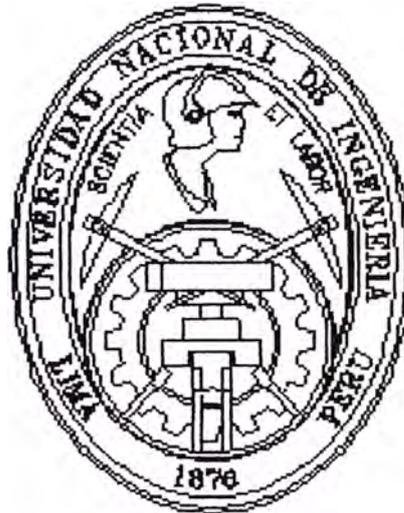


# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**ESTUDIO DE LA COORDINACION DE LA PROTECCION  
DEL P.S.E. CASTROVIRREYNA NORTE - HUANCABELICA**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**César Daniel Camarena Farfán**

**PROMOCIÓN  
1995 - I**

**LIMA – PERÚ  
2003**

*Dedico este trabajo a:*  
*Mis padres, por su ayuda incondicional*  
*en mi formación como ingeniero,*  
*Mi esposa, por su apoyo y comprensión*  
*al momento de realizar este informe,*  
*Y mis hijos Luigi y Grecia por ser fuente de*  
*inspiración en toda actividad que realizo.*

ESTUDIO DE LA COORDINACION DE LA PROTECCIÓN DEL  
P.S.E. CASTROVIRREYNA NORTE - HUANCVELICA

## SUMARIO

El presente trabajo pretende describir en forma muy didáctica la forma como se realiza una correcta coordinación de la protección de un sistema.

Se ha puesto bastante esmero en explicar lo más detallado posible cada paso a seguir a fin de que este informe pueda servir como guía para otros proyectos.

El trabajo se desarrolla sobre un sistema real que es el Pequeño Sistema Eléctrico Castrovirreyna Norte ubicado en Huancavelica.

En el capítulo I, se comienza el informe calculando los parámetros de la red y posteriormente se hace el flujo de potencia presentando un método alternativo.

En el capítulo II, se realizan los cálculos de la corriente de cortocircuito.

En el capítulo III, se presentan los criterios para una adecuada coordinación pero solo considerando los casos que se necesitan para el proyecto, o sea la coordinación entre fusibles y entre un fusible y un recloser.

Finalmente en el capítulo IV, se presenta la aplicación de los criterios explicados en el capítulo anterior, en el caso específico del PSE Castrovirreyna Norte.

## ÍNDICE

### INTRODUCCION

### CAPÍTULO I

#### ESTUDIO DEL FLUJO DE CARGA

1.1 Presentación del Proyecto	4
1.2 Cálculo de los Parámetros Eléctricos de la Línea de Transmisión	5
1.2.1 Configuración de los Cables	5
1.2.2 Determinación de la Resistencia por Fase	8
1.2.3 Determinación de la Inductancia por Fase	9
1.2.4 Determinación de la Capacitancia por Fase	12
1.2.5 Cuadro Resumen de los Parámetros Calculados	14
1.3 Cálculo del Flujo de Carga	14
1.3.1 Descripción del Proceso de Cálculo	14
1.3.2 Resultados del Cálculo	17

### CAPÍTULO II

#### ESTUDIO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

2.1 Las Redes de Secuencia	29
2.2 El Circuito Thévenin Equivalente	30
2.2.1 Fundamento Teórico	30
2.2.2 Cálculo del Circuito Thévenin Equivalente en la S.E. Caudalosa	31
2.3 Metodología Para el Cálculo de la Corriente de Cortocircuito	34
2.4 Cálculo de la Corriente de Cortocircuito	37

### **CAPÍTULO III**

#### **CRITERIOS PARA LA COORDINACION DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCION**

3.1 Coordinación Fusible – Fusible	41
3.2 Coordinación Recloser – Fusible	43
3.2.1 Situación: fusible ubicado al lado de la llegada (source-side fuse)	44
3.2.2 Situación: fusible ubicado al lado de la carga (load-side fuse)	46

### **CAPÍTULO IV**

#### **APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE COORDINACIÓN EN EL PSE CASTROVIRREYNA NORTE**

4.1 Selección y coordinación de los Fusibles	49
4.2 Selección y coordinación del recloser	62
4.3 Cuadro resumen de los equipos elegidos	67
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>68</b>

**APÉNDICE A :****FORMULAS USADAS PARA EL CALCULO DE CORTO CIRCUITO 71****APÉNDICE B :****CURVAS DE CORRIENTES PERMISIBLES POR LOS  
CONDUCTORES EN FUNCIÓN DEL TIEMPO 75****APÉNDICE C :****PLANOS 79****BIBLIOGRAFÍA 84**

## INTRODUCCION

Hoy en día nadie puede negar la gran importancia que tiene el uso de la energía eléctrica dentro de nuestras vidas. Ya sea para el uso de un aparato electrodoméstico en nuestras casas o para energizar algún motor eléctrico dentro de una industria. De allí que se puede afirmar que si dejáramos de tener en algún momento la electricidad, la economía del país se detendría o por lo menos las pérdidas económicas serían enormes.

De todo esto no podemos más que concluir que es de gran importancia el tener un sistema eléctrico de potencia (SEP) seguro, vale decir protegido.

Una parte muy importante dentro de la ingeniería eléctrica, es la protección de los sistemas de potencia, pues de ello depende que este no colapse ante una falla ocasionada ya sea por un agente externo (como puede ser un rayo) o por el deterioro de algún componente del sistema como puede ser un transformador de potencia, una línea de transmisión, etc.

Para proteger un SEP se cuenta con diferentes equipos que cumplen dicha labor como por ejemplo los fusibles, los disyuntores, los reclosers, los relés. Cada uno con una curva de disparo propia y diferente a las demás que las

pueden catalogar rápidamente en disparo lento, disparo rápido, disparo ultrarrápido.

Dentro del grupo de los relés, existe una más o menos amplia gama de aparatos de protección, vale decir existen en el mercado relés de sobrecorriente, relés direccionales, relés de frecuencia, relés diferenciales, relés de impedancia, etc.

Ahora bien; proteger un SEP, significa ponerle los elementos de protección adecuados y coordinarlos, es decir coordinar los tiempos de disparo o apertura, para que ante una falla ocurrida en el sistema, dispare el equipo más conveniente para aislar la falla y el resto del sistema continúe trabajando normalmente.

El objetivo del presente trabajo es precisamente el mostrar la manera de hacer la correcta coordinación de los elementos de protección seleccionados utilizando para ello un pequeño sistema eléctrico ubicado en Huancavelica.

El trabajo se realiza a partir de un SEP con los elementos de protección ya definidos pero no dimensionados.

Por eso en la primera parte del informe se presenta un flujo de carga justamente para calcular las corrientes necesarias que nos permitan dimensionar los elementos de protección.

En la segunda parte, se está presentando el cálculo de las corrientes de cortocircuito que son justamente las magnitudes de corrientes que se necesita para poder determinar el instante en que el elemento de protección va a actuar.

Posterior a todo esto, se muestran los criterios básicos para hacer una correcta coordinación, pero eso si, hay que aclarar que solo se refiere a la coordinación entre los equipos de protección usados en este proyecto; pues no es lo mismo coordinar un relé con un fusible, que coordinar un fusible con otro fusible, o que coordinar un reconectador (recloser) con un fusible, etc.

Finalmente, se ve la aplicación práctica de los criterios dados en el caso específico de este proyecto.

## **CAPITULO I**

### **ESTUDIO DEL FLUJO DE CARGA**

Cuando se hace un estudio del flujo de carga o flujo de potencia de un SEP, lo que se determina es el sentido y la magnitud en que fluye la potencia en él.

Esto es de gran importancia en la determinación de las mejores condiciones de operación del sistema en estudio.

El ingeniero que planea la transmisión, puede descubrir debilidades en el sistema como el caso de tensiones bajas, sobrecargas en líneas o condiciones de carga que juzgue excesivas.

#### **1.1. Presentación del Proyecto**

El proyecto que a continuación se desarrollará tiene por objeto el realizar la coordinación de la protección del Pequeño Sistema Eléctrico Castrovirreyña Norte el cual se muestra en el plano 01.

En el plano 02 se aprecia el mismo sistema sin considerar sus protecciones pero si las longitudes de las líneas y los tipos de cable, y además se han

enumerado los puntos de derivación y otros que serán considerados en el cálculo del flujo de potencia.

En el plano 03 se aprecia el sistema con sus protecciones (sin considerar los pararrayos) y se han enumerado los puntos donde serán calculadas las corrientes de cortocircuito.

Como se puede apreciar el sistema ya tiene las protecciones definidas pero no dimensionadas pues el dimensionado también es parte del proyecto y es justamente esta la razón por la cual se realizará el flujo de potencia, para conocer las corrientes y poder dimensionar los elementos de protección , por ejemplo los fusibles.

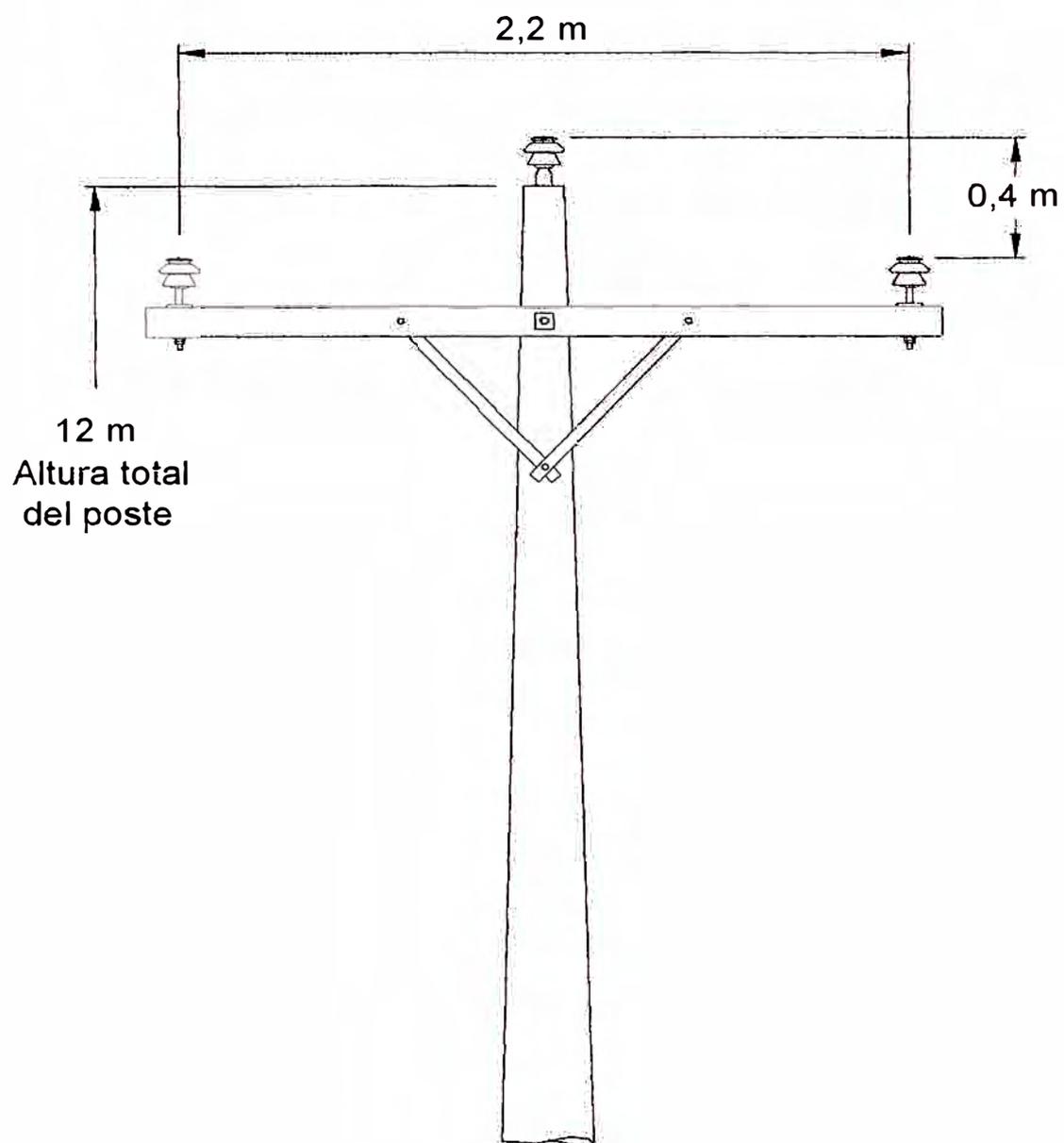
Los pararrayos no forman parte del proyecto, pues estos no se coordinan con ningún otro elemento de protección.

## **1.2. Cálculo de los Parámetros Eléctricos de la Línea de Transmisión**

### **1.2.1. Configuración de los Cables**

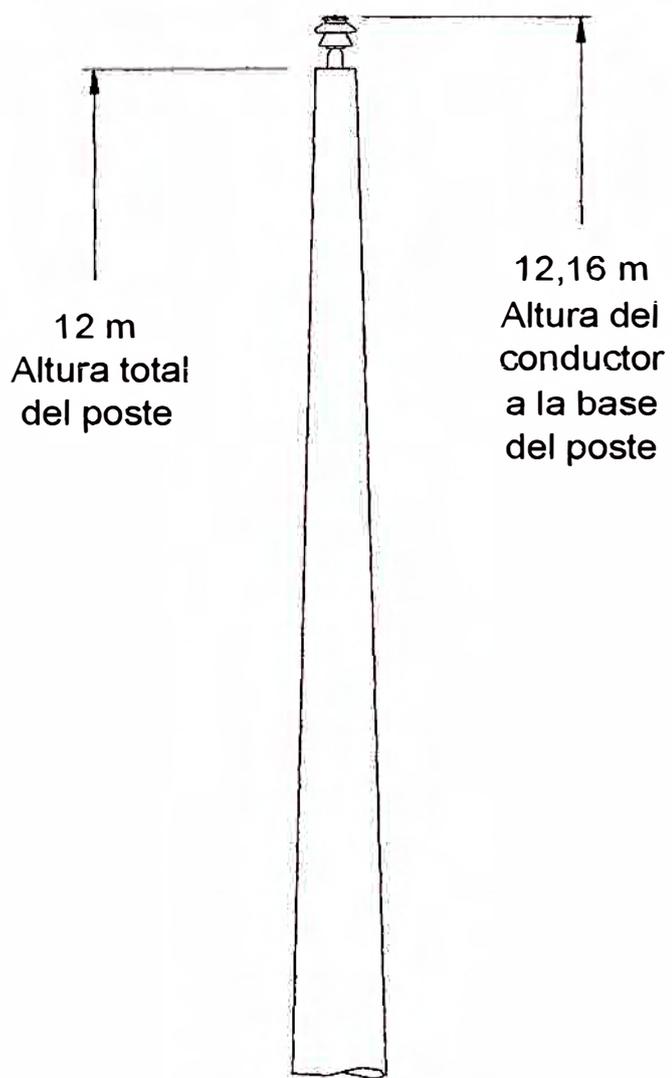
Este dato es muy importante para el cálculo de los parámetros eléctricos del cable, pues tanto la inductancia como la capacitancia dependen de él.

En este caso los cables van soportados por postes de madera de 12 metros de longitud tal como se muestra en la FIG. 1.1 y la FIG. 1.2.



Configuración Línea Trifásica

FIG. 1.1



Configuración Línea Monofásica con Retorno Por Tierra

FIG. 1.2

### 1.2.2. Determinación de la Resistencia por Fase

Aquí hay que dar un alcance teórico, pues la resistencia de un conductor eléctrico depende de la temperatura de operación del mismo y en los catálogos técnicos se encuentran tabuladas las resistencias correspondientes a las temperaturas de operación de 20 °C y 80 °C.

Para el cálculo de la resistencia correspondiente a cualquier otra temperatura, se debe usar la siguiente fórmula:

$$R_2 = R_1 \cdot [1 + \alpha \cdot (T_2 - T_1)] \quad \dots (1.1)$$

donde:

$R_1$  es la resistencia del conductor a  $t_1$  °C.

$R_2$  es la resistencia del conductor a  $t_2$  °C.

$\alpha$  es el coeficiente térmico del material del conductor.

$\alpha = 0.0036$  (1/°C).

Para el caso de este proyecto se está considerando una temperatura de operación de 20 °C, por lo tanto la resistencia por fase de los conductores utilizados queda definida de acuerdo a la tabla 1.1 siguiente:

Tabla 1.1: Parámetros resistivos de los conductores empleados.

CALIBRE	RESISTENCIA 20 °C	CONFIGURACIÓN DE CONDUCTORES
16 mm <sup>2</sup>	2,09 (Ohm / km)	LINEA TRIFÁSICA
25 mm <sup>2</sup>	1,31 (Ohm / km)	
16 mm <sup>2</sup>	2,09 (Ohm / km)	LINEA MONOFASICA CON RETORNO POR TIERRA
25 mm <sup>2</sup>	1,31 (Ohm / km)	

### 1.2.3. Determinación de la Inductancia por Fase

**Configuración línea trifásica**, en este caso solo se tiene que aplicar la siguiente fórmula:

$$L = 2 \times 10^{-4} \cdot \ln \left( \frac{DMG}{RMG} \right) \text{ Henrios / Km} \quad \dots (1.2)$$

donde: DMG es la distancia media geométrica y depende de la configuración de los cables.

RMG es el radio medio geométrico y depende del número de hilos del conductor y de su trenzado.

Para el cálculo del DMG, la configuración de los cables es la que se muestra en la FIG. 1.3.

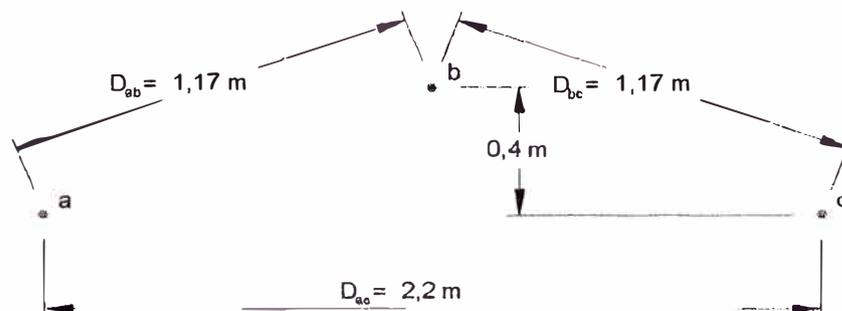


FIG. 1.3

Luego se aplica la fórmula

$$DMG = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ac}} \quad \dots (1.3)$$

$$DMG = \sqrt[3]{1,17 \cdot 1,17 \cdot 2,2} \quad \dots (1.4)$$

$$DMG = 1,444489m \quad \dots (1.5)$$

Para el cálculo del RMG, se tiene que el conductor es de 7 hilos y su trenzado es el que se muestra en la FIG. 1.4.

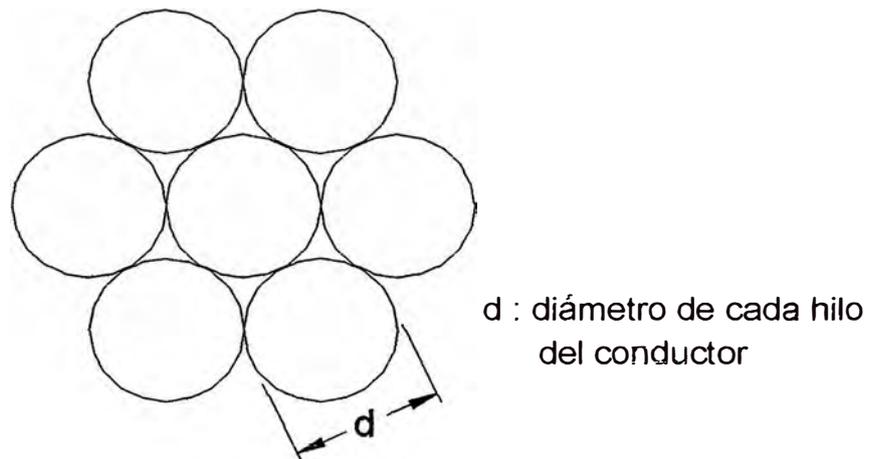


FIG. 1.4

Luego se aplica la fórmula:

$$RMG = 1,08835 \cdot d \quad \text{en milímetros.} \quad \dots (1.6)$$

O que es lo mismo:

$$RMG = 1,08835 \cdot 10^{-3} \cdot d \quad \text{en metros.} \quad \dots (1.7)$$

Entonces se obtienen los siguientes valores mostrados en la tabla 1.2:

Tabla 1.2 : Características de los conductores

CALIBRE	RMG	DMG	INDUCTANCIA
16 mm <sup>2</sup>	1.8501950x10 <sup>-3</sup> mt	1.444489 mt	1.33204x10 <sup>-6</sup> henrio/mt
25 mm <sup>2</sup>	2.3399525x10 <sup>-3</sup> mt	1.444489 mt	1.28508x10 <sup>-6</sup> henrio/mt

Pero se sabe que el valor que interesa es la reactancia inductiva y no la inductancia, por eso es que se usa la siguiente fórmula:

$$X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \quad \text{en Ohm/Km} \quad \dots (1.8)$$

Por lo tanto se tiene la tabla 1.3:

Tabla 1.3: Reactancia inductiva línea trifásica.

CALIBRE	REACTANCIA INDUCTIVA
16 mm <sup>2</sup>	0,5022 Ohm / km
25 mm <sup>2</sup>	0,4845 Ohm / km

**Configuración línea monofásica con retorno por tierra**, en este caso se considera un conductor ficticio de retorno a una distancia del conductor real calculada por la siguiente fórmula:

$$D_e = 658.9 \cdot \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad (\text{m}) \quad \dots (1.9)$$

donde:  $\rho$  es la resistividad del terreno (250 ohm-m).

$f$  es la frecuencia de la red (Hz).

Posteriormente se calcula directamente (sin calcular previamente la inductancia) la reactancia por kilómetro de la línea empleando la siguiente fórmula:

$$X = 0.1734 \cdot \text{Log}\left(\frac{D_e}{RMG}\right) \text{ (ohms/km)} \quad \dots (1.10)$$

Luego del cálculo respectivo se obtienen los resultados mostrados en la tabla 1.4:

Tabla 1.4: Parámetro inductivo línea MRT.

CALIBRE	REACTANCIA INDUCTIVA
16 mm <sup>2</sup>	0.4962 Ohm / Km
25 mm <sup>2</sup>	0.4785 Ohm / Km

#### 1.2.4. Determinación de la Capacitancia por Fase

Se sabe por la literatura técnica que la capacitancia por fase de una configuración trifásica está determinada por la siguiente fórmula:

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot k}{\text{Ln}\left(\frac{DMG}{r}\right)} \text{ faradios / m} \quad \dots (1.11)$$

donde:  $k$  , es la permitividad del material que rodea al conductor (el aire).

$DMG$ , es la distancia media geométrica.

$r$  , es el radio del conductor (este dato se encuentra en el catálogo del fabricantes de cable).

Sin embargo, en el modelamiento de una línea de transmisión, se consideran tres casos dependiendo de su longitud: línea corta, línea media y línea larga.

En la línea corta no es necesario considerar el efecto capacitivo, es decir la línea se modela solo como una impedancia con parte resistiva y reactancia inductiva.

En la línea media, si se considera el efecto capacitivo, pero se considera como concentrado en ambos extremos de la línea (la mitad en cada extremo).

