

DISEÑO Y COORDINACION DE LA PROTECCION

DE LA LINEA DE TRANSMISION

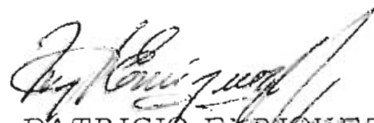
PAUTE - CUENCA de 138 KV

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO EN LA ESPECIALIDAD DE ELECTRICIDAD (FUERZA) DE LA ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.

**FAUSTO YUGCHA VALLEJO**

Quito , Julio de 1975

Certifico que la presente TESIS,  
ha sido realizada en su totalidad  
por el señor Fausto Yugcha Va -  
llejo.



ING. PATRICIO ENRIQUEZ V.  
Director de Tesis

## **AGRADECIMIENTO**

\* \* \* \* \*

Al Señor Ingeniero Patricio Enríquez V., por su valiosa dirección y orientación.

A la Señorita Carmen Mosquera, quien gentilmente transcribió los manuscritos.

Al Ing. Werner G. Doehner, a todos los compañeros y amigos del Departamento de Ingeniería Eléctrica del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, a los personeros del Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica Cuenca S.A. y a cada una de las personas que de una u otra forma colaboraron para la realización de este trabajo.

## SUMARIO

En este trabajo se analizan los criterios básicos que hay que considerar para seleccionar los sistemas de protección de líneas de transmisión, con el objeto de determinar el esquema más conveniente para una aplicación particular, en este caso la línea Paute-Cuenca (138 KV)

Una vez fijado el sistema más aconsejable se analizan y se especifican las características eléctricas de cada uno de los componentes de dicho sistema de protección (relés, transformadores de corriente, transformadores de potencial e interruptores automáticos).

Finalmente se determinan los ajustes de estos relés y se dan los criterios de coordinación con el objeto de que el esquema de protección cumpla con su objetivo y asegurar la continuidad del servicio en el Sistema.

## INDICE

<u>CAPITULO I</u>	<u>Pág.</u>
1. OBJETO.....	1
 <u>CAPITULO II</u>	
2. CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA...	3
2.1 Características eléctricas del Sistema Centro Sur..	4
2.1.1 Central Hidroeléctrica Saymirín.....	4
2.1.2 Central Diesel Monay.....	5
2.1.3 Central Hidroeléctrica Saucay.....	6
2.1.4 Línea de transmisión Saymirín-Cuenca.....	7
2.1.5 Línea de transmisión Saucay-Cuenca.....	7
2.1.6 Anillo de Subtransmisión (69 KV).....	8
2.1.7 Subestaciones de Reducción.....	8
2.1.8 Subestación Cuenca.....	9
2.2 Proyecto Paute.....	10
2.2.1 Línea de transmisión Paute -Cuenca.....	11
2.3 Diagrama equivalente del sistema.....	12
2.3.1 Condición I (año 1980).....	12
2.3.2 Condición II ( año 1986).....	13
 <u>CAPITULO III</u>	
3. CALCULO DE FALLA.....	19
3.1 Fallas Balanceadas.....	28
3.2 Fallas Desbalanceadas.....	30
 <u>CAPITULO IV</u>	
4. DISEÑO Y SELECCION DEL SISTEMA DE PROTECCION.....	39
4.1 Selección del tipo de protección de la línea.....	39

		2.
4.2	Selección de los transformadores de corriente y de potencial.....	45
4.2.1	Transformadores de corriente.....	45
4.2.2	Transformadores de Potencial.....	53
4.2.3	Dispositivo de Potencial capacitivo.....	56
4.3	Selección de las características de los relés.....	63
4.3.1	Criterios de funcionamiento de los relés de distancia.....	63
4.3.2	Selección de las características de los relés para fallas fase-fase y trifásicas.....	65
4.3.3	Influencia de la Resistencia del arco de falla (RA) en la selección de los relés de distancia.....	69
4.3.4	Protección para fallas fase-tierra.....	71
4.4	Diagrama unifilar del Sistema de Protección y medida.....	73
 <u>CAPITULO V:</u>		
5.	APARATOS DE CORTE.....	79
5.1	Selección de los Interruptores Automáticos.....	79
5.2	Selección de los Seccionadores.....	88
 <u>CAPITULO VI</u>		
6.	COORDINACION DE LA PROTECCION.....	91
6.1	Determinación de las zonas de protección.....	91
6.1.1	Zonas de los relés de distancia.....	93
6.2	Ajuste de los relés de distancia.....	94
6.2.1	Ajuste de los relés (Condición I).....	106
6.2.2	Ajuste de los relés (Condición II).....	114
 <u>CAPITULO VII</u>		
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	125
	BIBLIOGRAFIA .....	130

## INDICE DE GRAFICOS

<u>Nº</u>		<u>Pág. Nº</u>
1.1	Sistema Nacional de Transmisión. - Ubicación Geográfica.....	2 a.
2.1	Diagrama Unifilar del Sistema Actual.....	15
2.2	Diagrama Unifilar del Sistema Centro Sur (año 1980)	16
2.3	Diagrama Unifilar del Sistema Centro Sur (año 1986)	17
2.4	Configuración básica de las estructuras de suspensión de la línea Paute-Cuenca.....	18
3.1	Malla de Secuencia Positiva. - Condición I (año 1980).....	23
3.2	Malla de Secuencia Positiva. - Condición II (año 1986).....	24
3.3	Malla de Secuencia Cero. - Condición I (año 1980)	25
3.4	Malla de Secuencia Cero. - Condición II (año 1986)	26
3.5	Circuito equivalente Thevenin (fallas trifásicas)	29
3.6	Malla de secuencia Positiva (falla trifásica en la barra (1) .....	29
3.7	Circuito equivalente Thevenin para una falla trifásica en la barra.(1).....	29
3.8	Repartición de corrientes en la malla (p.u.) para fallas trifásicas en la barra (1).....	30
3.9	(a) Malla de Secuencia Positiva (b) Malla de secuencia cero dividido para 2 (condición I).....	33
3.10	Conexión de las mallas de sec. positiva y cero/2 para falla monofásica en la barra (1).....	34
3.11	Repartición de Corrientes (p.u.) en la malla para falla monofásica en la barra (1) (Cond. I).....	35
4.1	Esquema básico de la protección de la línea Paute-Cuenca (barra del Paute).....	47

4.2	(a) Circuito equivalente de un T. de C. (b) características de Saturación (Relación de Transformación de los T. de C.).....	58
4.3	Características de funcionamiento de los relés de distancia.....	66
4.4	Características de funcionamiento de los relés de distancia "agrupados por fase".....	67
4.5	Características de funcionamiento de un relé de distancia de dos zonas con unidad de sobrecorriente en la 2da. zona.....	67
4.6	Características de funcionamiento de un relé distancia para fallas fase-tierra.....	72
4.7	Diagrama Unifilar. - Subestación Paute.....	76
4.8	Diagrama Unifilar. - Subestación Cuenca.....	77
4.9	Diagrama Trifilar Típico de conexiones (Relé de fase agrupado por zonas) .....	78
5.1	Determinación de la capacidad de ruptura de los Interruptores automáticos (Subestación Cuenca)..	82
6.1	Zonas de Protección Primarias del Sistema.....	100
6.2	Esquema del Sistema con la ubicación de las protecciones primarias : (a) . - Condición I, (b) condición II.....	104
6.3	Influencia de las fuentes de corrientes intermedias en el ajuste del alcance de los relés de distancia.....	111
6.4	Ajuste de los relés de distancia de fase y criterios de coordinación (condición I) : (a) . - Relés ubicados en A, (b). - Relés ubicados en B.....	121
6.5	Ajuste de los relés de distancia de fase-tierra y criterios de coordinación (condición I): (a). - Relés ubicados en A, (b). - Relés ubicados en B...	122



6.6	Ajuste de los relés de distancia de fase y criterios de coordinación (condición II): (a) . - Relés ubicados en Ay C , (b). - Relés ubicados en B y D.....	123
6.7	Ajuste de los relés de distancia de fase-tierra y criterios de coordinación (condición II) : (a) Relés ubicados en A y C, (b) . - Relés ubicados en B y D..	124

## INDICE DE CUADROS

<u>Nº</u>		<u>Fág. Nº</u>
III. 1	Impedancias de Secuencia Positiva en p.u. (Sistema Centro Sur).....	21
III, 2	Impedancias de Secuencia cero en p.u. (Sistema Centro-Sur).....	22
III. 3	Cálculo de fallas (Sistema Centro Sur)	37
III. 4	Cálculo de fallas (condición de máxima generación de la Central Paute).....	38
IV. 1	Selección del Sistema de Protección: Consideraciones Principales.....	44
IV. 2	Cargas Impuestas a los T. de C. y T. de P. por los relés y aparatos conectados.....	59
IV. 3	Designación standard de la carga para los T. de C. y los T. de P. (Normas ANSI).....	60
IV. 4	Requerimientos mínimos de los T. de C. para la Protección de la Línea Paute-Cuenca..	61
IV. 5	Requerimientos mínimos de los T. de P. para la protección de la línea Paute-Cuenca....	62
V. 1	Determinación de la capacidad de interrupción de los Int. Automáticos.....	86
V. 2	Determinación de las características de los Int. Automáticos.....	87
VI. 1	Características de los relés de distancia considerados para la protección de la línea Paute-Cuenca.....	101
VI. 2	Impedancias de los elementos, valores primarios (OHM/fase) a 138 KV .- Condición I.....	102
VI. 3	Impedancias de los elementos, valores primarios (OHM/Fase) a 138 KV.- Condición II....	102

VI.4	Impedancias de los elementos, valores secundarios (OHM/Fase) Condición I.....	103
VI.5	Impedancias de los elementos, valores secundarios (OHM/fase) Condición II.....	103
VI.6	Ajuste de los relés de distancia de fase para la protección de la línea Paute-Cuenca.....	119
VI.7	Ajuste de los relés de distancia de fase-tierra para la protección de la línea Paute-Cuenca.....	120

## CAPITULO I

### OBJETO

Existe una interrelación importante entre el desarrollo económico de un país y su nivel de electrificación y se puede asegurar que es imposible alcanzar un nivel socio-económico adecuado si no se dispone de energía eléctrica. Es por esto que en nuestro país se ha emprendido un Plan Nacional de Electrificación que se espera sacará a nuestro pueblo del déficit energético actual.

La obra más importante del Plan Nacional de Electrificación es la construcción del "Sistema Nacional Interconectado", que consiste en la ejecución de grandes centrales eléctricas y de líneas de transmisión a alto voltaje para interconexiones de centrales y para suministrar energía a los principales centros de consumo como son los Sistemas Regionales. Uno de estos Sistemas Regionales es el Sistema "Centro - Sur" que comprende las provincias del Azuay y Cañar. Este sistema tiene un crecimiento de la demanda eléctrica muy notable, constituyéndose, después de los sistemas de Quito y Guayaquil, en uno de los más importantes dentro del Plan de Electrificación Nacional.

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) tiene en sus programas de electrificación la inclusión del Sistema "Centro-Sur" en el Sistema Nacional Interconectado, para lo que se ha previsto la construcción de una línea de transmisión a 138 KV. de la central Hidroeléctrica Paute a la ciudad de Cuenca, ciudad que se constituirá en el centro de carga del Sistema.

El presente trabajo tiene por objeto el estudio de esta línea de transmisión (Paute-Cuenca) en lo que respecta al sistema de protecciones.

Lógicamente que ha sido necesario partir de ciertas condiciones ya definidas del sistema tales como capacidad y esquemas básicos de las subestaciones; capacidad de transmisión, voltaje, calibre de conductores, etc. de la línea de transmisión; y ampliaciones y modificaciones del sistema "Centro - Sur". Estos datos han sido tomados de estudios existentes tanto en INECEL a fines de 1974 como en la Empresa Eléctrica Cuenca.

Además el objeto de la presente tesis no es hacer un estudio del funcionamiento mismo de los equipos de protección sino dar los criterios básicos que hay que tener en consideración para la selección y diseño de los esquemas de protección y la aplicación práctica a la línea Paute - Cuenca.

## CAPITULO II

### CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA

El sistema de potencia de la ciudad de Cuenca o Sistema "Centro Sur" consta en la actualidad de dos centrales generadoras principales: Saymirín y Diesel Monay que, con una capacidad de 6.400 y 4.500 Kw. respectivamente, abastecen la demanda eléctrica de la ciudad de Cuenca. Además de estas dos centrales principales existen otras de menor importancia que trabajan en emergencias: estas son: la de la fábrica de cemento Guapán y la de la fábrica de llantas E.R.C.O. El sistema consta además de una línea de transmisión Saymirín - Cuenca y un anillo de Subtransmisión, ambos a 22 KV, y sus respectivas subestaciones elevadoras y de distribución como se puede ver en el gráfico 2.1

El sistema "Centro-Sur" tendrá ampliaciones muy importantes en el transcurso de los próximos años, las más inmediatas son:

1. La instalación de una central hidroeléctrica (Saucay) de 10 MVA, con su respectiva línea de transmisión a 22 KV, y subestaciones (año 1976)
2. Aproximadamente en el año de 1980 el Sistema "Centro Sur" entrará a formar parte del Sistema Nacional Interconectado para lo cual se construirá una línea de transmisión Pante-Cuenca a 138 KV y sus respectivas subestaciones.

Generadores	<u>1ª Etapa</u>	<u>2ª Etapa</u>
f. de p.	0,8	0,8
Frecuencia	60 c/s.	60 c/s.

Transformadores .- La subestación transformadora de Saymirín consta de cuatro transformadores instalados, así como los generadores, en dos etapas. Las características son las siguientes:

	<u>1ª Etapa</u>	<u>2ª Etapa</u>
Nº de transformadores	2	2
KVA de cada transformador	1.600	2.450
Nº de devanados	2	2
Relación nominal	2.4/22 KV	2.4/22 KV
Conexión	$\Delta / Y_{\text{N}}$	$\Delta / Y_{\text{N}}$
Frecuencia nominal	60 c/s.	60 c/s.
$Z_{CC}(\%)$	6.8	4.5

### 2.1.2 CENTRAL DIESEL MONAY

Consta de tres grupos termo-eléctricos de 1.8 MVA cada uno y de tres transformadores de elevación que interconectan esta central al anillo de subtransmisión a 22 KV. Las características son:

Generadores :

Nº de generadores	3
KVA nom. de cada generador	1.800 KVA
Capacidad " "	1.500 KW
Tensión Nominal	6.3 KV
f. de p.	0.83

## Generadores :

Frecuencia nominal	60 c/s
$X_{d''}$	35 %
$X_o$	19.6 %

## Transformadores :

Nº de transformadores	3
KVA de cada transformador	2.000 KVA
Nº de devanados	2
Relación nominal	6.3/22 KV
Conexión	$\Delta / \text{Y}$
Frecuencia	60 c/s.
$Z_{CC}$ (%)	5

## 2.1.3 CENTRAL HIDROELECTRICA SAUCAY

Del Estudio de Factibilidad de la Central Saucay (Ref. 17) y de los estudios realizados por INECCEL (Ref. 18) se ha determinado que la capacidad de esta central será de 8.000 KW. y tendrá las siguientes características:

## Generadores :

Nº de generadores	2
KVA nom. de cada generador	5.000 KVA
Capacidad " "	4.000 KW
Tensión nominal	4.16 KV
f. de p.	0.80
Frecuencia	60 c/s.
$X_{d''}$	30 %
$X_o$	15 %



## Transformadores

Nº de transformadores	2
KVA de cada transformador	5.000 KVA
Nº de devanados	2
Relación nominal	4.16/22 KV
Conexión	$\Delta / \text{Y}_n$
Frecuencia de operación	60 c/s.
$Z_{cc}$ (%)	7

## 2.1.4 LINEA DE TRANSMISION SAYMIRIN - CUENCA

En la actualidad es la única línea de transmisión existente en el sistema y tiene las siguientes características:

Longitud aproximada	10 Km
Número de circuitos	1
Número de hilos de guardia	1
Conductor	1/0 AWG de cobre
Voltaje de transmisión	22 KV
Distancia Media Geométrica	4' 5"
Altura s. n. m.	2.500 a 3.000 m.
$Z_1 = Z_2$	$3.79 + j4.49$ (Ohm/fase)
$Z_0$	$5.2 + j19.3$ (Ohm/fase)

## 2.1.5 LINEAS DE TRANSMISION SAUCAY - CUENCA

Según los estudios realizados, esta línea tendrá las siguientes características:

Longitud aproximada	15 Km.
Número de circuitos	1

Número de hilos de guardia	1
Conductor	477 MCM de ACSR
Voltaje de Transmisión	22 KV
Distancia media geométrica	10' 4"
Altura s. n. m.	2.600 a 3.000 m.
$Z_1 = Z_2$	2,023 j 5,72 (Ohm/fase)
$Z_0$	10,788 j 31.466 (Ohm/fase)

#### 2.1.6 ANILLO DE SUBTRANSMISION (69 KV)

Este anillo se construirá alrededor de la ciudad para interconectar las subestaciones Cuenca, N° 2 , N° 6 y N° 4 . Las características principales son las siguientes:

Longitud aproximada

S/E Cuenca - S/E N° 2	= 3 Km.
S/E N° 2 - S/E N° 6	= 6.7 Km
S/E N° 6 - S/E N° 4	= 8.2 Km.
S/E N° 4 - S/E Cuenca	= 3.5 Km.

Longitud Total = 21.4 Km.

Número de circuitos = 1

N° de hilos de guardia = 1

Conductor = 266.8 MCM - ACSR

Voltaje de Transmisión = 69 KV

Distancia Media geométrica = 10' 4"

Altura s.n.m. = 2.600 m.

$Z_1 = Z_2$  = 0.385 + j 0.748 (Ohm/fase/milla)

$Z_0$  = 0.749 + j 2.65 (Ohm/fase/milla)

#### 2.1.7 SUBESTACIONES DE REDUCCION

- Subestación N° 4 .- Interconectará el anillo de 69 KV con las

barras de 22 KV donde llega las líneas de Saymirín y de Saucay.  
Las características de los transformadores son:

Nº de transformadores	1 (2)
KVA de cada transformador	10.000
Nº de devanados	2
Relación Nominal	69/22 KV
Conexión	$\Delta / \text{Y}$
Frecuencia de operación	60 c/s.
$Z_{cc}(\%)$	10

- Subestación N° 2 .- Se hará una ampliación a la existente con el fin de interconectar el anillo de 69 KV con las barras de 22 KV donde alimenta la central Monay . Las características de los transformadores son:

Nº de transformadores	2
KVA de cada transformador	10.000
Nº de devanados	2
Relación nominal	69/22 KV
Conexión	$\Delta / \text{Y}$
Frecuencia de operación	60
$Z_{cc}(\%)$	10

- Subestación N° 6 .- No está previsto ninguna generación que alimente directamente a esta subestación y solamente tendrá conectado carga a sus barras a través de transformadores de distribución primaria.

#### 2.1.8 SUBESTACION CUENCA

Esta subestación será la de mayor importancia en el sistema, re

ducirá el voltaje de la alimentación proveniente de la Central Paute. Las características de sus transformadores serán:

Nº de transformadores	1 (2)
MVA de cada transformador	40
Nº de devanados	2
Relación nominal	138/69 KV
Conexión	$\nabla / \Delta$
Frecuencia de operación	60 c/s.
$Z_{cc}$ (%)	9.0

## 2.2 PROYECTO PAUTE

La Central Hidroeléctrica Paute es una de las fuentes de generación más grande que Inecel tiene en su programa de Electrificación Nacional. En su primera etapa (1980) generará 200 MW en dos grupos y para 1990 se ha considerado que tendrá un total de 1.350 MW. En el gráfico N° 4.8 se indica un diagrama unifilar de esta central. Sus características eléctricas, tomados de los datos de diseño, son las siguientes:

Generadores :

Nº de generadores	2 (Primera Etapa)
MVA nom. de cada generador	111
Capacidad " "	100 MW
Tensión nominal	13.8 KV
f. de p.	0.90
Frecuencia nominal	60 c/s.
$X_d$ "	24 %
$X_o$	12 %

Transformadores :

Barra de 138 KV

Nº de transformadores 2 (Primera Etapa)

MVA de cada transformador 112

Nº de devanados 2

Relación nominal 13.8/138 KV

Conexión 

Frecuencia nominal 60 c/s.

$Z_{cc}$  (%) 6.66

Barra de 230 KV

Nº de autotransformadores 4 x 1Ø (1 reserva)

MVA de cada autotransformador 75 (225 banco)

Nº de devanados 2 (principal y de compensac)

Relación nominal  $\frac{230}{\sqrt{3}} / \frac{138}{\sqrt{3}} / 13.8$

Conexión 

Frecuencia nominal 60 c/s.

Impedancias (%)

X(H - L) = 4.6

X(H - T) = 21.08

X(L - T) = 15.09

## 2.2.1 LINEA DE TRANSMISION PAUTE - CUENCA

Según los estudios realizados por el Departamento de Diseño de INECEL, las características que tendrá esta línea serán las siguientes:

Longitud aproximada 70 Km.

Nº de circuitos	1 (2)
Nº de hilos de guardia	1 (2)
Conductor	477 MCM de ACSR
Voltaje de transmisión	138 KV
G.M.D.	20,6'

Esta línea se construirá en torres de doble circuito, instalándose una terna en 1980 y la segunda en 1986 . Por esta razón las impedancias por fase, calculados para cada etapa, considerando que la disposición de los conductores es lo indicado en la Fig. Nº 2.4 , son las siguientes:

Primera Etapa :

$$Z_1 = Z_2 = 8,5834 + j 33,7911 \text{ Ohm/fase}$$

$$Z_0 = 27,3665 + j 109,998 \text{ Ohm/fase}$$

Segunda Etapa :

$$Z1 = Z2 = 8,5911 + j 33,7841 \text{ Ohm/fase}$$

$$Z_0 = 31.5742 + j 105,798 \text{ Ohm/fase}$$

### 2.3 DIAGRAMA EQUIVALENTE DEL SISTEMA

Con las características de los elementos del Sistema descritos anteriormente se determinarán a continuación los diagramas unifilares para los casos y condiciones que se desean estudiar.

Siendo el objeto del presente trabajo el diseño de la protección de la línea de transmisión Paute - Cuenca, que se instalará en dos etapas, las condiciones a estudiarse serán:

#### 2.3.1 CONDICION 1 (AÑO 1980)

Constituye la etapa inicial de funcionamiento de la línea Paute -

Cuenca . Para este año se tendrá funcionando a plena capacidad las centrales de Saymirín, Monay y Saucay con una generación total de 18 MW y 9 MVAR. La demanda total del sistema será 26 MW (Ref. 19) , teniéndose un déficit de 8 MW y 4 MVAR, que será suplida por la Central Paute, la cual tendrá un total de 200 MW de capacidad de generación. Razón por la que es necesario instalar la primera terna de la línea de 138 KV y el primer transformador de 40 MVA (138/69 KV) de la subestación Cuenca. Lógicamente, es necesario también que entre en funcionamiento el anillo de 69 KV así como los transformadores de las subestaciones de reducción (69/22 KV).

Se considera que el anillo que existe actualmente a 22 KV, saldrá de servicio especialmente en el tramo subterráneo por tener una capacidad muy baja, quedando solamente como alimentadores a las subestaciones de distribución primaria. Con estos antecedentes se ha fijado el diagrama unifilar a estudiarse para la condición I, como se indica en el gráfico N° 2.2

#### -2.3.2 CONDICION 2 (AÑO 1986)

En este año se estima que la demanda del sistema llegará a 61 MW. En estas condiciones la Central Paute, que para entonces tendrá 800 MW de capacidad de generación, deberá entregar al Sistema "Centro Sur" 43 MW y 22 MVAR.

Las centrales de Saymirín, Monay y Saucay deberán seguir generando 18 MW y 9 MVAR.

Esto hace necesario la construcción de la segunda terna en la lí-

nea Paute-Cuenca y lógicamente para este año deberá estar en funcionamiento el segundo transformador (138/69 KV) de la subestación Cuenca.

Como se ha indicado las centrales chicas del Sistema mantendrán igual su capacidad de generación tanto en la condición I y en la II esto indica que no se cambiarán las condiciones dentro del Sistema en cuanto a generación y subtransmisión, solamente habrán cambios en lo que respecta a modificaciones o ampliaciones del sistema de distribución. En el gráf. N° 2.3 se indica el diagrama unifilar del sistema para esta condición.

Se analizará también una tercera condición que es cuando la central Paute tenga su capacidad de generación total de aproximadamente 1350 MW, especialmente con el fin de determinar las corrientes máximas de falla que influirían en la determinación de la capacidad de los equipos.



