

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**TESIS DE GRADO**

**PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE  
INGENIERO ELECTRICO  
ESPECIALIZACION POTENCIA**

**PROTECCION DE LAS LINEAS  
DE "138 KV"  
DEL SISTEMA QUITO**

**FAUSTO ERNESTO CEVALLOS ALMEIDA**

**QUITO - ECUADOR**

**NOVIEMBRE 1977**

CERTIFICO QUE LA PRESENTE TESIS  
HA SIDO REALIZADA EN SU TOTALIDAD  
POR EL SEÑOR FAUSTO ERNESTO CEVALLO  
ALMEIDA.



ING. JULIO JURADO

Director de Tesis

Quito, Noviembre de 1977

AGRADECIMIENTO  
\*\*\*\*\*

Al Ingeniero Julio Jurado por sus ideas orientadoras.

Al Ingeniero Patricio Guerrero por su desinteresada labor y su valiosa colaboración.

A los Ingenieros: Patricio García, José Barragán, Mauro Erazo y Carlos Riofrío, quienes en todo momento me brindaron su apoyo y sus conocimientos.

A las señoritas Sonia Almeida, Carmen Cevallos, al señor Rafael Páez, por su contribución decidida y a todos los que en una u otra forma colaboraron para la realización de este trabajo.

	PAG.	
3.1.1	Máxima carga	24
3.1.1.1	Características de las barras	25
3.1.1.2	Características de líneas y transformadores	26
3.1.2	Mínima carga	33
3.1.3	Análisis de los resultados	34

CAPITULO IV

4.	ESTUDIO DE FALLAS	57
4.1	Diagramas secuenciales	58
4.1.1	Diagramas de secuencia positiva y negativa	58
4.1.2	Diagramas de secuencia cero	65
4.1.2.1	Cálculo de impedancias de secuencia cero de las líneas	69
4.1.2.2	Representación de secuencia cero de los transformadores	72
4.2	Cálculo digital de corto circuitos	73
4.2.1	Máxima generación	73
4.2.1.1	Corrientes que dimensionana los disyuntores	74
4.2.2	Mínima generación	79

CAPITULO V

5.	ESTUDIO DE LA PROTECCION	85
----	--------------------------	----

	PAG.	
5.1	Posibilidades de protección	87
5.1.1	Protección por sobrecorriente	91
5.1.2	Protección de distancia	93
5.1.3	Protección por hilo piloto	94
5.2	Sistema de protección escogido	96
5.2.1	Relevadores de distancia	100
5.2.2	Selección del tipo de relevadores de distancia y del número de zonas	113
5.3	Selección de los transformadores de corriente y potencial	123
5.3.1	Transformadores de Corriente	125
5.3.2	Transformadores de Potencial	134
5.4	Ajustes y coordinación	142
5.4.1	Datos necesarios para los ajustes	142
5.4.2	Ajustes y coordinación de los relés de fase	153
5.4.3	Ajustes y coordinación de los relés de tierra	174

CAPITULO VI

7.	Comentarios y Conclusiones	204
----	----------------------------	-----

## INDICE DE FIGURAS

Nº		PAG. Nº
I - 1	Curva de demanda máxima y equipamiento del sistema Quito	3
I - 2	Sistema de la Empresa Eléctrica Quito esquema actual	5
I - 3	Sistema de la Empresa Eléctrica Quito esquema a 138 KV	7
III - 1	Denominación de barras y elementos para carga máxima	30
III - 2	Representación de un transformador de tres devanados con el terciario aislado	29
III - 3	Denominación de barras y elementos para carga mínima condición II	39
III - 4	Resultados del estudio de flujos en máxima carga	42
III - 5	Resultados del estudio de flujos en mínima carga condición I	43
III - 6	Resultados del estudio de flujos en mínima carga condición II	44
IV - 1	Sistema de la Empresa Eléctrica Quito, diagrama unifilar de secuencia positiva y negativa máxima generación.	59
IV - 2	Sistema de la Empresa Eléctrica Quito, diagrama unifilar de secuencia positiva y negativa Mínima generación condición I	60

IV - 3	Sistema de la Empresa Eléctrica Quito, diagrama unifilar de secuencia positiva y negativa Mínima generación condición II	61
IV - 4	Reactancia equivalente del sistema nacional	62
IV - 5	Representación de secuencia positiva de un transformador de tres devanados	64
IV - 6	Transformador equivalente de las subestaciones de reducción	65
IV - 7	Sistema de la Empresa Eléctrica Quito, diagrama unifilar de secuencia cero, Máxima generación	66
IV - 8	Sistema de la Empresa Eléctrica Quito diagrama unifilar de secuencia cero, Mínima generación condición I	67
IV - 9	Sistema de la Empresa Eléctrica Quito diagrama unifilar de secuencia cero, Mínima generación condición II	68
IV - 10	Representación de secuencia cero de un transformador	72
IV - 11	Representación de secuencia cero de un transformador	72
IV - 12	Sistema de la Empresa Eléctrica Quito denominación de los disyuntores	80
IV - 13	Corriente de corto circuito a través del disyuntor	75

		PAG. N°
V - 1	Sistema de la Empresa Eléctrica Quito, diagrama unifilar	86
V - 2	Falla bifásica en uno de los circuitos de la línea Santa Rosa - Vicentina	92
V - 3	Variación de la impedancia de un circuito al producirse una falla	100
V - 4	Característica de operación de un relé de impedancia	102
V - 5	Característica de un relé de reactancia	104
V - 6	Característica de operación de un relé Mho	105
V - 7	Alcance de las diferentes zonas en la protección de distancia	106
V - 8	Efecto de las fuentes de corriente intermedias en el alcance de los relevadores de distancia	107
V - 9	Impedancia aparente cuando se produce una falla en el lado de baja tensión de un banco de transformadores en derivación	110
V - 10	La impedancia de arco cuando se alimenta una falla desde dos terminales	111
V - 11	Corriente de falla en una línea cuando se considera el defasamiento de los voltajes	112
V - 12	Ejemplo de la convención para relacionar las características del relevador y del sistema en el diagrama R - X	117
V - 13	Número de zonas y tipos de relevadores utilizados para protección de líneas contra fallas de fase	121

V - 14	Número de zonas y tipos de relevadores utilizados para protección de líneas contra fallas de fase a tierra	122
V - 15	Instrumentos que se encuentran conectados a los transformadores de corriente y potencial	124
V - 16	Circuito equivalente del transformador de corriente	125
V - 17	Límite de precisión para un transformador de corriente a ser utilizado en medición	129
V - 18	Circuito equivalente del transformador de potencial	135
V - 19	Límite de exactitud para un transformador de potencial	137
V - 20	Línea Santa Rosa - Selva Alegre, relés de fase ubicados en la subestación Santa Rosa	192
V - 21	Línea Santa Rosa - Selva Alegre, relés de fase ubicados en la subestación Selva Alegre	193
V - 22	Línea Santa Rosa - Vicentina, relés de fase ubicados en la subestación Santa Rosa	194
V - 23	Línea Santa Rosa - Vicentina, relés de fase ubicados en la subestación Vicentina	195
V - 24	Línea Santa Rosa - Epiclachima, relés de fase ubicados en la subestación Santa Rosa	196

## INDICE DE CUADROS

Nº		PAG. Nº
II - 1	Características de los generadores	10
II - 2	Subestaciones de elevación	11
II - 3	Subestaciones de reducción	18
III - 1	Características de las barras, máxima carga	31
III - 2	Características de las líneas, máxima carga	32
III - 3	Características de los transformadores, máxima carga	32
III - 4	Características de las barras, mínima carga con condición I	38
III - 5	Características de las barras, mínima carga condición II	40
III - 6	Características de las líneas, mínima carga condición II	41
III - 7	Características de los transformadores, mínima carga condición II	41
IV - 1	Corrientes de corto circuito, máxima generación	81
IV - 2	Corrientes que dimensionan los disyuntores	82
IV - 3	Corrientes de corto circuito, mínima generación condición I	83
IV - 4	Corrientes de corto circuito, Mínima generación condición II	84

Nº		PAG . Nº
V - 1	Selección del sistema de protección	90
V - 2	Compración de los canales de comunicación	97
V - 2	Valores de resistencia de Arco	116
V - 3	Signos convencionales de R y X	117
V - 4	Punto de operación del sistema	120
V - 5	Valores de carga normalizados para protección	130
V - 6	Valores de carga normalizados para los transformadores de potencial	139
V - 7	Impedancias de los elementos valores secundarios	143
V - 8	Característica de los relés de distancia de fase	151
V - 9	Característica de los relés de distancia, fase de tierra	152
V - 10	Impedancias vistas por el relé de fase localizado en la subestación Santa Rosa	158
V - 11	Ajustes de los relés de fase ubicados en Selva Alegre	160
V - 12	Impedancias vistas por el relé de fase localizado en la subestación Selva Alegre	161
V - 13	Ajustes de los relés de fase ubicados en Santa Rosa	164
V - 14	Impedancias vistas por el relé de fase localizado en la subestación Santa Rosa	164
V - 15	Ajustes de los relés de fase ubicados en Vicentina	166
V - 16	Impedancias vistas por el relé de fase localizado en la subestación Vicentina	167

Nº		PAG. Nº
V - 17	Ajustes de los relés de fase ubicados en Santa Rosa	169
V - 18	Impedancias vistas por el relé de fase localizado en la subestación Santa Rosa	170
V - 19	Ajustes de los relés de fase ubicados en Epiclachima	172
V - 20	Impedancias vistas por el relé de fase localizado en la subestación Epiclachima	173
V - 21	Impedancias vistas por el relé de tierra localizado en la subestación Santa Rosa	178
V - 22	Impedancias vistas por los relés de tierra de las fases no afectadas para una falla $\emptyset - T$ en Selva Alegre	178
V - 23	Ajustes de los relés de tierra ubicados en Selva Alegre	180
V - 24	Impedancias vistas por el relé de tierra localizado en la subestación Selva Alegre	180
V - 25	Impedancias vistas por los relés de tierra de las fases no afectadas para una falla $\emptyset - T$ en Santa Rosa	181
V - 26	Ajustes de los relés de tierra ubicados en Santa Rosa	182
V - 27	Impedancias vistas por el relé de tierra localizado en la subestación Santa Rosa	183
V - 28	Impedancias vistas por los relés de tierra de las fases no afectadas para una falla $\emptyset - T$ en Vicentina	183

Nº		PAG. Nº
V - 29	Ajustes de los relés de tierra ubicados en Vicentina	184
V - 30	Impedancias vistas por el relé de tierra localiza <u>do</u> do en la subestación Vicentina	185
V - 31	Impedancias vistas por los relés de tierra de las fases no afectadas para una falla $\emptyset - T$ en Santa Rosa	185
V - 32	Ajustes de los relés de tierra ubicados en Santa Rosa	187
V - 33	Impedancias vistas por el relé de tierra localizado en la subestación Santa Rosa	187
V - 34	Impedancias vistas por los relés de tierra de las fases no afectadas para una falla $\emptyset - T$ en Epicla- chima	188
V - 35	Ajustes de los relés de tierra ubicados en Epiclachi <u>ma</u> ma	189
V - 36	Impedancias vistas por el relé de tierra localizado en la subestación Epiclachima	190
V - 37	Impedancias vistas por los relés de tierra de las fases no afectadas para una falla $\emptyset - T$ en Santa Rosa	190

# CAPITULO I

\*\*\*\*\*

## GENERALIDADES

Los sistemas eléctricos de potencia van creciendo en tamaño y complejidad por lo que se hace necesario que ellos tengan características de confiabilidad aceptables, además de poseer un cierto grado de flexibilidad para expansiones futuras y un margen adecuado de reserva en cuanto a capacidad de generación transmisión y distribución.

Uno de los elementos que aporta en forma decisiva al nivel de confiabilidad es el esquema de protección, otros elementos son: El nivel de aislamiento, apantallamiento de las líneas, mallas de tierra etc.

### 1.1 OBJETIVOS.- El trabajo comprende los siguientes aspectos:

1- Un estudio de flujo de carga que determine las condiciones normales de funcionamiento del sistema tanto para máxima como para mínima carga.

Este estudio se realizará para el año de 1985.

2- Un estudio de cortocircuitos con el propósito de determinar las características de los equipos de protección, además de su selección y coordinación.

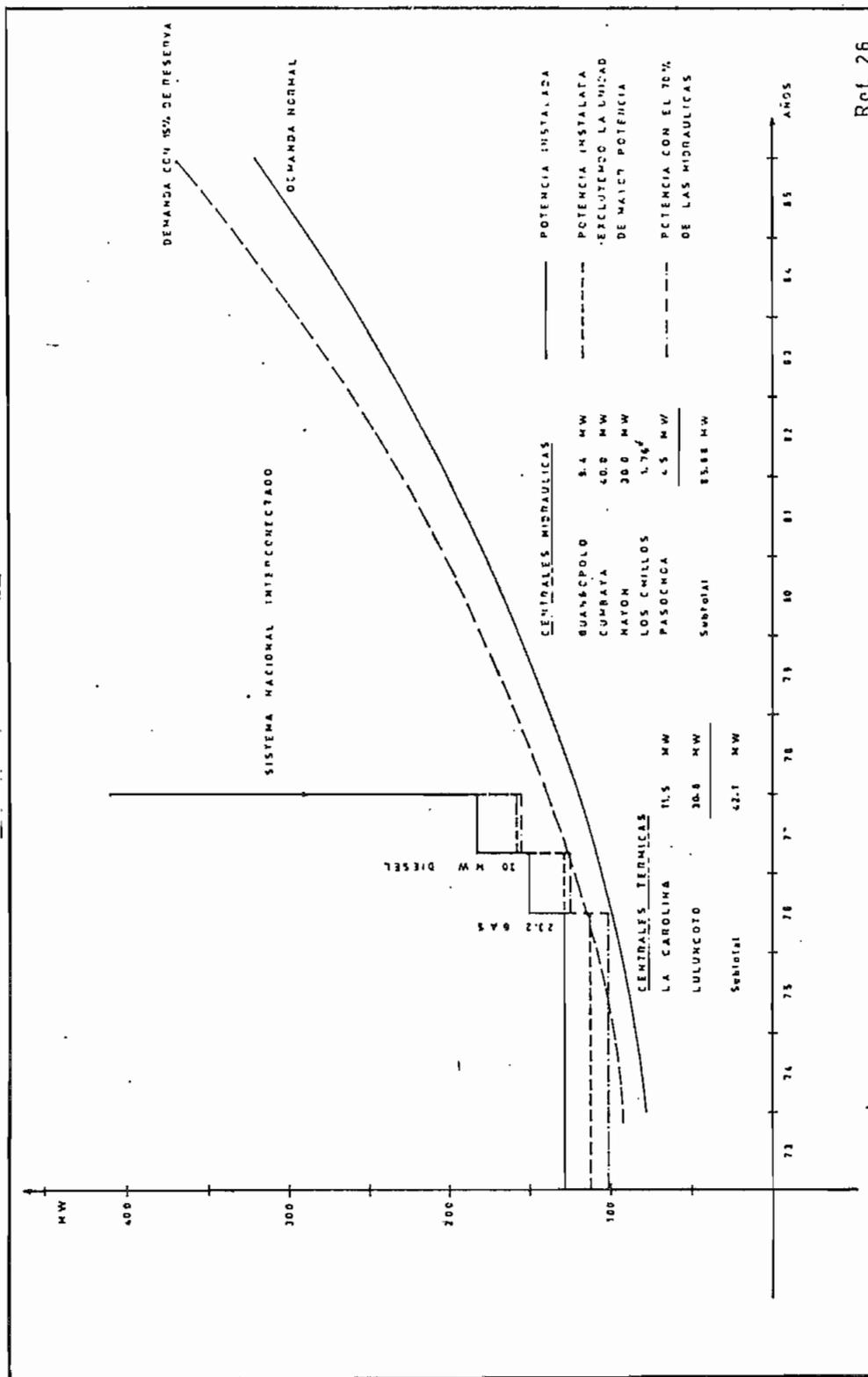
3- De ser factible un estudio de estabilidad a fin de optimizar los tiempos de despeje de los interruptores.

El objetivo principal de la tesis es la determinación del sistema de protección más adecuado en las líneas de 138KV que parten de la subestación Santa Rosa en dirección a las subestaciones de reducción: Vicentina, Epliacachima, Selva Alegre.

1.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA A ESTUDIARSE.- El Ecuador en su afán de desarrollo ha emprendido la tarea de electrificación en el cual se plantea como objetivo disponer de un Sistema Nacional Interconectado que cubra las demandas cada vez más exigentes que hoy agobian a las empresas eléctricas regionales.

Como puede apreciarse en la fig. Nº I - 1, el plan de equipamiento de la Empresa Eléctrica Quito, en lo que a generación se refiere incluye la elaboración de proyectos propios hasta el año 1976 a partir del cual INECEL se encargará de suministrar la energía que le haga falta, en primer lugar con las diessel de Guangopolo, luego con la central hidroeléctrica de Pisayambo y así sucesivamente con los demás proyectos que se encuentran en elaboración ó estudio. En vista de esto se hace necesario remodelar el esquema de transmisión y subtransmisión de la empresa a fin de que este presente mejores características tanto técnicas como económicas y de las facilidades suficientes que permitan el acoplamiento con el Sistema Nacional de Transmisión.

# CURVA DE DEMANDA MAXIMA Y EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA "QUITO"



Ref. 26

**FIGURA Nº I-1**

ESQUEMA ACTUAL.- Como puede verse en la fig. N° I - 2 el sistema actual consta de tres subestaciones de seccionamiento: Norte, Sur y Vicentina, de las cuales se derivan las barras Este N° 1 y N° 2, y las Oeste N° 1 y N° 2 que a su vez son puntos de alimentación para las subestaciones de distribución, con excepción de las subestaciones N° 2 y N° 4, que parten radialmente de la subestación Sur.

Analizando el esquema se puede ver que si existen anomalías ó fallas en cualquiera de las barras una considerable parte de la ciudad quedaría sin servicio ya que, para despejar la falla tendrían que abrirse los disyuntores de dos de las subestaciones de seccionamiento sacando de servicio a varias de las subestaciones de distribución.

Además tal como se presente el sistema no está en condiciones de recibir la energía que proviene del Sistema Nacional a través de sus líneas de 230 KV ya que no se dispone de subestaciones que tomen energía a este nivel de voltaje, por estas razones la Empresa Eléctrica Quito se ve en la necesidad de cambiar su sistema de transmisión y subtransmisión.

ESQUEMA A 138 KV.- El nuevo esquema nace no con la idea de hacer cambios substanciales en lo ya existente sino mas bien acondicionarle de manera que tenga un mejor funcionamiento ante el crecimiento cada vez mas rápido de la región y con ello de las industrias comercio y vivienda.

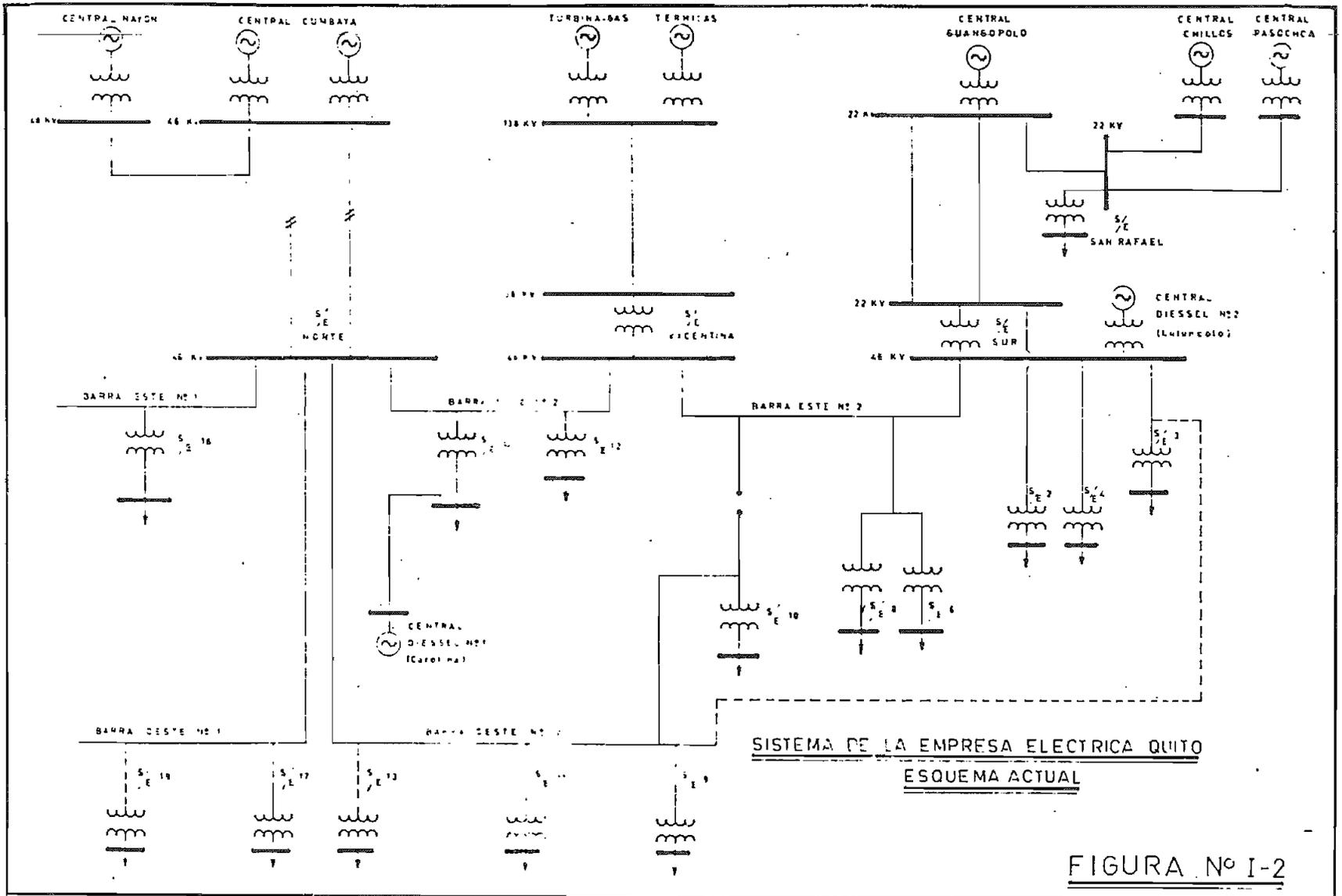


FIGURA N° I-2

Para esto se ha previsto la creación de cuatro subestaciones de seccionamiento a más de las ya existentes con el fin de derivar en forma radial las subestaciones de distribución, esto se puede ver en la figura N° I - 3, de esta manera se aumenta la confiabilidad del sistema ya que al producirse una falla en las líneas que conforman el anillo, las subestaciones de distribución no se verían afectadas pues contarían con otros u otros caminos de alimentación a excepción de la subestación N° 7 la misma que no sale de ninguna de las subestaciones de seccionamiento sino de la línea S/E N° 3 - S/E Selva Alegre, esto se debe a la localización misma de la subestación lo que impide además hacerla subestación de seccionamiento.

Se va a contar con varios puntos de entrada de energía, tres provenientes del Sistema Nacional en la que estaría sirviendo de enlace la subestación Santa Rosa y dos provenientes de la generación propia de la empresa a 46 KV: Nayón - Cumbayá y las diessel de la Carolina a través de la subestación Norte; Guangopolo - Chillos - Pasochoa y las diessel de Luluncoto por medio de la subestación Sur.

Las características de estas subestaciones así como de los demás componentes se detallarán en el siguiente capítulo.



## C A P I T U L O   I I \*\*\*\*\*

### CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO

#### 2.1 GENERACION.

La Empresa Eléctrica Quito cuenta con generación térmica e hidráulica.

La generación hidráulica está constituida por las centrales de Nayón y Cumbayá, centrales que llegan con su energía a través de líneas de 46 kV a la subestación Norte; además las centrales de los Chillos y Pasochoa llegan a la subestación Guangopolo para conjuntamente con la energía proveniente de esta central llegar a la subestación Sur por medio de líneas de 46 KV.

La generación térmica está formada por la Diessel Nº 1 ubicada en la Carolina, Diessel Nº 2 en Luluncoto y la Turbina a Gas en Guangopolo la misma que se interconecta con la subestación Vicentina por medio de una línea de 138 KV.

Las subestaciones de elevación se encuentran localizadas junto a las estaciones de generación las que además de elevar el nivel de voltaje alimentan algún tipo de carga que se encuentre cerca de la subestación, tal es el caso del alimentador que sirve a Cumbayá que sale de

la subestación del mismo nombre.

A más de la energía propia del sistema, se cuenta con la proveniente del Sistema Nacional (proyectos: Pisayambo Salitral, Paute, etc.). además de las Térmicas de Guangopolo que también son propiedad de INECEL.

Toda esta energía se inyecta a las subestaciones: Eplicachima, Vicentina, Selva Alegre, por medio de líneas de 138 KV.

Las características de los generadores y de las subestaciones de elevación se dan en los cuadros: N° I - 1 y N° I - 2.

## 2.2 LINEAS DE TRANSMISION.

El sistema está compuesto por líneas de 138 KV y 46 KV.

Las líneas de 138 KV son las que llevan energía de la subestación Santa Rosa a las subestaciones: Selva Alegre, Epiclachima, Vicentina, además la línea que une las Térmicas de Guangopolo con la subestación Vicentina.

Las líneas de 46 KV, son líneas que llevan energía desde los centros de generación propios de la empresa hasta las subestaciones Norte y Sur como ya se indicó anteriormente. A continuación se van a detallar sus características individuales.

# CARACTERISTICAS DE LOS GENERADORES

NOMBRE	NUMERO DE UNIDADES	MARCA	TIPO DE EJE	POTENCIA NOMINAL (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	VELOCIDAD (RPM)	REACTANCIAS			VOLTAJE NOMINAL	TIPO DE CONEXION	NUMERO DE FASES	FRECUENCIA
							SINCRONICA (p.u.)	TRANSITORIA (p.u.)	SUBTRANSIT. (p.u.)				
NAYON	2	mitsubishi	VERTICAL	16.5	0.9	400	12	0.324	0.24	6.9	3	60	
CUMBAYA I	2	TOSHIBA	VERTICAL	11.11	0.9	514	1.012	0.325	0.193	4.16	3	60	
CUMBAYA II	2	AEG	VERTICAL	11.11	0.9	514	0.861	0.218	0.151	4.16	3	60	
GUANGOPOLO	2	WESTINGHOUSE	HORIZONTAL	2.5	0.8	720	1.45	0.34	0.34	2.3	3	60	
	2	AEG	HORIZONTAL	2	0.85	720	1.07	0.31	0.21	2.3	3	60	
PASOCHOA	1	AEG	HORIZONTAL	2.5	0.8	720	1.04	0.26	0.175	2.3	3	60	
	2	BOCAN BOJERI	HORIZONTAL	2.812	0.8	450	0.872	0.3	0.2	4.16	3	60	
CHILLOS	2		HORIZONTAL	1.1	0.8	300	1.1	0.34	0.34	2.3	3	60	
DIESEL I La Carolina	6	ENGLISH ELECTRIC	HORIZONTAL	4 x 1.25 2 x 2.812	0.8	514	1.25	0.3	0.2	6.3	3	60	
	2	SULTZEP	HORIZONTAL	0.625	0.8	514	1.25	0.3	0.2	6.3	3	60	
DIESEL II Lujuncoto	2	MAN	HORIZONTAL	1.25	0.8	300	1.25	0.3	0.2	6.3	3	60	
	10	GM	HORIZONTAL	2.725	0.8	900	1.25	0.42	0.27	4.16	3	60	
TERMICAS GUANGOPOLO	3	MILLES BLACKSTONE	HORIZONTAL	3.666	0.8	500	1.25	0.26	0.204	4.16	3	60	
	6	MITSUBISHI M.A.M	HORIZONTAL	6.5	0.8	400	1.25	0.34	0.24	6.6	3	60	
TURBINA -- GAS	1	WESTINGHOUSE	HORIZONTAL	27.1	0.8	4,894	2.25	0.26	0.2185	13.8	3	60	

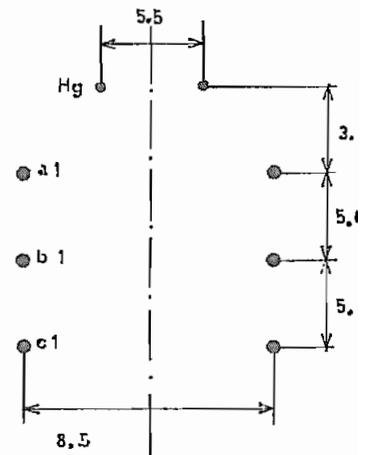
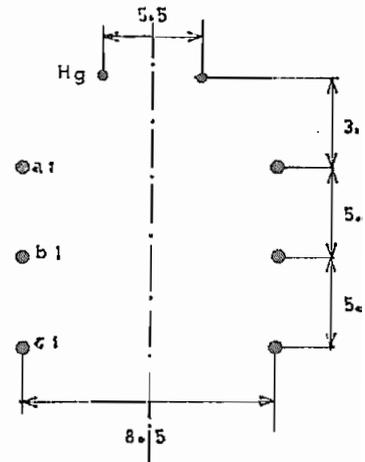
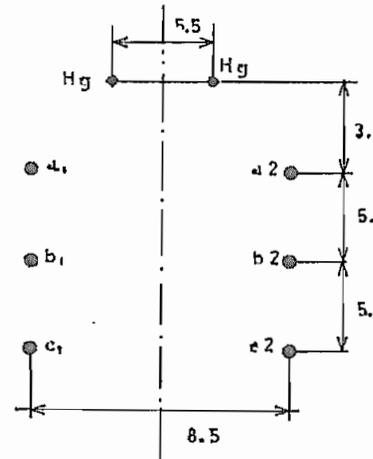
\* EN RELACION A VELOCIDAD Y A EL SINCRONISMO

## SUBESTACIONES DE ELEVACION

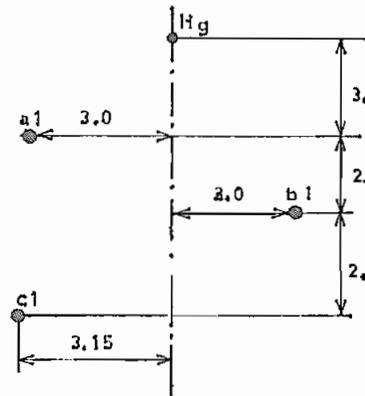
HOMBRE DE LA SUBESTACION	NUMERO DE TRANSFORMADORES	F A S E S	T I P O	POTENCIA NOMINAL (MVA)	RELACION DE TRANSFORMACION	T I P O DE CONEXION	REACTANCIA %	T A P E
NAYON	2	3	OA/FA	12.5/16.5	6.9/46	$\Delta / Y_{\neq}$	4.41	$\pm 2.5\% - \pm 5\%$
CUMBAYA I	2	3	OA/FA	10/12.5	4.16/46	$\Delta / Y_{\neq}$	6.39	$\pm 2.5\% - \pm 5\%$
CUMBAYA II	2	3	OA/FA	10/12.5	4.16/46	$\Delta / Y_{\neq}$	6.45	$\pm 2.5\% - \pm 5\%$
GUATIGUPOLO	2	3	OA/FA	5/6.25	2.3/46	$\Delta / Y_{\neq}$	5.2	$\pm 2.5\% - \pm 5\%$
PASOCHOA	1	3	OA	5.62	4.16/46	$\Delta / Y_{\neq}$	6.5	$\pm 2.5\% - \pm 5\%$
CHILLOS	1	3	OA	2.5	2.3/46	$\Delta / Y_{\neq}$	5.5	$\pm 2.5\% - \pm 5\%$
DIESSEL I (La Carolina)	1	3	OA/FA	12/15	6.3/46	$\Delta / Y_{\neq}$	7.5	$\pm 2.5\% - \pm 5\%$
DIESSEL II (Luluncoto)	3	3	OA/FA	10/2.5	4.16/46	$\Delta / Y_{\neq}$	6.5	$\pm 2.5\% - \pm 5\%$
TERMICAS GUANGUPOLO	2	3	OA/FA	15/20	6.6/3	$\Delta / Y_{\neq}$	8.1	$\pm 2.5\% - \pm 5\%$
TURBINA - GAS	1	3	OA/FA/FOA	16.3/21.8/27.3	13.8/138	$\Delta / Y_{\neq}$	8.0	$\pm 2.5\% - \pm 5\%$

2.2.1 LINEAS DE 138 KV.

- X Línea S/E Santa Rosa - S/E Vicentina
  - Longitud = 20 Km
  - Número de Circuitos = 2
  - Calibre del Conductor = 477 MCM
  - Material = ACSR - 26/7
  - Capacidad de Conducción = 320.3 (MVA)
  - Hilos de guarda = 2
  - Tipo de material = Acero High Strength
  - Calibre = 3/8" - 7
- X Línea S/E Santa Rosa - S/E Epiclachima
  - Longitud = 13 Km
  - Número de circuitos = 1
  - Calibre del conductor = 477 MCM
  - Material = ACSR - 26/7
  - Capacidad de Conducción = 160.15 (MVA)
  - Hilo de guarda = 1
  - Material = Acero High Strength
  - Calibre = 3/8" - 7
- X Línea S/E Santa Rosa - S/E Selva Alegre
  - Longitud = 25 Km
  - Número de circuitos = 1
  - Calibre del conductor = 477 MCM
  - Material = ACSR - 26/7
  - Capacidad de conducción = 160.15 (MVA)

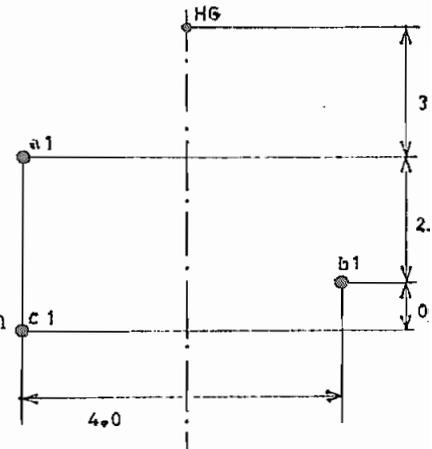


- Hilo de guarda = 1
- Material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8" - 7
- X Línea S/E Vicentina - Térmicas de Guangopolo
- Longitud = 7.18 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 477 MCM
- Material = ACSR - 26/7
- Capacidad de conducción = 160.15 (MVA)
- Hilo de guarda = 1
- Material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8" - 7



2.2.2 LINEAS DE 46 KV

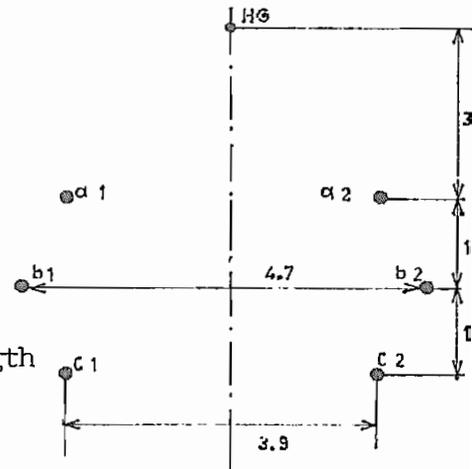
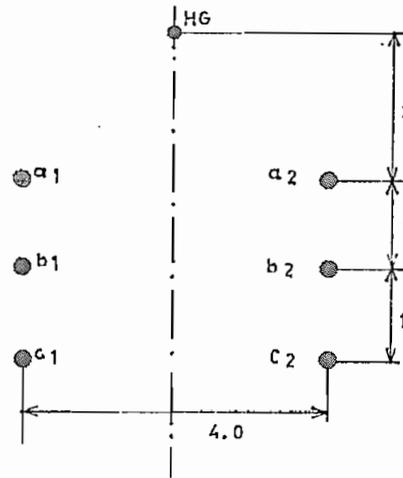
- X Línea Nayón - Cumbayá
- Longitud = 3 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 477 MCM
- Material = ACSR - 26/7
- Capacidad de conducción = 53.38 (MVA)
- Hilo de guarda = 1
- Tipo de Material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8" - 7
- X Línea Cumbayá - Quito (1)
- Longitud = 6.2 Km



- Número de circuitos = 2
- Calibre del conductor = 477 MCM
- Material = ACSR - 26/7
- Capacidad de conducción = 106.76 (MVA)
- Hilo de guarda = 1
- Tipo de material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8" - 7

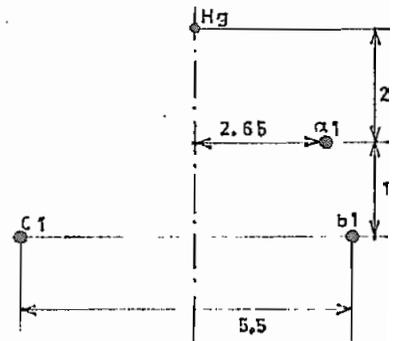
X Línea Cumbayá - Quito (2)

- Longitud = 6.2 Km
- Número de circuitos = 2
- Calibre del conductor = 477 MCM
- Material = ACSR - 26/7
- Capacidad de Conducción = 106.76 (MVA)
- Hilo de guarda = 1
- Tipo de material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8" - 7



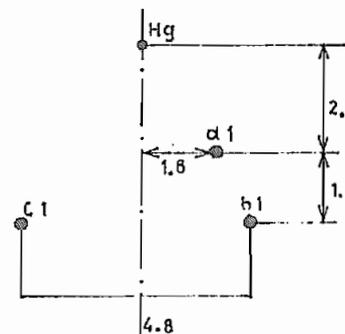
X Línea Guangopolo - Quito (1)

- Longitud = 6.8 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 1/0 AWG
- Material = Cobre-7
- Capacidad de conducción = 24.7 ( MVA )
- Hilo de guarda = 1
- Material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8"-7



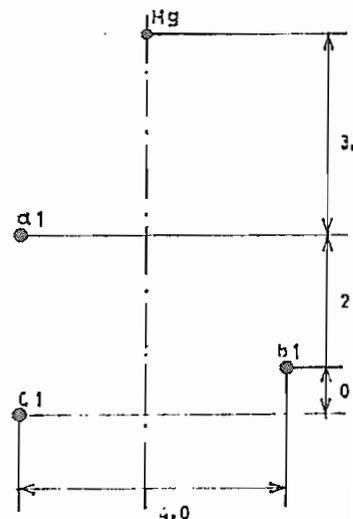
X Línea Guangopolo - Quito (2)

- Longitud = 6.8 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 3/0 AWG
- Material = ACSR - 6/1
- Capacidad de conducción = 23.9 ( MVA )
- Hilo de guarda = 1
- Material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8"-7



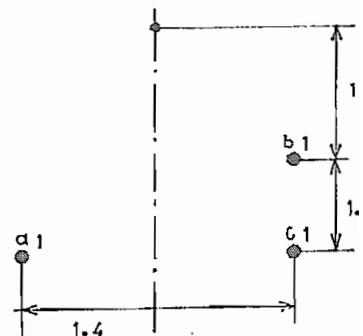
X Línea Guangopolo - S/E San Rafael

- Longitud = 3.5 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 3/0 AWG
- Material = ACSR - 6/1
- Capacidad de conducción = 23.9 (MVA)
- Hilo de guarda = 1
- Material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8"-7

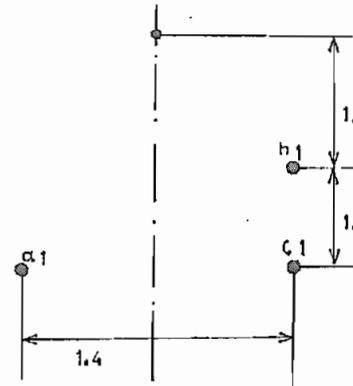


X Línea S/E San Rafael - Pasochoa

- Longitud = 16 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 3/0 AWG
- Material = ACSR - 6/1
- Capacidad de conducción = 23.9 ( MVA )
- Hilo de guarda = 1
- Material = Acero High Strength



- Calibre = 3/8"-7
- X Línea S/E San Rafael - Chillós
- Longitud = 10 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 1/0 AWG
- Material = Cobre - 7
- Capacidad de conducción = 24.7 ( MVA )
- Hilo de guarda = 1
- Material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8"-7



Ref. (1) - (27)

### 2.3 SUBESTACIONES DE REDUCCION

#### X Subestación Santa Rosa

Es uno de los puntos más importantes del Sistema Nacional ya que enlaza a uno de los centros de carga más grandes (QUITO) con el resto del sistema. Esta subestación recibe la línea de Pisayambo a 138 KV y las que vienen de Santo Domingo a 230 KV, cuentan con un autotransformador para reducir la tensión de estas líneas al nivel de 138 KV.

