

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



## **ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE UN ALIMENTADOR EN 10kV PARA UNA SUBESTACIÓN**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**FRANKLIN HECTOR MODESTO MASIAS**

**PROMOCIÓN**

**2005 – I**

**LIMA, PERU**

**2010**

**ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE  
UN ALIMENTADOR EN 10kV PARA UNA SUBESTACIÓN**

A mis padres por su constante e  
infatigable apoyo y sus deseos de ver  
culminados mis estudios.

## SUMARIO

En el capítulo I se da a conocer los datos básicos del proyecto, entre los cuales tenemos: antecedentes, definición del problema, justificación, objetivo, beneficios, sostenibilidad y algunos criterios generales para realizar una coordinación de protección.

En el capítulo II se estudia el análisis de falla en un sistema de potencia. Las fallas eléctricas producen corrientes del tipo transitorio y subtransitorio y además, la selección de un interruptor para un sistema de potencia no sólo depende de la corriente que el interruptor va a llevar bajo condiciones de operación normal, sino también de la corriente máxima que puede llevar momentáneamente y de la corriente que tendría que interrumpir al voltaje de la línea en la que está colocado.

En el capítulo III se realiza el estudio de las componentes simétricas para calcular las fallas desbalanceadas como la falla monofásica de línea a tierra, falla línea a línea en condiciones de régimen permanente, aunque con una sola falla simultánea por vez. En caso de haber varias fallas la solución puede ser muy difícil o imposible.

En el capítulo IV se dan las características que tiene un relé para detectar una falla como la selectividad y discriminación. También, los tipos de relé existentes como los de tiempo definido y de tiempo inverso. Además se realiza un ejemplo manual de ajuste de corriente y tiempo del relé instalado en la subestación Real Plaza Centro Cívico (Lima).

En el capítulo V se estudia en forma de ejemplo, la coordinación de protecciones de un alimentador en 10kVA utilizando el software Digsilent; el objetivo del estudio es obtener el ajuste de corriente y tiempo del relé instalado en la subestación Real Plaza Huancayo.

## ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	01
<b>CAPITULO I</b>	
<b>ASPECTOS PRELIMINARES</b>	
1.1.- Antecedentes.....	02
1.2.- Definición del problema.....	02
1.3.- Justificación.....	02
1.4.- Objetivo.....	03
1.5.- Metodología a adoptar en este proyecto.....	03
1.6.- Criterios generales para la coordinación de protecciones en instalaciones eléctricas en 10kV. ....	03
1.7.-Valores en porcentaje y por unidad.....	05
1.8.-Definición de cantidades por unidad y porcentaje.....	05
1.9.-Ventajas de las cantidades por unidad y porcentaje.....	06
<b>CAPITULO II</b>	
<b>ANÁLISIS DE FALLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA</b>	
2.1 .- Introducción.....	07
2.2.- Fuentes de cortocircuito. ....	08
2.3.- Reactancias de las máquinas rotatorias.....	08
2.4.- Corriente asimétrica en circuito serie RL .....	09
2.5.- Transitorios en circuitos serie RL.....	11
<b>CAPITULO III</b>	
<b>COMPONENTES SIMETRICOS Y ANÁLISIS DE FALLA</b>	

3.1.-Introducción.....	14
3.2.-Definiciones.....	14
3.3.-Fallas desbalanceadas.....	18
3.3.1.-Análisis de fallas desbalanceadas.....	18
3.4.- Cálculo de la corriente de corto circuito para la protección por relés.....	28
3.4.1.-Procedimiento paso a paso para el cálculo del corto circuito. ....	29

## **CAPITULO IV**

### **COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE PARA UN NIVEL DE TENSIÓN DE 10kV**

4.1.- Introducción.....	31
4.2.- Relé de tiempo definido.....	32
4.3.- Relés de tiempo inverso.....	32
4.3.1.- Corriente de arranque.....	33
4.3.2.- Dial.....	33
4.3.3.-Procedimiento manual de coordinación.....	34
4.4.- Elementos para la protección de sistemas eléctricos en 10kV.....	37
4.5.- Proceso de coordinación de los dispositivos de protección.....	41

## **CAPITULO V**

### **COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE UN ALIMENTADOR EN 10kV PARA UNA SUBESTACIÓN UTILIZANDO EL SOFTWARE DIGSILENT**

5.1.- Introducción.....	46
5.2.- Descripción del sistema eléctrico Real Plaza Huancayo.....	46
5.2.1.- Parámetros eléctricos de la red en estudio .....	48
5.2.2.- Cálculos de cortocircuito.....	48
5.2.3.- Criterios para la determinación de ajustes.....	49
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	52

ANEXOS.....	54
ANEXO A CURVAS DE COORDINACIÓN.....	55
ANEXO B RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE CORTO CIRCUITO.....	60
ANEXO C PLANTILLA DE AJUSTES DE RELÉS DE PROTECCION.....	67
BIBLIOGRAFÍA.....	71

## INTRODUCCIÓN

En las ciudades que se encuentran en proceso de desarrollo, el consumo de energía eléctrica (kwh) tiende a incrementarse y, de hecho, uno de los índices que mide el grado de industrialización de un país es el consumo de kwh por habitante. Esto hace que los sistemas eléctricos se encuentren en constante crecimiento, produciéndose una maratón entre la potencia eléctrica instalada por las empresas productoras de electricidad y la potencia que demandan los usuarios.

Para asegurar el retorno de las inversiones de los equipos electromecánicos utilizados en los sistemas eléctricos en 10kV y mantener al usuario satisfecho con un servicio confiable, el total de los equipos deberá permanecer en perfecto estado de operación. Esto se consigue con un buen diseño y mantenimiento del sistema eléctrico minimizando la probabilidad de fallas que podrían destruir los componentes utilizados y en el caso de la ocurrencia de una falla, ésta pueda ser controlado aislando la parte fallada de todo el sistema eléctrico. En este último punto es donde los relés de protección entran en funcionamiento en un sistema de 10kV. El relé de protección es un dispositivo que opera instantáneamente para desconectar la parte fallada protegiendo al sistema de fallas permanentes que podrían ocasionarle grandes daños.

El presente estudio trata sobre la coordinación que debe hacerse en la protección de un alimentador de 10kV en una subestación. Estas tareas tienen por objetivo encontrar el ajuste del relé que mejor proteja los componentes de la subestación ante posibles perturbaciones eléctricas.



## **CAPITULO I**

### **ASPECTOS PRELIMINARES**

#### **1.1 Antecedentes**

El desarrollo de las ciudades del Perú, con la construcción de viviendas, hoteles, centros comerciales e industrias, ha hecho crecer la demanda de energía eléctrica por lo que las empresas de distribución como Edelnor, Luz del Sur, Electro Centro, etc. deberán ampliar sus redes y abastecer de energía en 10kV a las nuevas cargas comerciales e industriales.

El presente proyecto realizara el estudio de coordinación de la protección de las nuevas subestaciones que están siendo instaladas con un alimentador de 10kV. Considerando que el relé seleccionado tiene las características de selectividad y confiabilidad su ajuste le dará al sistema eléctrico la protección y la seguridad operativa ante una falla eléctrica.

Estas acciones se dan para aislar la subestación de todo el sistema eléctrico y evitar perjudicar a las demás redes eléctricas cuyo servicio es prestado por las distribuidoras correspondientes de cada ciudad.

#### **1.2 Definición del Problema**

Se trata de encontrar la calibración del relé de protección de una subestación en 10kV utilizando para ello métodos matemáticos y de cómputo.

Además, se puede añadir que realizar la coordinación de la protección en los dispositivos que protegen una instalación eléctrica como el relé, interruptores y fusibles traen confiabilidad al sistema eléctrico, y asegura la inversión.

#### **1.3 Justificación**

El nuevo centro comercial que se está construyendo en la ciudad de Huancayo (centro comercial Real Plaza Huancayo) teniendo una potencia de consumo de 1,5MVA, con una tensión de 10kV, dicho complejo de tiendas cuenta con dos transformadores, el primero con una potencia de 1MVA relación de transformación de 10/0,220kV utilizado para las áreas comunes y el segundo con una potencia de 1,25MV relación de transformación de 10/0,440kV utilizado para los locales comerciales. Si consideramos que el costo de un transformador de 1MVA de tipo convencional es aproximadamente de 180 mil nuevos

soles y si además le aumentamos el costo del tiempo que implica reemplazarlo en caso fallase, el tiempo de reemplazo podría durar una semana en caso el proveedor tenga en sus almacenes el tipo del transformador a reemplazar en caso se debe esperar el tiempo que demora su fabricación (cuatro meses). El interruptor con su respectivo relé de protección tiene un costo aproximado de 50 000 nuevos soles, siendo casi la cuarta parte del costo de un solo transformador, en caso compararlo con dos transformadores sería casi la séptima parte.

#### **1.4 Objetivo**

El presente estudio tiene el propósito de mostrar las calibraciones del relé para la protección de un alimentador de 10kV en una subestación. Se realiza con la finalidad de obtener los ajustes del nuevo relé a instalarse en la subestación Real Plaza Huancayo, con los equipos de protección existentes, los cuales garanticen la sensibilidad, selectividad y rapidez de los dispositivos de protección. Se realiza con el fin de evitar interrupciones innecesarias en el resto del sistema.

#### **1.5 Metodología a adoptar en este Proyecto**

Debido a las características del proyecto, se utiliza para el cálculo de corriente de cortocircuito y la coordinación de las protecciones el Software DIGSILENT 13,2 el cual determinará la corriente de corto circuito y las curvas de funcionamiento de los equipos de protección, lo que nos permitirá elegir el mejor ajuste al relé.

#### **1.6 Criterios generales para la coordinación de protecciones en instalaciones eléctricas en 10kV.**

**a) Las condiciones de operación anormales** contra las que se deben proteger los sistemas eléctricos son el corto circuito y las sobrecargas.

- 1) **Cortocircuito** puede tener su origen en distintas formas, por ejemplo, fallas de aislamiento, fallas mecánicas en el equipo, fallas por sobrecargas excesivas y repetitivas, etc.
- 2) **Sobrecargas** se puede presentar también por causas muy simples, como: instalaciones inapropiadas, operaciones incorrectas del equipo, como por ejemplo arranque frecuente de motores, periodos largos de arranque de motores.

Los equipos eléctricos son diseñados para minimizar los efectos de las anomalías que ocurren en el sistema, de tal forma que esta sea capaz de:

- Aislar rápidamente la porción afectada del sistema, de manera que se minimices el efecto y se mantenga el servicio tan normal como sea posible.
- Reducir el valor de la corriente de cortocircuito, para reducir los daños potenciales al equipo o partes de la instalación.
- Proveer al sistema, siempre que sea posible, de medios de cierre automático, para minimizar la duración de fallas de tipo transitorio.

De acuerdo con lo anterior, la función de un sistema de protección se puede definir como: “la detección y pronto aislamiento de la porción afectada del sistema, ya sea que ocurra en cortocircuito, o bien, en otra condición anormal que pueda producir daño a la parte afectada o a la carga que alimenta”.

- b) **La coordinación**, es la selección o ajuste, o ambos casos, de los dispositivos de protección, para aislar la parte afectada del sistema cuando ocurre alguna anomalía. Este aspecto se debe considerar en cualquier sistema eléctrico bien diseñado.

La protección de los sistemas eléctricos, es uno de los aspectos esenciales que debe ser considerado en el diseño y operación de las instalaciones eléctricas comerciales e industriales.

- c) **Equipo básico de protección** para aislar un cortocircuito o una sobrecarga, se requiere de la aplicación de equipo de protección que pueda cumplir con ambas funciones, para desconectar la parte afectada del sistema.

En algunos casos, el elemento sensor y el dispositivo de interrupción son elementos completamente separados e interconectados solo por los cables de control; en estos, los sensores y los dispositivos de interrupción se encuentran en un mismo componente. Un fusible cumple con ambas funciones, es un elemento sensor y de interrupción, el cual se conecta en serie con el circuito y responde a los efectos térmicos por la circulación de corriente a través del mismo.

- d) **Interruptores** son sólo dispositivos de interrupción que se deben usar necesariamente con elementos sensores (relés).
- e) **Servicio de la compañía suministradora** dentro del cual es importante considerar que, a partir de las necesidades de servicio, o bien, de las características de las cargas por alimentar, la información requerida en principio sea la siguiente:
- 1 El plano del centro comercial, o la planta industrial, mostrando las obras adyacentes.

- 2 El punto de entrega o suministro de energía eléctrica por la compañía suministradora.
- 3 Naturaleza de la carga conectada y voltaje de utilización.
- 4 Valor del cortocircuito en el punto del suministro.
- 5 Forma de conexión a tierra de los neutros.
- 6 Circuito de respaldo en caso necesario
- 7 Un diagrama unifilar que contenga la siguiente información:
  - Fuente de alimentación, incluyendo el valor del cortocircuito disponible.
  - Tamaño, tipo, y número de todos los conductores.
  - Capacidad, voltaje, impedancia, conexión de devanados y conexión a tierra de los mismos.
  - Identificación y cantidad de dispositivos de protección (fusibles, relés, etc.)
  - Transformadores de instrumento.

Toda esta información, debe permitir realizar los siguientes estudios:

- f) **Cortocircuito:** cálculo de la corriente y/o potencia del cortocircuito en todas las barras del sistema y las contribuciones en los elementos.
- g) **Protección:** diseño de los sistemas de protección requeridos y que deben ser considerados como una parte integral del diseño total del sistema.
- h) **Coordinación:** ajuste de los dispositivos de protección para que puedan aislar la parte fallada, y garantizar el funcionamiento normal el resto del sistema eléctrico.

### 1.7 Valores en porcentaje y unidad

Los sistemas eléctricos de potencia y las instalaciones industriales operan en sistemas en donde la unidad de voltaje más común es el kilovoltio (kV), donde se manejan valores de potencia tales que el kilovoltio-ampere (kVA) es una unidad común en los sistemas trifásicos.

Estas cantidades junto con la corriente y los valores de impedancias, se expresan en forma común por unidad o en porcentaje para simplificar las notaciones y los cálculos, en especial cuando en un mismo sistema eléctrico se manejan distintos niveles de voltaje y diferentes valores de potencia en los equipos.

Estos conceptos son aplicables a sistemas eléctricos trifásicos balanceados.

**1.8 Definición de cantidades por unidad en porcentaje.** Una cantidad en porcentaje es 100 veces una cantidad por unidad; ambas son usadas por cada persona a conveniencia o

como selección de facilidad en su uso, por lo que es conveniente tener presente el concepto de las dos formas de representar o expresar cantidades.

Un valor por unidad o cualquier cantidad expresada por unidad, es la relación de esta cantidad entre un valor denominado como base. El resultado se expresa como una cantidad sin unidad.

Los valores reales tales como voltaje (V), corriente (I), potencia activa (P), potencia reactiva (Q), potencia aparente (S), resistencia (R), reactancia (X) e impedancia (Z), se pueden expresar por unidad o en porcentaje, de acuerdo a las siguientes relaciones:

$$\text{cantidad por unidad} = \frac{\text{cantidad}}{\text{cantidad base en las mismas unidades}}$$

Cantidad en por ciento = cantidad por unidad x100

donde la “**cantidad base**” se refiere a un valor de referencia, seleccionado en forma arbitraria a conveniencia para la misma cantidad y en las mismas unidades.

Por lo tanto, las cantidades por unidad o porcentaje son números sin unidad.

### 1.9 Ventajas de las cantidades por unidad y porcentaje

Algunas de las ventajas de usar cantidades en por unidad o en porcentaje son:

- a) Su representación resulta ser una forma directa de comparar datos, ya que las magnitudes relativas se pueden comparar directamente.
- b) El valor equivalente por unidad es el mismo para cualquier transformador, ya sea que se refiera al lado primario o al lado secundario, siempre que no existan taps.
- c) La impedancia por unidad de un transformador en un sistema trifásico es la misma, en forma independiente del tipo de conexión que tenga (delta-estrella, delta-delta, etc.).
- d) El método por unidad es independiente de los cambios de voltaje y de los desfases.
- e) Los fabricantes de equipos eléctricos, por lo general especifican la impedancia de los mismos por unidad o en porcentaje a la base de sus datos de placa (potencia en kVA, voltaje en kV), por lo que estos valores se pueden usar directamente en sus propias bases.
- f) Los valores por unidad de impedancia de los equipos caen dentro de una banda muy estrecha, en tanto que los valores en ohm lo hacen en un rango muy amplio. Por esta razón, es más frecuente encontrar valores característicos de impedancia por unidad en los equipos.
- g) Hay menos posibilidad de confusión entre valores trifásicos o monofásicos o entre voltajes entre fases o de fase a neutro.
- h) Los valores por unidad resultan ideales para los estudios por computadora digital.
- i) Para estudios de cortocircuito, los voltajes de las fuentes se pueden tomar como 1 por unidad.
- j) El producto de cantidades por unidad, da una cantidad por unidad.

## **CAPITULO II**

### **ANÁLISIS DE FALLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA**

#### **2.1 Introducción**

Aunque los sistemas sean diseñados tomando en cuenta las normas, un sistema cien por ciento infalible es imposible diseñar y construir, pues además de la imposibilidad natural para obtener un producto perfecto, tampoco es adecuado hacerlo, desde el punto de vista económico, En consecuencia, cualquier sistema eléctrico está expuesto a las contingencias asociadas en las fallas en su operación, siendo algunas de las principales las siguientes:

- Sobretensiones de origen atmosférico.
- Envejecimiento prematuro de los aislamientos.
- Falsos contactos y conexiones.
- Presencia de elementos corrosivos.
- Humedad.
- Presencia de roedores.
- Errores humanos.

Cuando ocurre un cortocircuito, se presentan situaciones anormales que se manifiestan con distintos fenómenos, como son:

- a) En el punto de falla se puede presentar un fenómeno de arco eléctrico o fusión de los metales mismos.
- b) Las corrientes de corto circuito, circulan de las fuentes (alimentación de la red y máquinas rotatorias) hacia el punto de falla.
- c) Todos los componentes de la instalación por donde circulan las corrientes de cortocircuito, se ven sujetos a esfuerzos térmicos y dinámicos; estos varían con el cuadrado de la corriente ( $I^2$ ) y de la duración de la corriente (seg).
- d) Las caídas de voltaje en el sistema están en proporción a la magnitud de las corrientes de cortocircuito. La caída de voltaje mínima se presenta en el punto de ocurrencia de la falla (es prácticamente cero para el valor máximo de falla).

Para todos los disturbios que produce la ocurrencia de un cortocircuito, las fallas se deben remover tan rápido como sea posible, y esta es justamente la función de los dispositivos de protección (interruptores, fusibles, etc.). De hecho, para cumplir con esta función, los dispositivos de protección, deben tener la capacidad de interrumpir la máxima corriente de corto circuito que pueda circular para una falla en el punto de localización del dispositivo de interrupción.

El máximo valor de la corriente de cortocircuito está directamente relacionado al tamaño y capacidad de la fuente de potencia, y es independiente de la corriente de carga del circuito donde se ubica el dispositivo de protección.

Entre mayor es la capacidad de cortocircuito de la fuente de potencia, mayor será la corriente de cortocircuito.

## **2.2 Fuentes de cortocircuito.**

Para determinar la magnitud de las corrientes de cortocircuito, es muy importante que se consideren todas las fuentes de cortocircuito y que las características de las impedancias de estas fuentes sean conocidas. Las fuentes de cortocircuito son principalmente las siguientes:

- a) Los generadores
- b) Los motores síncronos
- c) Los motores de inducción
- d) La compañía suministradora de energía eléctrica

## **2.3 Reactancias de las máquinas rotatorias**

La impedancia de una máquina rotatoria es un valor que puede variar con el tiempo. No es un valor simple, como es el caso de la impedancia de los transformadores o de los cables, ya que para las máquinas, es un valor complejo y variable con el transcurso del tiempo.

Por ejemplo la máquina síncrona para el modelo d-q tiene reactancias diferentes cuando está sujeta a fallas de cortocircuito en sus terminales. Inmediatamente después de que acontece un cortocircuito, la armadura de la máquina se comporta como una reactancia efectiva  $X_d''$ , que se combina con su resistencia efectiva determinada por los circuitos de amortiguamiento para definir una constante de tiempo  $T''$  de cortocircuito subtransitorio en el eje directo, en el rango de 0,03s. El periodo en el que  $X_d''$  es efectivo, se llama periodo subtransitorio y típicamente dura entre 3 y 4 ciclos de la frecuencia del sistema. Pasado este periodo la corriente de la máquina decae más lentamente con la constante de tiempo

$T_d'$  de cortocircuito transitorio en el eje directo, determinada por  $X_d'$  y una resistencia de la máquina que depende de la resistencia de campo. El periodo de efectividad de  $X_d'$  se denomina periodo transitorio y  $T_d'$  es del orden de 1s. Finalmente, para condiciones de estado estable sostenida, la reactancia sín crona es  $X_d$  la cual se aplica a la máquina síncrona de rotor cilíndrico en estado estable.