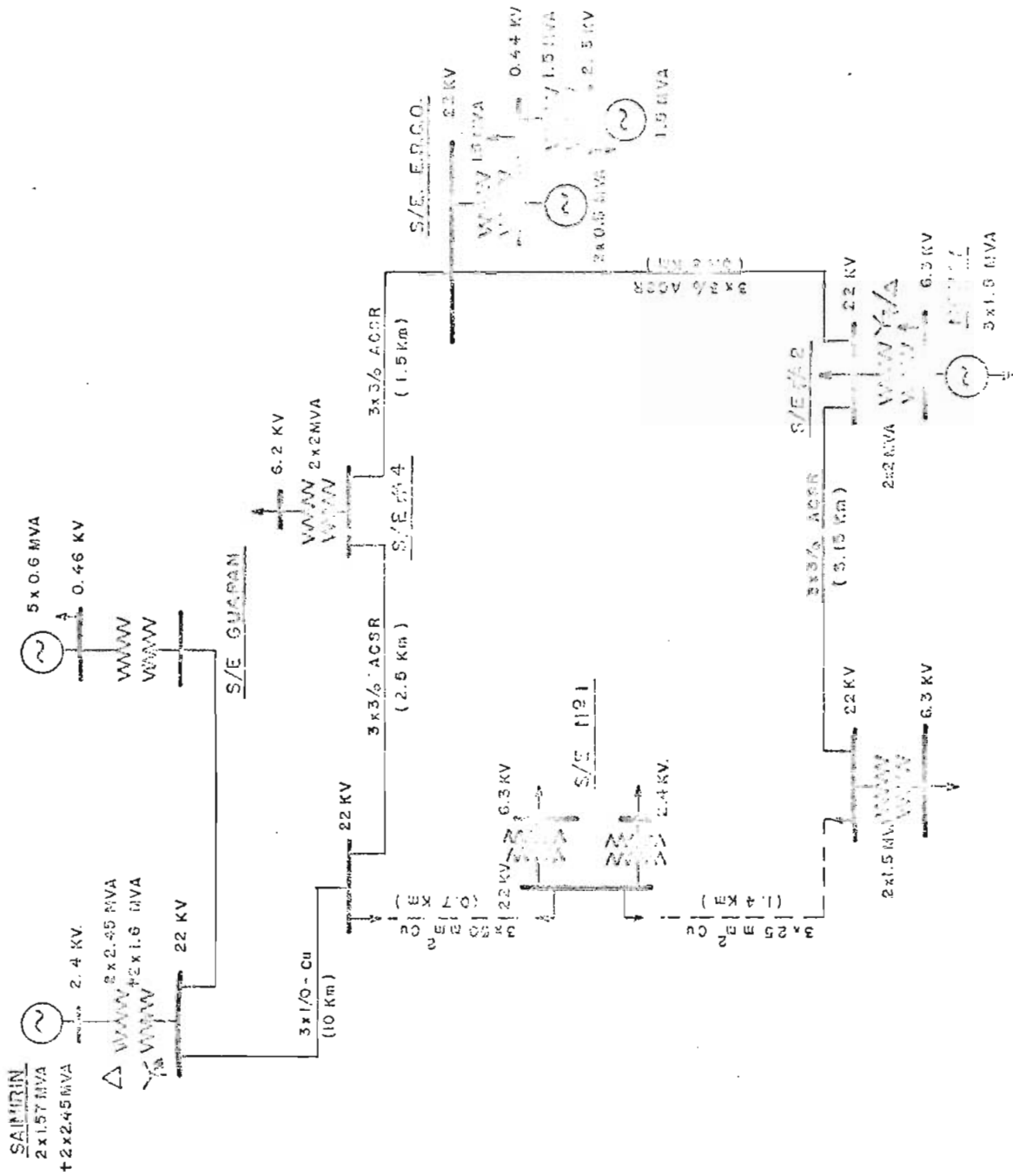


GRAFICO 2.1.

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL

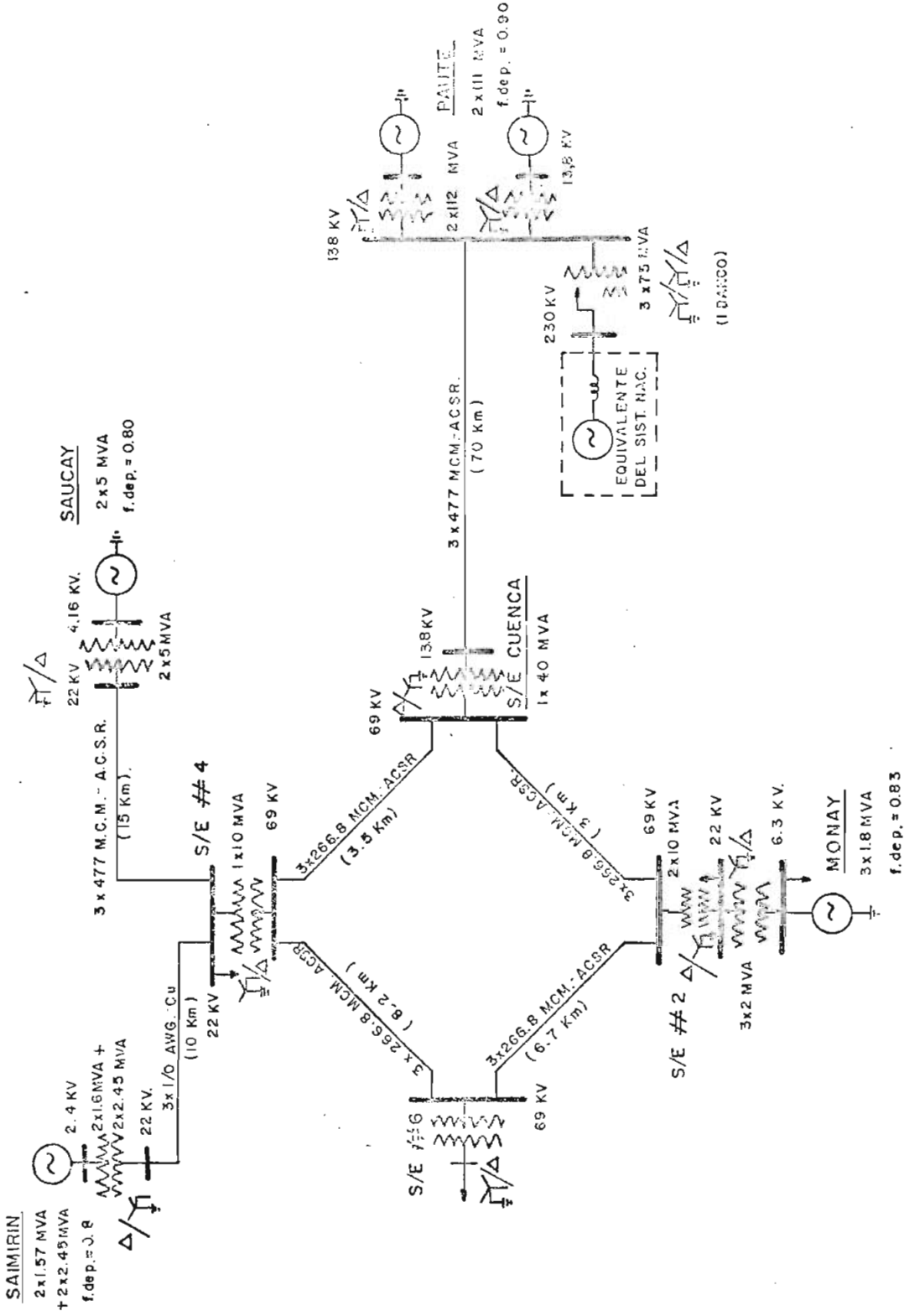


GRAFICO 2.2

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA "CENTRO-SUR" (AÑO 1980)

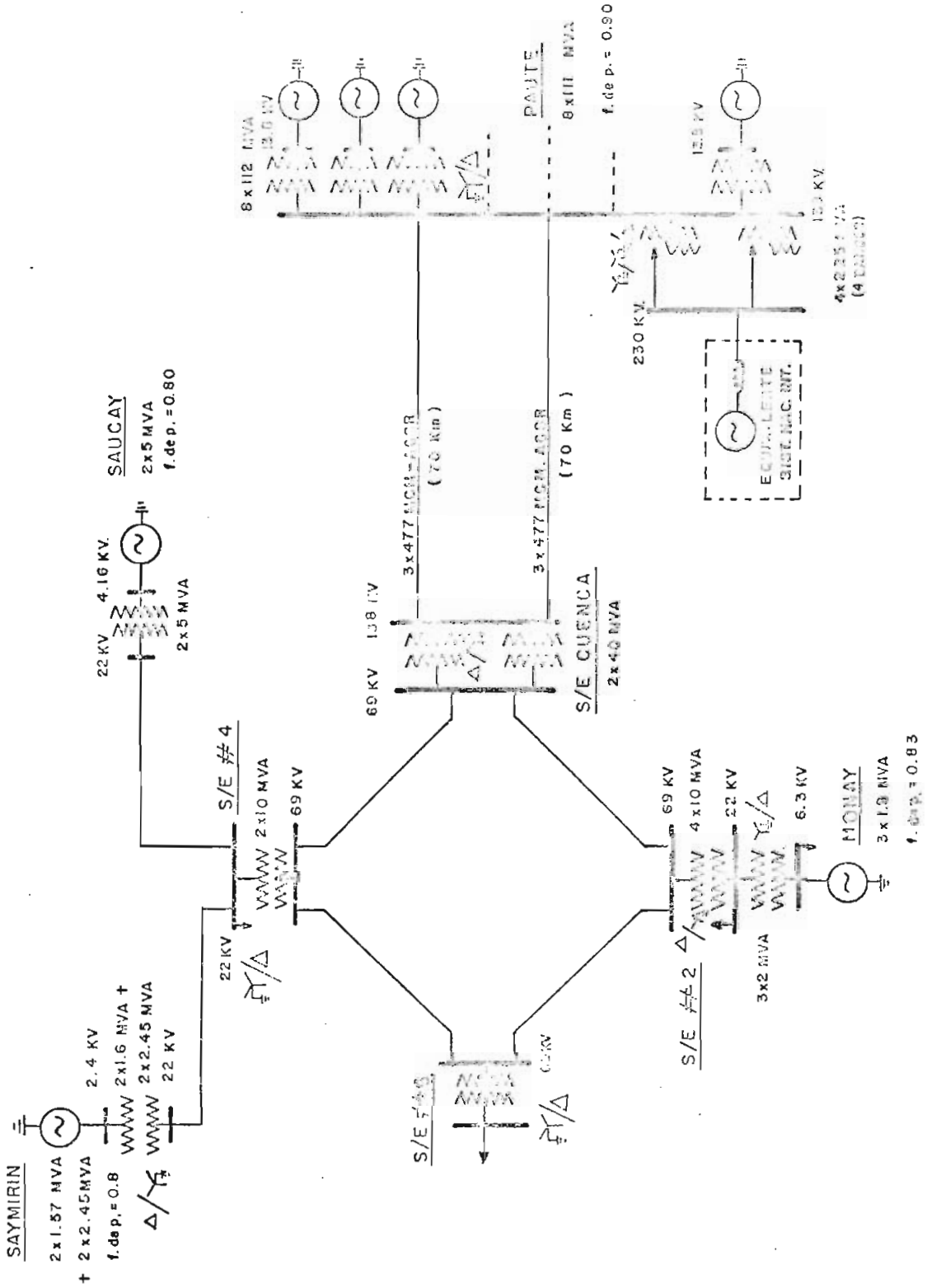
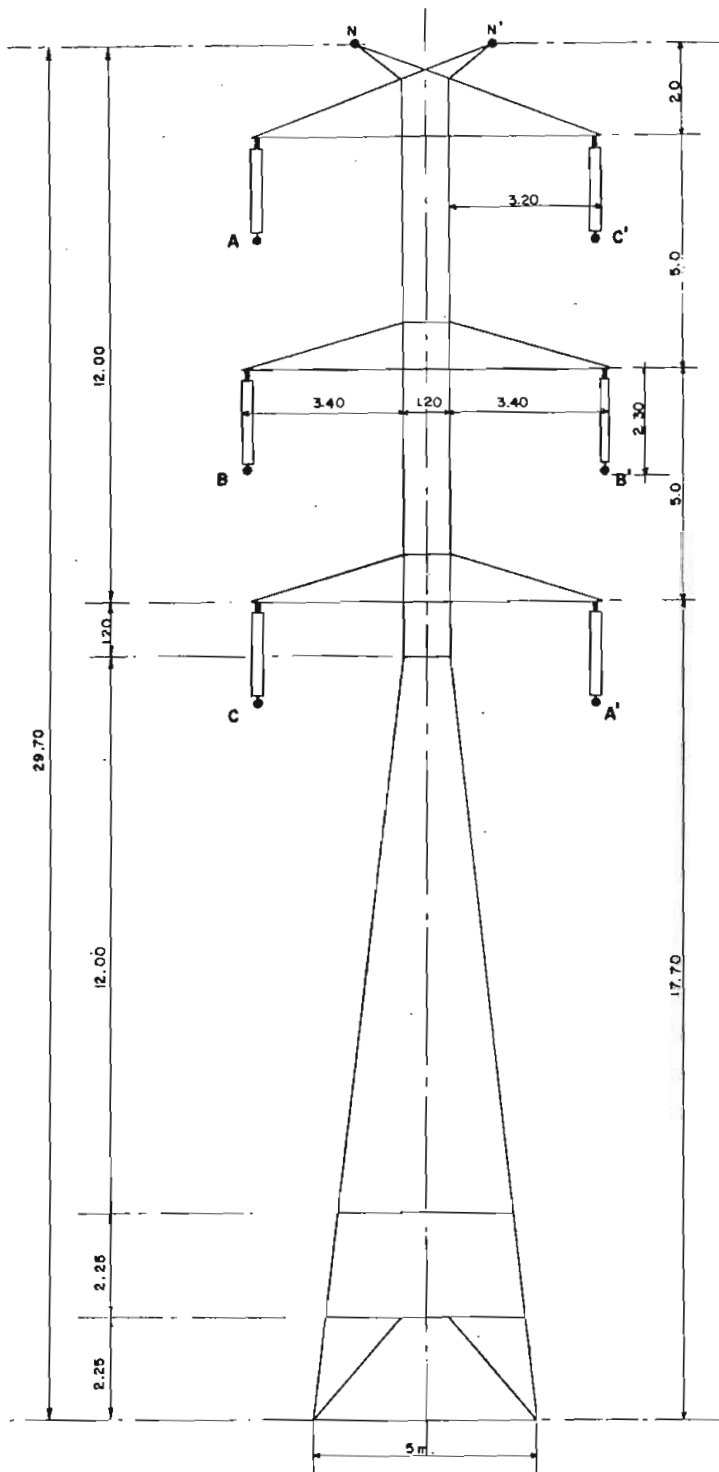


GRAFICO 2.3

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA "CENTRO SUR" (AÑO 1955)



**NOTAS:**

A, B, C = DISPOSICION DE LAS FASES PARA LA PRIMERA ETAPA

N = UBICACION DEL HILO DE GUAR. DIA EN LA PRIMERA ETAPA

VANO MEDIO = 350

Nº DE AISLADORES = 13

CONDUCTOR 477 MCM-ACSR

GRAF. 2-4.- CONFIGURACION BASICA DE LAS ESTRUCTURAS DE SUSPENSION DE LA LINEA PAUTE - CUENCA (138 KV.)

## CAPITULO III

### CALCULO DE FALLAS

Para el estudio de protección de sistemas de potencia, por medio de relés, es práctica generalizada determinar las corrientes para fallas trifásicas y monofásicas fase a tierra para condiciones de máxima y mínima generación. Estas fallas deben ser aplicadas en cada una de las barras a estudiarse y se determinará la repartición de corrientes en la malla; así como, los voltajes en las barras adyacentes a la barra que está en cortocircuito. Además es conveniente, para condiciones de mínima generación, hacer una falla al terminal de una línea con su disyuntor adyacente abierto.

El cálculo de corrientes de cortocircuito puede hacerse por el método analítico, aunque en la actualidad se realiza con la ayuda de analizadores de redes o de computadoras digitales, especialmente en sistemas grandes y cuando se requiere hacer estudios conjuntos de fallas y flujo de cargas.

Cualquiera que sea el método a seguirse, el primer paso es la determinación de los diagramas secuenciales en porcentaje o en por unidad referidos a una potencia y a un voltaje bases.

En el presente caso se ha adoptado el sistema por unidad referidos a 100 MVA base y a un voltaje base igual al voltaje nominal que tiene cada elemento en el sistema. En los cuadros III.1 y

III.2 se indican los valores de impedancia en por unidad para las dos condiciones, las cuales se han determinado con los datos indicados en el capítulo II y con las siguientes relaciones:

$$Z_{p.u.} = Z (\%) \frac{\text{KVA base}}{100 \text{ KVA}_1} \quad (3.1)$$

$$Z_{p.u.} = \frac{Z (\Omega) \times \text{KVA base}}{1.000 (\text{KV})^2} \quad (3.2)$$

$Z_{p.u.}$  = Impedancia en por unidad referido a los KVA base.

$Z (\%)$  = Impedancia en porcentaje referido a  $\text{KVA}_1$

$Z (\Omega)$  = Impedancia en ohmios/fase

$\text{KVA}_1$  = Potencia propia del elemento a lo que está referida  $Z (\%)$ .

$\text{KVA base}$  = Potencia base a la que se desea referir  $Z_{p.u.}$

$\text{KV}$  = Voltaje base al que se desea referir  $Z_{p.u.}$

En los gráficos 3.1 y 3.2 se indican las mallas de secuencia positiva del sistema para las dos condiciones y en los gráficos 3.3 y 3.4 se indican las mallas de secuencia cero.

Cabe indicar que con el objeto de considerar la influencia del Sistema Nacional, se ha determinado un equivalente de esta red en la barra de 230 KV de la subestación Paute, para cada condición (Ref. 18).

## CUADRO III.1

## IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA EN P.U.

SISTEMA "CENTRO SUR" KVA Base = 100.000

ELEMENTO		CONDICION I (Año 1980)	CONDICION II (Año 1986)
Generador Saucay		j 3.0	j 3.0
Generador Saymirín		j 3.2	j 3.2
Generador Monay		j 6.48	j 6.48
Generador Paute		j 0.104	j 0.026
Transformador Saucay		j 0.7	j 0.7
Transformador Saymirín		j 0.62	j 0.62
Transformador Monay		j 0.33	j 0.33
Transformador s/e. N° 4		j 1.0	j 0.5
Transformador s/e. N° 2		j 0.5	j 0.25
Transformador Cuenca		j 0.245	j 0.127
Transformador Paute (barra 138)		j 0.028	j 0.007
Autotransformador Paute (barra 230 KV)	OH	j 0.024	j 0.006
	OL	-j 0.004	-j 0.001
	OT	j 0.071	j 0.018
Línea Saucay -Cuenca (22KV)		0.418 + j 1.18	0.418 + j 1.18
Línea Saymirín-Cuenca (22KV)		0.783 + j 0.898	0.783 + j 0.898
Línea Paute-Cuenca (138 KV)		0.049 + j 0.172	0.049 + j 0.172
Anillo de Subtrans misión	s/e. Cuenca -s/e. N° 4	0.018 + j 0.034	0.018 + j 0.034
	" " -s/e. N° 2	0.015 + j 0.029	0.015 + j 0.029
	s/e. N° 2 -s/e. N° 6	0.034 + j 0.065	0.034 + j 0.065
	s/e. N° 6 -s/e. N° 4	0.041 + j 0.079	0.041 + j 0.079
SISTEMA NACIONAL (EQUIVALENTE)		j 0.2525	j 0.04

## CUADRO III.2

## IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO EN P. U.

SISTEMA "CENTRO SUR"

KVA base = 100.000

ELEMENTO		CONDICION I Año 1980)	CONDICION II (Año 1986)
Generador Saucay		j 1.5	j 1.5
Generador Saymirín		j 1.3	j 1.3
Generador Monay		j 3.63	j 3.63
Generador Paute		j 0.05	j 0.013
Transformador Saucay		j 0.7	j 0.7
Transformador Saymirín		j 0.64	j 0.64
Transformador Monay		j 0.83	j 0.83
Transformador s/e. N° 4		j 1.0	j 1.0
Transformador s/e. N° 2		j 0.5	j 0.5
Transformador Cuenca		j 0.1917	j 0.0958
Transformador Paute (barra 138KV)		j 0.028	j 0.007
Autotransformador Paute (barra 230 KV)	OH	j 0.0062	j 0.0015
	OL	j 0.0025	j 0.0006
	OT	j 0.0127	j 0.032
Línea Saucay -Cuenca		0.22 + j 0.63	0.22 + j 0.63
Línea Saymirín-Cuenca		1 + j 3.85	1 + j 3.85
Línea Paute -Cuenca		0.1392 + j 0.5737	0.1659 + j 0.5556
Anillo de Subtrans- misión	s/e. Cuenca -s/e. N° 4	0.03 + j 0.116	0.03 + j 0.116
	s/e. Cuenca -s/e. N° 2	0.028 + j 0.099	0.028 + j 0.099
	s/e. N° 2 -s/e. N° 6	0.062 + j 0.22	0.062 + j 0.22
	s/e. N° 6 -s/e. N° 4	0.076 + j 0.269	0.076 + j 0.269
SISTEMA NACIONAL (EQUIVALENTE)		j 0.44	j 0.04



## METODO DE CALCULO

Por componentes simétricas se demuestra que:

$$\begin{aligned} I_a &= I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \\ I_b &= I_{a0} + \underline{a}^2 I_{a1} + \underline{a} I_{a2} \end{aligned} \quad (3.3)$$

$$I_c = I_{a0} + \underline{a} I_{a1} + \underline{a}^2 I_{a2}$$

$$I_{a0} = 1/3 (I_a + I_b + I_c)$$

$$I_{a1} = 1/3 (I_a + \underline{a} I_b + \underline{a}^2 I_c) \quad (3.4)$$

$$I_{a2} = 1/3 (I_a + \underline{a}^2 I_b + \underline{a} I_c)$$

En donde:

$\underline{a}$  es un operador que, aplicado a cualquier vector, cambia su posición de fase de acuerdo con las siguientes relaciones:

$$\underline{a} = -0.5 + j 0.866 = -1/2 + j \sqrt{3}/2$$

$$\underline{a}^2 = -0.5 - j 0.866 = -1/2 - j \sqrt{3}/2$$

$$\underline{a}^3 = 1$$

$$1 + \underline{a} + \underline{a}^2 = 0$$

$I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$  son las corrientes en las fases a, b y c respectivamente.

$I_1$  = corriente de secuencia positiva

$I_2$  = corriente de secuencia negativa

$I_0$  = corriente de secuencia cero

Estas ecuaciones se cumplen también para voltajes.

Además se demuestra que: (Ref. 02)

$$V_{a1} = E_a - I_{a1} Z_1 \quad (3.5)$$

$$V_{a2} = -I_{a2} Z_2 \quad (3.6)$$

$$V_{a0} = -I_{a0} Z_0 \quad (3.7)$$

En donde:

$E_a$  = Voltaje de secuencia positiva fase-tierra sin carga

$Z_1$ ,  $Z_2$  y  $Z_0$  = Son las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente.

### 3.1 FALLAS BALANCEADAS

Se refieren a cortocircuitos entre las tres fases ó entre estas y tierra. En un sistema balanceado un cortocircuito trifásico no desequilibra la simetría de las fases del sistema, por lo tanto habrá solamente corrientes y voltajes de secuencia positiva. Esto se demuestra partiendo de las condiciones que se tendrían después de ocurrida la falla:

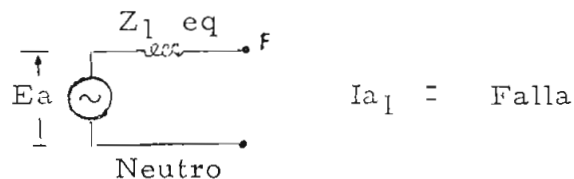
$$V_b = V_a = V_c = 0 \quad I_a + I_b + I_c = 0$$

Sustituyendo estos valores en las ecuaciones anteriores y recordando que  $1 + a + a^2 = 0$  se tiene que:

$$I_{a0} = 0 \quad I_{a2} = 0 \quad V_{a1} = V_{a2} = V_{a0} = 0$$

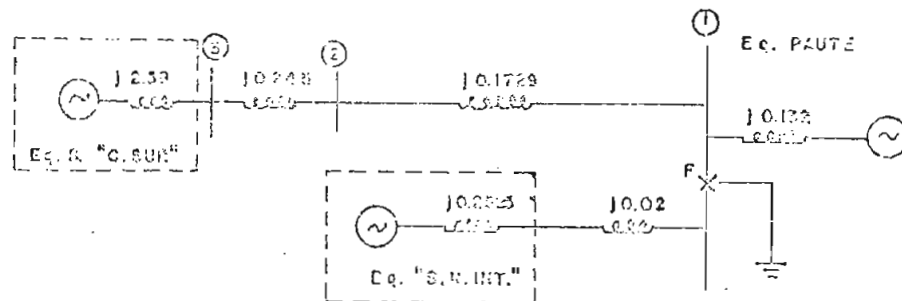
$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1} = I_{\text{Falla}}$ . Donde  $E_a$  es la tensión en el punto de falla en circuito abierto.

Luego, siguiendo el método de Thevenin; se obtendrá, para cada caso, un circuito equivalente de la siguiente forma, visto desde el punto de falla (F).