#### X Subestación Eplicachima

Esta subestación desempeña varias funciones: Reduce el voltaje de 138 KV a 46 KV, es una subestación de seccionamiento, alimenta al sec

tor industrial a un nivel de voltaje de 22 KV.

De esta subestación salen dos ramas que forman el anillo, una que va a la subestación Sur y otra a la subestación N° 3.

#### X Subestación Selva Alegre

Las funciones que desempeña esta subestación son similares a la anterior: Reduce la tensión de 138 KV a 46 KV, es una subestación de seccionamiento de la cual salen los alimentadores a las subestaciones de distribución N° 9, 11, 17, 19 y forma el anillo mediante dos líneas una que va a la subestación N° 3 y otra a la subestación N° 13.

#### X Subestación Vicentina

Esta subestación en el momento actual juega un papel importante ya que abastece de energía a las ciudades de Ambato y Latacunga mediante la línea QUITO - PUCARA - AMBATO - LATACUNGA y posteriormente con la línea QUITO - IBARRA al sistema Norte. Reduce el voltaje de 138 KV a 46 KV; es además una subestación de seccionamiento de la cual salen los alimentadores que van a las subestaciones de distribución N° 10 12. Igualmente conforma el anillo mediante dos líneas que van a la subestación Norte y Sur respectivamente.

Las características de estas subestaciones están en el cuadro N° II - 3

## SUBESTACIONES DE REDUCCION

NOMBRE DE LA SUBESTACION	NUMERO DE TRANSFORMADORES	FASES	TIPO	POTENCIA NOMINAL (MVA)	RELACION DE TRANSFORMACION	TIPO DE COHERION	REACTANCIA (%)	TAPS
SANTA ROSA	1	3	OA/FA	225 / 300	230/138/13.8	$Y_{\phi} / Y_{\phi} / \Delta$	$X_{HX} = 0.82$ (100 MVA)	$\pm 5\% - \pm 10\%$
							$X_{HY} = 3.72$ (100 MVA)	
							$X_{XY} = 2.44$ (100 MVA)	
EPICLACHIMA	2	3	OA/FA	33/43	138/46/13.8	$Y_{\phi} / Y_{\phi} / \Delta$	$X_{HX} = 7.11$ (33 MVA)	$\pm 2.5\% \pm 5\%$
							$X_{HY} = 3.73$ (11 MVA)	
							$X_{XY} = 1.05$ (11 MVA)	
SELVA ALEGRE	2	3	OA/FA	33/43	138/46/13.8	$Y_{\phi} / Y_{\phi} / \Delta$	$X_{HX} = 7.11$ (33 MVA)	$\pm 2.5\% \pm 5\%$
							$X_{HY} = 3.73$ (11 MVA)	
							$X_{XY} = 1.05$ (11 MVA)	
VICENTINA	2	3	OA/FA	33/43	138/46/13.8	$Y_{\phi} / Y_{\phi} / \Delta$	$X_{HX} = 7.11$ (33 MVA)	$\pm 2.5\% \pm 5\%$
							$X_{HY} = 3.73$ (11 MVA)	
							$X_{XY} = 1.05$ (11 MVA)	

## 2.4 SUBTRANSMISION

El anillo de subtransmisión está conformado por siete subestaciones de seccionamiento y líneas a 46 KV. Las características de estas subestaciones se darán a continuación exceptuando las que se expusieron en el párrafo anterior.

### X Subestación Norte

Su función es seccionar el anillo y alimentar la carga de las subestaciones de distribución N° 14, 16, 18.

### X Subestación Sur

La subestación Sur es una subestación de seccionamiento de la cual salen alimentadores que van a las subestaciones de distribución N° 4, 6, 8.

Las subestaciones N° 3, 13 son subestaciones de distribución y seccionamiento.

Cabe notar que se dispondrá de otra subestación fuera del anillo la misma que se encuentra localizada en el valle de los Chillos (San Rafael), su creación se debe a la importancia que está cobrando esta zona.

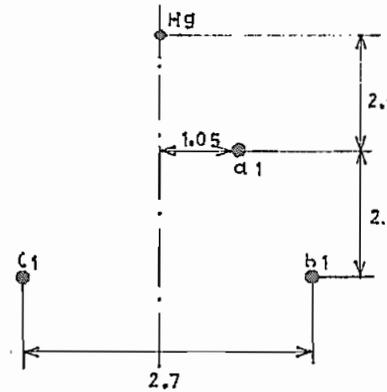
Las características de las líneas son las siguientes:

X Línea S/E Norte - S/E Vicentina

- Longitud = 5.4 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre de conductor = 397.5 MCM
- Material = ACSR - 26/7
- Hilo de guarda = 1
- Capacidad de conducción = 47 ( MVA )

Material = Acero High Strength

Calibre = 3/8"-7

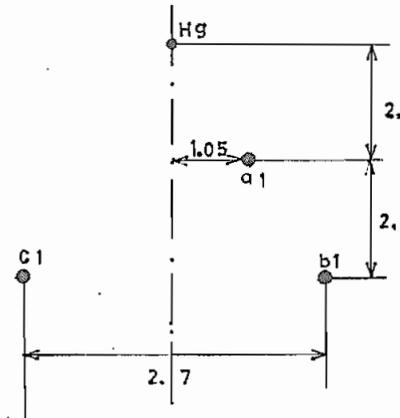


X Línea S/E Vicentina - S/E Sur

- Longitud = 2.73 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 397.5 MCM
- Material = ACSR -26/7
- Capacidad de conducción = 47 ( MVA )
- Hilo de guarda = 1

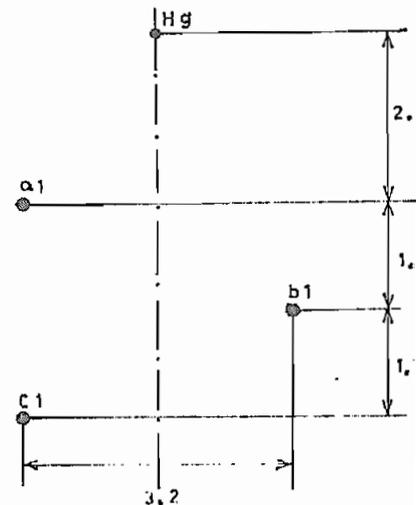
Material = Acero High Strength

Calibre = 3/8" -7



X Línea S/E Sur - Eplicachima

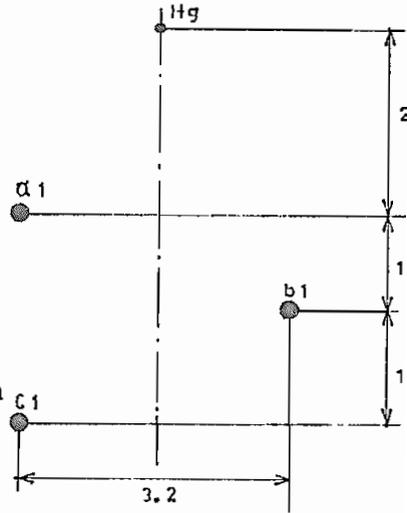
- Longitud = 4.2 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 477 MCM
- Material = ACSR - 26/7
- Capacidad de conducción = 53.38 ( MVA )



- Hilo de guarda = 1
- Material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8" -7

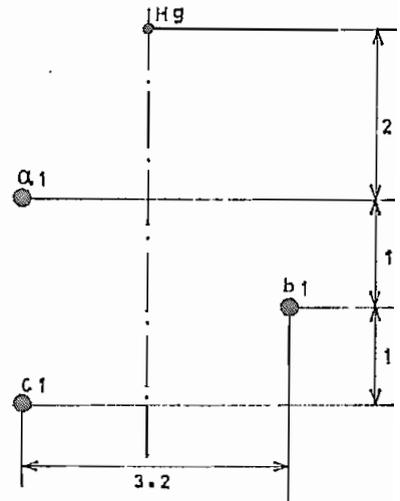
X Línea subestación Eplícachima - S/E Nº 3

- Longitud = 1.8 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 477 MCM
- Material = ACSR - 26/7
- Capacidad de conducción = 53.38 ( MVA )
- Hilo de guarda = 1
- Material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8" -7



X Línea S/E Nº 3 - S/E Selva Alegre

- Longitud = 9.7 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 477 MCM
- Material = ACSR - 26/7
- Capacidad de conducción = 53.38 ( MVA )
- Hilo de guarda = 1
- Material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8" - 7



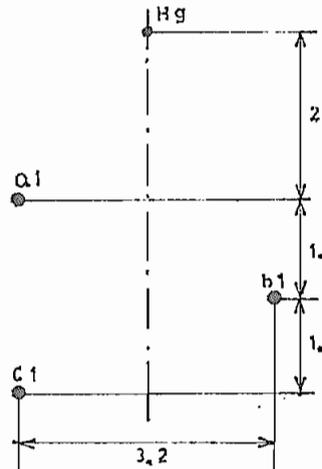
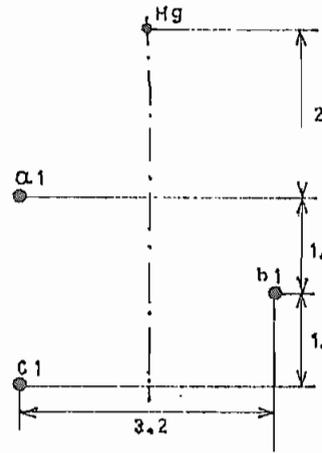
X Línea S/E Selva Alegre - S/E Nº 13

- Longitud = 3.5 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 477 MCM
- Material = ACSR - 26/7

- Capacidad de conducción = 53.38 ( MVA )
- Hilo de guarda = 1
- Material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8" -7

X Línea S/E N° 13 - S/E Norte

- Longitud = 4.23 Km
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 477 MCM
- Material = ACSR - 26/7
- Capacidad de conducción = 53.38 ( MVA )
- Hilo de guarda = 1
- Material = Acero High Strength
- Calibre = 3/8" -7



Ref. (1) - (27)

C A P I T U L O    I I I  
\*\*\*\*\*

DETERMINACION DE LAS CONDICIONES NORMALES DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

En los capítulos anteriores se argumentó sobre la necesidad de remodelar el anillo de transmisión y subtransmisión de Quito y se describió un esquema tomado básicamente de un estudio de la I E C O, modificado con criterios de ingenieros de la Empresa Eléctrica Quito y de INECEL y que será la base para el desarrollo de la tesis. En el presente capítulo se comprobará el buen funcionamiento del mismo mediante un estudio de flujos de carga, para lo cual se han hecho las siguientes suposiciones:

- 1- El sistema nacional de transmisión estará en capacidad de proporcionar la energía que al sistema de la Empresa Eléctrica Quito le haga falta.
  
- 2- La energía hidráulica total disponible en las plantas de la Empresa Eléctrica Quito es aproximadamente de 300 GWH, para años secos, períodos en los cuales se tendrá la mínima generación hidráulica en el sistema.

Esta energía se distribuirá de la siguiente manera:

Carga máxima	124.3 GWH
--------------	-----------

Carga media	127.7	GWH
Carga mínima	48.0	GWH

Ref. (15)

Considerándose además que los períodos de carga máxima, media y mínima tienen un tiempo de duración de 4,10 y 10 horas respectivamente, la potencia que se va a obtener de dichas centrales es:

Carga máxima	85	MW
Carga media	35	MW
Carga mínima	13	MW

### 3.1 CALCULO DIGITAL DE FLUJOS DE CARGA

El estudio de flujos de carga se realizó mediante un programa que posee el departamento de Potencia de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la EPN, denominado "Programa para flujos de potencia - método Newton Rapshon" con el cual se analizó al sistema bajo dos condiciones:

- 1- Máxima carga
- 2- Mínima carga

#### 3.1.1 MAXIMA CARGA

En la condición de máxima carga se escogió a la barra de la subestación Santa Rosa como barra oscilante, puesto que el Sistema Nacional alimenta al sistema de la Empresa Eléctrica Quito a través de esa barra.

A continuación presentamos un diagrama unifilar del sistema Quito (figura N° III - 1) en el que se encuentran numerados, tanto las barras como los elementos del sistema para su identificación posterior.

### 3.1.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS BARRAS

Como es conocido, en un estudio de flujos se definen tres tipos de barras:

- 1- BARRA OSCILANTE: Es aquella barra en la que se encuentra especificado el módulo de voltaje y el ángulo de fase, desconociéndose las potencias activa y reactiva inyectadas a la barra, las mismas que cubrirán la potencia faltante del sistema así como las pérdidas en la transmisión.
- 2- BARRAS DE VOLTAJE CONTROLADO: Son aquellas barras en las que se conoce la potencia activa y el módulo de voltaje, teniéndose como incógnitas, la potencia reactiva y el ángulo de fase del voltaje.
- 3- BARRAS DE CARGA: Son aquellas barras en las que se especifica la potencia activa y reactiva y se desconoce el valor del voltaje en módulo y ángulo.

001737

Ref. (13)

Esta clasificación así como los datos de demanda máxima se encuentran

tabulados en el cuadro N° III - 1.

Con relación a este cuadro es preciso hacer una aclaración, cuando no se encuentra especificado el voltaje ó el tipo de barra se asumirá que es una barra de paso ó barra auxiliar.

Entendiéndose por barra de paso aquella que sirve únicamente para diferenciar dos elementos del sistema, no teniendo una ingerencia directa en la operación del mismo.

#### 3.1.1.2 CARACTERÍSTICAS DE LINEAS Y TRANSFORMADORES.

Las líneas y transformadores en sistemas de potencia se representan por medio de impedancias, las mismas que se calculan en base a las características propias de dichos elementos.

Las impedancias de las líneas y de los transformadores por requerimientos del programa deben estar expresadas en ( pu).

#### X LINEAS

La manera como se ha determinado el valor de las impedancias de las líneas, es empleando las tablas características de líneas aéreas.

$$Z = R_a + j ( X_a + X_d )$$

Donde:

Ra = La resistencia de un conductor por milla ( $\Omega$ / milla)

Xa = Es la reactancia inductiva debida tanto al Flujo interno como al flujo externo de un conductor hasta el radio de un pie ( $\Omega$ / milla)

DMG = Es la distancia media geométrica entre los conductores de la línea ( pies)

Xd = Es la reactancia inductiva debida al flujo alrededor de un conductor desde el radio de un pie hasta el radio DMG ( $\Omega$ / milla)

Sb = Potencia base

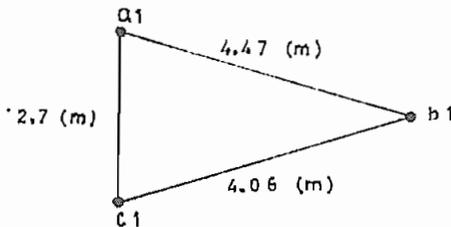
Vb = Voltaje base

Zb = Impedancia base

Z (pu) = Impedancia en por unidad

Ref. (2)

Con estos antecedentes daremos como ejemplo, el cálculo de la impedancia de la línea Nayón - Cumbayá.



Longitud = 3 Km

Número de circuitos = 1

Conductor = 477 MCM

Material = 26/7 ACSR

Ra = 0.196 ( $\Omega$ / milla)

Xa = 0.430 ( $\Omega$ / milla)

$$DMG = \sqrt[3]{2.7 \times 4.47 \times 4.06} = 3.66 \text{ ( m )}$$

DMG = 12 pies

$X_d = 0.3 \text{ } (\Omega / \text{milla})$

$Z = ( 0.196 + j 0.73 ) \text{ } (\Omega / \text{milla} )$

$Z = ( 0.365 + j 1.367 ) \text{ } (\Omega)$

$$Z \text{ ( pu )} = \frac{Z \text{ ( } \Omega \text{ )}}{Z \text{ base}}$$

$S_b = 100 \text{ MVA}$

$V_b = 46 \text{ KV}$

$$Z_b = \frac{\overline{KV}^2}{\text{MVA}} = \frac{46^2}{100} = 21.16$$

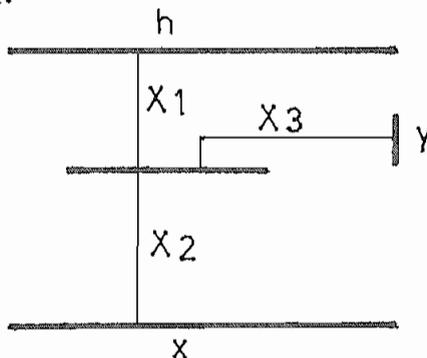
$Z \text{ ( pu )} = 0.0173 + j 0.0644$

### X TRANSFORMADORES

En el caso de los transformadores de dos devanados, las impedancias que se dan como datos en el cuadro N° II - 2, simplemente se deben referir a la base de potencia especificada.

Los transformadores de las subestaciones de reducción merecen un análisis más detenido debido a las simplificaciones realizadas.

Un transformador de tres devanados se lo representa de la siguiente manera:



En el que se cumple :

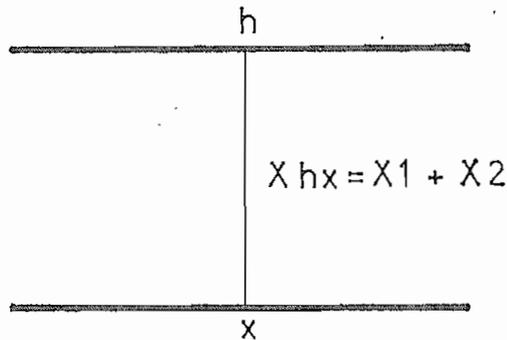
$$X_{hx} = X_1 + X_2$$

$$X_{hy} = X_1 + X_3$$

$$X_{xy} = X_2 + X_3$$

Ref. (3)

Como el devanado terciario se encuentra aislado, por comodidad se lo suprime, llegando a una representación como la de la figura N° III - 2



REPRESENTACION DE UN TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS CON EL TERCARIO AISLADO

FIGURA N° III - 2

Como en cada una de estas subestaciones hay dos transformadores de características idénticas se tiene que la reactancia equivalente es:

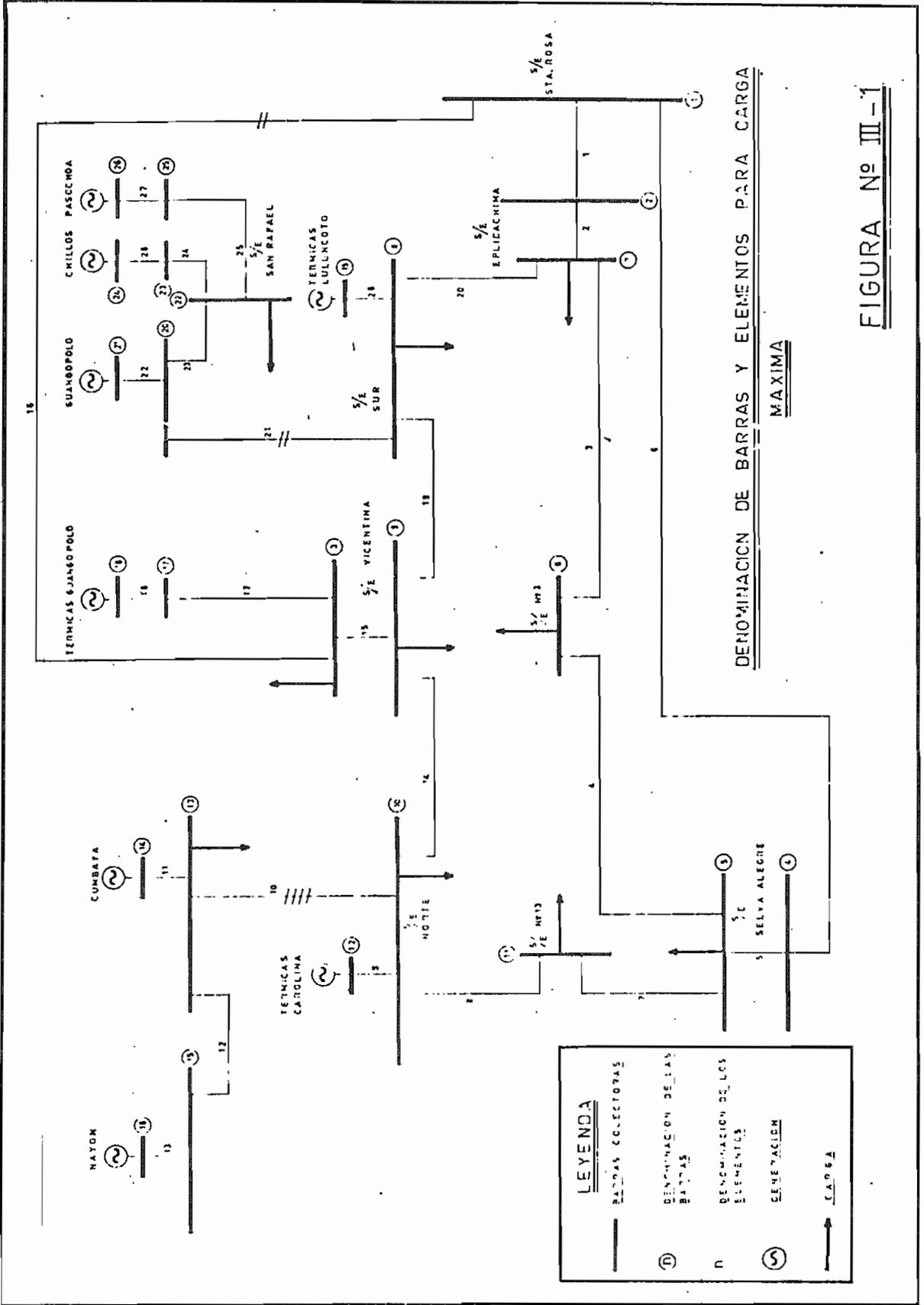
$$X_{\text{equivalente}} = \frac{X_{hx}}{2}$$

valor que hemos usado en el programa refiriendolo a la base de 100 MVA - Citaremos como ejemplo a los transformadores de la subestación Vicentina: De los datos se tiene que  $X_{hx} = 7.11 \%$  ( base de 33 MVA )

$$X_{\text{nueva}} = X_{\text{vieja}} \frac{\text{MVA}_{\text{nuevo}}}{\text{MVA}_{\text{viejo}}} = 0.0711 \frac{100}{33} = 0.2155 \text{ ( PU )}$$

$$X_{\text{equivalente}} = \frac{0.2155}{2} = 0.1077 \text{ ( pu )}$$

Las características de las líneas y de los transformadores se encuentran en los cuadros N° III - 2 y N° III - 3 respectivamente.



DENOMINACION DE BARRAS Y ELEMENTOS PARA CARGA  
MAXIMA

FIGURA Nº III-1

CARACTERISTICAS DE LAS BARRAS

MAXIMA CARGA

BARRA Nº	GENERACION		CARGA		ESPECIFICA. DE VOLTAJE	TIPO DE BARRA	
	MW	MVAR	MW	MVAR			
1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0   0°	OSCILANTE	
2	0.0	0.0	0.0	0.0			
3	0.0	0.0	52.64	18.12			CARGA
4	0.0	0.0	0.0	0.0			
5	0.0	0.0	65.73	28.88			CARGA
6	0.0	0.0	18.2	8.17			CARGA
7	0.0	0.0	41.03	27.96			CARGA
8	0.0	0.0	22.12	11.13			CARGA
9	0.0	0.0	47.78	18.87			CARGA
10	0.0	0.0	73.78	31.94			CARGA
11	0.0	0.0	13.87	6.04			CARGA
12	11.499	8.624	0.0	0.0			CARGA
13	0.0	0.0	8.03	2.95		CARGA	
14	39.99	19.37	0.0	0.0		CARGA	
15	0.0	0.0	0.0	0.0			
16	29.77	14.38	0.0	0.0		CARGA	
17	0.0	0.0	0.0	0.0			
18	52.88	39.66	0.0	0.0	1.05	V. CONTROLAI	
19	30.598	22.948	0.0	0.0			CARGA
20	0.0	0.0	0.0	0.0			
21	9.4	6.61	0.0	0.0		CARGA	
22	0.0	0.0	7.31	3.74		CARGA	
23	0.0	0.0	0.0	0.0			
24	1.76	1.32	0.0	0.0		CARGA	
25	0.0	0.0	0.0	0.0			
26	4.5	3.374	0.0	0.0	1.05	V. CONTROLAI	

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS

MAXIMA CARGA

ELEMENTO Nº	NODO (P)	NODO (Q)	R (PU)	X (PU)
1	1	2	0.0083	0.0341
3	6	7	0.0104	0.0374
4	5	6	0.0558	0.2013
6	1	4	0.0161	0.0653
7	5	11	0.0201	0.0726
8	10	11	0.0243	0.0878
10	10	13	0.0089	0.0304
12	13	15	0.0173	0.0644
14	9	10	0.0373	0.1111
16	1	3	0.0064	0.0278
17	3	17	0.0046	0.0183
19	8	9	0.0188	0.0561
20	7	8	0.0242	0.0872
21	20	8	0.0557	0.0797
23	20	22	0.0496	0.0817
24	22	23	0.1635	0.2189
25	22	25	0.2646	0.3856

CUADRO Nº III - 2

CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES

MAXIMA CARGA

ELEMENTO Nº	NODO (P)	NODO (Q)	TAP	X (PU)
2	2	7	1.025	0.1077
5	4	5	1.025	0.1077
9	10	12	1.0	0.6250
11	13	14	1.0	0.16049
13	15	16	1.0	0.1764
15	3	9	1.025	0.1077
18	17	18	1.0	0.1858
22	20	21	1.0	0.52
26	23	24	1.0	2.2
27	25	26	1.0	1.157
28	8	19	1.0	0.2166

### 3.1.2 MINIMA CARGA

Se va a examinar al sistema en dos condiciones diferentes:

#### a. CONDICION I

Es la condición normal de operación del sistema Quito en mínima carga. En ella hay que mencionar dos aspectos importantes:

- 1- El Sistema Nacional entrega energía por intermedio de la subestación Santa Rosa, la misma que representa la generación flotante del sistema.
- 2- Las centrales hidráulicas de Guangopolo y Paschoa son las únicas que se encuentran operando dando los 13 MW indicados.

La denominación de barras y elementos al igual que en máxima carga es como se indica en la figura N° III - 1, en el cuadro N° III - 4 se resumen las condiciones para mínima carga condición I.

#### b. CONDICION II

Es una condición especial que bien podríamos llamarla de emergencia, en la cual el sistema Quito se abastece totalmente por medio de sus plantas dado el caso que el Sistema Nacional se encuentre imposibilitado de entregar energía.

Como la generación es sensiblemente mayor que la carga es necesario eliminar unidades de las centrales empezando por las de gas y terminando con las hidráulicas, esta selección se hace en base al costo de operación de las mismas.

Todas estas condiciones nos llevan a modificar la generación del sistema de la siguiente manera:

- 1- El Sistema Nacional no aporta energía.
- 2- La turbina a gas y las diésel de Luluncoto salen de servicio.
- 3- La barra de la central Térmica de Guangopolo pasa a ser la barra oscilante.



Por los cambios anteriormente citados la denominación de barras y elementos es como se indica en el diagrama unifilar de la figura N° III-3. La especificación de voltaje el tipo de barra así como los datos de generación y carga se encuentran tabulados en el cuadro N° III - 5. Las características de las líneas y transformadores se encuentran en los cuadros N° III - 6 y N° III - 7 respectivamente.

### 3.1.3 ANALISIS DE LOS RESULTADOS

#### a- MAXIMA CARGA

Los resultados objeto de nuestro análisis se encuentran en el dia-

grama unifilar de la figura N° III - 4 y en las hojas de respuesta dadas por el computador. En ellos hay tres aspectos fundamentales que analizar: Los voltajes, los flujos de potencia a través de los elementos del sistema y las pérdidas de potencia.

En lo que a voltajes se refiere, podemos ver que su magnitud no varía mas de un + 5 % del valor nominal, encontrándose por lo tanto dentro de la tolerancia prevista para estos casos. Ahora bien, el defasaje de los voltajes respecto a la referencia no presenta una variación mayor a los seis grados, por lo que la capacidad estática de transmisión está por debajo del límite crítico.

Ref. (13)

En cuanto a capacidad de conducción, tanto las líneas como los transformadores están operando en condiciones normales y con la ventaja de que los transformadores de reducción tienen la posibilidad de que fluya un 30% de carga adicional, según se puede ver de las características propias, lo que le da al sistema un cierto grado de libertad en su operación.

Las pérdidas de potencia activa son del 0.74 % asegurando de esta manera la buena utilización de la energía tanto hidráulica como térmica. En lo que a potencia reactiva se refiere las pérdidas son del 20.5 %, esto obedece a que el flujo de reactivos proviene en su totalidad de los centros de generación, los mismos que se encuentran eléctricamente alejados de

la carga, este problema se puede abreviar al colocar condensadores en las subestaciones de distribución ó directamente en los centros de consumo, ya que se limita con ello el flujo de reactivos y consecuentemente las pérdidas, la real ventaja de este control radica en la mejor utilización de las líneas, ya que se da oportunidad a que fluya una mayor cantidad de potencia activa. No se ha realizado este estudio puesto que sale fuera del alcance de la tesis, además, por el hecho de que los voltajes se encuentran dentro de límites razonables con solo la variación de los taps de los transformadores de reducción.

b. MINIMA CARGA

Los resultados se encuentran en el diagrama unifilar de la figura III - 5 para la condición I , y en la figura N° III - 6 para la condición II, adicionalmente en las hojas de respuesta dadas por el computador.

Los resultados presentados evidencian la necesidad de tenerle al sistema Quito interconectado con el Sistema Nacional en este período.

Debido a:

- 1- Sus afectos: Menores pérdidas, mejores valores de voltaje.
- 2- Por no tener energía suficiente en las plantas propias de la empresa lo que hace necesaria la presencia del Sistema Nacional, salvo en casos de emergencia como en la condición II, en la que

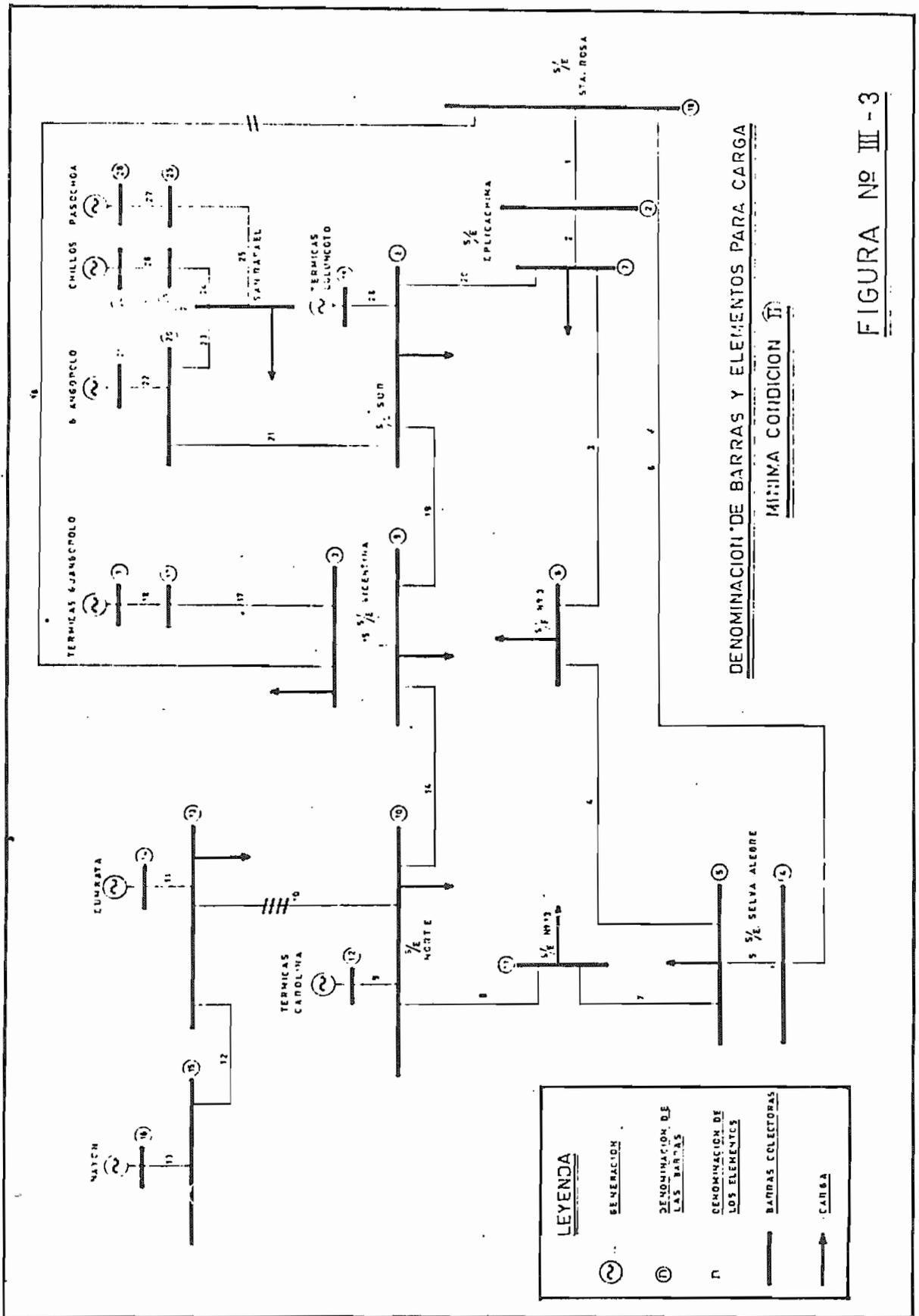
tendrían que utilizarse la energía de los reservorios para mantener funcionando a las centrales hidráulicas conjuntamente con varias unidades térmicas a pesar de las restricciones en cuanto al tiempo de operación de estas últimas.

De los estudios de flujos hechos anteriormente tanto para máxima como para mínima carga, se puede concluir que el sistema en condiciones normales de operación tiene un funcionamiento acorde con las necesidades de la carga, esto es voltaje y frecuencia constantes, teniendo además energía suficiente como para satisfacer cualquier fluctuación de la carga.