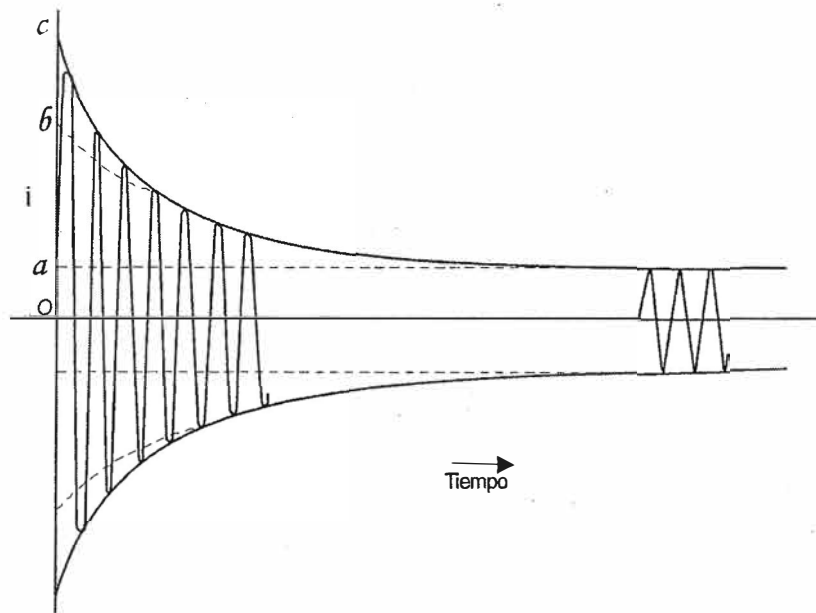
#### 2.4 Corriente asimétrica en circuito serie RL

Cuando se aplica repentinamente un voltaje de **ca** a un circuito serie R-L, la corriente que fluye tiene dos componentes: una de **cd** (corriente directa), que decae conforme a una constante de tiempo  $L/R$  del circuito; y una componente de estado estable con amplitud constante que varía sinusoidalmente. Un fenómeno similar, pero más complejo, ocurre cuando un cortocircuito se presenta repentinamente en las terminales de una máquina síncrona. Las corrientes de fase que resultan en la máquina tienen componentes de **cd** que causan una desviación o asimetría cuando se grafican como función del tiempo.

Una buena forma de analizar el efecto de los cortocircuitos trifásicos en las terminales de un generador previamente descargado, es tomar un oscilograma de la corriente en una de las fases cuando se presenta la falla. Como los voltajes generados en las fases de las máquinas trifásicas están desplazados  $120^\circ$  grados eléctricos uno del otro, el cortocircuito ocurre en diferentes puntos de la onda de voltaje de cada fase. Por esta razón, la componente transitoria unidireccional o de **cd** (corriente directa) es diferente en cada fase. Si se elimina la **cd** de corriente de cada fase, la amplitud de la **ca** componente alterna de cada corriente de fase graficada contra el tiempo (mostrada en la Figura 2.1) varía aproximadamente en la forma:

$$I(t) = |E_i| \frac{1}{X_d} + |E_i| \left( \frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T_d'}} + |E_i| \left( \frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-\frac{t}{T_d''}} \quad (2.1)$$





**Figura 2.1 Corriente como función del tiempo para un generador síncrono cortocircuitado mientras opera sin carga**

donde :  $e_i = \sqrt{2}|E_i| \cos wt$  es el voltaje sincrónico interno o sin carga de la máquina.

En la ecuación 2.1 se muestra que la corriente de fase de la armadura, sin la componente de  $cd$ , tiene tres componentes, dos de las cuales decaen a razones diferentes en los periodos subtransitorio y transitorio superando o despreciando la resistencia de armadura, la distancia  $o-a$  en la Figura 2.1 es el valor máximo de corriente de cortocircuito sostenida, con el valor rms (valor efectivo)  $|I|$  dado por:

$$|I| = \frac{o-a}{\sqrt{2}} = \frac{|E_i|}{X_d} \quad (2.2)$$

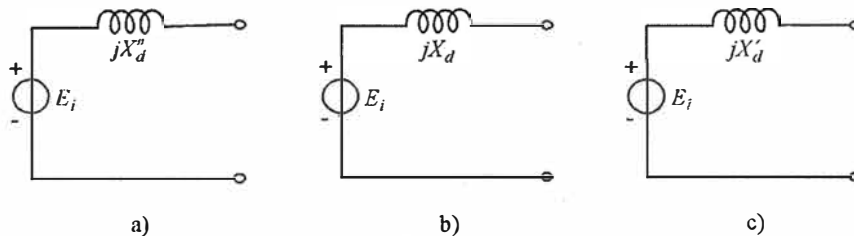
Si la envolvente de la onda de corriente se extiende hacia atrás al tiempo cero, y se desprecian los primeros ciclos en los que aparece un rápido decremento, la intercepción es la distancia  $o-b$ . El valor rms de la corriente representada por esta intercepción se conoce como corriente transitoria  $|I'|$ , y está definida por :

$$|I'| = \frac{o-b}{\sqrt{2}} = \frac{|E_i|}{X_d'} \quad (2.3)$$

El valor rms de la corriente, determinada por la distancia  $o-c$  en la figura 2.1, es la llamada corriente subtransitoria  $|I''|$ , dada por:

$$|I''| = \frac{o-c}{\sqrt{2}} = \frac{|E_i|}{X_d''} \quad (2.4)$$

A la corriente subtransitoria se le llama frecuentemente corriente rms (efectiva) inicial simétrica; nombre que es más descriptivo porque lleva la idea de despreciar la componente  $cd$  y considerar el valor rms de la componente  $ca$  de corriente, inmediatamente después de que ocurra la falla. Las ecuaciones 2.3 y 2.4 se pueden usar para calcular los parámetros  $X_d'$  y  $X_d''$  de la máquina, cuando se tiene disponible un registro oscilográfico como el de la Figura 2.1. Por otro lado las ecuaciones 2.3 y 2.4 también indican la metodología para determinar la corriente de falla en el generador cuando se conocen sus reactancias.



**Figura 2.2 Circuito equivalente para un generador síncrono con voltaje interno  $E_i$  y a) reactancia subtransitoria  $X_d''$ ; b) reactancia transitoria  $X_d'$ ; c) reactancia síncrona.**

Si el generador está sin carga cuando ocurre la falla, se representa la máquina por el voltaje sin carga al neutro, en serie con la reactancia apropiada.

Para calcular las corrientes en condiciones subtransitorias, se usa la reactancia  $X_d''$ , en serie con el voltaje sin carga  $E_i$ , como se muestra en la Figura 2.2a; y para condiciones transitorias se usa la reactancia serie  $X_d'$ , como se muestra en la Figura 2.2b. En estado estable, se usa  $X_d$ , como aparece en la Figura 2.2c. La corriente subtransitoria  $|I''|$  es mucho menor que  $X_d$ . El voltaje interno  $E_i$  es el mismo en cada uno de los circuitos de la Figura 2.2 porque supone que inicialmente el generador está sin carga.

## 2.5 Transitorios en circuitos serie RL

La selección de un interruptor para un sistema de potencia no sólo depende de la corriente que el interruptor va a llevar bajo condiciones de operación normal sino también de la corriente máxima que puede llevar momentáneamente y de la corriente que tendría que interrumpir al voltaje de la línea en la que está colocado.

Con el propósito de aproximarse al problema de calcular la corriente inicial cuando un sistema se pone en cortocircuito, se considera lo que pasa cuando se aplica un voltaje de  $ca$  a un circuito que contiene valores constantes de resistencia e inductancia. En este voltaje,  $V_{\max} \sin(\omega t + \alpha)$ ,  $t$  es cero al tiempo de aplicar el voltaje. Entonces,  $\alpha$  determina la

magnitud del voltaje cuando se cierra el circuito. Si el voltaje instantáneo es cero y va creciendo en la dirección positiva cuando se aplica al cerrar un interruptor, entonces  $\alpha$  es cero.

Si el voltaje está en su valor instantáneo máximo positivo, entonces  $\alpha$  es  $\pi/2$ . La ecuación diferencial es:

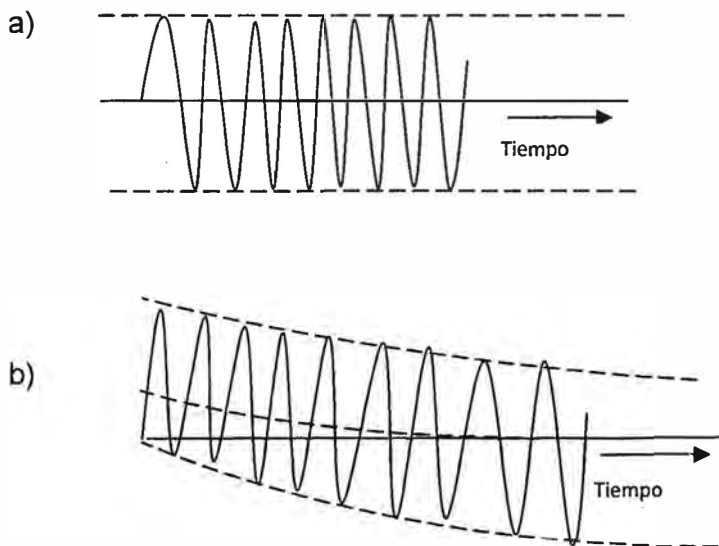
$$V_{\max} \text{sen}(wt + \alpha) = Ri + L \frac{di}{dt} \quad (2.5)$$

La solución de esta ecuación es:

$$i = \frac{V_{\max}}{|Z|} \left[ \text{sen}(wt + \alpha - \theta) - e^{-\frac{Rt}{L}} \text{sen}(\alpha - \theta) \right]$$

$$\text{donde } |Z| = \sqrt{R^2 + (\omega L)^2} \text{ y } \theta = \tan^{-1}(\omega L / R). \quad (2.6)$$

El primer término de la ecuación 2.6 varía sinusoidalmente con el tiempo. El segundo término es aperiódico y decae exponencialmente con una constante de tiempo de  $L/R$ . Al término aperiódico se le llama componente de **cd** de la corriente. El término sinusoidal es el valor de estado estable de la corriente en un circuito RL para el voltaje aplicado. Si el valor del término de estado estable no es cero cuando  $t = 0$ , la componente de **cd** aparece en, la solución con el fin de satisfacer la condición física de corriente cero en el instante de cerrar el interruptor



**Figura 2.3** corriente como función del tiempo en un circuito RL para: a)  $\alpha - \theta = 0$ ;

b)  $\alpha - \theta = -\pi/2$ , donde  $\theta = \tan^{-1}(\omega L / R)$ . El voltaje es  $V_{\max} \text{sen}(wt + \alpha)$  aplicado en  $t=0$ .

Observe que el término de  $cd$  no existe si el circuito se cierra en un punto de onda de voltaje tal que  $\alpha - \theta = 0$  o  $\alpha - \theta = \pi$ . En la Figura 2.3 se muestra la variación de la corriente con el tiempo, de acuerdo con la ecuación (2.6) donde  $\alpha - \theta = 0$ . Si el interruptor se cierra en un punto tal que en la onda de voltaje  $\alpha - \theta = \pm\pi/2$  la componente de  $cd$  tiene su valor inicial máximo, que es igual al valor máximo de la componente sinusoidal. En la figura 2.3 b se muestra una gráfica de la corriente en función del tiempo cuando  $\alpha - \theta = -\pi/2$ .

En la Figura 2.3a, se puede observar la corriente mínima que se puede obtener en el primer ciclo de una falla siendo igual a  $I''$  (corriente subtransitoria); en la Figura 2.3b aparece la corriente máxima que se puede obtener en el primer ciclo de una falla y que es igual a  $2I''$ . El valor de la corriente de falla en el primer ciclo, que se utiliza para diseñar la capacidad de cierre y recierre en los equipos de protección, es de  $1,6I''$ , que llega a hacer un valor promedio entre la corriente de falla máxima y mínima en el primer ciclo.

## **CAPÍTULO III**

### **COMPONENTES SIMÉTRICAS Y ANÁLISIS DE FALLA**

#### **3.1 Introducción**

Este método fue desarrollado por Fortescue bajo el título de “Método de las componentes simétricas”, y Aunque el método se aplica a cualquier sistema polifásico desbalanceado, el estudio se limitará a los sistemas trifásicos.

En un sistema trifásico que está cuasi balanceado, una falla que no sea del tipo trifásica ocasiona, por lo general, que haya corrientes y voltajes desbalanceados en cada una de las tres fases. Si las corrientes y tensiones están relacionadas por impedancias constantes, se dice que el sistema es lineal y se puede aplicar el principio de superposición. Los elementos de interés del sistema son las máquinas, transformadores, líneas de transmisión y cargas conectadas tanto en estrella como en triángulo.

Al estudiar los componentes simétricos de un sistema eléctrico trifásico, se observa en general que la respuesta de cada elemento del sistema depende de su conexión y del componente de corriente que se está considerando. Se desarrollan los circuitos equivalentes, llamados circuito de secuencia, para tomar en cuenta la respuesta por separado de los elementos a cada sistema trifásico. Al organizar los circuitos equivalentes individuales en redes de acuerdo con las interconexiones de los elementos, se llega al concepto de tres redes de secuencia. Al resolver las redes de secuencia para las condiciones de falla, se obtiene la corriente simétrica y los componentes de voltaje que se pueden combinar para determinar las corrientes y tensiones de fase.

#### **3.2 Definiciones**

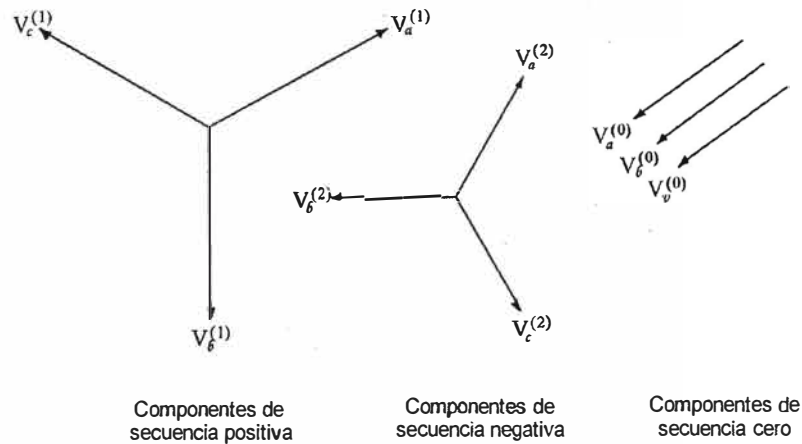
De acuerdo con el teorema de Fortescue, tres fasores desbalanceados de un sistema trifásico se pueden descomponer en tres sistemas balanceados de fasores. Los conjuntos balanceados de componente simétrico son:

- 1) Componentes de secuencia positiva: consiste en tres fasores de igual magnitud desfasados uno de otro por una fase de  $120^\circ$  y que tienen la misma secuencia de fase que los fasores originales.

- 2) Componentes de secuencia negativa: consiste en tres fasores de igual magnitud desfasados uno del otro por una fase de  $120^\circ$  y que tienen la misma secuencia de fase que los fasores originales.
- 3) Componentes de secuencia cero: que consisten en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno del otro.

Se acostumbra designar a las tres fases de un sistema con las letras a, b, c de modo que la secuencia directa sea abc.

Trabajando con fasores, la transformación de Fortescue clásica es:



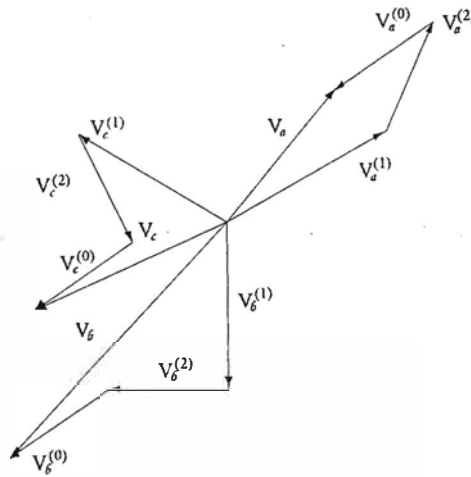
**Figura 3.1 Tres conjuntos de fasores balanceados que son los componentes simétricos de tres fasores desbalanceados**

Como cada uno de los fasores desbalanceados originales es la suma de sus componentes. Los fasores originales expresados en términos de sus componentes son:

$$\begin{aligned}
 V_a &= V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \\
 V_b &= V_b^{(0)} + V_b^{(1)} + V_b^{(2)} \\
 V_c &= V_c^{(0)} + V_c^{(1)} + V_c^{(2)}
 \end{aligned}
 \tag{3.1}$$

Para reducir el número de cantidades desconocidas se puede expresar cada componente de  $V_b$  y  $V_c$  como el producto de la componente de  $V_a$  y alguna función obtenida como resultado de la multiplicación con el operador  $a=1\angle 120^\circ$ . Se toma como referencia la Figura 3.1, y se verifican las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned}
 V_b^{(0)} &= V_a^{(0)} & V_c^{(0)} &= V_a^{(0)} \\
 V_b^{(1)} &= a^2 V_a^{(1)} & V_c^{(1)} &= a V_a^{(1)} \\
 V_b^{(2)} &= a V_a^{(2)} & V_c^{(2)} &= a^2 V_a^{(2)}
 \end{aligned}
 \tag{3.2}$$



**Figura 3.2 Suma gráfica de los componentes mostrados en la Figura 3.1 para obtener tres fasores desbalanceados.**

Al repetir la primera fila de la Ecuación 3.1 y al sustituir las ecuaciones 3.2 en la segunda y tercera fila de la ecuación 3.1, se llega a

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \\ V_b &= V_a^{(0)} + a^2 V_a^{(1)} + a V_a^{(2)} \\ V_c &= V_a^{(0)} + a V_a^{(1)} + a^2 V_a^{(2)} \end{aligned} \quad (3.3)$$

O en forma matricial,

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Donde, por conveniencia se tiene

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Entonces, como se puede verificar fácilmente:

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Y al multiplicar ambos lados de la ecuación 3.4 por  $A^{-1}$ , se llega a :

$$\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = A^{-1} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Esta ecuación muestra como descomponer tres fasores asimétricos en sus componentes simétricas. Estas relaciones son tan importantes que se escribirán en ecuaciones separadas y expandidas, como en la forma siguiente:

⇒ *Comp.Simétricos*

$$\left. \begin{aligned} V^{(0)} &= \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \text{Homopolar(sec.cero)} \\ V^{(1)} &= \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \text{Directa(sec.positiva)} \\ V^{(2)} &= \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \text{Inversa(sec.negativa)} \end{aligned} \right\} \text{respecto a la fase "a"} \quad (3.6)$$

Se pueden encontrar si se requieren, los componentes  $V_b^{(0)}$ ,  $V_b^{(1)}$ ,  $V_b^{(2)}$ ,  $V_c^{(0)}$ ,  $V_c^{(1)}$ ,  $V_c^{(2)}$  por medio de las ecuaciones 3.2. Resultados similares se encuentran para los voltajes línea a línea al reemplazar, en las ecuaciones anteriores,  $V_a$ ,  $V_b$  y  $V_c$  por  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  y  $V_{ca}$ , respectivamente.

En la ecuación 3.6 se muestra que no hay componentes de secuencia cero si la suma de los fasores desbalanceados es cero. Como la suma de los fasores de voltaje línea a línea en un sistema trifásico es siempre cero, los componentes de secuencia cero nunca estarán presentes en los voltajes de línea, independientemente del grado de desbalanceo. La suma de los tres fasores de voltaje línea a neutro no es necesariamente cero, y los voltajes al neutro pueden contener componentes de secuencia cero.

Las ecuaciones anteriores también se pueden escribir para las corrientes en lugar de los voltajes y se puede resolver analítica y gráficamente. Como algunas de las ecuaciones anteriores son fundamentales, también se resumen para las corrientes:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^{(0)} + I_a^{(1)} + I_a^{(2)} \\ I_b &= I_a^{(0)} + a^2 I_a^{(1)} + a I_a^{(2)} \\ I_c &= I_a^{(0)} + a I_a^{(1)} + a^2 I_a^{(2)} \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$\begin{aligned} I_a^{(0)} &= \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \\ I_a^{(1)} &= \frac{1}{3}(I_a + a I_b + a^2 I_c) \\ I_a^{(2)} &= \frac{1}{3}(I_a + a^2 I_b + a I_c) \end{aligned} \quad (3.8)$$

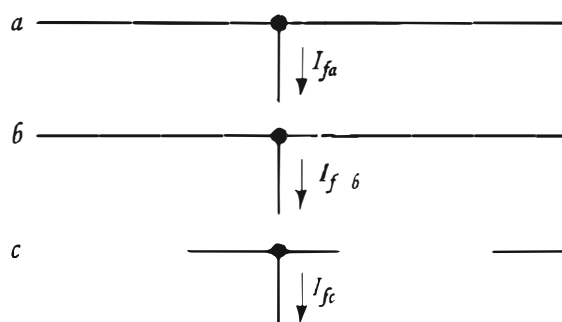


### 3.3 Fallas desbalanceadas

La mayoría de las fallas que ocurren en los sistemas de potencia, son fallas que consisten en cortocircuitos asimétricos, fallas asimétricas a través de impedancias o conductores abiertos. Las fallas asimétricas que pueden ocurrir son: fallas monofásicas a tierra o línea a tierra, fallas línea a línea y fallas línea a línea y a tierra. La trayectoria de una corriente de falla de línea a línea o de línea a tierra puede o no contener impedancia. Uno o dos conductores abiertos dan como resultado fallas asimétricas a través de la ruptura de uno o dos conductores o bien de la acción de fusibles u otros mecanismos que no puedan realizar las tres fases simultáneamente. El método de los componentes simétricos es útil en un análisis que busca determinar las corrientes y voltajes en todas las partes del sistema después de que ha ocurrido la falla, porque cualquier falla asimétrica da origen a que fluyan corrientes desbalanceadas en el sistema. Se consideran las fallas en sistemas de potencia, mediante la aplicación del teorema de Thévenin, que permite encontrar la corriente en la falla al reemplazar el sistema por un generador y una impedancia en serie.