En la línea larga, también se considera el efecto capacitivo, pero se considera distribuido a lo largo de la línea.

Pero bien ¿cuándo una línea es corta, media o larga?.

En la literatura referente al análisis de sistemas de potencia, manejan la siguiente definición:

- a) Línea corta es aquella cuya longitud es menor a 80 km.
- b) La línea media es aquella cuya longitud está entre 80 y 240 km.
- c) Línea larga es aquella cuya longitud es mayor a 240 km.

En el presente proyecto se encuentran longitudes de línea que no llegan ni a los 20 km, por eso podemos catalogar nuestra línea como corta.

Por este motivo no es necesario calcular capacitancias para este estudio.

### 1.2.5. Cuadro Resumen de los Parámetros Calculados

Son mostrados en las tablas 1.5 y 1.6.

Tabla 1.5: Parámetros eléctricos de línea con conexión trifásica.

LINEA TRIFÁSICA								
DATOS DEL FABRICANTE				DATOS CALCULADOS				
CALIBRE DEL CABLE	N° DE HILOS	DIAMETRO DE CADA HILO	RESIST. ELECT. A 20 °C	RMG	DMG	INDUCTAN. POR FASE	RESIST. ELECT. A 20°C	REACTAN. POR FASE
mm <sup>2</sup>	und	mm	Ohm/km	mm	m	H/m	Ohm/km	Ohm/km
16	7	1,70	2,0900	1,8502	1,4445	1,33204E-06	2,0900	0,5022
25	7	2,15	1,3100	2,3400	1,4445	1,28508E-06	1,3100	0,4845

Tabla 1.6: Parámetros eléctricos de línea con conexión MRT.

LINEA MONOFASICA CON RETORNO POR TIERRA							
DATOS DEL FABRICANTE				DATOS CALCULADOS			
CALIBRE DEL CABLE	N° DE HILOS	DIAMETRO DE CADA HILO	RESIST. ELECT. A 20 °C	RMG	D <sub>e</sub>	RESIST. ELECT. A 20°C	REACTAN. POR FASE
mm <sup>2</sup>	und	mm	Ohm/km	mm	m	Ohm/km	Ohm/km
16	7	1,70	2,0900	1,8502	1344,974	2,0900	0,4962
25	7	2,15	1,3100	2,3400	1344,974	1,3100	0,4785

## 1.3. Cálculo del Flujo de Carga

### 1.3.1. Descripción del Proceso de Cálculo

Normalmente el cálculo del flujo de potencia se realiza utilizando la teoría del circuito PU (por unidad) donde cada componente del sistema (líneas, transformadores, generadores, etc.) es reemplazado por su equivalente PU, eligiendo las bases apropiadas, etc., pero este método exige que el sistema sea trifásico y eléctricamente balanceado.

Sin embargo como se describe en la presentación de este proyecto, aquí no se cumple con dichas premisas.

Por esta razón y debido además a que se trata de un sistema eléctrico pequeño, se desarrollará el flujo de carga usando un método alternativo a través de una hoja de cálculo.

El método consiste en calcular las corrientes y las tensiones en cada barra en forma regresiva, es decir se asume un valor en módulo y ángulo para el fasor de la tensión de la barra más lejana en cada ramal y con esto se calculan las tensiones y corrientes de las barras anteriores.

Por ejemplo trabajando en el plano 03 del apéndice C, se asume la tensión en el punto 20 y conociendo la carga en esta barra, se puede calcular la corriente que fluye del punto 19 al punto 20 ( $19 \rightarrow 20$ ), que es la misma corriente que fluye del punto 17 al punto 19 ( $17 \rightarrow 19$ ).

Además conociendo la tensión en el punto 20, también se conoce la tensión en el punto 19 (por la relación de transformación); entonces la tensión en el punto 17 será la tensión en el punto 19 más la caída de tensión en la línea que une el punto 17 con el punto 19.

De esta manera tan simple se van calculando las tensiones en cada barra y las corrientes que llegan y que salen de ella.

Para facilitar los cálculos, se organizan cuadros de datos para cada punto, tal como el que se muestra a continuación en la tabla 1.7:

Tabla 1.7: Ejemplo de cuadro de datos.

PUNTO 17 POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW 0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE		
		17 → 18 (AT)	17 → 19	16 → 17
$V_R = 12.55 \angle 0.06^\circ \text{ KV}$	$I_R$	$0.310 \angle -25.71^\circ \text{ A}$	$0.930 \angle -25.76^\circ \text{ A}$	$1.239 \angle -25.75^\circ \text{ A}$
$V_S = \quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad \text{ KV}$	$I_S$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad \text{ A}$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad \text{ A}$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad \text{ A}$
$V_T = \quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad \text{ KV}$	$I_T$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad \text{ A}$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad \text{ A}$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad \text{ A}$

Por ejemplo este cuadro pertenece al punto 17 e indica que en este punto no existe potencia de carga (pues indica 0,00 kW y 0,00 kVAR como potencia de carga).

Además hay valores de tensión y corriente que están en blanco y que pertenecen a las fases S y T; esto significa que en este punto solo llega tensión en la fase R y solo tiene flujo de corriente en dicha fase.

Pues bien, pero como se trata de un método de tanteo, ¿cuándo se dará el resultado final?

El resultado final, se dará cuando se cumplan las dos condiciones inherentes del problema; y que son:

**Tensión de fuente definida en módulo y ángulo**, por ejemplo la tensión de la fuente es la tensión en la S.E. Caudalosa y se conoce que es de 22 kV entre líneas, lo que equivale a decir que la tensión es de 12,7 kV entre fase y neutro. Y como en el punto de alimentación la tensión es supuesta perfectamente balanceada, esta se puede definir como:

$$V_R = 12,7\text{kV} \angle 0,00^\circ$$

$$V_S = 12,7\text{kV} \angle -120,0^\circ$$

$$V_T = 12,7\text{kV} \angle 120,0^\circ$$

**Tensión única en puntos de derivación**, en los puntos donde se unen dos ramales y se van a deducir dos tensiones distintas, se tiene que hacer que estas se igualen.

Por ejemplo si se asume una tensión en el punto 26 y se sigue el método se va a deducir una tensión en el punto 24; por otro lado al asumir una tensión en el punto 31 y seguir el método, se va a deducir otra tensión para el punto 24.

Se debe variar los valores de las tensiones asumidas en los puntos 26 y 31 hasta que se igualen las dos tensiones deducidas para el punto 24, pues esta debe ser *única*.

De esta manera que al parecer es mas difícil explicarla que ejecutarla, se desarrolla el flujo de carga.

### 1.3.2. Resultados del Cálculo

Lo que se va a mostrar como resultados del cálculo son los cuadros de datos de la tabla 1.8 para cada punto de análisis, luego de cumplidas con las condiciones del problema. Las ubicaciones de los puntos de análisis se muestran en el plano 02 del apéndice C.

Tabla 1.8: Resultados del flujo de carga

**PUNTO 20** POTENCIA DE CARGA: 10.50 KW                      5.08 KVAR

TENSIONES DE FASE	CORRIENTES DE FASE			
		19 → 20 (BT)	19 → 20 (AT)	
$V_R = 0.227 \angle 0.06^\circ$ KV	$I_R$	51.333 $\angle -25.76^\circ$ A	0.930 $\angle -25.76^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A
$V_S = \quad^\circ$ KV	$I_S$	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A
$V_T = \quad^\circ$ KV	$I_T$	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A

**PUNTO 19** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW                      0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE	CORRIENTES DE FASE			
		19 → 20 (AT)	17 → 19	
$V_R = 12.55 \angle 0.06^\circ$ KV	$I_R$	0.930 $\angle -25.76^\circ$ A	0.930 $\angle -25.76^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A
$V_S = \quad^\circ$ KV	$I_S$	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A
$V_T = \quad^\circ$ KV	$I_T$	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A

**PUNTO 18** POTENCIA DE CARGA: 3.50 KW                      1.69 KVAR

TENSIONES DE FASE	CORRIENTES DE FASE			
		17 → 18 (BT)	17 → 18 (AT)	
$V_R = 0.227 \angle 0.06^\circ$ KV	$I_R$	17.104 $\angle -25.71^\circ$ A	0.310 $\angle -25.71^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A
$V_S = \quad^\circ$ KV	$I_S$	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A
$V_T = \quad^\circ$ KV	$I_T$	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A

**PUNTO 17** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW                      0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE	CORRIENTES DE FASE			
		17 → 18 (AT)	17 → 19	16 → 17
$V_R = 12.55 \angle 0.06^\circ$ KV	$I_R$	$0.310 \angle -25.71^\circ$ A	$0.930 \angle -25.76^\circ$ A	$1.239 \angle -25.75^\circ$ A
$V_S = \quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ KV	$I_S$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A
$V_T = \quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ KV	$I_T$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A

**PUNTO 16** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW                      0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE	CORRIENTES DE FASE			
		16 → 17	14 → 16	
$V_R = 12.55 \angle 0.06^\circ$ KV	$I_R$	$1.239 \angle -25.75^\circ$ A	$1.239 \angle -25.75^\circ$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A
$V_S = \quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ KV	$I_S$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A
$V_T = \quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ KV	$I_T$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A

**PUNTO 15** POTENCIA DE CARGA: 28.00 KW                      13.56 KVAR

TENSIONES DE FASE	CORRIENTES DE FASE			
		14 → 15 (BT)	14 → 15 (AT)	
$V_R = \quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ KV	$I_R$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A
$V_S = \quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ KV	$I_S$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A
$V_T = 0.225 \angle 120.1^\circ$ KV	$I_T$	$138.20 \angle 94.3^\circ$ A	$2.503 \angle 94.3^\circ$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A

**PUNTO 14** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW                      0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE		
		14 → 15 (AT)	14 → 16	12 → 14
$V_R = 12.56 \angle 0.05^\circ$ KV	$I_R$	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A	$1.239 \angle -25.75^\circ$ A	$1.239 \angle -25.75^\circ$ A
$V_S = 12.6 \angle -120.0^\circ$ KV	$I_S$	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A
$V_T = 12.43 \angle 120.1^\circ$ KV	$I_T$	$2.503 \angle 94.3^\circ$ A	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A	$2.503 \angle 94.3^\circ$ A

**PUNTO 13** POTENCIA DE CARGA: 10.50 KW                      5.08 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE		
		12 → 13 (BT)	12 → 13 (AT)	
$V_R = \underline{\hspace{1cm}}^\circ$ KV	$I_R$	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A
$V_S = \underline{\hspace{1cm}}^\circ$ KV	$I_S$	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A
$V_T = 0.225 \angle 120.1^\circ$ KV	$I_T$	$51.810 \angle 94.3^\circ$ A	$0.938 \angle 94.3^\circ$ A	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A

**PUNTO 12** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW                      0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE		
		12 → 13 (AT)	12 → 14	10 → 12
$V_R = 12.56 \angle 0.05^\circ$ KV	$I_R$	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A	$1.239 \angle -25.75^\circ$ A	$1.239 \angle -25.75^\circ$ A
$V_S = 12.6 \angle -120.0^\circ$ KV	$I_S$	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A	$\underline{\hspace{1cm}}^\circ$ A
$V_T = 12.43 \angle 120.1^\circ$ KV	$I_T$	$0.938 \angle 94.3^\circ$ A	$2.503 \angle 94.3^\circ$ A	$3.441 \angle 94.3^\circ$ A

**PUNTO 11** POTENCIA DE CARGA: 28.00 KW      13.56 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
		10 → 11 (BT)	10 → 11 (AT)		
$V_R =$	<input type="text"/> °KV	$I_R$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A
$V_S =$	<input type="text"/> °KV	$I_S$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A
$V_T =$	0.225   <u>120.1</u> °KV	$I_T$	138.16   <u>94.3</u> ° A	2.502   <u>94.3</u> ° A	<input type="text"/> ° A

**PUNTO 10** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW      0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE		
		10 → 11 (AT)	10 → 12	7 → 10
$V_R =$	12.56   <u>0.05</u> °KV	$I_R$	<input type="text"/> ° A	1.239   <u>-25.75</u> ° A
$V_S =$	12.6   <u>-120.0</u> °KV	$I_S$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A
$V_T =$	12.43   <u>120.1</u> °KV	$I_T$	2.502   <u>94.3</u> ° A	3.441   <u>94.3</u> ° A

**PUNTO 7** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW      0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE		
		7 → 10	7 → 8	6 → 7
$V_R =$	12.58   <u>0.04</u> °KV	$I_R$	1.239   <u>-25.75</u> ° A	<input type="text"/> ° A
$V_S =$	12.6   <u>-120.0</u> °KV	$I_S$	<input type="text"/> ° A	0.617   <u>-145.8</u> ° A
$V_T =$	12.55   <u>120.1</u> °KV	$I_T$	5.943   <u>94.3</u> ° A	<input type="text"/> ° A

**PUNTO 9** POTENCIA DE CARGA: 7.00 KW 3.39 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
		8 → 9 (BT)	8 → 9 (AT)		
$V_R =$	<input type="text"/> °KV	$I_R$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A
$V_S =$	0.228 <input type="text"/> -120.0° KV	$I_S$	34.090 <input type="text"/> -145.8° A	0.617 <input type="text"/> -145.8° A	<input type="text"/> ° A
$V_T =$	<input type="text"/> °KV	$I_T$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A

**PUNTO 8** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW 0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
		8 → 9 (AT)	7 → 8		
$V_R =$	<input type="text"/> °KV	$I_R$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A
$V_S =$	12.6 <input type="text"/> -120.0° KV	$I_S$	0.617 <input type="text"/> -145.8° A	0.617 <input type="text"/> -145.8° A	<input type="text"/> ° A
$V_T =$	<input type="text"/> °KV	$I_T$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A

**PUNTO 26** POTENCIA DE CARGA: 17.50 KW 8.47 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
		25 → 26 (BT)	25 → 26 (AT)		
$V_R =$	0.226 <input type="text"/> 0.09° KV	$I_R$	85.979 <input type="text"/> -25.74° A	1.557 <input type="text"/> -25.74° A	<input type="text"/> ° A
$V_S =$	<input type="text"/> °KV	$I_S$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A
$V_T =$	<input type="text"/> °KV	$I_T$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A

**PUNTO 25** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW 0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
		25 → 26 (AT)	24 → 25		
$V_R = 12.49 \angle 0.09^\circ$ KV	$I_R$	$1.557 \angle -25.74^\circ$ A	$1.557 \angle -25.74^\circ$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$	$^\circ$ A
$V_S = \underline{\hspace{1cm}}$ KV	$I_S$	$\underline{\hspace{1cm}}$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$	$^\circ$ A
$V_T = \underline{\hspace{1cm}}$ KV	$I_T$	$\underline{\hspace{1cm}}$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$	$^\circ$ A

**PUNTO 31** POTENCIA DE CARGA: 17.50 KW 8.47 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
		30 → 31 (BT)	30 → 31 (AT)		
$V_R = 0.226 \angle 0.10^\circ$ KV	$I_R$	$86.124 \angle -25.73^\circ$ A	$1.560 \angle -25.73^\circ$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$	$^\circ$ A
$V_S = \underline{\hspace{1cm}}$ KV	$I_S$	$\underline{\hspace{1cm}}$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$	$^\circ$ A
$V_T = \underline{\hspace{1cm}}$ KV	$I_T$	$\underline{\hspace{1cm}}$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$	$^\circ$ A

**PUNTO 30** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW 0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
		30 → 31 (AT)	28 → 30		
$V_R = 12.47 \angle 0.10^\circ$ KV	$I_R$	$1.560 \angle -25.73^\circ$ A	$1.560 \angle -25.73^\circ$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$	$^\circ$ A
$V_S = \underline{\hspace{1cm}}$ KV	$I_S$	$\underline{\hspace{1cm}}$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$	$^\circ$ A
$V_T = \underline{\hspace{1cm}}$ KV	$I_T$	$\underline{\hspace{1cm}}$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$ A	$\underline{\hspace{1cm}}$	$^\circ$ A

**PUNTO 29** POTENCIA DE CARGA: 17.50 KW                      8.47 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
			28 → 29 (BT)	28 → 29 (AT)	
$V_R = 0.226 \angle 0.10^\circ$ KV	$I_R$	86.121	$\angle -25.73^\circ$ A	1.560	$\angle -25.73^\circ$ A
$V_S =$ $\angle$ KV	$I_S$		$\angle$ A		$\angle$ A
$V_T =$ $\angle$ KV	$I_T$		$\angle$ A		$\angle$ A

**PUNTO 28** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW                      0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
			28 → 29 (AT)	28 → 30	27 → 28
$V_R = 12.47 \angle 0.10^\circ$ KV	$I_R$	1.560	$\angle -25.73^\circ$ A	1.560	$\angle -25.73^\circ$ A
$V_S =$ $\angle$ KV	$I_S$		$\angle$ A		$\angle$ A
$V_T =$ $\angle$ KV	$I_T$		$\angle$ A		$\angle$ A

**PUNTO 27** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW                      0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
			27 → 28	24 → 27	
$V_R = 12.47 \angle 0.10^\circ$ KV	$I_R$	3.119	$\angle -25.73^\circ$ A	3.119	$\angle -25.73^\circ$ A
$V_S =$ $\angle$ KV	$I_S$		$\angle$ A		$\angle$ A
$V_T =$ $\angle$ KV	$I_T$		$\angle$ A		$\angle$ A

**PUNTO 24** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW 0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
		24 → 25	24 → 27	21 → 24	
$V_R = 12.51 \angle 0.08^\circ$ KV	$I_R$	$1.557 \angle -25.74^\circ$ A	$3.119 \angle -25.73^\circ$ A	$4.676 \angle -25.73^\circ$ A	
$V_S = \quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ KV	$I_S$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	
$V_T = \quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ KV	$I_T$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	

**PUNTO 21** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW 0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
		21 → 24	21 → 22	6 → 21	
$V_R = 12.54 \angle 0.07^\circ$ KV	$I_R$	$4.676 \angle -25.73^\circ$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$4.676 \angle -25.73^\circ$ A	
$V_S = 12.57 \angle -119.9^\circ$ KV	$I_S$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$2.475 \angle -145.8^\circ$ A	$2.475 \angle -145.8^\circ$ A	
$V_T = \quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ KV	$I_T$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	

**PUNTO 23** POTENCIA DE CARGA: 28.00 KW 13.56 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
		22 → 23 (BT)	22 → 23 (AT)		
$V_R = \quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ KV	$I_R$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	
$V_S = 0.228 \angle -119.9^\circ$ KV	$I_S$	$136.66 \angle -145.8^\circ$ A	$2.475 \angle -145.8^\circ$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	
$V_T = \quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ KV	$I_T$	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	$\quad \quad \quad \angle \quad \quad \quad$ A	

**PUNTO 22** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW 0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
			22 → 23 (AT)	21 → 22	
$V_R =$	<input type="text"/> ° KV	$I_R$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A
$V_S =$	12.57 <input type="text"/> -119.9° KV	$I_S$	2.475 <input type="text"/> -145.8° A	2.475 <input type="text"/> -145.8° A	<input type="text"/> ° A
$V_T =$	<input type="text"/> ° KV	$I_T$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A

**PUNTO 6** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW 0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
			6 → 21	6 → 7	2 → 6
$V_R =$	12.59 <input type="text"/> 0.04° KV	$I_R$	4.676 <input type="text"/> -25.73° A	1.239 <input type="text"/> -25.75° A	5.916 <input type="text"/> -25.73° A
$V_S =$	12.6 <input type="text"/> -120.0° KV	$I_S$	2.475 <input type="text"/> -145.8° A	0.617 <input type="text"/> -145.8° A	3.092 <input type="text"/> -145.8° A
$V_T =$	12.59 <input type="text"/> 120.0° KV	$I_T$	<input type="text"/> ° A	5.943 <input type="text"/> 94.3° A	5.943 <input type="text"/> 94.3° A

**PUNTO 5** POTENCIA DE CARGA: 10.50 KW 5.08 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
			3 → 5 (BT)	3 → 5 (AT)	
$V_R =$	<input type="text"/> ° KV	$I_R$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A
$V_S =$	0.228 <input type="text"/> -120.0° KV	$I_S$	51.096 <input type="text"/> -145.8° A	0.925 <input type="text"/> -145.8° A	<input type="text"/> ° A
$V_T =$	<input type="text"/> ° KV	$I_T$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A

**PUNTO 4** POTENCIA DE CARGA: 17.50 KW 8.47 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
			3 → 4 (BT)	3 → 4 (AT)	
$V_R =$	<input type="text"/> °KV	$I_R$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A
$V_S =$	0.228 <input type="text"/> -120.0° KV	$I_S$	85.166 <input type="text"/> -145.8° A	1.542 <input type="text"/> -145.8° A	<input type="text"/> ° A
$V_T =$	<input type="text"/> °KV	$I_T$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A

**PUNTO 3** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW 0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
			3 → 5 (AT)	3 → 4 (AT)	2 → 3
$V_R =$	<input type="text"/> °KV	$I_R$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A
$V_S =$	12.61 <input type="text"/> -120.0° KV	$I_S$	0.925 <input type="text"/> -145.8° A	1.542 <input type="text"/> -145.8° A	2.468 <input type="text"/> -145.8° A
$V_T =$	<input type="text"/> °KV	$I_T$	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A	<input type="text"/> ° A

**PUNTO 2** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW 0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
			2 → 3	2 → 6	1 → 2
$V_R =$	12.6 <input type="text"/> 0.04° KV	$I_R$	<input type="text"/> ° A	5.916 <input type="text"/> -25.73° A	5.916 <input type="text"/> -25.73° A
$V_S =$	12.61 <input type="text"/> -120.0° KV	$I_S$	2.468 <input type="text"/> -145.8° A	3.092 <input type="text"/> -145.8° A	5.560 <input type="text"/> -145.8° A
$V_T =$	12.6 <input type="text"/> 120.0° KV	$I_T$	<input type="text"/> ° A	5.943 <input type="text"/> 94.3° A	5.943 <input type="text"/> 94.3° A

**PUNTO 1** POTENCIA DE CARGA: 0.00 KW 0.00 KVAR

TENSIONES DE FASE		CORRIENTES DE FASE			
			1 → 2		
$V_R = 12.7 \angle 0.00^\circ$ KV	$I_R$	$5.916 \angle -25.73^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A
$V_S = 12.7 \angle -120.0^\circ$ KV	$I_S$	$5.560 \angle -145.8^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A
$V_T = 12.7 \angle 120.0^\circ$ KV	$I_T$	$5.943 \angle 94.3^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A	$\angle \quad^\circ$ A

En el plano 04 del apéndice C, se encuentra el diagrama con los resultados del flujo de carga.

## **CAPITULO II**

### **ESTUDIO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO**

Cuando se plantea la protección de un sistema eléctrico, básicamente se plantea el evitar que colapse ante la presencia de una eventual falla.

Una falla puede ser ocasionada por ejemplo, porque se rompe uno o los tres conductores de la línea de transmisión y caen sobre la tierra, o porque repentinamente el viento acerca demasiado un cable de una fase contra uno de otra fase y entre ellos se establece un arco.

Existen varios tipos de fallas (simétricas y asimétricas) y cada una origina un diferente valor de corriente de falla o cortocircuito.

#### **2.1. Las Redes de Secuencia**

El método de las componentes simétricas, describe que tres fasores de un sistema trifásico desbalanceado puede ser descompuesto en tres sistemas balanceados de fasores a los que se denomina *sistema de secuencia positiva*, *sistema de secuencia negativa* y *sistema de secuencia cero*.