CARACTERISTICAS DE LAS BARRAS

MINIMA CARGA      CONDICION (I)

BARRA Nº	GENERACION		CARGA		ESPECIFI. DE VOLTAJE	TIPO DE BARRA
	MW	MVAR	MW	MVAR		
1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0  0°	OSCILANTI.
2	0.0	0.0	0.0	0.0		
3	0.0	0.0	15.78	5.44		CARGA
4	0.0	0.0	0.0	0.0		
5	0.0	0.0	19.72	8.66		CARGA
6	0.0	0.0	5.46	2.45		CARGA
7	0.0	0.0	12.31	8.39		CARGA
8	0.0	0.0	6.64	3.34		CARGA
9	0.0	0.0	14.33	5.66		CARGA
10	0.0	0.0	22.13	9.58		CARGA
11	0.0	0.0	4.16	1.81		CARGA
12	0.0	0.0	0.0	0.0		
13	0.0	0.0	2.41	0.89		CARGA
14	0.0	0.0	0.0	0.0		
15	0.0	0.0	0.0	0.0		
16	0.0	0.0	0.0	0.0		
17	0.0	0.0	0.0	0.0		
18	0.0	0.0	0.0	0.0		
19	0.0	0.0	0.0	0.0		
20	0.0	0.0	0.0	0.0		
21	9.4	6.61	0.0	0.0		CARGA
22	0.0	0.0	2.19	1.12		CARGA
23	0.0	0.0	0.0	0.0		
24	0.0	0.0	0.0	0.0		
25	0.0	0.0	0.0	0.0		
26	3.63	2.72	0.0	0.0		1.05



DENOMINACION DE BARRAS Y ELEMENTOS PARA CARGA  
MINIMA CONDICION II

FIGURA Nº III - 3

CARACTERISTICAS DE LAS BARRAS

MINIMA CARGA CONDICION II

BARRA Nº	GENERACION		CARGA		ESPECIFI. DE VOLTAJE	TIPO DE BARRA
	MW	MVAR	MW	MVAR		
1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0   0	OSCILANTE
2	0.0	0.0	0.0	0.0		
3	0.0	0.0	15.78	5.44		CARGA
4	0.0	0.0	0.0	0.0		
5	0.0	0.0	19.72	8.66		CARGA
6	0.0	0.0	5.46	2.45		CARGA
7	0.0	0.0	12.31	8.39		CARGA
8	0.0	0.0	6.64	3.34		CARGA
9	0.0	0.0	14.33	5.66		CARGA
10	0.0	0.0	22.13	9.58		CARGA
11	0.0	0.0	4.16	1.81		CARGA
12	11.499	8.624	0.0	0.0	1.05	V. CONTROLADO
13	0.0	0.0	2.41	0.89		CARGA
14	39.99	19.37	0.0	0.0		CARGA
15	0.0	0.0	0.0	0.0		
16	29.77	14.38	0.0	0.0	1.05	V. CONTROLADO
17	0.0	0.0	0.0	0.0		
18	0.0	0.0	0.0	0.0		
19	0.0	0.0	0.0	0.0		
20	0.0	0.0	0.0	0.0		
21	9.4	6.61	0.0	0.0		CARGA
22	0.0	0.0	2.19	1.12		CARGA
23	0.0	0.0	0.0	0.0		
24	1.76	1.32	0.0	0.0		CARGA
25	0.0	0.0	0.0	0.0		
26	4.5	3.374	0.0	0.0	1.05	V. CONTROLADO

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS

MINIMA CARGA CONDICION II

ELEMENTO Nº	NODO (P)	NODO (Q)	R (PU)	X (PU)
1	18	2	0.0083	0.0341
3	6	7	0.0104	0.0374
4	5	6	0.0558	0.2013
6	18	4	0.0161	0.0653
7	5	11	0.0201	0.0726
8	10	11	0.0243	0.0878
10	10	13	0.0089	0.0304
12	13	15	0.0173	0.0644
14	9	10	0.0373	0.1111
16	18	3	0.0064	0.0278
17	3	17	0.0046	0.0183
19	8	9	0.0188	0.0561
20	7	8	0.0242	0.0872
21	20	8	0.0557	0.0797
23	20	22	0.0496	0.0817
24	22	23	0.1635	0.2189
25	22	25	0.2646	0.3856

CUADRO Nº III - 6

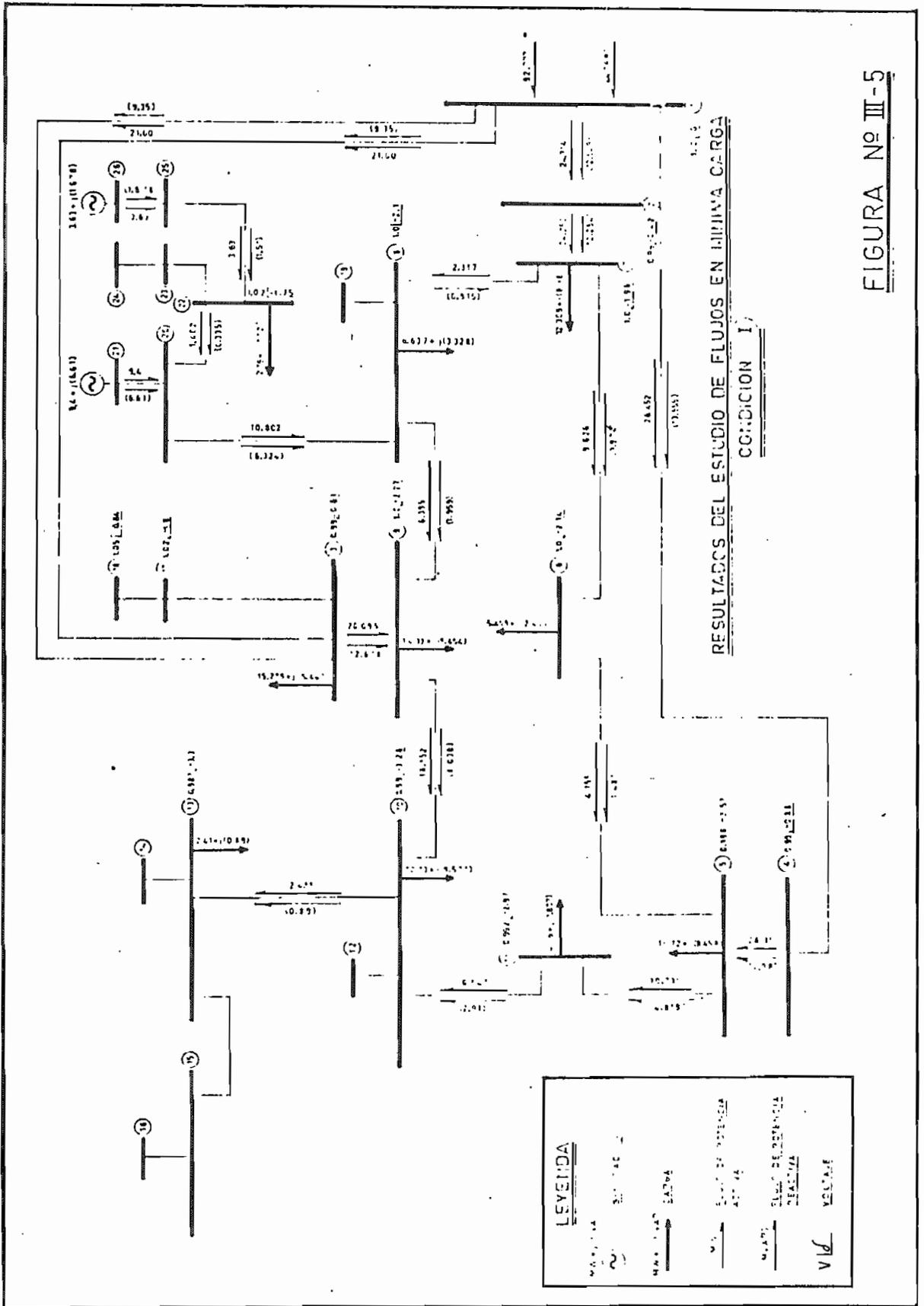
CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES

MINIMA CARGA CONDICION II

ELEMENTO Nº	NODO (P)	NODO (Q)	TAP	X (PU)
2	2	7	1.025	0.1077
5	4	5	1.025	0.1077
9	10	12	1.0	0.625
11	14	13	1.0	0.16049
13	15	16	1.0	0.1764
15	3	9	1.025	0.1077
18	1	17	1.0	0.6
22	20	21	1.0	0.52
26	23	24	1.0	2.2
27	25	26	1.0	1.157
28	8	19	1.0	0.2166

CUADRO Nº III - 7





**FIGURA Nº III-5**

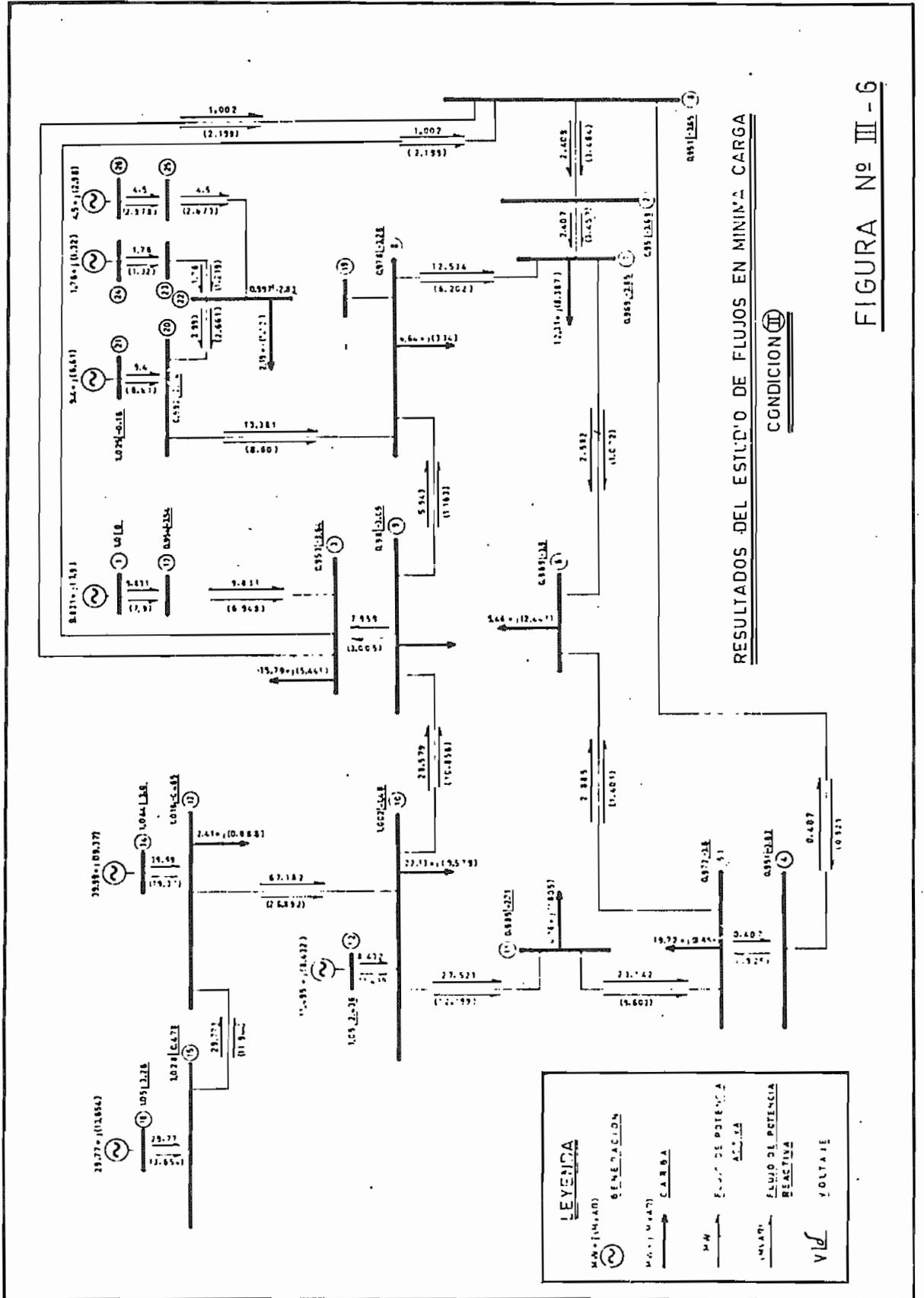


FIGURA Nº III - 6

RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJOS EN MINIMA CARGA  
CONDICION II

**LEYENDA**

GENERACION

CARGA

FLUJO DE POTENCIA ACTIVA

FLUJO DE POTENCIA REACTIVA

VOLTAJE

FSCUELA POLITECNICA NACIONAL  
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA  
 DEPARTAMENTO DE POTENCIA

ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA  
 METODO DE NEWTON-RAPHSON

SISTEMA QUITO MAXIMA CARGA

D A T O S

\*\*\*\*\*

NUMERO DE BARRAS = 26

BARRA	VOLTAJES INICIALES	POTENCIA GENERADA	POTENCIA DE CARGA
NUMERO TIPO	PARTE REAL	PARTE IMAG.	PC (MW) QC (MVAR)
1	1.00000	0.0	0.0
2	1.00000	0.0	0.0
3	1.00000	0.0	18.120
4	1.00000	0.0	0.0
5	1.00000	0.0	28.280
6	1.00000	0.0	18.200
7	1.00000	0.0	27.560
8	1.00000	0.0	41.030
9	1.00000	0.0	22.120
10	1.00000	0.0	47.780
11	1.00000	0.0	18.870
12	1.00000	0.0	31.640
13	1.00000	0.0	6.040
14	1.00000	0.0	0.0
15	1.00000	0.0	2.950
16	1.00000	0.0	0.0
17	1.00000	0.0	0.0
18	1.00000	0.0	0.0
19	1.00000	0.0	0.0
20	1.00000	0.0	0.0
21	1.00000	0.0	0.0
22	1.00000	0.0	0.0
23	1.00000	0.0	3.740
24	1.00000	0.0	0.0
25	1.00000	0.0	0.0
26	1.00000	0.0	0.0

NUMERO DE LINEAS = 28

LINEA	NUMERO	NODO A	NODO B	RESISTENCIA	REACTANCIA	SUCEPTANCIA
1	1	1	2	0.0030	0.0340	0.0
2	2	1	3	0.0040	0.0270	0.0
3	3	1	4	0.0110	0.0450	0.0



R E S U L T A D O S

\*\*\*\*\*

NODO	MAGNITUD	ANGULO	MEGAWATTS P DE GENERACION	MEGAWATTS Q DE GENERACION	MEGAWATTS P DE CARGA	MEGAWATTS Q DE CARGA	A NODO	MEGAWATTS FLUJO P	MEGAWATTS FLUJO Q	MVAS FLUJO S
1	1.000	0.0	172.692	89.777	0.0	0.0				
2	0.994	-0.963	0.0	0.0	0.000	-0.001	2	56.563	33.156	65.564
							3	56.667	22.615	60.976
							4	59.462	34.106	68.549
3	0.990	-0.824	0.0	0.0	52.640	18.121	1	-56.206	-31.688	64.523
							7	56.206	31.685	64.524
4	0.969	-1.972	0.0	0.0	0.000	-0.001	1	-56.429	-21.482	60.380
							9	56.510	28.502	63.280
							17	-52.720	-25.141	58.402
5	0.960	-5.969	0.0	0.0	65.730	28.878	1	-58.706	-31.037	66.405
							5	58.705	31.038	66.405
6	0.960	-5.176	0.0	0.0	18.200	8.168	4	-58.705	-25.977	64.196
							6	-6.974	-2.107	7.285
							11	-0.051	-0.793	0.795
7	0.975	-4.670	0.0	0.0	41.030	27.959	5	7.006	2.223	7.350
							7	-25.206	-10.391	27.264
8	0.989	-4.312	0.0	0.0	22.120	11.130	2	-56.206	-27.059	62.380
							6	25.288	10.689	27.455
							8	-10.113	-11.588	15.380
9	0.985	-4.405	0.0	0.0	47.780	18.867	7	10.173	11.805	15.583
							9	6.619	7.155	7.155
							20	-8.214	-5.500	10.113
							19	-30.598	-19.585	36.546
10	0.970	-5.327	0.0	0.0	73.780	31.934	3	-56.510	-24.101	61.435
							8	-6.509	-2.621	7.134
							10	15.239	8.156	17.284
11	0.961	-5.975	0.0	0.0	13.870	6.038	9	-15.124	-7.614	17.023
							11	13.984	7.060	15.666
							13	-61.141	-23.797	65.609
							12	-11.499	-7.385	13.666
12	1.021	-1.166	11.495	0.624	0.000	-0.000	10	-13.921	-6.632	15.507
							5	0.051	0.794	0.796
13	0.934	-4.319	0.0	0.0	8.030	2.949	10	11.499	8.624	14.374
							10	61.548	25.184	66.501
							14	-39.990	-16.275	42.176

7	5	6	0.05580	0.20130	0.0
8	6	7	0.01040	0.03740	0.0
9	7	8	0.02420	0.04720	0.0
10	8	9	0.01880	0.04410	0.0
11	9	10	0.03730	0.11110	0.0
12	10	11	0.02430	0.04720	0.0
13	11	12	0.00890	0.03640	0.0
14	12	13	0.05570	0.07970	0.0
15	13	14	0.02010	0.07260	0.0
16	14	15	0.0	0.16049	0.0
17	15	16	0.01730	0.06440	0.0
18	16	17	0.0	0.17640	0.0
19	17	18	0.0	0.21680	0.0
20	18	19	0.00460	0.62500	0.0
21	19	20	0.0	0.01830	0.0
22	20	21	0.0	0.18580	0.0
23	21	22	0.0	0.52000	0.0
24	22	23	0.04960	0.04170	0.0
25	23	24	0.16350	0.21890	0.0
26	24	25	0.0	2.20000	0.0
27	25	26	0.26460	0.38560	0.0
28	26	27	0.0	1.15700	0.0

LOS VALORES DE LAS SUCCEPTANCIAS A TIERRA DE LAS LINEAS CORRESPONDEN A LA SUCCEPTANCIA TOTAL

POTENCIA BASE = 100.0000 TOLERANCIA REAL = 0.00010 TOLERANCIA IMAG. = 0.00010

NUMERO DE TRANSFORMADORES CON TAP NO NOMINAL = 3

TRANSFORMADOR NUMERO	NODO A	NODO B	RELACION DEL TAP A
1	9	3	1.02500
2	7	2	1.02500
3	5	4	1.02500

NUMERO DE CONDENSADORES Y REACTORES = 0

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
 DEPARTAMENTO DE POTENCIA

ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA  
 METODO DE NEWTON-RAPHSON

SISTEMA GUITO MINIMA CARGA CONDICION II

D A T O S

\*\*\*\*\*

NUMERO DE BARRAS = 26

BARRA	VOLTAJES INICIALES	POTENCIA GENERADA	POTENCIA DE CARGA
NUMERO TIPO	PARTE REAL	PG (MW)	QC (MVAR)
1	1.00000	0.0	0.0
2	1.00000	0.0	0.0
3	1.00000	0.0	15.780
4	1.00000	0.0	0.0
5	1.00000	0.0	19.720
6	1.00000	0.0	5.460
7	1.00000	0.0	12.310
8	1.00000	0.0	6.640
9	1.00000	0.0	14.330
10	1.00000	0.0	22.130
11	1.00000	0.0	4.160
12	1.00000	11.309	0.0
13	1.00000	0.0	2.410
14	1.00000	19.370	0.0
15	1.00000	0.0	0.0
16	1.05000	23.770	14.380
17	1.00000	0.0	0.0
18	1.00000	0.0	0.0
19	1.00000	0.0	0.0
20	1.00000	0.0	0.0
21	1.00000	9.400	6.610
22	1.00000	0.0	0.0
23	1.00000	0.0	2.190
24	1.00000	1.760	1.320
25	1.00000	0.0	0.0
26	1.05000	4.500	3.774

NUMERO DE LINEAS = 28

RESISTENCIA REACTANCIA SUCEPTANCIA

1	12	2	0.00030	0.03410	0.0
2	12	1	0.00040	0.02740	0.0
3	12	4	0.01610	0.06430	0.0

7	5	6	0.05580	0.20130	0.0
8	6	7	0.01040	0.03740	0.0
9	7	8	0.02420	0.08720	0.0
10	8	9	0.01280	0.05610	0.0
11	9	10	0.03730	0.11110	0.0
12	10	11	0.02430	0.08780	0.0
13	11	12	0.00490	0.03040	0.0
14	12	13	0.05570	0.07970	0.0
15	13	14	0.02010	0.07260	0.0
16	14	15	0.0	0.16049	0.0
17	15	16	0.01730	0.06440	0.0
18	16	17	0.0	0.17640	0.0
19	17	18	0.0	0.21660	0.0
20	18	19	0.0	0.62500	0.0
21	19	20	0.00460	0.01830	0.0
22	20	21	0.0	0.60000	0.0
23	21	22	0.0	0.52000	0.0
24	22	23	0.04960	0.08170	0.0
25	23	24	0.16350	0.21890	0.0
26	24	25	0.0	2.20000	0.0
27	25	26	0.26460	0.38560	0.0
28	26	27	0.0	1.15700	0.0

LOS VALORES DE LAS SUCEDIENCIAS A TIERRA  
DE LAS LINEAS CORRESPONDEN A LA SUCEDIENCIA INTAL

POTENCIA BASE = 100.0000 TOLERANCIA REAL = 0.00010 TOLERANCIA IMAG = 0.00010

NUMERO DE TRANSFORMADORES CON TAP NO NOMINAL = 3

TRANSFORMADOR NUMERO	NUMO A	NUMO B	RELACION DEL TAP A
1	9	3	1.02500
2	5	4	1.02500
3	7	2	1.02500

NUMERO DE CONDENSADORES Y RFACTORES = 0



FRA-ALP1NR

PAG. 4

16	1.050	3.260	29.770	13.854	0.0	0.0	0.0	0.0	15	29.770	13.854	32.752
17	0.954	-3.543	0.0	0.0	-0.000	-0.002			3	9.831	6.948	12.038
18	0.951	-3.654	0.0	0.0	0.000	0.004			1	-9.831	-6.546	12.037
19	0.978	-3.247	0.0	0.0	-0.000	0.0			2	2.409	3.464	4.215
20	0.992	-2.937	0.0	0.0	0.000	-0.002			3	-2.002	-4.392	4.826
21	1.025	-0.182	5.400	6.610	-0.000	-0.000			4	-0.407	0.524	1.009
22	0.997	-2.824	0.0	0.0	2.190	1.120			8	0.000	0.0	0.070
23	1.002	-2.717	0.0	0.0	0.000	0.000			8	13.381	8.600	15.906
24	1.030	-0.567	1.760	1.320	-0.000	-0.000			21	-9.400	-5.956	11.128
25	1.018	-2.244	0.0	0.0	0.000	0.000			22	-3.581	-2.642	4.778
26	1.050	0.547	4.500	2.978	0.0	0.0			20	9.400	6.610	11.492
									20	3.993	2.661	4.758
									23	-1.752	-1.209	2.129
									25	-4.430	-2.571	5.122
									22	1.760	1.215	2.141
									24	-1.760	-1.220	2.141
									23	1.760	1.320	2.200
									22	4.500	2.673	5.234
									26	-4.500	-2.673	5.234
									25	4.500	2.978	5.396

POTENCIAS EN EL SISTEMA  
 POTENCIA ACTIVA 1.62088  
 POTENCIA REACTIVA 12.96365

\*\*\*\*\*

51 06

C A P I T U L O   I V  
\*\*\*\*\*

ESTUDIO DE FALLAS

El presente estudio tiene por objeto determinar las máximas y mínimas corrientes de corto circuito en las líneas Santa Rosa - Vicentina, Santa Rosa - Epiclachima y Santa Rosa - Selva Alegre, para lo cual se han hecho las siguientes suposiciones:

1. Se desprecia el efecto de todas las conexiones en paralelo, es decir las cargas, capacidades de las líneas, etc.
2. Todos los transformadores se suponen en tap nominal.
3. Todos los generadores se representan por un voltaje constante atrás de la reactancia transitoria ó subtransitoria.
4. El flujo de corriente en la red previa a la falla se la supone cero, o sea todos los voltajes son iguales en magnitud y ángulo.
5. La resistencia de los elementos del sistema se desprecian.
6. Las líneas de transmisión se suponen balanceadas razón por la cual no se consideran acoplamientos entre secuencias.

#### 4.1.- DIAGRAMAS SECUENCIALES

Para un estudio de fallas, es necesario definir las redes de secuencia positiva y negativa y la de secuencia cero.

Se analizarán los mismos casos tratados en flujos de carga:

1. MAXIMA GENERACION: En el que están conectadas todas las plantas de la Empresa Eléctrica Quito y el Sistema Nacional se encuentra aportando energía.
2. MINIMA GENERACION: En sus dos condiciones, con el Sistema Nacional y sin el Sistema Nacional.

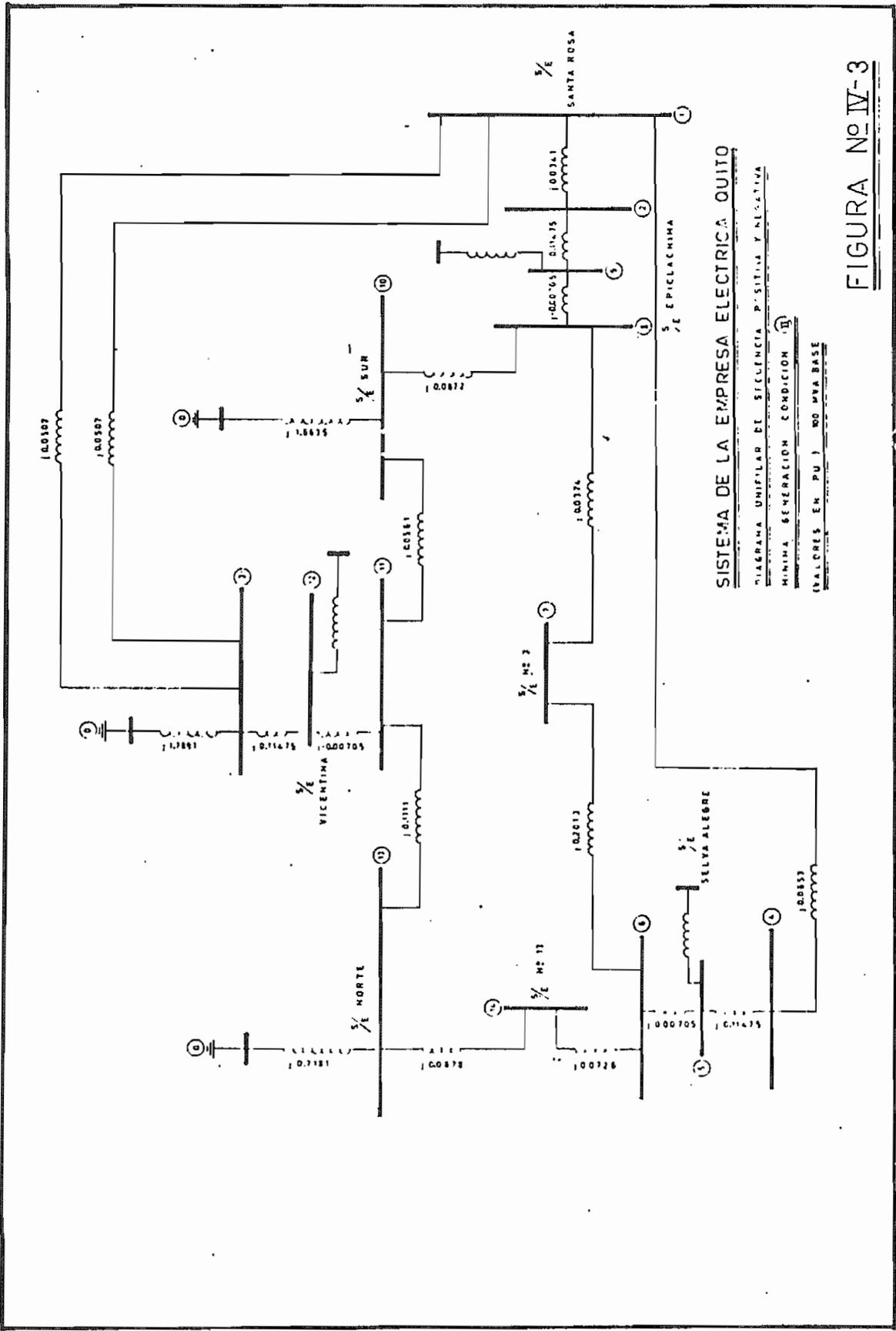
##### 4.1.1.- DIAGRAMAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA

El diagrama unifilar de secuencia positiva y negativa para Máxima generación se encuentra en la fig. N° IV - 1 y, el de Mínima generación para la condición I en la fig. N° IV - 2 y para la condición II en la fig. N° IV - 3.

Los valores de las reactancias de las líneas y transformadores de elevación son iguales a los utilizados en el estudio de flujos, en lo que concierne a los transformadores de reducción se tratará más adelante por ser de tres devanados.







SISTEMA DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO  
DIAGRAMA UNIFILAR DE TENSION POSITIVA Y NEGATIVA  
MINIMA GENERACION CON DICCION (II)  
(VALORES EN PU) NO MVA BASE

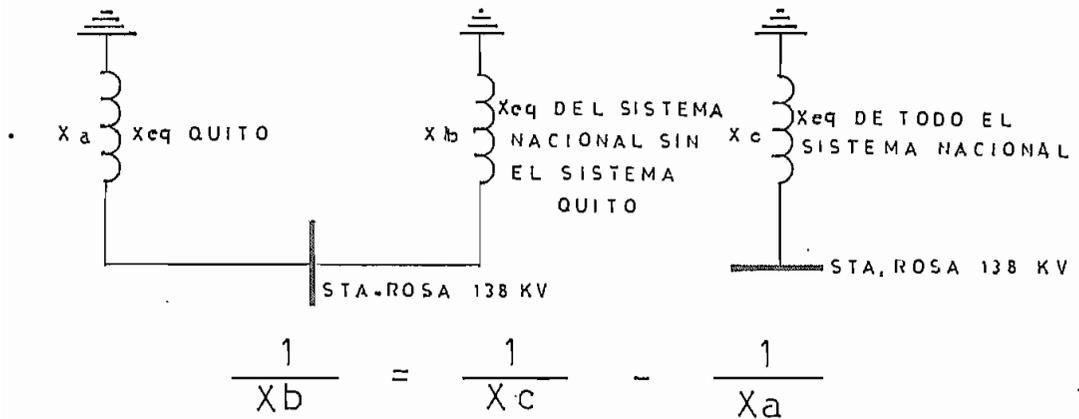
FIGURA No IV-3

Los valores de las reactancias subtransitorias de los generadores están como datos en el cuadro N° IV - 1 del segundo capítulo. Se ha optado por estos valores ya que los disyuntores despejan la falla en cinco ciclos y el periodo subtransitorio de las máquinas puede durar de uno a diez ciclos.

Ref. (5) - (36)

Respecto a los diagramas de secuencia hay que hacer algunas aclaraciones:

1. La reactancia equivalente del Sistema Nacional se calculó de la siguiente manera:



REACTANCIA EQUIVALENTE DEL SISTEMA NACIONAL

FIG. N° IV - 4

- a) Se calculó el valor de la reactancia equivalente del sistema Quito ( $X_a$ ) a nivel de la barra de 138 KV de la subestación Santa Rosa.
- b) Seguidamente se procedió a calcular el valor ( $X_b$ ) ya que el da-

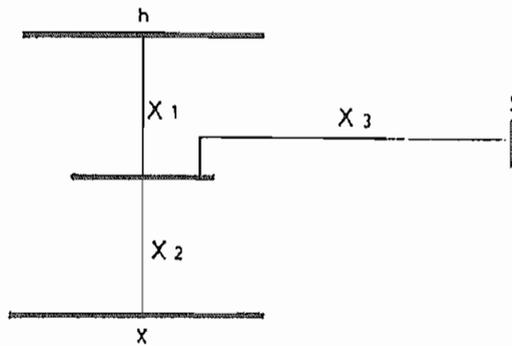
to de la reactancia de todo el Sistema Nacional a nivel de esta barra es conocido.

2. Por las limitaciones del programa como son el número de barras y elementos disponibles ( 20 y 29 respectivamente ) se procedió a simplificar el sistema. Las reducciones se hicieron a nivel de las subestaciones: Norte ( barra Nº 13 ), Vicentina ( barra Nº 3 ) y Sur ( barra Nº 10 ).
3. Para el caso de Mínima Generación:
  - Condición I: Al encontrarse operando solamente las centrales de Guangopolo y Paschoa, la reactancia a nivel de la subestación Sur ha variado, en cuanto a las subestaciones Norte y Vicentina las reactancias que convergen a dichas barras se las ha suprimido por no encontrarse funcionando las plantas de ese sector.  
  
La reactancia equivalente del Sistema Nacional se ha considerado igual que en Máxima Generación por no contar con información a este respecto.
  - Condición II: Las reactancias equivalentes de algunas de las centrales han sufrido modificaciones por la salidad parcial de sus unidades como en el caso de la central térmica de Guangopolo ó por la salida total de ellas como sucede con la central diessel

de Luluncoto. A consecuencia de esto tenemos una variación de la reactancia tanto en la subestación Vicentina como en la Sur.

En lo que respecta a la reactancia equivalente del Sistema Nacional, no se la ha tomado en consideración, por no estar aportando energía al sistema Quito.

4. La representación de los transformadores de reducción sufre una modificación en el presente estudio, ya que la simplificación hecha para flujos hoy no puede ser considerada. Por este motivo hay que definir el valor de las reactancias:  $X_1$ ,  $X_2$ ,  $X_3$ , como se indica en la figura N° IV - 5 suponiendo conocidos  $X_{hx}$ ,  $X_{hy}$ ,  $X_{xy}$ .



REPRESENTACION DE SECUENCIA POSITIVA DE UNA TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS.

FIG. N° IV - 5

$$X_{hx} = 7.11 \% ( 33 \text{ MVA} )$$

$$X_{xy} = 1.05 \% ( 11 \text{ MVA} )$$

$$X_{hy} = 3.73 \% ( 11 \text{ MVA} )$$

$$X_{hx} = 21.54 \% ( 100 \text{ MVA} )$$

$$X_{xy} = 9.54 \% ( 100 \text{ MVA} )$$

$$X_{hy} = 33.90 \% ( 100 \text{ MVA} )$$

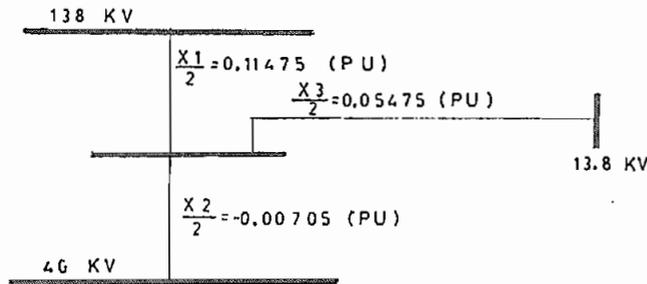
$$X1 = \frac{1}{2} ( X_{hx} + X_{hy} - X_{xy} ) = 22.95 \% ( 100 \text{ MVA} )$$

$$X2 = \frac{1}{2} ( X_{hx} + X_{xy} - X_{hy} ) = -1.41 \% ( 100 \text{ MVA} )$$

$$X3 = \frac{1}{2} ( X_{hy} + X_{xy} - X_{hx} ) = 10.95 \% ( 100 \text{ MVA} )$$

Ref. (3)

Como en las subestaciones de reducción hay dos transformadores de características idénticas, podemos reducir a un transformador equivalente como en la figura N° IV - 6 . Que es el que consta en los diagramas de secuencia positiva y negativa.



TRANSFORMADOR EQUIVALENTE DE LAS SUBESTACIONES DE REDUCCION

FIG. N° IV - 6

#### 4.1.2.- DIAGRAMAS DE SECUENCIA CERO

El diagrama de secuencia cero para Máxima Generación está en la figura N° IV - 7 y el de Mínima Generación para la Condición I en la figura N° IV - 8 y para la Condición II en la figura N° IV - 9.







4.1.2.1.- CALCULO DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO DE LAS LINEAS

El método que se siguió para calcular los parámetros de secuencia cero de las líneas, fue utilizando las tablas de características de líneas aéreas. Ref. (2)

$$Z_0 = Z_0(a) - \frac{Z_0(ag)^2}{Z_0(g)}$$

DONDE:

$Z_0$  = Impedancia de secuencia cero de un circuito con  $n$  conductores de guarda.

$Z_0(a)$  = Impedancia de secuencia cero propia del circuito trifásico .

$Z_0(g)$  = Impedancia de secuencia cero propia de los  $n$  conductores de guarda.

$Z_0(ag)$  = Impedancia de secuencia cero mutua entre los conductores de fase como un grupo de conductores y los cables de guarda como el otro grupo de conductores.

Además:

$$Z_0(a) = r_a + r_e + j ( X_e + X_a - 2X_d )$$

$$X_d = \frac{1}{3} ( X_d(ab) + X_d(bc) ) + X_d(ac)$$

$$Z_0(g) = 3r_a + r_e + j ( X_e + 3X_a )$$

$$Z_0(ag) = r_e + j ( X_e - 3X_d' )$$

$$X_d' = \frac{1}{3} ( X_d(ag) + X_d(bg) + X_d(cg) )$$

$f$  = Resistividad del terreno

$f$  =  $100 (\Omega/m^3)$  ("Este es un valor promedio que puede ser usado en ausencia de información precisa")

$f$  = 60 ciclos

$r_a$  = La resistencia de un conductor por milla ( $\Omega$ /milla)

$r_e$  =  $0.00477 \times f (\Omega /milla) = 0.286 (\Omega /milla)$

$X_a$  = Es la reactancia inductiva debida tanto el flujo interno como al flujo externo de un conductor hasta el radio de un pie ( $\Omega$ /milla)

$X_e$  =  $0.006985 f \text{ Log} ( 4665600 \frac{f}{F} ) (\Omega/milla) = 2.888 (\Omega /milla)$

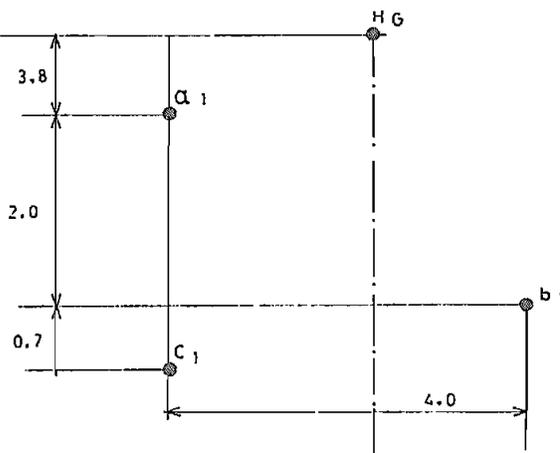
$X_d (ab)$  = Es la reactancia inductiva debida al flujo alrededor de un conductor desde el radio de un pie hasta el radio  $D_{ab}$ .

$X_d (ag)$  = Es la reactancia inductiva debida al flujo alrededor de un conductor desde el radio de un pie hasta el radio  $D_{ag}$ .