#### 3.3.1 Análisis de fallas desbalanceadas.

En el desarrollo de las ecuaciones utilizadas para los componentes simétricas de corrientes y voltajes de una red general se designarán las corrientes que fluyen de las fases a, b y c, hacia afuera de sistema original balanceado, como  $I_{fa}$ ,  $I_{fb}$  e  $I_{fc}$ , respectivamente. Se pueden



**Figura 3.3** Tres conductores de un sistema trifásico. Los segmentos que llevan las corrientes  $I_{fa}$ ,  $I_{fb}$  e  $I_{fc}$  se pueden interconectar para representar los diferentes tipos de falla.

visualizar estas corrientes al referirse a la Figura 3.3 que muestra las tres líneas a, b y c del sistema trifásico en la porción de la red donde ha ocurrido la falla. El flujo de corriente desde cada línea hacia la falla se indica con flechas que se muestra en el diagrama al lado de los segmentos hipotéticos conectados en cada línea en el punto de falla. La conexión apropiada de estos segmentos representa los diferentes tipos de falla. Por ejemplo, una

conexión directa de los segmentos b y c produce una falla línea a línea (bifásica), a través de una impedancia cero. Entonces, la corriente en el segmento a es cero  $I_{fb}$  es igual a  $-I_{fc}$ .

Se designaran como  $V_{ja}$ ,  $V_{jb}$  y  $V_{jc}$  los voltajes línea a tierra durante la falla en cualquier barra  $j$  del sistema; y se continuara usando los superíndices 1,2 y 0 para denotar las cantidades de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente. Así, por ejemplo,  $V_{ja}^{(1)}$ ,  $V_{ja}^{(2)}$  y  $V_{ja}^{(0)}$  se referirán a los componentes de secuencia positiva, negativa y cero del voltaje línea a tierra  $V_{ja}$  en la barra  $j$  durante la falla, respectivamente. El voltaje línea neutro de la fase a en el punto de falla antes de que ocurra la falla, se designará simplemente como  $V_f$  que es un voltaje de secuencia positiva porque el sistema está balanceado.

En la Figura 3.4 se muestra un diagrama unifilar de un sistema de potencia que contiene dos máquinas síncronas. Este sistema es lo suficientemente general como para desarrollar ecuaciones que sean aplicables a cualquier sistema balanceado, independientemente de su complejidad. En la Figura 3.4 también se muestran las redes de secuencia del sistema. El punto donde se supone que ocurre la falla está señalado con la letra P y, en este ejemplo en particular, se le llama barra  $k$  en el diagrama unifilar y en las redes de secuencia. Las máquinas se representan por sus voltajes internos subtransitorios en serie, con sus respectivas reactancias subtransitorias, en caso de que se estén estudiando las condiciones subtransitorias de la falla.

La matriz de impedancia de barra se escribe ahora simbólicamente para la red de secuencia positiva en la siguiente forma:

$$Z_{barra}^{(1)} = \begin{matrix} & \begin{matrix} (1) & (2) & & (k) & & (N) \end{matrix} \\ \begin{matrix} (1) \\ (2) \\ \vdots \\ (k) \\ \vdots \\ (N) \end{matrix} & \begin{bmatrix} Z_{11}^{(1)} & Z_{12}^{(1)} & \dots & Z_{1k}^{(1)} & \dots & Z_{1N}^{(1)} \\ Z_{21}^{(1)} & Z_{22}^{(1)} & \dots & Z_{2k}^{(1)} & \dots & Z_{2N}^{(1)} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{k1}^{(1)} & Z_{k2}^{(1)} & \dots & Z_{kk}^{(1)} & \dots & Z_{kN}^{(1)} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{N1}^{(1)} & Z_{N2}^{(1)} & \dots & Z_{Nk}^{(1)} & \dots & Z_{NN}^{(1)} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3.9)$$

De manera similar las matrices de impedancias de barra para las redes de secuencia negativa y cero se escriben en la ecuación 3.10 y 3.11.

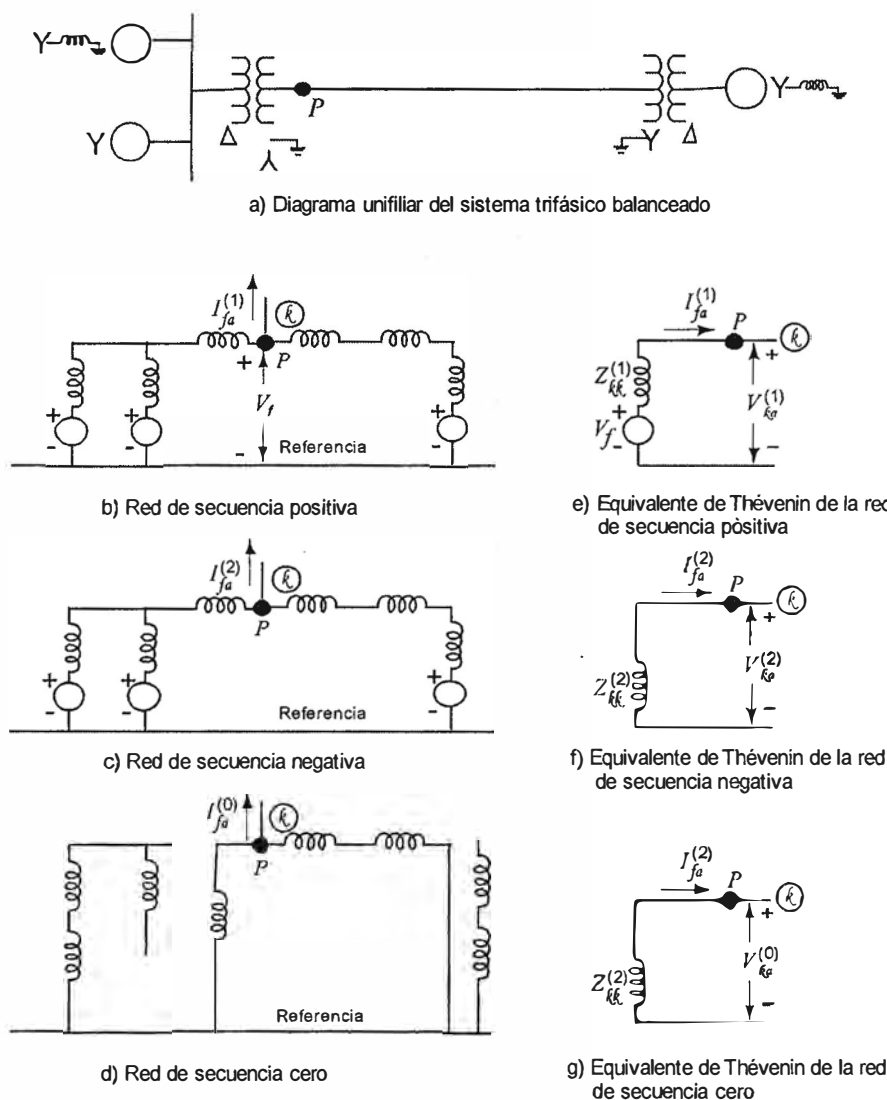
Así,  $Z_{ij}^{(1)}$ ,  $Z_{ij}^{(2)}$ ,  $Z_{ij}^{(0)}$ , son elementos representativos de las matrices de impedancia de barra para las redes de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente. Si así se desea cada una de las redes se puede representar por su equivalente de Thévenin entre cualquiera de las barras y el nodo de referencia.

$$Z_{barra}^{(2)} = \begin{matrix} & \begin{matrix} (1) & (2) & \dots & (k) & \dots & (N) \end{matrix} \\ \begin{matrix} (1) \\ (2) \\ \vdots \\ (k) \\ \vdots \\ (N) \end{matrix} & \begin{bmatrix} Z_{11}^{(2)} & Z_{12}^{(2)} & \dots & Z_{1k}^{(2)} & \dots & Z_{1N}^{(2)} \\ Z_{21}^{(2)} & Z_{22}^{(2)} & \dots & Z_{2k}^{(2)} & \dots & Z_{2N}^{(2)} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{k1}^{(2)} & Z_{k2}^{(2)} & \dots & Z_{kk}^{(2)} & \dots & Z_{kN}^{(2)} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{N1}^{(2)} & Z_{N2}^{(2)} & \dots & Z_{Nk}^{(2)} & \dots & Z_{NN}^{(2)} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3.10)$$

$$Z_{barra}^{(0)} = \begin{matrix} & \begin{matrix} (1) & (2) & \dots & (k) & \dots & (N) \end{matrix} \\ \begin{matrix} (1) \\ (2) \\ \vdots \\ (k) \\ \vdots \\ (N) \end{matrix} & \begin{bmatrix} Z_{11}^{(0)} & Z_{12}^{(0)} & \dots & Z_{1k}^{(0)} & \dots & Z_{1N}^{(0)} \\ Z_{21}^{(0)} & Z_{22}^{(0)} & \dots & Z_{2k}^{(0)} & \dots & Z_{2N}^{(0)} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{k1}^{(0)} & Z_{k2}^{(0)} & \dots & Z_{kk}^{(0)} & \dots & Z_{kN}^{(0)} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{N1}^{(0)} & Z_{N2}^{(0)} & \dots & Z_{Nk}^{(0)} & \dots & Z_{NN}^{(0)} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3.11)$$

En la Figura 3.4 se muestra el circuito equivalente de Thévenin entre el punto P y el nodo de referencia, en cada red de secuencia, junto al diagrama de la red que le corresponde. La fuente de voltaje en la red de secuencia positiva y de su circuito equivalente de Thevenin tienen el valor  $V_f$  que es el voltaje prefalla al neutro en el punto de falla P, la cual es la barra (k). La impedancia de Thévenin que se mide en el punto P y el nodo de referencia de la red de secuencia positiva es  $Z_{kk}^{(1)}$ , cuyo valor depende de los valores de la reactancia usadas en la red. No hay corriente de secuencia negativa y cero que

fluyan antes de que ocurra la falla. Los voltajes prefalla de las redes de secuencia negativa y cero entre el punto P y el nodo de referencia son cero. Por lo tanto el voltaje prefalla entre el punto P y el nodo de referencia es cero en las redes de secuencia negativa y cero entre el punto P.



**Figura 3.4** Diagrama unifilar de un sistema trifásico, tres redes de secuencia del sistema y el equivalente de Thévenin de cada red para la falla en P, que se denomina barra k.

La barra (k), y el nodo de referencia en las redes respectivas se representan por las impedancias de Thévenin  $Z_{kk}^{(2)}$  y  $Z_{kk}^{(0)}$ , que son los elementos diagonales de  $Z_{barra}^{(2)}$  y  $Z_{barra}^{(0)}$ , respectivamente

Como  $I_{fa}$  es la corriente que fluye desde el sistema hacia la falla, sus componentes simétricos  $I_{fa}^{(1)}$ ,  $I_{fa}^{(2)}$  e  $I_{fa}^{(0)}$ , fluyen hacia afuera de sus respectivas redes de secuencia y, como se muestra en la figura 3.4, también de sus circuitos equivalentes en el punto P. Así,

las corrientes  $-I_{fa}^{(1)}$ ,  $-I_{fa}^{(2)}$ ,  $-I_{fa}^{(0)}$ , representan corrientes que se inyectan, debido a la falla en la barra (k), en las redes de secuencia positiva, negativa y cero. Estas inyecciones de corriente  $-I_{fa}^{(1)}$  en la barra (k), en la red de secuencia positiva del sistema de N barras, están dados, en términos generales, por :

La ecuación 3.12 representa el cambio en los voltajes de la barra debido a  $-I_f$  para las fallas simétricas .Obsérvese que solamente la columna k de  $Z_{barra}$  se usa en los cálculos.

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{1a}^{(1)} \\ \Delta V_{1a}^{(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta V_{1a}^{(1)} \\ \cdot \\ \Delta V_{1a}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{matrix} (1) \\ (2) \\ \cdot \\ \cdot \\ (k) \\ \cdot \\ (N) \end{matrix} \begin{bmatrix} Z_{11}^{(1)} & Z_{12}^{(1)} & \dots & Z_{1k}^{(1)} & \dots & Z_{1N}^{(1)} \\ Z_{21}^{(1)} & Z_{22}^{(1)} & \dots & Z_{2k}^{(1)} & \dots & Z_{2N}^{(1)} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \dots & \cdot \\ Z_{k1}^{(1)} & Z_{k2}^{(1)} & \dots & Z_{kk}^{(1)} & \dots & Z_{kN}^{(1)} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \dots & \cdot \\ Z_{N1}^{(1)} & Z_{N2}^{(1)} & \dots & Z_{Nk}^{(1)} & \dots & Z_{NN}^{(1)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ -I_{fa} \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Z_{1k}^{(1)} I_{fa}^{(1)} \\ -Z_{2k}^{(1)} I_{fa}^{(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ -Z_{kk}^{(1)} I_{fa}^{(1)} \\ \cdot \\ -Z_{Nk}^{(1)} I_{fa}^{(1)} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

En las situaciones prácticas, es costumbre considerar como cero las corrientes prefalla y designar el voltaje  $V_f$  de secuencia positiva en todas las barras de sistema antes de que la falla ocurra .Al súperponer los cambios de la ecuación 3.12 sobre los voltajes prefalla, se obtiene los voltajes totales de secuencia positiva de la fase a en cada barra durante la falla.

$$\begin{bmatrix} V_{1a}^{(1)} \\ V_{2a}^{(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{ka}^{(1)} \\ \cdot \\ V_{Na}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_f \\ V_f \\ \cdot \\ \cdot \\ V_f \\ \cdot \\ V_f \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta V_{1a}^{(1)} \\ \Delta V_{2a}^{(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta V_{ka}^{(1)} \\ \cdot \\ \Delta V_{Na}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_f - Z_{1k}^{(1)} I_{fa}^{(1)} \\ V_f - Z_{2k}^{(1)} I_{fa}^{(1)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_f - Z_{kk}^{(1)} I_{fa}^{(1)} \\ \cdot \\ V_f - Z_{Nk}^{(1)} I_{fa}^{(1)} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Las ecuaciones para el cambio de voltaje de secuencia negativa y cero. debidos a la falla en la barra k y un sistema de N barras se escriben de manera similar, con los superíndices en la ecuación 3.12 cambiados de esta forma: el 1 por el 2 y el 1 por el 0, respectivamente. Debido a que los voltajes pre falla tienen un valor cero en las redes de secuencia negativa y

cero, los cambios de voltaje dan los voltajes totales de secuencia negativa y cero durante la falla, y así, se obtiene la ecuación 3.14.

Obsérvese que cuando la falla ocurre en la barra k solo los elementos en la columnas k de  $Z_{\text{barra}}^{(2)}$  y  $Z_{\text{barra}}^{(0)}$  están involucrados en los cálculos de los voltajes de secuencia negativa y cero. Así, al conocer los componentes simétricos  $I_{fa}^{(0)}$ ,  $I_{fa}^{(1)}$ ,  $I_{fa}^{(2)}$ , de las corrientes de falla de la barra k, se pueden determinar los voltajes de secuencia de cualquier barra j del sistema

$$\begin{bmatrix} V_{1a}^{(2)} \\ V_{2a}^{(2)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{ka}^{(2)} \\ \cdot \\ V_{Na}^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Z_{1k}^{(2)} I_{fa}^{(2)} \\ -Z_{2k}^{(2)} I_{fa}^{(2)} \\ \cdot \\ \cdot \\ -Z_{kk}^{(2)} I_{fa}^{(2)} \\ \cdot \\ -Z_{Nk}^{(2)} I_{fa}^{(2)} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} V_{1a}^{(0)} \\ V_{2a}^{(0)} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{ka}^{(0)} \\ \cdot \\ V_{Na}^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Z_{1k}^{(0)} I_{fa}^{(0)} \\ -Z_{2k}^{(0)} I_{fa}^{(0)} \\ \cdot \\ \cdot \\ -Z_{kk}^{(0)} I_{fa}^{(0)} \\ \cdot \\ -Z_{Nk}^{(0)} I_{fa}^{(0)} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

a partir de las filas j-esimas de las ecuaciones 3.13 y 3.14. Esto es, durante la falla en la barra k, los voltajes en cualquier barra j son:

$$\begin{aligned} V_{ja}^{(0)} &= -Z_{jk}^{(0)} I_{fa}^{(0)} \\ V_{ja}^{(1)} &= V_f - Z_{jk}^{(1)} I_{fa}^{(1)} \\ V_{ja}^{(2)} &= -Z_{jk}^{(2)} I_{fa}^{(2)} \end{aligned} \quad (3.15)$$

Si el voltaje prefalla en la barra j no es  $V_f$ , entonces simplemente se reemplaza  $V_f$  en la ecuación 3.15 por el valor real (de secuencia positiva) del voltaje prefalla en esa barra. Como  $V_f$  es, por definición, el voltaje prefalla real en la barra k que ha fallado, se tiene que siempre en esa barra:

$$\begin{aligned} V_{ka}^{(0)} &= -Z_{kk}^{(0)} I_{fa}^{(0)} \\ V_{ka}^{(1)} &= V_f - Z_{kk}^{(1)} I_{fa}^{(1)} \\ V_{ka}^{(2)} &= -Z_{kk}^{(2)} I_{fa}^{(2)} \end{aligned} \quad (3.16)$$

Y estas son las ecuaciones para el voltaje en terminales a usarse en los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencias, mostradas en la Figura 3.4.

Es importante recordar que las corrientes  $I_{fa}^{(0)}$ ,  $I_{fa}^{(1)}$ ,  $I_{fa}^{(2)}$  son corrientes de componentes simétricos colocados hipotéticamente en el sistema en el punto de falla. Estas

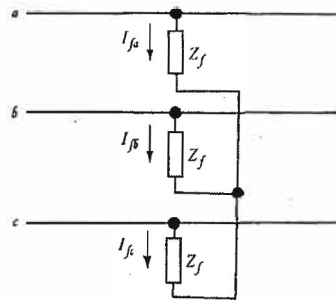
corrientes toman valores determinados por el tipo particular de falla que se está estudiando y una vez que se han calculado, se pueden considerar como inyecciones negativas en las redes de secuencias correspondientes.

Cuando el voltaje  $V_f$  en el punto de falla se selecciona como referencia, lo cual es costumbre, no hay desfases involucrados en la ecuación 3.16.

### a) Falla trifásica solida

Una falla trifásica solida describe la condición en que los tres conductores o tres fases se unen físicamente con un valor de cero de impedancia entre ellos.

El modelo de falla trifásica se muestra a continuación:



**Figura 3.5. Falla trifásica general**

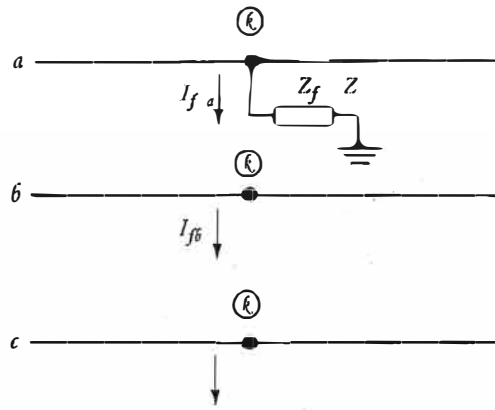
La falla trifásica conserva la simetría del sistema eléctrico y únicamente involucra la red de secuencia positiva.