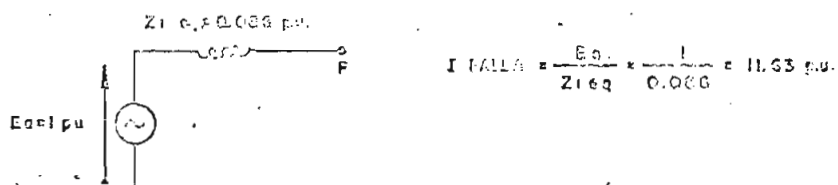
GRAF. 3.5 CIRCUITO EQUIVALENTE THEVENIN (FALLAS TRIFASICAS)

Por ejemplo, para una falla trifásica en la barra N° 1 (barra de 138 KV de la Subestación Paute) y para condiciones iniciales, el sistema se tendría en la siguiente forma:



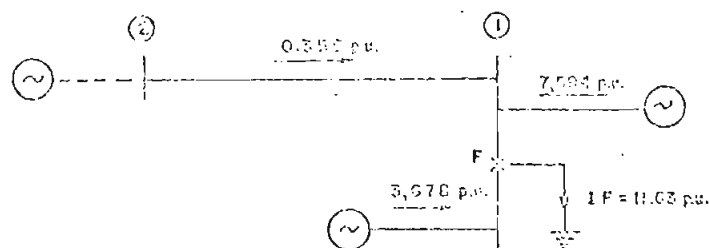
GRAF. 3.6 MALLA DE SEC. POSITIVA (FALLA TRIFASICA EN LA BARRA ①)

Reduciendo la malla se llegaría a un equivalente de la siguiente forma:



GRAF. 3.7 CIRCUITO EQUIVALENTE THEVENIN PARA UNA FALLA TRIFASICA EN LA BARRA ①

Con este valor de falla se determinará la repartición de corriente en la malla, lo que nos da:



GRAF: 3.8 REPARTICION DE CORRIENTES EN LA MALLA (p. u.) PARA FALLA TRIFASICA EN LA BARRA ①

Siguiendo este método, en el cuadro III.3 y III.4, se indican los valores de corriente de falla y la repartición de corrientes para fallas en las diferentes barras del sistema.

### 3.2 FALLAS DESBALANCEADAS

Son los cortocircuitos que causan desequilibrios en el sistema por lo que, dependiendo del tipo de falla, se tendrá además de las corrientes y voltajes de secuencia positiva, corrientes y voltajes de secuencia negativa y de secuencia cero.

De una manera general se puede decir que para fallas desbalanceadas, el estudio de cortocircuitos puede realizarse con el uso de varias redes de secuencia de acuerdo con el método convencional de componentes simétricas. Pero cuando el sistema de impedancia de secuencia positiva y negativa son similares el trabajo puede simplificarse, sin afectar seriamente la precisión de los resultados, considerando que  $Z_1 = Z_2$  (Ref. 02).

Con esta consideración y como se demuestra a continuación, se tiene que para fallas fase a tierra ó dos fases a tierra se requieran

solamente las mallas de secuencia positiva y de secuencia cero; y para fallas fase - fase se requiere solamente la malla de secuencia positiva.

Las ecuaciones N° (3.3) referidos a corrientes y voltajes pueden escribirse también de la siguiente forma: (reemplazando el valor del operador  $\underline{a}$ )

$$I_a = (I_{a1} + I_{a2}) + I_{a0} \quad (3.8)$$

$$I_b = -1/2 (I_{a1} + I_{a2}) - j \sqrt{3}/2 (I_{a1} - I_{a2}) + I_{a0} \quad (3.9)$$

$$I_c = -1/2 (I_{a1} + I_{a2}) + j \sqrt{3}/2 (I_{a1} - I_{a2}) + I_{a0} \quad (3.10)$$

$$V_a = (V_{a1} + V_{a2}) + V_{a0} \quad (3.11)$$

$$V_b = -1/2 (V_{a1} + V_{a2}) - j \sqrt{3}/2 (V_{a1} - V_{a2}) + V_{a0} \quad (3.12)$$

$$V_c = -1/2 (V_{a1} + V_{a2}) + j \sqrt{3}/2 (V_{a1} - V_{a2}) + V_{a0} \quad (3.13)$$

Para fallas de fase a tierra (considerando que la fase fallada es la "a") se tendrán las siguientes condiciones:

$$V_a = 0 \quad I_b = I_c = 0$$

Reemplazando estos valores en las ecuaciones anteriores se tiene que:

$$V_{a1} + V_{a2} = -V_{a0} \quad (3.14)$$

$$I_{a1} + I_{a2} = 2I_{a0} \quad (3.15)$$

$$I_{a1} - I_{a2} = 0 \quad (3.16)$$

Además, sustituyendo el valor de  $Z_1 = Z_2$  en la ecuación 3.6 y sacando la suma y la diferencia con la ecuación 3.5, se tiene que:

$$V_{a1} + V_{a2} = E_a - I_{a1} Z_1 - I_{a2} Z_2 = E_a - Z_1 (I_{a1} + I_{a2}) \quad (3.17)$$

$$V_{a1} - V_{a2} = E_a - I_{a1} Z_1 + I_{a2} Z_2 = E_a - Z_1 (I_{a1} - I_{a2}) \text{ o sea}$$

$$(V_{a1} - V_{a2}) = E_a \quad (3.18)$$

Como  $V_{a0} = -I_{a0} Z_0$ , la ecuación (3.14) se puede escribir:

$$V_{a1} + V_{a2} = -V_{a0} = I_{a0} Z_0 = (I_{a1} + I_{a2}) \frac{Z_0}{2} \quad (3.19)$$

y sacando la diferencia de las ecuaciones (3.19) y (3.17)

$$I_{a1} + I_{a2} = 2I_{a0} = \frac{E_a}{Z_1 + \frac{Z_0}{2}} = \frac{2 E_a}{2 Z_1 + Z_0} \quad (3.20)$$

Sustituyendo estos valores, de sumas y diferencias de corrientes y voltajes secuenciales, en las ecuaciones 3.8 a 3.13 se tiene que:

$$I_a = 3I_{a0} = \frac{3 E_a}{2 Z_1 + Z_0} \quad (3.21)$$

$$I_b = I_c = 0 \quad (3.22)$$

$$V_a = 0 \quad (3.23)$$

$$V_b = 3/2 V_{a0} - j \sqrt{3}/2 E_a = E_a \left[ - \frac{3/2 (Z_0)}{2Z_1 + Z_0} - j \sqrt{3}/2 \right] \quad (3.24)$$

$$V_c = 3/2 V_{a0} + j \sqrt{3}/2 E_a = E_a \left[ - \frac{3/2 (Z_0)}{2Z_1 + Z_0} + j \sqrt{3}/2 \right] \quad (3.25)$$

El circuito equivalente para fallas FASE-TIERRA puede determinarse con las ecuaciones (3.14) y (3.15).

$$\frac{V_{a1} + V_{a2}}{I_{a1} + I_{a2}} = \frac{-V_{a0}}{2I_{a0}} = \frac{Z_0}{2} \quad (3.26)$$

En esta ecuación  $(V_{a1} + V_{a2})$  representa el voltaje en el punto de falla en la malla de secuencia positiva más negativa y  $(I_{a1} + I_{a2})$

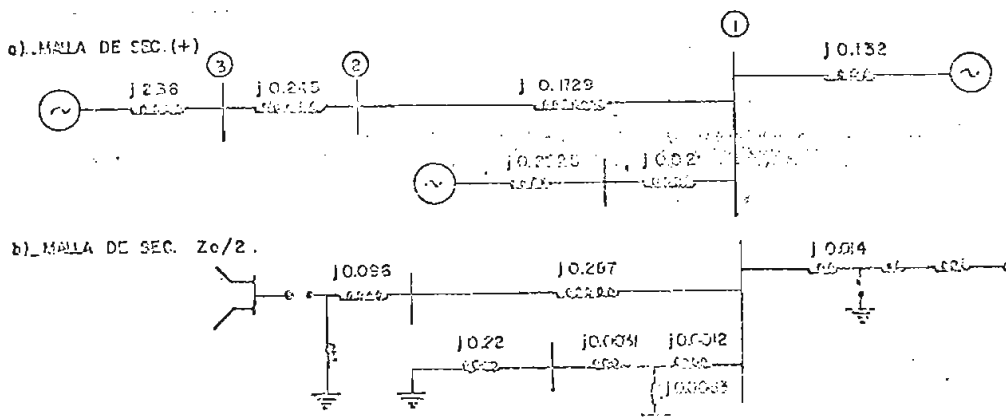
es la corriente que fluye desde esta malla a la falla. La impedancia  $Z_0/2$  por lo tanto estará localizada entre el punto de falla y la barra de potencial cero de la malla indicada, para hacer que la relación de  $(V_{a1} + V_{a2})$  a  $(I_{a1} + I_{a2})$  sea  $Z_0/2$ .

La impedancia equivalente ( $Z_0/2$ ) debe determinarse, luego de dividir cada una de las  $Z_0$  de la malla para dos.

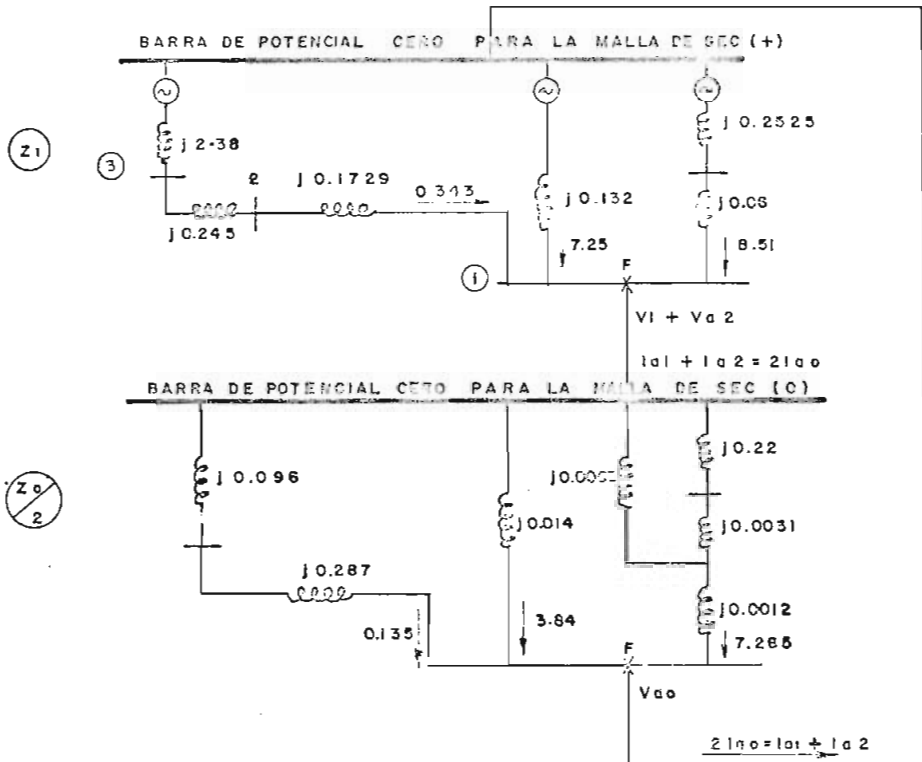
La corriente que fluye en el circuito equivalente es  $(I_{a1} + I_{a2})$  que es igual a  $2 I_{a0}$ . Dos veces la corriente de secuencia cero, al circular por  $1/2$  de la malla de secuencia cero, producirá  $V_{a0}$ .

Luego, si todas las impedancias de secuencia cero se dividen por dos y la malla se conecta en serie con la malla de secuencia positiva (que en este caso se ha considerado similar a la de secuencia negativa) como se indica en el gráfico N° 3.10, se obtiene un circuito equivalente que satisface las ecuaciones (3.19) y (3.20).

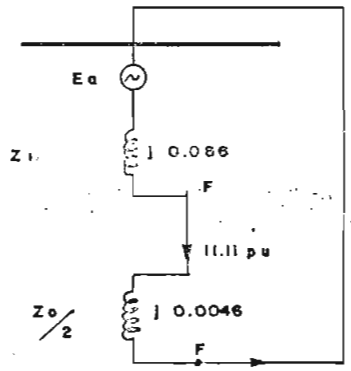
Como un ejemplo de aplicación se determinará la corriente de falla fase tierra para la barra (1) en la condición I.



GRAF. 3.9 (a) MALLA DE SECUENCIA POSITIVA. (b) MALLA DE SECUENCIA CERO DIVIDIDO PARA 2 (Condición I)



REDUCIENDO LAS MALLAS SE TIENE:



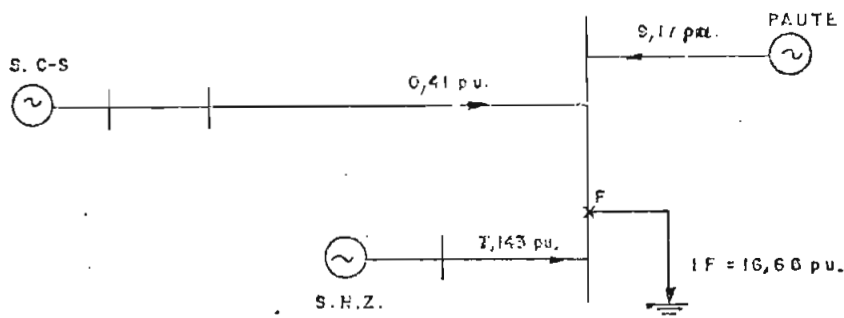
$$I_{a1} + I_{a2} = 2I_{a0} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_0/2} \times \frac{1}{0.088 + 0.0046} = 11.11 \text{ p.u.}$$

$$I \cdot F = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = \frac{3(I_{a1} + I_{a2})}{2} = 16.66 \text{ p.u.}$$

GRAF. 3.10 — CONEXION DE LAS MALLAS DE SEC. POSITIVA Y  $Z_0/2$  PARA FALLA MONOFASICA EN LA BARRA ①



Para calcular la contribución de corriente, se determinará los valores de  $(I_{a1} + I_{a2})$  inversamente proporcional a las impedancias en la malla de  $Z_1$ ; y  $2 I_{a0}$  en la malla de secuencia  $Z_0/2$  como se indican en el gráfico N° 3-10. Finalmente las contribuciones de corriente para falla fase tierra se determinará sumando  $I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$  estos valores se indican en el gráfico N° 3.11.



GRAF. 3.11 REPARTICION DE CORRIENTES (p. u.) EN LA MALLA PARA FALLA MONOFASICA EN LA BARRA (1) (condic. I)

Cabe indicar que en este cálculo no se considerado la carga del sistema ni la influencia capacitiva de la red. Si se desea tomar en cuenta estas dos condiciones, es necesario determinar los voltajes y corrientes en condiciones normales (sin falla) en la malla de secuencia positiva solamente (condición de flujo de carga). Las corrientes calculadas en estas condiciones corresponden a  $(I_{a1} - I_{a2})$ ,  $I_{a1}$  incluye las corrientes de falla y de carga. Los voltajes desde el plano de potencial cero o cualquier punto de la malla de secuencia positiva corresponde a  $(V_{a1} - V_{a2})$ .

Para el presente caso, en el que no se ha considerado la carga del sistema, ni la influencia capacitiva de la malla,  $I_{a1} - I_{a2} = 0$

Siguiendo el método expuesto hasta aquí, se ha determinado las corrientes para fallas fase- tierra para todas las barras y condi

ciones en estudio, las mismas que se indican en los cuadros III.3 y III.4

BARRA FALLADA	CONDICION I (1980)	CONDICION II (1986)
①		
②		
③		
④		
⑤		
① CON UN INTERRUPTOR AUT. DE ② ABIERTO		
② CON UN INTERR. AUT. DE ① ABIERTO		
FALLA EN LA MITAD DE UNA LINEA		

CUADRO III . 3

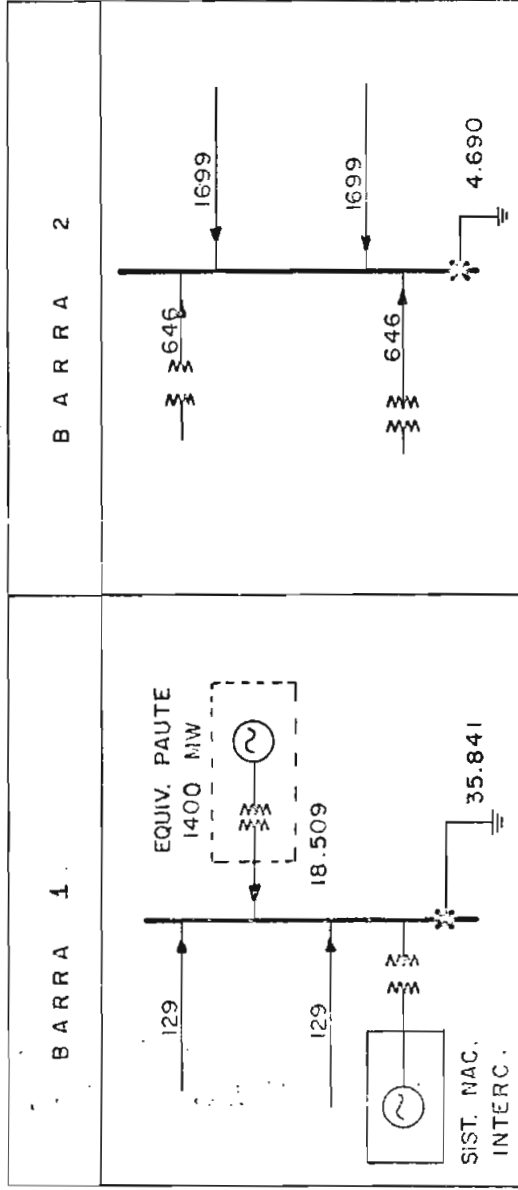
CALCULO DE FALLAS SISTEMA "CENTRO SUR"

— \* FALLAS TRIFASICAS

\* CORRIENTES DE FALLAS EN AMPERIOS

( ) \* FALLAS MONOFASICAS

\* FÁLLA FASE - TIERRA



\* Se ha tomado este tipo de falla por ser la que da la máxima corriente de cortocircuito para estas dos barras.

CUADRO III - 4

CALCULO DE FALLAS SISTEMA "CENTRO - SUR"  
CONDICION DE GENERACION MAXIMA DE LA CENTRAL PAUTE ( 1350MW)

## CAPITULO IV

---

### DISEÑO Y SELECCION DEL SISTEMA DE PROTECCION

Para la selección del sistema de protección de un equipo eléctrico cualquiera, deben considerarse diferentes aspectos de orden eléctrico, económico y físico. En el cuadro IV.1 se indica un resumen de las condiciones principales que deben ser consideradas (Ref. 19)

#### 4.1 SELECCION DEL TIPO DE PROTECCION DE LA LINEA

Para escoger el tipo de protección, para una aplicación particular de una línea de transmisión, deben tenerse presente los siguientes principios:

1. Importancia del sistema de transmisión a ser protegido.
2. Severidad de las fallas en el sistema
3. Disponibilidad de supervisión por el personal de operación
4. Magnitud relativa de las corrientes de falla mínima y máxima para determinar los requerimientos de sensibilidad y estabilidad de la protección.
5. Magnitud de las corrientes de carga. Este factor influye en la calibración mínima de los relés en la protección de líneas de transmisión, especialmente cuando se utilizan relés de sobrecorriente.
6. Duración permitida de la corriente de falla, que es determinada por la necesidad de limitar los peligros en el sistema. Un tiempo relativamente largo en el despeje de una falla afectará a la estabilidad.

7. Necesidad de que el esquema de protección, la calibración de relés y la coordinación de la protección sean compatibles con los esquemas de protección existentes en el sistema.
8. Posibilidad de disponer canales de comunicación.

En general, es necesario considerar todas las condiciones pertinentes, principalmente la disponibilidad del equipo y las instalaciones existentes, para tomar una decisión acertada, tomando en cuenta que el objetivo será diseñar el esquema de protección de modo que el sistema esté adecuadamente protegido dentro de límites económicos convenientes.

De una manera general, se puede clasificar a la forma de proteger las líneas de transmisión en tres grandes categorías:

- a) Protección de sobrecorriente
- b) Protección de distancia
- c) Protección por piloto

Cada una de estas clases de protección tiene sus subdivisiones dependiendo de las características de los relés usados. A continuación se enumeran estos tipos de protección en orden ascendente de costo y complejidad.

1. PROTECCION DE SOBRE CORRIENTE
  - 1.a. Protección con relés de sobrecorriente instantáneos.
  - 1.b. Protección con relés de características tiempo-corriente definidos.
  - 1.c. Protección con relés de sobrecorriente direccionales
  - 1.d. Protección con relés diferenciales de corriente.

## 2. PROTECCION DE DISTANCIA

- 2.a Protección con relés de reactancia
- 2.b Protección con relés mho.
- 2.c Protección con relés de impedancia

## 3. PROTECCION PILOTO (Hilo Piloto, Sistema Carrier ó Micro-ondas)

Cada uno de estos tipos de protección tienen sus ventajas, desventajas y limitaciones como se indican a continuación:

- La protección de sobrecorriente es el tipo más elemental, pero el más difícil de aplicar exitosamente en sistemas en anillos o mallas por lo difícil de coordinar con la protección de líneas adyacentes.

En la actualidad estos relés, se usan solamente para protección de fallas en líneas de subtransmisión cortas ó en distribución primaria y donde la magnitud de la corriente bajo condiciones de cortocircuito es siempre mayor que la máxima corriente de carga.

No es conveniente utilizarla cuando hay cambios en la capacidad de generación ó en la configuración del sistema ya que se requeriría continuos cambios de la calibración de los relés y posiblemente cambios de relés mismo.

Por otra parte este sistema de protección es el más económico comparado con los otros esquemas.

- La Protección de Distancia .- Es más compleja que la ante

rior pero más fácil de aplicar en muchos casos. Tiene la ventaja de que pueden usarse aún si la corriente de cortocircuito es menor que la corriente de carga y su velocidad de operación es relativamente independiente de la magnitud de la corriente; por lo tanto, los cambios en la configuración del sistema ó en la capacidad de generación no afectarán a la protección.

Este sistema de protección es más caro que el anterior pero puede usarse convenientemente siempre que la protección de sobre corriente sea inadecuada.

Además tienen la ventaja de que se disponen relés separados para fallas de fase y para fallas fase-tierra, por lo que es posible y en muchos casos conveniente, usar relés de fase de un tipo y relés de tierra de otro. Por ejemplo, es común el empleo de relés de distancia de fase en unión con relés direccionales de sobrecorriente en un terminal de línea.

- Protección Piloto. - Es el tipo más sofisticado de todos, pero es el más simple de aplicar porque es un tipo de protección por zonas y la coordinación con relés de líneas adyacentes en ciertos casos no es necesario.

El esquema de protección piloto emplea un canal de comunicación en unión con los relés para determinar en un tiempo tan corto como sea posible si una falla está dentro o fuera de la línea protegida. Esto permite una apertura simultánea y de alta velocidad de todos los terminales que alimenten a la línea fallada, disminuyendo así los daños del sistema que podrían



ocasionar por pérdidas de estabilidad y permitiendo en muchos casos una exitosa reconexión automática de los disyuntores para restaurar la línea al servicio.

Este esquema se usa generalmente en líneas de transmisión largas y muy importantes.

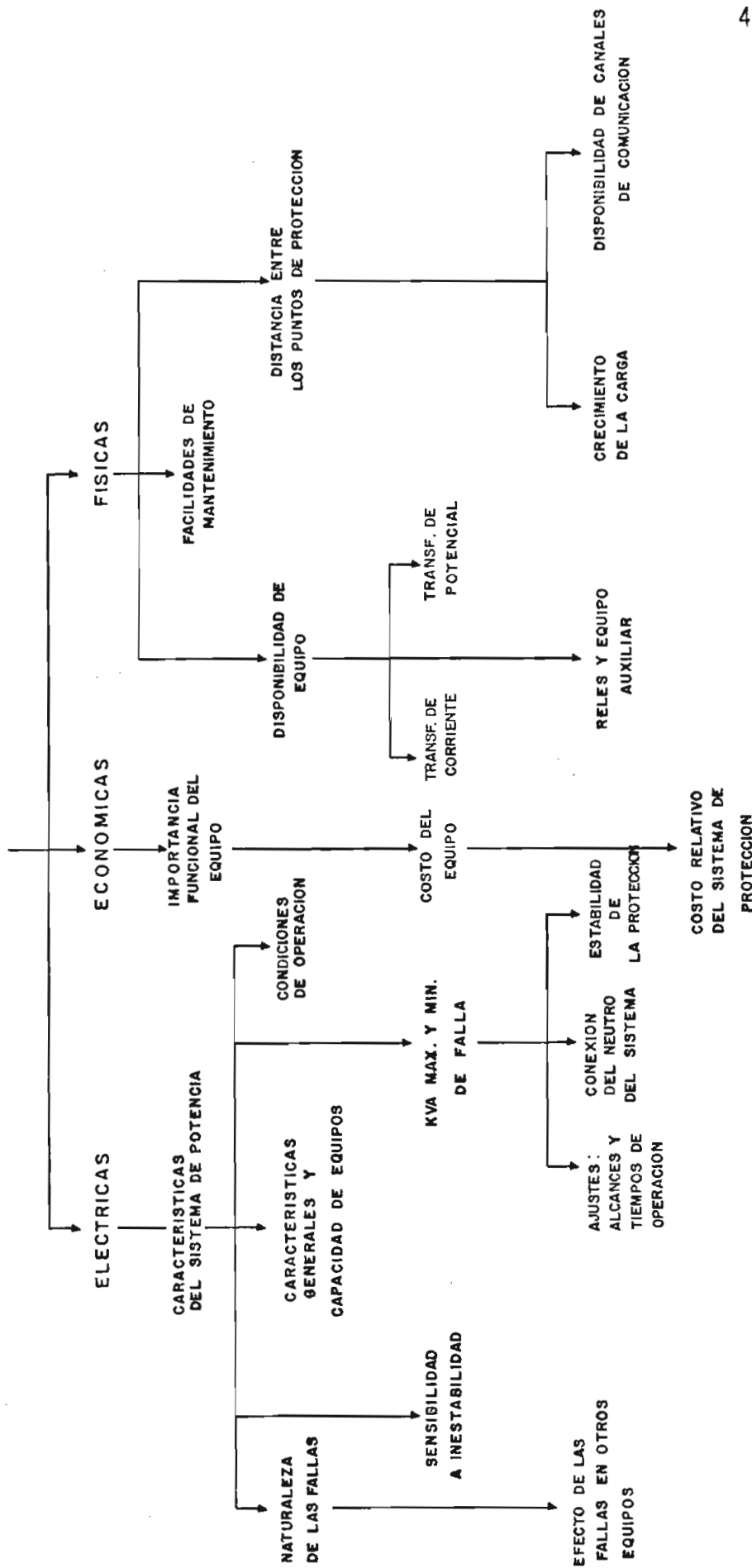
De lo expuesto anteriormente, se deduce que para la protección de la línea Paute-Cuenca (138 KV), el sistema más conveniente es de protección piloto con relés de distancia, principalmente porque el sistema "Centro Sur" va a tener continuos cambios en la alimentación de energía y por los problemas de coordinación con la protección del sistema existente, que se tendría si se usarían relés de sobrecorriente. Además, si bien el costo de la protección de distancia es más alta comparada con la de sobrecorriente, esto se justifica por la gran importancia que tendrá esta línea en el sistema. Por otra parte el costo del sistema la protección es relativamente bajo comparado con el costo total del equipo a proteger.