Ref. (2)

Como ejemplo citaremos el cálculo de la impedancia de secuencia cero de la línea:

X Nayón - Cumbayá



- Longitud = 1.87 millas
- Número de circuitos = 1
- Calibre del conductor = 477 MCM
- Material = ACSR 26/7
- Hilo de Guarda = 1
- Tipo de material = Acero
- Calibre = 3/8" - 7
- RMG =  $30.5 \times 10^7$  cm

1. Cálculo de  $Z_0 ( a )$

Conductor 477 MCM ACSR 26/7

$$r_a = 0.196 \text{ (}\Omega\text{/ milla)}$$

$$X_a = 0.430 \text{ (}\Omega\text{/ milla)}$$

$$Z_0 ( a ) = r_a + r_e + j ( X_a + X_e - 2X_d )$$

$$Z_0 ( a ) = ( 0.4820 + j 2.7151 ) \text{ (}\Omega\text{/ milla)}$$

2. Cálculo de  $Z_0 ( g )$

Acero high strength 3/8" - 7

$$r_a = 5.913 \text{ (}\Omega\text{/ milla)}$$

$$X_a = 0.5545 \text{ (}\Omega\text{/ milla)}$$

$$Z_0 ( g ) = 3r_a + r_e + j ( X_e + 3X_a )$$

$$Z_0 ( g ) = ( 18.025 + j 4.5515 ) \text{ (}\Omega\text{/ milla)}$$

3. Cálculo de  $Z_0 ( ag )$

$$Z_0 ( ag ) = r_e + j ( X_e - 3 X_d' )$$

$$Z_0 ( ag ) = ( 0.286 + j 1.8261 ) \text{ (}\Omega\text{/ milla)}$$

4. Cálculo de  $Z_0$

$$Z_0 = Z_0 ( a ) - \frac{\overline{Z_0 ( ag )}^2}{Z_0 ( g )}$$

$$Z_0 = 0.6379 + j 2.6178 \text{ (}\Omega\text{/ milla)}$$

$$Z_0 = ( 1.19 + 4.9 ) \text{ (}\Omega\text{)}$$

Como por requerimientos del programa se necesita tener valores en ( pu )

$$Z_b = \frac{\overline{KV}^2}{MVA} = \frac{46 \overline{KV}^2}{100 MVA} = 21.16$$

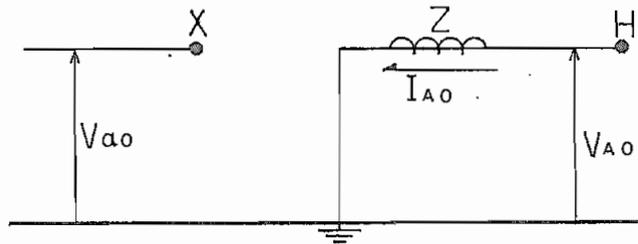
$$Z_0 ( pu ) = 0.0562 + j 0.2316$$

Para obtener los valores de  $Z_0$  de las demás líneas se procedió en igual forma a excepción de la línea Vicentina Santa Rosa cuyo valor fue proporcional por INECEL.

4.1.2.2. REPRESENTACION DE SECUENCIA CERO DE LOS TRANSFORMADORES

En nuestro caso hay dos tipos de transformadores:

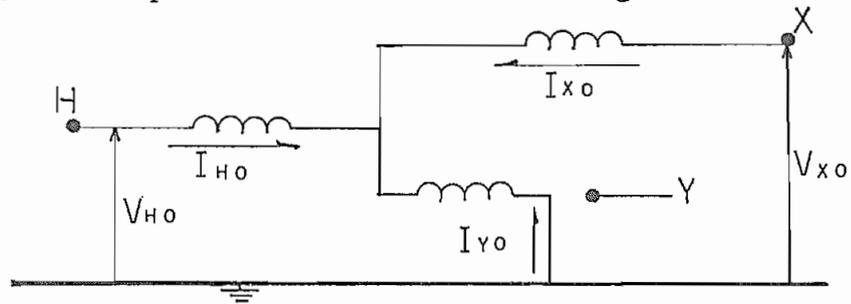
- a) Los transformadores de elevación de dos devanados con las conexiones  $\Delta - Y_{\text{tr}}^{\text{tr}}$  cuya representación es como se indica en la figura N° IV - 10.



REPRESENTACION DE SECUENCIA CERO DE UN TRANSFORMADOR  $\Delta - Y_{\text{tr}}^{\text{tr}}$

FIG. N° IV - 10

- b) Los transformadores de reducción de tres devanados  $Y_{\text{tr}}^{\text{tr}} - Y_{\text{tr}}^{\text{tr}} - \Delta$  con una representación como la de la figura N° IV - 11.



REPRESENTACION DE SECUENCIA CERO DE UN TRANSFORMADOR  $Y_{\text{tr}}^{\text{tr}} - Y_{\text{tr}}^{\text{tr}} - \Delta$

FIG. N° IV - 11

Ref. 3

Para estos transformadores las impedancias  $X_{hx}$ ,  $X_{hy}$ ,  $X_{xy}$  son las mismas que en secuencia positiva.

Como los generadores se encuentran conectados al sistema mediante transformadores  $\Delta - Y_{\underline{0}}$  la reactancia de secuencia cero de los mismos no interesa.

Se realizó las mismas simplificaciones a nivel de las subestaciones Norte ( barra Nº 13 ), Vicentina ( barra Nº 3 ) y Sur ( barra Nº 10 )

#### 4.2.- CALCULO DIGITAL DE CORTO CIRCUITOS

El estudio de fallas se realizó mediante un programa denominado "Cálculo digital de corto circuitos" que se halla a disposición del departamento de Potencia de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional.

Ref.

8

##### 4.2.1.- MAXIMA GENERACION

El presente estudio tiene por objeto determinar las máximas corrientes a las que van a estar sometidos los equipos de protección durante un

corto circuito. Para esto se han realizado estudios con cuatro tipos de fallas: fase tierra; tres fases - tierra; dos fases - tierra; dos fases, en las barras de 138 KV de las subestaciones Santa Rosa, Vicentina, Epiclachima, Selva Alegre.

Los resultados de este estudio están presentados en el cuadro N° IV -1.

Se han tabulado únicamente aquellas fallas y condiciones que dan las mayores corrientes de corto circuito, en los gráficos se indica el valor de la corriente que fluye en amperios, el tipo de falla y la situación del sistema durante el fenómeno.

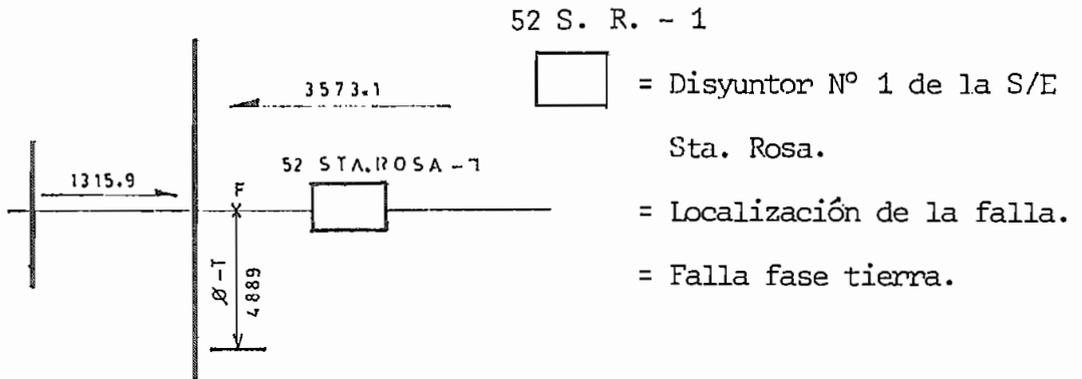
De los resultados presentados se ve que el mayor aporte de las corriente de corto circuito a la falla es desde el Sistema Nacional y una mínima parte a través de las líneas del sistema Quito, esto da la razón a la ubicación dada a las fallas en la determinación de las corrientes máximas.

#### 4.2.1.1.- CORRIENTES QUE DIMENSIONAN LOS DISYUNTORES

La denominación y la disposición de los disyuntores de las líneas en estudio se encuentran en la figura N° IV - 12.

Como se indicó en el punto anterior dependiendo de la ubicación de la falla y de las contribuciones de los elementos a la misma, se definirá la máxima corriente que va a circular por el disyuntor; para acla-

rar este punto citaremos un ejemplo:



Corriente máxima de corto circuito a través del disyuntor = 3573.1 (A)

#### CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO A TRAVÉS DEL DISYUNTOR

FIG. Nº IV - 13

Si la falla que se la supuso en la barra la localizamos en el punto mar  
cado F que eléctricamente representa lo mismo, dará como resultado un  
mayor flujo de corriente a través del disyuntor que si la colocamos al  
otro lado del mismo como puede apreciarse en la figura Nº IV - 13. Si-  
guiendo un proceso similar se determinaron las máximas corrientes de  
corto circuito en los demás disyuntores. Para establecer las corrien-  
tes que se utilizan en su dimensionamiento nos hemos referido a las nor  
mas ANSI. Con el objeto de que queden claramente definidas dichas co-  
rrientes daremos los conceptos que para el efecto tienen las citadas nor  
mas.

1. VOLTAJE MAXIMO NOMINAL.

El voltaje máximo nominal de un disyuntor está sobre el voltaje nominal del sistema y es el voltaje ( RMS ) más alto para el cual el disyuntor está diseñado.

2. FACTOR DE RANGO DE VOLTAJE ( K )

Factor de rango de voltaje ( K ) es la relación entre el voltaje máximo nominal y el límite inferior del voltaje de operación con el cual la capacidad de interrupción simétrica y asimétrica varía en proporción inversa al voltaje de operación.

3. CORRIENTE CONTINUA NOMINAL DE 60 HZ

La corriente continua nominal de un disyuntor es la corriente límite en amperios RMS a la frecuencia nominal que deberá portar continuamente sin que exceda cualquiera de las limitaciones citadas en las normas, que en su mayor parte son de carácter térmico.

4. CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO NOMINAL

La corriente de corto circuito nominal de un disyuntor es el valor más alto de la componente simétrica de la corriente de corto circuito en amperios RMS medido de la envolvente de la onda de corriente

al instante de separar los contactos.

#### 5. CAPACIDAD DE INTERRUPCION ASIMETRICA

La capacidad de interrupción asimétrica de un disyuntor es el valor más alto de la corriente total de corto circuito en amperios RMS que en el momento de separar los contactos el disyuntor deberá interrumpir al voltaje de operación especificado.

$$\text{Corriente asimétrica} = F \times \text{Corriente simétrica}$$

El factor F que permite hallar el valor de la corriente asimétrica está dado en curvas en la referencia (7) las mismas que dependen del tipo y ubicación de la falla así como también de la relación X/R. Como en nuestro caso no fue factible hallar el valor X/R, la misma referencia da un factor de multiplicación que es función únicamente del tiempo de operación de los relés y del tiempo de apertura de los contactos del disyuntor.

#### 6. CORRIENTE DE CORTO TIEMPO

El disyuntor debe ser capaz de portar por tres segundos cualquier corriente de corto circuito cuyo valor RMS determinado de la envolvente de la onda de corriente en el período de máxima cresta no exceda a 1.6 K veces la corriente de corto circuito nominal ó cuyo valor máximo de

cresta no exceda 2.7 K veces la corriente de corto circuito nominal y cuyo valor RMS I determinado sobre el período completo de tres segundos no exceda de K veces la corriente de corto circuito nominal.

7. CAPACIDAD DE CERRAR Y TRABAR LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Es la capacidad para cerrar e inmediatamente despues trabar cualquier corriente que no exceda 1.6 K veces la corriente de corto circuito nominal ó cuya corriente pico no exceda 2.7 K veces la corriente de corto circuito nominal.

8. TIEMPO PERMISIBLE DE RETARDO

El tiempo permisible de retardo de un disyuntor es "Y" segundos. Y es el valor de tiempo máximo para el cual, el disyuntor está en capacidad de portar K veces la corriente de corto circuito nominal antes de interrumpirla.

9. TIEMPO DE INTERRUPCION NOMINAL

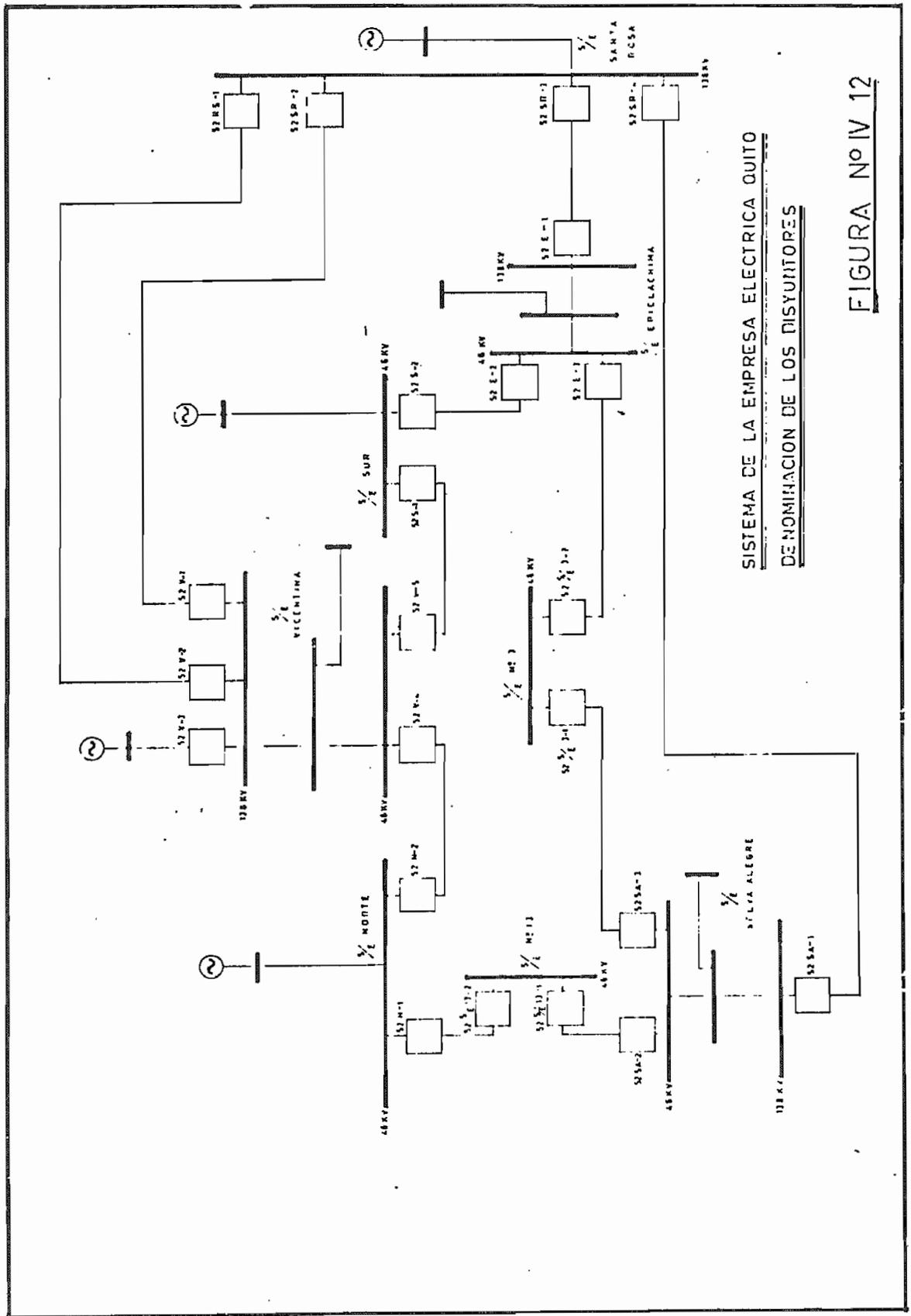
El tiempo de interrupción nominal de un disyuntor es el intervalo máximo permisible entre la energización del circuito de disparo y la interrupción del circuito principal en todos los polos, en una operación de apertura.

Ref. (10) - (11)

Los resultados se encuentran tabulados en el cuadro Nº IV - 2

4.2.2.- MINIMA GENERACION

En igual forma que para el caso anterior se estudiaron los cuatro tipos de fallas en las barras de 138 KV de las subestaciones Santa Rosa, Vicentina, Epiclachima, Selva Alegre, tendientes a determinar las mínimas corrientes de corto circuito que fluyen en ambos sentidos en cada una de las líneas en estudio, los resultados están presentados: En el cuadro N° IV - 3 para la condición I y en el cuadro N° IV - 4 para la condición II.



SISTEMA DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO  
DENOMINACION DE LOS DISYUNTORES

FIGURA N° IV 12

MAXIMA GENERACION

IDENTIFICACION	CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO
<p>SE PRODUCE UNA FALLA 2<math>\beta</math>-T EN LA BARRA ① CON EL DISYUNTOR AL FINAL DE LA LINEA ①-② (1) ABIERTO. (LAS CORRIENTES EN AMPERIOS) → CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA.</p> <p><u><math>I_{F 2\beta-T}</math></u> CORRIENTE DE FALLA</p>	
<p>SE PRODUCE UNA FALLA 2<math>\beta</math>-T EN LA BARRA ① CON EL DISYUNTOR AL FINAL DE LA LINEA ①-② ABIERTO. (LAS CORRIENTES EN AMPERIOS) → CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA.</p> <p><u><math>I_{F 2\beta-T}</math></u> CORRIENTE DE FALLA</p>	
<p>SE PRODUCE UNA FALLA 2<math>\beta</math>-T EN LA BARRA ① CON EL DISYUNTOR AL FINAL DE LA LINEA ①-② ABIERTO. (LAS CORRIENTES EN AMPERIOS) → CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA.</p> <p><u><math>I_{F 2\beta-T}</math></u> CORRIENTE DE FALLA</p>	
<p>SE PRODUCE UNA FALLA <math>\beta</math>-T EN LA BARRA ② CON EL DISYUNTOR AL FINAL DE LA LINEA ①-② (1) ABIERTO. (LAS CORRIENTES EN AMPERIOS) → CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA.</p> <p><u><math>I_{F \beta-T}</math></u> CORRIENTE DE FALLA.</p>	
<p>SE PRODUCE UNA FALLA <math>\beta</math>-T EN LA BARRA ② (LAS CORRIENTES EN AMPERIOS) → CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA.</p> <p><u><math>I_{F \beta-T}</math></u> CORRIENTE DE FALLA.</p>	
<p>SE PRODUCE UNA FALLA 3<math>\beta</math>-T EN LA BARRA ② (LAS CORRIENTES EN AMPERIOS) → CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA.</p> <p><u><math>I_{F 3\beta-T}</math></u> CORRIENTE DE FALLA.</p>	

CORRIENTES QUE DIMENSIONAN LOS DISYUNTORES

IDENTIFICACION	VALORES NOMINALES						CAPACIDADES REQUERIDAS						
	VOLTAJE		CORRIENTE				TIEMPO DE INTERRUPCION NOMINAL (CYCLOS)	TIEMPO PERMISIBLE DE RETARDO DE RETARDO (Y) (SEGUNDOS)	CAPACIDAD DE INTERRUPCION ASIMETRICA		CORRIENTE DE CORTO TIEMPO		CAPACIDAD DE INTERRUPCION ASIMETRICA (KA RMS)
	VOLTAJE NOMINAL (KV RMS)	FACTOR DE VOLTAJE (K)	CORRIENTE CONTINUA NOMINAL A 60 HZ (AMPERIOS RMS)	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO NOMINAL (KA RMS)	A VOLTAJE NOMINAL (KA RMS)	KA RMS			KA RMS	KA RMS	KA RMS		
	NORMALIZADO	NORMALIZADO	CALCULADO	NORMALIZADO	CALCULADO	NORMALIZADO	NORMALIZADO	CALCULADO	NORMALIZADO	CALCULADO	NORMALIZADO	CALCULADO	
138	145	1.0	127.53	1200	8.664	20.0	3	1	10.4	20.0	8.664	20.0	13.86
138	145	1.0	127.53	1200	8.664	20.0	3	1	10.4	20.0	8.664	20.0	13.86
138	145	1.0	274.29	1200	8.568	20.0	3	1	10.28	20.0	8.568	20.0	13.71
138	145	1.0	286.78	1200	8.582	20.0	3	1	10.3	20.0	8.581	20.0	13.73
138	145	1.0	286.78	1200	2.726	20.0	3	1	3.27	20.0	2.726	20.0	4.36
138	145	1.0	274.29	1200	3.572	20.0	3	1	4.29	20.0	3.572	20.0	5.72
138	145	1.0	177.53	1200	5.145	20.0	3	1	6.17	20.0	5.145	20.0	8.23
138	145	1.0	127.53	1200	5.145	20.0	3	1	6.17	20.0	5.145	20.0	8.23

MINIMA GENERACION CONDICION I

IDENTIFICACION	CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO
<p>SE PRODUCE UNA FALLA FASE-FASE EN LA BARRA ①</p> <p>(LAS CORRIENTES EN AMPERIOS)</p> <p>————— CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA</p> <p><u>(If 2φ)</u> CORRIENTE DE FALLA</p>	
<p>SE PRODUCE UNA FALLA FASE-FASE EN LA BARRA ③</p> <p>(LAS CORRIENTES EN AMPERIOS)</p> <p>————— CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA</p> <p><u>(If 2φ)</u> CORRIENTE DE FALLA</p>	
<p>SE PRODUCE UNA FALLA FASE-FASE EN LA BARRA ②</p> <p>(LAS CORRIENTES EN AMPERIOS)</p> <p>————— CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA</p> <p><u>(If 2φ)</u> CORRIENTE DE FALLA</p>	
<p>SE PRODUCE UNA FALLA FASE FASE EN LA BARRA ④</p> <p>(LAS CORRIENTES EN AMPERIOS)</p> <p>————— CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA</p> <p><u>(If 2φ)</u> CORRIENTE DE FALLA</p>	

MINIMA GENERACION CONDICION II

IDENTIFICACION	CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO
<p>SE PRODUCE UNA FALLA FASE-FASE EN LA BARRA ①</p> <p>(LAS CORRIENTES EN AMPERIOS)</p> <p>→ CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA</p> <p><math>I_{F 2\phi}</math> CORRIENTE DE FALLA</p>	
<p>SE PRODUCE UNA FALLA FASE-FASE EN LA BARRA ③</p> <p>CON LA LINEA ①-② DESCONECTADA</p> <p>(CORRIENTES EN AMPERIOS)</p> <p>→ CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA</p> <p><math>I_{F 2\phi}</math> CORRIENTE DE FALLA</p>	
<p>SE PRODUCE UNA FALLA FASE-FASE EN LA BARRA ②</p> <p>CON LAS LINEAS ①-③ DESCONECTADAS</p> <p>(LAS CORRIENTES EN AMPERIOS)</p> <p>→ CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA</p> <p><math>I_{F 2\phi}</math> CORRIENTE DE FALLA</p>	
<p>SE PRODUCE UNA FALLA FASE-FASE EN LA BARRA ④</p> <p>CON LAS LINEAS ②-③ DESCONECTADAS</p> <p>(LAS CORRIENTES EN AMPERIOS)</p> <p>→ CORRIENTES QUE FLUYEN A LA FALLA</p> <p><math>I_{F 2\phi}</math> CORRIENTE DE FALLA</p>	

## C A P I T U L O   V

\*\*\*\*\*

### ESTUDIO DE LA PROTECCION

Debido a la gran importancia que tiene la continuidad de servicio y las grandes pérdidas económicas que significa la suspensión de energía eléctrica, se hace necesario limitar el número de fallas y reducir su efecto a fin de que la menor cantidad de equipo se vea afectado por el disturbio. Es aquí donde nace el principio de la protección por relevadores como uno de los medios para alcanzar estos propósitos.

La protección de los elementos de un sistema de potencia tienen variados y complejos aspectos relacionados principalmente con el tipo de elemento a protegerse y la importancia del mismo.

Nuestro estudio lo limitaremos a la selección y coordinación de la protección primaria contra fallas de fase y contra fallas de fase a tierra en las líneas de 138 KV, que salen de la subestación Santa Rosa en dirección a las subestaciones: Vicentina, Epiclachima, y Selva Alegre (FIG. N° V - 1); para lo cual se procederá en primera instancia a realizar un análisis de los tipos de protección disponibles y su selección, tratando en lo posible de guardar una relación con los planes y programas que INECEL tiene a este respecto.



### 5.1.- POSIBILIDADES DE PROTECCION

El desenvolvimiento de un sistema es detectado por relés a través de señales de corriente y voltaje que continuamente están recibiendo de los transformadores de corriente y potencial. Una alteración o un cambio brusco del sistema, un corto circuito por ejemplo, da origen a una súbita variación de estas dos magnitudes lo que le permite al relé hacer una discriminación y adoptar una posición ante tal fenómeno.

En base a esto hay algunos criterios para discernir la ocurrencia o no de un corto circuito.

#### ①- Aumento de la corriente

Uno de los efectos más característicos de un corto circuito, es el aumento de la corriente por sobre su valor nominal.

Esto ha echo factible la creación del relé de sobrecorriente

#### ②- Disminución del voltaje

Es otro de los efectos que caracterizan a un cortocircuito haciéndose más sensible cuando nos acercamos al punto de falla en donde prácticamente es cero.

Se han desarrollado métodos de protección en base a este criterio en forma similar a los de sobrecorriente.

③- Sentido del flujo de potencia:

En muchos casos especialmente en líneas paralelas la inversión del sentido del flujo de potencia es una indicación precisa de la ocurrencia de un cortocircuito.

El tipo de protección desarrollada en base a este principio se le conoce como protección direccional.

④- Comparación de corriente:

Si la corriente que entra en un determinado equipo no es igual a la que sale de él, estando ambas magnitudes referidas a un mismo nivel de voltaje se puede afirmar con certeza que entre los puntos en los cuales se efectuó la medición existe un cortocircuito. Esto ha dado origen a lo que se conoce con el nombre de protección diferencial.

⑤- Disminución de la impedancia:

La impedancia medida en un punto determinado de un sistema eléctrico disminuye durante un corto circuito. Y el valor corresponde a la impedancia entre el punto en consideración y el lugar donde ocurrió la falla.

A los relés que utilizan este principio para determinar la existencia de un corto circuito se les conoce como "relés de distancia".

En lo que ha protección de líneas se refiere todos estos criterios pueden ser resumidos en tres grandes grupos:

- X Protección por sobrecorriente
- X Protección de distancia
- X Protección por hilo piloto

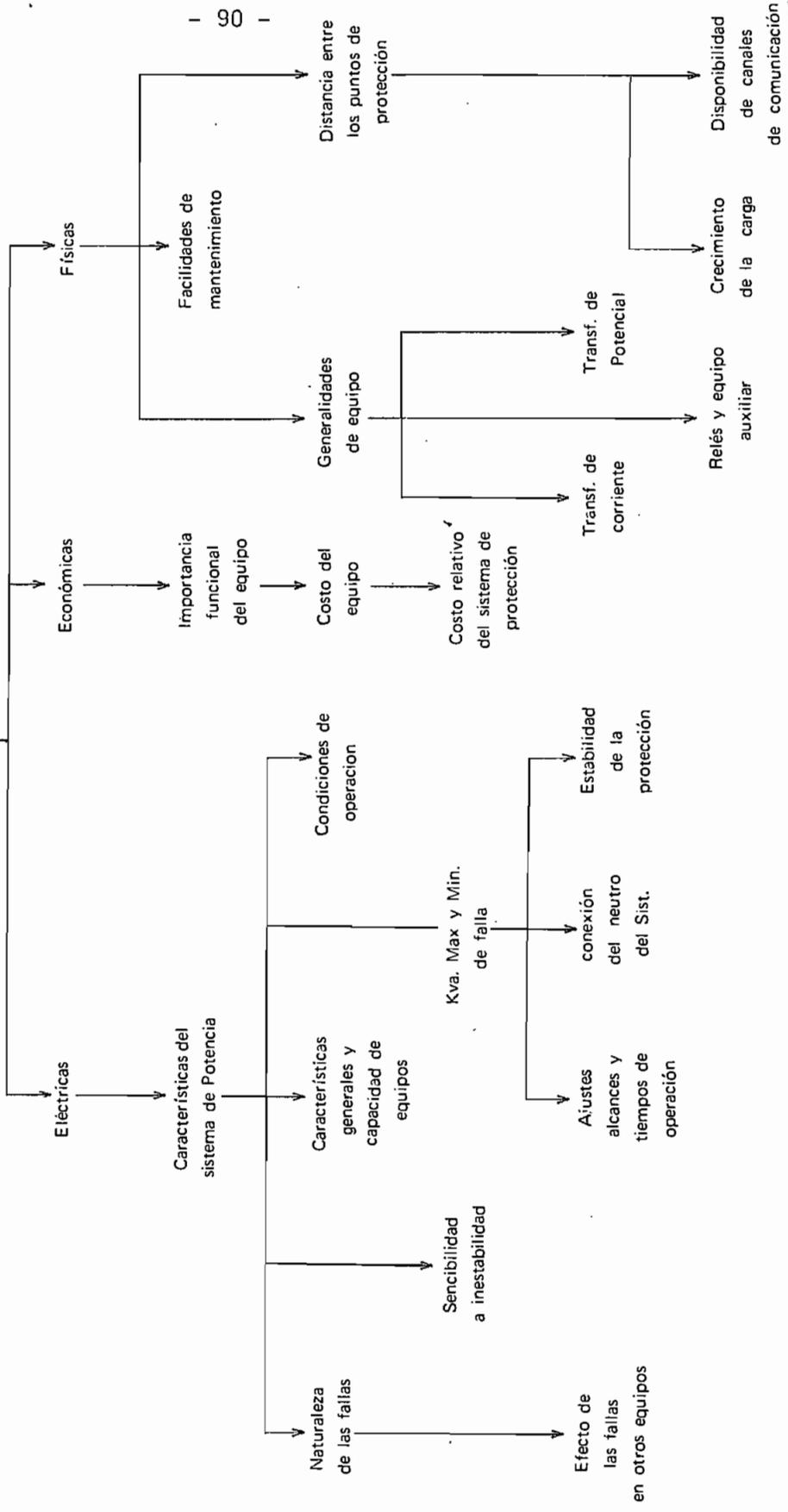
Ref. (17) - (18)

Diversos factores intervienen en el escogitamiento del sistema de protección a emplearse en un elemento cualesquiera del sistema de Potencia ( CUADRO Nº V - 1 ). Con el objeto de particularizar los aspectos importantes en la selección de la protección en líneas, hacemos la siguiente subdivisión:

- ①- Tipo de circuito: Cable, conductor aéreo, línea simple, líneas paralelas, líneas con terminales múltiples.
- ②- Función e importancia de la línea: Al salir la línea de servicio como afecta a la estabilidad del sistema; el tiempo mínimo que se requiere para aislar la falla; efecto de sobrecargas en otras líneas.
- ③- Requerimiento en cuanto a coordinación y ajustes: Compatibilidad con

# SELECCION DEL SISTEMA DE PROTECCION

## CONSIDERACIONES PRINCIPALES



el equipo de protección de sistemas asociados a las líneas para lograr una coordinación razonablemente buena.

Estas consideraciones asociadas con factores de orden económico y preferencias basadas en conocimientos ó estudios anteriores deben ser tomadas en cuenta antes de escoger el sistema de protección.

Ref. (19) - (25)

#### Protección por Sobrecorriente

"La protección de sobrecorriente es la más simple y barata la más difícil de aplicar y la que más necesita reajustes continuos y aún reemplazos, a medida que cambia el sistema".

Ref. (18)

Del estudio de corto circuitos realizado al sistema "Quito" se puede ver que en condiciones de mínima generación los valores de corriente obtenidos se encuentran dentro de un margen bastante amplio, siendo en algunos casos inferior a los que se obtienen en condiciones de máxima carga y en otros apenas si sobrepasa dicho valor, a consecuencia de esto la sensibilidad de los relevadores se verá notablemente reducida.

A fin de aclarar este punto citaremos un ejemplo: Sea la línea Sta.

Fosa - Vicentina con una falla 2  $\emptyset$  al final de uno de los circuitos en condiciones de mínima generación. (Fig. N° V - 2 )

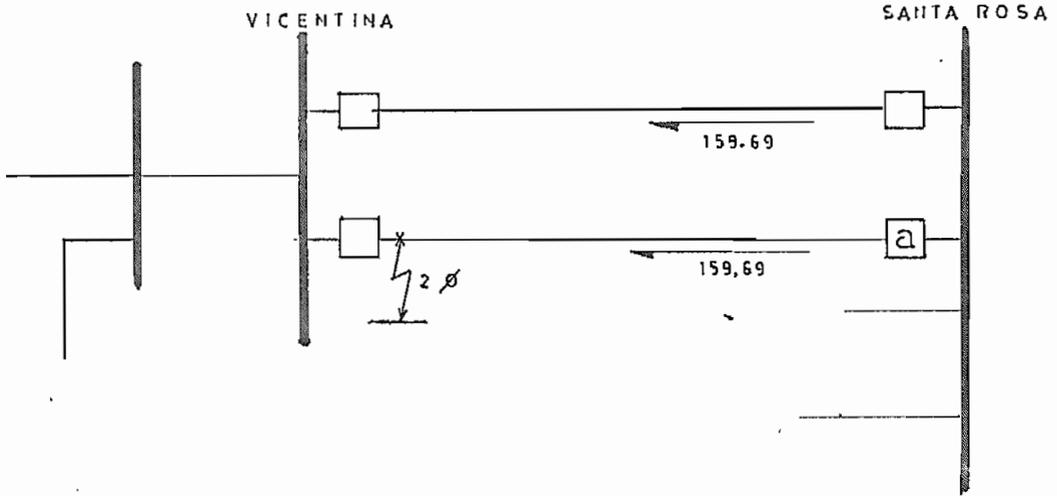


FIG. N° V - 2 FALLA BIFASICA EN UNO DE LOS CIRCUITOS DE LA LINEA  
STA. ROSA - VICENTINA.

La protección en (a) vista de la manera más simple, estaría constituida por un relé direccional de sobrecorriente con una unidad instantánea y una unidad de tiempo inverso. A fin de asegurar la operación del relevador se ajusta su puesta en trabajo a 1.5 veces la corriente del tap, esto quiere decir que la unidad direccional instantánea en (a) tendrá una corriente de operación de 106.46 Amperios primarios; considerando que la corriente en máxima carga ( $I_{mc}$ ) es 127.6 Amperios, necesariamente el ajuste tendrá que hacerse a un valor superior a  $I_{mc}$ , con lo cual estaríamos poniendo en peligro la sensibilidad de la protección, ya que podría retardarse el disparo ó en caso de sobrecarga dar origen a un disparo indeseado.

Si bien la protección de sobrecorriente es barata ( El precio de un conjunto de relevadores de distancia para protección por zonas es 14.2 ( pu ) y el costo de la protección direccional que incluye las unidades instantáneas y de tiempo es de 4.1 ( pu ) la base para estas apreciaciones es el costo de tres relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso Ref. (19))no presenta características de confiabilidad que la hagan aceptable ya que los requerimientos de orden económico a este respecto son mayores pues a través de estas líneas fluyen bloques considerables de energía y una suspensión del servicio por error en la protección repercutiría en el aspecto económico de la empresa que administra y de los usuarios.

El sistema se encuentra en constante evolución cambios en la generación ó la inclusión de nuevas líneas variará de modo significativo la magnitud de la corriente de cortocircuito haciendo necesarios nuevos ajustes de los relés.

#### 5.1.2.- Protección de distancia

La protección de distancia encierra en sí una gran ventaja, la de ser independiente de la corriente y en consecuencia de la carga, en términos generales, las modificaciones del sistema tanto en la generación como en su configuración no afectan a este tipo de relevadores.

La desventaja que se le puede atribuir a estos relevadores es la imprecisión en el punto límite de la operación, originado principalmente

por errores de construcción, pero se los aceptan para hacer económicamente factible la protección de distancia Ref. (17). Como veremos más adelante, este problema se soluciona tomando apropiados márgenes de seguridad. Existen también otros factores que afectan el ajuste de este tipo de relevadores y son:

La resistencia de arco, la inclusión de fuentes de corriente intermedias, bancos de transformadores en derivación, la impedancia mútua en el caso de los relevadores de tierra, estos factores serán tratados con un mayor detenimiento posteriormente.

A manera de observación debemos indicar que existe la tendencia al uso de este tipo de protección por los países de área Sudamericana según informe presentado por la CIER Ref. (20) en el cual se recalca su empleo tanto para fallas de fase como para fallas de fase tierra, de igual manera INECEL en su reporte final sobre la planificación y diseño del Sistema Nacional Interconectado" indica la conveniencia de su utilización en líneas de 138 KV con alimentación en ambos terminales. Ref. (36)

### 5.1.3.- Protección por hilo piloto

El sistema de protección diferencial puede ser considerado como el más perfeccionado de cuantos existen en uso, ya que cumple con las condiciones ideales que debe tener un sistema de protección: sensibilidad, selectividad, velocidad. La aplicación en líneas se le hace con alguna variante y es lo que se conoce con el nombre de protección por Hilo

Piloto.

Este sistema de protección es más sofisticado que los anteriores y consecuentemente más caro, pero presenta mejores perspectivas de aplicación ya que hace una discriminación exacta de la existencia o no de una falla dentro de la línea, antes de permitir el disparo simultáneo de los interruptores.

Se puede obtener algunas ventajas con el disparo simultáneo en todas las terminales.

1. Se mejora la estabilidad transitoria del sistema.
2. Se reduce la posibilidad de daño de los conductores.
3. Hace factible la reconección de alta velocidad.

Los canales de comunicación disponible para protección por relevadores con hilo piloto son:

X Hilo Piloto propiamente dicho: Este tipo de canal puede usar: Corriente directa, señales de frecuencia industrial ( 50 - 60 Hz ) ó audio frecuencias ( hasta 20 KHz ); las cuales son transmitidas por medio de un canal telefónico a la otra terminal.

- X Onda Portadora: Este canal usa señales de radio de baja frecuencia ( 30 - 300 KHz ) las mismas que son transmitidas a la terminal remota por medio de la línea de potencia.
  
- X Micro Ondas: Las señales de radio que utiliza este tipo de comunicación, están en el rango de los 2 - 12 GHz la transmisión se la hace por medio de antenas de alcance óptico.

En cuanto a su aplicación existen diversos factores que se deben considerar, los mismos que están resumidos como ventajas y desventajas en el cuadro N° V - 2.

Ref. (19)

#### 5.2.- Sistema de protección esoogido

Antes de inclinarnos por un determinado tipo de protección debemos hacer algunas consideraciones adicionales.