Un sistemas balanceado permanece simétrico después de que ocurre una falla trifásica que tiene la misma impedancia entre cada línea y el punto común. Solamente fluyen corrientes de secuencia positiva. Con la impedancia de falla  $Z_f$  igual en todas las fases, simplemente se añade la impedancia  $Z_f$  al circuito equivalente de Thévenin del sistema (secuencia positiva), en la barra de  $k$  que ha fallado y se calcula la corriente de falla de la ecuación siguiente:

$$I_{fa}^{(1)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_f} \quad (3.17)$$

### b) Fallas monofásicas de línea tierra

La falla monofásica de línea tierra (tipo más común de falla) es originada por las descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con las estructuras aterrizadas. Para identificar una falla monofásica a tierra desde la fase  $a$ , a través de la impedancia  $Z_f$ ,



**Figura 3.6 Diagrama de conexiones para una falla monofásica a tierra. El punto de falla es la barra k.**

Los segmentos hipotéticos de las tres líneas se conectan, como se muestra en la Figura 3.6. Las relaciones por desarrollar para este tipo de falla, sólo se aplican cuando la fase a es la que ha fallado. Pero esto no es causa de dificultad, porque se han señalado arbitrariamente a las fases y cualquiera de ellas se le puede asignar como la a. Las condiciones en la barra k que ha fallado se expresan por las siguientes ecuaciones:

$$I_{fb} = 0 \quad I_{fc} = 0 \quad V_{ka} = Z_f I_{fa} \quad (3.18)$$

Con  $I_{fa} = I_{fc} = 0$ , los componentes simétricos de las corrientes del segmento están dadas por:

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{(0)} \\ I_{fa}^{(1)} \\ I_{fa}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = A^{-1} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

luego de realizar la multiplicación, se llega a:

$$I_{fa}^{(0)} = I_{fa}^{(1)} = I_{fa}^{(2)} = \frac{I_{fa}}{3} \quad (3.20)$$

Al sustituir  $I_{fa}^{(0)}$  por  $I_{fa}^{(1)}$  e  $I_{fa}^{(2)}$ , se llega a que  $I_{fa} = 3I_{fa}^{(0)}$ , y de las ecuaciones 3.16 se obtiene:

$$\begin{aligned} V_{ka}^{(0)} &= -Z_{kk}^{(0)} I_{fa}^{(0)} \\ V_{ka}^{(1)} &= V_f - Z_{kk}^{(1)} I_{fa}^{(0)} \\ V_{ka}^{(2)} &= -Z_{kk}^{(2)} I_{fa}^{(0)} \end{aligned} \quad (3.21)$$

Se suman estas ecuaciones y se observa que  $V_{ka} = 3Z_f I_{fa}^{(0)}$ , con lo que se obtiene:

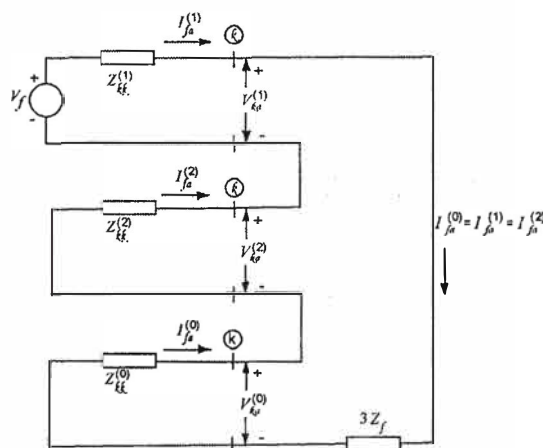
$$V_{ka} = V_{ka}^{(0)} + V_{ka}^{(1)} + V_{ka}^{(2)} = V_f - (Z_{kk}^{(0)} + Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)}) I_{fa}^{(0)} = 3Z_f I_{fa}^{(0)} \quad (3.22)$$

Al encontrar la solución para  $I_{fa}^{(0)}$  y al combinar el resultado con la ecuación 3.20, se obtiene:

$$I_{fa}^{(0)} = I_{fa}^{(1)} = I_{fa}^{(2)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f} \quad (3.23)$$



Las ecuaciones 3.23 son las destinadas a resolver las corrientes de falla para el caso particular de la falla monofásica a tierra a través de la impedancia  $Z_f$ . Se usan para relacionar los componentes simétricos para determinar todos los voltajes y corrientes en el punto de falla P. Si los circuitos equivalentes de Thévenin de las tres redes de secuencia del sistema se conectan en serie, como se muestra en la figura 3.7, se observa que las corrientes y voltajes que resultan satisfacen las ecuaciones anteriores (porque las impedancias de Thévenin vistas en las redes de secuencia en la barra de falla k, están entonces en serie con la impedancia de la falla  $3Z_f$  y la fuente de voltaje prefalla  $V_f$ . Con los circuitos equivalentes así conectados, el voltaje a través de cada red de secuencia es el componente simétrico correspondiente del voltaje  $V_{ka}$ , en la barra de falla k, y la corriente de secuencia correspondiente en la falla. La conexión en serie de los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencia, como se muestra en la figura 3.7, es un medio conveniente para recordar las ecuaciones en la solución de las fallas monofásica a tierra, porque todas las ecuaciones necesarias para el punto de falla se pueden determinar de la conexión de la red de secuencia. Una vez que se conocen las corrientes  $I_{fa}^{(0)}$ ,  $I_{fa}^{(1)}$ ,  $I_{fa}^{(2)}$ , se pueden determinar los componentes de los voltajes en todas las otras barras del sistema, a partir de las matrices de impedancia de barra de las redes de secuencia, en concordancia con la ecuación 3.16



**Figura 3.7 Conexión de los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencia para Simular una falla monofásica a tierra de la fase a en la barra k del sistema**

### c) Falla línea a línea

Para representar una falla línea a línea a través de una impedancia  $Z_f$ , se conectan los segmentos hipotéticos de las tres líneas en la falla, de la manera mostrada en la Figura 3.7.

La barra k está nuevamente en el punto de falla P y sin perder generalidad. La falla línea a línea se considera que esta en la fase b y c. Las siguientes relaciones deben satisfacerse en el punto de falla.

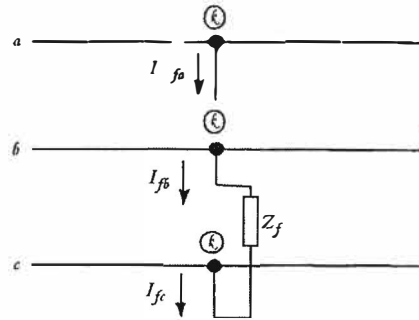


Figura 3.8 Conexión para una falla línea a línea. El punto de falla es la barra k

$$I_{fa} = 0 \quad I_{fb} = -I_{fc} \quad V_{kb} - V_{kc} = I_{fb} Z_f \quad (3.24)$$

Dado que  $I_{fb} = -I_{fc}$  e  $I_{fa} = 0$ , los componentes simétricos de la corriente son:

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{(0)} \\ I_{fa}^{(1)} \\ I_{fa}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{fb} \\ -I_{fb} \end{bmatrix} = A^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{fb} \\ -I_{fb} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Y al resolver las multiplicaciones de esta ecuación, se muestra que:

$$I_{fa(0)} = 0 \quad (3.26)$$

$$I_{fa(1)} = -I_{fa(2)} \quad (3.27)$$

Los voltajes de las redes de secuencia cero deben ser también de valor cero, ya que no hay fuentes de secuencia cero, y porque  $I_{fa}^{(0)} = 0$ , por el cual la corriente no se inyecta a esa red debido a la falla. Por lo tanto, los cálculos de la falla línea a línea no incluyen la red de secuencia cero, lo cual permanece en las mismas condiciones encontradas antes de la falla (una red sin fuentes).

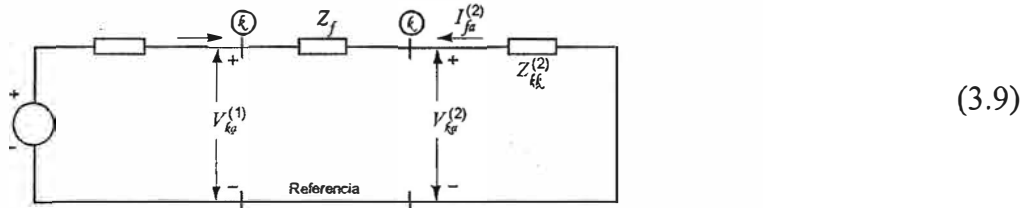
Para satisfacer los requisitos de que  $I_{fa}^{(1)} = -I_{fa}^{(2)}$ , se conectarán los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencias positivas y negativas en paralelo, como se muestra en la Figura 3.9, ello con el fin de mostrar que esta conexión de las redes también satisface la ecuación de voltaje  $V_{kb} - V_{kc} = I_{fb} Z_f$ ; con lo cual se expandirá cada lado de esa ecuación por separado en la siguiente forma:

$$\begin{aligned} V_{kb} - V_{kc} &= (V_{kb}^{(1)} + V_{kb}^{(2)}) - (V_{kc}^{(1)} + V_{kc}^{(2)}) = (V_{kb}^{(1)} - V_{kc}^{(2)}) + (V_{kb}^{(2)} - V_{kc}^{(1)}) \\ &= (a^2 - a)V_{ka}^{(1)} + (a - a^2)V_{ka}^{(2)} = (a^2 - a)(V_{ka}^{(1)} - V_{ka}^{(2)}) \\ I_{fb} Z_f &= (I_{fb}^{(1)} + I_{fb}^{(2)}) Z_f = (a^2 I_{fa}^{(1)} + a I_{fa}^{(2)}) Z_f \end{aligned} \quad (3.28)$$

Al igualar ambos términos y al seleccionar  $I_{fa}^{(2)} = -I_{fa}^{(1)}$  como se muestra en la Figura 12.12, se obtiene:

$$(a^2 - a)(V_{ka}^{(1)} - V_{ka}^{(2)}) = (a^2 - a)I_{fa}^{(1)}Z_f \quad (3.29)$$

que es precisamente la ecuación para caídas de voltaje en la impedancia  $Z_f$  de la figura 3.9



**Figura 3.9 Conexión de los equivalentes de Thevenin de las redes de secuencia positiva y Negativa para una falla línea a línea entre las fases b y c en la barra k del sistema**

Así, se satisfacen todas las condiciones de falla de la ecuación 3.24 al conectar las redes de secuencia positiva y negativa en paralelo a través de la impedancia  $Z_f$ , como se mostró en la Figura 3.9. La red de secuencia cero está inactiva y no entra en los cálculos de falla de línea a línea. La ecuación para la corriente de secuencia positiva en la falla se puede determinar directamente en la Figura 3.9, de este modo:

$$I_{fa}^{(1)} = -I_{fa}^{(2)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + Z_f} \quad (3.30)$$

Para una falla de punto línea a línea se selecciona  $Z_f = 0$ .

La ecuación 3.30 se aplica a las de las corrientes de falla para fallas línea a línea a través de la impedancia  $Z_f$ . Una vez que se conocen  $I_{fa}^{(1)}$  e  $I_{fa}^{(2)}$ , se pueden tratar como las ecuaciones de corriente  $-I_{fa}^{(1)}$  y  $-I_{fa}^{(2)}$ , que entran a las redes de secuencia positiva y negativa, respectivamente. Los cambios de voltajes de secuencia en las barras del sistema debidos a las fallas, se pueden obtener de las matrices de impedancia de barra, como ya se ha mostrado en la ecuación 3.14.

### 3.4 cálculo de la corriente de cortocircuito para la protección por relés

- El ajuste instantáneo de los relés requiere del valor de la corriente de cortocircuito de primer ciclo. Para esto, se multiplica la corriente de cortocircuito simétrica por 1.6 para obtener el valor de la corriente en primer ciclo.
- Para periodos de tiempo de hasta cinco ciclos después que se presenta la falla, usualmente no se requiere del factor de multiplicación.

➤ Para retrasos de tiempo más allá de seis ciclos, se presentan únicamente los generadores síncronos y la interconexión con los transformadores y líneas. Para el cálculo se usa la reactancia transitoria ( $X_d'$ )

➤ La contribución de los motores se considera despreciable.

En general, se requiere calcular el cortocircuito trifásico y de fase a tierra.

La coordinación de los dispositivos de protección requiere que se calculen los valores de la corriente de cortocircuito máxima y mínima

La corriente de cortocircuito máxima se obtiene en A máxima demanda, y con los siguientes tipos de falla:

a) **Falla trifásica sólida**. Una falla trifásica sólida describe la condición en que las tres fases, se unen físicamente con un valor cero de impedancia entre ellas, como si se soldaran físicamente.

Aún cuando este tipo de condiciones de falla no es el más frecuente en ocurrencia, resulta por lo general el de mayor valor para representar el valor máximo de corriente de falla en fase.

b) **Falla de línea a tierra sólida**. En sistemas con neutro sólidamente conectado a tierra, la falla solida de fase a tierra es por lo general igual o ligeramente menor que la falla sólida trifásica.

La corriente de cortocircuito mínima se obtiene en estiaje de mínima demanda, con los siguientes tipos de falla.

c) **Falla de fase a fase sólida**. En la mayoría de los sistemas trifásicos los niveles de falla solida de fase a fase son de aproximadamente el 87% de la corriente de falla sólida, debido a esto el cálculo de esta falla se requiere para representar el valor mínimo de corriente de falla en fase.

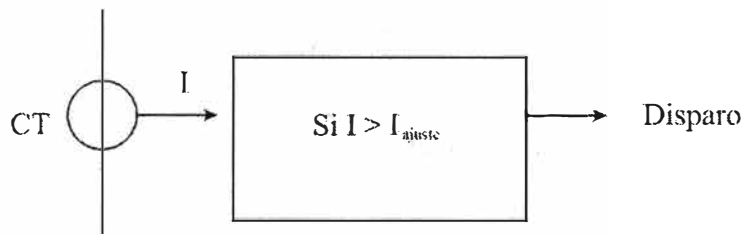
d) **Falla de línea a tierra con impedancia de conexión a tierra del neutro**. En sistemas con impedancia de conexión a tierra del neutro, con un valor elevado de la impedancia, la corriente de falla es significativamente menor que la falla sólida trifásica.

**3.4.1 Procedimiento paso a paso para el cálculo del cortocircuito.** Los siguientes pasos identifican las consideraciones básicas para la realización de cálculos de cortocircuito; desde luego que, con la práctica, algunos de estos pasos se pueden combinar o simplificar. Por ejemplo, en el uso de un diagrama unifilar o de impedancias los pasos básicos son los siguientes:

- Preparar un diagrama unifilar del sistema, incluyendo todos los componentes significativos del mismo.
- Determinar los puntos de falla y el tipo de corriente de cortocircuito a determinar, basado en el objeto del mismo, como por ejemplo: el tipo de equipo a especificar.
- Preparar el diagrama de impedancias correspondiente, reemplazando cada elemento por su impedancia y cada fuente de cortocircuito (generador, motor, grupo de motores, red de alimentación) por una fuente de voltaje en serie con reactancia e impedancia.
- Para el punto de falla designado y las condiciones de falla, reducir la red, de manera que se obtenga una impedancia equivalente entre el punto de falla y la fuente. Cuando el cálculo se hace por medio de la computadora digital, por lo general se usan métodos matriciales para la formación de la red. En este caso, los equivalentes para todos los nodos se obtienen en forma automática por medio de los elementos de la diagonal principal en la matriz de la red.

## CAPITULO IV COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE PARA UN NIVEL DE TENSIÓN DE 10kV

### 4.1 Introducción



**Figura 4.1. Esquema lógico de un relé de sobrecorriente**

Un relé de protección es un dispositivo lógico cuya función es la comparación de una o varias señales de entrada con respecto a una referencia. Si los valores de entrada se desvían de la referencia por encima de un valor de ajuste, entonces se realiza una acción como disparo (apertura), cierre ó alarma. La Figura 4.1 muestra el esquema lógico de un relé de sobrecorriente.

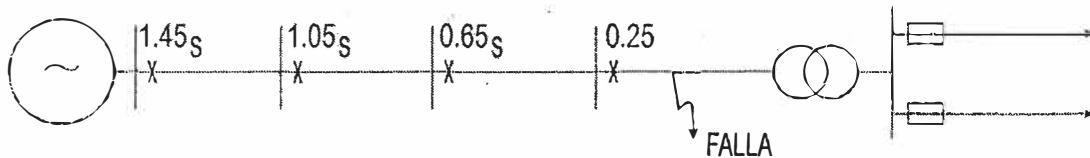
La corriente es la variable más utilizada en la detección de anomalías en los elementos del sistema eléctrico, dado el elevado incremento que se registra en su valor cuando se presentan fallas. Se define como sobrecorriente a cualquier valor que excede la corriente normal de operación de un dispositivo.

Entre los dispositivos de protección de sobrecorriente más utilizados en sistemas eléctricos de 10 kV están los relés de sobrecorriente y fusibles. Los fusibles son utilizados por su bajo costo y su alta confiabilidad de operación, quedando deteriorados después de operar. Los relés sin embargo pueden operar indefinidamente, además el relé, a diferencia del fusible, tiene el criterio de la selectividad o discriminación. Esta cualidad le permite distinguir entre aquellas condiciones para las cuales está pensado operar y aquellas para las cuales no debe operar, siendo su costo mucho mayor que el fusible, por lo que en sistemas eléctricos en 10 kV habría que justificar su costo de inversión comparándolo con el elemento a proteger. Por ejemplo, no sería razonable invertir en la protección de un elemento que si se daña tendría un costo menor que el equipo de protección.

Para un sistema radial, la coordinación de protecciones de sobrecorriente selecciona los ajustes de los relés temporizados de tal manera que operen rápidamente para fallas en su zona y den respaldo a los relés de las zonas ubicadas aguas abajo de su punto de ubicación.

#### 4.2 Relé de tiempo definido

Su coordinación consiste en dar un adecuado intervalo de tiempo entre los relés que controlan interruptores, de manera que asegure que el interruptor más cercano a la falla opera primero, como se muestra en la figura 4.2.



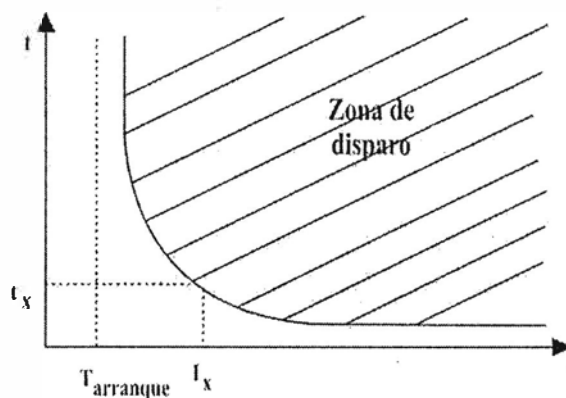
**Figura 4.2. Esquema de un relé de tiempo definido**

Como característica de esta protección puede observarse que los tiempos de apertura son independientes de la corriente de falla. Por esta razón, el relé es llamado “Relé de tiempo definido”.

Como principal desventaja de este método puede mencionarse que los tiempo mayores de despeje de la falla ocurren en los puntos donde la potencia de cortocircuito es mayor como queda mostrado en la Figura 4.2.

#### 4.3 Relés de tiempo inverso

En estos relés de sobrecorriente temporizados” el tiempo para operación es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente observada. figura 4.3



**Figura 4.3. Curva de operación de un relé de tiempo inverso.**

Existen varios tipos de curvas de tiempo inverso las cuales, por lo general, se modelan mediante ecuaciones exponenciales, como por ejemplo:

$$t_{\text{operacion}} = a \cdot \text{DIAL} / (M^n - 1) \text{ [segundos]} \quad (4.1)$$

donde  $a$  y  $n$  son constantes de forma,  $M$  es la relación entre corriente observada por el relé y la corriente de arranque ( $I/I_{\text{arranque}}$ ) y DIAL es el factor de escala para un tipo de curva dado. Algunos ejemplos de valores para  $a$  y  $n$  se muestran en la tabla 4.1.

Tipo de curva	$a$	$n$
Tiempo inverso estándar	0,14	0,02
Muy inversa	13,5	1
Extremadamente inversa	80	2
Tiempo inverso largo	120	1

**Tabla 4.1 Constantes de forma para ecuación exponencial según normas IEC**

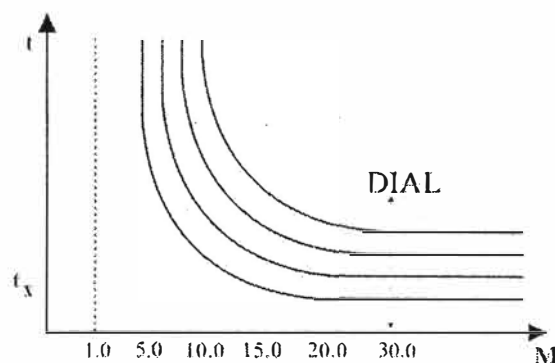
Estos relés tienen los dos siguientes parámetros de ajuste:

#### 4.3.1 Corriente de arranque

Es el valor a partir del cual comienza la operación temporizada del relé.

En relés modernos, los valores de ajuste se expresan como múltiplos y submúltiplos de la corriente nominal (1 ó 5A dependiendo del CT). Por ejemplo, 0,4 a 4,0 veces  $I_{\text{nom}}$  en pasos de 0,01. En relés antiguos se utilizaba el concepto de “TAPS” o valores discretos de corriente (5, 6, 8, 10A).

Es común presentar el eje horizontal de las curvas de operación de los relés de tiempo inverso como múltiplos de la corriente de arranque  $M$ .



**Figura 4.4. Curvas de diferente dial**

#### 4.3.2 Dial

Permite obtener diferentes tiempos de operación para un mismo tipo de curva y una corriente dada. Ver la figura 4.4.

En relés modernos los pasos de dial son muy cercanos entre sí. Por ejemplo, 0,1 a 1 en pasos de 0,05 que equivale a 13 curvas, permite considerar el ajuste de dial como una función continua.