El método también contempla una suerte de superposición, pues se considera a la red en estudio como tres redes independientes a las que se le denomina como: red de secuencia positiva, red de secuencia negativa y red de secuencia cero.

La red de secuencia positiva resulta al considerar las impedancias de secuencia positiva de todos los elementos de la red incluidas las fuentes y las reactancias de los generadores.

La red de secuencia negativa resulta al considerar las impedancias de secuencia negativa de todos los elementos de la red incluyendo solo las reactancias de los generadores, pues sus fuentes se consideran como simples cortocircuitos.

Y la red de secuencia cero, resulta al considerar las impedancias de secuencia cero de todos los elementos de la red pero teniendo en cuenta la forma de conexión de los transformadores y los generadores.

## **2.2.El Circuito Thévenin Equivalente**

### **2.2.1. Fundamento Teórico**

El teorema de Thévenin es una herramienta poderosa que permite representar a la red en cualquiera de sus barras a través de una fuente de tensión y una impedancia en serie con esta.

En secuencia positiva, la fuente de tensión debe tener un valor igual a la tensión línea neutro que tenía la barra antes de conectarse en ella la carga o el pequeño sistema eléctrico a analizar.

En secuencia negativa y en secuencia cero, la fuente tiene un valor igual a cero.

En la Fig. 2.1 se observan los circuitos Thévenin equivalente para cada secuencia, donde se designa como  $Z^0$ ,  $Z^1$  y  $Z^2$  a las impedancias Thévenin de secuencia cero, positiva y negativa respectivamente.

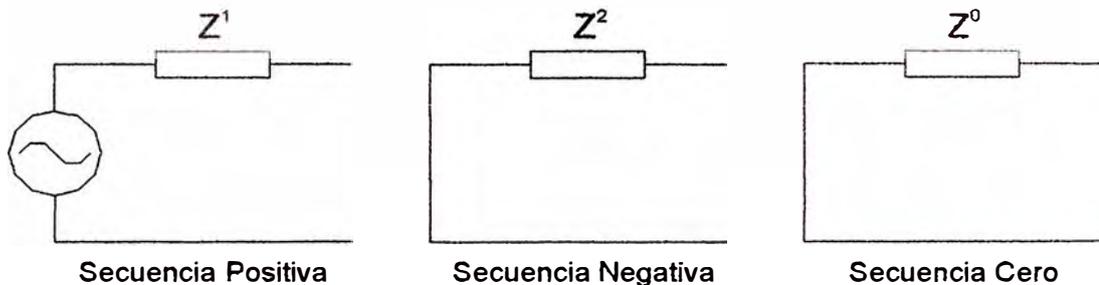


FIG. 2.1

### 2.2.2. Cálculo del Circuito Thévenin Equivalente en la S.E. Caudalosa

La S.E. Caudalosa (ver plano 01) es el punto donde el PSE Castrovirreyna Norte se conecta con la red. Como no se conoce al detalle la forma circuital de la red y además se trata de un sistema muy grande (como el sistema interconectado), es necesario reemplazarla por su circuito equivalente; por eso en la S.E. Caudalosa se encontrará el Thévenin equivalente.

Se tiene como dato la potencia de cortocircuito trifásico que es igual a 152,4 MVA.

Las impedancias  $Z^1$  y  $Z^2$  siempre son iguales y se calcula con la siguiente fórmula:

$$Z^1 = Z^2 = \frac{V_{LL}^2}{N_{CC}} \quad \dots (2.1)$$

donde:  $V_{LL}$  es la tensión entre líneas en la barra (kV)

$N_{CC}$  es la potencia de cortocircuito trifásico (MVA)

Además que se desprecian las resistencias por lo que las impedancias se reducen reactancias puras.

Entonces:

$$Z^1 = Z^2 = \frac{22^2}{152,4} = 3,1758 \text{ ohms}$$

Por lo tanto:

$$Z^1 = Z^2 = 3,1758j$$

Para el cálculo de la impedancia de secuencia cero, se considera el caso de cortocircuito monofásico a tierra, donde se cumple:

$$I_a = I_a^0 = I_a^1 = I_a^2 = \frac{I_{f1\phi}}{3} \quad \dots (2.2)$$

Y los Thévenin equivalentes de secuencia se combinan igual a lo indicado en la Fig. 2.2 , por lo tanto se obtienen las siguientes relaciones:

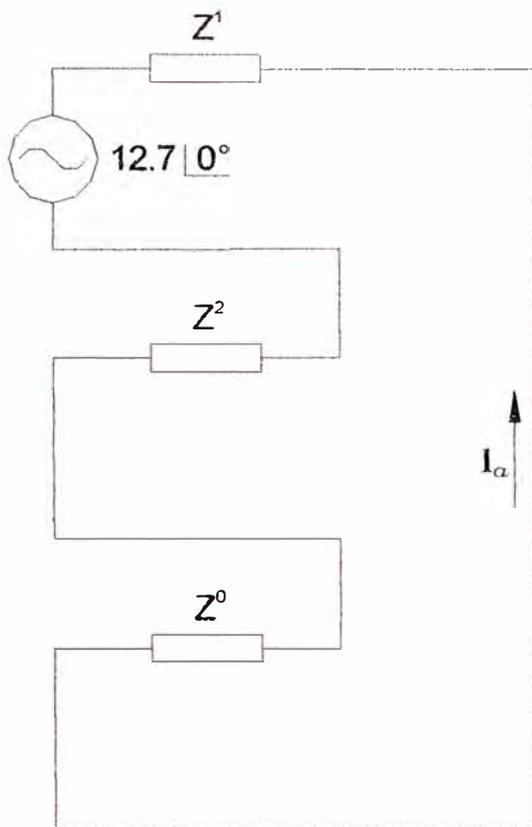


FIG. 2.2

$$I_a = \frac{V}{Z^1 + Z^2 + Z^0} \quad \dots (2.3)$$

Por otro lado, considerando la corriente de cortocircuito 1Ø igual a la corriente de cortocircuito 3Ø se tiene:

$$I_{f1\phi} = I_{f3\phi} = \frac{N_{CC}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL}} \quad \dots (2.4)$$

Reemplazando valores:

$$I_{f1\phi} = \frac{152,4}{\sqrt{3} \cdot 2,2}$$

$$\Rightarrow I_{f1\phi} = 3,9995 \text{ kA}$$

Entonces por la ecuación (2.2), se tiene:

$$I_a = 1,3332 \text{ kA}$$

Reemplazando valores en la ecuación (2.3), se tiene:

$$1,3332 = \frac{12,7}{3,1758 + 3,1758 + Z^0}$$

Por lo tanto:  $Z^0 = 3,1743 \text{ ohms}$

Por los cálculos efectuados se puede afirmar que los circuitos Thévenin equivalente de la red (para cada secuencia simétrica) son los mostrados en la figura 2.3.

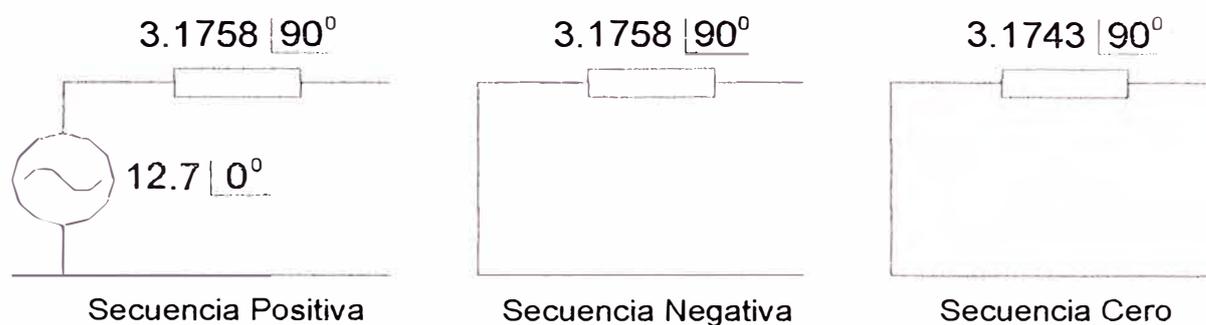


FIG. 2.3

### 2.3. Metodología Para el Cálculo de la Corriente de Cortocircuito

En el plano 03 del apéndice C, se pueden apreciar los puntos donde se calcularán las corrientes de falla.

La metodología a utilizarse será la de los circuitos de secuencias, es decir se hallan los circuitos de secuencia positiva, negativa y cero en el punto de falla y luego se conectan entre ellos de acuerdo al tipo de falla analizada, para posteriormente calcular la corriente de cortocircuito.

En el momento de la falla, se considera como que no existen cargas en ningún ramal, pues estas consumirán una corriente que se puede considerar como cero con respecto a la magnitud de la corriente de cortocircuito. Esta consideración ayuda mucho al momento de hallar los circuitos de secuencia, pues el PSE se reduce automáticamente.

Por ejemplo, si se produce la falla en el punto 6 (ver plano 03), solo hay que analizar el tramo del PSE que se observa en la figura 2.4, o sea el PSE fue reducido.

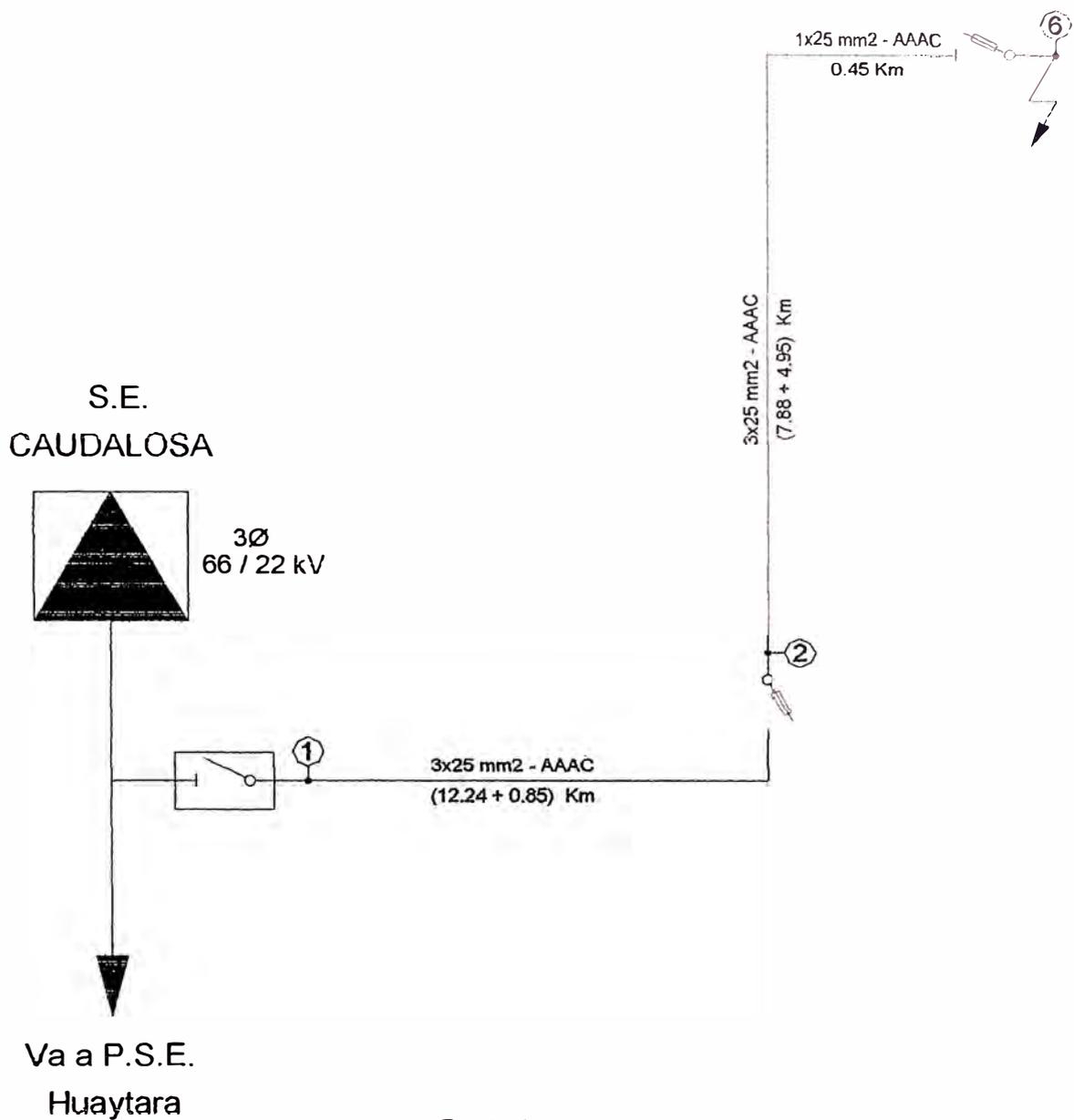


FIG. 2.4

Cuando se tenga que hallar la corriente de falla monofásica a tierra en los puntos donde la conexión es monofásica con retorno por tierra (por ejemplo el punto 6), esta será calculada con la fórmula para el caso de falla monofásica a tierra a través de una impedancia. Se considerará como punto ficticio de falla al extremo de la línea trifásica más cercano y como

impedancia de falla ( $Z_f$ ) al valor de la impedancia correspondiente al tramo monofásico MRT hasta el punto real de falla (Ver FIG.2.5)

Al hallar los circuitos de secuencia positiva, negativa y cero en el punto de falla, la S.E. Caudalosa es reemplazada por su Thévenin equivalente de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente que ya se han calculado; y lo mismo se debe hacer con la línea trifásica.

Los parámetros de secuencia positiva de la línea trifásica ya se calcularon en el acápite 1.2 del capítulo I de este informe sin embargo para calcular los parámetros de secuencia negativa y cero, se deben tener las siguientes consideraciones:

Las impedancias de secuencia negativa son iguales a las impedancias de secuencia positiva.

Las impedancias de secuencia cero se calculan con las siguientes fórmulas:

$$R^0 = R_{25^{\circ}C} + 0,00284 \cdot f \quad \dots (2.5)$$

$$X^0 = 0,521 \cdot \text{Log} \left[ \frac{85 \cdot \sqrt{\rho}}{\sqrt[9]{RMG^3 \cdot D_{RS}^2 \cdot D_{ST}^2 \cdot D_{TR}^2}} \right] \quad \dots (2.6)$$

Donde:  $f$  , es la frecuencia de la red.

$\rho$  , es la resistividad del terreno que se considera 250 ohm/m.

RMG, es el radio medio geométrico del conductor.

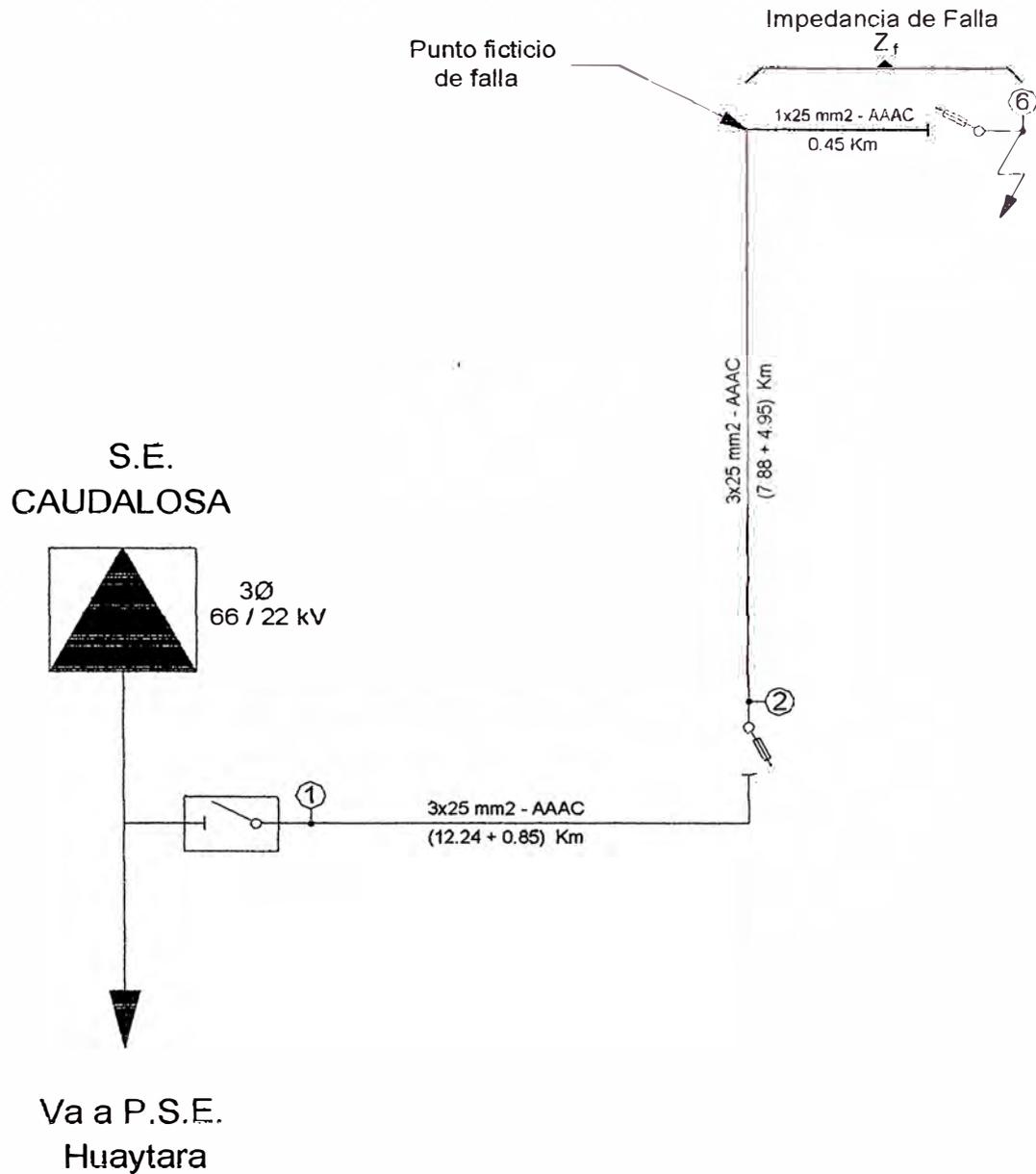


Fig. 2.5

#### 2.4. Cálculo de la Corriente de Cortocircuito

Los resultados del cálculo se muestran a continuación en las tablas 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4. En la tabla 2.5 se muestra un resumen de los cálculos donde la corriente de cortocircuito es la corriente máxima de fase.

**TABLA 2.1** Corrientes de cortocircuito ante una falla trifásica

PUNTO DE FALLA	CORRIENTE DE FALLA						CORRIENTE DE FALLA POR FASES					
	SEC. (+)		SEC. (-)		SEC. (0)		FASE R		FASE S		FASE T	
	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.
1	3.99899	-90	0	0	0	0	3.99899	-90	3.99899	30	3.99899	150
2	0.64756	-29.031	0	0	0	0	0.64756	-29.031	0.64756	90.9689	0.64756	210.969
3	0.33936	-24.861	0	0	0	0	0.33936	-24.861	0.33936	95.1395	0.33936	215.139
12	0.64756	-29.031	0	0	0	0	0.64756	-29.031	0.64756	90.9689	0.64756	210.969

**TABLA 2.2** Corrientes de cortocircuito ante una falla línea - línea

PUNTO DE FALLA	CORRIENTE DE FALLA						CORRIENTE DE FALLA POR FASES					
	SEC. (+)		SEC. (-)		SEC. (0)		FASE R		FASE S		FASE T	
	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.
1	1.9995	-90	1.9995	90	0	0	0	0	3.46323	-180	3.46323	0
2	0.32378	-29.031	0.32378	150.969	0	0	0	0	0.56081	-119.03	0.56081	60.9689
3	0.16968	-24.861	0.16968	155.139	0	0	0	0	0.2939	-114.86	0.2939	65.1395
12	0.32378	-29.031	0.32378	150.969	0	0	0	0	0.56081	-119.03	0.56081	60.9689

**TABLA 2.3** Corrientes de cortocircuito ante una falla bifásica a tierra

PUNTO DE FALLA	CORRIENTE DE FALLA						CORRIENTE DE FALLA POR FASES					
	SEC. (+)		SEC. (-)		SEC. (0)		FASE R		FASE S		FASE T	
	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.
1	2.6662	-90	1.33279	90	1.33342	90	0	0	3.99931	149.992	3.99931	30.0078
2	0.4017	-32.071	0.24735	155.909	0.16046	135.572	0	0	0.54841	-144.06	0.66641	81.3463
3	0.21043	-28.23	0.12988	160.604	0.08448	138.113	0	0	0.28394	-140.12	0.35248	85.2442
12	0.4017	-32.071	0.24735	155.909	0.16046	135.572	0	0	0.54841	-144.06	0.66641	81.3463

**TABLA 2.4** Corrientes de cortocircuito ante una falla monofásica a tierra

PUNTO DE FALLA	CORRIENTE DE FALLA						CORRIENTE DE FALLA POR FASES					
	SEC. (+)		SEC. (-)		SEC. (0)		FASE R		FASE S		FASE T	
	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.
1	1.33321	-90	1.33321	-90	1.33321	-90	3.99962	-90	0	0	0	0
2	0.18572	-37.87	0.18572	-37.87	0.18572	-37.87	0.55715	-37.87	0	0	0	0
3	0.09778	-34.617	0.09778	-34.617	0.09778	-34.617	0.29333	-34.617	0	0	0	0
4	0.07169	-33.534	0.07169	-33.534	0.07169	-33.534	0.21506	-33.534	0	0	0	0
5	0.07145	-33.465	0.07145	-33.465	0.07145	-33.465	0.21435	-33.465	0	0	0	0
6	0.07141	-33.529	0.07141	-33.529	0.07141	-33.529	0.21423	-33.529	0	0	0	0
7	0.05789	-30.946	0.05789	-30.946	0.05789	-30.946	0.17368	-30.946	0	0	0	0
8	0.11388	-34.305	0.11388	-34.305	0.11388	-34.305	0.34163	-34.305	0	0	0	0
9	0.19708	-38.256	0.19708	-38.256	0.19708	-38.256	0.59123	-38.256	0	0	0	0
10	0.19708	-38.256	0.19708	-38.256	0.19708	-38.256	0.59123	-38.256	0	0	0	0
11	0.19708	-38.256	0.19708	-38.256	0.19708	-38.256	0.59123	-38.256	0	0	0	0
12	0.18572	-37.87	0.18572	-37.87	0.18572	-37.87	0.55715	-37.87	0	0	0	0
13	0.14044	-36.193	0.14044	-36.193	0.14044	-36.193	0.42131	-36.193	0	0	0	0
14	0.07919	-33.931	0.07919	-33.931	0.07919	-33.931	0.23756	-33.931	0	0	0	0
15	0.07823	-33.896	0.07823	-33.896	0.07823	-33.896	0.23468	-33.896	0	0	0	0
16	0.07722	-33.859	0.07722	-33.859	0.07722	-33.859	0.23166	-33.859	0	0	0	0
17	0.07637	-33.704	0.07637	-33.704	0.07637	-33.704	0.22911	-33.704	0	0	0	0
18	0.06683	-31.932	0.06683	-31.932	0.06683	-31.932	0.20048	-31.932	0	0	0	0
19	0.06598	-31.688	0.06598	-31.688	0.06598	-31.688	0.19793	-31.688	0	0	0	0

**TABLA 2.5** Cálculo de corrientes de cortocircuito (resumen)

Pequeño Sistema Eléctrico Castrovirreyra Norte  
L.P. 3Ø - 22KV - MRT 1Ø - 12.7KV