El esquema de protección piloto propuesto por INECEL para la línea Paute-Cuenca es de Sistema Carrier por comparación direccional (ver gráf. 4.7 y gráf. 4.8) Para este esquema, a parte de ciertas consideraciones acerca de la atenuación de la corriente portadora, la aplicación de la protección se resume a la determinación de las características y ajustes de los relés de distancia de fase y de fase-tierra; ya que el esquema quedará completo solo con el aumento de algunos relés auxiliares y del equipo de onda portadora (Ref. 03)

CUADRO N° IV.1

SELECCION DEL SISTEMA DE PROTECCION

CONSIDERACIONES PRINCIPALES



## 4.2 SELECCION DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y DE POTENCIAL

Todos los relés de protección, en sistemas de potencia, deben operar asociados con transformadores de corriente y de potencial. Estos aparatos tienen por objeto transformar la corriente y la tensión a valores adecuados para que puedan ser conectados los relés y equipos de medición, aislandolos de las tensiones altas del sistema. Constituyéndose de este modo, en la fuente de donde los relés reciben la información. Por esta razón, para un estudio de protección, es necesario hacer también un análisis de los transformadores de corriente y de potencial.

### 4.2.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (T.de C.)

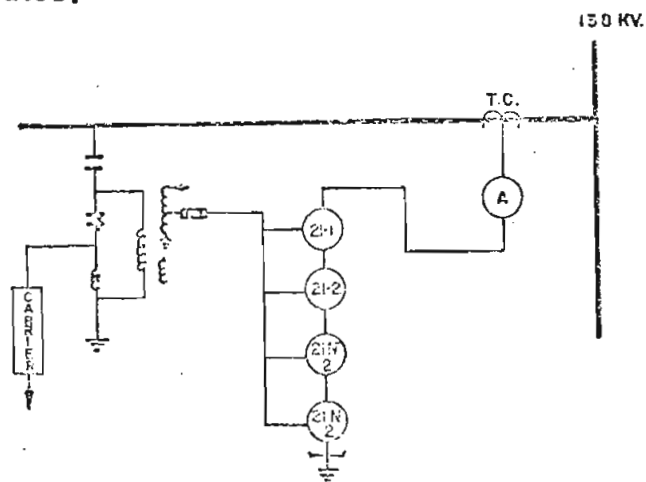
Para la aplicación adecuada de estos transformadores, es necesario tomar en cuenta algunas características que afectan directa - mente al funcionamiento de la protección, tales como: tipo, relación de transformación, precisión, carga a ser conectada, etc.

- Los siguientes requerimientos son muy útiles y pueden servir como base para una adecuada selección.
- 1. El secundario de los transformadores de corriente así como los relés standar tienen, en la mayoría de los casos, los siguientes valores nominales:  
5 Amp., 120 Voltios y 60 c/s.
- 2. Para determinar la relación de transformación, generalmente se toma en cuenta la máxima corriente de carga, de tal modo que la corriente secundaria del transformador, a carga máxima, no exceda la capacidad contínua de corriente del re

lé o aparatos de medida conectados. Este criterio es aplicable principalmente para protección de fases, en la que la corriente fluye continuamente a través de los relés, también es aplicable, indirectamente, a los relés de tierra, aunque ellos no reciben la corriente de carga por estar conectados en el circuito residual del arreglo trifásico.

3. Es permitido que los T- de C. utilizados para protección tengan un error más alto que los requeridos para medición ; sin embargo, es necesario que mantengan su relación de transformación dentro de los límites prescritos de error hasta una cierta corriente primaria, la cual es expresada como un múltiplo de la corriente primaria nominal (factor de saturación).
4. En ciertos casos y con altas corrientes de falla el T. de C. puede saturarse, pero en ese caso la magnitud de la corriente de falla no es tan importante. Por ejemplo, un relé de sobrecorriente de inducción puede operar en la parte plana de la curva de saturación, lo mismo se puede decir de los relés de distancia instantáneos. En estos casos el T. de C. dará suficiente corriente durante la saturación para hacer operar al relé positivamente.
5. En cuanto al número necesario de transformadores se puede indicar que para la protección de cortocircuitos entre fases se requieren, en ciertos casos, T de C. solamente sobre dos fases; en cambio, para protección contra defectos a tierra, se requiere siempre T. de C. sobre las tres fases.
6. En cuanto a la conexión, si el tipo previsto de T. de C. es de varios núcleos, es preferible usar un núcleo para los instru-

mentos de medida y otro núcleo para la protección. Sin embargo es posible, en algunos casos, conectar contadores, aparatos de medida y relés al mismo núcleo, si este satisface todas las condiciones de carga y precisión impuestas por estos aparatos.



GRAF. 4.1 ESQUEMA BASICO DE LA PROTECCION DE LA LINEA PAUTE-CUENCA (Barra Paute)

En la Fig. 16 N° 4-1 se indica el esquema básico de protección de la línea Paute-Cuenca tomado del diagrama unifilar de la subestación Paute propuesto por INECEL.

En esta figura se indica el transformador de corriente cuyas características se determinan a continuación:

Relación de transformación .- La corriente nominal de carga de cada terna para la condición II. (2 transformadores de 40 MVA en Cuenca) será:

$$I_n = \frac{40.000}{\sqrt{3} \times 138} = 169 \text{ Amp.}$$

Con una relación de  $200/5$ , para una corriente de carga de 169 Amp., se tendría 4,2 Amp. secundarios.

Considerando que está alimentado el sistema con una sola terna (I carga = 336 Amp.) la relación aconsejada será  $400/5$  de modo que con 366 Amp. se tenga 4,2 Amp. secundarios y con 168 Amp. nominales se tenga 2,1 Amp. secundarios.

Es necesario considerar que la carga del Sistema "Centro Sur" va a crecer y por tanto es necesario tomar en cuenta la máxima capacidad de transmisión las líneas (160 MVA = 669 Amp.) (Ref. 18 ) por lo que, con el fin de considerar esta condición se recomienda que este T de C. tenga doble relación, o sea  $400/800$  -5 de modo de poder ajustar inicialmente en el tap de 400 y luego usar el de 800.

Conexiones .- La conexión de estos T. de C. será  $\nabla$  como se indica en el gráfico N° 4.9 del diagrama trifilar.

Corriente Primaria Normal .- De la relación de transformación se concluye que la corriente primaria normal es 400 Amp.

Corriente Secundaria Nominal .- Como se indicó en los criterios de aplicación, la corriente secundaria nominal será 5 Amp.

Carga del T. de C. .- La carga (burden) de un T. de C. es el vector, suma de las resistencias y reactancias de todos los instrumentos conectados en serie en su circuito secundario (referidos a 5 Amp.) más la resistencia de los cables de unión de los instrumentos.

Con el objeto de ilustrar el presente caso, se ha adoptado que irán conectados al secundario los instrumentos General Electric indicados en el cuadro IV. 2

Con estas condiciones se tiene que la carga total conectado a cada núcleo, tomando 50 m. de longitud de los cables de unión de cobre n° 10 AWG, se tiene:

	<u>Instrumentos</u>	<u>Cable</u>	<u>Total</u>
Vatios	11.74	8.5	20.24
VAR.	11.56	--	11.56

Luego usando las siguientes relaciones:

$$\text{Carga total (V.A.)} = \left[ (\text{Vatios totales})^2 + (\text{vares totales})^2 \right]^{1/2} \quad (4.1)$$

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{\text{Vatios Totales}}{\text{Carga Total (V.A.)}} \quad (4.2)$$

La carga total calculada será:

$$23.31 \text{ V.A. a f. de p.} = 0.87$$

Según las normas ANSI (ver cuadro N° IV.3) la designación de la carga standar que cumple estos requerimientos es la B-2, que da un margen de carga de 50 V.A. a f. de p. = 0.5

Precisión de los T. de C..- Debido a las pérdidas que se producen en el transformador, no se puede obtener una relación de transformación exacta, resultando siempre que la corriente sea un poco menor en magnitud y con una desviación angular respecto a 180°. Al valor absoluto de la desviación de magnitud se conoce como

error de transformación y a la desviación en ángulo como error angular.

El error angular no tiene efecto sobre algunos instrumentos como amperímetros y relés, pero si tiene importancia en vatímetros y medidores de energía. A la evaluación de estos errores se conoce como precisión de los transformadores.

La precisión de los T. de C., utilizados para medición, se acostumbra dar en porcentaje anteponiéndole a la designación de la carga. Según las normas VDE y ASA las clases de precisión standard son las siguientes:

<u>VDE</u>	<u>ASA</u>
0.2	0.5
0.5	0.6
1.0	1.2
3.0	

Según norma VDE o 414 para protección se usa generalmente una precisión de 1. a 3 con un factor de saturación  $n = 15$ . Por ejemplo, la designación 3-B.2 corresponde a un T.C. de 3% de precisión con una carga de 50 V.A.

Para T. de C. usados para protecciones, la designación según las normas ANSI toma como base el valor de la tensión secundaria más alta que puede inducirse sin exceder el error de relación especificado. Se tiene dos porcentajes de precisión 2,5% y 10% para dos clases de transformadores:



- Transformadores con alta impedancia interna (clase H); T. de C. con enrollamientos secundarios concentrados.
- Transformadores con baja impedancia interna (Clase L) : T. de C. con enrollamientos secundarios distribuídos.

Los T. de C. clase L son los más comunmente usados para protección en sistemas de potencia y generalmente se montan en los bushings de los disyuntores o de los transformadores de potencia.

Una designación usual para el caso en estudio sería 10 L 200 lo que indica que dicho T. de C. tendrá un error de relación máxima de 10% siempre que no se exceda el voltaje en bornes secundarios de 200 voltios. Esta designación (L) es válida para corrientes secundarias de 20 veces la nominal solamente, en cambio en los T. C. clase H la precisión es válida para rangos de corriente de 5 a 20 veces la nominal.

Coeficiente de Saturación (n) .- Para protección se requiere que un T. de C. no se sature para corrientes de 20 veces la nominal (Ver gráf. N° 4.2) Por esto, como se dijo anteriormente, se usará un T. de C. clase L.

Para determinar el factor de saturación requerido se tomará la máxima corriente de cortocircuito que puede presentarse en el T. de C. para nuestro caso  $I_{max. de cc} = 34.850 \text{ Amp.}$

$$\text{Luego, factor de saturación} = n = \frac{34.850}{400} = 87.12$$

Se construyen T de C. con n de 20 a 30 lo que indica que este T. de C. se saturará para fallas en la línea cerca a la subestación Paute, pero como se indicó en los criterios de aplicación, esto es

permitido y la protección trabajará normalmente.

Corriente Térmica ( $I_{th}$ ) .- La corriente que debe soportar el T. de C. depende del valor máximo de corriente que puede fluir en el punto del sistema donde se encuentra ubicado y además de la duración de tal corriente.

Debe cumplir la siguiente condición : (Ref. 28 )

$$I_{th} \geq I_{cc} \times \sqrt{t + 0.05 \times \frac{50}{f}} \quad (\text{KA ef.}) \quad (4.3)$$

Donde:

$I_{th}$  = Corriente térmica del T. de C.

$I_{cc}$  = Corriente de cortocircuito en el punto de ubicación del T. de C. (KAmp. ef.)

$t$  = Duración del cortocircuito (seg. )

$f$  = Frecuencia nominal del sistema (c/s.)

Si  $I_{cc} = 34.85 \text{ KA}$  y  $t = 4 \text{ seg.}$

$$I_{th} = 34.85 \sqrt{4 + 0.05 \times \frac{50}{60}} = 70 \text{ K Amp.}$$

Como, la corriente nominal primaria, es 400 Amp.

$$I_{th} = 175 \text{ In}$$

Corriente Dinámica .- ( $I_{din}$ ) es el valor de corriente dinámica (valor de cresta o máximo) que debe soportar el T. de C., vale normalmente  $2.5 I_{th}$  o sea, para el caso presente:

$$I_{din} = 2.5 \times 70 = 175 \text{ K Amp.}$$

Las características mínimas que deben cumplir los T. de C. tan-

to para los que se instalarán en la Subestación Paute y Cuenca, se resumen en el cuadro IV. 4.

#### 4.2.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL ( T. de P.)

Los siguientes criterios deben tomarse en cuenta para la selección de los transformadores de potencial:

1. El voltaje nominal secundario que generalmente se usa en protección es 115 voltios entre fases y 63.5 voltios entre fase y neutro.
2. Los rangos de carga (burden) son 25, 50, 100, 200 V.A. para T. de P. monofásicos y trifásicos de hasta 33 KV. sobre este nivel de voltaje, la carga más baja difícilmente es menor que 200 V.A.
3. Los errores de relación de transformación y de fase permitidos para los T. de P. utilizados para protección pueden ser más grandes que los que se requieren para medición.
4. Un T. de P. es usado, con mucha frecuencia, para medición y para protección de circuitos, por lo mismo es práctico emplear un T. de P. de tres bobinados (dos secundarios con un primario común), un secundario de una apropiada capacidad y clase de precisión es usado para medición, mientras que, el otro secundario puede usarse para protección.
5. Las unidades trifásicas son comunes para hasta 33 KV sobre este voltaje se usan unidades monofásicas por razones de economía.

6. Se puede usar, en lugar de los T. de P., divisores de potencial capacitivo especialmente en sistemas de más de 132 KV. y cuando dicho divisor de potencial capacitivo tenga otras funciones dentro del sistema. Del diagrama unifilar propuesto se deduce que, para el presente caso, en la Subestación Paute, se usarán divisores de potencial capacitivo; pero con el objeto de dar criterios sobre el uso de T. de P., a continuación se indicarán la selección de los T. de P. que podrían reemplazar a los divisores de potencial capacitivo.

Voltaje Primario Nominal . - Al respecto hay que tener presente que la clase de precisión se cumple según:

- Normas VDE - cuando la variación máxima de voltaje nominal es  $\pm 20\%$ .
- Normas ASA, cuando varía en  $\pm 10\%$  del voltaje nominal. Existen dos tipos de aislación primarias: los T. de P. con aislamiento primario fase-tierra y lo T. de P. con aislamiento primario fase-fase. Esto depende del tipo de conexión en la que van a trabajar y del tipo de sistema; por ejemplo para conexión  $\Delta / Y$  es más conveniente usar un aislamiento monopolar. Como el sistema en estudio es con neutro a tierra, el voltaje primario que fijaremos será:

$$\frac{138,000}{\sqrt{3}} \text{ Voltios}$$

Voltaje Nominal Secundario . - Depende como en el caso anterior del tipo de aislamiento. Se dan:

110 V. (y/o 115 V.) para T. de P. con aislamiento fase-fase

$\frac{110}{\sqrt{3}}$  V. (y/o  $\frac{115}{\sqrt{3}}$  V.) para T. de P. con aislamiento fase-tierra

Relación de Transformación .- Queda definida por la fijación de los voltajes nominales primario y secundario, o sea:  $138.000 / \sqrt{3}$  :  $115 / \sqrt{3} = 1.200 / 1$

Potencia Nominal del T. de P. Al igual que en los T. de C., la carga se acostumbra a dar en volt-amperios (VA) los que son el resultado de la multiplicación de la tensión secundaria por la corriente que circula por los relés conectados en paralelo en su circuito secundario.

Si se desprecia la resistencia de los conductores de unión entre los T. de P. y los instrumentos y relés puede considerarse a la carga como la suma vectorial de los VA. de los instrumentos conectados en el secundario; pero, cuando los instrumentos estén en considerable distancia de los transformadores, se debe agregar la carga que representan los conductores.

En el cuadro IV. 2 se indica la carga impuesta por los instrumentos a los T. de P. en estudio. De lo que se puede concluir que la carga total es: 79.6 VA a 1.0 de factor de potencia.

Con este valor y tomando en cuenta la caída de tensión debido a los conductores que unen los T. de P. con los relés, se ha determinado una carga standar (según normas ANSI) "Z" que nos da un rango de carga de 200 VA secundarios o un factor de potencia de 0.85 (Ver. Cuadro IV. 3)

Precisión para cada devanado. - Las normas VDE recomiendan una clase de exactitud de 3 ó 1 para devanados usados con relés de protección, lo que nos da un error máximo de voltaje de  $\pm 1,0\%$  ó  $\pm 3\%$  y un error máximo de fase de  $\pm 40$  min para un rango de voltaje primario de 0.8 a 1.2 Vn.

Las normas ANSI recomiendan que se debe mantener, a frecuencia nominal, una tensión primaria de  $\pm 10\%$  y para una variación de la carga entre cero y la carga nominal para T. de P. diseñados para trabajos a plena carga y que tiene como tensión secundaria 120 voltios. Según esta norma la clase recomendada será 1,2 y la designación del T. de P. será 1.2 Z.

Potencia Límite Térmica .- Según las normas VDE para todos los T. de P. se ha tomado un valor de 500 V.A. como potencia límite térmica.

#### 4.2.3 DISPOSITIVO DE POTENCIAL CAPACITIVO

Como se dijo anteriormente existe otro dispositivo que prácticamente hace la misma función de los transformadores de potencial; estos son los dispositivos de potencial capacitivo o más comúnmente conocidos como divisores de tensión capacitivos y pueden también ser usados para protección, medición y control.

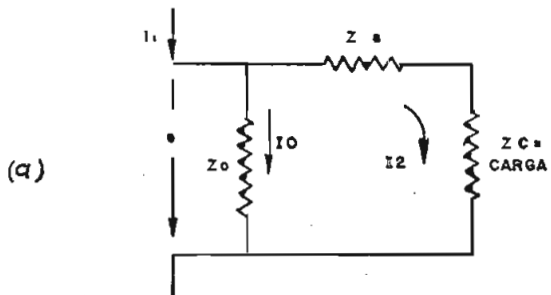
Las diferencias básicas de los dispositivos de potencial capacitivo con los transformadores de tensión son las siguientes:

- Los dispositivos de potencial capacitivo se emplean solo cuando estos son más baratos, ya que son mucho menos precisos que los transformadores de potencial.

- La capacidad de los transformadores de tensión es superior a la de los dispositivos de potencial capacitivo.
- Es conveniente utilizar dispositivos de potencial capacitivos en los diagramas de disposición en anillo y siempre que no exista medida de precisión en los alimentadores.
- Una desventaja de los divisores de potencial capacitivo es que estos van ubicados en cada alimentador y a veces después del interruptor; y cuando se utiliza relés con memoria y si el interruptor ha estado a bierto, los relés no tienen tensión de referencia.

Luego, para el caso en estudio, el dispositivo de potencial del condensador de acoplamiento debe tener las siguientes características mínimas solicitadas por los relés de protección.

- |  |                        |
|--|------------------------|
| - Voltaje nominal a (tierra)             | 84 KV.                 |
| - Frecuencia Nominal                     | 60 c/s.                |
| - Relación de transformación             | 1200 : 1               |
| - Capacidad                              | 200 VA                 |
| - Voltaje nominal (circuito)             | 138 KV                 |
| - Nivel básico de aislamiento al impulso |                        |
| onda completa 1.5 x 40 micro seg.        | 650 KV a 2500 m.s.n.m. |



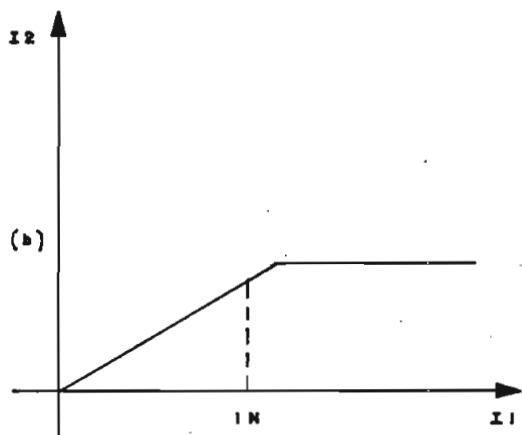
$Z_0$  = IMPEDANCIA DE EXITACION

$Z_a$  = IMPEDANCIA EQUIVALENTE

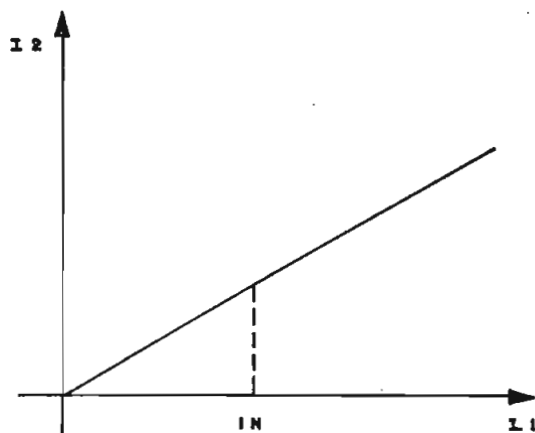
$Z_c$  = IMPEDANCIA DE LA CARGA

$I_1$  = CORRIENTE PRIMARIA

$I_2$  = CORRIENTE SECUNDARIA



PARA USO EN INSTRUMENTOS



PARA USO EN PROTECCIONES

GRAF. 4.2. (a). \_CIRCUITO EQUIVALENTE DE LAS T. de C.

(b). \_CARACTERISTICAS DE SOLUCION (RELACION DE TRANSFORMACION DE LAS T. de C. .



CUADRO IV.2

CARGAS MAX. IMPUESTAS A CADA NUCLEO A LOS T. de C y T. de P. POR RELES DE DISTANCIA Y APARATOS

CONECTADOS COMO LA FIG. N° 4.1 a 5 Amp y 60 c/s

APARATO	TIPO*	a) TRANSFORMADORES DE CORRIENTE				b) A TRANSFORMADORES DE POTENCIAL			
		VATIOS	VARES	f. de p.	V.A.	VATIOS	VARES	f. de P.	V.A.
21-1	CEY51A	2.22	1.15	0.98	2.5	13.2	-4.5	0.95	13.94
21-2	CEY52A	1.09	0.6	0.86	1.25	14.9	4.7	0.95	15.62
21N-1	CEXG20A	5.28	6.34	0.64	8.25	20.4	0	1.0	20.4
21N-2	CEYG51A	1.75	0.97	0.875	2.00	20.3	6.15	0.95	21.30
AMPERI- METRO	AB-10	1.4	2.5	0.48	2.9				
Cable de cobre por cada 100m.									
2x#14AWG									
2x#12A.WG									
2x#10AWG									

\* Con el objeto de ilustrar la determinación de la carga, que tendrán los T. de C. y los T. de P. en el caso en estudio, se ha tomado los tipos de aparatos dados por catálogos General Electric (Ref. 21).

CUADRO IV.3

DESIGNACION STANDARD DE LA CARGA PARA T. de C. y T. de P. a 60 c/s (NORMAS ANSI)

a) Transformador de corriente



Designación de la carga	Volt-Amperios.	Factor de Potencia	Caract. para 5amp. Secundarios		Imped. (OHMS)
			Resist. (OHMS)	Induct. (MH)	
B - 0.1	2.5	0.9	0.09	0.116	0.1
B - 0.2	5.0	0.9	0.18	0.232	0.2
B - 0.5	12.5	0.9	0.45	0.580	0.5
B - 1	25.0	0.5	0.50	3.3	1.0
B - 2	50.0	0.5	1.0	4.6	2.0
B - 4	100.0	0.5	2.0	9.2	4.0
B - 8	200.0	0.5	4.0	18.4	8.0

b) Transformadores de Potencial

Designación de la carga	Volt-Amp a 120 ó 69.3 volt secund.	Factor de poten. de la carga.
W	12.5	0.10
X	25.0	0.70
Y	75.0	0.85
Z	200.0	0.85
ZZ	400.0	0.85

CUADRO IV.4

REQUERIMIENTOS MINIMOS DE LOS T. de C. PARA LA PROTECCION  
DE LA LINEA PAUTE - CUENCA

	S.E. PAUTE	S.E. CUENCA
RELACION DE TRANSFORMACION	<u>400-800/5</u>	<u>400-800/5</u>
CONEXION		
CORRIENTE PRIMARIA NOM.	400 Amp.	400 Amp.
CORRIENTE SECUNDARIA NOM.	5 Amp.	5 Amp.
DESIGNACION DE LA CARGA	B-2	B-2
DESIGNACION DE LA PRECISION	10 L 200	10 L 200
COEFICIENTE DE SATURACION	20	20
CORRIENTE TERMICA	$\geq 70$ K Amp.	$\geq 6.3$ K Amp.
CORRIENTE DINAMICA	$\geq 175$ K Amp.	$\geq 15.07$ K Amp.
FRECUENCIA NOMINAL	60 c/s	60 c/s
NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO (a 2500 m. s.n.m)	650 KV	650 KV.
TIPO DE MONTAJE	EXTERIOR	EXTERIOR

## CUADRO IV.5

REQUERIMIENTOS MINIMOS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PARA LA  
PROTECCION DE LA LINEA PAUTE CUENCA

	S.E. PAUTE*	S.E. CUENCA
VOLTAJE PRIMARIO NOM.	$138.000/\sqrt{3}$ V.	$138.000/\sqrt{3}$ V.
VOLTAJE SECUNDARIO NOM.	$115/\sqrt{3}$ V.	$115/\sqrt{3}$ V.
RELACION DE TRANSFORMACION	1200:1	1200:1
DESIGNACION DE LA CARGA	Z	Z
PRECISION	1.2	1.2
POTENCIA LIMITE TERMICA	500 V.A	500 V.A
FRECUENCIA NOMINAL	60 c/s	60 c/s
NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO (a 2.500 m. s.n.m.)	650 KV	650 KV
TIPO DE MONTAJE	EXTERIOR	EXTERIOR

\* En esta S/E se pueden usar de dispositivo de potencial capacitivo con condensador de acoplamiento.