En relés antiguos, los diales son números con los cuales se “bautiza” a cada curva de operación. Ejemplo, ½ 1, 2 hasta 11, en pasos de 1. Estos números son nombres y no corresponden a factores de ecuación alguna.

Una vez que se seleccionan el tipo de curva de operación del relé y la corriente nominal se procede a determinar los mejores valores de  $I_{arranque}$  y dial aplicando los criterios y procedimientos de coordinación de protecciones.

Un relé con perillas de ajuste tiene la forma que se presenta en la figura 4.5 Además, puede existir otra perilla para seleccionar el tipo de curva de operación.

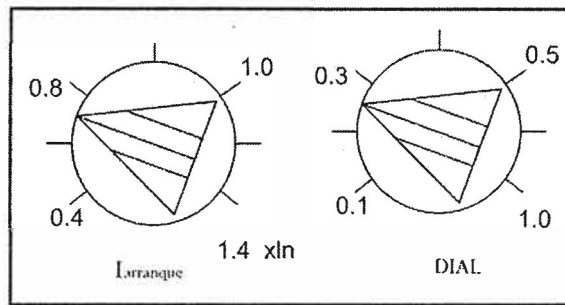
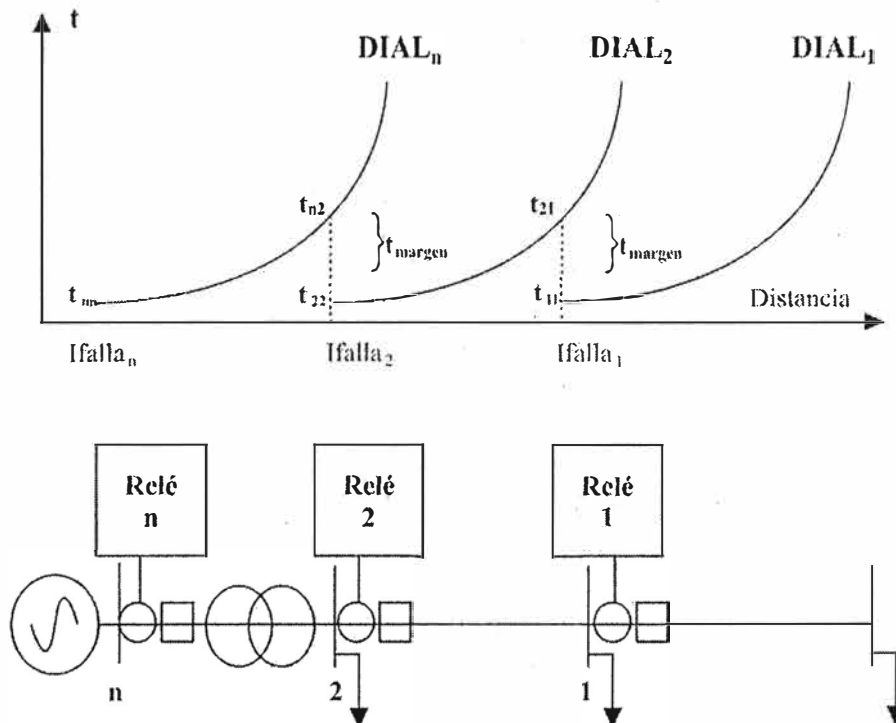
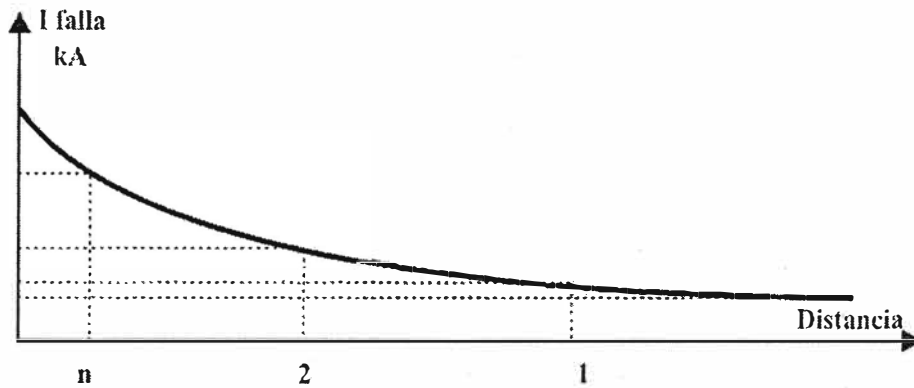


Figura 4.5. Botones de ajuste de un relé de tiempo inverso.

### 4.3.3 Procedimiento manual de coordinación

Puesto que en una red radial la corriente de cortocircuito disminuye conforme la falla se aleja de la fuente, la curva de tiempo inverso es conveniente para ofrecer una operación rápida ante fallas en la zona propia del relé y dar respaldo a los relés ubicados en la zona aguas abajo, como se muestra en la figura 4.6.





**Figura 4.6 Coordinación de relés de sobrecorriente de un sistema radial**

**a) Calibración de los relés de tiempo definido**

La calibración de este tipo de relé presenta pocas dificultades, debiendo ser efectuada con la mínima corriente de falla o sea, en condiciones de mínima demanda. La calibración debe ser lo suficientemente alta de manera que pueda permitir la máxima carga del sistema así como el arranque de grandes motores o las corrientes de inserción de transformadores.

**b) Calibración de relés de tiempo inverso**

Cuando el sistema consta de una serie de cortas secciones de cable, de manera que la corriente de falla varia muy poco, el valor de la corriente de falla será controlada principalmente por la impedancia de los transformadores. En este caso es posible regular los relés de la misma forma que los relés de tiempo definido. Sin embargo, cuando el margen de variación de la corriente es muy grande en función de la ubicación de la falla, se utiliza ambas calibraciones, en una relación de corriente tiempo.

**d) Coordinación manual subestación Real Plaza Centro Cívico proyectada para 10kV**

A continuación se realizará, en forma de ejemplo, la coordinación de la subestación en 10kV del Centro comercial Real Plaza Centro Cívico, la cual empezó a funcionar en Noviembre del 2009.

**Descripción del sistema eléctrico en estudio**

La nueva subestación Real Plaza Centro cívico se alimenta eléctricamente en 10kV desde el punto de diseño acondicionado por la empresa distribuidora Luz del Sur hasta el centro comercial donde se encuentra la subestación que abastece de energía eléctrica en baja tensión a todo el Real Plaza Centro Cívico.

El punto de diseño tiene una potencia de corto circuito de  $P_{cc1} = 240\text{MVA}$  y un tiempo de actuación de su relé de protección de 0,2segundos.

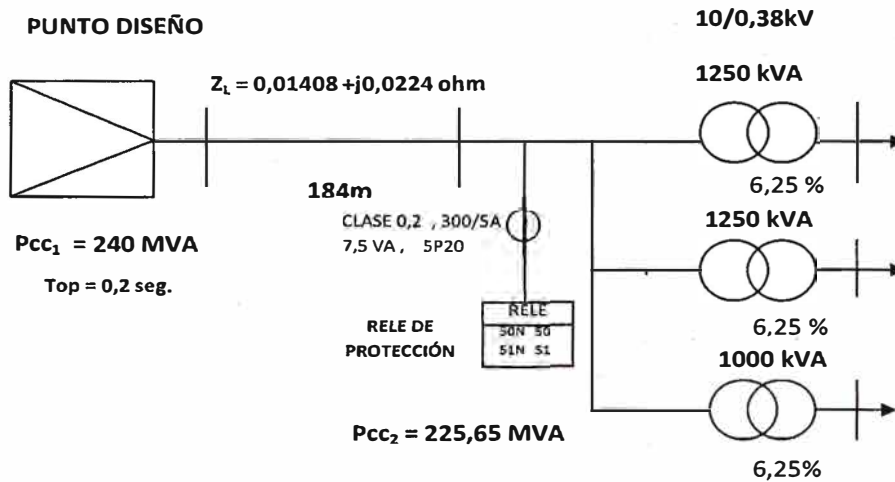


Figura 4.7 Diagrama unifilar subestación Real Plaza Centro Cívico.

Corrientes de cortocircuito		
Ubicación	Tensión (kV)	$I_{falla}$ (A)
	10	13030

**Paso 1 Ajuste de la corriente de arranque del relé**

$$I_{arranque} = kI_{nominal}$$

A menor corriente de arranque más rápida será la operación del relé y viceversa,  $I_{arranque}$  debe ser mayor a la  $I_{nominal}$  por un factor  $k$  que tiene en cuenta las variaciones diarias en la carga, su crecimiento, la corriente de energización, el error de medida.

El rango de valores de  $k$  es  $1,0 < k \leq 2,0$  un valor típico de 1,5.

Cuando se utiliza un valor alto de  $k$  debe verificarse que no se supere la capacidad térmica de los equipos debido a las sobrecargas.

Regulación de la corriente del relé			
Ubicación	CT	Ajuste de la corriente %	Corriente (A)
	300/5	160	480

**Paso 2 Ajuste del multiplicador del tiempo del relé**

La calibración se efectúa para las peores condiciones de falla, tratando que el relé opere lo más rápido posible.

CT : 300/5A  
 Calibración = 160%  
 = 480A  
 Corriente de falla = 13030A

Luego  $M = 13030/480 = 27,15$  veces

$$t_{operacion} = \frac{0.14 \times dial}{27.15^{0.02} - 1} = 2,051 \text{ dial}$$

Considerando que el tiempo de operación mínimo es de  $=0,1s$ , además el tiempo de ajuste del relé del punto de diseño es  $=0,2s$  entonces tendremos la siguiente inequación:

$$\begin{aligned} 0,1 &\leq t_{operación} < 0,2 \\ 0,1 &\leq 2,051 \text{ dial} < 0,2 \\ 0,049 &\leq \text{dial} < 0,098 \end{aligned}$$

Este relé se ajusta al dial = 0,05 que es la regulación más baja que se le puede dar a un relé.

Esto da como resultado que el disparo del reé sea :  
 $t_{operación} = 0,05 \times 2,051 = 0,103$  segundos.

#### 4.4 Elementos para la protección de sistemas eléctricos en 10kV

La función principal de un dispositivo de protección es salvaguardar los circuitos y el equipo contra condiciones de operación que se consideran como anormales, por esto, es muy importante que se puedan establecer los límites de protección de estos equipos, con el objeto de poder determinar los ajustes que deban tener los dispositivos de protección. Para determinar los límites de la protección, se deben considerar los siguientes factores:

- Las condiciones de operación (corriente de carga, máxima sobrecarga (cortocircuito)).
- Los requisitos mínimos de protección establecidos.
- El soporte, aguante o nivel de aguante del equipo.

Los principales equipos a proteger en una instalación en 10kV son:

- 1) Motores
- 2) Transformadores
- 3) Cables

**a) Motores.** Para graficar la curva de operación normal del motor, se recomienda utilizar la siguiente regla:

- Corriente a plena carga  $10 \text{ seg} \leq t \leq \infty \text{ seg}$

- Corriente a rotor bloqueado  $0,1 \text{ seg} \leq t \leq 10 \text{ seg}$
- Corriente de magnetización  $0 \text{ seg} \leq t \leq 0,1 \text{ seg}$

1HP = 1kVA, para motores de inducción y para motores síncronos con  $f_p = 0,8$ .

1HP = 1.25kVA Para motores síncronos con  $f_p = 1,0$ . Motores con factor de servicio igual a uno, no tienen capacidad de sobrecarga.

Corriente transitoria de inserción o Inrush (máxima corriente de arranque), se considerara de 1,76 veces la corriente de rotor bloqueado para motores de mediana tensión (10kV) y de 1,5 veces la corriente de rotor bloqueado para motores de baja tensión. Con un tiempo de duración de 0,1 seg.

Corriente de rotor bloqueado, es igual a seis veces la corriente a plena carga para motores de inducción y motores síncronos con  $f_p = 1,0$ , que manejen cargas de baja inercia. Para motores síncronos que manejen carga de alta inercia y tengan un  $f_p = 1,0$  se debe considerar la corriente a rotor bloqueado, igual a nueve veces la corriente a plena carga. El tiempo de duración de la corriente de rotor bloqueado es de 10 a 30 seg. dependiendo del tipo de inercia de la carga.

**b) Transformadores.** La capacidad de sobrecarga del transformador, depende del tipo de enfriamiento y de las temperaturas de diseño, según el tipo que se trate.

Los factores de enfriamiento y temperatura, se indican en la Tabla 4.2.

tipo	capacidad KVA	enfriamiento		temperatura	
		tipo	factor	elevacion	factor
seco	$\leq 2500$	AA	1,00	150° C	1,00
		FA	1,30		
Liquido En	$\leq 2500$	OA	1,00	55/65° C 65° C	1,12 1,00
		FA	1,00	55/65° C 65° C	1,12 1,00
Centro De	$\leq 500$	FA	1,15	55/65° C 65° C	1,12 1,00
		FA	1,25	55/65° C 65° C	1,12 1,00
carga	$\leq 2000$	FA	1,25	55/65° C 65° C	1,12 1,00
	$< 2500$	FA	1,25	55/65° C 65° C	1,12 1,00
Liquido En		OA	1,00	55/65° C 65° C	1,12 1,00
		FA	1,00	55/65° C 65° C	1,12 1,00
S.E		FOA	1,67	55/65° C 65° C	1,12 1,00
primaria		FOA	1,67	55/65° C 65° C	1,12 1,00

**Tabla 4.2 Factores de sobrecarga para transformadores**

En el caso de la protección de los transformadores, se deben tomar en consideración otros factores, como son:

**c) El punto de magnetización del transformador (Inrush)**

Este punto representa una aproximación del efecto de la corriente de magnetización del transformador. Este valor de corriente se calcula como un múltiplo de la corriente nominal del transformador y varía de acuerdo con la capacidad del mismo.

Este valor puede alcanzar un rango de 8 a 25 veces la corriente nominal para transformadores tipo seco y el tiempo de duración de esta corriente es siempre de 0,1 segundo.

En la tabla siguiente, se muestran los múltiplos a considerar para determinar la corriente de magnetización:

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	MÚLTIPLO
Menores de 1 500 KVA	8
Mayores de 1 500 KVA y menores de 3 750 KVA	10
Mayores de 3 750 KVA	12

**Tabla 4.3 Múltiplos para obtener el punto de magnetización de transformadores**

**d) El punto ANSI.** Las Normas mericanas (ANSI) establecen lo que se conoce como el punto ANSI. Determina un punto que fija las características que deben satisfacer los devanados de un transformador para soportar, sin resultar dañados, los esfuerzos térmicos y magnéticos producidos por un cortocircuito en sus terminales, considerando periodos definidos de tiempo. Estos valores o puntos expresados como múltiplos de la corriente a plena carga, se indican en la tabla 4.4.

Los valores de corriente ANSI, no están disponibles en tabla pero se pueden calcular a partir de las expresiones siguientes:

**1) Transformadores en conexión delta-delta o estrella-estrella.**

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} \times I_{pc} \quad (4.1)$$

Donde:  $I_{pc}$  = corriente a plena carga.

**2) Transformadores de conexión delta-delta**

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} \times I_{pc} \times 0,58 \quad (4.2)$$

Con la restricción de que, el valor de la impedancia expresada en porcentaje sea mayor o igual que 4 y menor o igual que 7

CORRIENTE SIMETRICA AMS EN CUALQUIER BOBINA			
Z(%)	Multiplos de Conexión		t <sub>ANSI</sub> (seg)
	Delta	estrella	
4 o menos	Delta	estrella	2,00
5,0	Delta	estrella	3,00
5,25	Delta	estrella	3,25
5,50	Delta	estrella	3,50
5,75	Delta	estrella	3,75
6,00	Delta	estrella	4,00
6,50	Delta	estrella	4,50
7 o mayores	Delta	estrella	5,00

**Tabla 4.4 Punto ANSI para transformadores**

VALORES DE IMPEDANCIA (%)	TIEMPO ANSI (seg)
Z% mayor que 4 y menor que 7	$t_{ANSI} = Z(\%) - 2$
Z% mayor o igual a 7	$t_{ANSI} = 5$
Z% menor o igual a 4	$t_{ANSI} = 2$

**Tabla 4.5 El tiempo ANSI de sobrecarga**

Para los fines de coordinación de protecciones, se debe graficar la curva ANSI del transformador en las hojas de coordinación, para lo cual se clasifican los transformadores en las categorías de la tabla siguiente:

CATEGORIAS	KVA NOMINALES DE PLACA	
	MONOFASICO	TRIFASICO
I	5-500	15 – 500
II	501-1 667	501 – 5 000
III	1 668 – 10 000	3 001 – 30 000
IV	Arriba de 10 000	Arriba de 30 000

**Tablas 4.6 Categorías de transformadores de acuerdo a las normas ANSI**

Las categorías del transformador definen la forma de la curva ANSI que se muestra a continuación y los puntos se calculan conforme lo indicado en la tabla. Lo único que se debe verificar es que la impedancia del transformador no sea inferior a los valores señalados.

#### 4.5 Proceso de coordinación de los dispositivos de protección

El proceso de coordinación de protecciones es el mismo al tratarse de instalaciones en baja tensión o en media tensión (10 kV) y consiste en el **análisis grafico** para probar la selectividad. Este método involucra el graficado en las curvas características de los dispositivos de sobrecorriente que se encuentran en serie entre sí, para observar si algunas de las curvas se traslapan, lo que podría indicar que el proceso no es selectivo.

a) **La selectividad.** Es el proceso mediante el cual en caso de falla, los dispositivos de protección contra sobrecorriente, deben desconectarse del sistema solo en la parte fallada o afectada en el tiempo más corto posible. En términos de los dispositivos de protección, existen distintos casos de análisis de selectividad, algunos de ellos para sistemas de baja tensión, y otros, para sistemas de media y alta tensión. En todos ellos, se consideran elementos conectados en serie, y con fines de ilustración de procedimiento, se mencionan los siguientes:

b) **Selectividad entre fusibles conectados en serie.** En sistemas radiales, simples en una barra colectora considerada como un nodo del sistema, las líneas de alimentación y las derivaciones salientes llevan corrientes de distinto valor y pueden tener también distintos calibres de conductores, por lo que los fusibles de protección tienen diferentes valores de corriente nominal. En caso de falla, se puede presentar la situación de que circule por dos fusibles la misma corriente, por lo que la regla básica de selectividad entre fusibles se puede establecer en los términos siguientes:

**“dos fusibles conectados en serie se comportan en forma selectiva cuando sus curvas características de fusión no se tocan y se desplazan a una distancia suficiente una de otra”.** Cuando las corrientes de cortocircuito son de un valor elevado, esta regla pierde validez, ya que en este caso, sólo se tiene selectividad cuando el valor  $I^2t$  (valor calorífico de la corriente) durante el tiempo de fusión y de extinción del fusible más próximo a la falla es menor que el valor calorífico de la corriente ( $I^2t$ ) del tiempo de fundición del fusible más distante de la falla.



En la Figura 4.10 se muestra el caso hipotético de la coordinación entre fusibles conectados en serie, con valores de corriente nominales en cada caso y un valor de corriente de corto circuito de 1 300A en uno de los circuitos derivados de la barra.

En las figuras 4.8 y 4.9 se observa que, cuando la corriente llega al 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido, ésta intercepta la curva de interrupción total del fusible protegido, lo que determina que no se pueda realizar la coordinación establecida para casos en los que la corriente supere el valor máximo de resistencia del fusible, haciendo que éste se funda. A este valor se le conoce como  $I_{max}$ .