THEVENIN EQUIVALENTE S.E. CAUDALOSA			IMPEDANCIAS DE CONDUCTORES (OHMS/KM)		
V=	12.7 kV	0.000 °	3x25 mm <sup>2</sup>		1x25 mm <sup>2</sup>
Z <sup>±</sup>	3.1758 Ω	90.000 °	Z <sup>1</sup> = 1.39671174	20.295 °	Z = 1.39465437 20.066 °
Z <sup>±</sup>	3.1758 Ω	90.000 °	Z <sup>2</sup> = 1.39671174	20.295 °	1x16 mm <sup>2</sup>
Z <sup>±</sup>	3.1743 Ω	90.000 °	Z <sup>0</sup> = 2.13142081	45.120 °	Z = 2.14809172 13.355 °

PTO DE FALLA	TIPO DE FALLA	LONG. DE LA LINEA HASTA LA FALLA			IMPEDANCIAS (OHMS)								CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO			
		LINEA 3Ø	LINEA MRT		Z <sup>1</sup>		Z <sup>2</sup>		Z <sup>0</sup>		Z <sub>f</sub>		MOD.	ANG.		
		3x25 mm <sup>2</sup>	1x25 mm <sup>2</sup>	1x16 mm <sup>2</sup>	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.	MOD.	ANG.				
1	Trifásica	0 km	0 km	0 km	3.1758	90 °	3.1758	90 °	3.1743	90 °					3.99899	-90 °
	Línea - línea	0 km	0 km	0 km	3.1758	90 °	3.1758	90 °	3.1743	90 °					3.46323	0 °
	2Ø a tierra	0 km	0 km	0 km	3.1758	90 °	3.1758	90 °	3.1743	90 °					3.99931	30.008 °
	1Ø a tierra	0 km	0 km	0 km	3.1758	90 °	3.1758	90 °	3.1743	90 °					3.99962	-90 °
2	Trifásica	13.09 km	0 km	0 km	19.612	29.031 °	19.612	29.031 °	30.2327	49.369 °					0.64756	-29.03 °
	Línea - línea	13.09 km	0 km	0 km	19.612	29.031 °	19.612	29.031 °	30.2327	49.369 °					0.56081	60.969 °
	2Ø a tierra	13.09 km	0 km	0 km	19.612	29.031 °	19.612	29.031 °	30.2327	49.369 °					0.66641	81.346 °
	1Ø a tierra	13.09 km	0 km	0 km	19.612	29.031 °	19.612	29.031 °	30.2327	49.369 °					0.55715	-37.87 °
3	Trifásica	25.92 km	0 km	0 km	37.4231	24.861 °	37.4231	24.861 °	57.5393	47.351 °					0.33936	-24.86 °
	Línea - línea	25.92 km	0 km	0 km	37.4231	24.861 °	37.4231	24.861 °	57.5393	47.351 °					0.2939	65.139 °
	2Ø a tierra	25.92 km	0 km	0 km	37.4231	24.861 °	37.4231	24.861 °	57.5393	47.351 °					0.35248	85.244 °
	1Ø a tierra	25.92 km	0 km	0 km	37.4231	24.861 °	37.4231	24.861 °	57.5393	47.351 °					0.29333	-34.62 °
4	1Ø a tierra	35.52 km	0 km	0.19 km	50.8002	23.657 °	50.8002	23.657 °	77.9895	46.766 °	0.40814	13.355 °			0.21506	-33.53 °
5	1Ø a tierra	35.52 km	0 km	0.287 km	50.8002	23.657 °	50.8002	23.657 °	77.9895	46.766 °	0.6165	13.355 °			0.21435	-33.46 °
6	1Ø a tierra	35.52 km	0.45 km	0 km	50.8002	23.657 °	50.8002	23.657 °	77.9895	46.766 °	0.62759	20.066 °			0.21423	-33.53 °
7	1Ø a tierra	35.52 km	10.6 km	0 km	50.8002	23.657 °	50.8002	23.657 °	77.9895	46.766 °	14.7833	20.066 °			0.17368	-30.95 °
8	1Ø a tierra	20.97 km	0 km	0.9 km	30.5362	25.893 °	30.5362	25.893 °	46.9986	47.852 °	1.93328	13.355 °			0.34163	-34.31 °
9	1Ø a tierra	12.24 km	0 km	0.02 km	18.4395	29.591 °	18.4395	29.591 °	28.4262	49.639 °	0.04296	13.355 °			0.59123	-38.26 °
10	1Ø a tierra	12.24 km	0 km	0.02 km	18.4395	29.591 °	18.4395	29.591 °	28.4262	49.639 °	0.04296	13.355 °			0.59123	-38.26 °
11	1Ø a tierra	12.24 km	0 km	0.02 km	18.4395	29.591 °	18.4395	29.591 °	28.4262	49.639 °	0.04296	13.355 °			0.59123	-38.26 °
12	Trifásica	13.09 km	0 km	0 km	19.612	29.031 °	19.612	29.031 °	30.2327	49.369 °					0.64756	-29.03 °
	Línea - línea	13.09 km	0 km	0 km	19.612	29.031 °	19.612	29.031 °	30.2327	49.369 °					0.56081	60.969 °
	2Ø a tierra	13.09 km	0 km	0 km	19.612	29.031 °	19.612	29.031 °	30.2327	49.369 °					0.66641	81.346 °
	1Ø a tierra	13.09 km	0 km	0 km	19.612	29.031 °	19.612	29.031 °	30.2327	49.369 °					0.55715	-37.87 °
13	1Ø a tierra	17.697 km	0 km	0 km	25.9904	26.876 °	25.9904	26.876 °	40.0317	48.328 °					0.42131	-36.19 °
14	1Ø a tierra	32.267 km	0 km	0 km	46.2652	23.987 °	46.2652	23.987 °	71.0591	46.926 °					0.23756	-33.93 °
15	1Ø a tierra	32.677 km	0 km	0 km	46.8367	23.942 °	46.8367	23.942 °	71.9326	46.904 °					0.23468	-33.9 °
16	1Ø a tierra	33.117 km	0 km	0 km	47.45	23.894 °	47.45	23.894 °	72.87	46.882 °					0.23166	-33.86 °
17	1Ø a tierra	33.117 km	0.45 km	0 km	47.45	23.894 °	47.45	23.894 °	72.87	46.882 °	0.62759	20.066 °			0.22911	-33.7 °
18	1Ø a tierra	33.117 km	6.01 km	0.174 km	47.45	23.894 °	47.45	23.894 °	72.87	46.882 °	8.75319	19.78 °			0.20048	-31.93 °
19	1Ø a tierra	33.117 km	6.01 km	0.574 km	47.45	23.894 °	47.45	23.894 °	72.87	46.882 °	9.60751	19.206 °			0.19793	-31.69 °

### **CAPITULO III**

## **CRITERIOS PARA LA COORDINACION DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCION**

Existen algunos criterios generales para la coordinación de aparatos de protección instalados en serie.

Primero, hay dos maneras de calificar estos dispositivos: como aparato de protección y como aparato de respaldo. Aparato de protección es el que se ubica aguas arriba más cercano a la falla y aparato de respaldo es el instalado inmediatamente aguas arriba del aparato de protección (ver FIG. 3.1).

Segundo, según la ubicación de la falla, el dispositivo de protección cambia de calificación; por ejemplo el elemento A en la FIG. 3.1, ante una falla en el punto 1, C califica como aparato de protección y A como aparato de respaldo. Por otro lado para una falla en el punto 2, B califica como aparato de protección y A nuevamente como aparato de respaldo. Sin embargo ante una falla en el punto 3, A cambia de calificación, pues esta vez califica como aparato de protección.

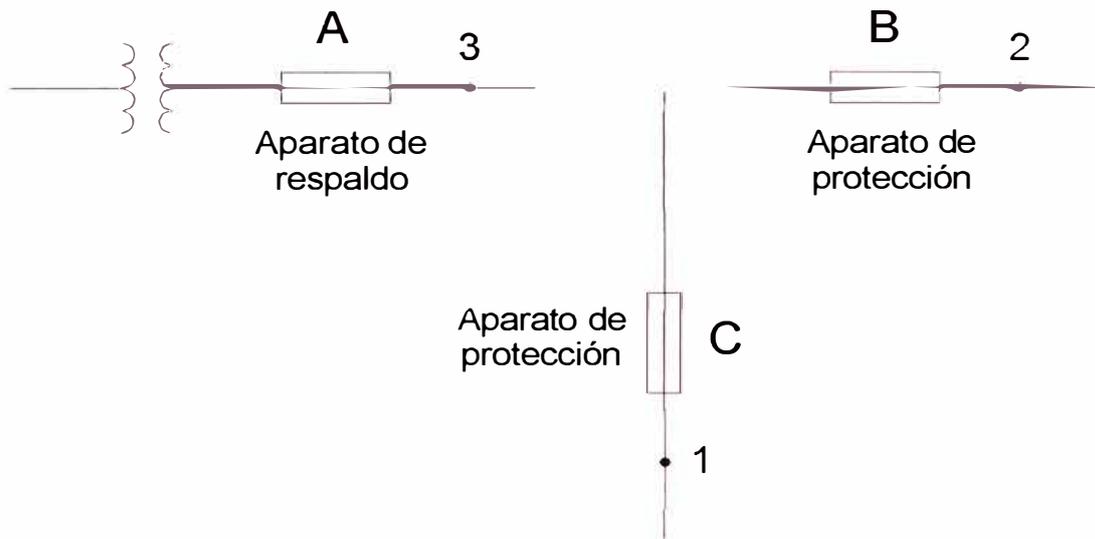


FIG. 3.1

Tercero, ante una falla ocurrida en un punto de la red, el aparato de protección debe actuar antes que actúe el aparato de respaldo. En otras palabras esto quiere decir que ante una falla permanente, debe quedar desenergizada la mas pequeña porción de la red.

### 3.1.Coordinación Fusible – Fusible

Para la coordinación de estos dispositivos, lo primero que se hace es la superposición de sus respectivas curvas tiempo - corriente (Time-Current Curve ó TCC).

La TCC para un fusible es en realidad la conjunción de dos curvas casi paralelas tal como se ve en la FIG. 3.2 ; la mas baja es llamada “tiempo mínimo de fusión” (“minimum melting time”) y es el momento en que el fusible empieza a fundirse, y la otra es llamada “tiempo máximo de despeje” (“maximum clearing time”) y es el momento en que se despeja la falla.

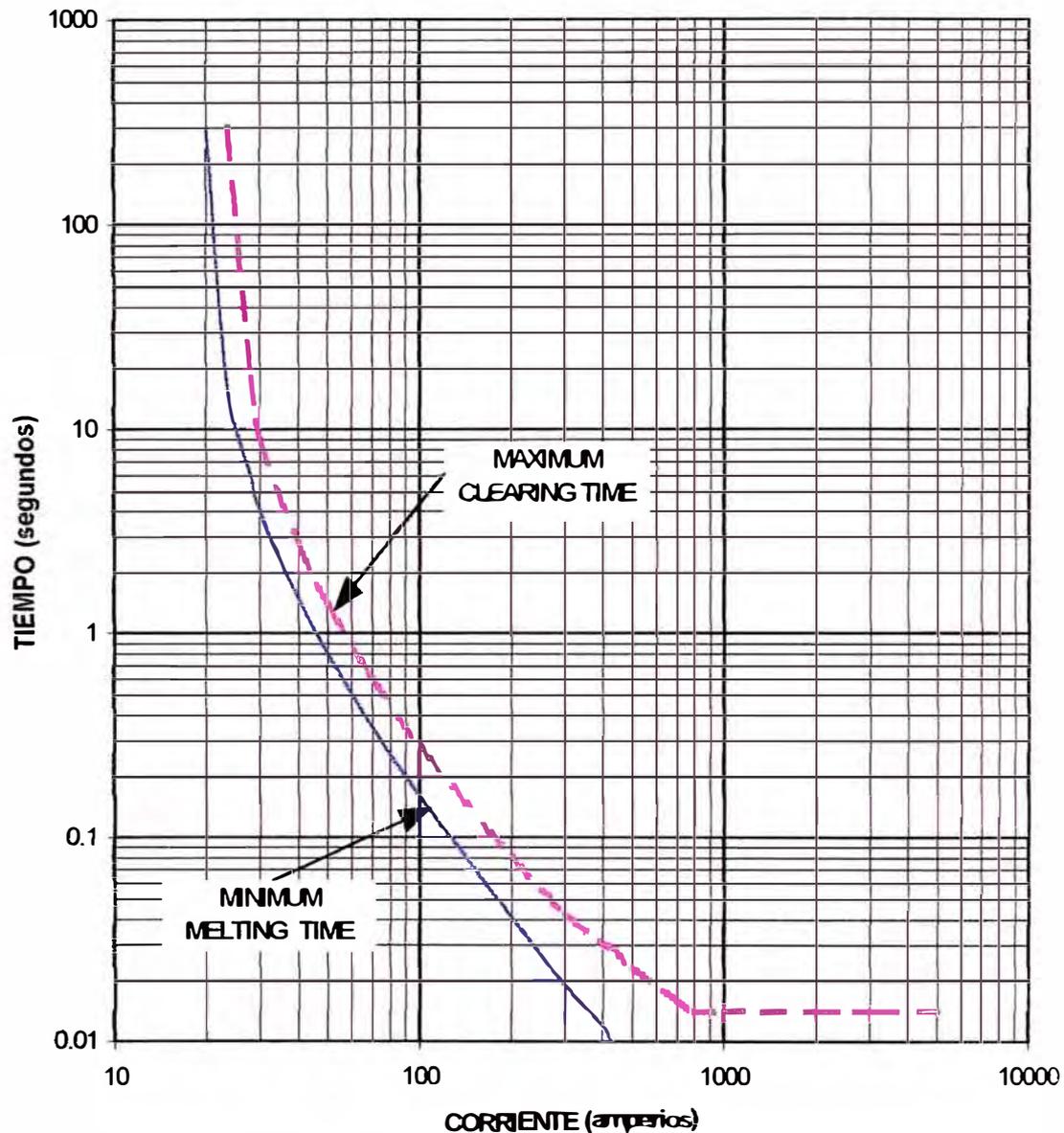


FIG 3.2

La regla de coordinación de fusibles que evita que dos o más de ellos se fundan simultáneamente dice que el “tiempo máximo de despeje” (“maximum cleaning time”) del fusible de protección no debe exceder del 75% del “tiempo mínimo de fusión” (“minimum melting time”) del fusible de respaldo instalado aguas arriba. Esto también garantiza que el fusible de respaldo no se dañará ni siquiera parcialmente.

### 3.2. Coordinación Recloser – Fusible

Para la coordinación de un reconectador (recloser) con un fusible, primero se debe conocer la ubicación de uno con respecto del otro, pues de acuerdo a ello varía el criterio. Se definen dos situaciones, el fusible ubicado al lado de la llegada (source-side fuse) que se muestra en la FIG. 3.3(a) y el fusible ubicado al lado de la carga (load-side fuse) que se muestra en la FIG. 3.3(b).

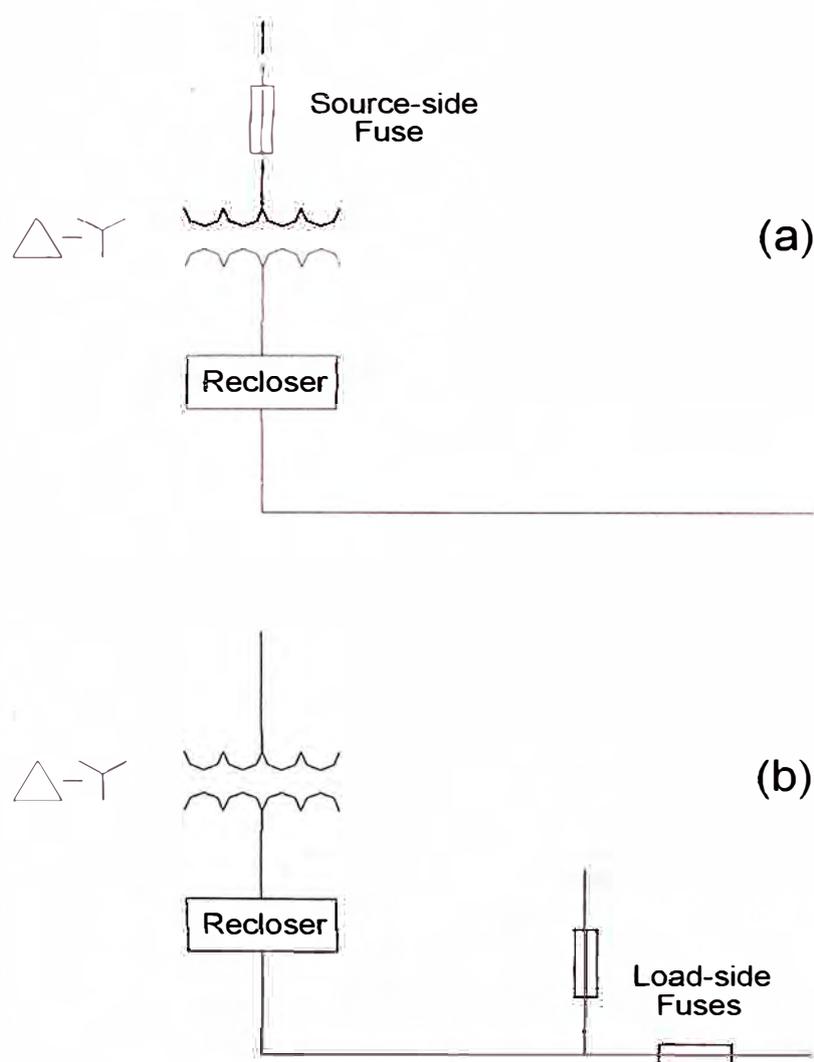


FIG. 3.3

### 3.2.1. Situación: fusible ubicado al lado de la llegada (source-side fuse)

En esta ubicación el fusible protege al sistema de una falla localizada en el transformador y protege al transformador ante una falla localizada al lado de su secundario. El reconectador (recloser) debe ser seleccionado para coordinar con el fusible de forma tal que el fusible no interrumpa el circuito ante una falla localizada “al lado de la carga” del reconectador (recloser), y esto se logra si la curva lenta del reconectador (afectada por un factor multiplicador que multiplica solo los valores de tiempo), es mas rápida que la curva “tiempo mínimo de fusión” (“minimum melting time”) del fusible.

Entonces en este caso, la coordinación entre el reconectador y el fusible se realiza cumpliendo las siguientes reglas:

**Primero**, para la máxima corriente de falla en los bornes del reconectador, el tiempo “tiempo mínimo de fusión” (“minimum melting time”) del fusible debe ser mas grande que el tiempo “tiempo promedio de despeje” (“average clearing time”) de la curva lenta del reconectador multiplicada por el factor “K” que es un factor que depende de la secuencia de operación del reconectador (recloser) y del valor del intervalo de tiempo que dura abierto hasta su recierre. Los valores del factor “K” se muestran en la tabla 3.1.

**Segundo**, debido a que el fusible está ubicado en el lado de alta tensión del transformador y el reconectador en el lado de baja tensión, para comparar las características tiempo-corriente se requerirá que cualquiera de ellas sea reflejada al otro lado (pues la comparación se

**TABLA 3.1** Factor "K" para fusibles source-side de estaño.

<p>Para coordinación de fusibles source-side, el factor "K" trazado para valores promedio, es usado para multiplicar el valor de tiempo de la curva lenta. La intersección de esta curva referencia con la curva "minimum melting time" del fusible determina la máxima corriente de coordinación. Notar que cualquiera de las dos curvas (del recloser o del fusible) debe ser movida para que ambas sean trazadas en el mismo voltaje de referencia.</p>			
Tiempo de Recierre en Ciclos	Secuencia 2 Rápidas + 2 Lentas	Secuencia 1 Rápida + 3 Lentas	Secuencia 4 Lentas
25	2.7	3.2	3.7
30	2.6	3.1	3.5
50	2.1	2.5	2.7
90	1.85	2.1	2.2
120	1.7	1.8	1.9
240	1.4	1.4	1.45
600	1.35	1.35	1.35

debe hacer al mismo nivel de tensión); esto significa que los valores de corriente de la curva elegida serán afectados por un factor multiplicador o que es lo mismo la curva se moverá en forma horizontal sobre el eje "X". Debido a que el tamaño del fusible es determinado por el tamaño del transformador, usualmente es más fácil mover su curva y compararla con las diferentes curvas disponibles del reconector. Cuando la curva del fusible es la que se refleja al otro lado, el factor multiplicador es la relación de transformación del transformador de potencia,

**Tercero**, cuando el transformador es de conexión asimétrica (delta-estrella), el factor multiplicador para reflejar la curva del fusible sobre el lado del secundario sufre una modificación que dependerá del tipo de falla que se presenta. Los valores del factor multiplicador para este caso, se muestran en la tabla 3.2.

**TABLA 3.2** Factor multiplicador para reflejar la curva del fusible al lado del secundario de un transformador delta-estrella

TIPO DE FALLA	FACTOR MULTIPLICADOR
Trifásica	N
Fase - fase	0.87 N
Fase - tierra	1.73 N

Donde N es la relación de transformación del transformador.

### 3.2.2. Situación: fusible ubicado al lado de la carga (load-side fuse)

En esta situación la máxima coordinación se dará cuando el recloser se programa para una secuencia de operación 2 rápidas + 2 lentas.

Se alcanza la coordinación pero en menor grado con una secuencia de operación 1 rápida + 3 lentas (se usa cuando hay seccionadores automáticos instalados entre el reconectador y el fusible).

Sin embargo, la coordinación es imposible con las secuencias “todas rápidas” y “todas lentas”, pues una secuencia “todas rápidas” no da tiempo para que el fusible despeje la falla; y una secuencia “todas lentas” originará la operación del fusible a la primera sobrecorriente aunque sea transitoria.

En este caso, la coordinación entre el recloser y el fusible se realiza cumpliendo las siguientes reglas:

**Primero**, para todos los valores de corriente de falla posibles en bornes del fusible, el tiempo “tiempo mínimo de fundición” (“minimum melting time”) del fusible debe ser mas grande que el tiempo “tiempo de despeje” (“clearing time”) de la operación rápida del reconectador multiplicada por el factor “K”. Los factores multiplicadores “K” proveen un margen de seguridad entre la “tiempo de despeje” (“clearing time”) de la curva rápida del reconectador (recloser) y la “tiempo de fundición” (“melting time”) del fusible para prevenir daño ó fatiga del fusible. Los valores del factor “K” se muestran en la tabla 3.3.

**Segundo**, para todos los valores de corriente de falla posibles en la

**TABLA 3.3** Factor "K" para fusibles load-side de estaño.

<p>Para coordinación de fusibles load-side, el factor "K" , es usado para multiplicar el valor de tiempo de la curva rápida. La intersección de esta curva referencia con la curva "minimum melting time" del fusible determina la máxima corriente de coordinación. Estos factores son basados en la curva rápida del recloser trazada a máximo tiempo.</p>		
Tiempo de Recierre en Ciclos	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
25-30	1.25	1.8
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

zona de protección del fusible, su “tiempo máximo de despeje” (“maximum clearing time”) no debe ser mas grande que el “tiempo lento de despeje” (“delayed clearing time”) del reconectador; o dicho de otra manera, la curva “tiempo máximo de despeje” (“maximum clearing time”) del fusible debe estar debajo de la curva lenta del reconectador.