### 4.3 SELECCION DE LAS CARACTERISTICAS DE LOS RELES

#### 4.3.1 CRITERIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS RELES DE DISTANCIA

Todos los relés de distancia miden el vector impedancia entre el lugar de la falla y el sitio en el que están ubicados, y si esta impedancia está dentro del alcance calibrado los relés operarán.

Los relés de distancia hacen sus mediciones en función de la relación entre el voltaje y la corriente que reciben. Cuando se produce una falla en la sección de línea protegida, el voltaje en la localización del relé es igual a la corriente multiplicada por la impedancia de la línea entre el relé y la falla, o sea :

$$V = IF \times Z_L \quad (4.4)$$

Luego, la impedancia a la falla es la relación entre el voltaje y la corriente alimentados al relé. Como la impedancia de una línea de transmisión es generalmente uniforme, en función de sus ohmios por Km., un relé que mide la impedancia a la falla medirá también consecuentemente la distancia a la falla, de ahí su nombre de relés de distancia.

Los relés de protección, como se mencionó anteriormente, son aparatos de bajo voltaje y son alimentados con voltajes y corrientes del lado secundario de T de P. y T. de C., por lo que medirán la impedancia en función de cantidades secundarias o sea ohmios secundarios. Estos ohmios secundarios están relacionados a los ohmios primarios del sistema de la siguiente manera:

$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{R_{TC}}{R_{TP}} \quad (4.5)$$

Donde :

- RTC = Relación de transformación del transformador de corriente.
- RTP = Relación de transformación del transformador de potencial.
- Zpri = Impedancia primaria (ohmios/fase)
- Zsec = Impedancia secundaria (ohmios/fase)

Además, cabe indicar que la protección de distancia es generalmente direccional, que los relés de distancia tienen dos o más pasos ó escalones de protección; cada paso alcanza una distancia fija calibrada y opera a un tiempo también calibrado. De estos ajustes y coordinación se hace un estudio en el capítulo N° VI.

Para seleccionar las características de los relés de distancia para un caso particular de protección de líneas es necesario analizar las características de funcionamiento que tienen las unidades en uso corriente y si éstas características se ajustan a los requerimientos del sistema de transmisión.

En la Fig. N° 4.3 se indican las características de los relés de distancia (unidades mho, mho desplazada, reactancia ó ohm e impedancia) en el diagrama R-X. En este gráfico puede verse que solamente la unidad tipo mho es inherentemente direccional; ya que su característica circular pasa por el origen de los ejes (lugar en el que está ubicado el relé). La línea OP que pasa por el centro del círculo representa el alcance máximo de la unidad, el ángulo  $\phi$  que este diámetro hace con el eje R se denomina el ángulo de torque máximo.

Estas unidades operarán cuando el vector impedancia (voltaje di-

vidido para la corriente) visto por el relé cae dentro del área limitada por su característica (circular o recta)

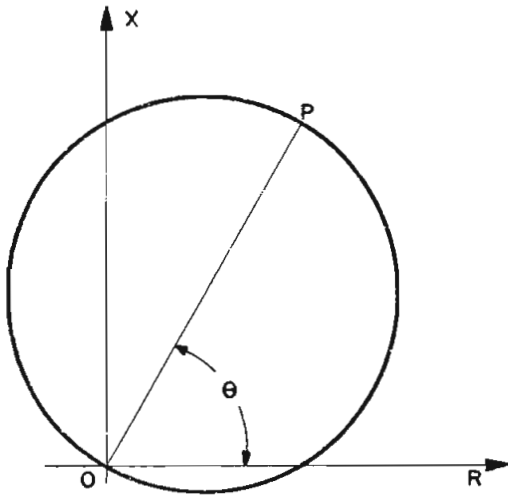
#### 4.3.2 SELECCION DE LAS CARACTERISTICAS DE LOS RELES PARA FALLAS FASE-FASE Y TRIFASICAS.

En la práctica, la mayoría de los fabricantes, suministran dos clases de relés:

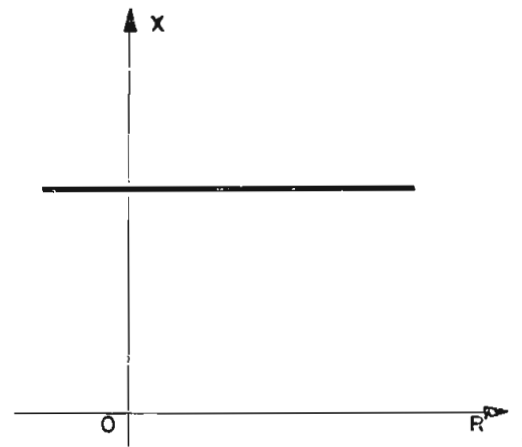
- Relés de distancia "agrupados por fases", esta terminología es usada porque cada relé individual tiene las tres zonas de protección para un par de fases.
- Relés de distancia "agrupados por zonas", en este caso cada relé tiene una zona de protección para todas las tres fases.

La selección de uno u otro relé (agrupados por fases ó agrupados por zonas) depende del sistema particular en estudio, por ejemplo si se requiere solamente dos zonas de protección será conveniente usar solamente dos relés agrupados por zonas; pero si se requieren tres zonas de protección técnicamente se puede usar cualquiera de las dos clases. Cabe indicar que para ambos casos es necesario el uso de un relé temporizador para dar el retardo de tiempo necesario para fallas en la segunda y tercera zona.

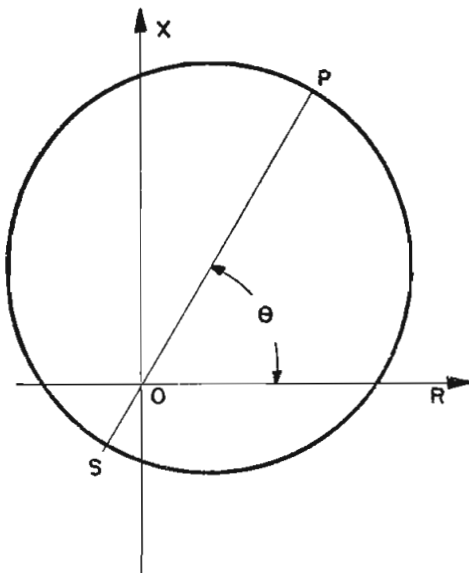
Las características de funcionamiento de los relés "agrupados por fases", que más se usan en la práctica se indican en el Gráf. Nº4.4



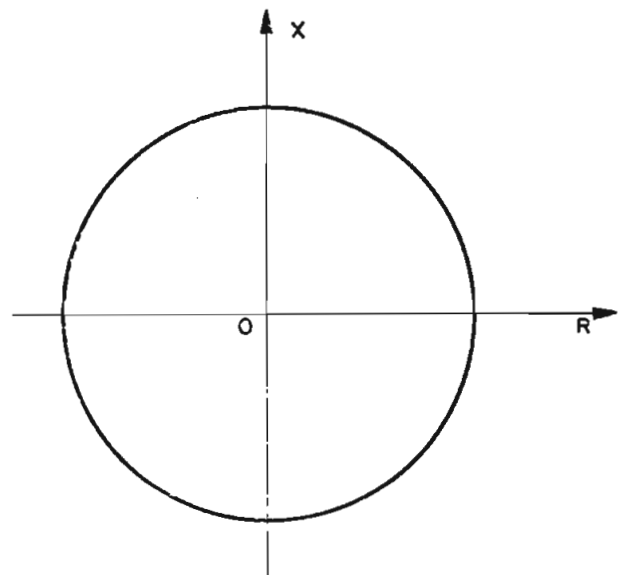
(a) CARACTERISTICA DEL RELE MHO



(c) CARACTERISTICA DEL RELE DE REACTANCIA



(b) CARACTERISTICA DEL RELE MHO DESPLAZADO

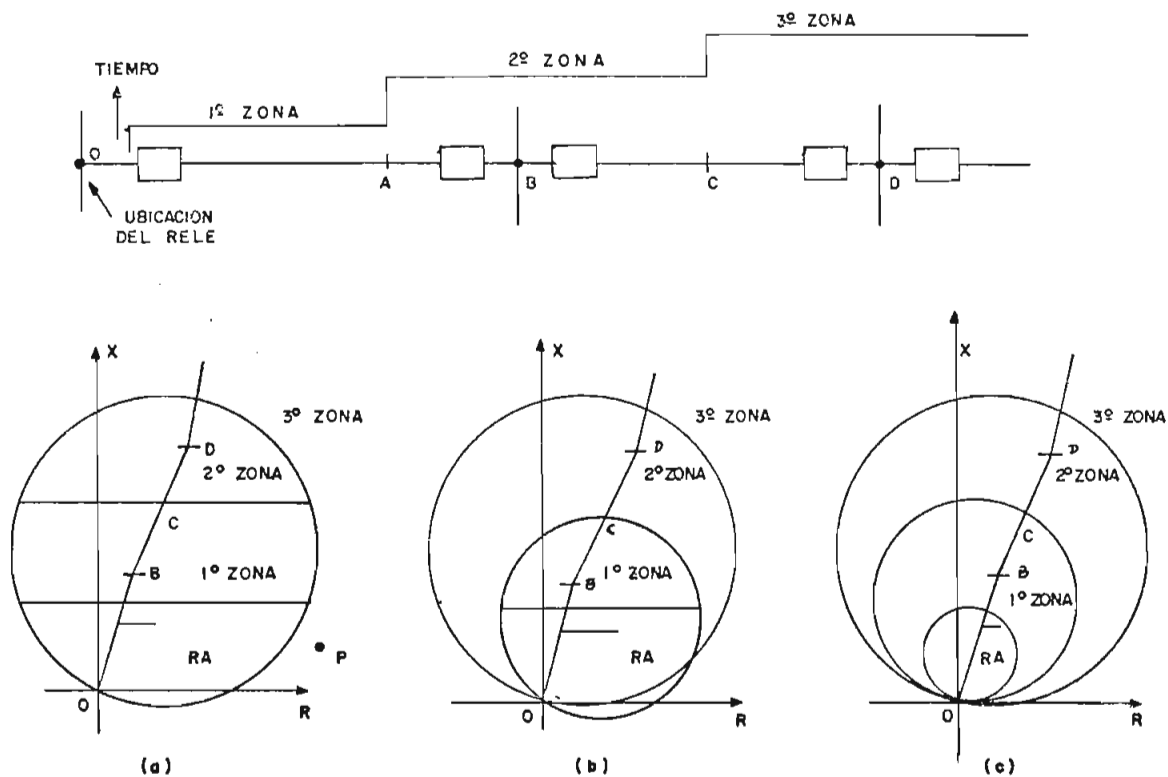


(d) CARACTERISTICA DEL RELE DE IMPEDANCIA

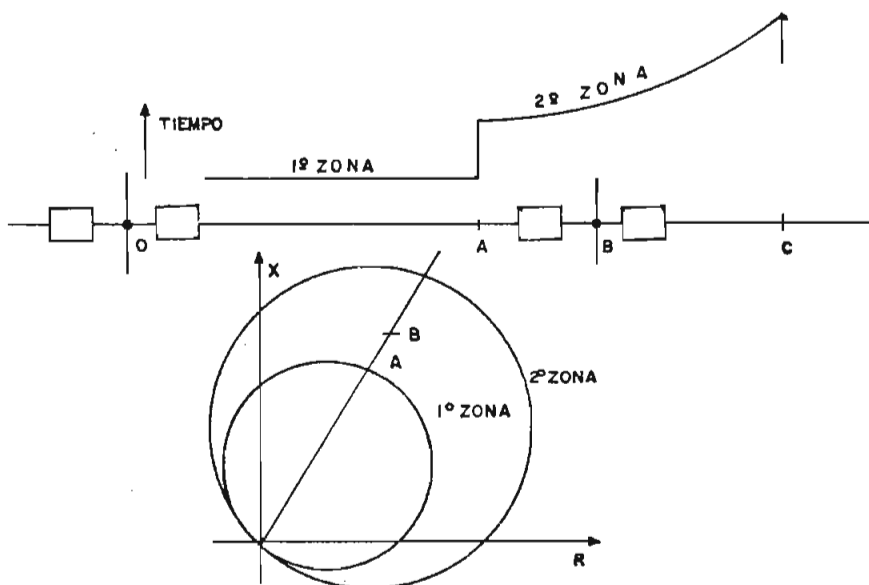
GRAF. No. 4.3

CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS  
RELES DE DISTANCIA





GRAF.4.4. CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO DE RELES DE DISTANCIA AGRUPADOS POR FASES



GRAF.4-5 CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO DE UN RELE DE DISTANCIA DE DOS ZONAS CON UNIDAD DE SOBRECORRIENTE EN LA 2° ZONA.

Se puede ver, en dicho gráfico, que el relé indicado en (a) tiene características de reactancia para la primera y segunda zona y características mho para la tercera zona. El relé indicado en (b) tiene características de reactancia para la primera zona; y la segunda y tercera zona tiene características mho. El relé indicado en (c) tiene las tres características mho. Se puede especificar, si el caso lo requiere, que la tercera zona de los relés (b) y (c) tenga características mho desplazada. En todo caso se requerirán tres relés para proteger las tres fases (fase A a B, B a C y C a A) contra fallas fase-fase y fallas trifásicas, a más del relé de tiempo que se mencionó anteriormente.

Para la selección de uno de los relés indicados en la Fig. N° 4.4 se debe hacer el siguiente análisis: en la figura los tres relés han sido ajustados para dar la misma distancia de protección y sus características de funcionamiento en el diagrama R-X están en función de ese valor. Nótese que la unidad de primera zona del relé (a) operará solamente para fallas cuya impedancia vista esté dentro de la característica mho y bajo la característica de primera zona. La segunda zona operará para fallas dentro de la característica mho y bajo el ajuste de segunda zona y la tercera zona operará para fallas dentro de la característica mho. Entonces este relé no operará, por ejemplo, para una falla que caiga en el punto P del diagrama R.X, aunque esté bajo las características de primera y segunda zona. Lo mismo se puede decir de relé (b) en el que, para obtener su funcionamiento de primera zona, es necesario que la impedancia de falla está bajo la unidad de reactancia de primera zona y dentro de la unidad mho de segunda zona. Para que funcione en segunda y tercera zona, la impedancia necesariamente deberá caer dentro de las características de la segunda ó tercera zona

respectivamente. Estas características de funcionamiento pueden servir para ilustrar la razón por la que los relés de reactancia son usados en líneas cortas y los relés tipo mho son usados en líneas largas.

#### 4.3.3 INFLUENCIA DE LA RESISTENCIA DEL ARCO DE FALLA (RA) EN LA SELECCION DE RELES DE DISTANCIA

Si se considera una falla entre dos fases la cual está dentro del alcance de la primera zona, pero cerca del fin de este alcance, a menos que sea un cortocircuito directo, se producirá un arco en la falla y la resistencia de este arco formará parte de la impedancia vista por el relé, o sea la resistencia del arco se sumará vectorialmente a la impedancia de la línea para formar la impedancia total entre el relé y la falla. En el diagrama R-X, esta resistencia del arco (RA) partirá del punto de falla y será dibujado horizontalmente a la derecha en una distancia igual a su valor de resistencia secundaria. Esto se indica en el gráf. N° 4.4 . Si esta resistencia es pequeña, como se indica en dicho gráfico, terminará dentro de las características del relé, y entonces el relé operará. Pero si RA es suficientemente grande, terminará fuera del alcance de primera zona (y posiblemente del de segunda zona) del relé (c). Sin embargo la primera zona de los relés (a) y (b) podrán aún detectar la falla.

La magnitud de la resistencia del arco es directamente proporcional a la longitud del arco e inversamente proporcional a la corriente que fluye en el mismo (Ref. 05) . Entonces, la magnitud de RA no está relacionado con la longitud (impedancia) de la línea protegida, y una falla en una línea corta puede involucrar una RA que sea más grande que la impedancia de la línea misma. Es esta

la razón por lo que los relés de reactancia (a) y (b) son empleados en líneas cortas y en algunos casos en líneas de longitud media donde la resistencia del arco puede introducir problemas.

Se puede ver en la Fig. N° 4.4. que el área de funcionamiento de la primera zona del relé (a) se extiende mucho más hacia la impedancia de carga que la primera zona del relé (b) y del relé (c) considerando que los tres están ajustados para el mismo alcance de la línea protegida. Nótese también que la impedancia a plena carga (fase-neutro) visto por el relé es  $67 \text{ voltios}/5 \text{ Amp} = 13.4 \text{ ohmios}$  a un factor de potencia cercano a la unidad.

De lo expuesto hasta aquí se deduce que para el caso en estudio será aconsejable el uso de relés con características mho ya que la línea Paute - Cuenca (70 Km) se considera como línea larga.

Se puede indicar además que, por efectos de coordinación, se puede usar un relé de dos zonas, cuyas características se indican en el Gráfico N° 4.5. Este tiene sus características similares a las dos zonas del relé indicado en la fig. 4.4 en el diagrama R-X, pero tiene diferencias funcionales en cuanto a la manera de obtener el retardo de tiempo de la segunda zona. Este retardo se logra con una unidad de tiempo - sobrecorriente; de esta manera, para fallas en la segunda zona, el tiempo de operación se incrementa como la corriente de falla disminuye. Este relé tiene aplicación especialmente en líneas de subtransmisión cuando la segunda zona se va a coordinar con relés de sobrecorriente temporizados en el circuito adyacente o cuando un transformador con fusibles de alta tensión está unido en la sección adyacente a la línea protegida.

Se puede concluir entonces, que los relés de distancia para fallas entre fases y trifásicas aplicables a la protección de la línea Pau te-Cuenca tendrán las siguientes características:

Voltaje nominal	120
Frecuencia nominal	60 c/s.
Corriente nominal	5 Amp.

#### Características Funcionales \*

1º zona	mho
2º zona	mho
3º zona	mho ó ninguna (si se usan solo dos zonas)

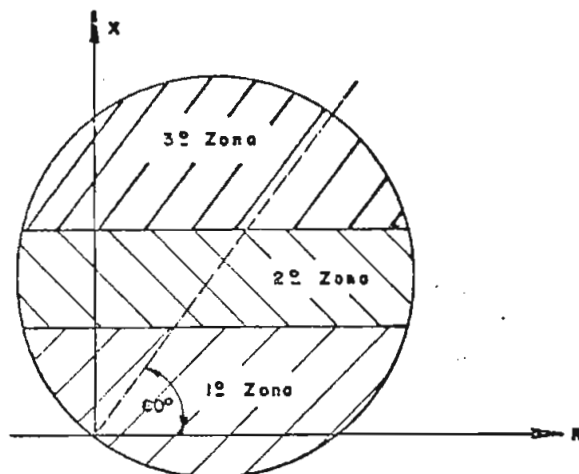
\* pueden ser agrupados por zonas o agrupados por fases

#### 4.3.4 PROTECCION PARA FALLAS FASE-TIERRA

Básicamente, los criterios para la selección de un relé de distancia para protección de fallas fase-tierra son los mismos que los indicados anteriormente, lógicamente se necesitarán tres relés "agrupados por fases" (uno por fase) ó dos o tres relés "agrupados en zonas" según se requiera dos o tres zonas de operación, además de un relé de tiempo.

El relé indicado en el siguiente gráfico es de uso práctico para fallas de fase en líneas cortas y largas.

Este relé mide la impedancia de secuencia positiva fase a neutro desde la ubicación del relé a la falla fase tierra.



GRAF. 4.6 CARACTERISTICAS DE UN RELE DE DISTANCIA  
USADOS CON FRECUENCIA PARA PROTECCION DE FALLAS  
FASE - TIERRA

Como se indicó en los criterios de selección de la protección, estos relés tienen aplicación en sistemas donde los relés direccionales de sobrecorriente no son aplicables debido a dificultades de coordinación.

Un relé aconsejado para nuestro caso deberá tener las siguientes características:

Voltaje	120/70 voltios
Corriente nominal	5 Amp.
Frecuencia	60 c/s.

Características Funcionales \*

1ª zona	reactancia
2ª zona	reactancia o ninguna (si se usan solo dos zonas)
3ª zona	Mho

\* pueden ser agrupados por zonas o por fases

#### 4.4 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE PROTECCION (Y MEDIDA)

La forma más simple de representar la configuración de un sistema eléctrico, que incluye las protecciones, es mediante los diagramas unifilares. En estos diagramas aparecen la configuración del sistema, las características generales de sus componentes de poder (barras, seccionadores, interruptores automáticos, etc) y las características principales de las protecciones y de las medidas.

En los diagramas unifilares se representa el diseño de un sistema eléctrico, con los antecedentes principales para la especificación detallada de los equipos que lo componen y también los antecedentes para los diferentes proyectos complementarios; ya sean eléctricos, mecánicos ó civiles, que de él se deducen.

En los gráficos Nos. 4.7 y 4.8 se indican los diagramas unifilares de las subestaciones Paute y Cuenca respectivamente, en los que se detallan principalmente los esquemas de protección de la Línea de Transmisión Paute-Cuenca. Para la determinación de estos diagramas se ha tomado como guía los esquemas de subestaciones tipo propuestas por INECEL, por lo que no se hará un estudio para la justificación de la determinación de los esquemas de conexión y de la disposición del equipo de estas subestaciones; sino nos referimos, por ser objeto de esta tesis, a lo que se relaciona con esquema de protección de la Línea Paute-Cuenca.

Hay que indicar que en estos diagramas se ha adoptado las designaciones y simbología empleadas por las normas NEMA con algunas modificaciones introducidas en el uso que de ellos hace INECEL en el diseño de las subestaciones.

SUBESTACION PAUTE. - La línea Paute-Cuenca sale de las barras de 138 KV de la subestación Paute con un interruptor automático por circuito (52 P1 y 52 P2). Cada uno de ellos tienen dos seccionadores (89LP1, 89P2; 89LP3, 89 P4). Los 89L... tienen acoplamiento con los seccionadores de puesta a tierra (89GP1 y 89GP2). Además cada interruptor automático tiene un seccionador by-pass. (89BP1 y 89BP2). Las características de este equipo se determinan en el capítulo V.

Los relés que comandarán el funcionamiento de estos disyuntores, a más de los diferenciales de barras, son:

- 21 - 1 Relé de distancia para fallas de fase (actúa en 1° zona)
- 21 - 2 Relé de distancia para fallas fase-tierra (actúa en 2° zona)
- 21N-1 Relé de distancia para fallas fase-tierra, (actúa en 1° zona)
- 21N-2 Relé de distancia para fallas fase-tierra (actúa en 2° zona)

Como protección de retaguardia localizada, se tiene además

- 50 : Relé de sobrecorriente instantáneo.
- 50 B.F. Relé de sobrecorriente para fallas de apertura del interruptor automático.
- 67. Relé direccional de sobrecorriente de fase
- 67N Relé direccional de sobrecorriente a tierra

En cuanto a aparatos de medida se indican para cada línea amperímetro, voltímetro, indicadores de vatios, vares, y registrador de vatios-hora y vatios hora reactivos.