Un valor estimativo de la demanda para el año de 1990 en Quito es de 680 MVA lo que implica un aumento de 280 MVA entre el año 1985 y 1990 Para satisfacer esta demanda se hace necesaria la creación de nuevas subestaciones como la del Inca y la de Pomasqui por ejemplo, líneas de transmisión que una estas subestaciones con las ya existentes ( líneas a 138 KV: Inca - Vicentina, Inca - Pomasqui, Pomasqui - Selva Alegre ) y un anillo interno a 46 KV para la distribución; nuevas centrales de

COMPARACION DE LOS CANALES DE COMUNICACION

TIPO DE CANAL	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p>HILO PILOTO</p>	<p><i>Económico para líneas cortas</i></p>	<p><i>Ofrece demasiada exposición a la ocurrencia de un disturbio</i></p>
	<p><i>Puede ser usado por comparación de magnitudes</i></p>	<p><i>Requiere un amplio equipo de protección</i></p>
<p>ONDA PORTADORA</p>	<p><i>Es confiable, debido a que el canal es la propia línea</i></p>	<p><i>Un espectro limitado de frecuencias en algunas áreas</i></p>
	<p><i>Mucho menos susceptibles a riesgos naturales o a los causados por el hombre</i></p>	<p><i>Susceptible al ruido de la línea de potencia en algunos casos</i></p>
	<p><i>Es económico para líneas de tramos demasiado largos en los que no se puede usar un canal telefónico</i></p>	<p><i>Se requiere equipos de acoplamiento y trampas de onda</i></p>
	<p><i>Mantenimiento conveniente a los terminales de la línea</i></p>	
	<p><i>Es económico para un número pequeño de canales sobre distancias moderadamente largas</i></p>	
	<p><i>Un canal puede extenderse a través de algunas secciones de línea para control de funciones</i></p>	
	<p><i>Puede incluir canales de voz</i></p>	
<p>MICRO ONDAS</p>	<p><i>No está afectado por ruidos producidos en el sistema de potencia</i></p>	<p><i>Instalación inicial cara</i></p>
	<p><i>Se puede operar varios subcanales de voz y control, sobre un mismo canal de micro ondas</i></p>	<p><i>Requiere antenas de alcance óptimo para la transmisión, razón por la cual puede necesitar terreno adicional</i></p>
	<p><i>La línea de potencia no tiene que sacarse de servicio para mantenimiento del equipo terminal</i></p>	<p><i>La atenuación está afectada por las condiciones del tiempo, la cual puede causar una severa disminución de la señal</i></p>
		<p><i>Un grupo de reserva a menudo es ofrecido debido a que muchas funciones son independientes de un equipo común.</i></p>

generación para este período están en estudio: Una turbina a gas similar a la que existe en Guangopolo, una central térmica en la subestación el Inca y la central hidroeléctrica Guayllabamba que estaría acoplada al Sistema Nacional a través de la subestación Pomasqui. En general el Sistema Nacional y los subsistemas van a verse modificados por la inclusión de nuevas líneas y centros de generación. Todo este panorama nos hace pensar en continuos cambios de la corriente de carga máxima y la variación de los niveles de corriente de cortocircuito en máxima generación y mínima generación.

Por las características que presenta el sistema, la protección de respaldo a elementos adyacentes con relevadores de sobrecorriente no sería factible ya que tendrían que emplearse tiempos relativamente grandes para despejar la falla a fin de lograr una coordinación satisfactoria; además la protección de las líneas del Sistema Nacional y del subsistema " Quito " son a base de relevadores de distancia, al incluir relevadores de sobrecorriente en la protección de estas líneas, haría si-  
nó imposible muy difícil su coordinación.

De estos análisis y de los criterios que se dieron anteriormente sobre los diferentes tipos de protección creemos necesaria la utilización de relevadores de distancia ya que presentan mejores características de sensibilidad y selectividad que los de sobrecorriente, a más de adaptarse en mejor forma a los cambios del sistema.

Los estudios de estabilidad realizados al Sistema Nacional muestran la

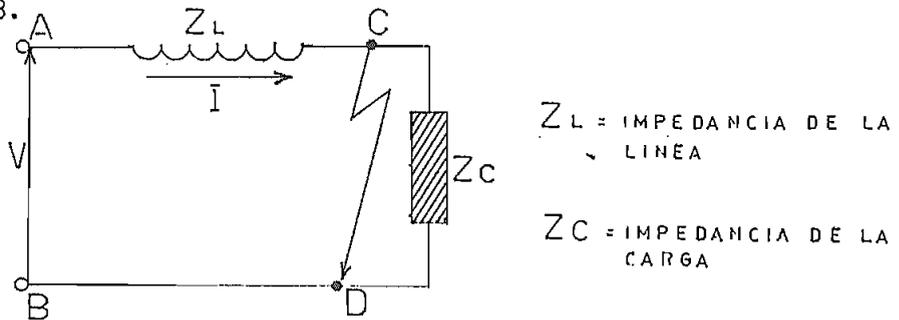
necesidad que en el nivel de 138 KV las fallas sean despejadas en cinco ciclos de los cuales tres estarían destinados a la apertura del interruptor, dejando dos ciclos para la detección de la falla y la orden simultánea de disparo. A fin de cumplir con estos tiempos necesitamos recurrir a un canal de comunicación entre las estaciones terminales de las líneas.

Es factible utilizar hilo piloto para líneas de longitud menor a los 15 Km. como la Epiclachima - Santa Rosa por ejemplo, pero este tipo de canal presenta demasiada exposición a la ocurrencia de un disturbio ya que las líneas telefónicas que dispone IETEL no proporcionan un grado de seguridad aceptable para los fines que se persigue, aunque el costo es relativamente bajo ( aproximadamente 36900.0 dólares) Ref. (28). Si bien un canal de microondas es rápido y confiable necesita estaciones repetidoras debido a la configuración del terreno encareciendo demasiado la protección ( El costo aproximado de un equipo de microondas que enlace Quito con la subestación Santa Rosa teniendo estaciones terminales en las subestaciones: Vicentina, Epiclachima, Selva Alegre es de 376075.00 dolares ) Ref. (30), además se considera su aplicación cuando hay necesidad de un número elevado de subcanales. Por las consideraciones indicadas en el cuadro N° V - 2 y de acuerdo a las características del sistema, un canal de onda portadora es el que presenta mejores perspectivas de aplicación, considerando además que su costo no es muy elevado ( aproximadamente 74526 dolares para una línea de doble circuito ) Ref. (29)

5.2.1.- RELEVADORES DE DISTANCIA

Como se indicó en un punto anterior uno de los criterios que permite discernir la ocurrencia o no de un corto circuito es el cambio del valor de la impedancia; tomemos como ejemplo al circuito de la figura

Nº V - 3.



VARIACION DE LA IMPEDANCIA DE UN CIRCUITO

AL PRODUCIRSE UNA FALLA

FIG. NºV- 3

La impedancia medida en condiciones normales de operación del sistema es:

$$\dot{Z} = \frac{\dot{V}}{\dot{I}} = \dot{Z}_L + \dot{Z}_C$$

Al ocurrir un corto circuito entre los puntos C y D la impedancia pasa a ser:

$$\dot{Z} = \frac{\dot{V}}{\dot{I}} = \dot{Z}_L$$

Conforme la falla se acerca a los terminales A-B, la magnitud de la impedancia va disminuyendo, y es así como se concluye que el valor

de la impedancia vista por el relé es una función de la distancia entre los puntos de medida del voltaje ( V ) y la corriente ( I ) y el lugar donde se origina el disturbio.

Ref. (17)

En terminos generales podemos considerar tres tipos de relevadors de distancia:

a) RELES DE IMPEDANCIA

Son aquellos relés en los cuales el torque positivo está desarrollado por la magnitud de la corriente y el torque negativo o de retención, por la magnitud de voltaje.

La ecuación característica de este relé es :

$$T = K1 I^2 - K2 V^2 - K3$$

donde:

T = Torque resultante

V = Magnitud eficaz de la tensión

I = Magnitud eficaz de la corriente

K1 = Constante propia del relé

K2 = Constante propia del relé

K3 = Torque de retención desarrollado por el resorte

Una forma más útil de mostrar la característica de operación de un relé de distancia es mediante el llamado diagrama de impedancia ó diagrama R - X. Si la ecuación del torque la igualamos a cero es

decir tratamos de hallar el lugar geométrico de los puntos límite de operación del relevador obtenemos un gráfico como el indicado en la figura N° V - 4.

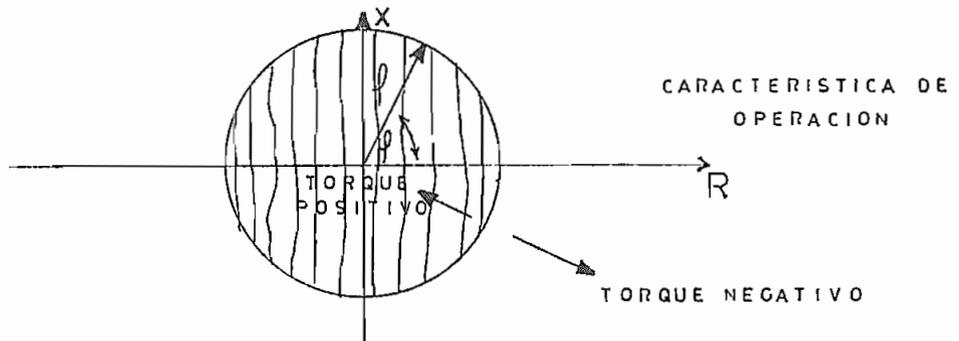
$$K_1 I^2 - K_2 V^2 - K_3 = 0$$

$$Z = \frac{V}{I} = \sqrt{\frac{K_1}{K_2} - \frac{K_3}{K_2 I^2}}$$

si despreciamos la acción del resorte

$$\text{o sea } K_3 = 0 \Rightarrow Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}}$$

$$\text{como } Z = \sqrt{R^2 + j X^2} \quad \left| \text{arc Tg } \frac{X}{R} \Rightarrow Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} \quad \underline{\varphi}$$



CARACTERISTICA DE OPERACION DE UN RELE DE IMPEDANCIA

FIG. N° V - 4

b) RELE DE REACTANCIA

Un relevador del tipo de reactancia es aquel, que su par positivo está desarrollado por la magnitud de corriente y el torque de oposición

por un elemento direccional de corriente tensión en el que se cumple que el ángulo de torque máximo es  $90^\circ$

$$T = K_1 I^2 - K_2 I V \cos (\theta - \delta) - K_3$$
$$\delta = 90^\circ$$

$$T = K_1 I^2 - K_2 I V \text{ sen } \theta - K_3$$

donde:

T = Torque resultante

K1 = Constante del relé

K2 = Constante del relé

K3 = Torque de retención desarrollado por el resorte

V = Magnitud eficaz del voltaje

I = Magnitud eficaz de la corriente

$\theta$  = El ángulo entre el voltaje y la corriente

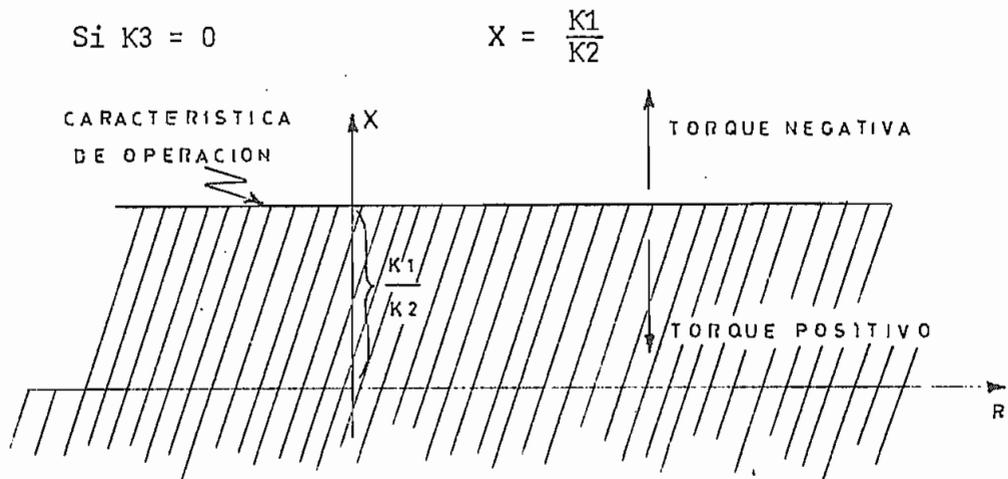
El ángulo de torque máximo

Con el objeto de graficar la característica de operación en el diagrama R - X, hacemos el  $T = 0$  y obtenemos un gráfico como el de la figura N° V - 5

$$K_1 - K_2 \frac{V}{I} \text{ sen } \theta - \frac{K_3}{I^2} = 0$$

$$Z \text{ sen } \theta = X$$

$$X = \frac{K_1}{K_2} - \frac{K_3}{K_2 I^2}$$



CARACTERISTICA DE UN RELE DE REACTANCIA

FIG. N° V - 5

c) RELE TIPO MHO

Este relevador tiene como magnitud actuante un elemento direccional de voltaje-corriente y como magnitud de retención al voltaje.

$$T = K_1 I V \cos (\theta - \zeta) - K_2 V^2 - K_3$$

Los elementos de esta ecuación tienen el mismo significado que en el caso anterior.

A fin de obtener su característica de operación en el diagrama  $R - X$  igualamos el torque a cero y obtenemos un gráfico como el mostrado en la figura N° V - 6.

$$0 = K_1 V I \cos (\theta - \zeta) - K_2 V^2 - K_3$$

$$K_2 V^2 = K_1 V I \cos (\theta - \zeta) - K_3$$

$$\frac{V}{I} = \frac{K_1}{K_2} \cos (\theta - \zeta) - \frac{K_3}{K_2 V I}$$

Si  $K_3 = 0$

$$Z = \frac{K_1}{K_2} \cos (\theta - \zeta)$$

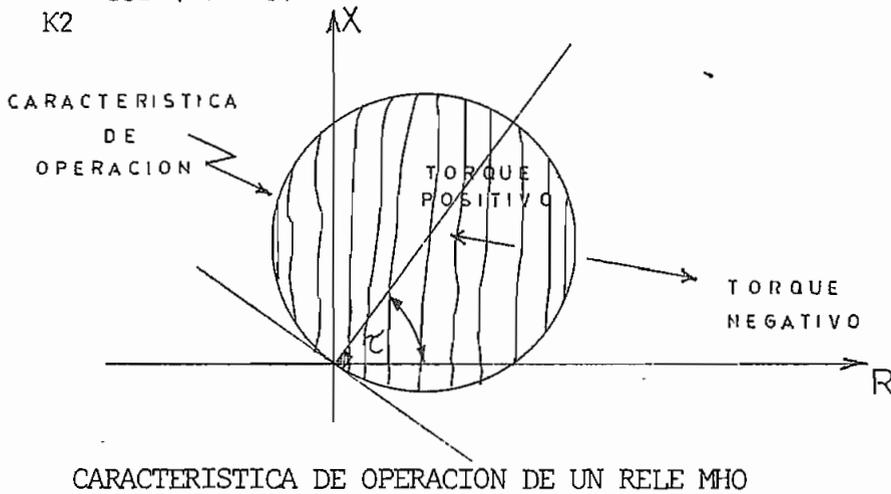


FIG. N° V - 6

### ALCANCE DE LOS RELEVADORES DE DISTANCIA

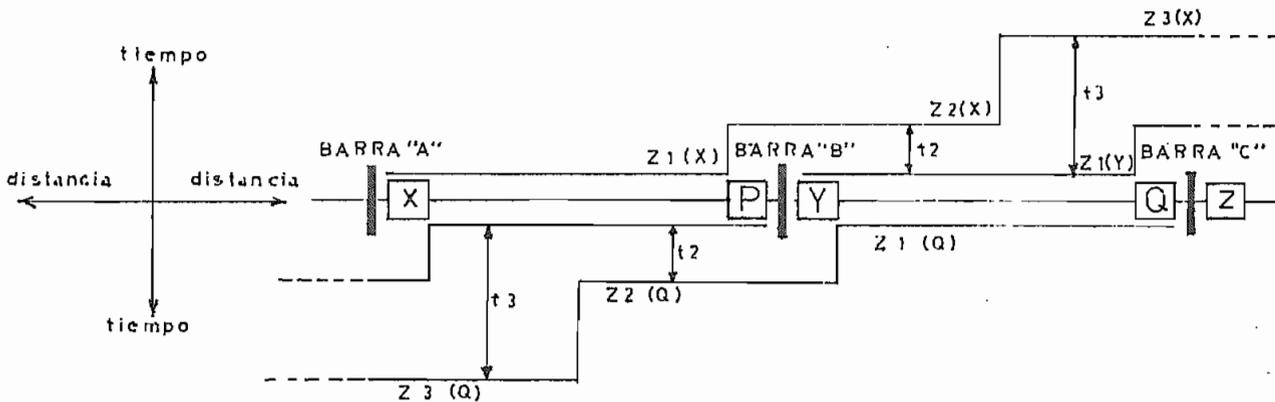
La aplicación de los relevadores de distancia a líneas de transmisión se ha hecho tradicionalmente en base a tres zonas de protección, las mismas que emplean unidades instantaneas, obteniendose la coordinación con la protección de subestaciones adyacentes mediante el uso de relés auxiliares de tiempo.

La experiencia a mostrado el beneficio de ajustar las diferentes zonas

como se indica a continuación:

La primera zona de la ajusta con el 85 % de la impedancia de la línea, a fin de asegurar la selectividad de la protección ya que errores de transformación ó impresiones propias del aparato podrían dar origen a un sobrealcance, el 15 % restante se lo protege mediante la segunda zona, cuyo alcance va hasta el 50 % del elemento adyacente más corto y opera con un retardo de tiempo (  $T_2$  ), la tercera zona ó de respaldo cubre el 100 % de los dos elementos y aproximadamente el 25 % de la impedancia del elemento adyacente, al igual que la anterior tiene un tiempo de retardo (  $T_3$  ), esto se puede apreciar en mejor forma en la figura Nº V - 7

Ref. (18) - (19)

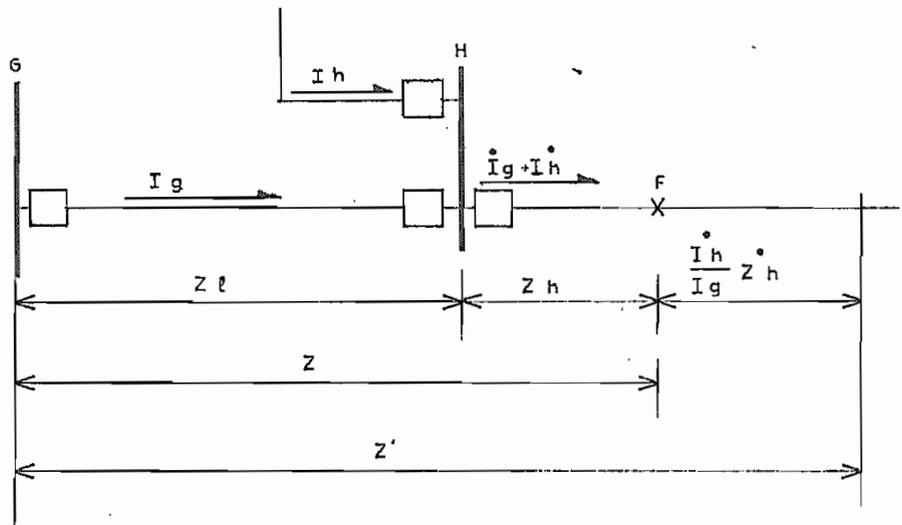


ALCANCE DE LAS DIFERENTES ZONAS EN LA PROTECCION  
DE DISTANCIA

FIG. Nº V - 7

EL EFECTO DE LAS FUENTES DE CORRIENTE INTERMEDIAS EN EL FUNCIONAMIENTO  
DE LOS RELEVADORES DE DISTANCIA

Cuando hay fuente de corriente dentro de la zona de operación de los relés de distancia su alcance se ve reducido, esto puede apreciarse en la figura N° V - 8 donde el alcance de los relevadores está fijado en  $Z'$  .



EFECTO DE LAS FUENTES DE CORRIENTE INTERMEDIAS EN EL ALCANCE DE LOS RElE  
VADORES DE DISTANCIA

FIG. N° V - 8

Teniendo una falla metálica en el punto marcado F el voltaje en G es:

$$\dot{V}_g = \dot{I}_g Z_l + ( \dot{I}_g + \dot{I}_h ) Z_h$$

Como los relevadores reciben solamente la corriente  $I_g$  la impedancia vista por ellos viene a ser :

$$\dot{Z}_g \text{ aparente} = \dot{Z}_L + \dot{Z}_h + \frac{\dot{I}_h}{\dot{I}_g} \dot{Z}_h$$

Comparando este valor con la impedancia verdadera que existe entre los relevadores y la falla (  $Z_g \text{ verdadera} = Z_L + Z_h$  ) vemos que la  $Z_g$  aparente es mayor en  $\frac{I_h}{I_g} Z_h$ , razón por la cual el alcance se ve reducido en esta cantidad, o lo que es lo mismo, con el alcance fijado en  $Z'$  el relé verá fallas solamente hasta el punto  $F$  debido al efecto de la fuente de corriente  $I_h$ .

Ref. (18) (19)

#### EL EFECTO DE LOS ARCOS EN EL FUNCIONAMIENTO DE LOS RELES DE DISTANCIA

En los relevadores de distancia una fuente de error al calibrar es la presencia de la resistencia del arco en la falla, ella puede tener diversos efectos dependiendo de la longitud de la línea, la situación más crítica se presenta en líneas cortas donde la magnitud de la impedancia puede ser menor ó igual que la resistencia del arco; en lo que a relevadores de tierra se refiere dos factores adicionales deben ser considerados: La resistencia del pie de la torre y la resistencia del cable de guarda.

Como es necesario cuantificar el valor de la resistencia del arco utilizaremos una fórmula que para el efecto cita el Applied Protective Re

laying de la Westinghouse, siendo aceptada para valores comprendidos entre 70 y 20.000 Amperios.

$$R \text{ arc} = \frac{440 \times S}{I_f}$$

donde:

R arc = Resistencia del arco

S = Longitud del arco

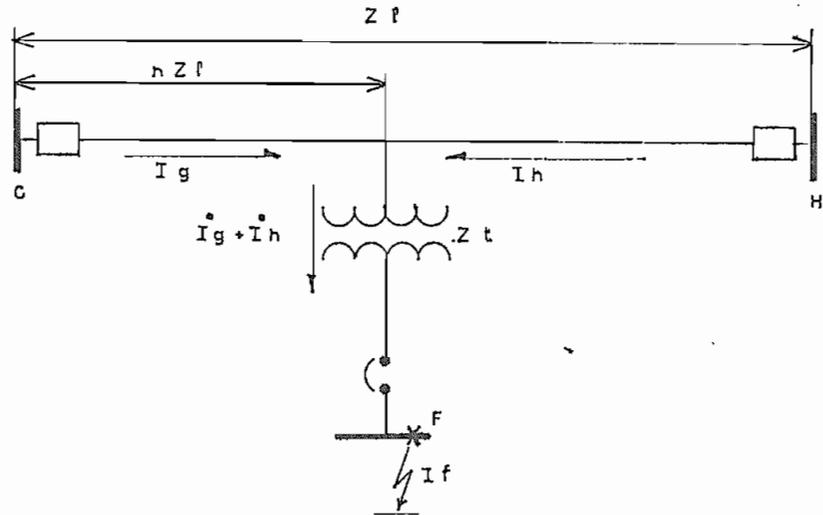
I<sub>f</sub> = Corriente de falla

El valor 440 representa la caída de voltaje por pie de longitud, siendo independiente del valor de la corriente.

Los tratadistas indican que si bien la fórmula da un valor aceptable de resistencia de arco, en la práctica este tiende a comenzar con un valor bajo, el cual se mantiene por un cierto tiempo, creciendo luego en forma exponencial.

Debido a la alimentación desde los dos terminales a la falla, una componente reactiva hace su aparición en forma conjunta con la de la resistencia; a fin de encontrar su valor hagamos unos análisis.

Sea la línea GH de la cual se deriva un transformador, con un valor de impedancia  $Z_t$  ( Figura N° V - 9 )



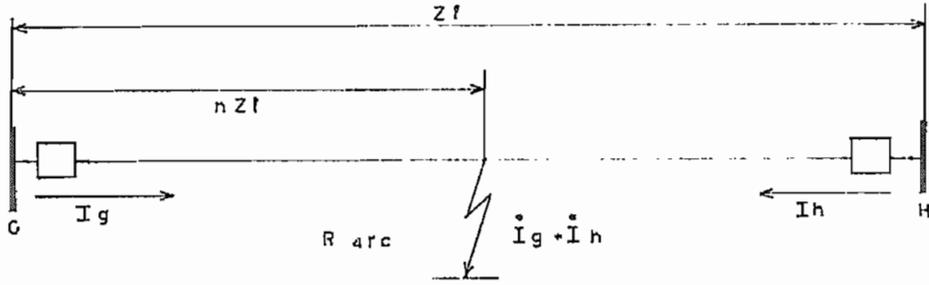
IMPEDANCIA APARENTE CUANDO SE PRODUCE UNA FALLA  
EN EL LADO DE BAJA TENSION DE UN BANCO DE TRANS  
FORMADORES EN DERIVACION

Fig. N° V - 9

Al ocurrir una falla en el punto F, los relevadores en G verán una impedancia aparente (  $Z_g$  ).

$$Z_g = n Z_L + \left( \frac{I_g + I_h}{I_g} \right) Z_t$$

Al producirse una falla en la línea, la resistencia del arco se presenta a los relevadores en G, como la impedancia  $Z_t$  del transformador cuando se produce una falla en F, esto puede verse en la Fig. N° V - 10



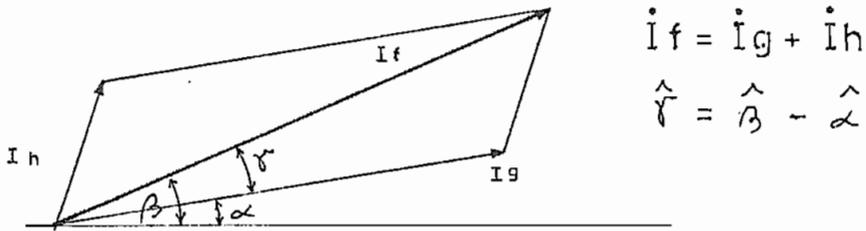
$$\dot{Z}_g = n \dot{Z}_L + R_{arc} \left( \frac{\dot{I}_g + \dot{I}_h}{\dot{I}_g} \right)$$

LA IMPEDANCIA DE ARCO CUANDO SE ALIMENTA UNA FALLA  
DESDE DOS TERMINALES

Fig. N° V - 10

Si hacemos  $\dot{Z}_a = R_{arc} \left( \frac{\dot{I}_g + \dot{I}_h}{\dot{I}_g} \right)$

El valor de  $Z_a$  será un número complejo en el caso que  $I_g$  e  $I_h$  están fuera de fase.



$$\dot{I}_f = \dot{I}_g + \dot{I}_h$$

$$\hat{\gamma} = \hat{\beta} - \hat{\alpha}$$

Referencia

Tenemos que:

$$Z_a = R_{arc} \frac{\dot{I}_f}{\dot{I}_g} = R_{arc} \frac{|\dot{I}_f| (\cos \beta + j \operatorname{sen} \beta)}{|\dot{I}_g| (\cos \alpha + j \operatorname{sen} \alpha)}$$

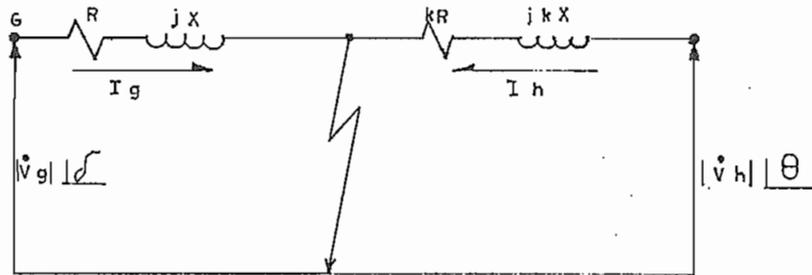
$$Z_a = R \arcc \left| \frac{\dot{I}_f}{\dot{I}_g} \right| \left( \cos (\beta - \alpha) + j \operatorname{sen} (\beta - \alpha) \right)$$

$$\dot{Z}_a = R \arcc \left| \frac{\dot{I}_f}{\dot{I}_g} \right| \left( \cos \gamma + j \operatorname{sen} \gamma \right) = R_a + j X_a$$

$$R_a = R \arcc \left| \frac{\dot{I}_f}{\dot{I}_g} \right| \cos \gamma$$

$$X_a = R \arcc \left| \frac{\dot{I}_f}{\dot{I}_g} \right| \operatorname{sen} \gamma$$

Si hacemos el estudio de corto circuito tomando en consideración el de fasaje de los voltajes en condiciones normales de operación del sistema Figura N° V - 11 tendremos :



CORRIENTE DE FALLA EN UNA LINEA CUANDO SE CONSIDERA EL DEFASAMIENTO DE LOS VOLTAJES

Fig. N° V - 11

$$\dot{I}_g = \frac{|\dot{V}_g| \angle \delta}{|Z_g| \angle \psi}$$

$$\dot{I}_h = \frac{|\dot{V}_h| \angle \theta}{|Z_h| \angle \psi}$$

$$|Z_g| = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$|Z_h| = k \sqrt{R^2 + X^2}$$

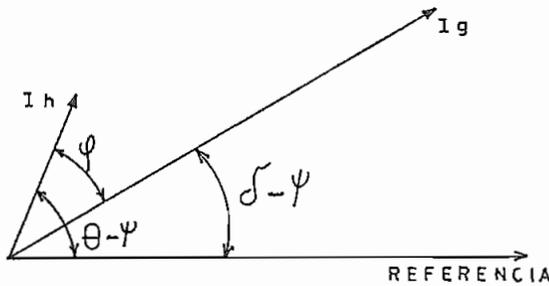
$$\psi = \arcc \operatorname{tg} \frac{X}{R}$$

$$\dot{I}_g = |\dot{I}_g| \angle \delta - \psi$$

$$\dot{I}_h = |\dot{I}_h| \angle \theta - \psi$$

$$\hat{\psi} = \hat{\theta} - \delta$$

Donde  $\hat{\psi}$  es el ángulo entre los voltajes



En el caso que una de las corrientes que alimentan la falla sea varias veces mayor que la otra, el ángulo  $\hat{\psi}$  va a tender al valor del ángulo  $\hat{\theta}$  y podemos escribir que:

$$Z_a = R_{arc} \frac{|\dot{I}_f|}{|\dot{I}_g|} (\cos \psi + j \sin \psi)$$

de donde

$$R_a = R_{arc} \frac{|\dot{I}_f|}{|\dot{I}_g|} (\cos \psi)$$

$$X_a = R_{arc} \frac{|\dot{I}_f|}{|\dot{I}_g|} (\sin \psi)$$

Como el valor de  $|\dot{I}_f| > |\dot{I}_g|$  la resistencia del arco va a verse amplificada, razón por la cual debe tenerse muy en cuenta al analizar el alcance de los relevadores de distancia.

Ref. (19) (22) (23)

### 5.2.2.- SELECCION DEL TIPO DE RELEVADORES DE DISTANCIA Y DEL NUMERO DE ZONAS

En todo tipo de protección se debe considerar: la protección primaria y

y la protección de respaldo.

La protección primaria es aquella que constituye la primera línea de de fensa del sistema en el cual un grupo de relevadores disparan sus respectivos interruptores con el objeto de aislar al elemento fallado, ó , a una mínima porción del sistema que se encuentre defectuoso. En cambio la protección de respaldo cubre la posible eventualidad de una falla en el sistema de protección primario.

Como se puede ver en la figura N° V - 1, los elementos adyacentes a las líneas en estudio son relativamente importantes y muchos de ellos son la base fundamental del Sistema Nacional, si bien la protección que se pien sa dar a estos estos elementos es altamente confiable la protección de respaldo asegura que el sistema sufrirá daños mínimos cuando haya una fa lla dentro de él y en el sistema de protección primario, por estas razones creemos necesaria la utilización de tres zonas ajustadas en lo posible de la manera convencional.

Debido a que la resistencia del arco tiene una influencia directa cuando se trata de líneas cortas, calcularemos su valor para las condiciones más desfavorables en todas las líneas que posiblemente estén dentro del alcance de los relevadores de distancia.

A manera de ejemplo calcularemos el valor de la resistencia del arco para una falla entre fases, en la línea STA. ROSA - VICENTINA a nivel de la

subestación STA. ROSA.

$$R_{arc} = \frac{440 \times S}{I_f} = \frac{440 \times 8.2}{1123.22} = 3.212 (\Omega)$$

$S = \frac{L}{2} =$  ( Donde L es el espaciamento entre las fases de la línea Santa Rosa - Vicentina )

$$S = 8.2 \text{ pies}$$

$$I_f = 1123.22 \text{ ( Cap IV cuadro N}^\circ \text{ IV - 4 )}$$

$$R_{arc} = 3.212 (\Omega)$$

$$R_{arc} = 0.0169 \text{ ( pu )}$$

Para nuestras futuras consideraciones despreciaremos la componente reactiva del arco por ser un valor muy pequeño puede verse a continuación:

$$R_{arc} = 0.0169 \text{ ( pu )}$$

$$\hat{\phi} = \hat{\theta} - \hat{\delta} = -3.636^\circ - (-3.654^\circ) = 0.018^\circ$$

Los valores de los ángulos son tomados del estudio de flujos en mínima carga condición II

$$X = \frac{|\dot{I}_f|}{|I_g|} R_{arc} \sin \phi = \frac{1123.2}{278.4} \times 0.0169 \times \sin 0.018 = 2.14 \times 10^{-5} \text{ (pu)}$$

Para las demás líneas se procedió en igual forma obteniendose los siguientes resultados ( Cuadro N° V - 2' )

VALORES DE RESISTENCIA DE ARCO

DENOMINACION		R ( $\Omega$ )	R (PU)
LINEAS	S/E		
STA. ROSA - VICENTINA	STA. ROSA	3.212	0.0169
	VICENTINA	3.38	0.0177
STA. ROSA - EPLICACHIMA	STA. ROSA	3.212	0.0169
	EPLICACHIMA	3.932	0.0207
STA. ROSA - SELVA ALEGRE	STA. ROSA	3.212	0.0169
	SELVA ALEGRE	3.88	0.0204
VICENTINA - GUANGOPOLO	VICENTINA	4.447	0.0234
	GUANGOPOLO	4.1589	0.0218
VICENTINA - IBARRA	VICENTINA	3.387	0.0178
	IBARRA	4.0583	0.0213
VICENTINA - S/E NORTE	VICENTINA	0.594	0.0281
	S/E NORTE	0.502	0.0237
S/E NORTE - S/E 13	NORTE	0.5468	0.0258
	13	0.6715	0.0317
S/E 13 - SELVA ALEGRE	13	0.6715	0.0317
	SELVA ALEGRE	0.7127	0.0337
SELVA ALEGRE - S/E 3	SELVA ALEGRE	0.7127	0.0337
	3	0.4356	0.0206
S/E 3 - EPLICACHIMA	3	0.4356	0.0206
	EPLICACHIMA	0.7311	0.0346
EPLICACHIMA - SUR	EPLICACHIMA	0.7311	0.0346
	SUR	0.6872	0.0325
S/E SUR - VICENTINA	SUR	0.6313	0.0298
	VICENTINA	0.594	0.0281

CUADRO N° V - 2'

Ante la posibilidad del funcionamiento de los relés en condiciones normales de operación del sistema ( carga máxima, carga mínima ) se hace necesaria su identificación en el diagrama R - X para lo cual se utilizan las siguientes relaciones:

$$R = \frac{V^2 P}{P^2 + Q^2} \qquad X = \frac{V^2 Q}{P^2 + Q^2}$$

Donde:

R = Resistencia en ( $\Omega$ )

X = Reactancia en ( $\Omega$ )

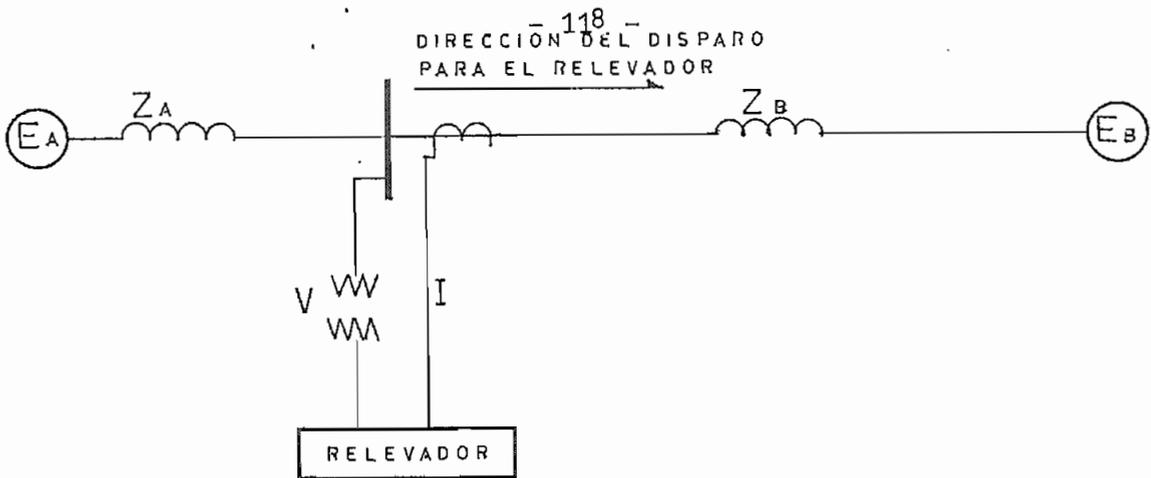
P = Potencia activa en ( W )

Q = Potencia reactiva en ( VAR )

V = Voltaje entre fases ( V )

Todas estas magnitudes pueden estar expresadas en valores reales o bien en porcentaje ó por unidad.

Dependiendo de la localización de los relevadores y del sentido de flujo de potencia activa y reactiva a los valores de R y X se les asigna un sentido: positivo ó negativo de acuerdo a lo que se indica en la figura Nº V - 1<sup>2</sup> y en el cuadro Nº V - 3.