Estas dos reglas arriba descritas, determinan el rango de coordinación entre el fusible y el reconectador. La primera regla determina la corriente máxima de coordinación y la segunda determina la corriente mínima de coordinación. La máxima corriente de coordinación es el punto donde se intersectan la curva “tiempo mínimo de fundición” (“minimum melting time”) del fusible con la curva rápida del reconectador afectada por el factor “K”, y la mínima corriente de coordinación es el punto donde se interceptan la curva “tiempo máximo de despeje” (“maximum clearing time”) del fusible con la curva lenta del reconectador. Si la curva “tiempo máximo de despeje” (“maximum clearing time”) del fusible no intercepta a la curva lenta del reconectador, el punto de coordinación mínima es la corriente mínima de disparo del reconectador.

## **CAPITULO IV**

### **APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE COORDINACIÓN EN EL PSE CASTROVIRREYNA NORTE**

#### **4.1 Selección y coordinación de los Fusibles**

Para facilidad de entendimiento, en el plano 03 del apéndice C, se han rotulado los fusibles con una letra F seguida de un número (por ejem. F10).

Para la selección del fusible adecuado, hay que tener en cuenta la corriente a condiciones normales de funcionamiento que fluirá a través del fusible y la adecuada coordinación de éste con los demás elementos de protección.

Cuando el fusible protege un alimentador, se debe comprobar que se despejará la falla antes que el conductor se dañe, pues por efectos térmicos el conductor será capaz de soportar una corriente elevada (caso del cortocircuito) solamente por un determinado tiempo. En el apéndice B se muestran las curvas que describen esta característica de los conductores.

En el caso de los fusibles que protegen a los transformadores de potencia, hay que tener en cuenta la corriente nominal del transformador, pues el C.N.E. en su tomo IV sección 3.5.1.1 indica que el fusible que protege a un

transformador en su lado primario, debe ser calibrado a no más del 150% de su corriente nominal en ese mismo lado; y que solo cuando el 150% de la corriente primaria del transformador no corresponda a la capacidad nominal de un fusible, se permitirá usar el valor nominal próximo más alto proporcionado por el fabricante. Además el fusible debe ser capaz de soportar la corriente de inserción (inrush current) del transformador y evitar que sufra algún deterioro en caso de falla.

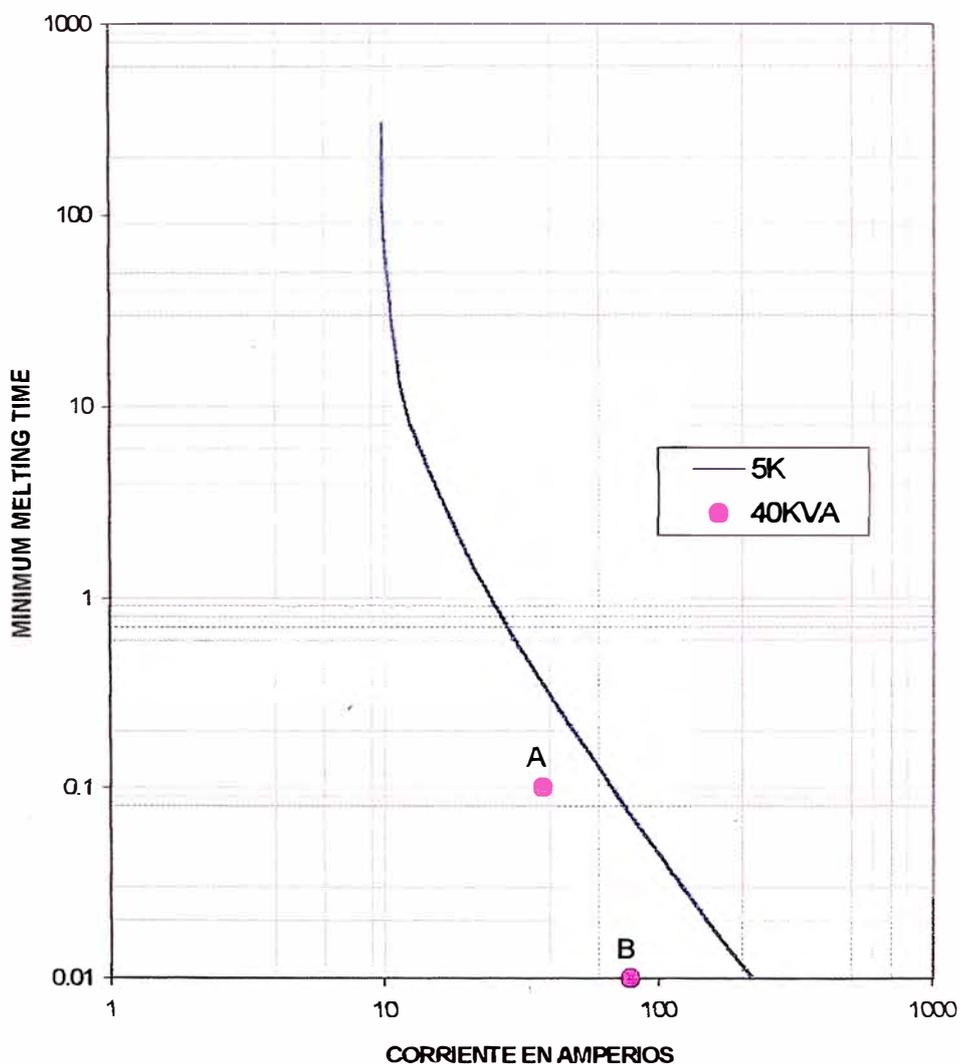
Para garantizar que soporta la corriente de inserción, el fusible debe resistir sin fundirse ni dañarse parcialmente 25 veces la corriente nominal del transformador por 0.01 segundo y 12 veces la misma corriente nominal pero por 0.1 segundo; y para evitar que sufra algún deterioro en caso de falla el fusible debe ser capaz de disipar la falla antes de que la corriente originada deteriore al transformador, o sea la curva "tiempo máximo de despeje" ("maximum clearing time") del fusible debe ser más rápida que la "curva de daño" ("damage curve") del transformador.

Con estas consideraciones ya se pueden dimensionar los fusibles que serán del tipo "K" y se va a comenzar con los que protegen a los transformadores por ser los que están a los extremos de cada ramal. Se obtiene la tabla 4.1.

**TABLA 4.1** Elección del fusible según la potencia del transformador y la corriente de inrush.

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	CORRIENTE NOMINAL $I_N$	$25 \times I_N$ (por 0.01seg.)	$12 \times I_N$ (por 0.1seg.)	FUSIBLE ELEGIDO
40 KVA	3.15	78.74	37.80	5K
25 KVA	1.97	49.21	23.62	3K
15 KVA	1.18	29.53	14.17	2K
10 KVA	0.79	19.69	9.45	1K
5 KVA	0.39	9.84	4.72	1K

A manera de ilustrar la forma como se han elegido los fusibles en la tabla 4.1, se muestra la FIG. 4.1 que sirvió para solucionar el caso que le corresponde al transformador de 40 KVA. En ella se observa la curva “tiempo mínimo de fusión” (“minimum melting time”) que corresponde al fusible 5K que por capacidad de corriente nominal es el tamaño mas chico que se puede usar.



**FIG. 4.1**

Los puntos A y B que también se observan en la figura, corresponden a las condiciones mínimas que debe satisfacer el fusible para garantizar que no

será afectado por la corriente de inserción. Como se puede ver la curva del fusible es suficientemente lenta como para ni siquiera dañarse parcialmente, pues se satisface la condición del 75% descrito en 3.1.

Si esta curva no fuese la adecuada, se pasa al siguiente tamaño de fusible en orden creciente.

Sin embargo aún falta verificar si el fusible elegido es capaz de despejar la corriente de falla antes de que se dañe el transformador. En el PSE en estudio los transformadores cumplen con el Standard IEC 76-5, que es una norma no muy rígida, pues permite dimensionar al transformador bajo las condiciones de resistencia térmica que se desee, sin sobrepasar un valor máximo de calentamiento del arrollamiento. Esto quiere decir que se puede dimensionar al transformador para que ante un valor determinado de corriente de falla, permita al fusible actuar antes de que él se dañe. Con esto se considera verificados los valores de la tabla 4.1, y se obtiene la tabla 4.2.

**TABLA 4.2**

FUSIBLE	POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	CORR. DE CORTOCIRC. MAXIMA	FUSIBLE ELEGIDO
F1	15 KVA	197.93 A	2K
F2	5 KVA	200.48 A	1K
F4	40 KVA	231.66 A	5K
F5	15 KVA	234.68 A	2K
F6	40 KVA	237.56 A	5K
F7	10 KVA	421.31 A	1K
F9	25 KVA	173.68 A	3K
F11	25 KVA	214.35 A	3K
F12	25 KVA	215.06 A	3K
F14	40 KVA	341.63 A	5K
F16	25 KVA	591.23 A	3K
F17	15 KVA	591.23 A	2K

Ahora toca el turno de dimensionar y coordinar los fusibles que protegen a los conductores.

**Para el caso del fusible F3**, este debe coordinar con los fusibles F1 y F2 para las condiciones de falla en los puntos 19 y 18 respectivamente. Para la ubicación de los puntos de falla, referirse al plano 03 apéndice C.

En la FIG. 4.2 se muestra el método (descrito en la sección 3.1) que servirá para elegir al fusible F3.

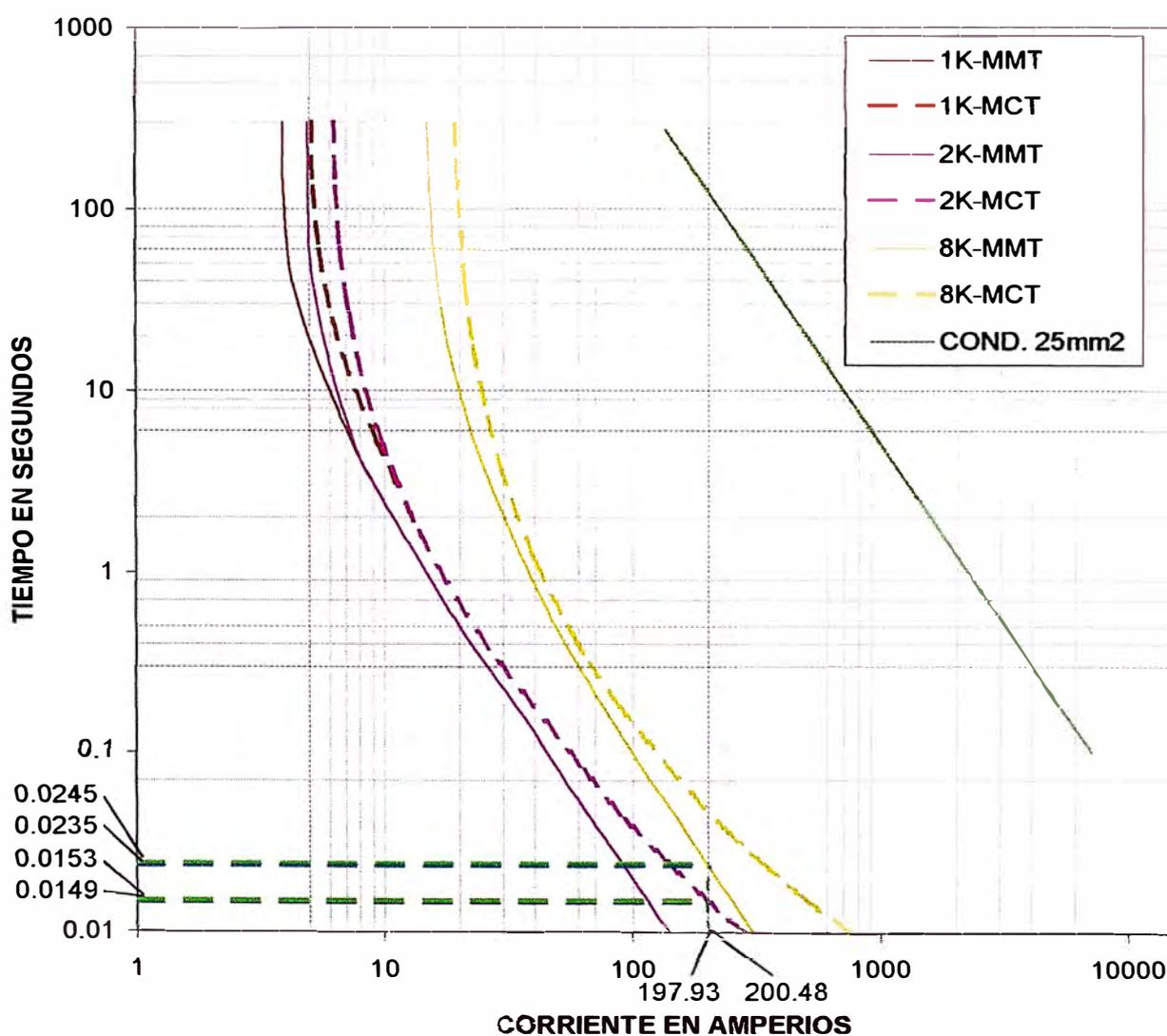


FIG. 4.2 : Coordinación F3 con F1 y F2

A manera de aclaración para poder entender la leyenda del gráfico, por ejemplo “2K-MMT”, indica la curva “tiempo mínimo de fusión” (“minimum melting time”) del fusible 2K y “2K-MCT”, indica la curva “tiempo máximo de despeje” (“maximum clearing time”) del fusible 2K ; por otro lado “COND. 25mm<sup>2</sup>” indica la curva de corrientes permisibles en función del tiempo para un conductor de 25 mm<sup>2</sup>; esta nomenclatura de encontrará en todos los gráficos.

Se concluye que el tamaño de fusible mas pequeño capaz de coordinar con los fusible 2K y 1K (F1 y F2 respectivamente) es el fusible 8K pues para los valores de cortocircuito presentados en los puntos 18 y 19, se cumple la condición del 75% descrita en la sección 3.1 ( lo que no sucede con los fusibles 3K, 5K y 6K ). Además se observa que el fusible elegido es capaz de despejar la falla antes que el conductor se dañe por efecto térmico.

En la tabla 4.3 siguiente se muestra la comparación de tiempos.

Tabla 4.3 : Comparación de tiempos, coordinación F3 con F1 y F2.

	Corriente de Falla (A)	Maximun Clearing Time		Minimun Melting Time Fus. 8K	Porcent
		Fus.1K	Fus.2K		
Pto 18	200.48	0.0149 s		0.0235 seg.	63.4%
Pto 19	197.93		0.0153 s	0.0245 seg.	62.4%

El cuadro indica que por ejemplo para una falla en el pto. 18, la corriente de cortocircuito es de 200,48 amperios y para ese valor de corriente el “tiempo máximo de despeje” (“maximum clearing time”) del fusible 1K es el 63.4% del “tiempo mínimo de fusión” (“minimum melting time”) del fusible 8K, o sea menor al 75%. Para una falla en el pto 19, sucede lo mismo.

Por lo tanto se obtiene que el fusible F3 es tamaño 8K.

**Para el caso del fusible F8**, este debe ser coordinado con los fusibles F3, F4, F5, F6 y F7 para las condiciones de falla en los puntos 17, 16, 15, 14 y 13 respectivamente.

Al igual que en el caso anterior, la coordinación se realiza gráficamente y se muestra en la FIG. 4.3.

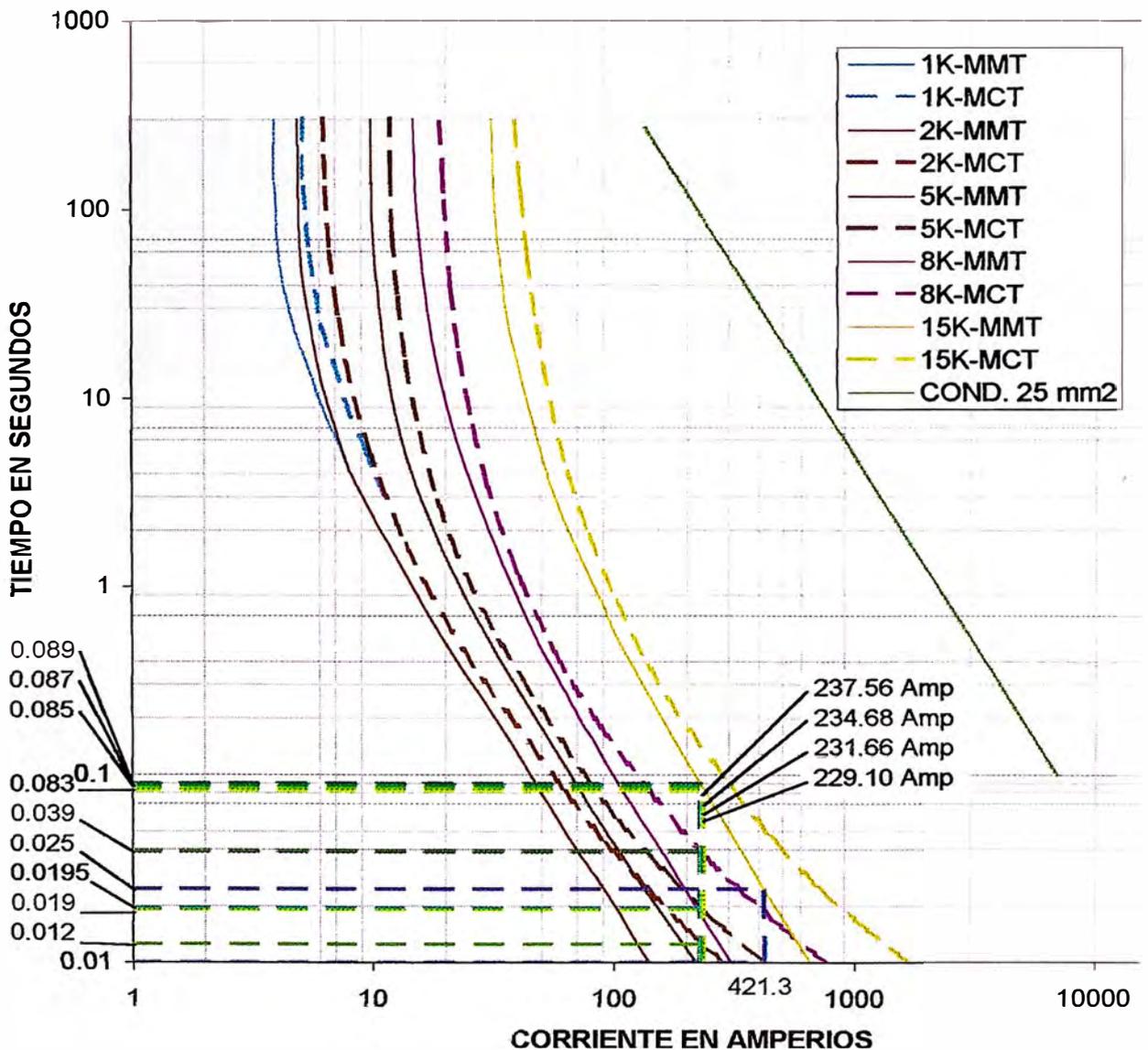


FIG. 4.3 : Coordinación F8 con F3, F4, F5 y F7

En la tabla 4.4 siguiente se muestra la comparación de tiempos.

Tabla 4.4 : Comparación de tiempos, coordinación F8 con F3, F4, F5 y F7.

	Corriente de Falla (A)	Maximum Clearing Time				Minimum Melting Time Fus. 15K	Porcent
		Fus.1K	Fus.2K	Fus. 5K	Fus. 8K		
Pto 13	421.31	<0.01 s				0.025 seg.	<40.0%
Pto 14	237.56			0.019 s		0.083 seg.	22.9%
Pto 15	234.68		0.012 s			0.085 seg.	14.1%
Pto 16	231.66			0.0195 s		0.087 seg.	22.4%
Pto 17	229.10				0.039 s	0.089 seg.	43.8%

Además se observa que el fusible elegido es capaz de despejar la falla antes que el conductor se dañe por efecto térmico.

Por lo tanto se obtiene que el fusible F8 es tamaño 15K.

**Para el caso del fusible F10**, este debe ser coordinado con el fusible F9, para la condición de falla en el punto 7. Al igual que en los casos anteriores, la coordinación se realiza gráficamente y se muestra en la FIG. 4.4.

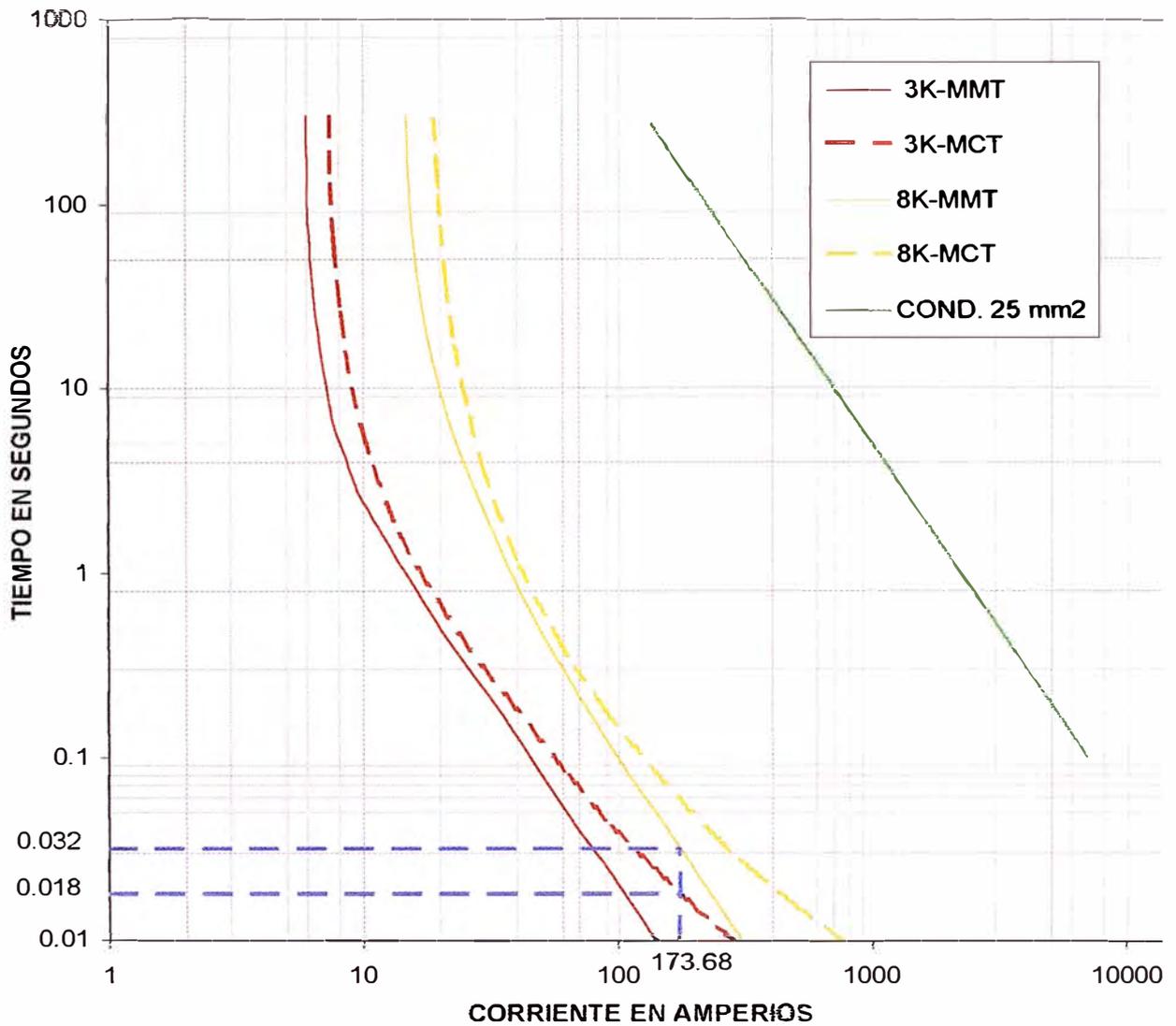
En la tabla 4.5 siguiente se muestra la comparación de tiempos.