SUBESTACION CUENCA. - La línea Paute-Cuenca llega a las barras de la subestación Cuenca por medio de los interruptores auto



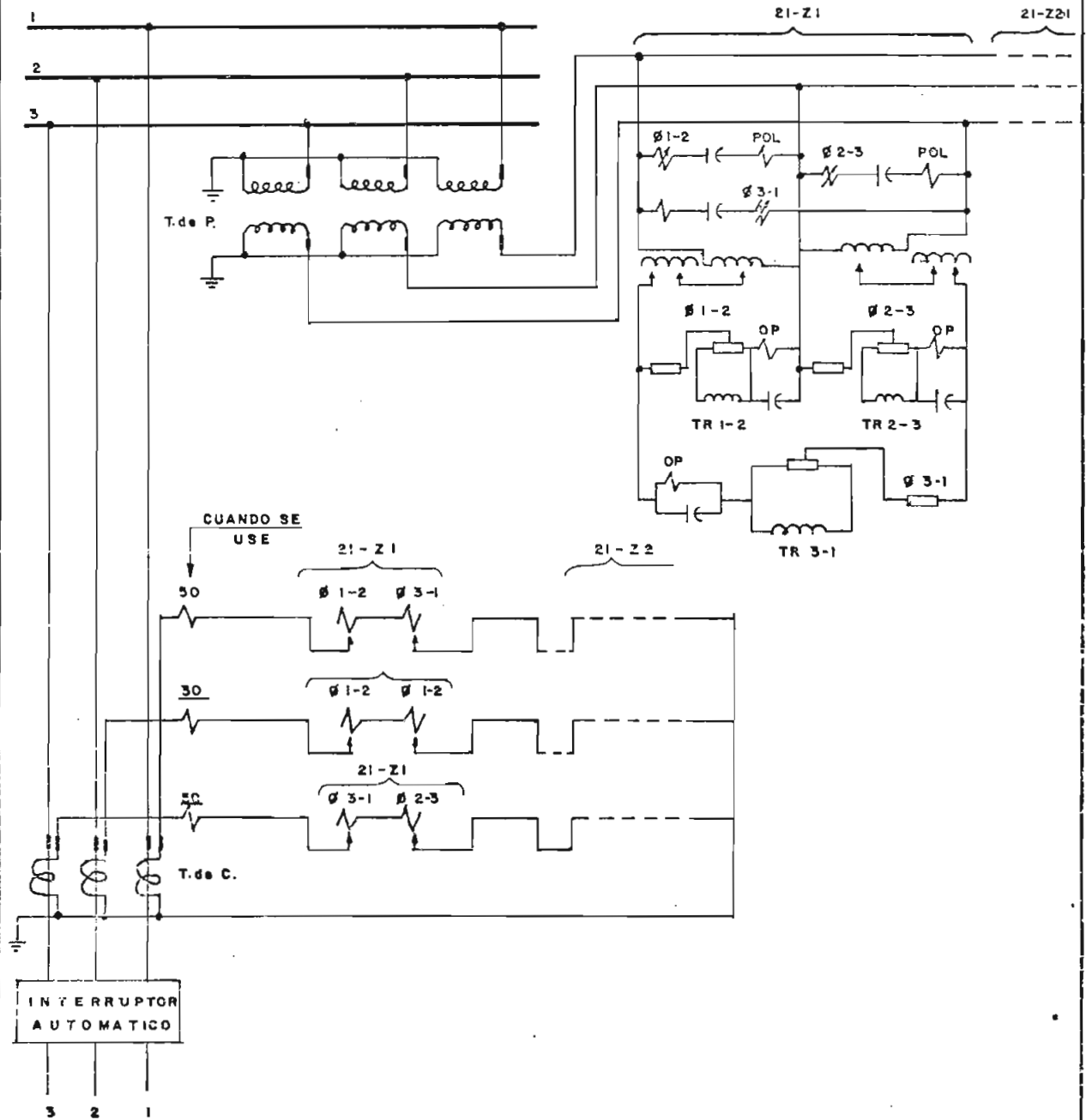
máticos 52C1 y 52C2. Cada uno de ellos tiene dos seccionadores (89LC1, 89C1 y 89LC2, 89C2) a más de los seccionadores de puesta a tierra 89GC1 y 89GC2 que van acoplados a los 89 L... Además se tiene seccionadores 89TC1 y 89TC2 que sirven para operar con la barra de transferencia. Las características de este equipo de corte se determinarán en el capítulo V.

A más de los diferenciales de barras (87), los relés que comandan a estos interruptores automáticos son:

- 21.1 Relé de distancia para fallas de fase (1° zona).
- 21.2 Relé de distancia para falla de fase (2° zona).
- 21N - 1 Relé de distancia para fallas a tierra (1° zona).
- 21N - 2 Relé de distancia para fallas a tierra (2° zona).

En este terminal de línea solo se indican como aparatos de medición los voltímetros y amperímetros, ya que la medición de energía y potencia se hace en las barras de 69 KV.

En resumen se puede indicar que un esquema de protección está totalmente ligado al sistema eléctrico de potencia basándose como se ha indicado hasta aquí en ciertos criterios bien definidos. Las soluciones complementarias del esquema dependen del criterio que se adopte en ciertos aspectos variables como son las protecciones de respaldo, reconexiones, etc.



GRAF: 4.9 — DIAGRAMA TRIFILAR TÍPICO DE CONEXIONES

(Relé de FASE agrupado por zonas: CEYSIA)

Ref. 25

## CAPITULO V

### APARATOS DE CORTE

En el presente capítulo se describen los principios básicos que hay que considerar en la selección de los aparatos de conexión y desconexión destinados a asegurar la continuidad o discontinuidad de los circuitos eléctricos del Sistema de Transmisión. Este estudio se referirá principalmente a la selección de los aparatos de corte a instalarse en las subestaciones Paute y Cuenca para lo que se ha tomado como base los esquemas básicos de estas subestaciones y el cálculo de las corrientes de cortocircuito hecho en el capítulo III.

Los aparatos de corte que se requieren en dichas subestaciones son:

- Disyuntores
- Seccionadores

#### 5.1 Selección de los Interruptores Automáticos o Disyuntores. -

Son aparatos destinados a establecer, soportar e interrumpir corrientes en un circuito en condiciones normales, como anormales (por ejemplo en corto-circuitos).

Los disyuntores pueden ser maniobrados a voluntad (en el sitio o a distancia) y automáticamente mediante relés.

Las características que son necesarias para especificar un disyuntor y que se determinarán a continuación son las siguientes:

Tipo de Interruptores .- Los tipos más comunmente usados en subestaciones de estos niveles de voltaje son:

- Interruptores en gran volumen de aceite
- Interruptores en pequeño volumen de aceite
- Interruptores neumáticos.

La selección del tipo depende de la importancia del sistema, del voltaje de operación y de un análisis económico.

Se puede decir que, en instalaciones que trabajan con medianas tensiones, no es apropiado el empleo de interruptores neumáticos por el aumento de costo de las instalaciones de aire comprimido, sobre todo si el número de disyuntores es reducido. En estos casos y hasta tensiones de 30 KV, suele instalarse interruptores de gran volumen de aceite. Sobre los 30 KV resulta económico, en los momentos actuales, la sustitución por los de reducido volumen de aceite-

Por lo que, para el presente caso, es recomendable el uso de interruptores de pequeño volumen de aceite para 69 y 138 KV.

Tensión Nominal .- Para un interruptor o para cualquier aparato de corte es un valor de tensión que sirve para designarlo y a la cual se refiere sus condiciones de funcionamiento.

Normalmente se dan dos tensiones nominales de operación de un sistema, la tensión normal de la red y la tensión eficaz más alta que la red puede tener en servicio normal, para las cuales debe estar previsto el aparato.

El voltaje nominal y el voltaje máximo de los interruptores están expresados por los valores r. m. s. de los voltajes línea-línea. El

voltaje máximo nominal se considera un 5% más alto que el voltaje nominal para estos niveles de voltaje (69 y 138 KV).

Los valores de voltajes nominales standard están basados para una operación a altitudes de hasta 1.000 m. El equipo standard puede operar a altitudes más grandes si el máximo voltaje de operación es menor que el máximo voltaje de diseño multiplicado por los siguientes factores de corrección:

<u>Altitud</u> ( m)	<u>Factor</u>
1.000	1.0
2.000	0.95
3.000	0.8

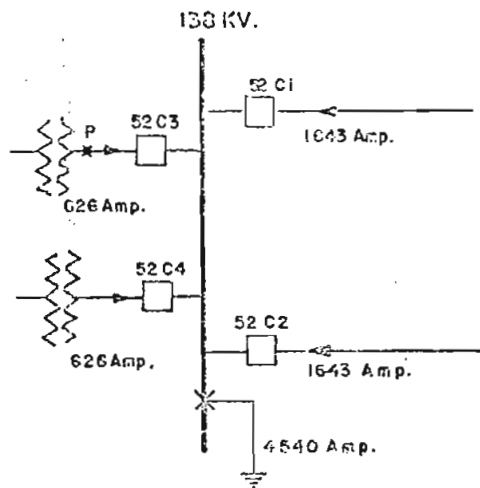
Si el voltaje nominal de operación ( $V_n$ ) es 138 KV, el voltaje máximo nominal de operación será ( $V_n \text{ max}$ ) 145 KV, entonces se puede especificar un interruptor cuya tensión nominal de servicio sea 150 KV y cuyo  $V \text{ máx.}$  sea 170 KV al nivel del mar. De esta forma, si se considera que los disyuntores trabajaran a una altura de 2500 metros s.n.m. el máx. voltaje de diseño corregido por la altura será  $170 \times 0.90 = 153 \text{ KV}$  que es superior al máx. voltaje de operación (145 KV)

Capacidad de Ruptura . - De un disyuntor o de un aparato de corte es la mayor intensidad de corriente que es capaz de interrumpir en ciertas condiciones dadas de funcionamiento. Se expreso en K. Amp. o en MVA.

Para determinar la capacidad de interrupción de los disyuntores, se determinarán en primer lugar el valor más alto de corriente que se

produce en cualquier tipo de falla y en las condiciones más desfavorables.

Por ejemplo, en la barra de 138 KV, de la subestación Cuenca, que se indica en el gráfico N° 5.1 , el análisis será el siguiente:



GRAF. 5.1 DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE RUPTURA DE LOS INT. AUTOM. ( S . E. CUENCA)

Del capítulo N° III, podemos concluir que la máxima corriente de cortocircuito se produce en la condición II y para fallas monofásicas esto es:

$$I_F = 4540 \text{ Amp} = 1085 \text{ MVA cortocircuito.}$$

Luego la peor condición para el disyuntor 52C3 será para una falla en P., o sea:  $I_{F2} = (4540 - 626) = 3914 \text{ Amp.} = 940 \text{ MVA}$

Esta capacidad calculada se debe multiplicar por un factor que toma en cuenta la componente de corriente continua y los decrementos de las componentes de corrientes alterna y continua. Los decrementos dependen del tiempo de interrupción, por tanto de la velocidad de operación del disyuntor.

Los factores de multiplicación recomendados para casos ordinarios son los siguientes:

Disyuntor de 8 ciclos	1.0
Disyuntor de 5 ciclos	1.1
Disyuntor de 3 ciclos	1.2
Disyuntor de 2 ciclos	1.4

Para determinar el tiempo de interrupción para un caso específico es necesario hacer un estudio de estabilidad del sistema. Para el presente caso se ha determinado en 5 ciclos para los disyuntores de 69 KV y 3 ciclos para los disyuntores de 138 KV, o sea los factores de multiplicación serán 1.1 y 1.2 respectivamente.

Luego, para el disyuntor 52 C3, la capacidad de ruptura corregida será de  $1.2 \times 940 = 1150$  MVA. El valor mínimo standard para esta clase de disyuntor es 2.500 MVA (normas IEC) que es superior al valor calculado, inclusive si se considera la máxima generación del Paute (1400 MVA)

En el cuadro V-1 se indica la determinación de la capacidad de interrupción de los disyuntores de las subestaciones Cuenca y Paute.

Corriente Nominal. - La corriente nominal, en servicio continuo, de un interruptor es el valor eficaz de la corriente que debe ser capaz de soportar en forma permanente a la frecuencia nominal, sin que el calentamiento de sus diferentes partes excedan los valores establecidos. Para disyuntores de 150 KV y 2500 MVA se tiene  $I. \text{ nom.} = 630$  Amp. que es superior a los 178 Amp. que se tendría en el sistema con los dos transformadores de 40 MVA trabajando a capacidad plena.

Corriente Momentánea Nominal. - Es la corriente más alta que puede soportar el disyuntor por un período de un segundo y menos. Se determinará multiplicando, la máxima corriente que va soportar, por el factor 1.6 (Ref. 22) Con este criterio, en el cuadro V.2 se indican los valores mínimos requeridos y los valores normalizados.

Capacidad de Conexión. - La selección del interruptor se realizará tomando un poder de cierre que no sea menor al correspondiente al más alto valor de pico de la corriente de cierre, para cada una de las dos tensiones nominales. Las normas indican que el poder de cierre nominal se tomará igual a 2,5 el correspondiente al poder de ruptura simétrica nominal. En el cuadro V.2 se indican los valores mínimos requeridos.

Nivel de Aislamiento. - El nivel de aislamiento standard dado por las normas o catálogos a nivel del mar, deben ser corregidos para operación a 2.500 m. de altura. Para el voltaje máximo de 170 KV. las normas dan un nivel de aislamiento pleno de 750 KV. y un nivel de aislamiento reducido de 650 KV. La selección de uno de estos dos niveles se determinará con un estudio de coordinación del aislamiento del sistema completo, dicho estudio no es objeto del presente trabajo.

De los expuestos hasta aquí se deduce que los interruptores automáticos deben tener las siguientes características básicas:

Para 69 KV

Tensión nominal	72.5 KV
Clase de funcionamiento	Pequeño volumen de aceite
Corriente nominal	600 Amp.



Capacidad de ruptura	1.000 MVA
Corriente de conexión	24 K Amp.
Corriente de desconexión	9.6 K Amp.
Corriente momentánea nominal	16 K Amp.
Tiempo de interrupción	5 ciclos
Nivel de aislamiento	350 KV o 2500 m. s. n. m.

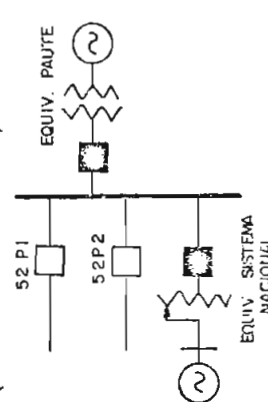
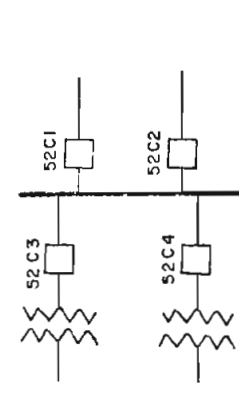
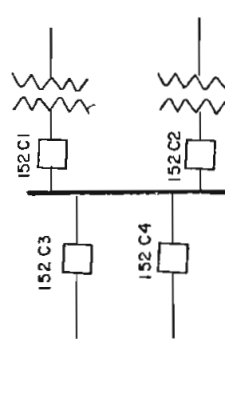
PARA 138 KV (CUENCA)

Tensión Nominal	150 KV
Frecuencia Nominal	60 c/s.
Corriente Nominal	630 Amp.
Capacidad de ruptura	2500 MVA
Corriente de desconexión	7.2 K Amp.
Corriente de conexión	18 K. Amp.
Corriente momentánea nominal	11.5 K. Amp.
Tiempo de interrupción	3 ciclos
Nivel de aislamiento	650 KV a 3000 m. s. n. m.

PARA 138 KV (PAUTE)

Tensión nominal	150 KV.
Frecuencia nominal	60 c/s.
Clase de funcionamiento	pequeño volumen de aceite
Corriente nominal	1.600 Amp.
Capacidad de ruptura	10.000 MVA
Capacidad de desconexión	> 36 K. Amp.
Corriente de Conexión	> 90 K. Amp.
Corriente momentánea nominal	> 57 K. Amp.
Tiempo de interruptor - ción	3 ciclos
Nivel de aislamiento	650 KV a 2500 m. s. n. m.

DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE INTERRUPCION DE LOS INT. AUTOMATICOS

SUBESTACION PAUTE (Barra 138 KV)	DISYUNTOR	CAPACIDAD CALCULADA (MVA)	FACTOR	CAPACIDAD CORREGIDA (MVA)	CAPACIDAD NORMALIZADA
	52 P 1	8330	1.2	9.990	10.000
	52 P 2	8330	1.2	9.990	10.000
<p>SUBESTACION CUENCA (Barra de 138 KV)</p> 	52 C 1	715.	1.2	858	2.500
	52 C 2	715	1.2	858	2.500
	52 C 3	967	1.2	1.160	2.500
	52 C 4	967	1.2	1.160	2.500
<p>(Barra de 69 KV)</p> 	152 C 1	510	1.1	561	1.000
	152 C 2	510	1.1	561	1.000
	152 C 3	883	1.1	971	1.000
	153 C 4	904	1.1	994	1.000

\* Valores determinados con la generación total del Paute (1.350 MW)

C U A D R O V-2

DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS DE LOS DISYUNTORES

DISYUNTOR (138 KV)	I. max (sim.) calculada (KA)	I. momentánea (1 seg.) = Imáx 1.6 (KA)	I. momentánea (valor standard) (KA)	I. de conexión = 2.5 x I. máx. (KA)	I. de conexión (valor standard) (KA)
52 P1	34.85	55.76	57	87.13	90
52 P2	34.85	55.76	57	87.13	90
52 C1	2.99	4.78	11.5	7.48	18
52 C2	2.99	4.78	11.5	7.48	18
52 C3	4.04	6.46	11.5	10.10	18
52 C4	4.04	6.46	11.5	10.10	18
(69 KV)					
152 C1	2.13	3.41	16	5.33	24
152 C2	2.13	3.41	16	5.33	24
152 C3	3.69	5.90	16	9.23	24
152 C4	3.78	6.05	16	9.45	24

\* Para determinar la corriente en tiempos mayores de 1 seg. se aplicará la expresión:

$$I^2 t = \text{constante}$$

## 5.2 Selección de los Seccionadores

Son aparatos que se utilizan para unir o separar en forma visible los diferentes elementos componentes de una red, de forma que se puedan realizar trabajos de inspección ó mantenimiento sin que se interrumpa el funcionamiento del resto del sistema. Sus maniobras de conexión deben hacerse en vacío (sin carga).

Los seccionadores utilizados en las instalaciones eléctricas de alta tensión tienen varias formas constructivas que dependen, especialmente, de la tensión de operación, de las corrientes que han de atravesar el seccionador, del espacio disponible y de consideraciones económicas. Algunos autores le clasifican, por la forma de accionamiento de los contactos, en la siguiente forma:

- seccionadores de cuchilla giratoria
- seccionadores de cuchilla deslizantes
- Seccionadores de columnas giratorias
- seccionadores de pantógrafo

Para los voltajes en estudio, se recomiendan el tipo de seccionador de cuchillas giratorias. Estos seccionadores tienen la ventaja de que pueden funcionar tanto en posición horizontal como en posición vertical; además, a estos seccionadores pueden acoplarse cuchillas de puesta a tierra para utilizarlos como seccionadores de lí - nea, en este caso se impide cualquier maniobra falsa por medio de un enclavamiento apropiado con interruptores y otros seccionadores.

Las características principales como tensión nominal, corriente no minal, corriente momentánea y nivel de aislamiento que se usan para especificar un seccionador o un seccionador de puesta a tierra son determinados con los mismos criterios indicados para los inte

rruptores automáticos. Encontrándose que estos valores, determinados según los requerimientos, son inferiores a los valores standard para el sistema en estudio.

Las características de los seccionadores serán las siguientes:

#### 69 KV

Voltaje Nominal	72.5 KV
Clase de operación	cuchillas giratorias
Corriente nominal:	630 Amp.
Corriente momentánea	10 K. Amp.
Corriente de cortocircuito (Valor pico)	25 KA
Frecuencia de Operación	60 c/s.
Nivel de aislamiento	350 KV a 3000 m. s. n. m.

#### 138 KV (CUENCA)

Voltaje nominal	150 KV
Clase de operación	cuchillas giratorias
Corriente nominal	630 Amp.
Corriente momentánea	10 KA
Corriente de cortocircuito (Valor pico)	25 KA.
Frecuencia de operación	60 c/s.
Nivel de aislamiento	650 KV a 2500 m. s. n. m.

#### 138 KV (PAUTE)

Voltaje Nominal	150 KV
Clase de operación	Cuchillas giratorias
Corriente nominal	630 Amp.
Corriente momentánea	> 55 K. Amp.

Corriente de cortocircuito (Valor pico)	> 87 K. Amp.
Frecuencia de operación	60 c/s.
Nivel de aislamiento	650 KV. a 2500 m. s. n. m.

## C A P I T U L O V I

### COORDINACION DE LA PROTECCION

#### 6.1 DETERMINACION DE LAS ZONAS DE PROTECCION

Para la aplicación de las protecciones en un sistema de potencia el primer paso es dividir al sistema en zonas de protección, las cuales se referirán exclusivamente a las "protecciones primarias". Se usa el término de "protecciones primarias" para distinguirlas de las "protecciones de respaldo", que son aquellas que solamente completan su funcionamiento cuando falla de operación de la protección primaria. Esto supone que al ocurrir una falla ambas protecciones inician su operación; pero la primaria, por tener un tiempo menor de operación, cumple primero su función.

Para la determinación de las zonas de protección es necesario que los componentes o grupos de componentes del sistema puedan aislarse adecuadamente con el mínimo de desconexiones de interruptores, sin comprometer a otros circuitos que pueden continuar dando servicio.

Dependiendo de ciertos criterios como la configuración e importancia del sistema total o de un elemento del mismo, se recomienda los siguientes componentes o grupos de componentes de las zonas de protección:

- Generador
- Unidad generador-transformador
- Transformadores
- Barras de subestaciones
- Líneas de transmisión
- Líneas de distribución

En sistemas menos importantes se consideran los siguientes grupos de elementos:

- Grupo de barras y líneas de transmisión
- Grupo de transformador y líneas de transmisión

Los siguientes criterios son aplicables para la determinación de las zonas en un sistema específico:

- Los interruptores automáticos deben ser ubicados en las conexiones de cada componente del sistema, esto hace posible desconectar sólo el elemento defectuoso. En caso de considerar grupos de elementos, como transformador - línea de transmisión, ambos elementos deberán desconectarse si hay una falla en cualquiera de los dos.
- Las zonas de protección deben circunscribir a los componentes, esto significa que cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada originará la apertura de todos los interruptores dentro de esta zona; pero sólo de esos.
- En caso de fallas en la región donde se superponen dos zonas adyacentes de protección, se dispararán más interruptores que el mínimo necesario para desconectar el elemento defectuoso. Pero si no hubiera superposición, una falla en una región entre zonas no estaría situada en ninguna de ellas y, por lo tanto, no dispararían los interruptores. La zona de superposición es relativamente pequeña y la probabilidad de falla en dicha región es baja, por lo que el efecto del disparo de dos ó más interruptores será casi nulo.

En el gráf. 6.1 se indica la zonificación del Sistema en Estudio.



### 6.1.1 ZONAS DE LOS RELES DE DISTANCIA

Los relés de distancia para la protección de líneas de transmisión pueden tener dos o más zonas de protección. El alcance de cada zona depende de muchos criterios y existe mucha divergencia al respecto, especialmente en el alcance de la segunda y tercera zona por efectos de coordinación con los otros relés del sistema.

El criterio más generalizado, cuando se tiene tramos de líneas solamente, es ajustar la primera zona o de alta velocidad para alcanzar de 80% a 90% de la longitud de la línea de dos terminales o bien del 80% a 90% de la distancia al terminal más cercano de una línea de terminales múltiples. La segunda zona dará protección para el resto de la línea y deberá ajustarse de tal manera que sea capaz de funcionar aún en las fallas de arco en el extremo de la línea, para hacer esto, la unidad debe alcanzar hasta más allá del extremo de la línea. Aún si no se han considerado las fallas de arco, tendrá que tomar en cuenta una tendencia a "subalcance" (tendencia del relé para operar a un alcance menor al ajustado) debido al efecto de las corrientes intermedias, a los errores que podrían tener los datos en que están basados los ajustes, a los errores de los transformadores de corriente y potencial, errores en los relés, etc. Se acostumbra conservar el alcance de la unidad de 2da. zona a un mínimo del 20% de la sección de línea adyacente, generalmente el alcance máximo de segunda zona depende de criterios de coordinación con relés en la sección adyacente, generalmente se toma hasta el 80%.

La unidad de tercera zona proporciona protección de respaldo en las fallas en las secciones de líneas adyacentes. Su alcance deberá extenderse tan lejos como sea posible, más allá del extremo de la sección de línea adyacente más larga en las condiciones que ori

ginen la cantidad máxima de "sobrealcance" (tendencia del relé para operar a un alcance mayor al ajustado), es decir arcos y fuentes de corrientes intermedias; en todo caso este alcance dependerá de la coordinación con las zonas de protección de los relés de las zonas adyacentes.

Estos criterios son generales y aplicables especialmente cuando se tiene solamente tramos de líneas. En sistemas específicos como el que se trata de analizar, en que no se tiene solamente tramos de líneas, es necesario hacer un análisis de los requerimientos de selectividad y coordinación tomando en cuenta los criterios básicos de la filosofía de la protección y de las condiciones del sistema como se indica más adelante.

## 6.2 AJUSTE DE LOS RELES DE DISTANCIA

### FIJACION DE DATOS Y CONDICIONES PARA EL AJUSTE

El ajuste ohmico ó alcance de los relés de distancia puede ser controlado del circuito de operación de corriente, del circuito de restricción de voltaje o de ambos.

Los siguientes datos son necesarios para la determinación del ajuste de los relés de distancia para fallas de fase (21) en líneas de transmisión:

- a) Características eléctricas y condiciones de funcionamiento de la línea de transmisión a ser protegida.
- b) Características de los relés de distancia considerados
- c) Relación de transformación y conexiones de los transformadores de corriente y de los transformadores de potencial.

- d) Resistencia y reactancia de la línea de transmisión (ohmios-fase)
- e) Corriente de falla trifásica máxima en el terminal cercano y mínima en el terminal lejano de la sección o tramo protegido, en ciertos casos se requiera la corriente de falla fase-fase en el terminal lejano.

Para el ajuste de los relés de distancia para fallas fase-tierra (21-N) se requiere, o más de los enunciados, la corriente máxima de falla fase-tierra en el terminal cercano y mínimo del terminal lejano de la sección considerada. Algunos autores recomiendan también determinar la influencia del acoplamiento mutuo con líneas paralelas.

La mayoría de los datos han sido ya determinados en los capítulos anteriores, los mismos que se resumen a continuación:

- a) Características y condiciones de funcionamiento de la Línea Paute - Cuenca. - Esta línea funcionará a un voltaje nominal de 138 KV y a una frecuencia de 60 c/s. Tendrá dos condiciones de funcionamiento bien definidas:

Condición I. - La línea tendrá una sola terna y un hilo de guardia. En esta condición se ha fijado también que en la subestación Cuenca irá instalado un transformador de 40 MVA de 138/69 KV y en la subestación Paute se instalará un banco de tres autotransformadores monofásicos (3 x 75 MVA), 230/138/13.8 KV. En el gráfico N° 6.2.a. se indica la configuración esquemática del sistema para esta condición con la ubicación de los relés que se han previsto para su protección.