**Si el valor real de la magnitud de la corriente de falla en el lado de la carga del fusible protegido excede  $I_{max}$ , Ambos fusibles se funden**

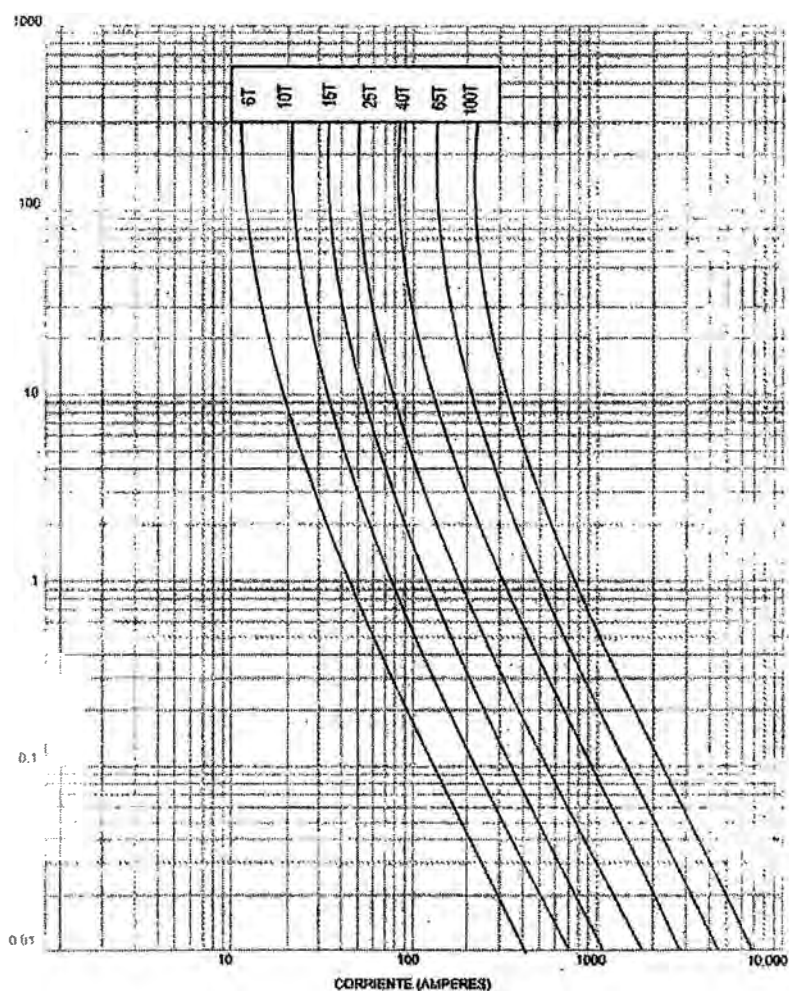
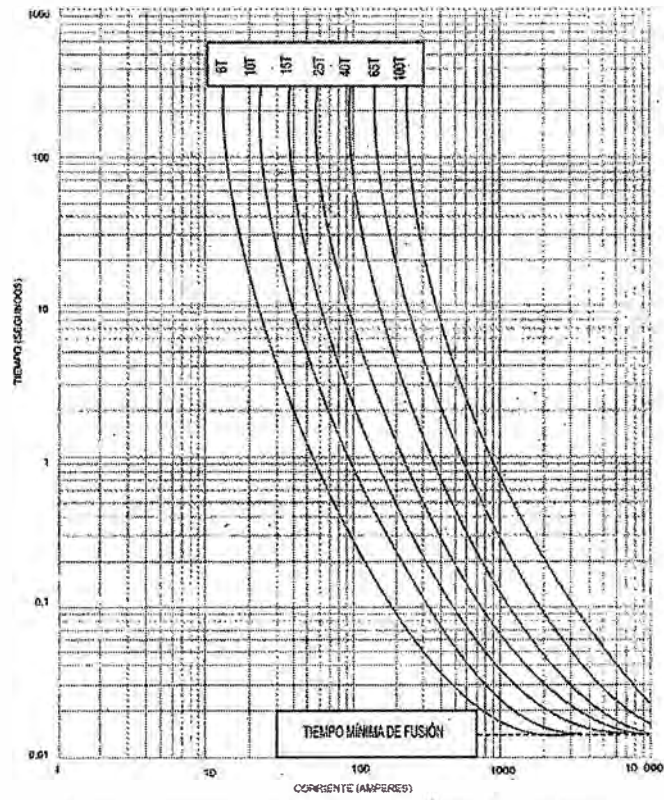
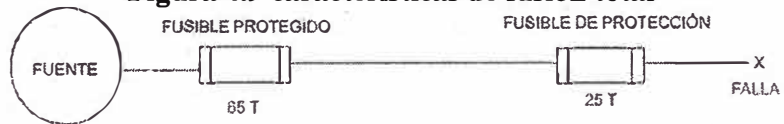


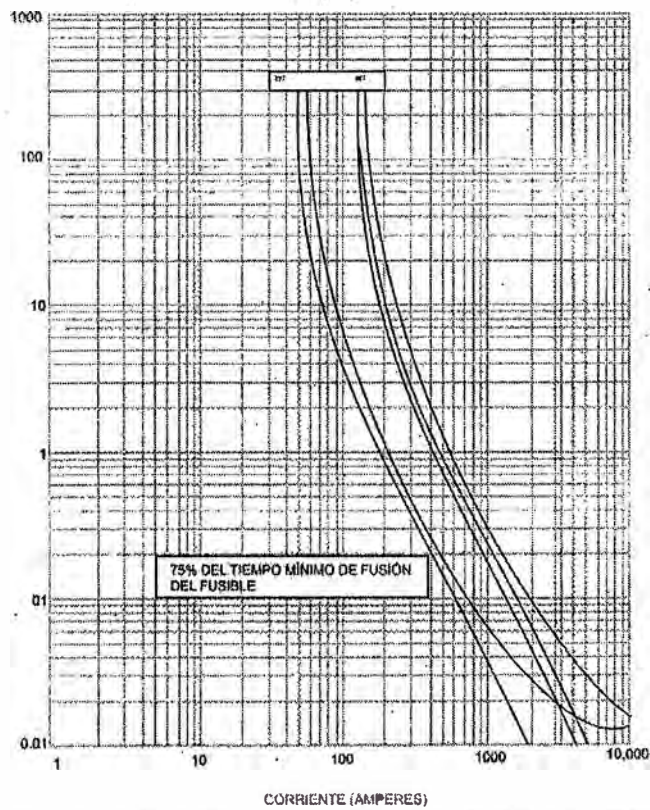
Figura 4.8 Características de fusión mínima para fusibles tipo T.



**Figura 4.9 características de fusión total**



**Figura 4.10.a Diagrama unifilar coordinación fusible-fusible.**



**Figura 4.10.b Curva coordinación fusible-fusible.**

c) **Coordinación de relés con relés.** Cuando se usan relés de sobrecorriente en serie, se establece un margen de tiempo entre 0,4 y 0,5 seg, al valor máximo de falla que se presente, este tiempo incluye el tiempo de operación del interruptor (alrededor de 0,12 seg) Un examen de las curvas características de operación tiempo-corriente para varios dispositivos, puede mostrar que los relevadores de sobrecorriente tienen una característica de **línea**, en cambio, tanto los fusibles o los dispositivos de disparo directo como los fusibles tienen una **banda** dentro de la cual los dispositivos pueden operar. Esta banda es necesaria para acomodar la tolerancia requerida por los fabricantes de los dispositivos. Cuando un relé se coordina debajo de la banda, se aplica el límite inferior de la misma, esto es para dar cierta selectividad.

En el caso de los relés de sobrecorriente, existen distintas formas de curvas para facilitar la coordinación y permitir la mejor selección, buscando la mejor compatibilidad con otros dispositivos de protección.

Los relés de sobrecorriente incluyen también una unidad de acción instantánea para otro tipo de aplicaciones del relé, tales como las líneas o alimentadores a la subestación, este elemento instantáneo, conjuntamente con el elemento que tiene retardo de tiempo, puede ayudar a una mejor selectividad.

d) **Coordinación de relés sobre fusibles.** Cuando coordina un relé de sobrecorriente con un fusible, se recomienda un margen de tiempo de entre 0,1 y 0,2 seg al nivel máximo de falla. El tiempo total de operación, considera las tolerancias del fabricante del relé, el margen de seguridad está entre 0,1 seg. y 0,2 seg.

Para facilitar la coordinación se recomienda el uso de relés de sobrecorriente de tiempo inverso con instantáneo definitivo, ya que este tipo de relevador sigue la forma general de la característica de operación del dispositivo de sobrecorriente (fusible), obteniéndose de

esta manera los tiempos mínimos para los márgenes de coordinación.

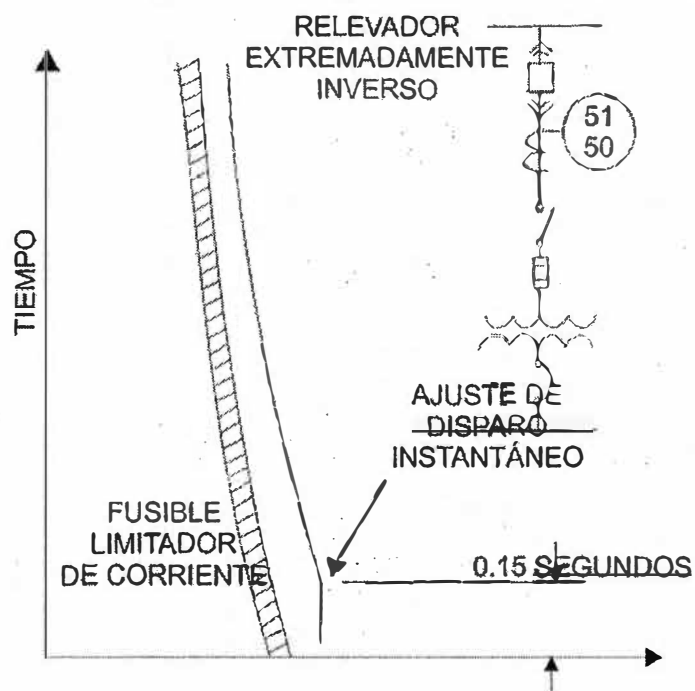


Figura 4.11.a Curva coordinación entre fusible limitador de corriente y relé

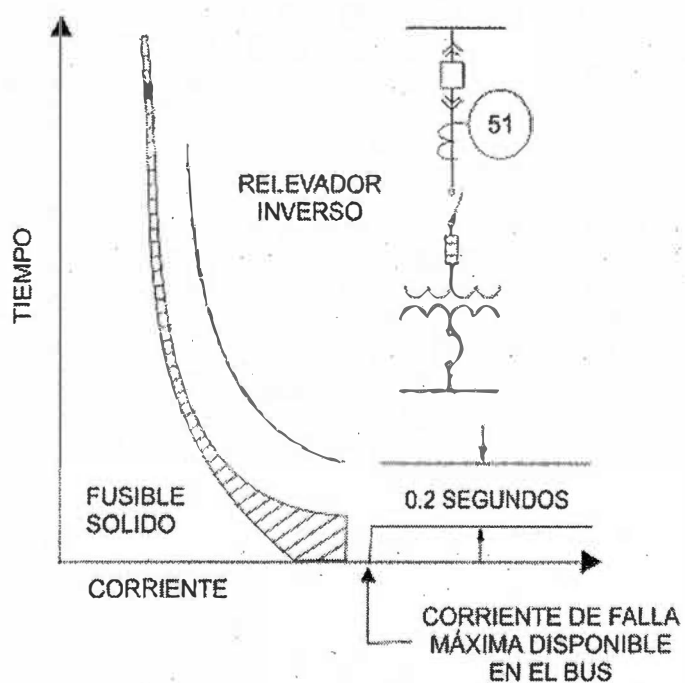


Figura 4.11.b Curva coordinación entre fusible sólido y relé.

## **CAPITULO V**

### **COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE UN ALIMENTADOR EN 10kV PARA LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN REAL PLAZA HUANCAYO UTILIZANDO EL SOFTWARE DIGSILENT**

#### **5.1 Introducción**

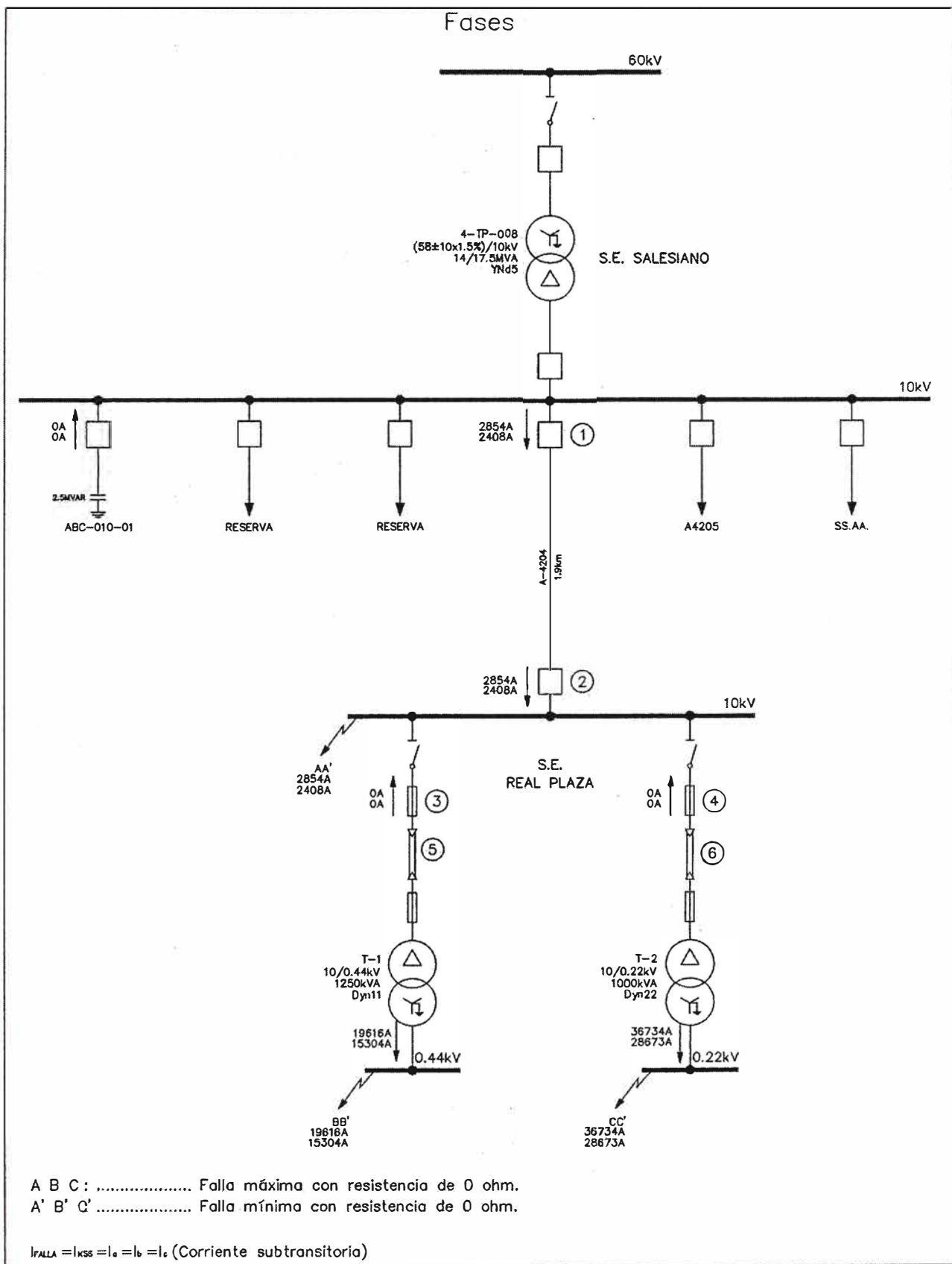
En la actualidad, se puede realizar todo el proceso de coordinación de protección utilizando programas digitales, como el software Digsilent desarrollado. Este programas simplifica la coordinación entre los dispositivos de protección, dando con gran rapidez los cálculos por efectuar y por lo mismo, elevando la capacidad para análisis de una mayor diversidad de casos.

El software Digsilent determina la corriente de cortocircuito, y realiza el proceso de coordinación basándose en los métodos de cálculos tradicionales.

#### **5.2 Descripción del Sistema Eléctrico Real Plaza Huancayo**

En la Figura 5.1 se describe a través de un diagrama unifilar el sistema eléctrico del Centro Comercial Real Plaza Huancayo.

- a) La nueva subestación Real Plaza (Huancayo) se alimenta en 10 kV del alimentador que proviene de la S.E. Salesiano con un cable  $3 \times 120 \text{ mm}^2 - \text{N2XSY}$  de 380 metros.
- b) La subestación Real Plaza está constituido por dos (02) transformadores de Potencia de:
  - 1) Un (01) transformador de potencia de 1 250kV,  $(10 \pm 2 \times 2,5\%) / 0,44\text{kV}$  y grupo de conexión Dyn11, el cual llegara hasta otro transformador de 500kV,  $0,44/0,22\text{kV}$  que servirá para alimentar eléctricamente a los locales comerciales.
  - 2) Un (01) transformador de potencia de 1 000 kVA,  $(10 \pm 2 \times 2,5\%) / 0,22\text{kV}$  y grupo de conexión Dyn 11. El cual se utilizará para alimentar eléctricamente a las áreas comunes del centro comercial (alumbrado, servicios generales)
- c) Las celdas de la SE Real Plaza están constituidas por una celda de llegada o de remonte y dos celdas de salida. La celda de llegada general 10 kV de la S.E. Real Plaza que alimentará a los dos (02) transformadores de potencia, es protegido por un relé multifunción marca Schneider Electric; modelo sepam 1000S20 con las siguientes funciones.



**Figura 5.1. Diagrama unifilar Subestación Real Plaza Huancayo.**

- 1) Sobrecorriente de fases (50/51)
  - 2) Sobrecorriente a tierra (50N/51N)
  - 3) Secuencia negativa (46)
- d) El Alimentador en 10 kV del transformador de potencia de 1 250 kVA es protegido por un fusible marca Eti, modelo W, de 160 A y 125 A, ubicados en los extremos del alimentador.
- e) El alimentador de 10 kV del transformador de potencia de 1 000 kVA es protegido por fusibles marca Eti, modelo W de 125 A y 100 A, ubicados a los extremos del alimentador.
- f) El trabajo del fusible es principalmente proteger al transformador. Es por esta razón que su capacidad de corriente es equivalente a la potencia del transformador.

### 5.2.1 Parámetros eléctricos de la red en estudio

En las siguientes tablas se muestran los parámetros eléctricos del sistema eléctrico en estudio.

LINEA/CABLE	CODIGO	kV	CONDUCTOR				R(+)	X(+)	R(0)	X(0)
			Tipo	Amp.	mm <sup>2</sup>	Km	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/km
ALIMENTADOR	A-4204	10	AAAC	340	120	2,50	0,3052	0,4387	0,4311	1,1980
DERIVACIÓN A S.E. REAL PLAZA	-	10	N2XSY	365	120	0,380	0,196	0,1305	0,653	0,874

**Tabla 5.1: Parámetros Eléctricos de Líneas Aéreas y/o Cables de Energía.**

Sub - estación	Tensión nominal		Potencia Nominal	Reactancia de Cto. Cto.	TAP'S			% Tap Setting	Grupo de Conexión
	Prim (kV)	Sec (kV)	S(MVA)	Vcc (%)	Tap. min	Tap. med	Tap. max		
S.E SALESIANO (4-TP-008)	60	10	14/17,5	8,16 (14 MVA)	-10	0	10	1,5	YNd5
S.E. SALESIANO (4-TP-009)	60	10	9/11	8 (9 MVA)	-10	0	10	1,5	DynS
S.E. REAL PLAZA (T-1)	10	0,44	1,250	6,42	-2	0	2	2,5	Dyn11
S.E. REAL PLAZA (T-2)	10	0,22	1,000	5,83	-2	0	2	2,5	Dyn11

**Tabla 5.2: Parámetros Eléctricos de Transformadores de 02 Devanados.**

### 5.2.2 Cálculos de Cortocircuito

El objetivo del presente cálculo de corriente de cortocircuito es analizar el comportamiento, del sistema eléctrico de Real Plaza Huancayo y poder determinar el ajuste adecuado de los equipos de protección ante la ocurrencia de las siguientes fallas eléctricas:

1. Falla trifásica sólida ( $I_{kssB}=I_{kssB}=I_{ksC}=I_{kss}$ )
2. Falla monofásica línea a línea ( $I_{KSSb}=I_{kssC}$ )
3. Falla monofásica línea a tierra ( $3I_0=I_{kssA}+I_{kssB}+I_{kssC}$ )

La simulación de corriente de cortocircuito ha sido determinada con el software Digsilent versión 13,2 de acuerdo al método IEC 909 (2001)

#### a) Casos considerados

Para obtener la mínima y máxima corriente de cortocircuito en el sistema eléctrico en estudio se ha considerado la operación normal del SEIN para las siguientes temporadas.

**Caso 1:** Máxima demanda.

**Caso 2:** Mínima demanda.

UBICACIÓN	kV	AVENIDA MÁXIMA			ESTIAJE MÍNIMO			
		TRIFÁSICA	BIFÁSICA	MONOFÁSICA A	TRIFÁSICA	TRIFÁSICA	MONOFÁSICA A	MONOFÁSICA A (R=100omh)
SALE60	60	2,854	2,476	3,402	2,503	2,169	2,992	0,336
SALE10	10	6,558	5,683	0,501	5,884	5,097	0,455	0,057
DERIVACION10	10	3,306	2,864	-	2,898	2,511	-	-
RPLAZA 10	10	3,184	2,758	0,564	2,780	2,708	0,512	0,057
RPLAZA 0,44	0.44	19,616	16,989	0	17,671	15,304	0	0
RPLAZA 0,22	0.22	36,734	31,815	0	33,108	28,673	0	0

### 5.2.3 Criterios para la determinación de ajustes

Criterios para la determinación de ajustes de sobrecorriente.

#### a) Sobrecorriente de fases (50/51)

- 1) El valor de arranque de los relés de sobrecorriente no debe ser inferior al 120% de la corriente máxima de carga o corriente nominal.
- 2) El arranque determinado debe permitir el transporte total de la carga y no debe actuar cuando se conecten cargas (corriente de Inrush).
- 3) Los ajustes de los relés deben proteger a los equipos (transformadores y líneas) de sus límites de sobrecarga térmica y dinámica.