Tabla 4.5 : Comparación de tiempos, coordinación F10 con F9.

	Corriente de Falla (A)	Maximun Clearing Time – Fus. 3K	Minimun Melting Time- Fus. 8K	Porcentaje
Pto 7	173.68	0.018 seg.	0.032 seg.	56.2%

Además se observa que el fusible elegido es capaz de despejar la falla antes que el conductor se dañe por efecto térmico.

Por lo tanto se obtiene que el fusible F10 es tamaño 8K.



**FIG. 4.4 : Coordinación F10 con F9**

**Para el caso del fusible F13**, este debe ser coordinado con los fusibles F11 y F12 para las condiciones de falla en los puntos 5 y 4 respectivamente.

Ver el plano 03 para poder ubicar los puntos de falla.

Al igual que en los casos anteriores, la coordinación se realiza gráficamente y se muestra en la FIG. 4.5.

En la tabla 4.6 siguiente se muestra la comparación de tiempos.

Tabla 4.6 : Comparación de tiempos, coordinación F13 con F11 y F12.

	Corriente de Falla (Amp.)	Maximun Clearing Time – Fus. 3K	Minimun Melting Time- Fus. 8K	Porcentaje
Pto 4	215.06	0.0137 seg.	0.0206 seg.	66.5%
Pto 5	214.35	0.0139 seg.	0.0210 seg.	66.2%

Además se observa que el fusible elegido es capaz de despejar la falla antes que el conductor se dañe por efecto térmico.

Por lo tanto se obtiene que el fusible F13 es tamaño 8K.

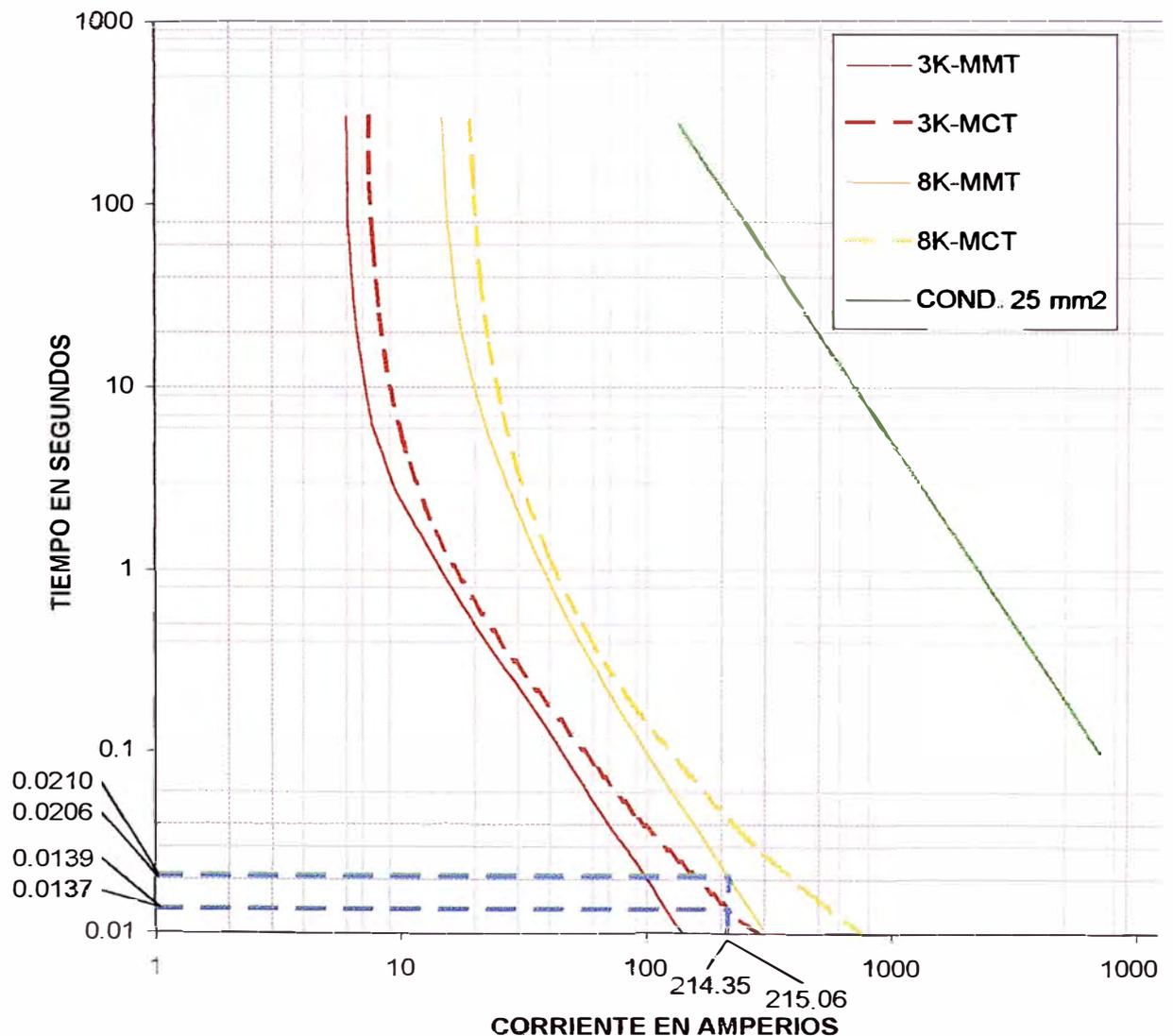


FIG 4.5 : Coordinación F13 con F11 y F12.

**Para el caso del fusible F15**, este debe ser coordinado con los fusibles F10, F13 y F14 para las condiciones de falla en los puntos 6, 3 y 8 respectivamente.

Aquí se debe recordar que en el punto 3 debido a la conexión trifásica (el conductor usado es tipo AAAC de calibre  $3 \times 25 \text{ mm}^2$ ), es posible la ocurrencia de diferentes tipos de falla, lo cual se puede apreciar en el estudio de corrientes de cortocircuito que se hizo en el capítulo II.

Para el caso de la coordinación se toma el mayor valor de corriente de cortocircuito que en este caso corresponde a una falla bifásica a tierra (ver tabla 2.5).

Al igual que en los casos anteriores, la coordinación se realiza gráficamente y se muestra en la FIG. 4.6.

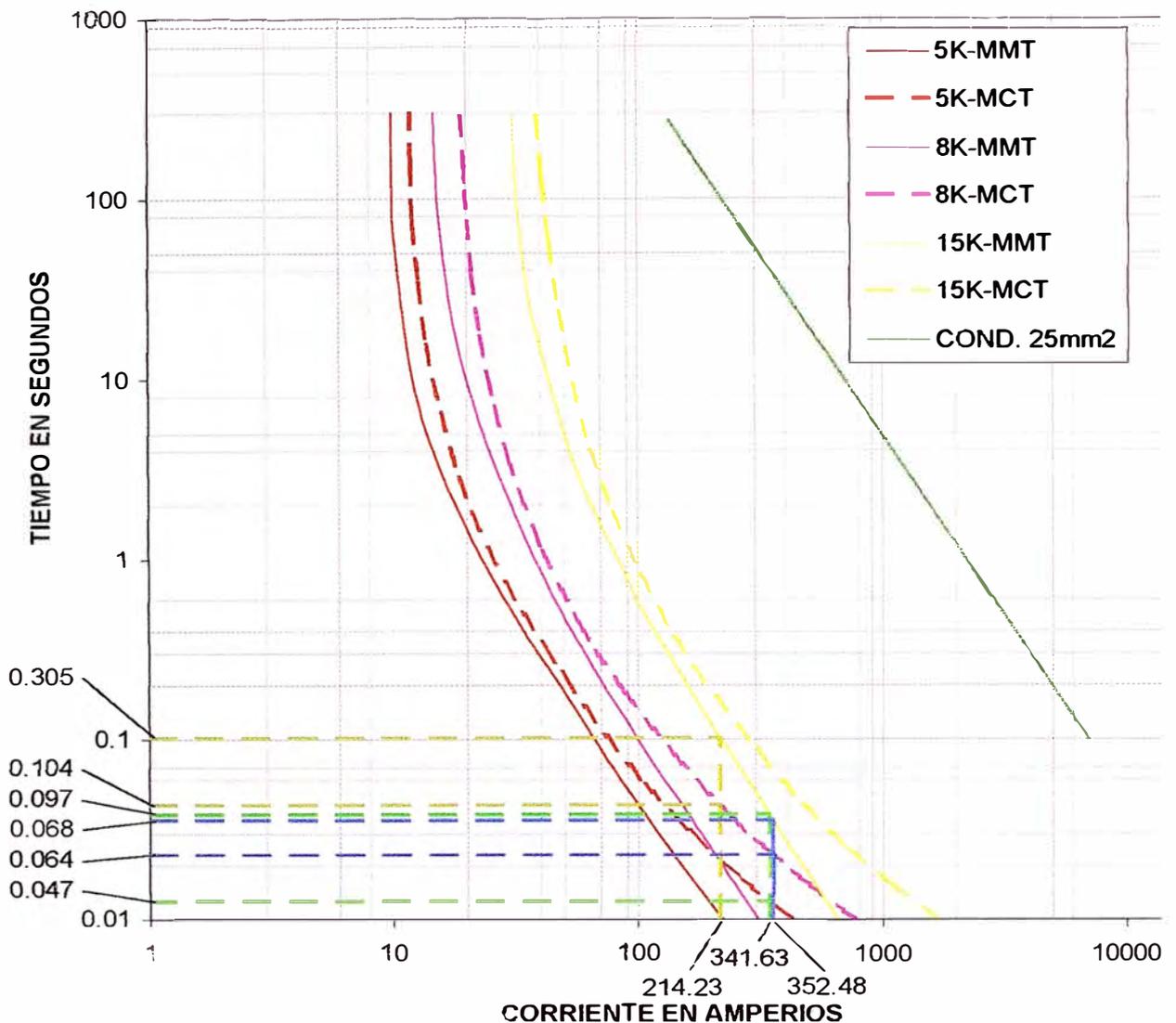
En la tabla 4.7 siguiente se muestra la comparación de tiempos.

Tabla 4.7 : Comparación de tiempos, coordinac. F15 con F10, F13 y F14.

	Corriente de Falla (A)	Maximun Clearing Time		Minimun Melting Time Fus. 15K	Porcent
		Fus.5K	Fus.8K		
Pto 8	341.63	0.013 s		0.038 seg.	34.2%
Pto 6	214.23		0.043 s	0.102 seg.	42.1%
Pto 3	352.48		0.023 s	0.036 seg.	63.9%

Además se observa que el fusible elegido es capaz de despejar la falla antes que el conductor se dañe por efecto térmico.

Por lo tanto se obtiene que el fusible F15 es tamaño 15K.

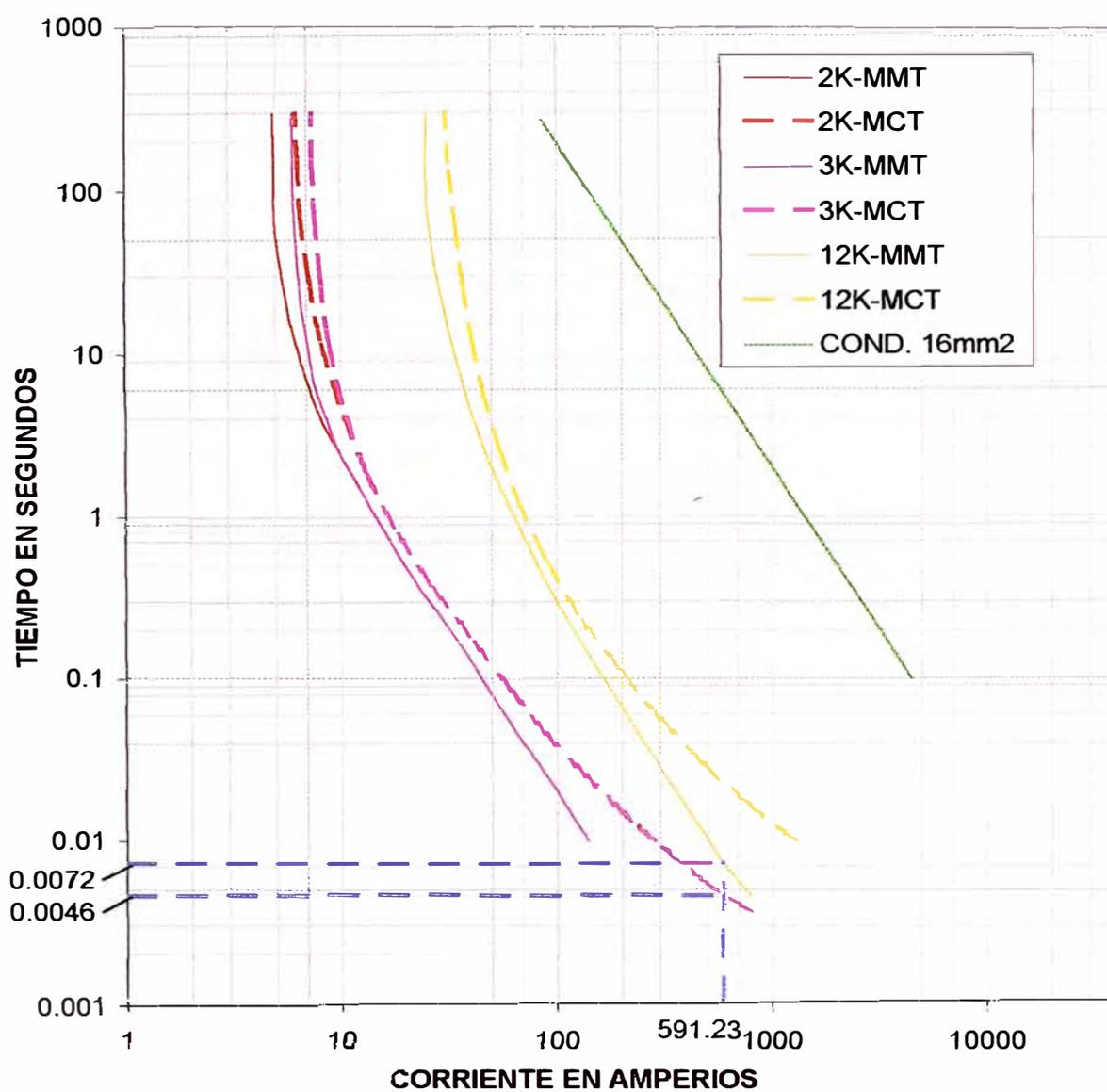


**FIG. 4.6 : Coordinación F15 con F10, F13 y F14.**

**Para el caso del fusible F18**, este debe ser coordinado con los fusibles F16 y F17 para las condiciones de falla en los puntos 11 y 10 respectivamente.

Al igual que en los casos anteriores, la coordinación se realiza gráficamente y se muestra en la FIG. 4.7.

Hay que resaltar que las curvas “tiempo máximo de despeje” (“maximum clearing time”) de los fusibles 2K y 3K, y la curva “tiempo mínimo de fusión” (“minimum melting time”) del fusible 12K; han sido prolongadas.



**FIG. 4.7 : Coordinación F18 con F16 y F17**

En la tabla 4.8 siguiente se muestra la comparación de tiempos.

Tabla 4.8 : Comparación de tiempos, coordinación F18 con F16 y F17.

	Cte. de Falla (Amp.)	Maximun Clearing Time		Minimun Melting Time Fus. 12K	Porcent
		Fus.2K	Fus.3K		
Pto 11	591.23		0.0046 s	0.0072 seg.	63.9%
Pto 10	591.23	0.0046 s		0.0072 seg.	63.9%

Además se observa que el fusible elegido es capaz de despejar la falla antes que el conductor se dañe por efecto térmico.

Por lo tanto se obtiene que el fusible F18 es tamaño 12K.

#### **4.2 Selección y coordinación del recloser**

Hablar de un recloser es en realidad referirse a un interruptor de potencia gobernado por un relé multifunción que cuenta con la función de recierre (elemento 79).

Para la elección del interruptor de potencia solo es necesario conocer la tensión de funcionamiento, la corriente nominal y la corriente de cortocircuito máxima que pasará por él.

En este caso el interruptor funcionará a 22 kV, debe soportar una corriente de servicio normal de 5,9 amperios y debe ser capaz de interrumpir una corriente de cortocircuito de 4 kA.

Sin embargo para la elección del relé multifunción solo es necesario saber si cuenta con la función de recierre. En este caso el equipo elegido es el Power Control Device 2000 (PCD2000) marca Asea Brown Boveri (ABB).

Para la coordinación del recloser con los fusibles, primero se debe elegir apropiadamente las curvas (rápida y lenta) que se van a usar y definir el factor "K".

Se define la secuencia de apertura como dos disparos rápidos y dos disparos lentos y el intervalo de tiempo de recierre de 60 ciclos (1 seg.); con lo cual el factor K (ver tabla 3.3) que debe multiplicar a los valores de tiempo de la curva rápida, queda automáticamente definido como 1,35.

La elección de las curvas del reconectador (recloser) se hace directamente sobre el gráfico; se debe recordar que una de las funciones primordiales del reconectador (recloser) es darle a todas las fallas posibles, dentro de su zona de protección, la posibilidad de ser transitorias; esto significa que el reconectador (recloser) debe ser capaz de coordinar hasta con el fusible donde se presente la corriente de falla mas pequeña que en este caso es 173,68 amperios.

Además hay que recordar que existen modificadores de curva que en el caso del PCD2000 son tres que se llaman: Time dial, Time curve adder y Minimum response time y la elección adecuada de ellos permite obtener la curva de disparo mas conveniente para la coordinación.

Por otro lado, las curvas entregadas por el fabricante del PCD2000 están hechas con valores de corriente que son múltiplos de la corriente de arranque (pickup); y la corriente de arranque es el mínimo valor de corriente al cual el reconectador (recloser) arranca su secuencia de apertura. Es necesario definirlo ( el equipo cuenta con un rango de selección de la corriente de arranque de 20 A hasta 320 A ).

El equipo pone a disposición del usuario una amplia gama de curvas predefinidas (Standard ANSI, Standard IEC y Tipo Recloser), pero también permite al usuario definir sus propias curvas (curvas User – Defined),

Como en los casos anteriores, la coordinación se realizará en forma gráfica y esta se muestra en la FIG. 4.8 y la FIG. 4.9.

Como resultado después de probar con casi todas las curvas disponibles del reconectador (recloser), se eligieron las siguientes curvas:

Tabla 4.9 : Curvas de disparo seleccionadas para el reconectador (recloser).

	CURVA RAPIDA	CURVA LENTA
TIPO DE CURVA	USER-DEFINED	RECLOSER CURVE C (133)
TIME DIAL	1.0	0.6
TIME CURVE ADDER	0.0	0.0
MINIMUM RESPONSE	0.0	0.0
PICKUP	20	100

La curva definida por el usuario (user-defined) es una relación entre la corriente (en múltiplos de la corriente pickup) y el tiempo que responde a la siguiente función:

$$TripTime = \left( \frac{A}{M^P - C} + B \right) \times \left( \frac{14 \cdot n - 5}{9} \right) \quad \dots(4.1)$$

Donde **M** es el múltiplo de la corriente pickup (dos veces, tres veces, etc.), **n** es el dial (entre 1 y 10) y los valores de **A**, **B**, **C**, **P** son constantes que definen a la curva. En este caso en particular, son:

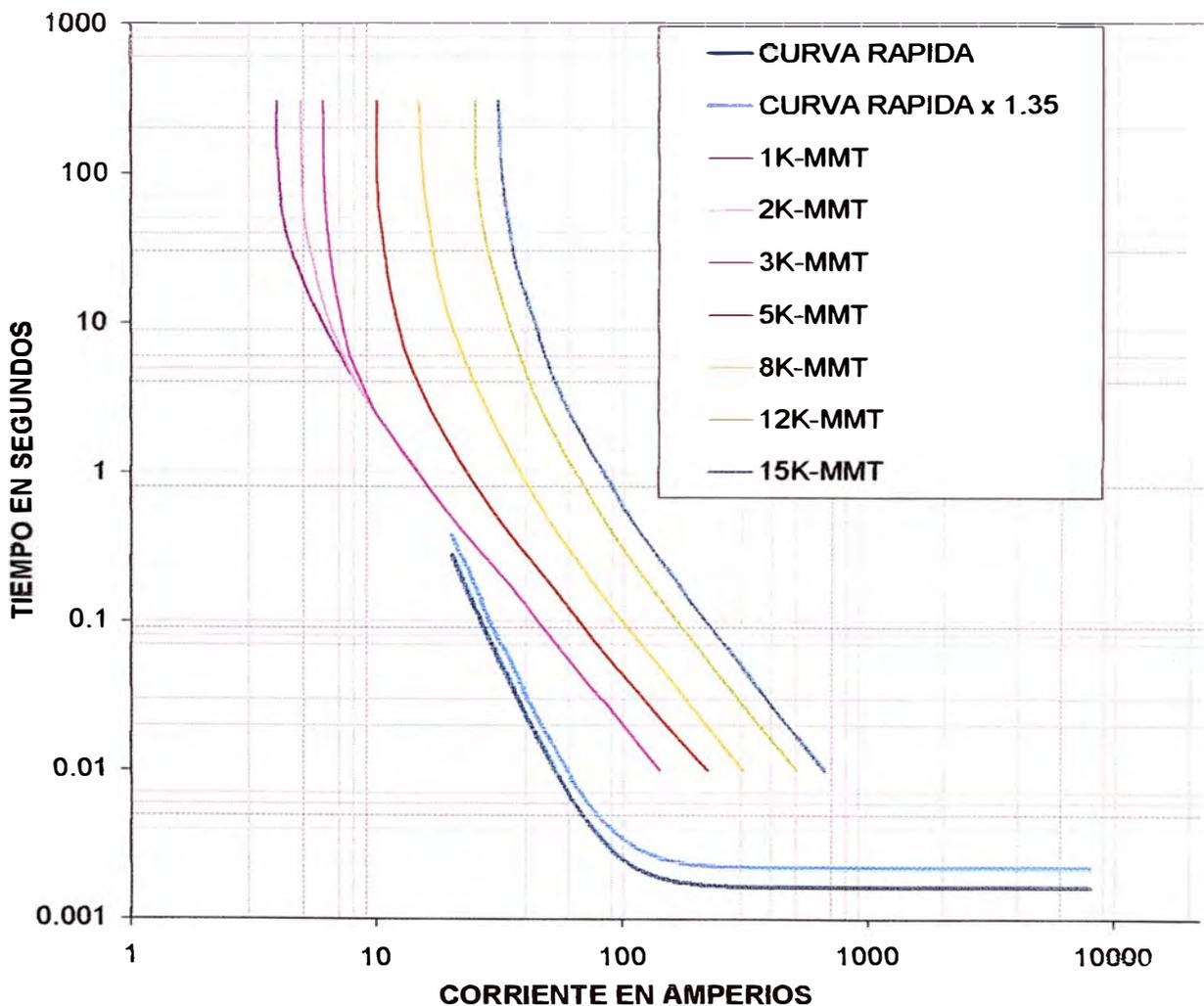
$$A = 0.24895$$

$$B = 0.00163$$

$$C = 0.14286$$

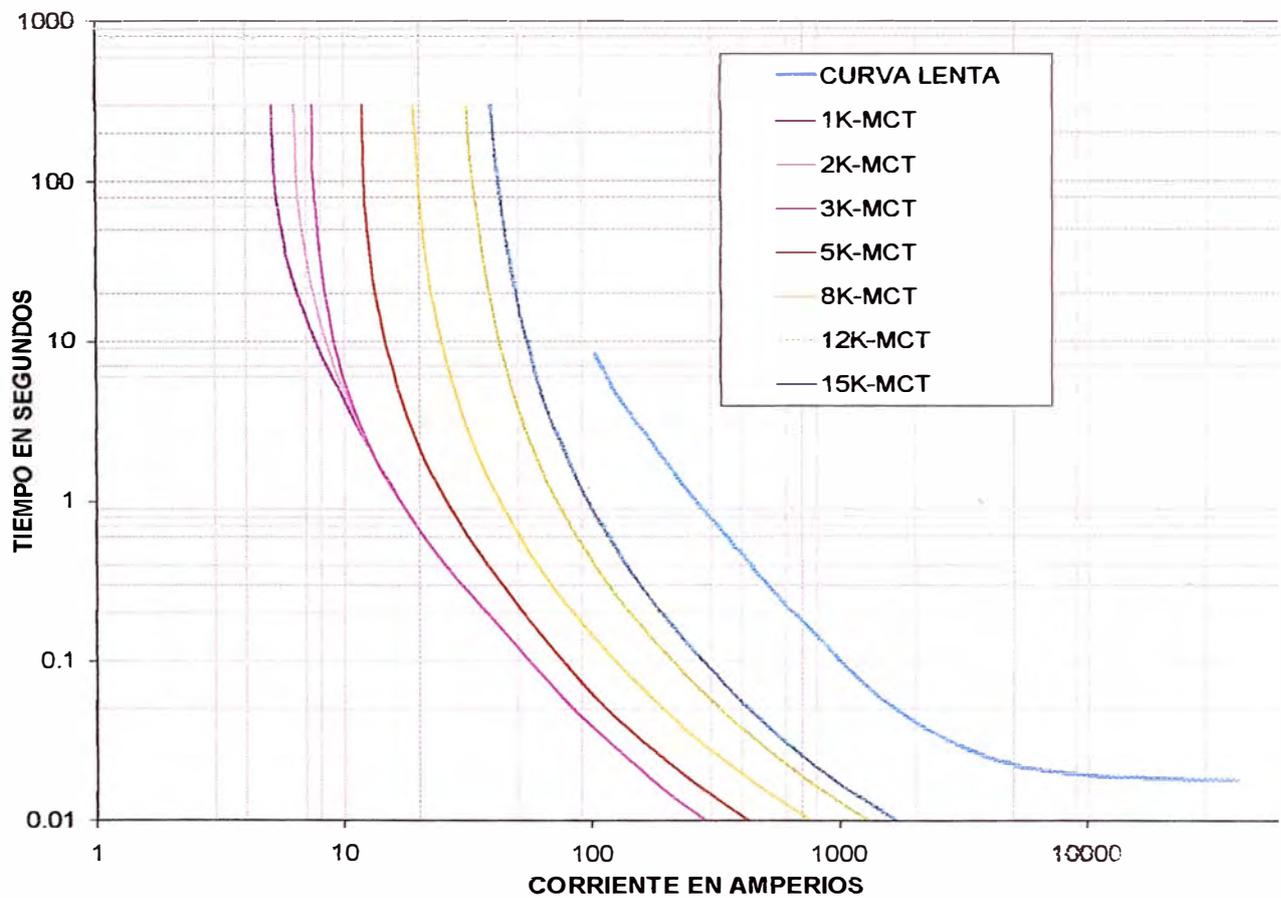
$$P = 3.491647$$

En la FIG. 4.8 se observa que para el rango de valores de corriente de cortocircuito que se presentan en este sistema (que va desde 173,68 A hasta 666,41 A) la curva rápida del reconectador (recloser) multiplicada por el factor "K" se encuentra por debajo de las curvas "tiempo mínimo de fusión" ("minimum melting time") de los fusibles (primera condición).



**FIG. 4.8 : Coordinación Reconectador (Recloser) con Fusibles – Primera condición**

Y en la FIG. 4.9 se observa que para el mismo rango de valores de corriente de cortocircuito mencionado en el párrafo anterior, la curva lenta del reconectador (recloser) se ubica por encima de las curvas “tiempo máximo de despeje” (“maximum clearing time”) de los fusibles (segunda condición).



**FIG. 4.9 : Coordinación Reconectador (Recloser) con Fusibles – Segunda condición**

### 4.3 Cuadro resumen de los equipos elegidos

Tabla 4.10 : Cuadro resumen de los equipos elegidos

EQUIPO	MARCA	CARACTERISTICAS		TIPO
Recloser	ABB	Relé multifunción.		PCD 2000
		Curva rápida	Curva lenta	
		Tipo : User Defined	Tipo : Recloser curve C (133)	
		Pickup = 20	Pickup = 100	
		Time dial = 1.0	Time dial = 0.6	
		Time curve adder = 0.0	Time curve adder = 0.0	
		Minimum response = 0.0	Minimum response = 0.0	
F1	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 2 amp., 46 kV.	2K	
F2	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 1 amp., 46 kV.	1K	
F3	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 8 amp., 46 kV.	8K	
F4	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 5 amp., 46 kV.	5K	
F5	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 2 amp., 46 kV.	2K	
F6	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 5 amp., 46 kV.	5K	
F7	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 1 amp., 46 kV.	1K	
F8	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 15 amp., 46 kV.	15K	
F9	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 3 amp., 46 kV.	3K	
F10	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 8 amp., 46 kV.	8K	
F11	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 3 amp., 46 kV.	3K	
F12	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 3 amp., 46 kV.	3K	
F13	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 8 amp., 46 kV.	8K	
F14	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 5 amp., 46 kV.	5K	
F15	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 15 amp., 46 kV.	15K	
F16	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 3 amp., 46 kV.	3K	
F17	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 2 amp., 46 kV.	2K	
F18	Bussmann	Fusible de disparo rápido característica K, 12 amp., 46 kV.	12K	

## CONCLUSIONES

- 1) El método alternativo para el cálculo del flujo de potencia que se presenta en el capítulo I, fue utilizado (a manera de prueba) en dos pequeños sistemas eléctricos con topología totalmente distintas; uno un sistema monofásico con retorno por tierra (MRT) alternado con conexión trifásica y el otro un sistema aislado monofásico de dos hilos alternado con conexión trifásica. En ambos casos se obtuvieron resultados teóricamente correctos.
- 2) Por otro lado, el tanteo que se hace con las tensiones es realmente fácil y converge rápidamente al resultado final. Sin embargo la contraparte es que el método se hace un poco tedioso al momento de construir la hoja de cálculo en el EXCEL, pues un error puede hacer que no se converja o de lo contrario se obtenga un resultado equivocado.
- 3) El cálculo del flujo de potencia es muy importante en la coordinación y selección de los elementos de protección, pues ilustra acerca de la

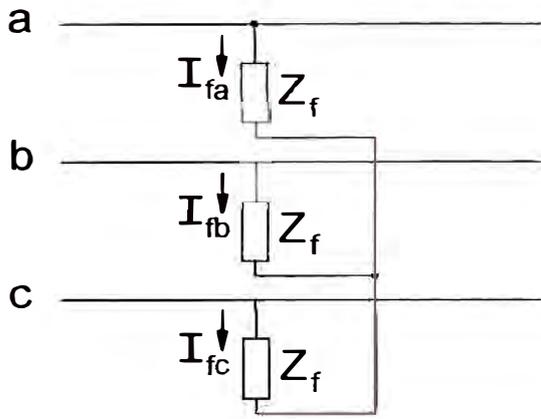
magnitud de las corrientes en servicio normal que se presentan y por ejemplo los fusibles no deben ser dimensionados a menos de ese valor; y en el caso del reconectador (recloser), la corriente de arranque (pickup) no debe ser menor que ese valor.

- 4) El cálculo de la corriente de cortocircuito en un sistema radial como el caso de un PSE, es suficiente hacerlo a través de una hoja EXCEL como se comprueba en este trabajo.
  
- 5) El dimensionamiento de los fusibles es determinado por la coordinación de los elementos de protección. Algunas consideraciones como la corriente de servicio normal o en el caso de los transformadores las consideraciones para soportar la corriente de inserción (inrush current), sirven como límite inferior que indica que el fusible no debe ser menor que determinado valor y por otro lado consideraciones como las curvas de daño de los transformadores o los conductores, sirven como límite superior que no permite sobredimensionar al fusible; pero su tamaño exacto depende de la correcta coordinación de éste con los demás dispositivos de protección.
  
- 6) Uno de los principios básicos de la filosofía de protección de sistemas eléctricos, es el de “darle a todas las fallas la posibilidad de ser transitorias”. La principal razón por la que se usa un reconectador (recloser) es para cumplir con esta condición.

- 7) La utilización del reconectador (recloser) obviamente encarece el proyecto, es muy importante la correcta ubicación de éste para tener que usar la menor cantidad posible de estos dispositivos. La ubicación mostrada en este proyecto es la idónea para usar un reconectador (recloser) en un PSE.
  
- 8) Finalmente, con la selección de fusibles y reconectador (recloser) realizada, se concluye que en el PSE Castrovirreyna Norte quedan perfectamente protegidos contra sobrecorrientes tanto los transformadores como los conductores.

APÉNDICE A  
FORMULAS USADAS PARA EL CALCULO DE CORRIENTES DE  
CORTOCIRCUITO

- Falla trifásica

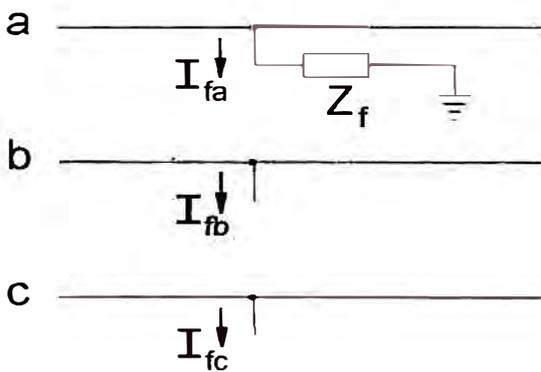


$$I_{fa} = I_{fa}^1 = \frac{V}{Z^1 + Z_f}$$

$$I_{fb} = a \cdot I_{fa}^1$$

$$I_{fc} = a^2 \cdot I_{fa}^1$$

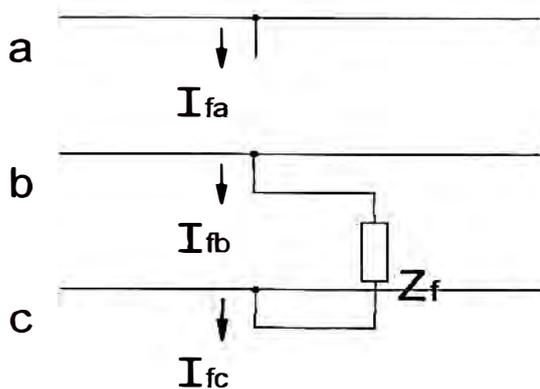
- Falla monofásica a tierra



$$I_{fa} = 3 \cdot I_{fa}^0 = \frac{3 \cdot V}{Z^1 + Z^2 + Z^0 + 3 \cdot Z_f}$$

$$I_{fb} = I_{fc} = 0$$

- Falla línea - línea

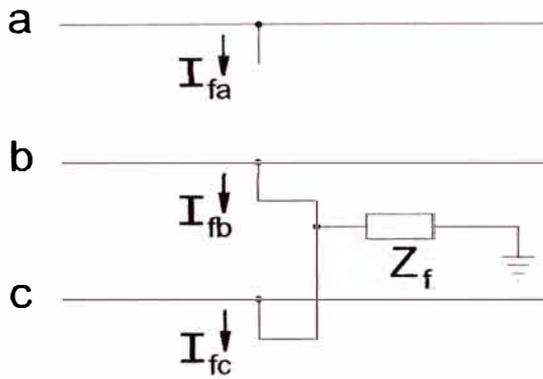


$$I_{fa}^1 = I_{fa}^2 = \frac{V}{Z^1 + Z^2 + Z_f}$$

$$I_{fa} = 0$$

$$I_{fb} = -I_{fc} = (a^2 - a) \cdot I_{fa}^1$$

- Falla bifásica a tierra



$$I_{fa}^1 = \frac{V}{Z^1 + \left[ \frac{Z^2 \cdot (Z^0 + 3 \cdot Z_f)}{Z^2 + Z^0 + 3 \cdot Z_f} \right]}$$

$$I_{fa}^2 = -I_{fa}^1 \cdot \left[ \frac{Z^0 + 3 \cdot Z_f}{Z^2 + Z^0 + 3 \cdot Z_f} \right]$$

$$I_{fa}^0 = -I_{fa}^1 \cdot \left[ \frac{Z^2}{Z^2 + Z^0 + 3 \cdot Z_f} \right]$$

$$I_{fa} = 0$$

$$I_{fb} = I_{fa}^0 + a^2 \cdot I_{fa}^1 + a \cdot I_{fa}^2$$

$$I_{fc} = I_{fa}^0 + a \cdot I_{fa}^1 + a^2 \cdot I_{fa}^2$$

En las ecuaciones descritas se debe considerar lo siguiente:

$I_{fa}$  , corriente de falla en la fase a.

$I_{fb}$  , corriente de falla en la fase b.

$I_{fc}$  , corriente de falla en la fase c.

$I_{fa}^1$  , componente simétrica secuencia (+) de la corriente de falla en la fase a.

$I_{fa}^2$  , componente simétrica secuencia (-) de la corriente de falla en la fase a.

$I_{fa}^0$  , componente simétrica secuencia (0) de la corriente de falla en la fase a.

$Z^1$  , impedancia equivalente de secuencia (+).

$Z^2$  , impedancia equivalente de secuencia (-).

$Z^0$  , impedancia equivalente de secuencia (0).

$Z_f$  , impedancia de falla.

$a$  , operador usado en la teoría de componentes asimétricas. Se trata de un fasor de módulo la unidad y ángulo de  $120^\circ$ .

$V$  , tensión de fase en kV en el punto donde se ubicó el Thevenin equivalente.

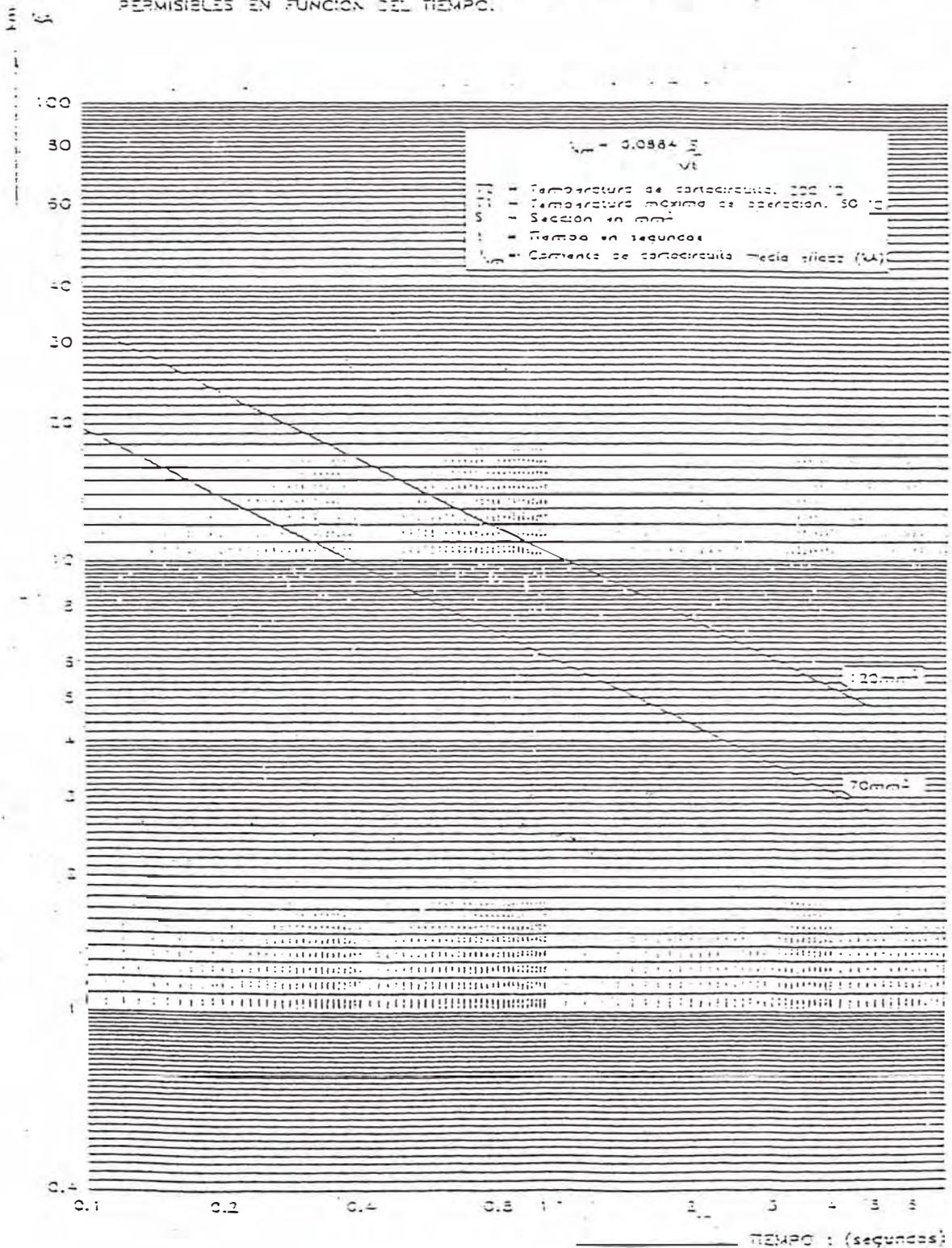
NOTA.- Algunos autores consideran multiplicar a la tensión por un factor de 1.1, pues consideran el caso crítico en que se produce una sobretensión del 10%. En países como el nuestro donde no hay una buena calidad de energía, este caso se produce con frecuencia. Es necesario considerar el factor; en este informe no se consideró por cuestión de tiempo.

## APÉNDICE B

### CURVAS DE CORRIENTES PERMISIBLES POR LOS CONDUCTORES EN FUNCION DEL TIEMPO

LA NORMALIZACION DE CONDUCTORES

EN EL SIGUIENTE GRAFICO SE INDICA LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PERMISIBLES EN FUNCION DEL TIEMPO.



NORMALIZACION DE CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO (M.T.)

INGENIERO  
E. L. RAY

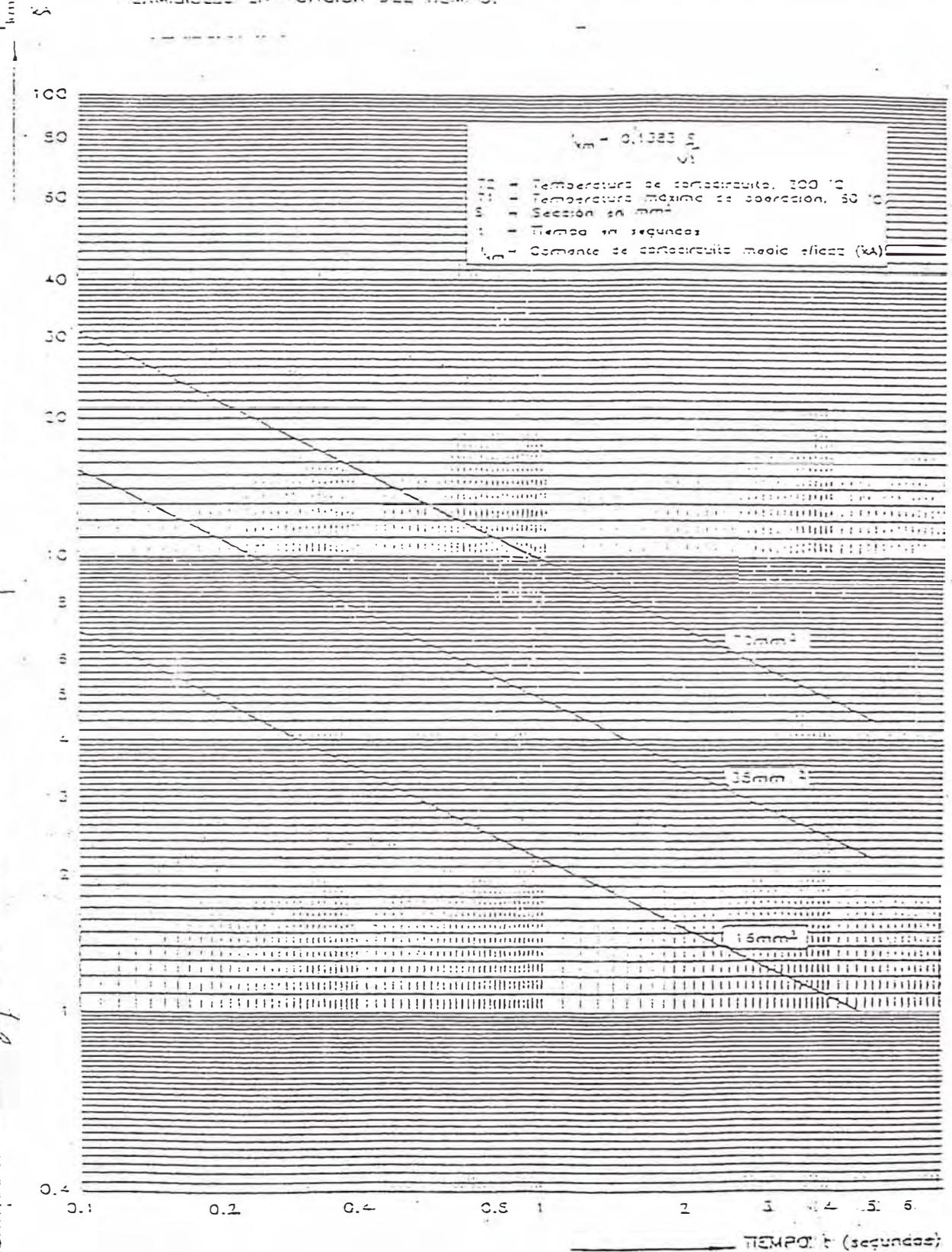


LUZ DEL SUR S.A.

NORMA DE DISTRIBUCION

LD-S-020

EN EL SIGUIENTE GRÁFICO SE INDICA LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PERMISIBLES EN FUNCIÓN DEL TIEMPO.



Modif: \_\_\_\_\_  
 1.55/191  
 X. J. B. S. Y.  
 2.1-1-09  
 0

NORMALIZACIÓN DE CONDUCTORES DE COBRE - M.T.