Condición II. - La línea tendrá dos ternas y dos hilos de guardia. En la subestación Cuenca se instalará otro transformador de las mismas características que el anterior y en la subestación Paute se tendrá 4 bancos de autotransformadores, como se indica en el gráfico N° 6.2.a.

b) Características de los relés de distancia seleccionados .-

Del ajuste del alcance de los relés se concluirá que para este caso se requieren solamente dos zonas de protección para los relés de fase y los de fase-tierra por lo que sería conveniente utilizar relés "agrupados por zonas" debido a que para cada terminal de línea se necesitarían solamente cuatro relés (2 de fase y 2 de fase-tierra), en lugar de seis relés, si se utilizarían "agrupados por fases" (ver párrafo 4.3.2)

Las características de funcionamiento que fueron seleccionadas en el capítulo IV. se indican en el cuadro VI.1, en el que se indican también las características propias de las unidades como alcance mínimo básico, ángulo de torque máximo, etc. que han sido tomados de catálogos (Ref. 25) los cuales nos servirán para el ajuste.

c) Relación de transformación y conexiones de los T. de C. y T. de P. (ver párrafo 4.2)

- Transformadores de corriente

Relación de transformación = 400 : 5

Conexión  $Y_1$

- Transformadores de Potencial

Relación de transformación = 1.200 : 1

Conexión  $Y_1 / Y_2$

Estos valores sirven para los T. de C. y T. de P. en ambos extremos de la línea y se mantendrán para las dos condiciones que se están analizando.

d) Resistencia y reactancia de la línea de transmisión y de los Diferentes tramos .- Los valores de resistencia y reactancia para la línea Paute-Cuenca y para los otros tramos de línea en ohmios/fase se indica en los cuadros VI. 2 y VI.3

La reactancia en ohmios/fase de los tramos que tienen solo transformadores ha sido calculado con la siguiente relación (Ref. 05)

$$X = \frac{KV^2}{MVA} \times \frac{Z_{cc} (\%)}{100} \quad (6.1)$$

En donde:

X = Reactancia del transformador en ohmios/fase

KV = Voltaje nominal línea - línea del sistema

Z<sub>cc</sub> = Impedancia de cortocircuito del transformador en porcentaje

MVA = Potencia del transformador a la que está referido Z<sub>cc</sub> (%)

Los valores de impedancia de los tramos en ohmios/fase deben referirse al voltaje del tramo en el que están ubicados los relés que van a ajustarse (en este caso 138 KV), por lo que la impedancia de los tramos 3-4 y 3-5, que corresponden a los de las líneas a 69 KV, deben ser corregidos con la siguiente relación:

$$\frac{Z_1}{Z_2} = \left( \frac{V_1}{V_2} \right)^2 \quad (6.2)$$

Luego, para nuestro caso:

$$Z_1 = \left( \frac{138}{69} \right)^2 Z_2 = 4 Z_2$$

Donde:

$Z_1$  = Impedancia referida a 138 KV

$Z_2$  = Impedancia a 69 KV

Con estas consideraciones, en el cuadro VI.2 y VI.3 se indican los valores de impedancia de los tramos para las dos condiciones.

Además, como se indicó en el párrafo 4.3.1, los relés de distancia miden la impedancia en cantidades secundarias, por lo que las impedancias indicadas en los cuadros VI.2 y VI.3 deben ser corregidas por la ecuación 4.5 del capítulo IV, tomando en cuenta las relaciones de transformación de los T. de C. y T. de P. indicados anteriormente, o sea,

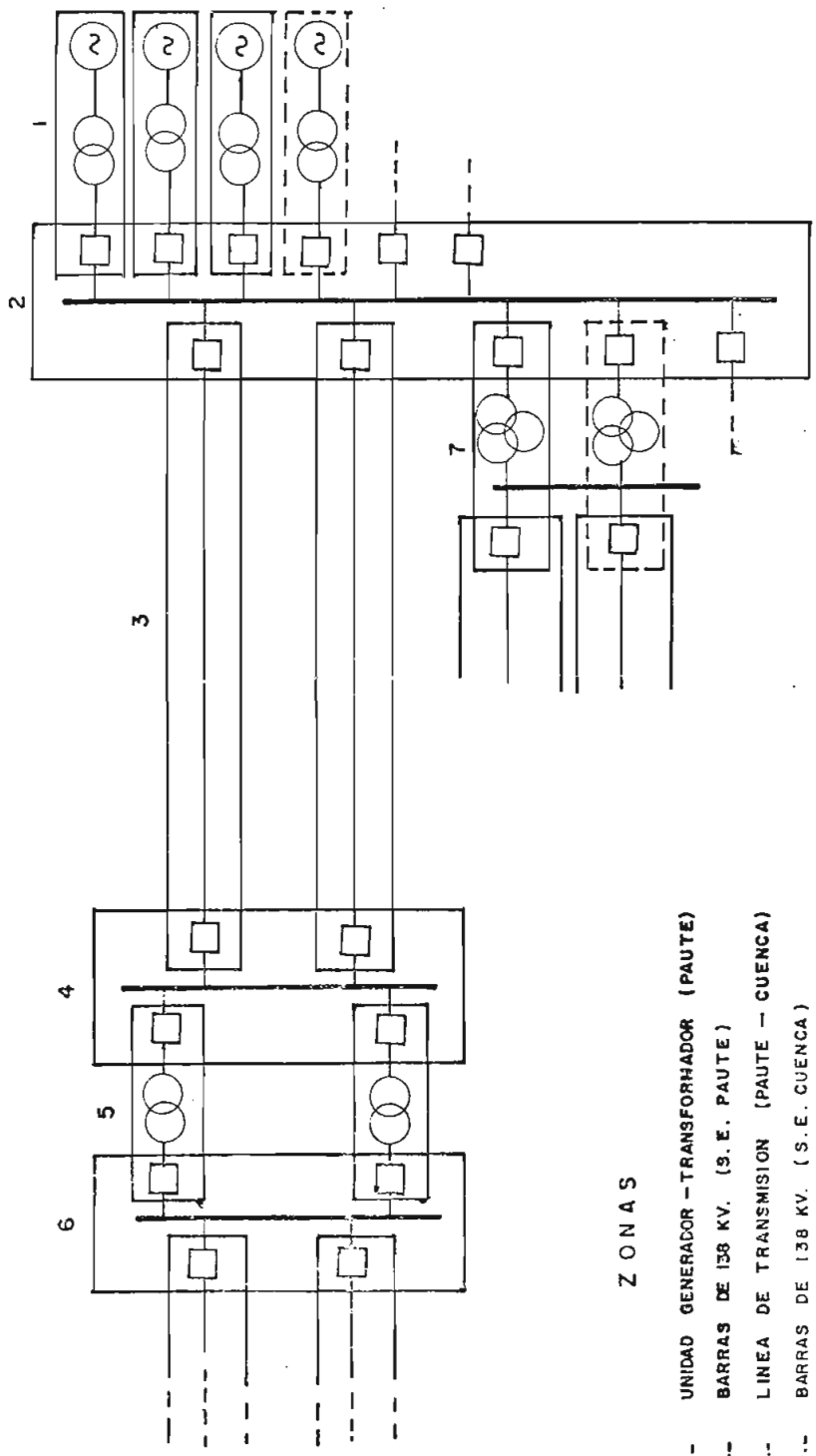
$$Z_{\text{sec}} = \frac{80}{1200} Z_{\text{prim}} = 0.066 Z_{\text{prim}}$$

Los valores de impedancias secundarias se indican en los cuadros VI.4 y VI.5 para la condición I y II respectivamente.

Estos valores serán graficados en el diagrama R-X, y son los que servirán para el ajuste de los relés de distancia.

e) Corrientes máximas y mínimas. - Del cálculo de cortocircuitos del capítulo III se ha determinado que la mínima corriente secundaria en el relé para una falla trifásica o monofásica en el terminal lejano de la línea excede los valores dados en el cuadro VI.1

por lo que se obtendrá un funcionamiento correcto de los relés es  
cogidos para cualquier falla en la línea de transmisión.



Z O N A S

- 1.- UNIDAD GENERADOR - TRANSFORMADOR (PAUTE)
- 2.- BARRAS DE 138 KV. (S.E. PAUTE)
- 3.- LINEA DE TRANSMISION (PAUTE - CUENCA)
- 4.- BARRAS DE 138 KV. (S.E. CUENCA)
- 5.- TRANSFORMADOR (S.E. CUENCA)
- 6.- BARRAS DE 69 KV. (S.E. CUENCA)
- 7.- AUTOTRANSFORMADOR. (S.E. PAUTE)

GRAF. 6.1. ZONAS DE PROTECCION PRIMARIAS DEL SISTEMA .



CARACTERISTICAS DE LOS RELES DE DISTANCIA CONSIDERADOS PARA LA PROTECCION DE LA LINEA  
PAUTE - CUENCA

RELES	ZONA	CARACT.	Alcance Min básico (F-N Ohm)	Alcance máx. (F-N Ohm) Zmáx.	Ángulo de Torque máx. $\phi$	Min. Corrient. de falla (3 $\phi$ ) (AMP. sec)
Relé de FASE 21-1	Primera	MHO	0.75	7.5	60°	8
			1.5	15	60°	4
			3.0	30	60°	2
Relé de FASE 21-2	Segunda	MHO	1.0	10	60°/75°	12
			2.0	20	60°/75°	4
			3.0	30	60°/75°	3
Relés de FASE-TIERRA 21 N-1	Primera	OHM	0.5	5	-	1.8
			1.0	10	-	1.2
			2.0	20	-	0.75
Relés de FASE-TIERRA 21 N-2	Segunda	MHO	1.0	10	60°	1.5
			2.0	20	60°	0.75
			3.0	30	60°	0.5

\* Valores nominales

Voltaje = 120 Vatios (70 V.)

Corriente = 5 Amp.

Frecuencia = 60 c/s.

CUADRO VI - 2

TRAMO	IMPEDANCIA DE LOS ELEMENTOS VALORES PRIMARIOS (OHM/FASE) A 138 KV COND. I		
	R	X	Z
1 - 2	8.58	33.79	34.86 / 75.8°
2 - 3	-	42.85	42.85 / 90°
3 - 4	3.36	6.56	7.37 / 62.88°
3 - 5	2.88	5.6	6.3 / 62.78°
1 - 7	-	12.68	12.68 / 90°
1 - 8	-	3.87	3.87 / 90°

CUADRO VI - 3

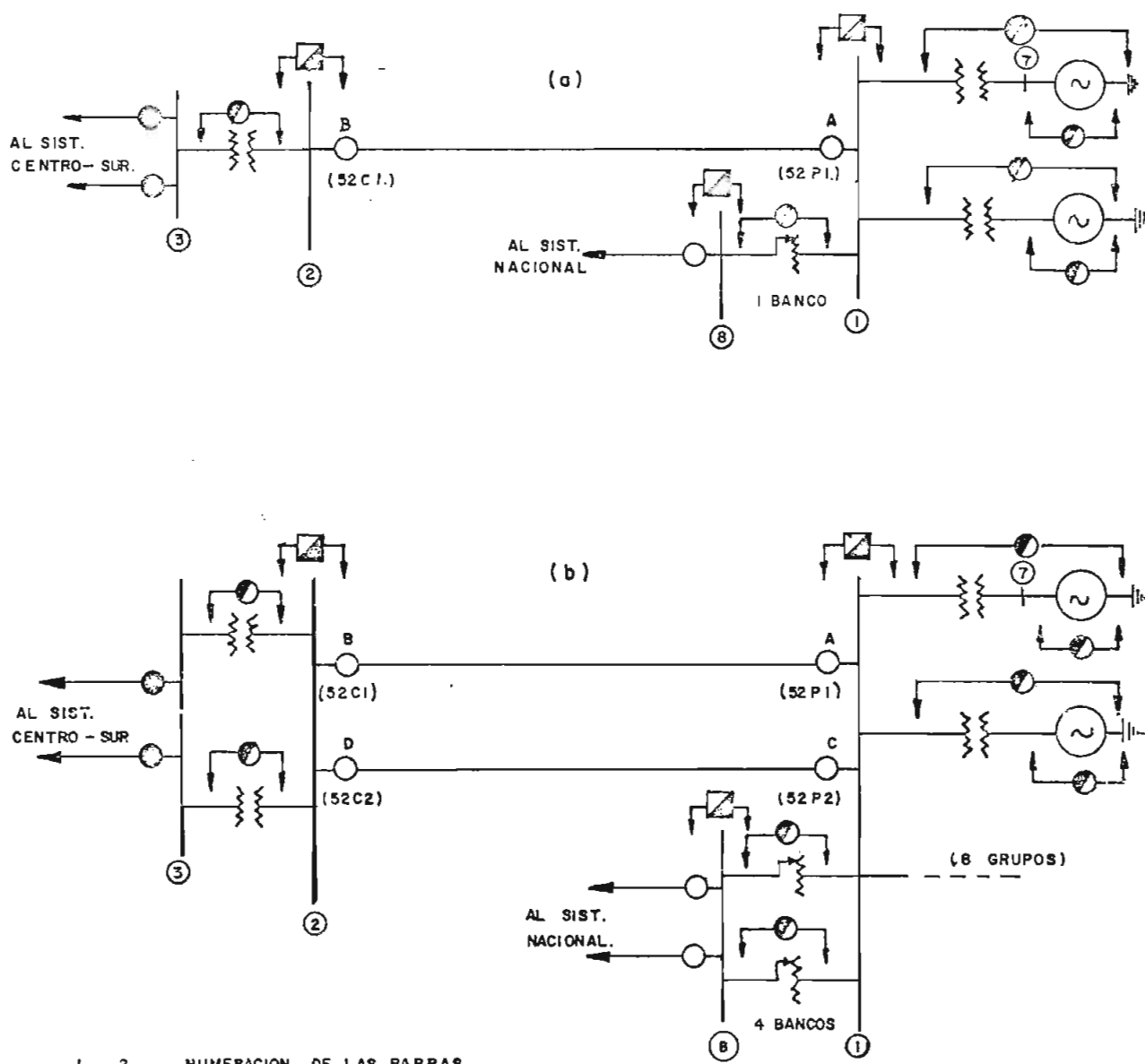
TRAMO	IMPEDANCIA DE LOS ELEMENTOS VALORES PRIMARIOS (OHM/FASE) A 138 KV COND. II		
	R	X	Z
1 - 2	8.59	33.78	34.86 / 75.73°
2 - 3	-	21,425	21,425 / 90°
3 - 4	3.36	6.56	7.37 / 62.88°
3 - 5	2.88	5.6	6.3 / 62.78°
1 - 7	-	12.68	12.68 / 90°
1 - 8	-	0.97	0.97 / 90°

CUADRO VI - 4

TRAMO	IMPEDANCIA DE LOS ELEMENTOS VALORES SECUNDARIOS (OHM/FASE) COND. I		
	R	X	Z
1 - 2	0.57	2.25	2.32 / $75.8^\circ$
2 - 3	-	2.86	2.86 / $90^\circ$
3 - 4	0.224	0.437	0.49 / $62.88^\circ$
3 - 5	0.192	0.373	0.419 / $62.78^\circ$
1 - 7	-	0.845	0.845 / $90^\circ$
1 - 8	-	0.258	0.258 / $90^\circ$

CUADRO VI - 5

TRAMO	IMPEDANCIA DE LOS ELEMENTOS VALORES SECUNDARIOS (OHM/FASE) COND. II		
	R	X	Z
1 - 2	0.57	2.25	2.32 / $75.73^\circ$
2 - 3		1.43	1.43 / $90^\circ$
3 - 4	0.224	0.437	0.49 / $62.88^\circ$
3 - 5	0.192	0.373	0.419 / $62.78^\circ$
1 - 7	-	0.845	0.845 / $90^\circ$
1 - 8	-	0.065	0.065 / $90^\circ$



1, 2 .... NUMERACION DE LAS BARRAS

A,B,C,D. UBICACION DE LOS RELES DE DISTANCIA PARA LA PROTECCION DE LA LINEA PAUTE - CUENCA

( ) INTERRUPTORES AUTOMATICOS DE LA LINEA PAUTE - CUENCA.

○ RELES DE DISTANCIA

⊙ RELES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES

⊗ RELE DIFERENCIAL DE : GENERADOR,  
GENERADOR - TRANSFORMADOR,  
TRANSFORMADOR.

◻ RELE DIFERENCIAL DE BARRAS .

GRAF. 6.2.- ESQUEMA DEL SISTEMA CON LA UBICACION DE LAS PROTECCIONES PRIMARIAS : a) CONDICION I, b) CONDICION II .

## METODO DE CALCULO DEL AJUSTE

Se debe primero fijar el alcance mínimo básico"  $Z_{min}$  (Ver cuadro VI, 1) que es la impedancia de funcionamiento propia del relé. Esto quiere decir que si el relé mide una impedancia inferior a ese valor el relé opera; pero por lo contrario, para cualquier impedancia superior a la citada el relé permanecerá inmóvil ya que entonces la tensión aplicada al relé es demasiada elevada. Generalmente, las impedancias secundarias de los diferentes tramos son superiores al valor de  $Z_{min}$ . y para asegurar el funcionamiento del relé es necesario reducir la tensión aplicada. Esta reducción se hace por medio de un transformador de ajuste con el que la tensión puede calibrarse en pasos de 0.5 % y 1%, expresado en tanto por ciento de la tensión normal aplicada al relé que en este caso se tomará el 100%.

La reducción de la tensión es expresada por la siguiente fórmula para los relés tipo mho (Ref. 26):

$$T = \frac{Z_{min} \times \cos(\phi - \theta)}{Z_L} \quad (\% \text{ tap de entrada}) \quad (6.3)$$

En donde:

$T$  = Ajuste del tap de restricción de voltaje en %

$Z_L$  = Alcance deseado en ohmios/fase

$\phi$  = Ángulo de la impedancia  $Z_L$

$\theta$  = Ángulo de torque máximo de la unidad

$Z_{min}$  = Alcance mínimo básico propio del relé

% tap de entrada = Porcentaje del ajuste del tap de entrada de voltaje de la unidad (como se indicó anteriormente se toma el 100%).

Para las unidades tipo reactancia (OHM), la ecuación es:

$$T = \frac{X_{\min}}{X_L} (\% \text{ tap de entrada}) \quad (6.4)$$

Donde;

$X_{\min}$  = alcance mínimo básico de la unidad

$X_L$  = Alcance deseado en ohmios/fase

Para el ajuste del tap del tiempo de operación de las unidades hay que indicar que, en la mayoría de los casos, se tiene ajustes de 0.1 a 5 segundos, variables en pasos de 0.1 seg.

- La primera zona ó de funcionamiento instantáneo se ajusta normalmente a 0.1 seg.
- Para la segunda zona el tiempo mínimo de operación es 0.4 seg. que corresponde a:
  - 0.1 seg .- Tiempo base de la primera zona
  - 0.1 seg. - Tiempo de seguridad
  - 0.2 seg .- Tiempo de funcionamiento del disyuntor

Lógicamente que, para un caso particular, hay que analizar ciertos criterios de coordinación y selectividad de la protección para calibrar el tiempo de operación de la segunda zona.

## 6.2.1 AJUSTE DE LOS RELES (CONDICION I)

6.2.1.1 RELES UBICADOS EN A .- (Comandan el Int. aut. 52 P1) como se indica en el gráfico N° 6.2.a estos relés están en la subestación Paute y operarán para fallas en la línea hacia el sistema Centro - Sur.

1. Relés de Fase (21)

- Relé (21-1) A (Primera Zona): Para el ajuste de este relé que actuará en primera zona, se debe considerar los siguientes criterios:

Como en esta condición la línea tiene una sola terna, será conveniente que toda la línea tenga protección instantánea o de primera zona; por lo que, es aconsejable que se ajuste para alcanzar más allá de las barras de 138 KV de la subestación Cuenca y para evitar efectos de subalcance, por las razones indicadas anteriormente, se tomará hasta el 20% del tramo 2-3 con lo cual la protección instantánea de toda la línea estaría asegurada. Este alcance no afecta mayormente la selectividad de la protección del sistema ya que, por existir un solo transformador en la subestación Cuenca, cualquier falla sea en el transformador, en las barras de 138 KV. o en la línea haría que el Sistema Centro-Sur pierda la alimentación de energía del Paute, aunque el ajuste sea solo el 90% de la línea.

Luego el alcance deseado será:

$$\begin{aligned} Z_L &= (0.57 + j 2.25) + 0.2(j 2.86) = 0.57 + j 2.822 \\ &= 2.88 \angle 78.58^\circ \end{aligned}$$

De las características del relé (cuadro VI.1) se ha tomado  $Z_{min} = 1.5$  y  $\theta = 60^\circ$

Aplicando la ecuación 6.3 se tiene:

$$T = \frac{1.5 \cos(78.58^\circ - 60^\circ)}{2.88} \times 100 = 49.37\%$$

Como se mencionó anteriormente, estos relés tienen ajustes del tap de restricción de voltaje en pasos de 0.5 y 1% ; por lo que, si

se ajusta en el tap de 49%, el alcance obtenido será:

$$Z_2 = \frac{1.5 \times \cos(78.58 - 60^\circ)}{49.0} \times 100 = 2.9 \approx 2.88$$

Esto quiere decir que, si se escoge un alcance mínimo básico de 1.5 y el tap de restricción de voltaje se ajusta al 49%, se obtendrá el alcance óhmico deseado. En el diagrama R-X, se dibuja la característica del ajuste de este relé con un diámetro igual a 2.9 y el centro en el eje de torque máximo ( $60^\circ$ ) como se indica en el gráf. N° 6.4.a.

El tap del tiempo de operación de este relé será ajustado en 0.1 seg. por las razones ya indicadas.

- Relé 21 -2A (Segunda zona). - Este relé dará protección de re ta gu ar di a a todo el transformador de la subestación Cuenca; pero con el objeto de considerar el efecto de subalcance se to ma r á también parte del anillo de subtransmisión a 69 KV y a s í asegurarse que dicho transformador esté totalmente pro te gi do. Se tomará entonces hasta las barras de 69 KV de la sube s t a c i o n N° 5 . que es el tramo más corto, con el fin de no a d e n t r a r s e por efectos de sobrealcance al sistema de distribución.

Luego,  $Z_L$  será:

$$\begin{aligned} Z_L &= (0.57 + j 2.25) + (j 2.86) + (0.192 + j 0.373) = 0.762 + j 5.483 \\ &= 5.536 \quad \underline{\underline{82.09^\circ}} \end{aligned}$$

Si se escoge  $Z_{min} = 3.0$  y  $\phi = 75^\circ$ , el tap de restricción de vol ta j e d e b e r á ajustarse en:



$$T = \frac{3 \cos (82.09^\circ - 75^\circ)}{5,536} \times 100 = 53.77\%$$

Con un ajuste de  $T = 54\%$  el alcance obtenido será 5.51 ohmios que es aproximadamente el alcance ohmios deseado.

Para el ajuste del tiempo de operación de este relé hay que considerar que su operación debe coordinar con las características de funcionamiento del relé diferencial del transformador, con la protección de retaguardia localizada del mismo y con los relés direccionales de sobrecorriente de las líneas de 69 KV, por lo que si se considera un tiempo máximo de operación de 1 seg. para todos estos relés, el ajuste de tiempo del relé 21-2 será 1.2 seg. como se indica en el gráf. N° 6.4.a

## 2. Relés de Fase-Tierra (21-N)

Para el ajuste de estos relés son aplicables los mismos criterios de alcance enunciados para los relés de fase.

- Relé (21 N - 1) A (Primera Zona) .- Este relé tiene característica "ohm" por lo que si  $Z_L$  del relé 21-1 es  $0.57 + j2.822$  y si deben tener el mismo alcance,  $X_L$  será  $j 2.822$

Del cuadro VI, se ha tomado  $X_{\min} = 2$ , por lo que aplicando la ecuación 6.4, se tiene:

$$T = \frac{2}{2.822} \times 100 = 70.87\%$$

Con un  $T = 70.5\%$ ,  $X_L$  es igual a 2.83 ohmios que es aproximadamente el alcance deseado.

Igualmente el tap del tiempo de operación será ajustado en 0.1 seg.

- Relé (21 N - 2) A (Segunda Zona) .- Este relé deberá ajustarse igual que el relé (21-2) , con la diferencia que  $\theta = 60^\circ$  (ver cuadro VI.1) , por lo que :

$$ZL = 5.536 \angle 82.09^\circ$$

$$T = \frac{3 \cos (82.09^\circ - 60^\circ)}{5.536} \times 100 = 50.2\%$$

Con  $T = 50\%$ , ZL es igual a 5.55 ohmios que es aproximado al valor deseado.

El tap del tiempo de operación será igual al del relé 21-2, o sea 1.2 seg. (ver gráf. 6.5.a)

#### 6.2.1.2 RELES UBICADOS EN B (Comandan el Int. Aut. 52 C1)

Como se indica en el gráf. 6.2.a, estos relés están en la subestación Cuenca y operan para fallas en la línea hacia la subestación Paute.