EJEMPLO DE LA CONVENCION PARA RELACIONAR LAS CARACTERISTICAS DEL RELEVADOR Y DEL SISTEMA EN EL DIAGRAMA R - X

Fig. Nº V - 12

SIGNOS CONVENCIONALES DE R Y X

CONDICION	Signo de " R "	Signo de " X "
Potencia Activa de A hacia B	+	
Potencia Activa de B hacia A	-	
Potencia Reactiva atrasada de A hacia B		+
Potencia Reactiva atrasada de B hacia A		-
Potencia Reactiva adelantada de A hacia B		-
Potencia Reactiva adelantada de B hacia A		+

CUADRO Nº V - 3

Con el objeto de aclarar este punto citaremos un ejemplo:

Sea la línea Vicentina - Santa Rosa con los relevadores localizados en la subestación Vicentina

X CARGA MAXIMA

$$R = - \frac{0.99^2 \times 0.2839}{0.2839^2 + 0.1125^2} = - 2.98 \text{ ( pu )}$$

$$X = - \frac{0.99^2 \times 0.1125}{0.2839^2 + 0.1125^2} = - 1.18 \text{ ( pu )}$$

X CARGA MINIMA CONDICION I

$$R = - \frac{0.992^2 \times 0.21}{0.21^2 + 0.0935^2} = - 3.91 \text{ ( pu )}$$

$$X = - \frac{0.992^2 \times 0.0935}{0.21^2 + 0.0935^2} = - 1.74 \text{ ( pu )}$$

X CARGA MINIMA CONDICION II

$$R = \frac{0.953^2 \times 0.02}{0.01^2 + 0.022^2} = 31.1 \text{ ( pu )}$$

$$X = \frac{0.953^2 \times 0.022}{0.01^2 + 0.022^2} = 34.21 \text{ ( pu )}$$

Los datos de voltaje, potencia activa y potencia reactiva se obtuvie-

ron del estudio de flujos de carga ( Capítulo III )

Para las demás localidades se procedió de la misma manera obteniendo-se los resultados indicados en el cuadro N° V - 4

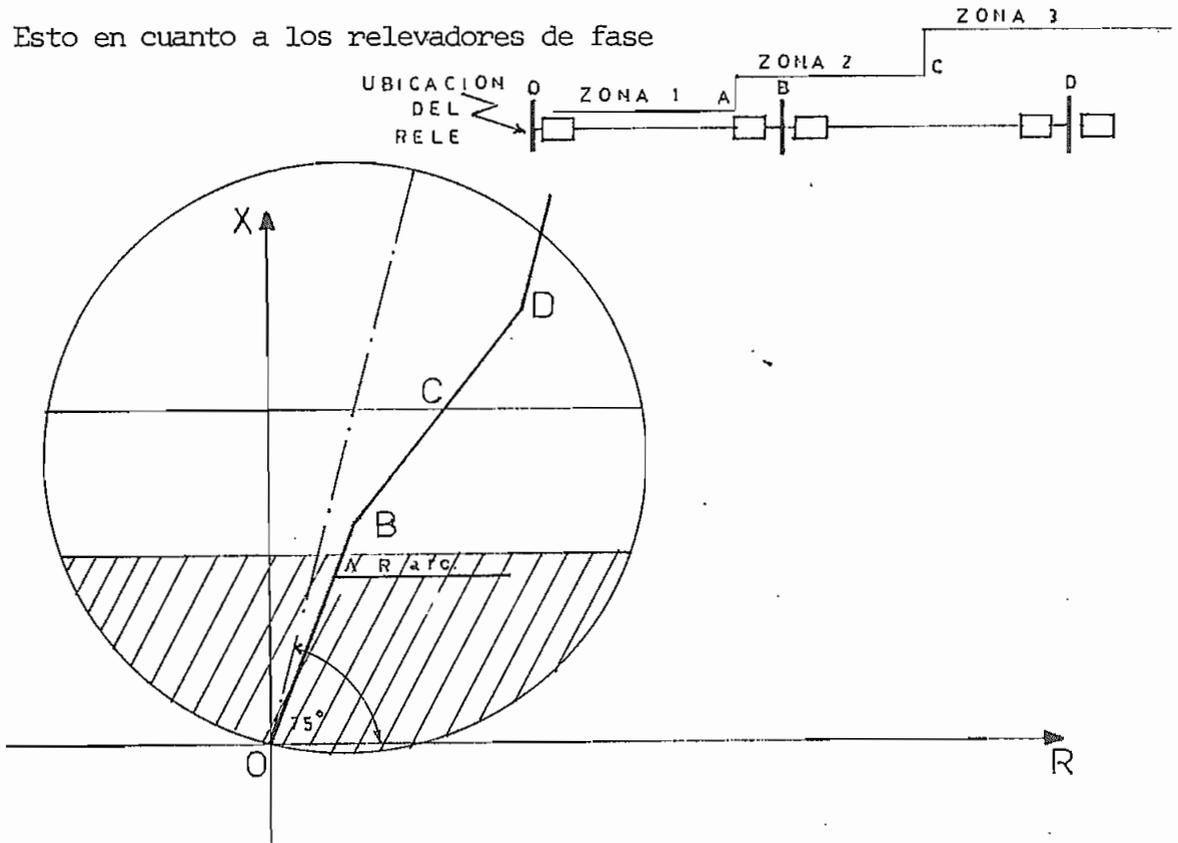
PUNTO DE OPERACION DEL SISTEMA

DENOMINACION	Localización de los relevadores	Carga Máxima		Carga Minima I		Carga Minima II	
		R	X	R	X	R	X
		(PU)	(PU)	(PU)	(PU)	(PU)	(PU)
VICENTINA - STA. ROSA	VICENTINA	-2.98	-1.18	-3.91	-1.74	31.1	34.21
	STA. ROSA	3.04	1.20	3.97	1.76	30.98	34.03
SELVA ALEGRE - STA. ROSA	SELVA ALEGRE	-1.18	-0.681	-2.91	-1.49	36.42	-82.77
	STA. ROSA	1.26	0.72	2.99	1.53	-36.04	81.91
EPICLACHIMA - STA. ROSA	EPICLACHIMA	-1.27	-0.74	-3.21	-1.65	-12.2	-17.56
	STA. ROSA	1.31	0.77	3.25	1.67	12.23	17.6

CUADRO N° V - 4

De los cálculos anteriormente realizados se desprende la necesidad de utilizar relevadores de reactancia en primera y segunda zonas a fin de que su alcance no se vea afectado por la resistencia del arco; en tercera zona utilizaremos una unidad Mho a fin de dar una característica direccional a la protección, a más de limitar su zona de operación, evitando de este modo funcionamiento erróneos ante ondas severas de potencia de sincronización que podrían acercar el punto de operación del sistema a las

zonas de funcionamiento de los relés, el ángulo de torque máximo para esta unidad estará fijado en  $75^\circ$  a fin de alejarla del punto de carga. Esto en cuanto a los relevadores de fase

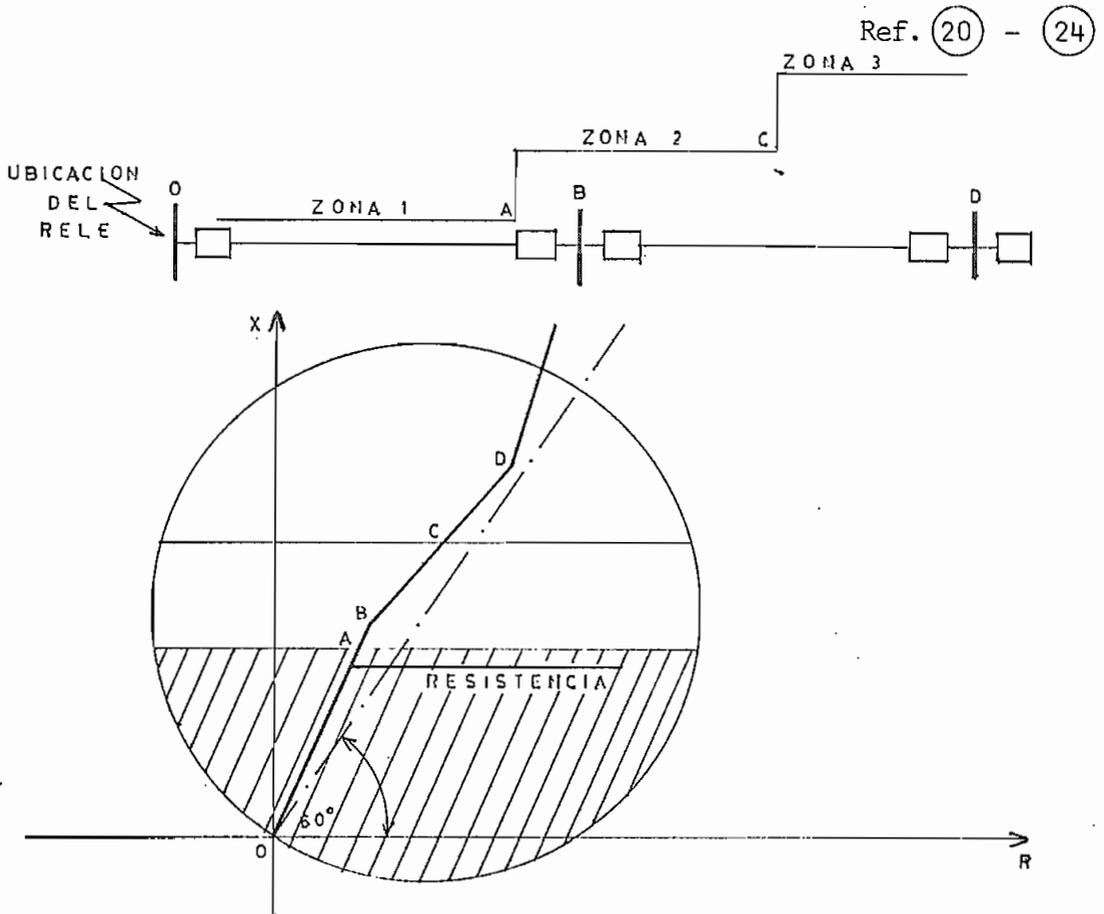


NUMERO DE ZONAS Y TIPOS DE RELEVADORES UTILIZADOS PARA PROTECCION DE LINEAS CONTRA FALLAS DE FASE

FIG. Nº V - 13

De igual forma que para los relés de fase, en la protección de fallas a tierra, se utilizarán unidades de reactancia en primera y segunda zonas a fin de que su alcance no se vea afectado por la resistencia del arco que en este caso va a verse incrementada por la resistencia del pie de la torre y por la resistencia del cable de guarda, en tercera

zona se utilizará una unidad Mho únicamente para dar la característica direccional a la protección, ya que no existe el peligro de funcionamiento erróneo ante severas oscilaciones de potencia, puesto que estos fenómenos son eminentemente balanceados.



NUMERO DE ZONAS Y TIPOS DE RELEVADORES UTILIZADOS  
PARA PROTECCION DE LINEAS CONTRA FALLAS DE FASE  
A TIERRA

FIG. N° V - 14

### 5.3.- SELECCION DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL

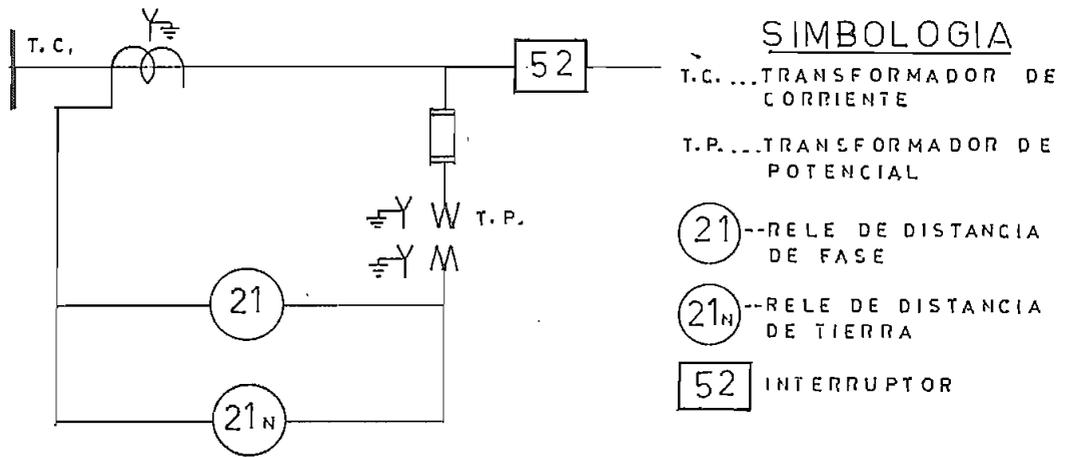
Los transformadores de corriente y potencial, son usados tanto para proteger al personal como a los aparatos de las altas tensiones del sistema, permitiendo razonables niveles de aislamiento y capacidades de corriente adecuadas, en los relés, medidores y demás instrumentos que se encuentren conectados a ellos.

Para obtener una aplicación satisfactoria de este tipo de transformadores es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

- 1- Construcción mecánica.
- 2- Tipos de aislamiento (Seco ó líquido).
- 3- Condiciones de servicio.
- 4- Régimen térmico continuo.
- 5- Régimen de tiempo corto mecánico y térmico.
- 6- Tipo de transformadores.
- 7- Errores.
- 8- Nivel de aislamiento.
- 9- Carga.
- 10- Clase de precisión.
- 11- Relación de las corrientes y tensiones primarias con las secundarias.

Los cinco primeros puntos no se analizarán, ya que ellos se debe poner en consideración al momento de especificar el equipo.

Es necesario identificar en un diagrama unifilar los elementos más importantes que van a estar conectados a los transformadores de corriente y potencial para las consideraciones que posteriormente haremos (fig.- Nº V - 15)



INSTRUMENTOS QUE SE ENCUENTRAN CONECTADOS A LOS  
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL

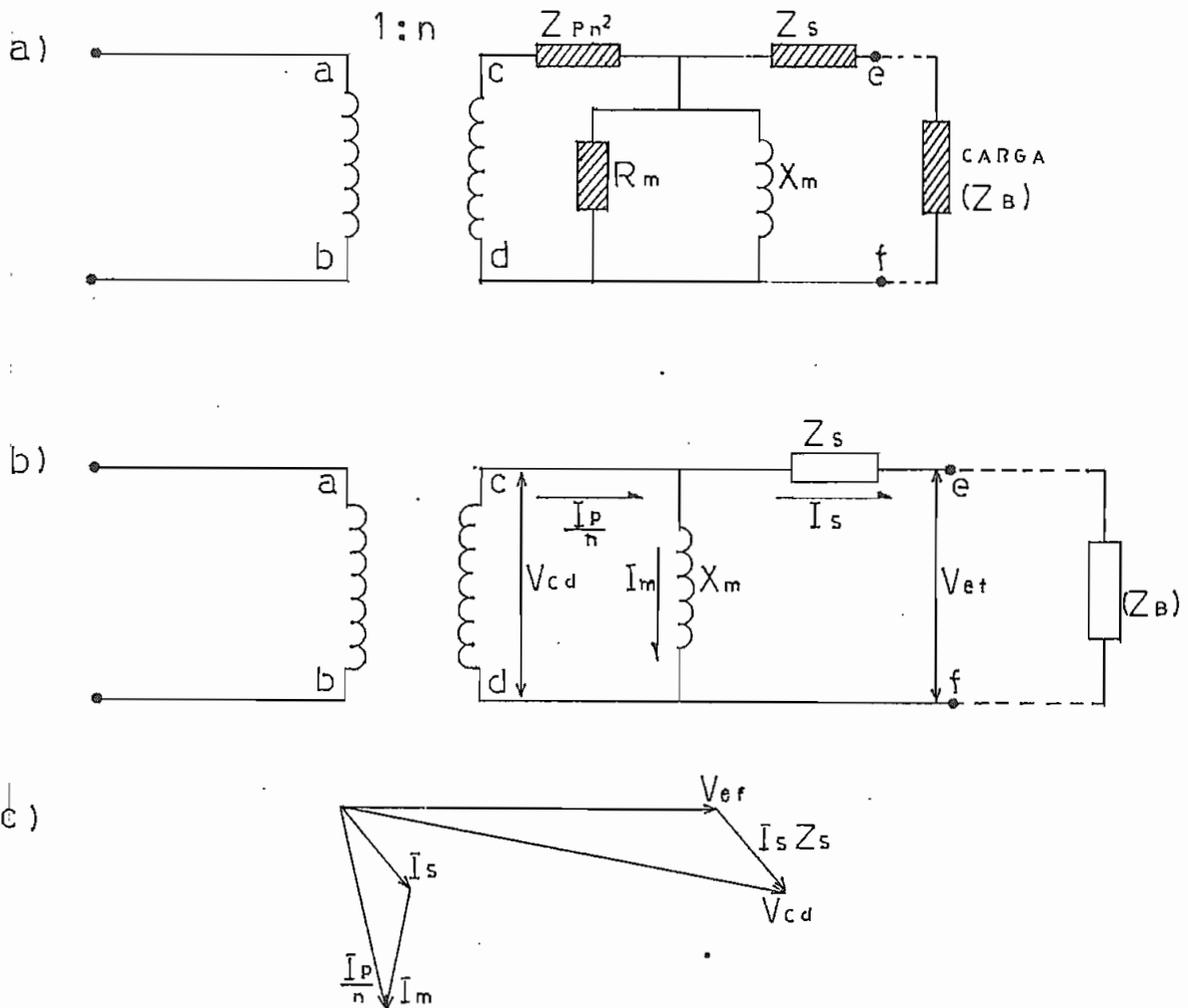
FIG. Nº V - 15

Las conexiones utilizadas tanto para los transformadores de corriente como para los de potencial han sido tomadas de los instructivos de los relés a utilizarse en los cuales se recomienda su uso.

Ref. (31) (32)

### 5.3.1. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Estos instrumentos nacen con la idea de medir corrientes alternas de gran magnitud y alto potencial, para lo cual se hace pasar a la corriente primaria por un devanado de una ó más espiras y al devanado secundario (que tendrá un número de espiras convenientemente mayor) se conecta un amperímetro de escala ordinaria. En la figura Nº V - 16 se encuentra el circuito equivalente del transformador de corriente donde el amperímetro constituye la carga.



donde:

- $1 : n$  = Relación del número de vueltas del lado primario y del lado secundario.
- $Z_p n^2$  = La impedancia primaria de dispersión modificada por  $n^2$  para referirse al lado secundario.
- $Z_s$  = La impedancia secundaria de dispersión.
- $R_m$  = La resistencia que representa las pérdidas en el hierro.
- $X_m$  = La reactancia de magnetización.
- $I_p$  = Corriente primaria.
- $I_s$  = Corriente secundaria.
- $I_m$  = Corriente de magnetización.

#### CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

FIG. N° V - 16

El circuito de la fig. N° V - 16 - a puede ser reducido como se muestra en la figura N° V - 16 - b ya que  $Z_p$  se puede despreciar al no influenciar en la magnitud de  $i_p/n$  de igual manera que  $R_m$  ya que es un valor relativamente grande.

Ref. (19) (34)

#### TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Según su construcción los transformadores de corriente pueden clasificarse en los siguientes tipos:

a) Tipos Bobinado y Barra pasante

Son aquellos transformadores que tienen sus enrollados primario y secundario completamente aislados y fijos al núcleo en forma permanente.

b) Tipos Ventana y Bushing

Son aquellos transformadores que tienen un enrollado secundario completamente aislado y fijo al núcleo en forma permanente, estando constituido el enrollado primario por un conductor del sistema de potencia que pasa a través del núcleo.

c) Tipo Núcleo partido

Es un transformador que tiene su enrollado secundario completamente aislado y fijo al núcleo en forma permanente y permite alojar un conductor del sistema de potencia sin que se efectúe desconexión alguna.

De todos los tipos citados anteriormente creemos conveniente la utilización de un transformador tipo Bushing, en primer lugar por las facilidades que presenta para el montaje, ya que puede ir intercalado en el bushing del disyuntor y en segundo lugar por sus buenas características como fuente de corriente para los relés y las bobinas de disparo de los disyuntores según se indica en la referencia (35).

Ref. (16) - (35)

### ERRORES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los errores ó imprecisiones de éstos transformadores son una consecuencia

de la corriente de magnetización y de ahí que sea necesario restringir el valor de la carga conectada a ellos a fin de limitar su valor y de ésta manera tener los errores dentro de límites razonables. Esto se puede apreciar en el diagrama vectorial de la figura N° V - 16 - c.

De donde:

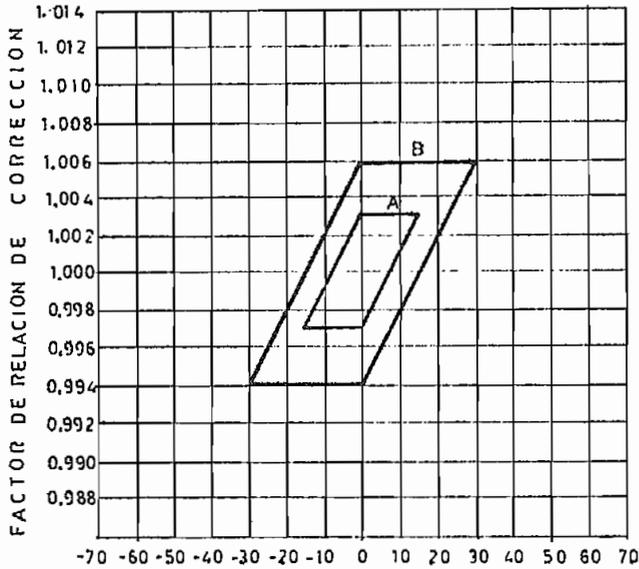
$$\dot{I}_p = n ( \dot{I}_s + \dot{I}_m )$$

Como las corrientes son magnitudes vectoriales hay que considerar dos tipos de errores:

- a) A la desviación en valor absoluto de la magnitud de corriente se la conoce como "Error de transformación"
- b) A la desviación en ángulo como "Error angular"

Con el objeto de visualizar mejor el concepto del error las normas ANSI han establecido paralelogramos dentro de los cuales se mantiene un cierto grado de precisión. La forma de los paralelogramos se ha fijado en base a que un porcentaje de error de transformación sobre 100 causa una lectura baja, en cambio, un error angular en adelante, da como resultado una lectura alta.

En la figura N° V - 17 se indica un paralelogramo de error para un transformador de corriente que será utilizando en medición.



NOTA:

- Paralelogramo A para el 100% de la corriente nominal.
- Paralelogramo B para el 10% de la corriente nominal

ATRAZO

ADELANTO

ANGULO DE FASE EN MINUTOS

LIMITE DE PRECISION PARA UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

A SER UTILIZADO EN MEDICION

CLASE 0.3

FIG. Nº V - 17

NIVEL DE AISLAMIENTO

Los transformadores de corriente tienen como una de sus funciones, aislar los circuitos secundarios de las tensiones del sistema de potencia, para lo cual deberán tener niveles de aislamiento a impulso y baja frecuencia adecuados; las normas ANSI ref. (33) da una lista completa de los valores normalizados.

CARGA

Según las normas ANSI la carga de un transformador es: La propiedad del circuito conectado a la bobina secundaria de imponer un determinado valor de potencia Activa y Reactiva.

La carga de un transformador de corriente está expresado por los Ohms o por las impedancias conectadas en serie con sus respectivas componentes de resistencia y reactancia ó como los voltámperios, también el factor de potencia a un especificado valor de corriente y frecuencia.

En el cuadro Nº V - 5 presentamos las cargas normalizadas por la ANSI para los transformadores de corriente.

VALORES DE CARGA NORMALIZADOS PARA PROTECCION

CARGA	CARACTERISTICAS		CARACTERISTICAS PARA 60 Hz Y 5( A ) SECUNDARIOS		
	Resistencia ( )	Inductancia ( )	Impedancia ( )	Voltamperios ( )	Factor Potencia
B - 1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B - 2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B - 4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B - 8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

CUADRO Nº V - 5

Ref. (33)

10% con cualquier corriente comprendida entre una y veinte veces la corriente nominal; en el caso de los transformadores con tap en el secundario; ó, del tipo Bushing de relación múltiple, la clase de precisión

## CLASE DE PRECISION DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE QUE VAN A SER UTILIZADOS EN PROTECCION

La clase de precisión de un transformador de corriente está designado por uno de éstos dos símbolos C ó T los cuales efectivamente describen la capacidad del transformador.

### a) CLASE C:

Significa que la relación de transformación puede ser calculada por fórmula, esta clasificación cubre los transformadores tipo Bushing con bobinados uniformemente distribuidos y cualquier otro transformador en el cual el flujo de dispersión en el núcleo tiene un efecto despreciable sobre el error de transformación.

### b) CLASE T:

Significa que la precisión debe ser determinada por prueba, esta clasificación cubre los transformadores tipo bobinado y cualquier otro transformador en el cual el flujo de dispersión en el núcleo tiene un efecto apreciable en el error de transformación.

Para los transformadores clase C el error de relación no excederá del 10% con cualquier corriente comprendida entre una y veinte veces la corriente nominal; en el caso de los transformadores con tap en el secundario; ó, del tipo Bushing de relación múltiple, la clase de precisión

aplica solamente al devanado completo

Con el fin de aclarar estos conceptos daremos un ejemplo:

La clase de precisión C100 significa que la relación de transformación puede ser calculada y que el error de transformación no excederá del 10% con cualquier corriente comprendida entre una y veinte veces la corriente nominal si la carga no excede de un ohm (  $1 (\Omega)$  por 5 ( A ) y por 20 veces la corriente nominal dan 100 voltios).

Ref. (19) (33)

#### RELACION DE TRANSFORMACION

Es recomendable seleccionar la relación de transformación de manera que la corriente secundaria este alrededor de los 5 amperios cuando fluye la máxima corriente de carga.

Ref. (19)

#### APLICACION

Un transformador con las características que se indican a continuación, puede ser usado en cualquiera de las líneas en estudio, ya que los transformadores conectados a ellas van a estar sometidos a condiciones similares.

1. - Voltaje nominal

138 KV

-	Clase de aislamiento	138 KV
-	Voltaje de prueba en KVrms a baja frecuencia	275 KV
-	Nivel básico de aislamiento	650 KV
2.	Frecuencia nominal	60 Hz
3.	Relación de transformación múltiple	
4.	Burden	B - 1
-	Relé de Distancia para las fases	7.1 VA
-	Relé de Distancia de tierra	7.0 VA
-	Conductor 10 AWG ( 100 m ) (cobre)	8.4 VA
		<hr/> 22.5 VA
5.	Clase de precisión	C 800

Como en los transformadores de relación múltiple la precisión se aplica al devanado completo, es necesario hacer una corrección de manera que al utilizar la relación más baja (100:5), el error se mantenga dentro del 10% que especifica las normas.

La carga permisible en un transformador de corriente, cuando se utiliza un menor número de vueltas que el total, está definido por:

$$Z \text{ carga} = \frac{N_p \times V_{cl}}{100}$$

donde

Z carga = Carga permisible sobre el transformador de corriente.

N<sub>p</sub> = La relación entre, el número de vueltas en uso para el número de vueltas totales.

V<sub>cl</sub> = Clase de voltaje del transformador de corriente.

Ref. (19)

En nuestro caso

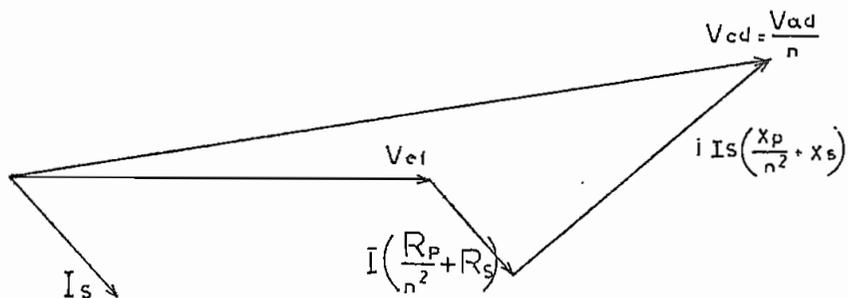
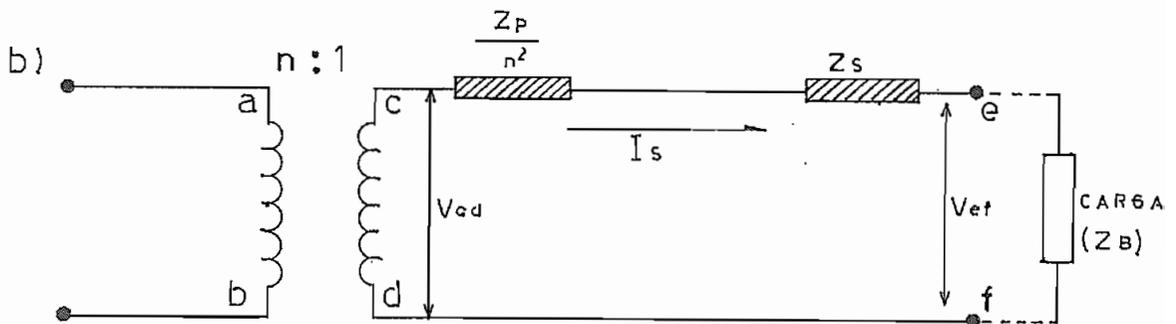
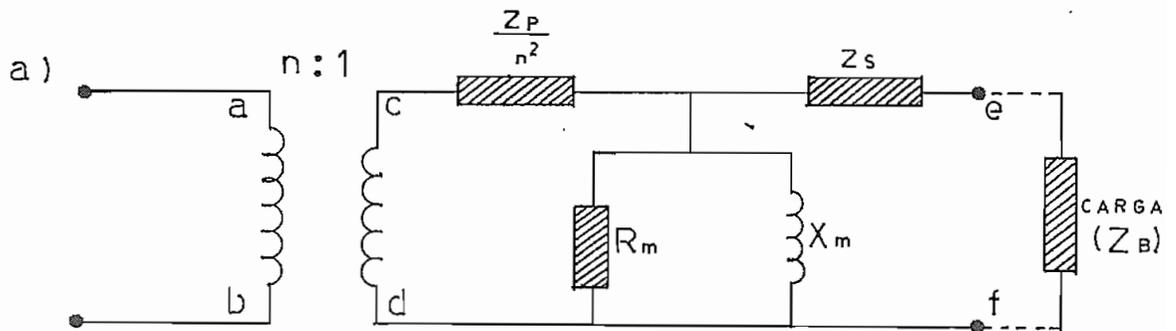
$$Z \text{ carga} = \frac{\frac{100}{500} \times 800}{100} = 1.33 (\Omega)$$

Hemos utilizando la clase de precisión C800 a fin de poder conectar la carga de 1 ohm sin excedernos del 10%, cuando utilizemos la relación más baja permitida ( 100 : 5 )

### 5.3.2.- TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

El limitado margen de funcionamiento de los voltímetros y de las bobinas de tensión de los relés, exige la interposición de un transformador re-

ductor, cuando dichos instrumentos, han de utilizarse en un circuito que tenga una tensión más alta que para la que fueron proyectados, tales aparatos reciben el nombre de "Transformadores de potencial"; siendo otra de sus funciones la de aislar los instrumentos del alto potencial de la línea. Su circuito equivalente se indica en la figura Nº V - 18.



Donde:

- $n : 1$  = Relación del número de vueltas del lado primario y del secundario.
- $Z_p/n^2$  = La impedancia primaria de dispersión modificada por  $1/n^2$  para referirse al lado secundario.
- $Z_s$  = La impedancia secundaria de dispersión.
- $R_m$  = La resistencia que representa las pérdidas en el hierro.
- $X_m$  = La reactancia de magnetización.

#### CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

FIG. Nº V - 18

En la figura Nº V - 18 - b, se encuentra el circuito equivalente simplificado del transformador de potencial, en el cual no se ha tomado en cuenta  $R_m$  y  $X_m$  por tener un efecto secundario sobre la regulación.

Ref. (19) (34)

#### ERRORES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Los errores en este tipo de transformadores se deben a la impedancia de dispersión, la que origina una caída de tensión y de cuyo valor dependerá la precisión en las mediciones que realicemos; esto se puede apreciar en el diagrama vectorial de la figura Nº V - 18 - c.

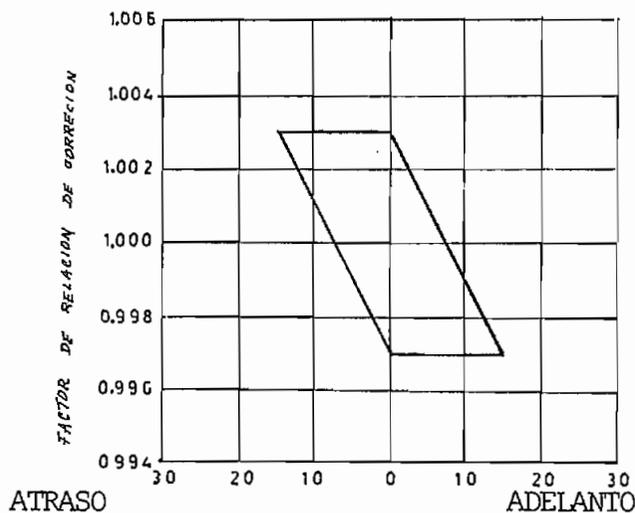
De donde:

$$\dot{V}_{cd} = \dot{V}_{ef} + \dot{I}_s ( \dot{Z}_p/n^2 + \dot{Z}_s )$$

Como todas estas cantidades son magnitudes vectoriales tendremos que considerar dos tipos de errores.

- a) Error de transformación
- b) Error angular

De igual manera que para los transformadores de corriente las normas ANSI han establecido paralelogramos dentro de los cuales se mantiene una cierta clase de precisión; la forma de ellos se ha fijado en base a que un porcentaje de error de transformación sobre 100 causa una lectura baja, en cambio, un error angular en atraso de como resultado una lectura alta. En la figura Nº V - 19 se muestra uno de ellos.



LIMITE DE EXACTITUD  
PARA UN TRANSFORMADOR DE POTENCIAL  
CLASE 0.3

## TIPOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

La necesidad de que sea pequeña la reactancia de dispersión a fin de tener los errores dentro de límites razonables obliga a que los devuados primario y secundario estén completamente subdivididos, entrelazados y lo más próximos posible, lo que a su vez exige materiales aislantes de primera clase dependiendo del cual tendremos un determinado tipo de transformador. Los transformadores de acuerdo a su construcción pueden clasificarse en:

- Transformadores secos
- Transformadores en aceite
- Transformadores en resina

Ref. (34)

## NIVEL DE AISLAMIENTO

Los transformadores de potencial al igual que los transformadores de corriente tienen la función de aislar los circuitos secundarios de las tensiones del sistema de potencia, por lo tanto deberán tener niveles de aislamiento a impulso y baja frecuencia adecuados para esta función. En las normas ANSI ref. 33 se da una lista completa de los valores normalizados.

CARGA

La carga de un transformador de potencial está expresado por los ohm totales de las impedancias conectadas en paralelo con sus respectivas componentes de resistencia y reactancia, ó, como los voltamperios totales y el factor de potencia a un especificado valor de voltaje y frecuencia. En el cuadro N° V - 6 presentamos los valores de carga normalizados por la ANSI para los transformadores de potencial.

VALORES DE CARGA NORMALIZADOS PARA LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

VALORES DE CARGA NORMALIZADOS			CARACTERISTICAS EN LA BASE DE 115 V - 60 Hz		
DESIGNACION	VOLTAMPERIOS ( VA )	FACTOR DE POTENCIA	RESISTENCIA ( Ω )	INDUCTANCIA ( H )	IMPEDAN ( Ω )
W	12.5	0.10	105.8	2.7938	1058
X	25.0	0.70	370.3	1.0029	529
Y	75.0	0.85	149.88	0.2461	176
Z	200.0	0.85	56.20	0.0928	66
ZZ	400.0	0.85	28.10	0.0463	33

CUADRO N° V - 6

### PRECISION

A diferencia de los transformadores de corriente, las clases de precisión especificadas para medida se utilizan también para protección estando normalizadas:

Las clases      0.3 ; 0.6 ; 1.2

### RELACION DE TRANSFORMACION

El voltaje nominal secundario que generalmente se usa en protección es de 115 V entre fases y 66.4 V entre fase y tierra, razón por la cual utilizaremos la relación normalizada 1200 : 1

### APLICACION

Un transformador con las características que se indican a continuación, puede ser utilizado en cualquiera de las líneas en estudio, ya que los transformadores conectados a ellas van a estar sometidos a condiciones similares.

1. - Voltaje nominal	138 KV
- Clase de aislamiento	138 KV
- Voltaje de prueba en KVrms a baja frecuencia	275 KV

- Nivel básico de aislamiento	650 KV
2. Frecuencia nominal	60 Hz
3. Relación de transformación	1200 : 1
4. Burden	Z
- Relé de Distancia para las fases	42.2 VA
- Relé de Distancia de tierra	38.9 VA
- Conductor Nº 12 AWG cobre ( 100 m )	<u>13.27 VA</u>
	TOTAL 94.37 VA
5. Clase de precisión	1.2

#### 5.4 .- AJUSTES Y COORDINACION

Una vez definido el tipo de protección a emplearse y las características de los transformadores de corriente y potencial nos queda por ajustar los taps de los relés en las diferentes localidades.

##### 5.4.1.- DATOS NECESARIOS PARA LOS AJUSTES

Los relevadores de distancia que utilizaremos tanto en la protección para fallas entre fases como en la protección para fallas de fase a tierra, basan su funcionamiento en la medición de las impedancias de secuencia positiva, razón por la cual necesitamos tener en valores secundarios las impedancias de los elementos del sistema que se indican en la fig. N° V - 1.

Para esto utilizaremos la siguiente relación:

$$Z \text{ secundario} = Z \text{ primario} \times \frac{\text{Relación del transformador de corriente}}{\text{Relación del transformador de potencial}}$$

Donde:

$$Z \text{ primario } (\Omega) = Z \text{ base } (138 \text{ KV}) \times Z \text{ (pu)}$$

$$Z \text{ base } (138 \text{ KV}) = \frac{138 \text{ KV}^2}{100 \text{ MVA}} = 190.44 (\Omega)$$

$$\text{Relación de los transformadores de corriente} = 300/5 = 60$$

Relación de los transformadores de potencial = 1200/1 = 1200

$$Z \text{ secundario} = 190,44 \times Z \text{ (pu)} \times \frac{60}{1200} = 9.522 Z \text{ (pu)}$$

Se ha limitado el cálculo, a la obtención de las impedancias de los elementos que necesitaremos para realizar los ajustes. Los resultados se encuentran tabulados en el cuadro N° V - 7.