- 4) La curva de daños térmicos y dinámicos de los transformadores de potencia se determinan según norma ANSI/IEEEC57, 91-1981.
- 5) Se toma en cuenta la curva de daño de los transformadores de potencia. Las características de operación de los relés deben estar debajo de esta curva de selectividad.
- 6) El punto Inrush se determinará de la siguiente forma:
  - Para transformadores menores a 2 MVA; Inrush = 8xIN.
  - Para transformadores mayores 2 MVA; Inrush=10-12xIN.
- 7) Con un tiempo de duración de 100 m seg, según estándar IEEE Std242 “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Comercial Power System”.
- 8) El intervalo de tiempo de coordinacion entre relés es aproximadamente de 250 m seg como mínimo.
- 9) Los tiempos de ajustes y curvas dependen de las corrientes de corto circuito y la forma de la red.

#### b) Sobrecorriente a tierra (50N/51N)

Los tiempos de ajuste y curva dependen de la corriente de cortocircuito.

Curva de operaciones de los relés.

Curva IEC 60255-3

$$t_{operación} = Dial \left[ \frac{a}{M^n - 1} \right]; M = \frac{I}{I_{arranque}} \quad (4.3)$$

$t_{operacion}$  :Tiempo de disparo (en segundos)

Dial : Factor de escala para un tipo de curva

I : Corriente de entrada

$I_{arranque}$  : Valor a partir del cual comienza la operación temporizada del rele

a , n : Constante

Curva IEC	a	n
Tiempo inverso	0,140	0,020
Muy inversa	13,500	1,000
Extremadamente inversa	80,000	2,000
Tiempo inverso largo	120,00	1,000

#### c) Ajustes referenciales para el cálculo

Para la determinación de los ajustes de sobrecorriente de fases y tierra del presente estudio se ha tomado como referencia los ajustes de los siguientes equipos de protección:

**Sub-estación Salesiano (Celda del alimentador A-4204 10 kV)**

1) **Datos del relé.**

Marca : General Electric  
 Modelo : F 650  
 CT : 400/5A

2) **Sobrecorriente de Fases****Primer umbral**

I> : 0,90 p.u. (4,5. amperios secundarios)  
 Curva : Very inverso - IEC  
 CT : 0,15

**Segundo umbral**

I>> : 12,0 p.u (60 amperios secundarios)  
 t>> : 0,0 seg.

3) **Sobrecorriente a tierra****Primero umbral**

I> : 0,014 p.u (0,07 Amperios secundarios)  
 Curva : Define time  
 TMS : 0,20

**Segundo umbral**

I>> : 0,076 p.u (0,38 amperios secundarios)  
 t>> : 0,0 seg.

4) **Ajustes propuestos**

En la siguiente tabla resumen se muestran los ajustes propuestos para el relé sepam1000-S20 de Real Plaza.

SUBESTACIÓN	EQUIPO A PROTEGER	MARCA / MODELO	PARÁMETROS	AJUSTES PROPUESTOS
REAL PLAZA	CELDA DE LLEGADA GENERAL 10kV/TRANSFORMADOR (T-1 – T-2)	SCHNEIDER ELECTRIC/SEPAM 1000 S20	PHSE CT I> Curvas TMS/t> I>> t>> t2 t2	300/s 160 prim. Very Inverse – IEC 0,2 1104 A prim. 0,05 seg. 15 A prim 2,5 seg.
			GROUND CT Io> Curva TMS/to Io>> to>>	20 A rated CSH(*) 5 a Prim Definite time 0,20 seg. 20 Aprim 0,05 seg.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- Para los interruptores de 10kV la corriente subtransitorias multiplicada por 1.6 se considera como el valor rms de la corriente cuya fuerza destructiva debe soportar el interruptor durante el primer medio ciclo después de que la falla ocurre.
- 2.- La capacidad de interrupción de un interruptor se especifica en kilovoltampere o megavoltamperes. Los kilovoltamperes de interrupción son iguales a  $\sqrt{3}$ x(los Kilovolt de la barra a la cual el interruptor está conectado) x la corriente que el interruptor debe ser capaz de interrumpir cuando se abren sus contactos. Esta corriente de interrupción, es por su puesto, menor que la corriente momentánea y depende de la velocidad del interruptor (8, 5, 3 o 2 ciclos), que es una medida del tiempo que transcurre desde que ocurre la falla hasta la extinción del arco.
- 3.- En caso de la protección de los transformadores el ajuste del relé, tener como previsión los siguientes puntos:
  - a) Punto de magnetización del transformador  $I_{rush}$  cuyo valor de corriente puede alcanzar un rango de 8 a 25 veces la corriente nominal y su tiempo de duración es siempre de 0,1 segundos.
  - b) El punto ANSI el cual fija la corriente de corto circuito en un tiempo definido que puede soportar un transformador sin resultar dañado.
- 4) El método utilizado para probar la selectividad de los relés y fusibles es el método gráfico, que consiste en graficar las curvas de los dispositivos de sobrecorriente, allí donde alguna de las curvas se traslapa. Nos indica que la coordinación no es selectiva.
- 5) La metodología presentada está limitada a la utilización de relés modernos con pasos de dial muy pequeños que permitirían considerar a dial como una función continua.
- 6) El software comercial para la coordinación de la protección, el cual realiza todo el proceso, desde resolver la corriente de cortocircuito, hasta graficar todas las curvas de

los equipos de sobrecorriente indicando si la coordinación se ha realizado en forma selectiva.

- 7) El relé modelo sepam 1000+S20, utilizado en la subestación Real Plaza Huancayo permite ajustar para fallas a tierra a un valor mínimo de 30 A primarios, no pudiendo sensibilizarse a un tanto mayor más. Por este motivo, se recomienda instalar a corto plazo los accesorios complementarios del relé que le permitan ajustar los mecanismos para enfrentar fallas a tierra en el rango de 2 A a 300 A primarios, cuyo equipamiento es denominado: CSH Sensor (20 A rating). Mientras no se instale el sensor de corriente para fallas a tierra en el relé sepam 1000 + S20 para energizar la S.E. Real Plaza 10 kV, se recomienda ajustar este relé con los siguientes ajustes:

$I_{o>}$ : 30 A primarios

Curva: Tiempo definido

$TMS/t_{>}$ : 0.05 segundos.

Luego de implementado el sensor de corriente se debe reajustar el relé con los ajustes para fallas a tierra que se muestran a continuación:

$I_{o>>}$ : 5 A primarios

Curva: Tiempo definido

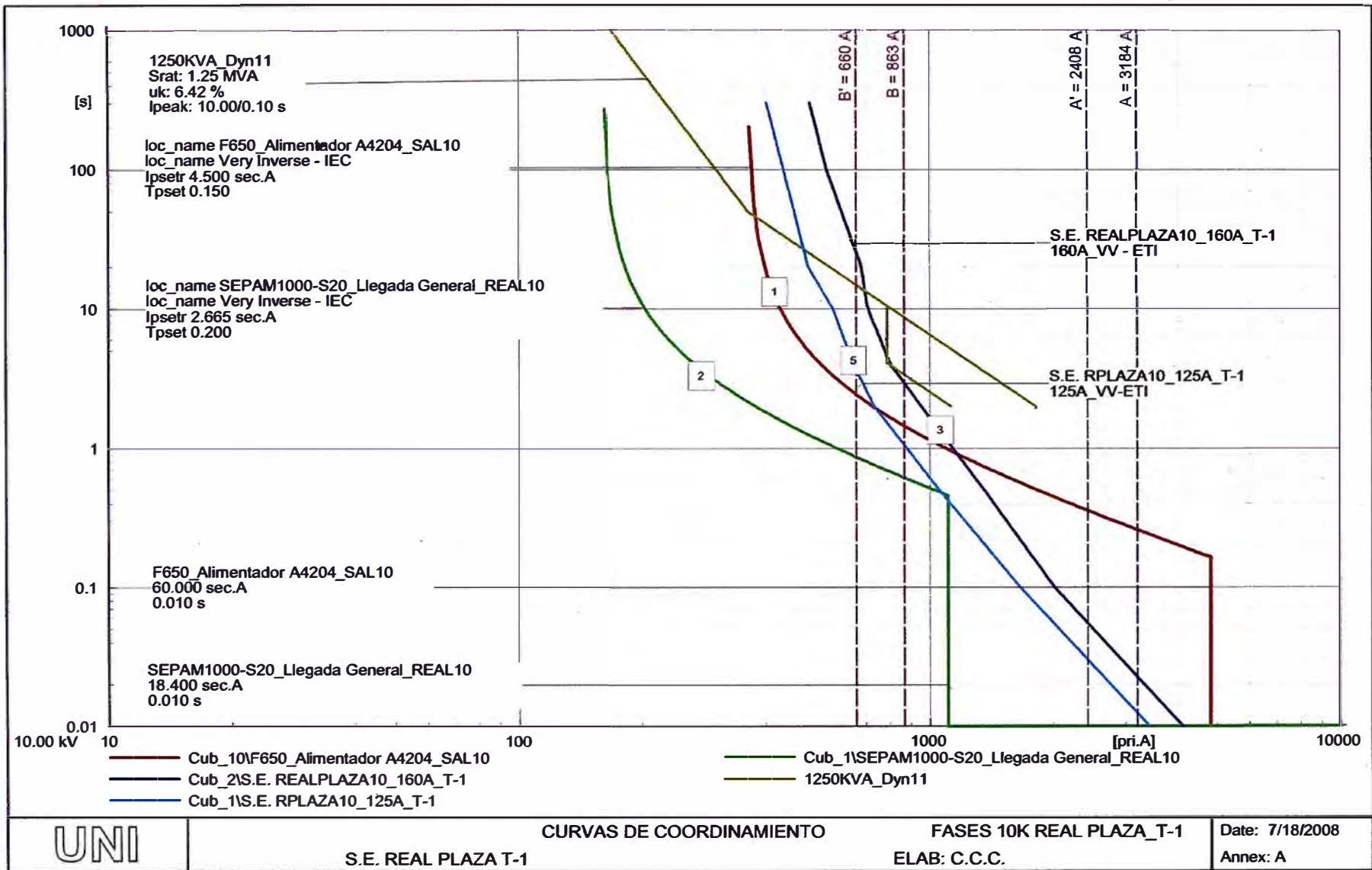
$TMS/t_{>>}$ : 0.20 segundos

$I_{o>>>}$ : 20 A primarios

$t_{o>>>}$ : 0.05 segundos

## **ANEXOS**

**ANEXOS A**  
**CURVAS DE COORDINACIÓN**



UNI

CURVAS DE COORDINAMIENTO

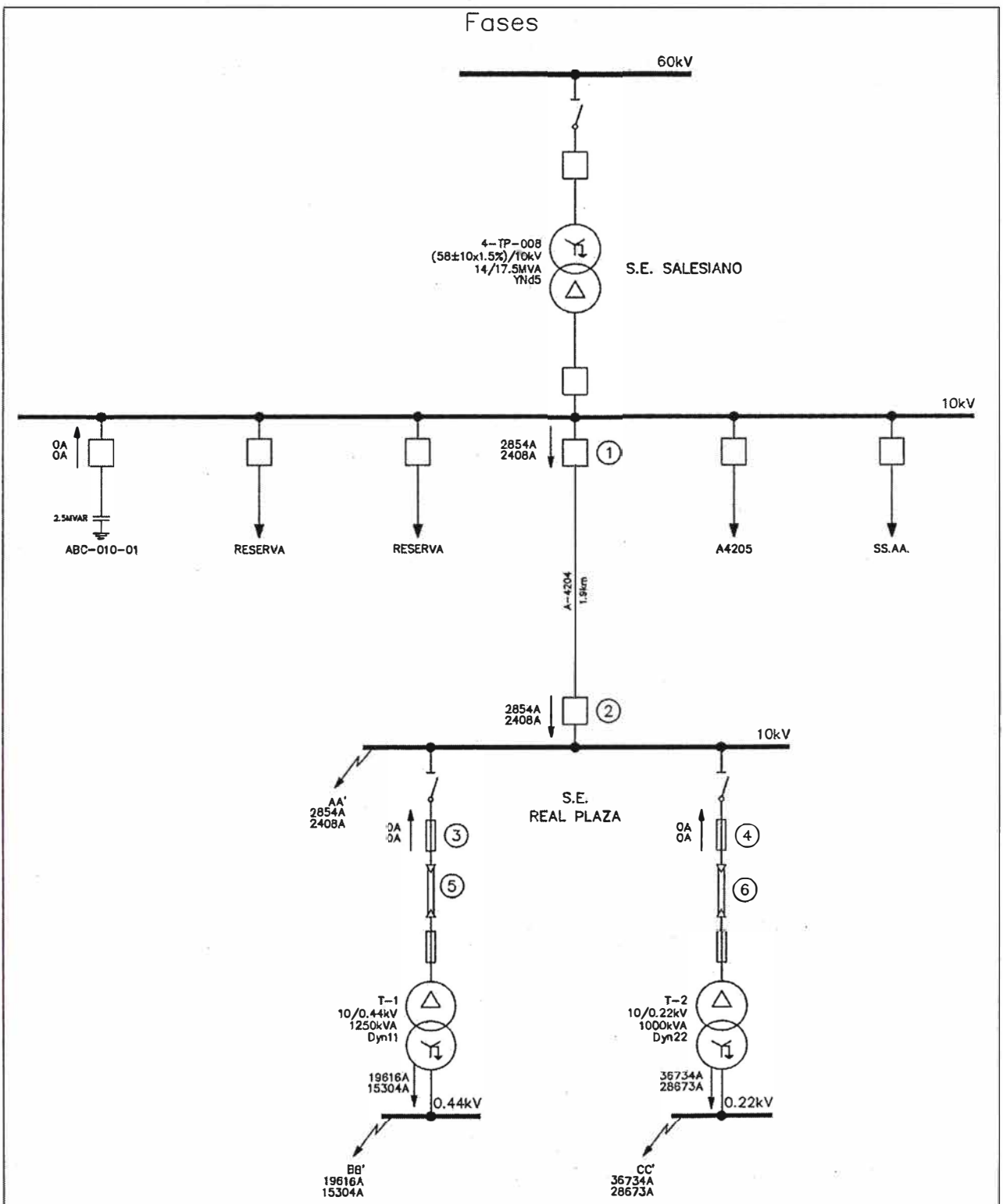
FASES 10K REAL PLAZA\_T-1

Date: 7/18/2008

S.E. REAL PLAZA T-1

ELAB: C.C.C.

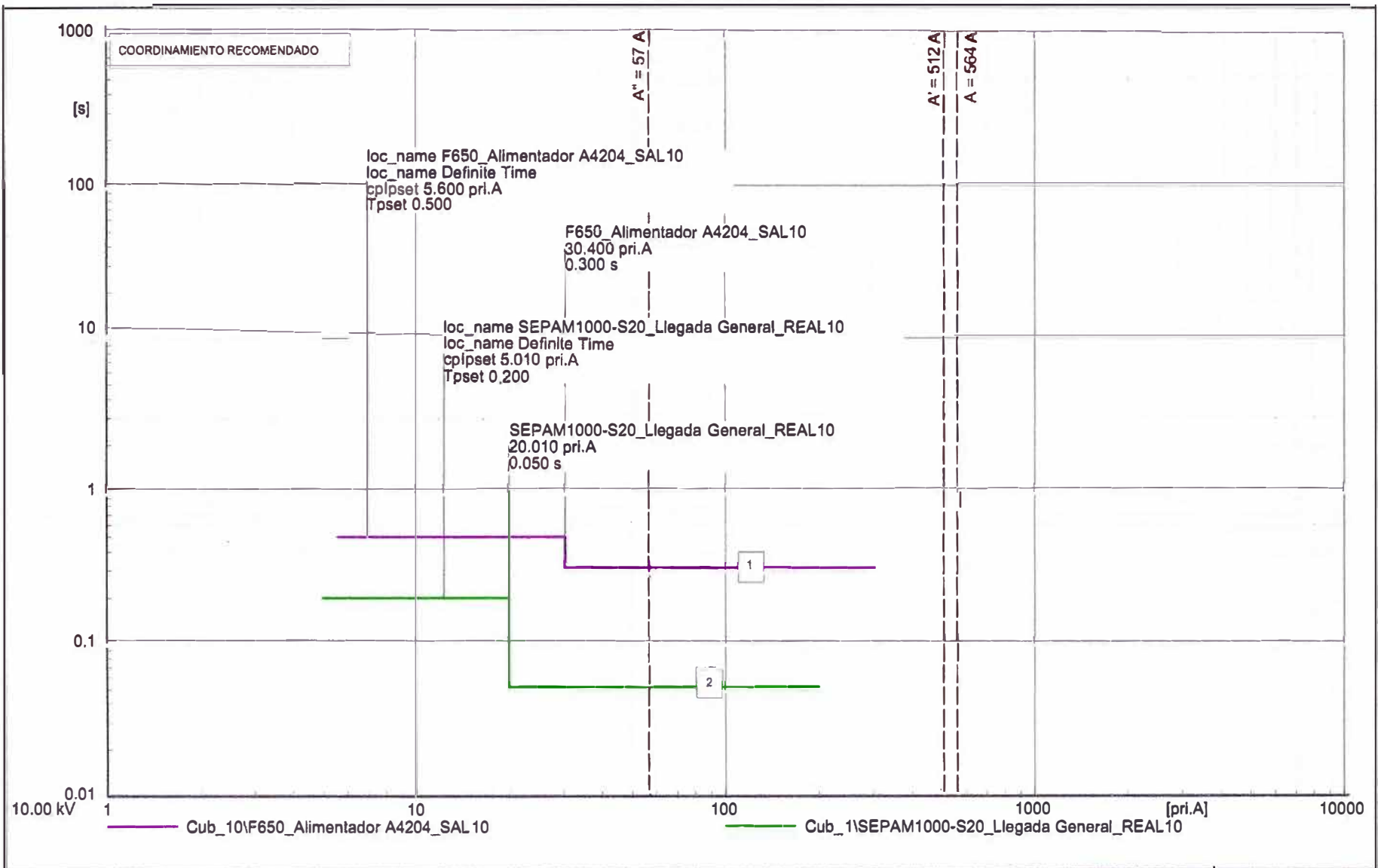
Annex: A

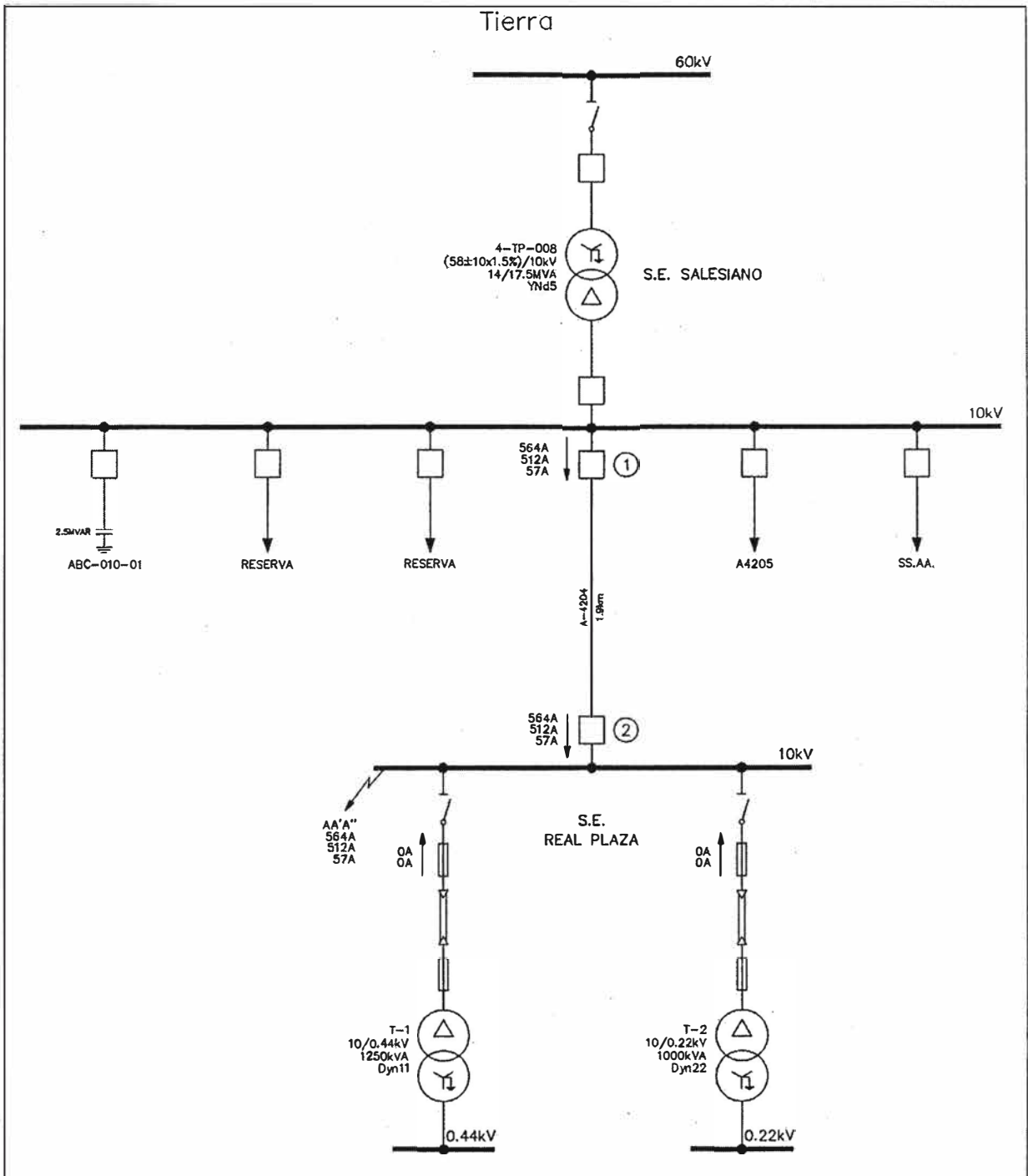


A B C : ..... Falta máxima con resistencia de 0 ohm.  
 A' B' C' ..... Falta mínima con resistencia de 0 ohm.