##### 1. Relés de Fase (21)

- Relé (21-1) B (Primera Zona) Este relé es conveniente que tenga su alcance hasta el 90% de la línea, no se podría ajustar para la longitud total de la línea o más allá, como en el caso del relé 21-1 ubicado en A, porque una falla, por ejemplo, en el autotransformador (138/230 KV) de la subestación Paute, haría también que opere el relé 21-1 y consecuentemente salga del servicio la línea Paute - Cuenca, con lo que se cometería un error de selectividad.

$$\text{Luego, } ZL = 0.9 \times 2.32 \angle 75.8^\circ = 2.09 \angle 75.8^\circ$$

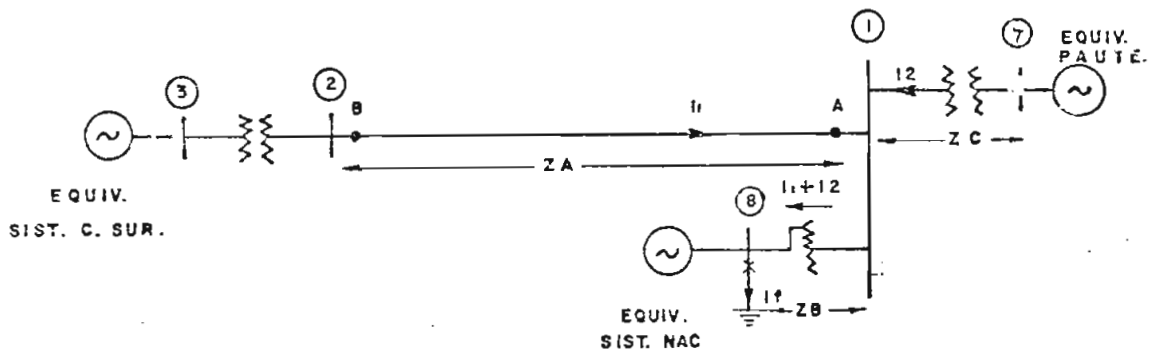
$$\text{con } Z_{\min} = 1.5 \text{ y } \theta = 60^\circ$$

$$T = \frac{1.5 \cos (75.8^\circ - 60^\circ)}{2.09} \times 100 = 69\%$$

que es el ajuste de T. necesario para que el relé alcance el 90% de la línea.

El tap de tiempo será 0.1 seg.

- Relé (21-2) B (Segunda Zona) Para el ajuste del alcance de este relé es necesario considerar el efecto de las fuentes de corrientes intermedias debido a que en una falla, por ejemplo en la barra (8), se tendrá alimentación de corrientes intermedias provenientes de la Central Paute, las que harán que varíe la impedancia vista en segunda zona por este relé.



GRAF. 6.3 INFLUENCIA DE FUENTES DE CORRIENTES INTERMEDIAS EN EL AJUSTE DEL ALCANCE DE LOS RELES DE DISTANCIA

En el gráf. 6.3 se indica la influencia de las corrientes intermedias en el ajuste del relé 21-2 para una falla en la barra (8). En este caso, la impedancia total vista por el relé será:

$$Z_A + Z_B + \frac{I_2}{I_1} Z_B$$

Lo que haría que la falla aparezca más lejana, proporcional al va

lor de  $I_2$ . Además, si  $I_2$  e  $I_1$  están fuera de fase la impedancia  $(\frac{I_2}{I_1} ZB)$  tendría un ángulo diferente a  $ZB$ . Esto quiere decir que si el relé 21-2 se ajusta para que funcione por ejemplo hasta el 100% del tramo (1-8) para un determinado valor de  $I_2$ , este funcionará en las fallas más allá de ese lugar para valores menores de  $I_2$ , o sea el relé sobrealcanza. En la práctica se recomienda ajustarlo hasta el valor que se desea considerando que no hay fuentes de corrientes intermedias, de esta forma no se sobrealcanzará y no funcionará en forma indeseada; desde luego que, cuando fluye corrientes intermedias, el relé subalcanzará o sea no funcionará para fallas tan lejos como se desea, pero esto es preferible al sobrealcance.

Siendo el objetivo principal de este relé completar la protección de la línea, se ha fijado en un alcance igual al 120% de la longitud de la misma para considerar solamente posibles subalcances por efectos de resistencia de arco y sin considerar fuentes de corrientes intermedias; las que siempre existirán para fallas más allá de la línea ya sean provenientes del sistema Nacional o de la Central Paute. En todo caso estas corrientes harán que el relé se subalcanza hasta la barra (1) como límite; pero la línea tendrá su protección completa debido a que, para una falla en cualquier lugar de esta, no intervienen las corrientes intermedias en la impedancia vista por el relé 21-2. Lógicamente que, como la contribución de corriente de cortocircuito del Paute ó del Sistema Nacional es muy alta comparada con la del Sistema Centro - Sur, para una falla por ejemplo en la barra (8) que es la más cercana (Ver cuadro III.3), hará que la impedancia presentada al relé 21-2 sea también muy alta y no operará aunque su característica, sin considerar corrientes intermedias, la incluya (Ver gráf. N° 6.4. b.) ; pero esto no es de preocupación debido a

que tanto el autotransformador como las barras de 230 KV deben tener sus propias protecciones principal y de respaldo de alta velocidad.

Con estas consideraciones

$$ZL = 1.2 \times 2.32 = 2.784 \quad \angle 75.8^\circ$$

$$\text{Con } Z_{\min} = 2 \text{ y } \theta = 75^\circ$$

$$T = \frac{2 \cos (75.8^\circ - 75^\circ)}{2.784} \times 100 = 71.83 \%$$

Con T ajustado en 71.5% se obtendrá un alcance  $ZL = 2.79$  ohmios que es aproximadamente el valor requerido.

El tap de operación de este relé será de 0.4 seg. considerando que las protecciones diferenciales de 138 KV y del autotransformador son muy rápidas. El ajuste de este relé se indica en el diagrama R-X.(Fig. 6.4.b).

## 2. Relés de Fase-Tierra 21-N

Como se mencionó anteriormente, son aplicables los mismos criterios de alcance que los relés 21.

- Relé (21-N-1) B (Primera Zona). - Alcanzará el 90% de la longitud de la línea. Como la impedancia secundaria de la línea es  $(0.57 + j 2.25)$ , el alcance será  $XL = 0.9 (j.2.25) = j2.025$

$$\text{Con } X_{\min} = 2.0 \quad T = \frac{2.0}{2.025} \times 100 = 98.76\%$$

Si ajustamos T en el 98.5% ,  $XL = 2.03$  que es aproximadamente el alcance requerido.

El tap del tiempo de operación se calibrará en 0.1 seg.

- Relé (21 N-2) B (Segunda Zona) .- Como en el relé 21-2

$$ZL = 2.784 / 75.8^\circ$$

$$\text{Con } Z_{\min} = 2 \text{ y } \theta = 60^\circ$$

$$T = \frac{2 \cos (75.8^\circ - 60^\circ)}{2.784} \times 100 = 69.1 \%$$

$$\text{Con } T = 69\% \text{ se obtiene } ZL = 2,788$$

El tap de tiempo se ajustará a 0.4 seg (ver gráf. 6.5.b.)

En los cuadros VI.6 y VI.7 se resumen los valores de ajustes para esta condición y en los gráf. 6.4. y 6.5 se indica los ajustes en el diagrama R-X y los criterios de coordinación con otros relés del sistema.

## 6.2.2 AJUSTE DE LOS RELES (CONDICION II)

### 6.2.2.1 Relés Ubicados en A y C (Comandan los Int. Aut. 52 P1 y 52 P2)

Estos relés, localizados en la subestación Paute, actuarán para fallas en la línea hacia el Sistema Centro-Sur.

#### 1. Relés de Fase (21)

- Relés (21 - 1) A ó C (Primera Zona) Los siguientes criterios son aplicables para determinar el ajuste de este relé:

No se podría mantener el alcance del relé 21-1 de la condición I (hasta el 20% del tramo 2 - 3) debido a que una falla, en la segunda terna, cercana a la barra (2) haría que funcione también en forma instantánea el relé 21 - 1 ubicado en D. (ver gráf. 6.2.b), con lo que ambas ternas saldrían del servicio. Esto se podría evitar ajustando el alcance de los relés 21-1 ubicados en A y C solamente al 90% de la línea, o sea:

$$ZL = 0.9 \times 2.32 \angle 75.8^\circ = 2.09 \angle 75.8^\circ$$

Con  $Z_{min} = 1.5$  y  $\theta = 60^\circ$ , el tap de restricción de voltaje deberá ajustarse al 69% para obtener el alcance deseado.

El tiempo de operación será 0.1 seg.

- Relés (21-2) A ó C (Segunda Zona). - Estos relés protegerán al resto de la línea y, para asegurarse de esto y evitar errores de subalcance, sería conveniente fijar en el 50% del tramo 2-3 (equivalente de los dos transformadores). Con lo que se estarían protegiendo en retaguardia también a las barras de 138 KV y a los transformadores, o sea:

$$\begin{aligned} ZL &= (0.57 + j 2.25) + 0.5 (j 1.43) = 0.57 + j 2.965 \\ &= 3.02 \angle 79.12^\circ \end{aligned}$$

Con  $Z_{min} = 3$  y  $\theta = 75^\circ$ , el tap de restricción de voltaje deberá ajustarse al 99% para obtener el alcance óhmico deseado.

El tap del tiempo de operación deberá ajustarse en 0.4 seg.  
(Ver gráf. 6.6.a.)

## 2. Relés de Fase-Tierra (21 - N)

- Relés (ZIN - 1) A ó C (primera zona) Alcanzarán el 90% de la línea (igual que los 21-1). Por lo que  $XL = 2.025$  y el ajuste será exactamente igual al del relé 21 N - 1 ubicado en B de la condición I, o sea:

$$XL = 2.03 \text{ óhmios}$$

$$X_{min} = 2.0 \quad "$$

$$T = 98.5\%$$

$$t = 0.1 \text{ seg.}$$

- Relés (21N-2) A ó C (Segunda Zona) .- Alcanzarán hasta el 50% del tramo 2-3 ; o sea  $ZL = 3.02 \angle 79.12^\circ$  con  $Z_{min} = 3$  y  $\theta = 60^\circ$ . se tiene que ajustar T en 93.5% para obtener un alcance de 3.03 ohmios que es aproximadamente el deseado.

El tiempo de operación deberá ajustarse a 0.4 seg. (ver gráf. 6.7.a)

#### 6.2.2.2 Relés Ubicados en B y D (comandan los Int. Aut. 52 C1 y 52 C2)

Estos relés, situados junto a la subestación Cuenca, operarán para fallas en la línea hacia la subestación Paute.

##### 1. Relés de Fase (21)

- Relés (21-1) B ó D (Primera Zona) Lógicamente que el ajuste de estos relés será exactamente igual a la de los relés 21-1 ubicados en A y C (90% de la línea) o sea:

$$ZL = 2.09 \angle 75.8^\circ$$

$$Z_{min} = 1.5 \text{ ohmios}$$

$$\theta = 60^\circ$$

$$T = 69\%$$

$$t = 0.1 \text{ seg.}$$

- Relés (21-2) B ó D (Segunda Zona) .- Para el ajuste de este relé son aplicables los mismos criterios del efecto de corrientes intermedias mencionadas en el ajuste del relé 21-2 ubicado en B de la condición I. Por lo que ZL alcanzará el 120% de la línea y el relé se ajustará en los siguientes valores:

$$ZL = 2.79 \angle 75.8^\circ$$

$$Z_{min} = 2$$



$$\begin{aligned}\theta &= 75^\circ \\ T &= 71.5\% \\ t &= 0.4 \text{ seg.} \\ (\text{ver gráf. 6.6.b.})\end{aligned}$$

## 2. Relés de Fase - Tierra (21-N)

- Relés (21N-1) B ó D (Primera Zona) .- Alcanzan al 90% de la línea; o sea el ajuste será exactamente igual a la de los relés 21N-1 ubicados en el A y C , o sea:

$$XL = 2.03 \text{ ohmios}$$

$$X_{\min} = 2.0$$

$$T = 98.5\%$$

$$t = 0.1 \text{ seg.}$$

- Relés (21N-2) B ó D (Segunda Zona) .- Alcanzan al 120% de la línea ; o sea  $ZL = 2.784 \angle 75.8^\circ$

Con  $Z_{\min} = 2$  y  $\theta = 60^\circ$ , el tap de restricción de voltaje debe ajustarse al 69% para obtener el alcance óhmico requerido.

El tap del tiempo de operación se ajustará a 0.4 seg. (ver gráf. 6.7.b)

- Algunos autores recomiendan hacer un ajuste adicional en los relés de distancia de fase-tierra cuando se tiene, como en esta condición, líneas paralelas montadas en las mismas estructuras, con el objeto de compensar la inducción mutua de corrientes de secuencia cero; cuyo efecto es reducir el alcance del relé (Ref.05) . Esta compensación se hace con un transformador de corriente auxiliar cuyos taps se ajustan dependiendo del valor de la reactancia de secuencia cero de la línea protegida y del valor de la reactancia mutua de secuencia cero en-

tre la línea protegida y la paralela. En la aplicación práctica de este ajuste existe diferencias de criterios; en todo caso su efecto es despreciable en el alcance de los relés, por lo cual en la mayoría de los casos no se aplica.

En los cuadros VI.6 y VI.7 se resumen los valores de los ajustes de los relés para esta condición y en los gráfs. N° 6.6 y 6.7 se indican el alcance en el diagrama R-X y los criterios de coordinación con las protecciones del resto del Sistema.

CUADRO VI.6 AJUSTE DE LOS RELES DE DISTANCIA DE FASE PARA LA PROTECCION DE LA LINEA

PAUTE . CUENCA

Condición	Ubicación del Relé	Relé	Zona de Protección	ZL (OHM/Fase)	Zmin (OHM/Fase)	$\theta$	T (%)	Tiempo de op. (seg)
I	A	21 - 1	Primera	2.9 / <u>78.58°</u>	1.5	60°	49	0.1
		21 - 2	Segunda	5.51 / <u>82.09°</u>	3.0	75°	54	1.2
	B	21 - 1	Primera	2.09 / <u>75.8°</u>	1.5	60°	69	0.1
		21 - 2	Segunda	2.79 / <u>75.8°</u>	2.0	75	71.5	0.4
II	A y C	21 - 1	Primera	2.09 / <u>75.8°</u>	1.5	60°	69	0.1
		21 - 2	Segunda	3.02 / <u>79.12°</u>	3.0	75°	99	0.4
	B y D	21 - 1	Primera	2.09 / <u>75.8°</u>	1.5	60°	69	0.1
		21 - 2	Segunda	2.79 / <u>75.8°</u>	2.0	75	71.5	0.4

CUADRO VI.7 AJUSTE DE LOS RELES DE DISTANCIA FASE-TIERRA PARA LA PROTECCION DE LA LINEA PAUTE - CUENCA

Condición	Ubicación del Relé	Relé	Zona de Protección	ZL (OHM/Fase)	Zmin (OHM/Fase)	$\theta$	T (%)	Tiempo de op. (seg.)
I	A	21N-1	Primera	j 2.83	j 2.0	-	70.5	0.1
		21N-2	Segunda	5.55 / <u>82.09°</u>	3.0	60°	50	1.2
	B	21N-1	Primera	j 2.03	j 2.0	-	98.5	0.1
		21N-2	Segunda	2.78 / <u>75.8°</u>	2.0	60°	69	0.4
II	A y C	21N-1	Primera	j 2.03	j 2.0	-	98.5	0.1
		21N-2	Segunda	3.03 / <u>79.12°</u>	3.0	60°	93.5	0.4
	B y D	21N-1	Primera	j 2.03	j 2.0	-	98.5	0.1
		21N-2	Segunda	2.78 / <u>75.8°</u>	2.0	60°	69	0.4

## CAPITULO VII

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se enumeran las conclusiones y recomendaciones obtenidas del presente trabajo, tratando en lo posible de no repetir aquellas que han sido ya indicadas en el desarrollo del mismo.

1. Aunque el sistema de protección propuesto por INECEL para esta línea de transmisión corresponde al grupo de las "protecciones piloto por onda portadora" y comparación direccional, el estudio practicamente se ha reducido a la selección de los relés de distancia, T. de C. y T. de P. ; igual que si la línea tuviera solamente "protección de distancia". Para completar el esquema propuesto falta solamente seleccionar los relés auxiliares y el equipo carrier, que corresponden al grupo de componentes del sistema de protección conocidos como "circuitos de control".

Un trabajo complementario del presente es exactamente el diseño de los circuitos de control en los que estarían incluidos, a más de los indicados, switches, alarmas, lámparas indicadoras, etc.

2. En la selección de las características de funcionamiento de los relés de distancia el criterio determinante es la magnitud de la resistencia del arco de las fallas. Es por esto que en las fallas más frecuentes como son las de fase-tierra se ha escogido característica ohm para la primera zona y mho con ángulo de torque máximo de  $60^\circ$  para la segunda zona con la finalidad de que se pueda incluir magnitudes más altas de resistencia de arco.
3. En la selección del número de zonas para la protección de líneas con relés de distancia no se puede dar un criterio general. La con

dición que más pesa generalmente es la configuración y las características del sistema de potencia particular en estudio. En este caso, por ejemplo, el motivo principal para utilizar solamente dos zonas es que, con tres o más, la influencia de la protección llegaría más allá de lo requerido; con lo que se alcanzaría en un extremo hasta el sistema de distribución (22 KV) del sistema Centro Sur y por el otro hasta los generadores del Paute o muy dentro de la línea Paute-Guayaquil, lo cual no es recomendable por las siguientes razones:

- a) Al ocurrir una falla en el tramo de 22 KV es conveniente que salga de servicio cualquiera de las Centrales propias del Sistema (Saymirín, Saucay ó Monay) por el funcionamiento de sus protecciones, antes que se pierda la alimentación del Paute por el funcionamiento de la tercera zona de los relés de la línea Paute-Cuenca; puesto que, al salir de servicio esta línea, se perdería total o parcialmente el suministro eléctrico en el Sistema Centro-Sur; en razón de que sus centrales no podrían soportar solas la carga total del sistema.
- b) No es conveniente que por cualquier razón, al ocurrir una falla en la línea Paute-Guayaquil ó en cualquier generador de la central Paute, salga de servicio la línea Paute-Cuenca por la operación de la tercera zona de sus protecciones. Por lo que, tanto los generadores del Paute y la línea Paute-Guayaquil, deben tener sus propias protecciones de respaldo local muy confiables y de alta velocidad.

En resumen, el objetivo sería en lo posible independizar las protecciones de estos elementos de las del sistema Centro-

Sur.

4. En la selección del equipo y aparatos de protección (relés T. de C., T. de P., Interruptores Automáticos, etc.) se ha determinado los requerimientos eléctricos mínimos y especialmente los aspectos que tienen relación con el esquema de protección. Para completar la especificación faltaría determinar otras características como el tipo de montaje, el dimensionamiento, etc. los cuales dependerán de las condiciones físicas de las subestaciones y de aspectos económicos.
  
5. Sería conveniente hacer un estudio detallado para determinar la influencia del Sistema Nacional Interconectado en el sistema actual de Cuenca en lo que respecta a las capacidades de los equipos que se hallan en funcionamiento. Por ejemplo una falla en la barra de 22 KV de la central Saymirin, tal como actúa el sistema actual más la central Saucay y el anillo de 69 KV., da una potencia de cortocircuito de 50 MVA; pero al incluir la alimentación del Paute, la potencia de cortocircuito en el mismo lugar llega a 100 MVA. Lo que indica que sería necesario determinar si las capacidades nominales de los equipos de corte como interruptores, seccionadores, fusibles son suficientes para trabajar en estas nuevas condiciones. El mismo efecto se tendría en el sistema de protección (que en su mayoría está constituido por relés de sobrecorriente), en el que habrá que determinar si los T. de C. pueden soportar estas nuevas solicitaciones y si los relés pueden calibrarse para trabajar en estas condiciones.

Si se determina que los equipos y aparatos no están en condiciones de soportar estos nuevos requerimientos, lo recomendable será hacer un estudio con el fin de determinar si es más conveniente instalar limitadores de corriente de cortocircuito o cambiar ciertos equipos ó aparatos.

6. Los interruptores automáticos y seccionadores determinados trabajarán satisfactoriamente en las condiciones analizadas (con la generación total de la Central Paute); pero para años posteriores aumentará la capacidad del Sistema Nacional, lo que haría que aumente la potencia de cortocircuito y lógicamente se requiera mayor capacidad de los equipos de corte. Este efecto sería más crítico especialmente en los disyuntores 52 P1 y 52 P2 ubicados en las barras de 138 KV de la subestación Paute, en los que la capacidad calculada está muy cerca a la capacidad seleccionada (10.000 MVA). Esto haría que se requiera una capacidad de ruptura superior, valor que no es normalizado y tendría un diseño especial y logicamente un costo más elevado. Razón por lo que se tendría que analizar si es conveniente instalar limitadores de corriente de cortocircuito con el fin de mantener en un valor fijo la capacidad de interrupción ó hacer que los interruptores tengan mayor capacidad.
7. Del ajuste de los relés se puede concluir que para cambios de generación del Sistema no es necesario reajustar los relés de distancia. Esto se puede ver claramente en la calibración de los relés ubicados en B, los que tienen el mismo valor en las dos condiciones; lo mismo se hubiera podido decir de los relés ubicados en A, si la 1ª zona lo hubiéramos



ajustado hasta el 90% de la línea solamente; alcance que desde luego es correcto.

8. En resumen se puede indicar que se ha tratado de determinar las características de los componentes del sistema de protección de la línea Paute - Cuenca (T. de C., T. de P., relés, interruptores automáticos) para las condiciones impuestas. Pero hay que mencionar que siendo un Sistema de Potencia que está en etapa de estudio, la configuración del mismo puede tener modificaciones que harían posiblemente cambiar ciertas características de algunos componentes del sistema de protección. En todo caso los criterios enunciados serán aplicables en su totalidad y los resultados pueden obtenerse con solo la modificación de datos.

## BIBLIOGRAFIA

- 01 Kimbark  
"Power System Stability" (Volumen II) - John Wiley and Sons, Inc. New York 1967.
- 02 Edith Clarke  
"Circuit Analysis of A-C Power Systems " (Volumen I)- John Wiley and Sons, Inc. New York 1943.
- 03 C. Russell Mason  
"The Art. and Science of Protective Relaying" John Wiley and Sons, Inc. 1971
- 04 J. Robert Eaton  
"Electric Power Transmission Systems - Prentice - Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J. 1972.
- 05 A.R. van C. Warrington  
"Protective Relays - Their Theory and Practice" (Volumen I) - John Wiley and Sons Inc. New York 1962
- 06 "Electrical Transmission and Distribution Reference Book"  
East Pittsburg, Westinghouse Electric Corporation, 1964
- 07 "Protective Relaying - for industrial electric-distribution systems" (a Power special report) - Norman Peach, associate Editor 1961
- 08 "Exhibición Movil Westinghouse de Equipos de Distribución"  
Westinghouse Electric International Company, N.Y. 1966

- 09 Patricio García  
"Problemas Resueltos de "The Art and Science of Protective Relaying" by R. Mason. (INECEL)
- 10 Zoppetti  
"Estaciones Transformadores y de Distribución" - Editorial Gustavo Gili, S.A. Barcebna 1964
- 11 Noel J. Greever  
"Overcurrent Protection Aparatus - Aplicacion and Coordination - Mc Graw - Edison Power Systems Division, New Jersey.
- 12 José Ramírez Vazquez  
"Estaciones de Transformación y distribución" (Protección de Sistemas Eléctricos) - Enciclopedia CEAC de Electricidad - Ediciones CEAC S.A. Barcelona 1972
- 13 General Electric  
"Manual of Instrument Transformers" - Operation Principles and aplicacion Information - Schenectady N.Y. 1955
- 14 William D. Stevenson, Jr  
"Elements of Power System Analysis " . - Mc Graw Hill  
Novaro México 1965
- 15 ITALCONSULT  
Proyecto Pisayambo (I Etapa) "Estudio general del sistema Eléctrico" Informe General 1971.

- 16 Westinghouse  
"Applied Protective Relaying" Westinghouse Electric Corporation Relay - Instrument Division Newark N.J. 1968
- 17 "Estudio de Factibilidad del Proyecto Saucay"  
Ingledow, Kidd and Associates, Ltda. 1962
- 18 INECEL  
"Estudios del Sistema Nacional Interconectado" - 1974
- 19 The English Electric Company Limited  
"Protective Relays Application Guide" - London 1970
- 20 General Electric  
"Instrument Transformer Burden Data" - G. E. Co. Meter Departments, Somersworth, N.H. 1974
- 21 NORMA IRAM 2051  
"Interruptores de corriente alterna para tensiones mayores de 1 KV." - Características de funcionamiento normal. Buenos Aires 1964
- 22 NORMAS IRAM 2216  
"Interruptores de corriente alterna para tensiones mayores de 1 KV ". Recomendaciones para su selección, instalación y mantenimiento de acuerdo con el servicio. Buenos Aires, 1965
- 23 NORMAS I.E.C 56.3  
"Specification for alternating current circuit - breakers"

1959

24. General Electric  
"The art of Protective Relaying" - Transmission and Sub-transmission lines. Instructivo GET - 7206 A . Philadelphia PA. 1974
25. General Electric  
"Mho Distance Relay" Instructivo GEI - 98338A. Philadelphia, PA - 1970
26. General Electric  
"Ground Reactance Relay" Instructivo GEK 36810. Philadelphia, PA 1970
27. J.H. Naylor and H.D. Nunney  
"Protection of Feeders, Busbars, transformers, Generators, Reactors and other plant" . Transmission Plant Design Branch CEGB , Headquarters. 1970
28. ENDESA  
"Protección de Sistemas Eléctricos" - Santiago 1970
29. General Electric  
"Instrument Transformer Accuracy Standards". - G.E. Co. Meter Department. - Somersworth, N.H. 1974