IMPEDANCIAS DE LOS ELEMENTOS - VALORES SECUNDARIOS				
ELEMENTOS ENTRE LAS BARRAS	R	X	Z	
1 - 2	0.07905	0.3247	0.3342	<u>76.3°</u>
* 1 - 3	0.061	0.2414	0.249	<u>75.82°</u>
1 - 4	0.1533	0.6218	0.6404	<u>76.15°</u>
* 4 - 5	--	1.0255	1.0255	<u>90°</u>
5 - 6	0.5313	1.9165	1.989	<u>74.5°</u>
5 - 11	0.1905	0.6913	0.717	<u>74.6°</u>
7 - 6	0.099	0.3561	0.3696	<u>74.5°</u>
7 - 8	0.2305	0.8304	0.8618	<u>74.5°</u>
3 - 16	0.4876	1.9311	1.99	<u>75.8°</u>
3 - 15	0.0438	0.1743	0.1797	<u>75.9°</u>
* 3 - 9	--	1.0255	1.0255	<u>90°</u>
* 2 - 7	--	1.0255	1.0255	<u>90°</u>
1 - 14	0.8456	2.7214	2.849	<u>72.74°</u>
1 - 12	--	0.0781	0.0781	<u>90°</u>
12 - 13	0.0718	0.5828	0.5872	<u>82.97°</u>
8 - 9	0.179	0.534	0.563	<u>71.47°</u>
11 - 10	0.231	0.807	0.84	<u>74.0°</u>

\* Está considerada la impedancia equivalente de los elementos en paralelo.

Nota: La denominación de los elementos está de acuerdo a lo que se indica en la fig. n° V - 1

### Características de los relés

Quando se realizó la selección de la protección se enunció los aspectos más importantes que debían presentar los relés, en los cuadros N° V - 8 y N° V - 9 se resumen varios de ellos y se dan algunas de sus características como son el alcance mínimo básico y el ángulo de torque máximo que nos servirán para el ajuste.

Las ecuaciones que se utilizan en el ajuste de los relés de fase y los relés de tierra se enuncian a continuación:

$$a) \quad T_o (\%) = \frac{X \text{ min}}{X_L} \times 100 \%$$

donde:

$T_o (\%)$  = El valor del tap en porcentaje

$X \text{ MIN}$  = El alcance mínimo básico de la unidad Ohm

$X_L$  = Alcance deseado (valor de la reactancia en  $\Omega$  secundarios)

$$b) \quad T_M (\%) = \frac{Z \text{ MIN}}{Z_L} \times \cos (\zeta - \theta) \times 100 \%$$

donde:

$T_M (\%)$  = El valor de tap de restricción de voltaje en porcentaje

$Z \text{ MIN}$  = El alcance mínimo básico de la unidad Mho

$\zeta$  = El ángulo de torque máximo.

$Z_L$  = Alcance deseado ( valor de la impedancia en  $\Omega$  secundarios)

$\theta$  = El ángulo de la impedancia  $Z_L$

Ref (31) - (32)

Cuando se trata de relevadores de tierra dos ajustes adicionales se ponen en consideración.

c) Transformador auxiliar de corriente ( $K'$ )

El tap de este transformador se debe ajustar siempre que se desee proteger una línea contra fallas de fase a tierra y representa la porción de corriente de secuencia cero que tiene que ser inyectada al relé para que efectúe una medida correcta de la impedancia de secuencia positiva que existe entre la localidad del relevador y la falla.

$$K' (\%) = \frac{1}{3} \left( \frac{X_0}{X_1} - 1 \right) \times 100\%$$

donde:

$K'$  = El valor del tap primario en porcentaje

$X_0$  = Reactancia de secuencia cero de la línea protegida en ( $\Omega$ ) secundarios

$X_1$  = Reactancia de secuencia positiva de la línea protegida en ( $\Omega$ ) secundarios.

d) Transformador auxiliar de corriente (K'')

El tap de este transformador se debe ajustar en el caso que se desee compensar el efecto mútuo de líneas paralelas. Este valor representa la porción de corriente de secuencia cero del circuito paralelo, que tiene que inyectarse al relé para que efectúe una medida correcta de la impedancia de secuencia positiva que existe entre este y la falla.

$$K'' (\%) = \frac{2}{3} \frac{XOM}{X1} \times 100 \%$$

donde:

K'' = El valor del tap secundario en porcentaje

XOM = Reactancia de secuencia cero mutua entre la línea protegida y la línea paralela en ( $\Omega$ ) secundarios.

X1 = Reactancia de secuencia positiva de la línea protegida en ( $\Omega$ ) secundarios.

Ref. (32)

### Comprobación del funcionamiento de los relés

Con las magnitudes de voltaje y corriente obtenidas del estudio de corto circuitos, se puede visualizar las respuesta de los relevadores ante los diferentes tipos de fallas.

\* Relés de fase

Como el relé que se utiliza Ref. (31) está alimentado con tensiones y corrientes delta, las impedancias vistas por él están definidas por las ecuaciones :

$$Z_{ab} = \frac{E_a - E_b}{I_a - I_b}$$

$$Z_{bc} = \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c}$$

$$Z_{ca} = \frac{E_c - E_a}{I_c - I_a}$$

donde:

$E_a, E_b, E_c,$  = Voltajes fase - neutro en la localidad del relevador

$I_a, I_b, I_c$  = Corrientes de línea que circulan en el relé

$Z_{ab}, Z_{bc}, Z_{ca}$  = Impedancias vistas por los relés

Ref (18)

#### \* Relés de tierra

Los relés de tierra que basan su funcionamiento en la medición de la impedancia de secuencia positiva tienen que energizarse con una tensión fase - neutro y la corriente de fase más una porción ( $K'$ ) de la corriente de secuencia cero.

$$Z_a = \frac{V_a}{I_a + \frac{I_o}{\sqrt{3}} \left( \frac{X_o}{X_1} - 1 \right)}$$

El término  $\frac{1}{\sqrt{3}}$  aparece como consecuencia de la matriz de transformación a componentes simétricas empleada en el programa de cortocircuitos.

$$\text{si } K' \text{ (pu)} = \frac{1}{3} \left( \frac{X_o}{X_1} - 1 \right)$$

$$Z_a = \frac{V_a}{I_a + \sqrt{3} I_o K' \text{ (PU)}}$$

La impedancia que ve el relé en caso de existir líneas paralelas con acoplamiento en secuencia cero viene dado por

$$Z_{ar} = \frac{v_a + \frac{I_o'}{\sqrt{3}} X_{OM}}{I_a + \sqrt{3} I_o K' \text{ (PU)}}$$

Si utilizamos el transformador auxiliar de corriente ( $K''$ ) a fin de compensar el efecto mutuo tendremos

$$Z_{ar}' = \frac{V_a'}{I_a + \sqrt{3} I_o K' \text{ (PU)} + \frac{\sqrt{3}}{2} I_o' K'' \text{ (PU)}}$$

Si  $V_a' = V_a + \frac{I_o'}{\sqrt{3}} X_{OM}$  (valor que se obtiene del estudio de cortocircuito)

El signo negativo se asume en el caso que  $I_o'$  e  $I_o$  circulen en sentido contrario.

Donde:

$Z_a$  = Impedancia que ve el relé de tierra en el caso de no existir acoplamiento con otra línea.

$Z_{ar}$  = Impedancia que ve el relé de tierra en el caso de existir acoplamiento con una línea paralela.

$Z_{ar}'$  = Impedancia que ve el relé de tierra en el caso de haberse com-  
pensado el efecto mutuo.

$V_a$  = Voltaje fase - neutro

$I_a$  = Corriente de fase

$I_o$  = Corriente de secuencia cero de la línea protegida

$I_o'$  = Corriente de secuencia cero del circuito paralelo

$X_o$  = Reactancia de secuencia cero de la línea protegida

$X_1$  = Reactancia de secuencia positiva de la línea protegida

$X_{OM}$  = Reactancia de secuencia cero mutua entre la línea protegida  
y el circuito paralelo

$K'(PU)$  = El valor del tap primario en (PU)

$K''(PU)$  = El valor del tap secundario en (PU)

NOTA: Todas estas cantidades tienen que estar expresadas en valores se-  
cundarios.

### Protecciones de los elementos adyacentes a las líneas en estudio

Como se puede apreciar en la figura N° V - 1 los elementos adyacentes son: Líneas, transformadores y barras cuyas protecciones son esencialmente de alta velocidad (relés de distancia, relés diferenciales) razón esta para no considerar limitaciones en cuanto al tiempo de operación de las unidades de respaldo.

Así tendremos que:

a) La primera zona tendrá un tiempo de funcionamiento instantáneo (5 ciclos)

b) Para la operación de la segunda zona se considerará un retardo de 0.4 seg, estando distribuido de la siguiente manera:

0.1 seg      Tiempo de funcionamiento del relé del elemento adyacente

0.2 seg      Tiempo de apertura de los interruptores

0.1 seg      Tiempo de seguridad

c) Para la tercera zona se considerará un tiempo mínimo de 0.8 seg.

Ref. (18)

Si necesitamos tiempos mayores que los especificados para lograr una coordinación satisfactoria se hará el respectivo análisis en el caso en cuestión.

CARACTERISTICA DE LOS RELES DE DISTANCIA DE FASE  
(TIPO - GCX51A11A ALCANCE CORTO)

RELE	ZONA	CARACTERISTICA	ALCANCE MINIMO BASICO ( )	ALCANCE MAXIMO ( )	ANGULO DE TORQUE MAXIMO
DISTANCIA FASE	PRIMERA	OHM	0.1	1	--
			0.2	2	
			0.4	4	
DISTANCIA FASE	SEGUNDA	OHM	0.1	1	--
			0.2	2	
			0.4	4	
DISTANCIA	TERCERA	MHO	1	10	75°
			2	20	
			3	30	

CARACTERISTICAS DE LOS RELES DE DISTANCIA FASE - TIERRA

(TIPO GCXG 51A11A - ALCANCE CORTO)

RELE	ZONA	CARACTERISTICA	ALCANCE MINIMO BASICO ( )	ALCANCE MAXIMO ( )	ANGULO DE TORQUE MAXIMO
DISTANCIA FASE - TIERRA	PRIMERA	OHM	0.1	1	---
			0.2	2	
			0.4	4	
DISTANCIA FASE - TIERRA	SEGUNDA	OHM	0.1	1	---
			0.2	2	
			0.4	4	
DISTANCIA FASE - TIERRA	TERCERA	MHO	1	10	60°
			2	20	
			3	30	

5.4.2.- AJUSTES Y COORDINACION DE LOS RELES DE FASE

1.- Línea Santa Rosa - Selva Alegre

a) Relés de fase ubicados en Santa Rosa

Criterios de Ajuste

1a. Zona

Se efectuará el ajuste con un valor igual al 85% de la reactancia de la línea, de manera, que no se produzca una descoordinación con la protección de los transformadores de la subestación Selva Alegre en el caso de presentarse un sobrealcance.

2a Zona

Su ajuste se fijará con un valor de reactancia igual, al 100 % de la línea Selva Alegre - Santa Rosa más el 50% de la reactancia de uno de los transformadores de la subestación Selva Alegre, esto a fin de proteger con segunda zona hasta la barra de 46 KV de la subestación Selva Alegre con los dos transformadores funcionando.

Tiempo de retardo de la segunda zona es 0.4 segundos ya que asumimos protección diferencial para los transformadores.

### 3a Zona

Esta zona se extenderá hasta el 40 % de la línea S/E N° 13 - S/E NORTE, esta limitación obedece a la necesidad de no interferir con la tercera zona de los relés que se encuentran en la subestación Selva Alegre y que están destinados a la protección de la línea que va a la subestación N° 13, además para dar protección completa a los transformadores de la subestación Selva Alegre.

Tiempo de retardo de la tercera zona es 0.8 segundos

Esto puede apreciarse en mejor forma en la figura N° V - 20

### Ajustes

#### 1a Zona

$$XL = 0.85 \times j 0.6218 = j 0.529$$

$$T_o (\%) = \frac{0.4}{0.529} \times 100 \% = 75.6 \%$$

$$T_o (\%) \text{ escogido} = 76 \%$$

$$\text{Punto de calibración} \quad X = \frac{0.4}{0.76} = 0.526 (\Omega \text{ sec.})$$

#### 2a Zona

$$XL = j 0.6218 + 0.5 j 2.051 = j 1.647$$

$$T_o (\%) = \frac{0.4}{1.647} \times 100 = 24.28$$

$$T_o (\%) \text{ escogido} = 24 \%$$

$$\text{Punto de calibración} \quad X = \frac{0.4}{24} = 1.66 (\Omega \text{ sec.})$$

3a Zona

$$Z_L = 0.1533 + j 0.6218 + j 1.0255 + 0.1905 + j 0.6913 + \\ 0.4 (0.2314 + j 0.8075) = 2.697 \quad \underline{80.7}$$

$$T_M (\%) = \frac{1.0}{2.697} \cos (75 - 80.7) \times 100 = 36.9 \%$$

$$T_M (\%) \text{ escogido} = 37 \%$$

$$\text{Punto de calibración} \quad Z = \frac{1.0}{0.37} \cos (75 - 80.7) = 2.689 (\Omega \text{ sec.})$$

### Comprobación

Para visualizar la respuesta de los relevadores de fase procederemos de la siguiente manera.

Fallas en la S/E Selva Alegre (barra de 138 KV) en condiciones de máxima generación.

- Falla dos fases (fases falladas b - c)

$$Z_{ab} = \frac{E_a - E_b}{I_a - I_b} = 2.6 \quad | \underline{13.8} \quad (\Omega \text{ sec.})$$

$$Z_{bc} = \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c} = 0.6218 \quad | \underline{90^\circ} \quad (\Omega \text{ sec.})$$

$$Z_{ca} = \frac{E_c - E_a}{I_c - I_a} = 2.6 \quad | \underline{166.2^\circ} \quad (\Omega \text{ sec.})$$

- Fallas tres fases tierra

$$Z_{ab} = \frac{E_a - E_b}{I_a - I_b} = 0.6218 \quad | \underline{90^\circ} \quad (\Omega \text{ sec.})$$

$$Z_{bc} = \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c} = 0.6218 \quad | \underline{90^\circ} \quad (\Omega \text{ sec.})$$

$$Z_{ca} = \frac{E_c - E_a}{I_c - I_a} = 0.6218 \quad | \underline{90^\circ} \quad (\Omega \text{ sec.})$$

- Falla dos fases tierra (fases falladas b - c)

$$Z_{ab} = \frac{E_a - E_b}{I_a - I_b} = 1.731 \quad | \underline{50.8^\circ} \quad (\Omega \text{ sec.})$$

$$Z_{bc} = \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c} = 0.6218 \quad | \underline{90^\circ} \quad (\Omega \text{ sec.})$$

$$Z_{ca} = \frac{E_c - E_a}{I_c - I_a} = 1.731 \quad | \underline{129.2^\circ} \quad (\Omega \text{ sec.})$$

- Falla fase - tierra (fase fallada a)

$$Z_{ab} = \frac{E_a - E_b}{I_a - I_b} = 1.699 \quad | \underline{134.3^\circ}$$

$$Z_{bc} = \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c} = \infty$$

$$Z_{ca} = \frac{E_c - E_a}{I_c - I_a} = 1.699 \quad | \underline{45.7^\circ}$$

De lo anteriormente expuesto se puede concluir que los relés de las fases afectadas verán impedancias iguales independientemente del tipo de falla razón por la cual limitaremos las futuras comprobaciones al análisis de la falla bifásica solamente.

IMPEDANCIAS VISTAS POR EL RELE DE FASE  
LOCALIZADO EN LA SUBESTACION SANTA ROSA  
(VALORES EN SECUNDARIOS)

UBICACION DE LA FALLA (2 Ø)	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION I	MINIMA GENERACION CONDICION II	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBICA LA FALLA
S/E SELVA - ALEGRE (138 KV)	0.6218   <u>90</u>	0.6218   <u>90</u>	0.6218   <u>90</u>	2a

S/E SELVA ALE GRE (46 KV)	1.67   <u>90</u>	1.67   <u>90</u>	1.67   <u>90</u>	2a
S/E Nº 13 (46 KV)	2.69   <u>90</u>	2.64   <u>90</u>	2.84   <u>90</u>	3a
S/E Nº 3 (46 KV)	5.22   <u>90</u>	3.85   <u>90</u>	*	+

- \* La corriente circular en sentido contrario a la dirección de disparo
- + La Falla se ubica fuera de la zona de operación.

CUADRO Nº V - 10

Los resultados presentados en el cuadro Nº V - 10, muestran el beneficio de la protección de respaldo dado por las relés de distancia, en el caso de no existir fuentes de corriente intermedias o un número limitado de ellas.

b) Relés de fase ubicados en Selva Alegre

Criterios de ajuste

1a Zona

Se le ajustará con un valor igual al 85 % de la reactancia de la línea,

a fin de no incurrir en una descoordinación con la protección primaria de cualquiera de los elementos adyacentes en el caso de producirse un sobrealcance.

#### 2a Zona

Su ajuste se fijará con un valor igual al 100% de la reactancia de la línea protegida más un 70% de la reactancia de la línea Santa Rosa - Epiclachima, todo esto con el propósito de no interferir ni en la primera ni en la segunda zona de los relés ubicados en la subestación Santa Rosa y destinados a la protección de las líneas que van a la subestación Vicentina y Epiclachima.

Tiempo de retardo de la segunda zona 0.4 seg

#### 3a Zona

Se limitará el alcance de esta zona al 75 % de la impedancia de la línea Santa Rosa - Santo Domingo a fin de no incurrir en una descoordinación con la tercera zona de los relés ubicados en Santa Rosa y destinados a proteger la línea que va a la subestación Vicentina.

Tiempo de retardo de la Tercera Zona 0.8 seg.

Esto se puede apreciar en la fig. Nº 21

Ajustes

Para determinar los ajustes se procedió en igual forma que para el caso anterior obteniéndose los resultados indicados en el cuadro N° V - 11

AJUSTES DE LOS RELES DE FASE UBICADOS EN SELVA ALEGRE

RELE DE FASE	ALCANCE MINIMO BASICO ( $\Omega$ sec)	T (%)	RETARDO DE TIEMPO (seg)	PUNTO DE CALIBRACION ( $\Omega$ sec)
UNIDAD OHM 1	0.4	76	*	0.526   90
UNIDAD OHM 2	0.4	50	0.4	0.8   90
UNIDAD MHO	1.0	86	0.8	1.159   79.7

\* Operación instantánea

CUADRO N° V - 11

Comprobación

IMPEDANCIAS VISTAS POR EL RELE DE FASE LOCALIZADO EN LA SUBESTACION

SELVA ALEGRE (VALORES EN SECUNDARIOS)

UBICACION DE LA FALLA 2 Ø	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION I	MINIMA GENERACION CONDICION II	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBI CA LA FALLA
S /E SANTA RO SA(138 KV)	0.6218  90°	0.6218  90°	0.6218  90°	2a
S /E SANTA ROSA (230 KV)	1.13  90°	2.06  90°	--	3a
S /E EPICIA CHIMA (138 KV)	9.72  90°	*	1.58  90°	+
S /E VICEN- TINA (138 KV)	4.65  90°	*	1.06  90°	+
S /E GUANGO- POLO (138 KV)	8.37  90°	*	1.55  90°	+

\* La corriente circula en sentido contrario a la dirección de disparo

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación.

Los resultados presentados en el cuadro n° V - 12 muestran el efecto de las fuentes de corriente intermedia, razón por la cual se dará en parte protección de respaldo al transformador de la subestación Santa Rosa, ya que fallas en la barra de 230 KV en condiciones de mínima generación (I) se ubican fuera del alcance de los relevadores. Si bien fallas en la subestación Vicentina (138 KV) en condiciones de mínima generación (II) se ubican dentro de la zona de operación, no puede decirse que se otorga protección de respaldo a este elemento, ya que es una condición de emergencia y nos sirve únicamente como referencia para el estudio de posibles descoordinaciones.

Se podría pensar en extender las zonas de protección tan lejos como los valores obtenidos en la comprobación, a fin de alcanzar las barras de 138 KV de las subestaciones Vicentina y Epiclachima y cumplir con lo establecido en los criterios de ajuste; pero se corre el peligro que se produzcan sobrealcances al perderse alimentación de una de las fuentes de corriente intermedia, lo que podría acarrear una descoordinación con la protección de los elementos adyacentes, razón esta para preferir el subalcance al sobrealcance.

## 2.- Línea Santa Rosa - Vicentina

### a) Relés de fase ubicados en Santa Rosa

#### Criterios de Ajuste

### 1a Zona

Se la ajustará con un valor igual al 85 % de la reactancia de la línea

### 2a Zona

Su ajuste se fijará con un valor igual al 100 % de la reactancia de la línea Santa Rosa - Vicentina, más un 70 % de la reactancia de la línea Vicentina - Guangopolo esto con el propósito de no interferir la segunda zona de los relés ubicados en Vicentina y destinados a la protección de la línea que va a Guangopolo.

Tiempo de retardo de la segunda zona 0.4 segundos.

### 3a Zona

A fin de lograr una protección completa del circuito paralelo y de cumplir con los requerimientos del alcance mínimo básico se ajustará la tercera zona con un valor de impedancia igual al 100 % de la línea protegida más un 25 % de la impedancia de uno de los transformadores de la subestación Vicentina.

Tiempo de retardo de la tercera zona 0.8 segundos

Esto se puede apreciar en mejor forma en la figura N° V - 22

### Ajustes

Siguiendo un proceso similar que en los casos anteriores se llegaron a determinar los siguientes resultados (Cuadro N° V - 13)

AJUSTES DE LOS RELES DE FASE UBICADOS EN SANTA ROSA

RELE DE FASE	ALCANCE MINIMO BASICO ( $\Omega$ sec)	T (%)	RETARDO DE TIEMPO (seg)	PUNTO DE CALIBRACION ( $\Omega$ sec)
UNIDAD OHM 1	0.4	98	*	0.408  90°
UNIDAD OHM 2	0.4	66	0.4	0.606  90°
UNIDAD MHO	1.0	99	0.8	1.0  90°

\* Operación instantánea

CUADRO Nº V - 13

Comprobación

IMPEDANCIAS VISTAS POR EL RELE DE FASE  
LOCALIZADO EN LA SUBESTACION SANTA ROSA  
(VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

UBICACION DE LA FALLA 2 Ø	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERA- CION (I)	MINIMA GENERA CION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN QUE SE UBICA LA FALLA
S/E VICENTINA (138 KV)	0.4828  90°	0.4828  90°	0.4828  90°	2a
S/E GUANGOPO- LO (138 KV)	0.93  90°	0.875  90°	1.2  90°	3 a

CUADRO Nº V - 14

Los resultados presentados nos muestran que la protección de respaldo servirá únicamente para la línea Vicentina - Guangopolo y parte del circuito paralelo de la línea Santa Rosa - Vicentina esto como consecuencia de las fuentes de corriente intermedias.

b) Relés de fase ubicados en Vicentina

### Criterios de ajuste

1a Zona

La primera zona se la ajustará con un valor igual al 85 % de la reactancia de la línea protegida.

2a Zona

Su ajuste se fijará con el 100 % de la línea Santa Rosa - Vicentina más el 70% de la línea adyacente mas corta en este caso la línea Santa Rosa - Epiclachima esto a fin de no interferir con la segunda zona de los relés destinados a proteger esta línea y que se encuentran ubicados en la subestación Santa Rosa.

Tiempo de retardo de la segunda zona 0.4 seg.

3a Zona

Se limitará el alcance de esta zona al 75 % de la impedancia de la línea Santa Rosa - Santo Domingo por dos razones.

- 1- A fin de alcanzar el extremo opuesto del circuito paralelo
- 2- Para cumplir con el alcance mínimo básico de la unidad Mho.

Tiempo de retardo de la tercera zona 0.8 seg.

Esto se puede apreciar en la figura N° V - 23

### Ajustes

Siguiendo un proceso similar a los casos anteriores se llegó a determinar los siguientes resultados (Cuadro N° V - 15)

#### AJUSTES DE LOS RELES DE FASE UBICADOS EN VICENTINA

RELE DE FASE	ALCANCE MÍNIMO BÁSICO ( $\Omega$ sec)	T (%)	RETARDO DE TIEMPO (seg)	PUNTO DE CALIBRACION ( $\Omega$ sec)
UNIDAD OHM 1	0.4	98	*	0.408   <u>90°</u>
UNIDAD OHM 2	0.4	57	0.4	0.702   <u>90°</u>
UNIDAD MHO	1.0	98	0.8	1.017   <u>80°</u>

\* Operación instantánea

Comprobación

IMPEDANCIAS VISTAS POR EL RELE DE FASE

LOCALIZADO EN LA SUBESTACION VICENTINA ( VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

UBICACION DE LA FALLA (2 $\emptyset$ )	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBICA LA FALLA
S/E SANTA ROSA (138 KV)	0.4828 $\underline{90^\circ}$	0.4828 $\underline{90^\circ}$	0.4828 $\underline{90^\circ}$	2a
S/E SANTA ROSA (230 KV)	0.81 $\underline{90^\circ}$	1.66 $\underline{90^\circ}$	--	3a
S/E EPICLACHIMA (138 KV)	3.80 $\underline{90^\circ}$	*	1.47 $\underline{90^\circ}$	+

\* La corriente circula en sentido contrario a la dirección de disparo

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

CUADRO N° V - 16

Los resultados presentados en el cuadro N° V - 16, al igual que en casos anteriores, nos muestran el efecto de las fuentes de corriente intermedias, razón por la cual, la protección de respaldo sirve en parte al transformador de la subestación Santa Rosa, ya que fallas en la barra de 230 KV en condiciones de mínima generación (I) se ubican fuera del alcance de los relevadores.

3.- Línea Santa Rosa - Epiclachima

a) Relés de fase ubicados en Santa Rosa

Criterios de ajuste

1a Zona

Se efectuará el ajuste con un valor igual al 85 % de la reactancia de la línea protegida.

2a Zona

Se fijará el ajuste con el 100 % de la reactancia de la línea Santa Rosa - Epiclachima más el 50 % de la reactancia de uno de los transformadores de la subestación Epiclachima, esto a fin de proteger con segunda zona la barra de 46 KV de la subestación con los dos transformadores funcionando.

Tiempo de retardo de la segunda zona 0.4 seg.

3a Zona

Esta zona se extenderá hasta el 40 % de la línea S/E SUR - S/E VICENTINA, esta limitación obedece a la necesidad de no interferir con la

tercera zona de los relés ubicados en Epiclachima y destinados a la protección de la línea que va a la subestación Sur, además para dar protección completa a los dos transformadores de la subestación. Epiclachima.

Tiempo de retardo de la tercera zona 0.8 seg.

Esto se puede apreciar en la figura V - 24

### Ajustes

Los ajustes se obtuvieron en la misma forma que en los casos anteriores (Cuadro Nº V - 17)

#### AJUSTES DE LOS RELES DE FASE UBICADOS EN SANTA ROSA

RELE DE FASE	ALCANCE MÍNIMO BASICO ( $\Omega$ sec)	T (%)	RETARDO DE TIEMPO (seg)	PUNTO DE CALIBRACION ( $\Omega$ sec)
UNIDAD OHM 1	0.2	73	*	0.274 <u>90°</u>
UNIDAD OHM 2	0.4	30	0.4	1.33 <u>90°</u>
UNIDAD MHO	1.0	41	0.8	2.42 <u>81°</u>

\* Operación instantánea

IMPEDANCIAS VISTAS POR EL RELE DE FASE

LOCALIZADO EN LA SUBESTACION SANTA ROSA  
(VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

UBICACION DE LA FALLA 2 Ø	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBICA LA FALLA
S/E EPICLACHIMA (138 KV)	0.3247   90°	0.3247   90°	0.3247   90°	2a
S/E EPICLACHIMA (46 KV)	1.35   90°	1.35   90°	1.35   90°	3a
S/E N° 3 (46 KV)	2.03   90°	1.91   90°	2.35   90°	3a
S/E SUR (46 KV)	2.48   90°	2.37   90°	3.07   90°	3a
S/E VICENTINA (46 KV)	3.60   90°	3.0   90°	15.62   90°	+

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

CUADRO N° V - 18

Los resultados que se presentan en el cuadro N° V - 18 demuestran el beneficio de la protección de respaldo dado por los relés de distancia en el caso de no existir fuentes de corriente intermedia ó un número limitado de ellas.

b) Relés de fase ubicados en Epiclachima

Criterios de ajuste

1a Zona

Se la ajustará con un valor igual al 85 % de la reactancia de la línea.

2a Zona

El ajuste se fijará con un valor igual al 100 % de la reactancia de la línea protegida más un 70 % de la reactancia de la línea Santa Rosa - Vicentina esto a fin de no interferir con la segunda zona de los relés ubicados en Santa Rosa y destinados a la protección de la línea que va a la subestación Vicentina.

Tiempo de retardo de la segunda zona 0.4 seg

3a Zona

Se limitará el alcance de esta zona al 100 % de la impedancia de la línea Santa Rosa - Santo Domingo para cumplir con los requerimientos del alcance mínimo básico de la unidad Mho teniendo que incrementar el tiempo de operación de esta unidad para no producir una descoordinación con la tercera zona de los relés ubicados en Santa Rosa y destinados a la protección de la línea que va a la Vicentina.

Tiempo de retardo de la tercera zona 1.0 seg.

Esto puede apreciarse en mejor forma en la figura N° V - 25

Ajustes

Para determinar los ajustes se procedió en igual forma que en los casos anteriores (Cuadro N° V - 19)

AJUSTES DE LOS RELES DE FASE UBICADOS EN EPICLACHIMA

RELE DE FASE	ALCANCE MINIMO BASICO ( $\Omega$ sec)	T (%)	RETARDO DE TIEMPO (seg)	PUNTO DE CALIBRACION ( $\Omega$ sec)
UNIDAD OHM 1	0.2	73	*	0.274 <u>90°</u>
UNIDAD OHM 2	0.4	60	0.4	0.667 <u>90°</u>
UNIDAD MHO	1.0	99	1.0	1.00 <u>81.3°</u>

Operación instantánea

CUADRO N° V - 19

Comprobación

IMPEDANCIAS VISTAS POR EL RELE DE FASE LOCALIZADO EN LA SUBESTACION  
EPICLACHIMA (VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

UBICACION DE LA FALLA 2 $\emptyset$	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBICA LA FALLA
S/E SANTA ROSA (138 KV)	0.3247 $\underline{90^\circ}$	0.3247 $\underline{90^\circ}$	0.3247 $\underline{90^\circ}$	2a
S/E SANTA ROSA (230 KV)	0.79 $\underline{90^\circ}$	1.04 $\underline{90^\circ}$	--	3a
S/E VICENTINA (138 KV)	5.05 $\underline{90^\circ}$	*	0.86 $\underline{90^\circ}$	+
S/E GUANGOPOLO (138 KV)	9.42 $\underline{90^\circ}$	*	1.66 $\underline{90^\circ}$	+

\* La corriente circular en sentido contrario a la dirección de disparo

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

CUADRO N° V - 20

De acuerdo a los resultados presentados en el cuadro N° V - 20 se puede ver que la protección de respaldo servirá únicamente para el transformador de la subestación Santa Rosa; además como las impedancias que ve el relé para fallas en Vicentina y Guangopolo caen fuera de la zona de operación no creemos justificable el incremento del tiempo de la unidad

Mho, razón esta para ajustarle a 0.8 seg solamente.

#### 5.4.3.- AJUSTES Y COORDINACION DE LOS RELES DE TIERRA

Para el ajuste de estos relés son aplicables los mismos criterios enunciados en el punto anterior razón por la cual nos limitaremos al cálculo de los taps y a la comprobación del funcionamiento de los relevadores.

1.- Línea Santa Rosa - Selva Alegre

a) Relés de tierra ubicados en Santa Rosa (Fig. N° V - 26)

##### Ajustes

1a Zona

$$XL = 0.85 \times j 0.6218 = j 0.529$$

$$To (\%) = \frac{0.4}{0.529} \times 100 = 75.6 \%$$

To (%) escogido = 76 %

$$\text{Punto de calibración } X = \frac{0.4}{0.76} = 0.526 (\Omega \text{ sec})$$

2a Zona

$$XL = j 0.6218 + 0.5 j 2.051 = j 1.647$$

$$To (\%) = \frac{0.4}{1.647} \times 100 = 24.3$$

To (%) escogido = 24 %

$$\text{Punto de calibración } X = \frac{0.4}{0.24} = 1.66 \quad (\Omega \text{ sec})$$

3a Zona

$$\begin{aligned} Z_L &= 0.1533 + j 0.6218 + j 1.0255 + 0.1905 + j 0.6913 \\ &\quad + 0.4 (0.2314 + j 0.8075) \\ &= 0.4364 + j 2.6616 = 2.697 \quad \underline{80.7^\circ} \end{aligned}$$

$$TM (\%) = \frac{1.0}{2.697} \cos (60 - 80.7) \times 100 = 34.69 \%$$

TM (%) escogido = 35 %

$$\text{Punto de calibración } Z = \frac{1.0}{0.35} \cos (60 - 80.7) = 2.67$$

Ajuste del transformador auxiliar (K')

$$K' = \frac{1}{3} \left( \frac{X_0}{X_1} - 1 \right) \times 100 = \frac{1}{3} \left( \frac{0.2042}{0.0653} - 1 \right) \times 100 = 70.9 \%$$

Tap escogido = 70 %

Comprobación

Para visualizar la respuesta de los relevadores de tierra procederemos de la siguiente manera:

Fallas en la subestación Selva Alegre en condiciones de máxima generación (barra de 138 KV)

- Falla dos fases (fases falladas b - c)

$$Z_a = \frac{V_a}{I_a + \sqrt{3} K' (PU) I_o} = \infty$$

$$Z_b = \frac{V_b}{I_b + \sqrt{3} K' (PU) I_o} = 1.048 \quad | \underline{40^\circ}$$

$$Z_c = \frac{V_c}{I_c + \sqrt{3} K' (PU) I_o} = 1.048 \quad | \underline{159.5^\circ}$$

- Falla tres fases tierra

$$Z_a = \frac{V_a}{I_a + \sqrt{3} K' (PU) I_o} = 0.6218 \quad | \underline{90^\circ}$$

$$Z_b = \frac{V_b}{I_b + \sqrt{3} K' (PU) I_o} = 0.6218 \quad | \underline{90^\circ}$$

$$Z_c = \frac{V_c}{I_c + \sqrt{3} K' (PU) I_o} = 0.6218 \quad | \underline{90^\circ}$$

- Falla dos fases tierra (fases afectadas b - c)

$$Z_a = \frac{V_a}{I_a + \sqrt{3} K' (PU) I_o} = 3.77 \quad | \underline{-90^\circ}$$

$$Z_b = \frac{V_b}{I_b + \sqrt{3} K' (PU) I_o} = 0.624 \quad | \underline{89.8^\circ}$$

$$Z_c = \frac{V_c}{I_c + \sqrt{3} K' (PU) I_o} = 0.624 \quad | \underline{90.19^\circ}$$

- Falla fase - tierra (fase afectada a)

$$Z_a = \frac{V_a}{I_a + \sqrt{3} K' \text{ (PU) } I_o} = 0.6244 \underline{90^\circ}$$

$$Z_b = \frac{V_b}{I_b + \sqrt{3} K' \text{ (PU) } I_o} = 4.67 \underline{-19.65^\circ}$$

$$Z_c = \frac{V_c}{I_c + \sqrt{3} K' \text{ (PU) } I_o} = 4.67 \underline{-160^\circ}$$

De los resultados presentados se puede ver que fallas distintas a la monofásica se ubican dentro de la zona de operación de los relevadores de tierra, pero debido a la estructura propia del relé procede a bloquear el disparo en el caso que dos o más unidades inicien el funcionamiento, esto pone de manifiesto, el hecho que los relevadores de tierra no respondan a fenómenos balanceados como las ondas de sincronización por ejemplo.

Para evitarse errores de funcionamiento de los relés de tierra en el caso de producirse fallas monofásicas, se debe tener especial cuidado en la no operación de los relés de las fases no afectadas, razón por la cual adicionalmente a la comprobación se incluirá un cuadro con los valores de las impedancias que ven estos relés.

IMPEDANCIAS VISTAS POR EL RELE DE TIERRA LOCALIZADO EN LA  
SUBESTACION SANTA ROSA (VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

UBICACION DE LA FALLA $\emptyset - T$	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBICA LA FALLA
S/E SELVA ALEGRE (138 KV)	0.624   <u>90°</u>	0.624   <u>90°</u>	0.624   <u>90°</u>	2a
S/E SELVA ALEGRE (46 KV)	1.41   <u>90°</u>	1.41   <u>90°</u>	1.41   <u>90°</u>	2a
S/E N° 3 (46 KV)	8.03   <u>90°</u>	5.94   <u>90°</u>	*	+
S/E N° 13 (46 KV)	3.95   <u>90°</u>	3.79   <u>90°</u>	5.28   <u>90°</u>	+

\* La corriente circula en sentido contrario a la dirección de disparo

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

CUADRO N° V - 21

IMPEDANCIAS VISTAS POR LAS RELES DE TIERRA DE LAS FASES  
NO AFECTADA PARA UNA FALLA  $\emptyset - T$  EN SELVA ALEGRE (138 KV)  
(VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

RELES DE TIERRA UBICADOS EN SANTA ROSA	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBICA LA FALLA
FASE B (Zb)	4.67   <u>-19.7</u>	6.5   <u>-16.6</u>	14.7   <u>-11.2</u>	+
FASE C (Zc)	4.67   <u>-160</u>	6.5   <u>-163.4</u>	14.7   <u>-168.8</u>	+

+ La falla se ubica fuera de la zona de protección

CUADRO N° V - 22

De los resultados presentados en el cuadro N° V - 21 se puede ver que el relé subalcansará para fallas localizadas hasta el final de la línea Santa Rosa - Selva Alegre por el efecto del ajuste  $K'$ , todo lo contrario sucede para fallas localizadas en la barra de 46 KV de la subestación Selva Alegre por efecto de los valores de las impedancias de secuencia positiva y cero de los transformadores. Por lo demás el comportamiento es similar a los relés de fase donde las fuentes de corriente intermedia juegan un papel importante en el alcance.