$I_{FALLA} = I_{KSS} = I_a = I_b = I_c$  (Corriente subtransitoria)



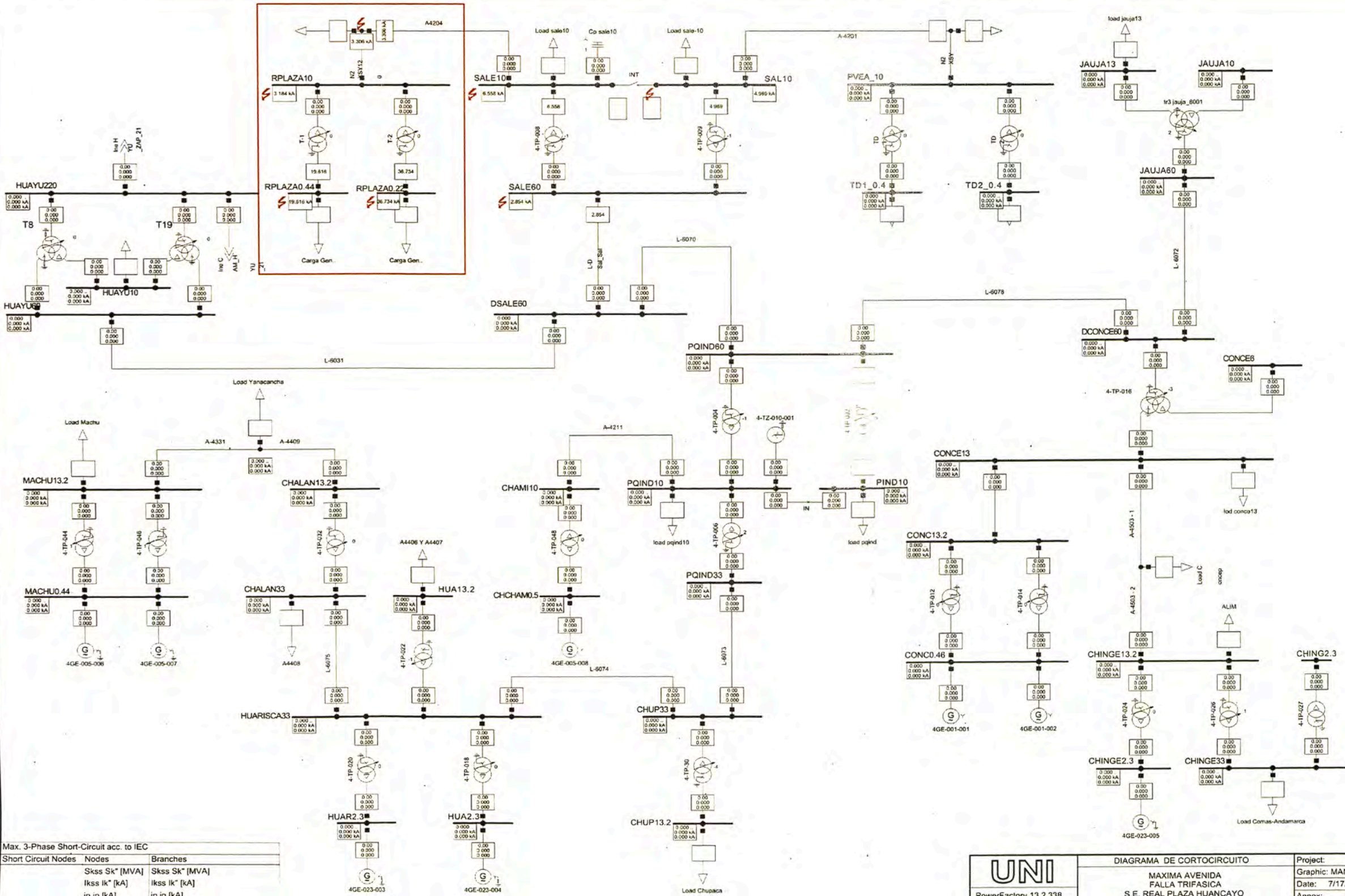




- A : ..... Fallo máxima con resistencia de 0 ohm.
- A' : ..... Fallo mínimo con resistencia de 0 ohm.
- A'' : ..... Fallo mínimo con resistencia de 100 ohm.

$I_{res} = 3I_0 = I_a + I_b + I_c$  (Corriente Homopolar)

**ANEXOS B**  
**CURVAS DE COORDINACIÓN**



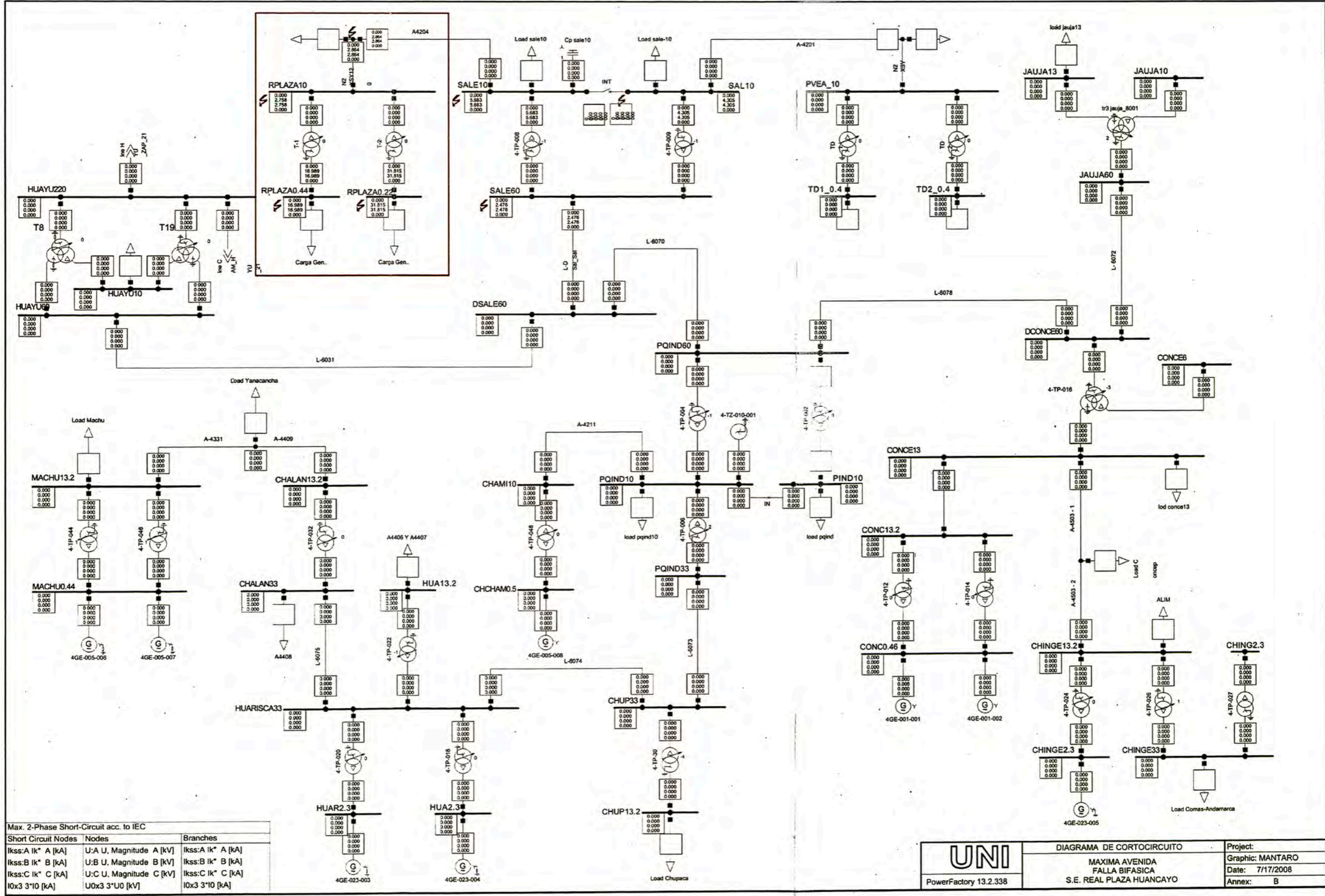
Max. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC

Short Circuit Nodes	Nodes	Branches
Skss Sk* [MVA]	Skss Sk* [MVA]	
Ikss Ik* [kA]	Ikss Ik* [kA]	
ip ip [kA]	ip ip [kA]	

**UNI**  
PowerFactory 13.2.338

DIAGRAMA DE CORTOCIRCUITO  
MAXIMA AVENIDA  
FALLA TRIFASICA  
S. E. REAL PLAZA HUANCAYO

Project: Graphic: MANTARO  
Date: 7/17/2008  
Annex: B



Max. 2-Phase Short-Circuit acc. to IEC

Short Circuit Nodes	Nodes	Branches
Ikss:A Ik* A [kA]	U:A U, Magnitude A [kV]	Ikss:A Ik* A [kA]
Ikss:B Ik* B [kA]	U:B U, Magnitude B [kV]	Ikss:B Ik* B [kA]
Ikss:C Ik* C [kA]	U:C U, Magnitude C [kV]	Ikss:C Ik* C [kA]
10x3 3*10 [kA]	U0x3 3*U0 [kV]	10x3 3*10 [kA]

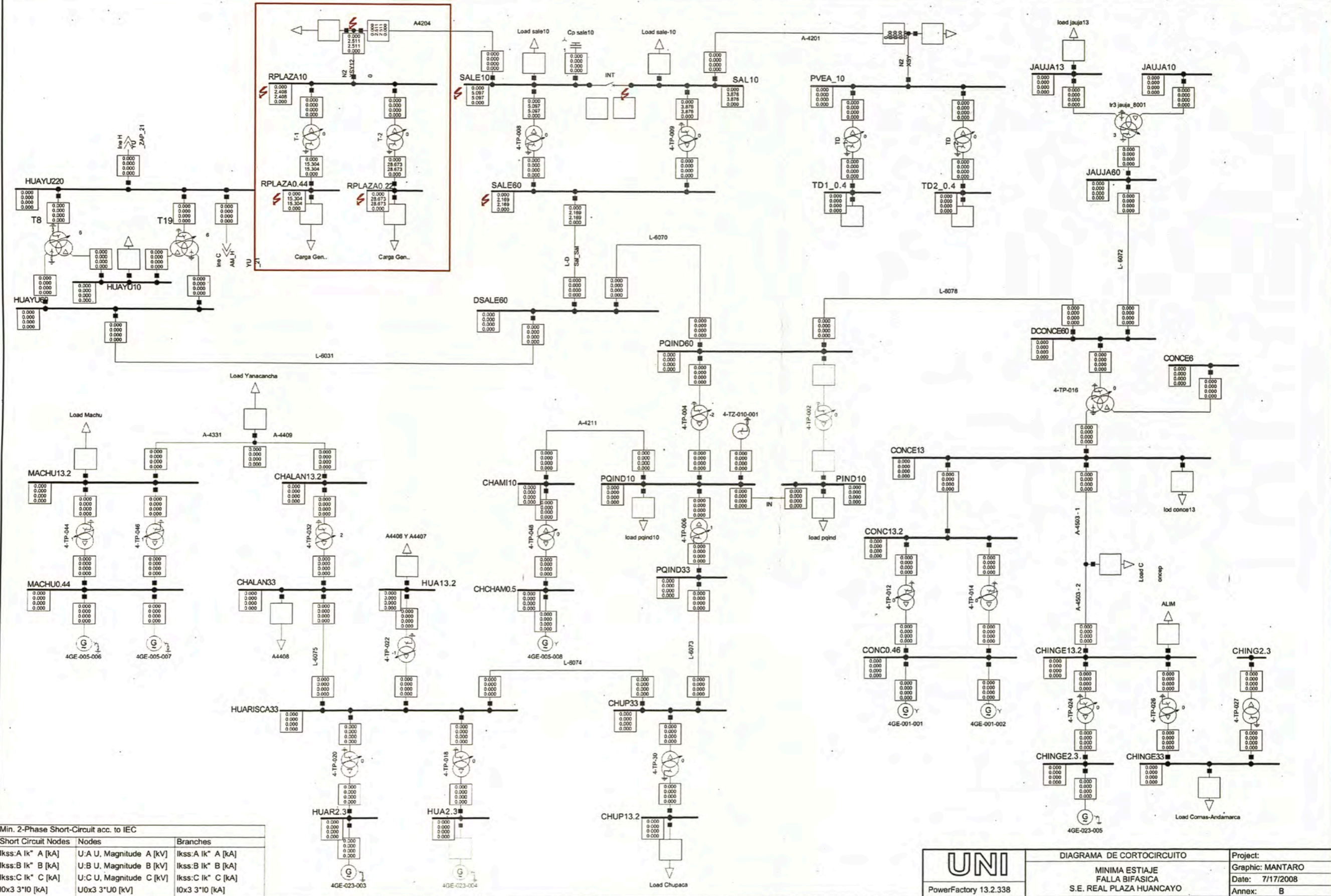
 PowerFactory 13.2.338	DIAGRAMA DE CORTOCIRCUITO	Project:
	MAXIMA AVENIDA FALLA BIFASICA	Graphic: MANTARO
	S.E. REAL PLAZA HUANCAYO	Date: 7/17/2008
		Annex: B











Min. 2-Phase Short-Circuit acc. to IEC

Short Circuit Nodes	Nodes	Branches
Ikss:A Ik" A [kA]	U:A U. Magnitude A [kV]	Ikss:A Ik" A [kA]
Ikss:B Ik" B [kA]	U:B U. Magnitude B [kV]	Ikss:B Ik" B [kA]
Ikss:C Ik" C [kA]	U:C U. Magnitude C [kV]	Ikss:C Ik" C [kA]
IOx3 3*10 [kA]	U0x3 3*U0 [kV]	IOx3 3*10 [kA]

 PowerFactory 13.2.338	DIAGRAMA DE CORTOCIRCUITO	Project:
	MINIMA ESTIAJE FALLA BIFASICA	Graphic: MANTARO
	S.E. REAL PLAZA HUANCAYO	Date: 7/17/2008
		Annex: B

**ANEXO C**  
**PLANILLA DE AJUSTES DE RELES DE PROTECCIÓN**

**CIRCUITO** : S.E.REAL PLAZA DE HUANCAYO LLEGADA GENERAL 10kV  
**RELE** : SCHNEIDER ELECTRIC - RELE DE SOBRECORRIENTE  
**MODELO** : SEPAM 1000 S20

Sepam configuration | Program logic | **General characteristics** | Control matrix

**General characteristics**

Network frequency  
 50 Hz  
 60 Hz

Selection of active setting group  
 This choice determines the setting group active for all the protections:  
 Setting group A

Remote setting enabled  
 Yes  
 No

Sepam working language  
 English  
 Customized language

Sepam date and time  
 Change Sepam date and time

CT rating: TC 5A  
 Number of CTs: I1, I2, I3  
 Rated current (In): 300 A  
 Base current (Ib): 150 A  
 Integration period: 5 mn  
 Residual current: 20 A rated CSH  
 Rated residual current (In0): 20 A

Fault recording trigger  
 Number of periods which are memorised before the fault recording trigger: 36 Periods

Edit Sepam label | Apply | Cancel

150/51-1 | 50/51-2 | 50N/51N-1 | 50N/51N-2 | 46 | 79

**Phase overcurrent (I)**

Element activity  
 Off  
 On

Setting group A (Active group)  
 Tripping curve: IEC VIT /B  
 Threshold current: 160 A  
 Delay: 300 ms  
 Timer hold curve: Definite time  
 Timer hold delay: 0 ms

Setting group B  
 Tripping curve: IEC VIT /B  
 Threshold current: 160 A  
 Delay: 300 ms  
 Timer hold curve: Definite time  
 Timer hold delay: 0 ms

**Tripping behavior**

	ON	Latching	O1	O2	O3	O4	O11	O12	O13	O14	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	Fault recording	Message
50/51-1	X	X	X								X									X	X

Edit Sepam label | Apply | Cancel

50/51-1 | 50/51-2 | 50N/51N-1 | 50N/51N-2 | 46 | 79

Phase overcurrent (2)

Element activity:  Off  On

Setting group A (Active group)

Tripping curve: Definite time

Threshold current: 1.104 A

Delay: 50 ms

Timer hold curve: Definite time

Timer hold delay: 0 ms

Setting group B

Tripping curve: Definite time

Threshold current: 1.104 A

Delay: 50 ms

Timer hold curve: Definite time

Timer hold delay: 0 ms

Tripping behavior

	ON	Latching	01	02	03	04	011	012	013	014	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	Fault recording	Message
50/51-2	X	X	X									X								X	X

Edit Sepam label

Apply Cancel

50/51-1 | 50/51-2 | 50N/51N-1 | 50N/51N-2 | 46 | 79

Earth fault (1)

Element activity:  Off  On

Setting group A (Active group)

Tripping curve: Definite time

Threshold current: 5 A

Delay: 200 ms

Timer hold curve: Definite time

Timer hold delay: 0 ms

Harmonic 2 restraint:  Yes  No

Setting group B

Tripping curve: Definite time

Threshold current: 5 A

Delay: 200 ms

Timer hold curve: Definite time

Timer hold delay: 0 ms

Harmonic 2 restraint:  Yes  No

Tripping behavior

	ON	Latching	01	02	03	04	011	012	013	014	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	Fault recording	Message
50N/51N-1	X	X	X									X								X	X

Edit Sepam label

Apply Cancel

50/51-1 | 50/51-2 | 50N/51N-1 | 50N/51N-2 | 46 | 79

Earth fault (2)

Element activity:  Off  On

Setting group A (Active group)

Tripping curve: Definite time

Threshold current: 20 A

Delay: 50 ms

Timer hold curve: Definite time

Timer hold delay: 0 ms

Harmonic 2 restraint:  Yes  No

Setting group B

Tripping curve: Definite time

Threshold current: 20 A

Delay: 50 ms

Timer hold curve: Definite time

Timer hold delay: 0 ms

Harmonic 2 restraint:  Yes  No

Tripping behavior

	ON	Latching	01	02	03	04	011	012	013	014	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	Fault recording	Message
50N/51N-2	X	X	X										X							X	X

Edit Sepam label

Apply Cancel

50/51-1    50/51-2    50N/51N-1    50N/51N-2    46    79

**Negative sequence current / unbalance**

Element activity    Setting

Off

On

Select curve:

Threshold current:  % of Ib

Delay:  s

**Tripping behavior**

	ON	Latching	O1	O2	O3	O4	O11	O12	O13	O14	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	Fault recording	Message
46	X	X	X												X				X	X	

50/51-1    50/51-2    50N/51N-1    50N/51N-2    46    79

**Recloser**

Activity

Off

On

Number of reclosing cycles

Cycles

Inhibition by input I26

No

Yes

**Activation of reclosing cycles**

Protection	Cycle 1	Cycle 2, 3 and 4
50/51-1	Inactive	Inactive
50/51-2	Inactive	Inactive
50N/51N-1	Inactive	Inactive
50N/51N-2	Inactive	Inactive

**Time delays**

Disengaging time delay:  s

Inhibition time delay:  s

Isolation time delay for cycle 1:  s

Isolation time delay for cycle 2:  s

Isolation time delay for cycle 3:  s

Isolation time delay for cycle 4:  s

## BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Antonio Gómez Expósito “Sistemas Eléctricos de Potencia” Departamento de Ingeniería Eléctrica Universidad de Sevilla Editorial Prentice Hall -2003.
- 2.- Carlos Arroyo Arana “Protección de Sistemas de Potencia”.
- 3.- Moisés Ventosilla Zevallos “Sistemas Eléctricos de Potencia” Primera Edición 1980.
4. - Hadi Saadat “Power System Analysis” Editorial McGraw-Hill-1999.
- 5.- William D. Stevenson, Jr “Análisis de Sistemas de Potencia” Editorial MCGraw-Hill-1996.
- 6.- Diseño de Subestaciones UNI; Centro Cultural de Ingeniería Eléctrica Santiago Antúnez de Mayolo – 1984.
- 7.- Carlos Arroyo Arana; “Protección de fallas a Tierra en Sistema de Distribución.”
- 8.- José Albina Franca-Curitiba “Protección del Sistema de Distribución “ Editorial Felipe Cordo.
- 9.- Enríquez Harper, “protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales” editorial Limusa S.A 2005.