			2° umbral :	2° umbral :	>>?	SI
					>>	2.43 In
1457 A	12.14 A	t >>	0.04 s			
		>>>?	NO			
IS-TR	51N	2000/5	1° umbral:	1° umbral:	>?	SI
					>	0.1 In
			200 A	1 A	Tipo curva	CEI EIT
					TMS  >	0.6 s



Curva de la protección	Tipo de Protección	CT calibre (A)	Ajuste lado AT	Ajuste lado BT	Parámetro para entrar	
IB-T	51N	600 / 5	1° umbral: 200 A	1° umbral: 2 A	>?	SI
					>	0.05 In
					Tipo curva	CEI EIT
IB-A	51N	600 / 5	1° umbral: 114 A	1° umbral: 0.95 A	>?	SI
					>	0.19 In
					Tipo curva	CEI EIT
CA	51N	200 / 5	1° umbral: 95 A	1° umbral: 2.25 A	>?	SI
					>	0.45 In
					Tipo curva	CEI EIT
CT1-1a6 CT2-1a6	51N	300 / 5	1° umbral: 30 A	1° umbral: 5 A	TMS  >	0.2 s
					>?	SI
					>	1 In
CT1-7a10 CT2-7a10	51N	300 / 5	1° umbral: 54 A	1° umbral: 0.9 A	TMS  >	0.18 s
					>?	SI
					>	0.18 In
CT3/CT4	51N	300 / 5	1° umbral: 54 A	1° umbral: 0.9 A	Tipo curva	CEI EIT
					>?	SI
					>	0.18 In
SAF-DMT	51N	200 / 1	1° umbral: 2 A	1° umbral: 0.01 A	los	2 a
					>	EI
					to>	0.05 s
					2° umbral: 6 A	2° umbral: 0.03 A
SR-DMT	50N/51N	200 / 1	1° umbral: 2 A	1° umbral: 0.01 A	to>>	0.05 s
					>?	SI
					>	0.01 In
			2° umbral: 20 A	2° umbral: 0.1 A	Tipo curva	CEI EIT
					TMS  >	0.1 s
					>>?	SI
					>>	0.1 In
t >>	0.1 s					
>>>?	NO					

# CONCLUSIONES

La coordinación de protecciones es fundamental en el desarrollo eléctrico de las instalaciones ya sean en baja, media o alta tensión, dado que el interés de esta investigación está basado en llevar a cabo la coordinación de protecciones en la subestación seat-estrella, llegamos a las siguientes conclusiones:

El fortalecimiento de la teoría de protecciones fue el primer paso para concluir este trabajo, dado que la teoría nos brindó un panorama general de la forma en la que se realizan la coordinación de protecciones la aplicación en la subestación seat-estrella nos dejó en claro que aunque la teoría es exacta en ocasiones existen factores ajenos que nos dificultan llevarlo a cabo.

La continuidad del servicio es de suma importancia y una selección correcta de protecciones nos brindará un continuo sustento a esta imposibilidad de falla. Los cálculos nos arrojaron los valores necesarios para las interrupciones en los circuitos siempre considerando si la protección era primaria o de respaldo y llevando a cabo un orden para evitar que algunas protecciones interrumpieran con otras, esto fue corroborado mediante un simulador para su verificación y finalmente puesto en tablas para su facilidad de entendimiento.

Obtuvimos y relacionamos de manera gráfica la utilización de los relevadores de protecciones y las marcas que existen en el mercado, esto aunque no se presentó un análisis de costo beneficio conocimos cuáles son los precios. Esto directo desde el fabricante y de manera paralela por parte de la página de precio por obra solicitada dentro de la página de comisión federal eléctrica.

Por último de acuerdo al convenio realizado ipn-stc, solicitamos se nos pudiera presentar para consulta los archivos con respecto a electricidad de la línea doce del metro donde llegamos a la conclusión que se asemejaban los resultados obtenidos de nuestro estudio con los que fueron enviados de Francia para la instalación de dicha subestación.

# BIBLIOGRAFIA

- [1] **Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales**  
Gilberto Enríquez Harper  
LIMUSA
- [2] Análisis de sistemas de potencia  
Grainier, John J. & Stevenson, William D. (Jr.)  
McGraw-Hill.
- [3] **Protección de sistemas eléctricos de potencia**  
By Mujal Rosas, Ramón M
- [4] **Fundamentos de sistemas eléctricos**  
By Ángel Antonio Bayod Rújula
- [5] **Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión**  
Gilberto Enríquez Harper  
LIMUSA
- [6] **Manual de capacitación del equipamiento GIS 230 kV.**  
AREVA
- [7] Manual de operación supervisión y mantenimiento para transformadores de potencia.  
ABB
- [8] <http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/OTROS/Aportaciones/Inicio.asp> 23/11/2015 23:35
- [9] <http://www.cfe.gob.mx/Industria/InformacionCliente/Paginas/Precio-por-obra-solicitada.aspx>  
24/11/2015 20:00
- [10] Manual de capacitación GIS 230kV.