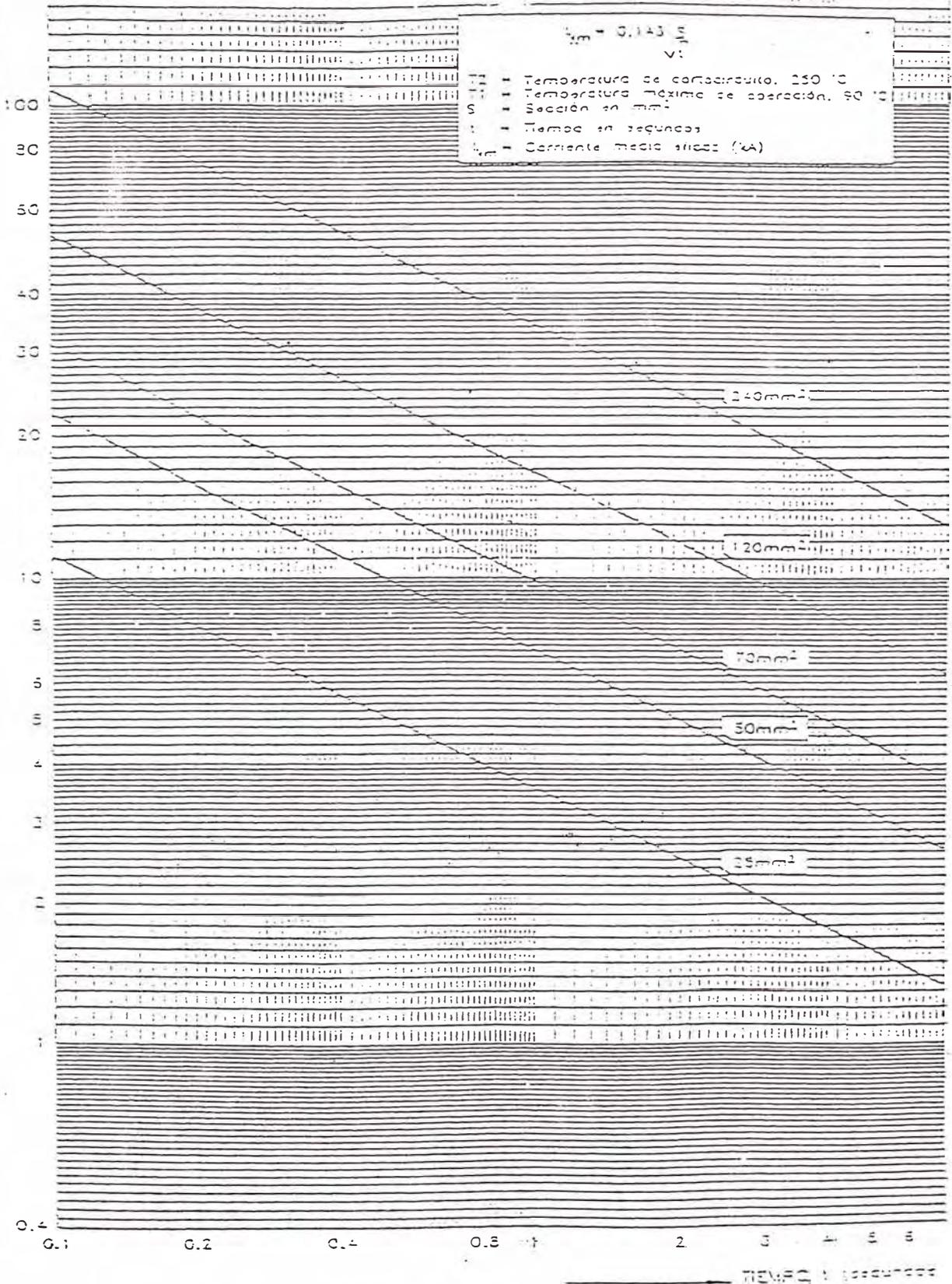


LUZ DEL SUR S.A.

NORMA DE DISTRIBUCION

LD-9-010

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN CABLES CON AISLAMIENTO DE POLIETILENO RETICULADO (N2XSY) DE 8.7/15KV



20-517-95  
 Luz del Sur S.A.  
 X. R. REX.

CABLE SECO N2XSY -10 kV



LUZ DEL SUR S.A.

NORMA DE DISTRIBUCION

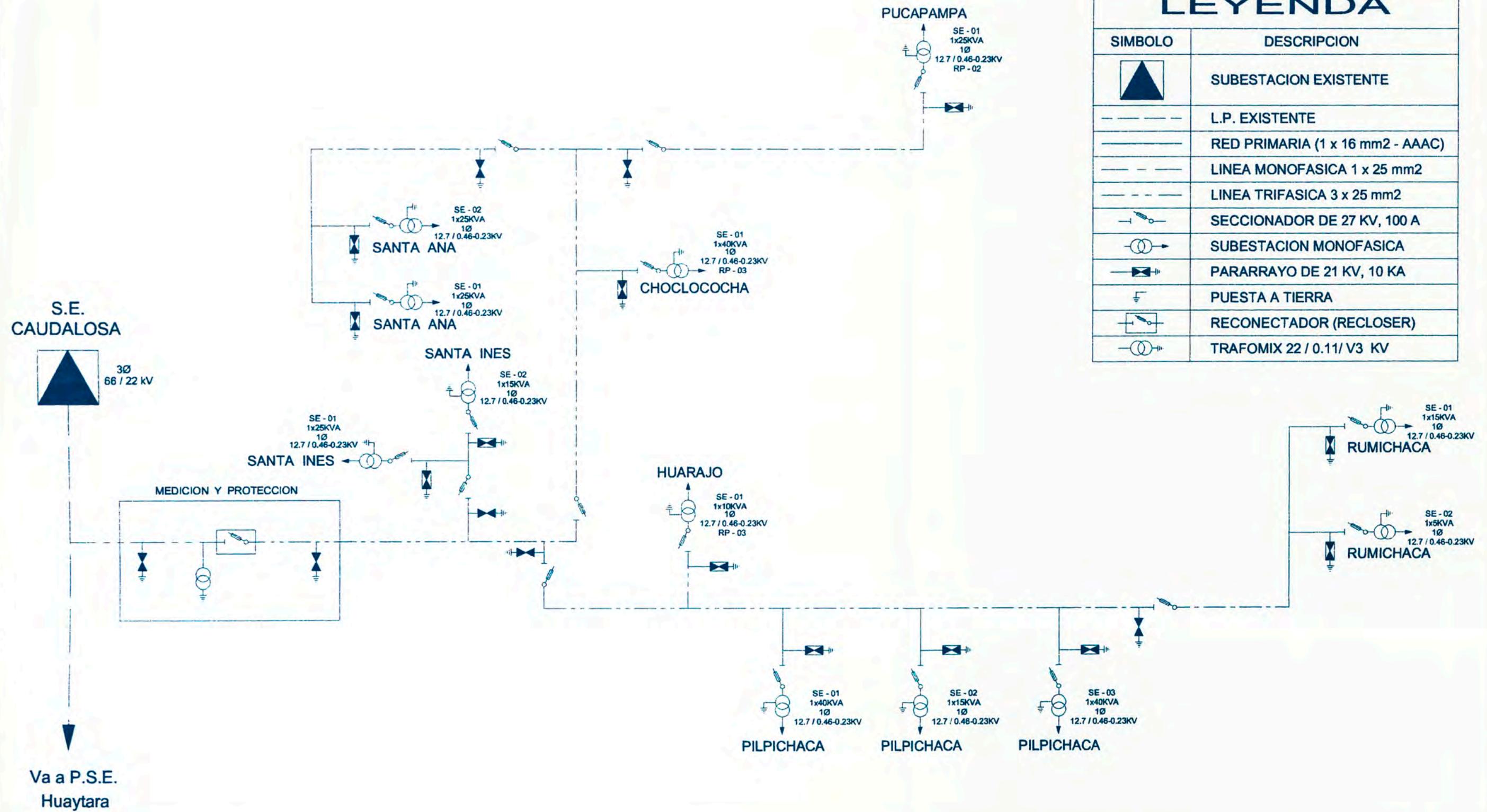
CO-7-015

## APÉNDICE C

### PLANOS

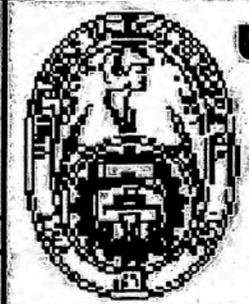
# LEYENDA

SIMBOLO	DESCRIPCION
	SUBESTACION EXISTENTE
	L.P. EXISTENTE
	RED PRIMARIA (1 x 16 mm <sup>2</sup> - AAAC)
	LINEA MONOFASICA 1 x 25 mm <sup>2</sup>
	LINEA TRIFASICA 3 x 25 mm <sup>2</sup>
	SECCIONADOR DE 27 KV, 100 A
	SUBESTACION MONOFASICA
	PARARRAYO DE 21 KV, 10 KA
	PUESTA A TIERRA
	RECONECTADOR (RECLOSER)
	TRAFOMIX 22 / 0.11/ V3 KV



REFERENCIA:  
**PLANO COMPLETO DEL P.S.E.  
 DIAGRAMA UNIFILAR**

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO  
 CASTROVIRREYNA NORTE  
 L.P. 3Ø , 22 kV - MRT , 12.7 kV**

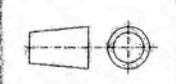


**UNIVERSIDAD NACIONAL  
 DE  
 INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERIA  
 ELECTRICA Y ELECTRONICA

PLANO:

01



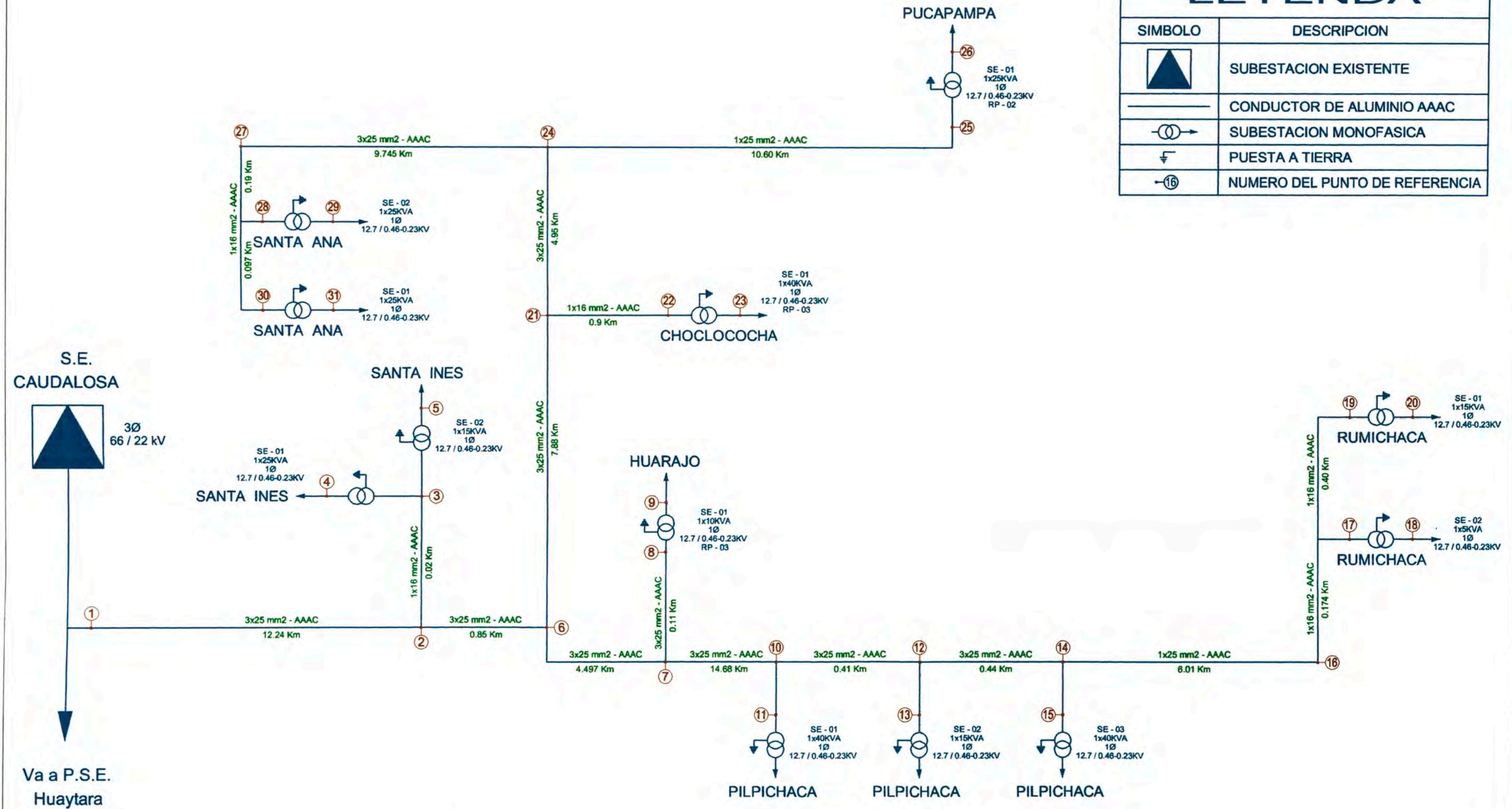
DIBUJADO POR:  
 César D. Comorena Forfán

FECHA:  
 15/01/2003

ESCALA:  
 S/E

# LEYENDA

SIMBOLO	DESCRIPCION
	SUBSTACION EXISTENTE
	CONDUCTOR DE ALUMINIO AAAC
	SUBSTACION MONOFASICA
	PUESTA A TIERRA
	NUMERO DEL PUNTO DE REFERENCIA



REFERENCIA:

PLANO SIN DISPOSITIVOS DE PROTECCION  
SE INDICAN LOS PUNTOS DE REFERENCIA  
USADOS PARA EL CALCULO  
DEL FLUJO DE POTENCIA

PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO  
CASTROVIRREYNA NORTE  
L.P. 3Ø , 22 kV - MRT , 12.7 kV

DIBUJADO POR: César D. Camarena Farfán	FECHA: 15/01/2003	ESCALA: S/E
---	----------------------	----------------

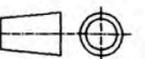


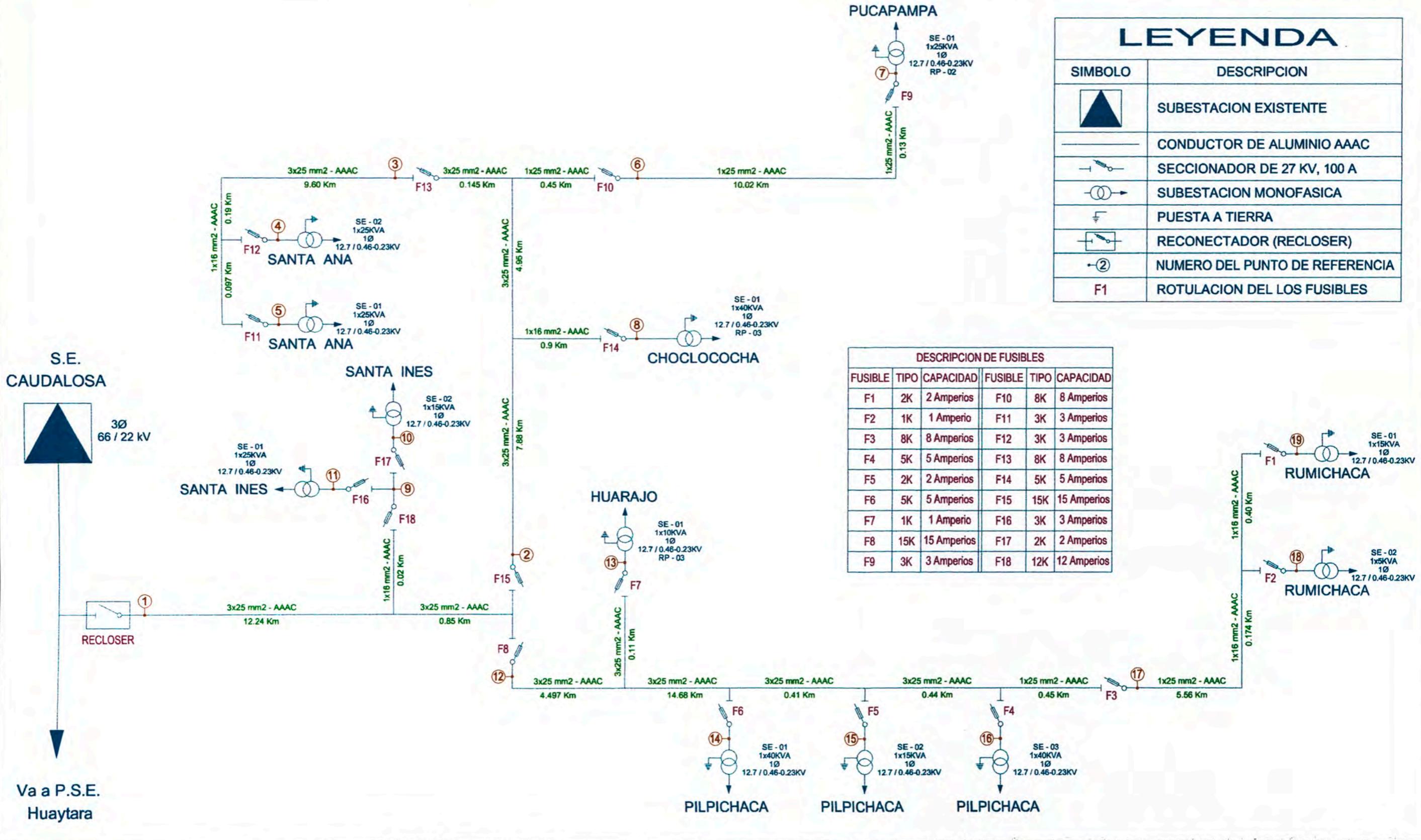
UNIVERSIDAD NACIONAL  
DE  
INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA  
ELECTRICA Y ELECTRONICA

PLANO:

02





REFERENCIA:  
 PLANO CON DISPOSITIVOS DE PROTECCION  
 SE INDICAN LOS PUNTOS DE REFERENCIA  
 USADOS PARA EL CALCULO DE LAS  
 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO Y TAMBIEN  
 LA ROTULACION DE LOS FUSIBLES

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO  
 CASTROVIRREYNA NORTE**  
 L.P. 3Ø , 22 kV - MRT , 12.7 kV

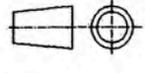
DIBUJADO POR: César D. Camarena Farfán  
 FECHA: 15/01/2003  
 ESCALA: S/E

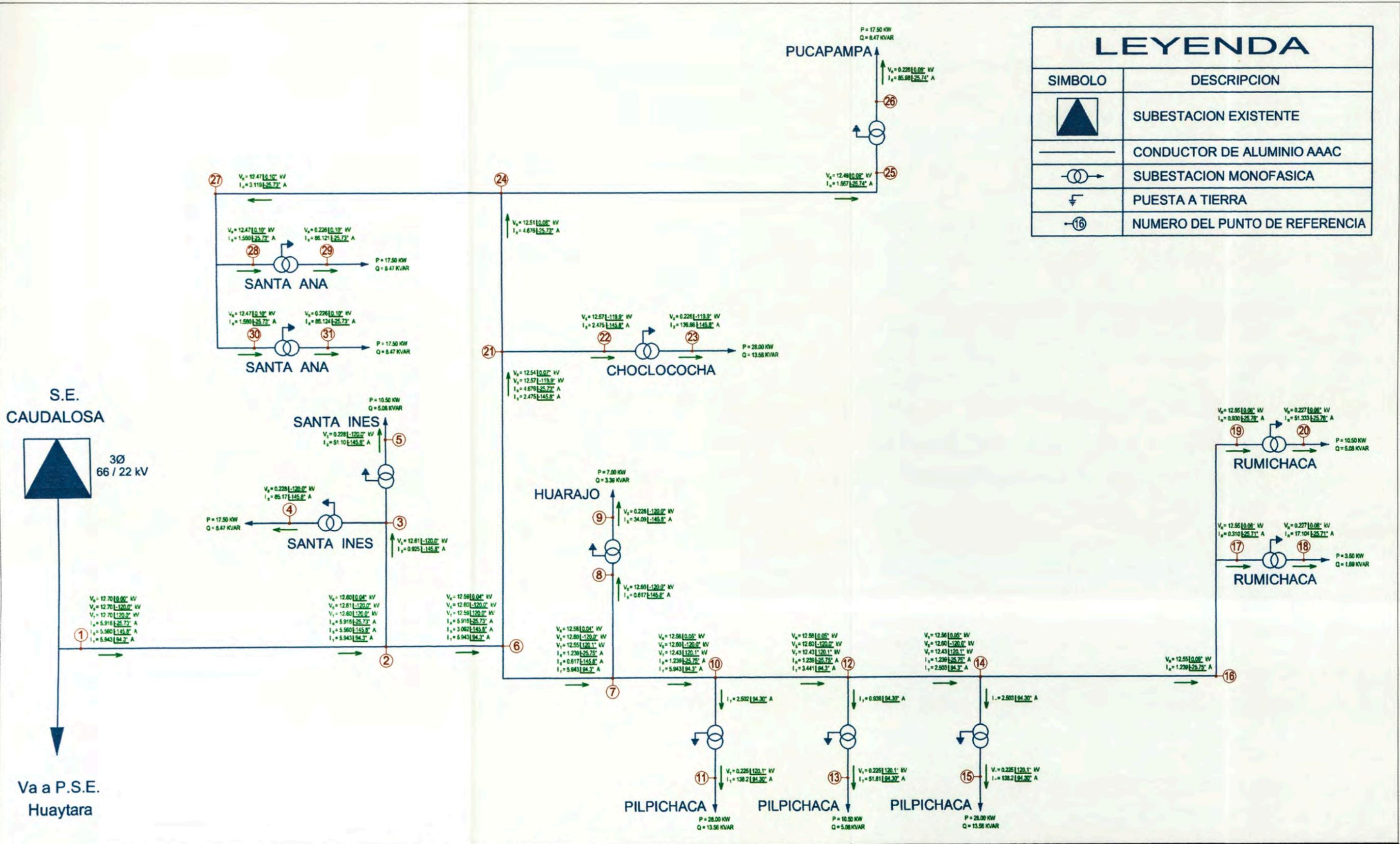


**UNIVERSIDAD NACIONAL  
 DE  
 INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERIA  
 ELECTRICA Y ELECTRONICA

PLANO:  
 03





LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	SUBESTACION EXISTENTE
	CONDUCTOR DE ALUMINIO AAAC
	SUBESTACION MONOFASICA
	PUESTA A TIERRA
	NUMERO DEL PUNTO DE REFERENCIA

REFERENCIA:  
 PLANO SIN DISPOSITIVOS DE PROTECCION  
 SE INDICAN LOS RESULTADOS  
 DEL FLUJO DE POTENCIA

**PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO  
 CASTROVIRREYNA NORTE  
 L.P. 3Ø , 22 kV - MRT , 12.7 kV**

DIBUJADO POR: César D. Camarena Farfán	FECHA: 11/06/2003	ESCALA: S/E
---	----------------------	----------------



**UNIVERSIDAD NACIONAL  
 DE  
 INGENIERIA**  
 FACULTAD DE INGENIERIA  
 ELECTRICA Y ELECTRONICA

PLANO:  
 04

## BIBLIOGRAFIA

1. John J. Grainger y William D. Stevenson, "Análisis de Sistemas de Potencia" Ed. Mc Graw-Hill, 2000.
2. "Eléctrical Distribution – System Protection", Cooper Power Systems, 1990.
3. Albert F. Cox, "Application of Fusible Overcurrent Protection for Electrical Distribution Systems in Glass Plants", 1977.
4. "Instruction Book of PCD2000", ABB Power Distribution.
5. "Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia", OSINERG (curso de capacitación), 2002.
6. Brown Boveri & Cia (BBC), "Manual de las Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica", Ed. Urmo S.A., 1983.
7. Norma IEC 76-5, "Power Transformers: Ability to withstand short circuit".
8. Código Nacional de Electricidad, Tomo IV. , División General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.