En lo que respecta a los resultados presentados en el cuadro N° V - 22 debemos indicar que no existe la tendencia a una mala operación de los relés de tierra en el caso de producirse fallas monofásicas.

b) Relés de tierra ubicados en Selva Alegre (Fig. N° V - 27)

### Ajustes

Para la obtención de los diferentes ajustes se ha procedido en forma similar al caso anterior obteniéndose los resultados indicados en el cuadro N° V - 23

AJUSTES DE LOS RELES DE TIERRA UBICADOS EN SELVA ALEGRE

RELE DE TIERRA	ALCANCE MINIMO BASICO ( $\Omega$ sec)	T (%)	RETARDO DE TIEMPO (seg)	PUNTO DE CALIBRACION ( $\Omega$ sec)
UNIDAD OHM 1	0.4	76	*	0.526   <u>90°</u>
UNIDAD OHM 2	0.4	50	0.4	0.8   <u>90°</u>
UNIDAD MHO	1.0	82	0.8	1.15   <u>79.7</u>

\* Operación instantánea

K' = 70 %

CUADRO N° V - 23

Comprobación

IMPEDANCIAS VISTAS POR EL RELE DE TIERRA LOCALIZADO EN LA SUBESTACION SELVA ALEGRE (VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

UBICACION DE LA FALLA $\emptyset - \hat{T}$	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBICA LA FALLA
S/E STA. ROSA (138 KV)	0.625   <u>90°</u>	0.625   <u>90°</u>	0.625   <u>90°</u>	2a
S/E STA. ROSA (230 KV)	1.15   <u>90°</u>	1.4   <u>90°</u>		3a
S/E EPICLACHIMA (138 KV)	12.14   <u>90°</u>	*	1.5   <u>90°</u>	+
S/E VICENTINA (138 KV)	8.05   <u>90°</u>	*	1.29   <u>90°</u>	+
S/E GUANGOLOPOLO (138 KV)	51.16   <u>90°</u>	*	2.27   <u>90°</u>	+

\* La corriente circula en sentido contrario a la dirección de disparo.

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

IMPEDANCIAS VISTAS POR LOS RELES DE TIERRA DE LAS FASES NO AFECTADAS PARA UNA FALLA  $\emptyset - T$  EN SANTA ROSA (138 KV)

(VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

RELES DE TIERRA UBICADOS EN SELVA ALEGRE	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE UBICA LA FALLA
FASE B (Zb)	11.41   <u>173.4</u>	25.91   <u>-3°</u>	11.31   <u>-9.8</u>	+
FASE C (Zc)	11.41   <u>6.61°</u>	25.91   <u>-177°</u>	11.31   <u>-170.3</u>	+

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

CUADRO N° V - 25

Como se puede apreciar de los resultados obtenidos (Cuadro N° V - 24) la protección de respaldo cubrirá en parte al transformador de la subestación Santa Rosa estando los demás elementos fuera del alcance de las zonas de respaldo, esto, como consecuencia de las fuentes de corriente intermedia. Ahora bien, no existe la tendencia a una mala operación por parte de los relés de tierra según se puede ver de los resultados presentados en el cuadro N° V - 25 en el caso de producirse fallas monofásicas.

2.- Línea Santa Rosa - Vicentina

Como esta línea es de doble circuito se pone en consideración el ajuste del transformador auxiliar de corriente (K'') a fin de compensar el efecto mutuo.

Nos abstendremos de su aplicación ya que estudios realizados al respecto demuestran que en la mayoría de los casos tienden a producirse sobre alcances los mismos que conducen a una franca descoordinación.

Ref (19) - (20)

a) Relés de tierra ubicados en Santa Rosa (Fig. N° V - 28)

Ajustes

Para la obtención de los diferentes ajustes se ha procedido en forma similar que en los casos anteriores (Cuadro N° V - 26)

AJUSTES DE LOS RELES DE TIERRA UBICADOS EN SANTA ROSA

RELE DE TIERRA	ALCANCE MINIMO BASICO ( $\Omega$ sec)	T (%)	RETARDO DE TIEMPO (seg)	PUNTO DE CALIBRACION ( $\Omega$ sec)
UNIDAD OHM 1	0.4	98	*	0.408   90°
UNIDAD OHM 1	0.4	66	0.4	0.606   90°
UNIDAD MHO	1.0	92	0.8	1.0   83°

\* Operación instantánea

K' = 70 %

CUADRO N° V - 26

Comprobación

IMPEDANCIAS VISTAS POR EL RELE DE TIERRA LOCALIZADO  
EN LA SUBESTACION SANTA ROSA (VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

UBICACION DE LA FALLA $\emptyset - T$	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBICA LA FALLA
S/E VICENTINA (138 KV)	0.63 $\underline{90^\circ}$	0.63 $\underline{90^\circ}$	0.63 $\underline{90^\circ}$	3a
S/E GUANGOLOPOLO (138 KV)	0.938 $\underline{90^\circ}$	1.21 $\underline{90^\circ}$	1.6 $\underline{90^\circ}$	+

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

CUADRO Nº V - 27

IMPEDANCIAS VISTAS POR LOS RELES DE TIERRA DE LAS FASES  
NO AFECTADAS PARA UNA FALLA  $\emptyset - T$  EN VICENTINA (138 KV)

(VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

RELES DE TIERRA UBICADOS EN SANTA ROSA	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBICA LA FALLA
FASE B (Zb)	6.15 $\underline{-14.5^\circ}$	6.99 $\underline{-13.0^\circ}$	22.58 $\underline{-9.4^\circ}$	+
FASE C (Zc)	6.15 $\underline{-165.5^\circ}$	6.99 $\underline{-167.0^\circ}$	22.58 $\underline{-170.6^\circ}$	+

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

CUADRO Nº V - 28

De los resultados obtenidos en el cuadro N° V - 27 se puede ver que el relé subalcansa para fallas localizadas en la barra de 138 KV de la sub estación Vicentina, esto obedece a la no compensación por efecto mutuo, además, este factor incide en la protección de respaldo ya que la restringe considerablemente.

Los resultados tabulados en el cuadro N° V - 28 nos indican que no existe la tendencia a una mala operación por parte de los relés de tierra en el caso de producirse una falla monofásica.

b) Relés de tierra ubicados en Vicentina (fig. N° V - 29)

Ajustes

Para la obtención de los ajustes se procedió en igual forma que en los casos anteriores.

AJUSTES DE LOS RELES DE TIERRA UBICADOS EN VICINTINA

RELE DE TIERRA	ALCANCE MINIMO BASICO ( $\Omega$ sec)	T (%)	RETARDO DE TIEMPO (seg)	PUNTO DE CALIBRACION ( $\Omega$ sec)
UNIDAD OHM 1	0.4	98	*	0.408 $\underline{90^\circ}$
UNIDAD OHM 2	0.4	57	0.4	0.702 $\underline{90^\circ}$
UNIDAD MHO	1.0	93	0.8	1.01 $\underline{80^\circ}$

\* Operación instantánea

K' = 70 %

CUADRO N° V - 29

Comprobación

IMPEDANCIAS VISTAS POR EL RELE DE TIERRA LOCALIZADO EN LA  
SUBESTACION VICENTINA  
(VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

UBICACION DE LA FALLA $\emptyset - T$	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE UBICA LA FALLA
S/E SANTA ROSA (138 KV)	0.64   <u>90°</u>	0.64   <u>90°</u>	0.64   <u>90°</u>	2a
S/E SANTA ROSA (230 KV)	0.93   <u>90°</u>	1.65   <u>90°</u>	---	+
S/E EPICLACHIMA (138 KV)	6.29   <u>90°</u>	*	1.66   <u>90°</u>	+

\* La corriente circula en sentido contrario a la dirección de disparo

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

CUADRO N° V - 30

IMPEDANCIAS VISTAS POR LOS RELES DE TIERRA DE LAS FASES NO AFECTADAS  
PARA UNA FALLA  $\emptyset - T$  EN SANTA ROSA (VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

RELES DE TIERRA UBICADOS EN VICENTINA	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBICA LA FALLA
FASE B (Zb)	22.6   <u>173.4°</u>	47   <u>-3.3°</u>	18.4   <u>-9.8°</u>	+
FASE D (Zc)	22.6   <u>6.6°</u>	47   <u>-176.7°</u>	18.4   <u>-170.2°</u>	+

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

CUADRO N° V - 31

Como se puede apreciar de los resultados obtenidos (Cuadro Nº V - 30) la protección de respaldo está restringida al transformador de la sub<sub>estación</sub> Santa Rosa ya que para las demás elementos el efecto de las fuentes de corriente intermedia impide cumplir con este propósito. El subalcanse originado por la no compensación del efecto mutuo se hace notorio en una forma similar que en el caso anterior.

Los resultados presentados en el cuadro Nº V - 31 nos indican que no existe la tendencia a una mala operación por parte de los relés de tierra en el caso de producirse fallas monofásicas.

### 3.- Línea Santa Rosa - Epiclachina

a) Relés de tierra ubicados en Santa Rosa (Fig. Nº V -30)

#### Ajustes

Para el cálculo de los ajustes se ha procedido en igual forma que en casos anteriores.

AJUSTES DE LOS RELES DE TIERRA UBICADOS EN SANTA ROSA

RELE DE TIERRA	ALCANCE MINIMO BASICO ( $\Omega$ sec)	T (%)	RETARDO DE TIEMPO (seg)	PUNTO DE CALIBRACION ( $\Omega$ sec)
UNIDAD OHM 1	0.2	73	*	0.274   <u>90°</u>
UNIDAD OHM 2	0.4	30	0.4	1.33   <u>90°</u>
UNIDAD MHO	1.0	39	0.8	2.394   <u>81°</u>

\* Operación instantánea

K' = 70 %

CUADRO Nº V - 32

Comprobación

IMPEDANCIAS VISTAS POR EL RELE DE TIERRA LOCALIZADO EN LA SUBESTACION SANTA ROSA  
(VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

UBICACION DE LA FALLA ( $\emptyset - T$ )	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBICA LA FALLA
S/E EPICLACHIMA (138 KV)	0.325   <u>90°</u>	0.325   <u>90°</u>	0.325   <u>90°</u>	2a
S/E EPICLACHIMA (46 KV)	1.07   <u>90°</u>	1.07   <u>90°</u>	1.07   <u>90°</u>	2a
S/E Nº 3 (46 KV)	2.40   <u>90°</u>	2.28   <u>90°</u>	3.22   <u>90°</u>	3a
S/E SUR (46 KV)	3.23   <u>90°</u>	3.35   <u>90°</u>	6.65   <u>90°</u>	+
S/E VICENTINA (46 KV)	4.59   <u>90°</u>	3.59   <u>90°</u>	*	+

\* La corriente circula en sentido contrario a la dirección de disparo

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

CUADRO Nº V - 33

IMPEDANCIAS VISTAS POR LOS RELES DE TIERRA DE LAS FASES

NO AFECTADAS PARA UNA FALLA  $\emptyset - T$  EN EPICLACHIMA (138 KV)

(VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

RELES DE TIERRA UBICADOS EN SANTA ROSA	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERA CION CONDICION I	MINIMA GENERA CION CONDICION II	ZONA DE PRO- TECCION EN LA UBICA LA FALLA
FASE B (Zb)	2.22 $\underline{-16.74^\circ}$	3.08 $\underline{-13.7^\circ}$	12.03 $\underline{-11.2}$	+
FASE C (Zc)	2.22 $\underline{-163.3^\circ}$	3.08 $\underline{-166.4^\circ}$	12.03 $\underline{-168.8^\circ}$	+

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

CUADRO N° V - 34

Los resultados que se presentan en el cuadro N° V - 33 no muestran una diferencia notoria respecto a lo que se obtuvo con los relés de fase salvo para fallas en la barra de 46 KV de la subestación Selva Alegre donde por efectos de la relación  $X_0/X_1$  de las transformadores hay una tendencia al sobrealcance, pero este efecto no es tan fuerte como el de las corrientes intermedias y de ahí que fallas ubicadas en la subestación N° 3 se ubiquen en el límite de operación de la tercera zona.

No existe la tendencia a una mala operación por parte de los relés de tierra según se ve de los resultados presentados en el cuadro N° V - 34 en el caso de producirse fallas monofásicos.

b) Relés de tierra ubicados en Epiclachima (Fig. N° V - 31)

Ajustes

Para calcular los ajustes se ha procedido en forma similar a lo anteriormente realizado.

AJUSTES DE LOS RELES DE TIERRA UBICADOS EN EPICLACHIMA

RELE DE TIERRA TIERRA	ALCANCE MINIMO BASICO ( $\Omega$ sec)	T (%)	RETARDO DE TIEMPO (seg)	PUNTO DE CALIBRACION ( $\Omega$ sec)
UNIDAD OHM 1	0.2	73	*	0.274   <u>90°</u>
UNIDAD OHM 2	0.4	78	0.4	0.513   <u>90°</u>
UNIDAD MHO	1.0	93	1.0	1.0   <u>81.3°</u>

\* Operación instantánea

K' = 70 %

CUADRO N° V - 35

Comprobación

IMPEDANCIAS VISTAS POR EL RELE DE TIERRA LOCALIZADO EN LA SUBESTACION  
EPICLACHIMA (VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

UBICACION DE LA FALLA $\emptyset - T$	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBICA LA FALLA
S/E STA ROSA (138 KV)	0.325 $\underline{90^\circ}$	0.325 $\underline{90^\circ}$	0.325 $\underline{90^\circ}$	2a
S/E STA ROSA (230 KV)	0.765 $\underline{90^\circ}$	0.826 $\underline{90^\circ}$	---	3a
S/E VICENTINA (138 KV)	8.08 $\underline{90^\circ}$	*	0.95 $\underline{90^\circ}$	+
S/E GUANGOPOLO (138 KV)	*	*	1.88 $\underline{90^\circ}$	+

\* La corriente circula en sentido contrario a la dirección de disparo

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

CUADRO N° V - 36

IMPEDANCIAS VISTAS POR LOS RELES DE TIERRA DE LAS FASES NO AFECTADAS  
PARA UNA FALLA  $\emptyset - T$  EN SANTA ROSA (138 KV)  
(VALORES EN  $\Omega$  SECUNDARIOS)

RELES DE TIERRA UBICADOS EN EPICLACHIMA	MAXIMA GENERACION	MINIMA GENERACION CONDICION (I)	MINIMA GENERACION CONDICION (II)	ZONA DE PROTECCION EN LA QUE SE UBICA LA FALLA
FASE B (Zb)	146.4 $\underline{-6.12}$	20.13 $\underline{-3.4^\circ}$	7.11 $\underline{-10.3^\circ}$	+
FASE C (Zc)	146.4 $\underline{-173.9}$	20.13 $\underline{-176.6^\circ}$	7.11 $\underline{-169.7^\circ}$	+

+ La falla se ubica fuera de la zona de operación

CUADRO N° V - 37

Los resultados presentados en el cuadro N° V - 36 nos muestran que el retardo de tiempo adicional que se da a la tercera zona no es justificable ya que fallas localizadas en las barras de 138 KV de las subestaciones Vicentina y Guangopolo se ubican fuera de la zona de operación, razón esta para ajustarle a 0.8 seg solamente. La protección de respaldo como en casos anteriores sirve unicamente al transformador de la subestación Santa Rosa.

Según los resultados presentados en el Cuadro N° V - 37 no existe la tendencia a una mala operación por parte de los relés de tierra en el caso de producirse fallas monofásicas.

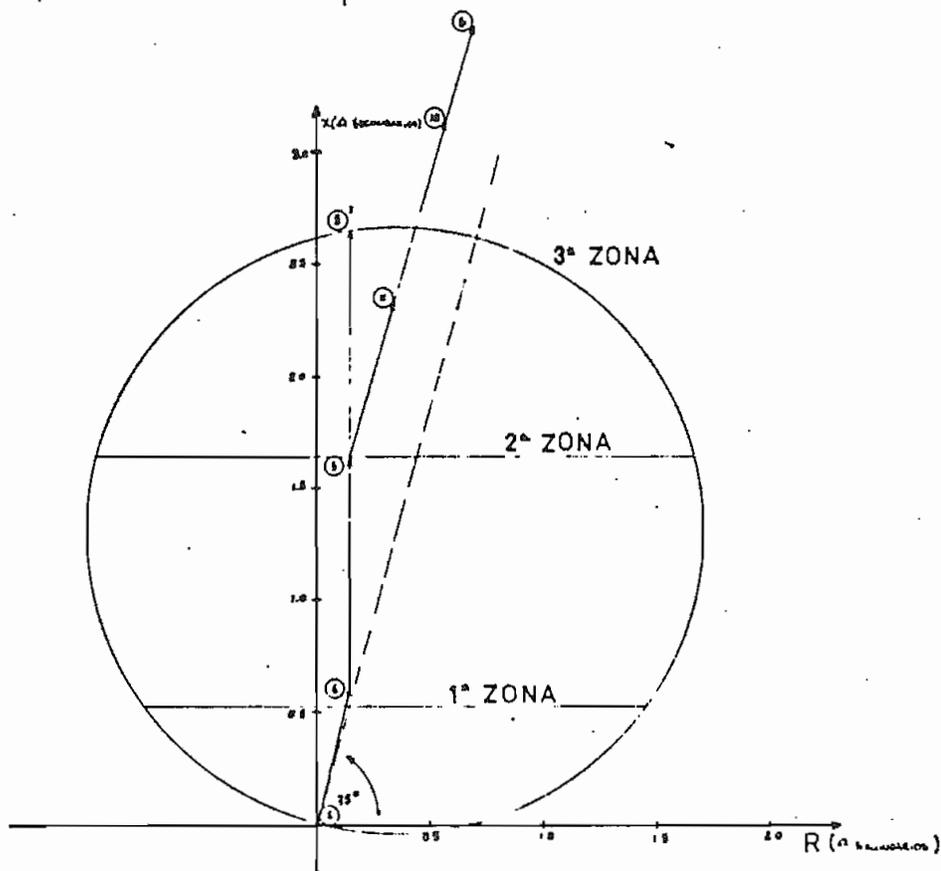
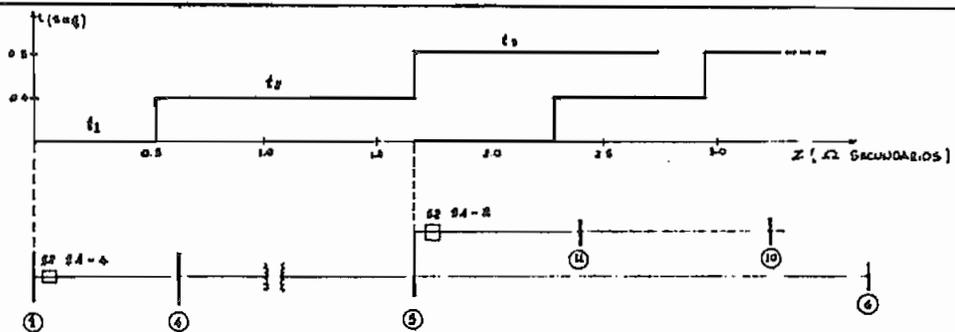


fig nº V-20

LINEA SANTA ROSA—SELVA ALEGRE  
reles de fase ubicados en la subestacion  
santa rosa

NOTA: ④-⑤ es la impedancia de uno de los transfor-  
madores de la subestación selva alegre

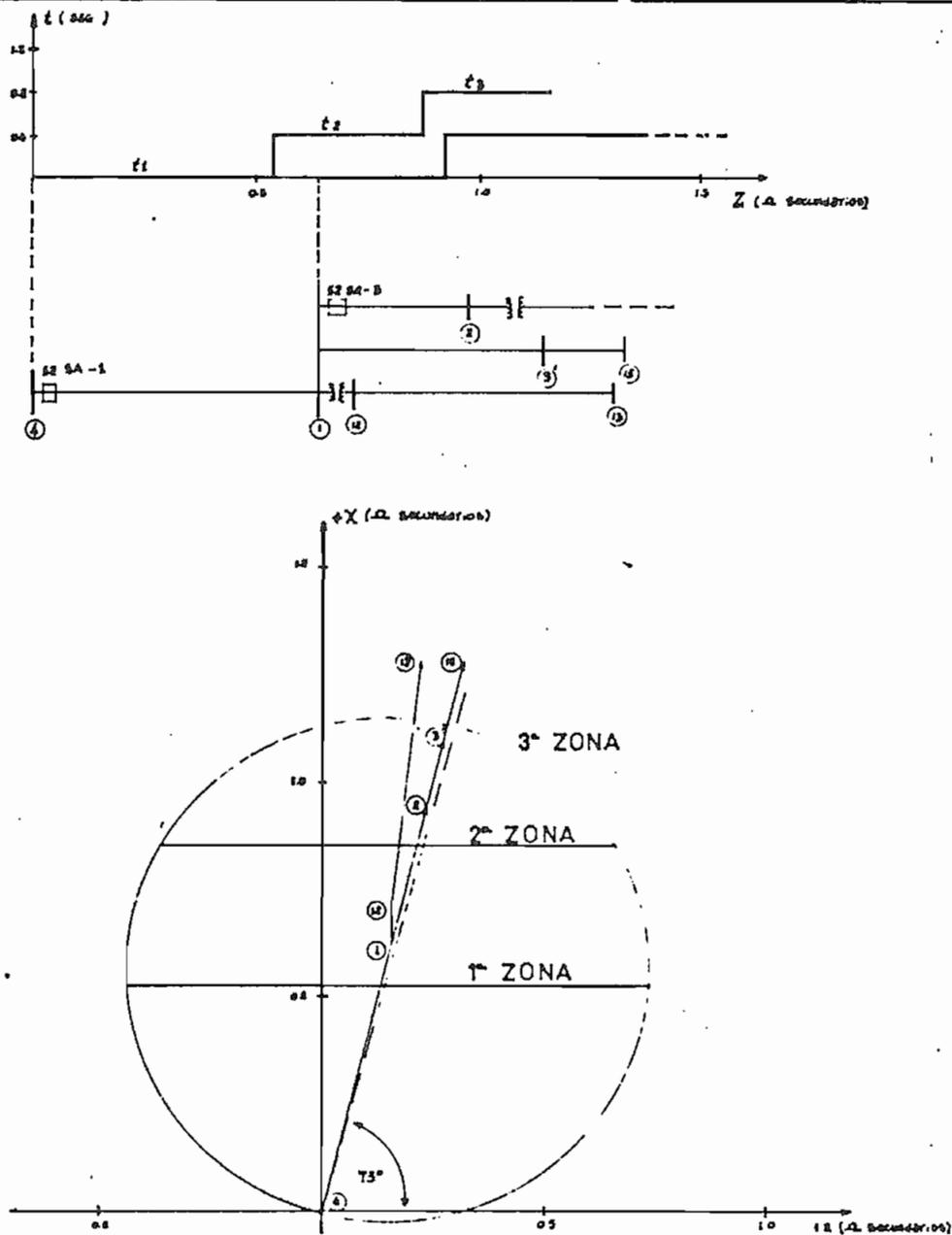


fig n° V - 21

LINEA SANTA ROSA— SELVA ALEGRE  
 relés de fase ubicados en la subestación  
 selva alegre

NOTA: ①-③

es la impedancia de un circuito de la línea  
 santa rosa—vicentina

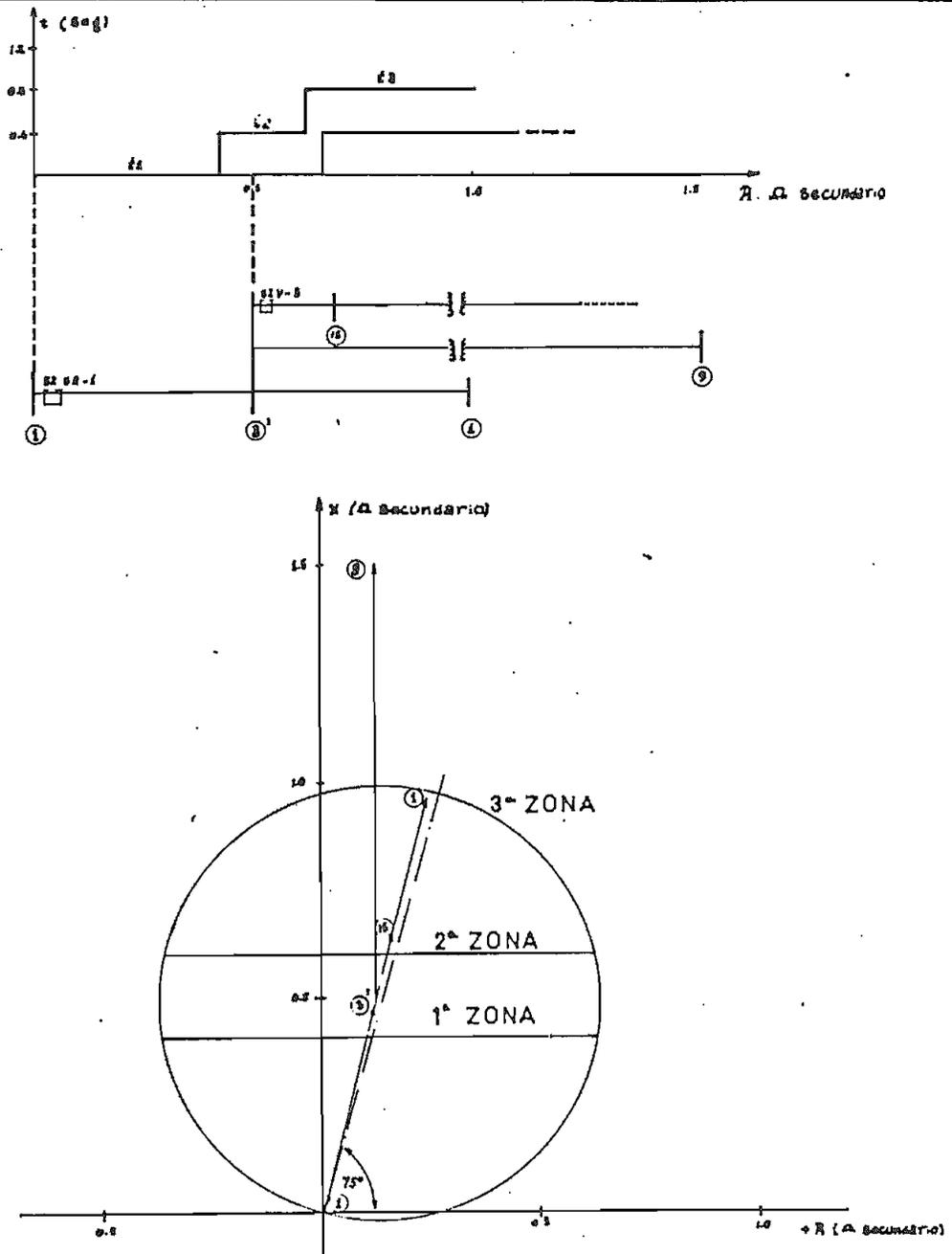


fig nº V - 22

LINEA SANTA ROSA VICENTINA  
reles de fase ubicados en la subestación  
santa rosa

NOTA: ①-③' es la impedancia de un circuito  
de la línea santa rosa—vicentina

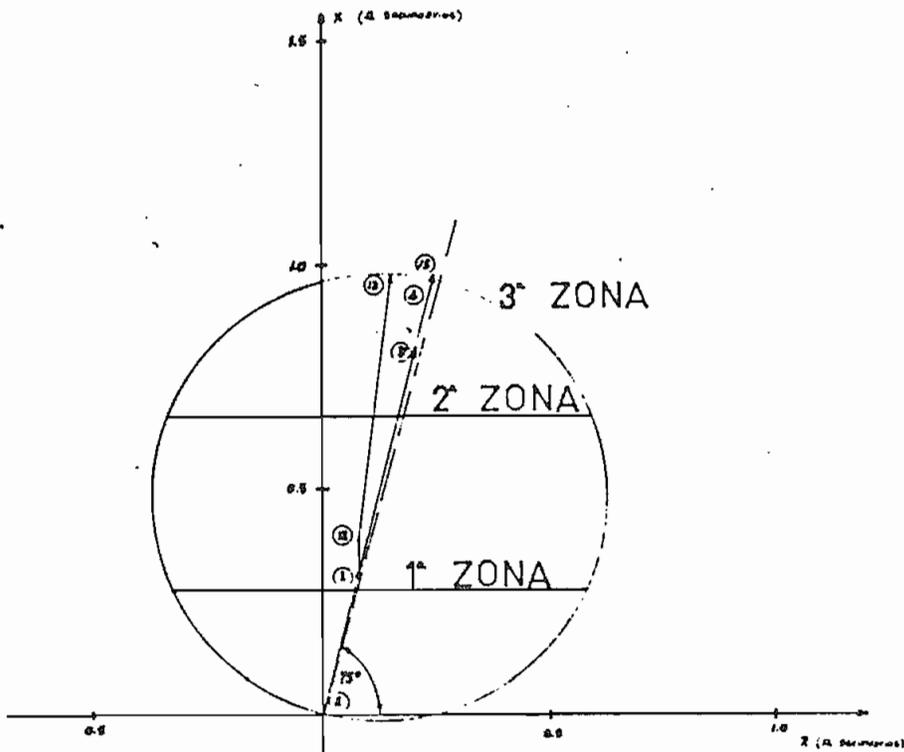
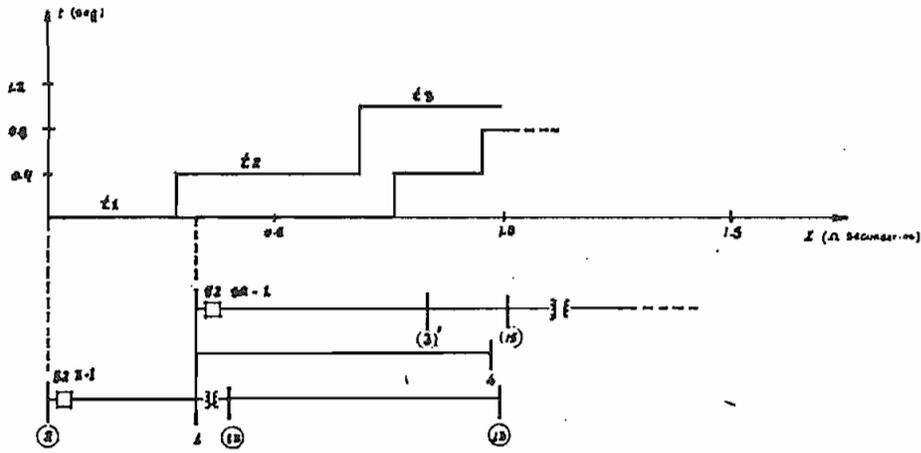


fig nº V-25

LINEA SANTA ROSA—EPICLACHIMA  
 reles de fase ubicados en la  
 subestacion epiclachima

NOTA : ① ③' es la impedancia de un  
 circuito de la linea santa rosa —  
 vicentina

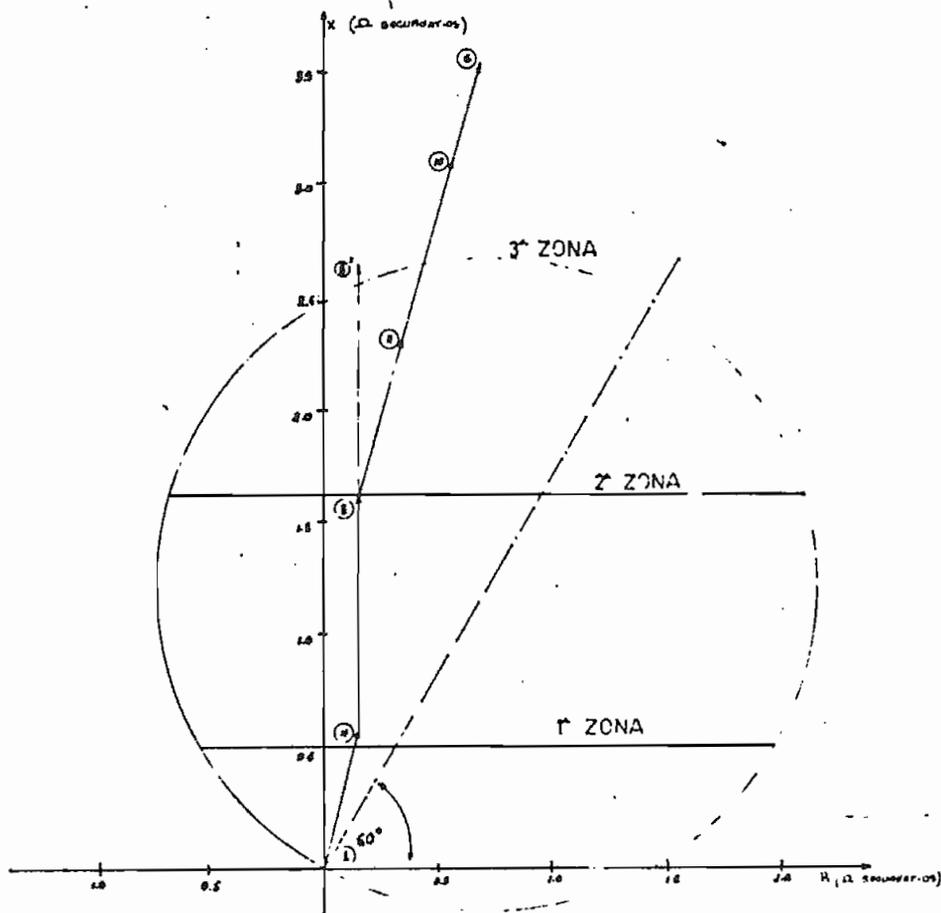
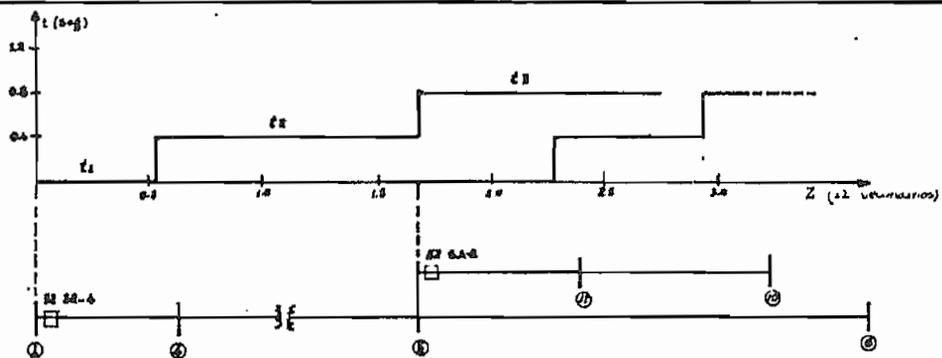


fig nº V-26 LINEA SANTA ROSA SELVA  
ALEGRE reles de tierra  
ubicados en la subestacion  
santa rosa

NOTA : ④-⑤ es la impedancia de uno  
de los transformadores de la  
subestacion selva alegre

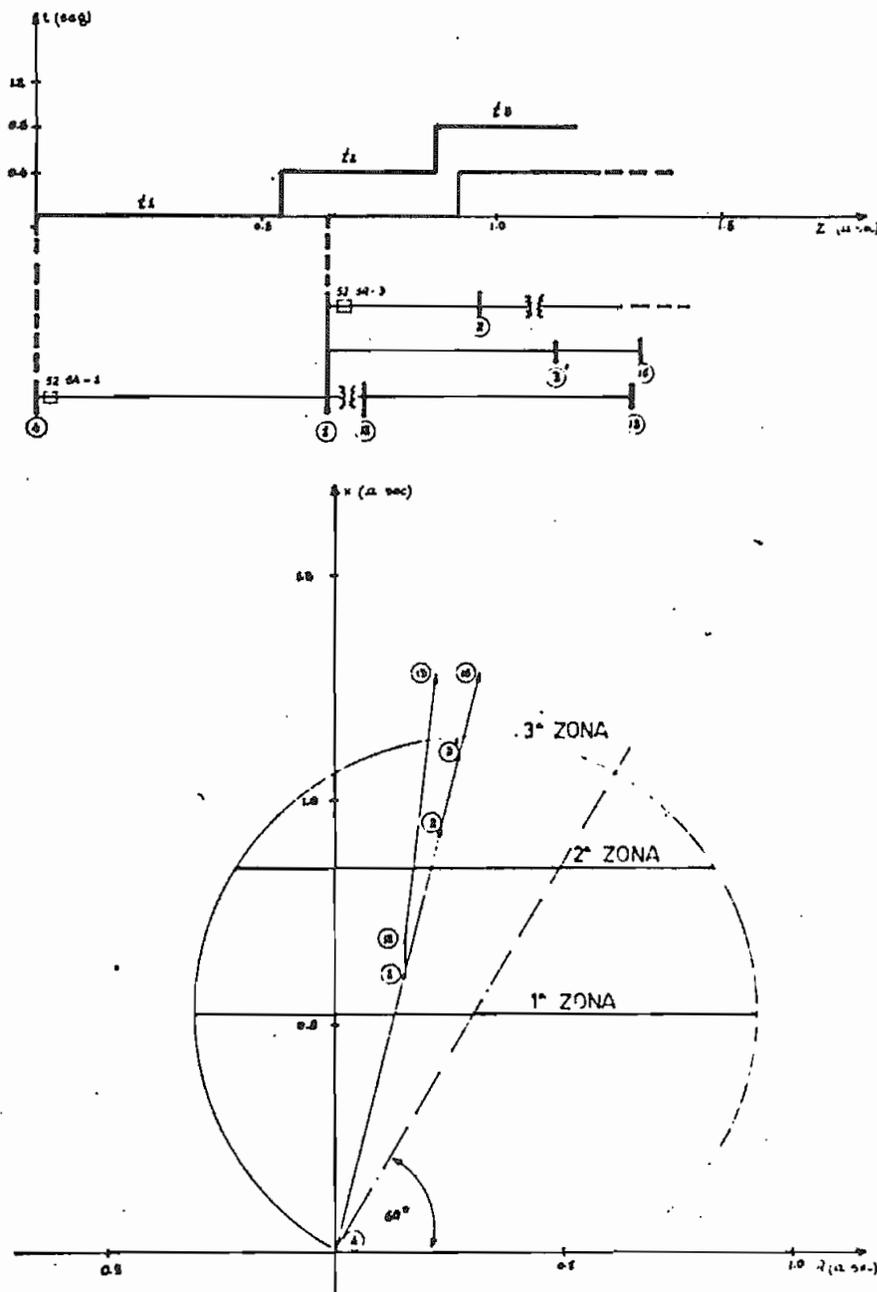


fig n° V-27 LINEA SANTA ROSA SELVA ALEGRE  
 reles de tierra ubicados en la subestacion selva alegre  
 NOTA :: ①③' es la impedancia de un circuito de la linea santa rosa vicentina

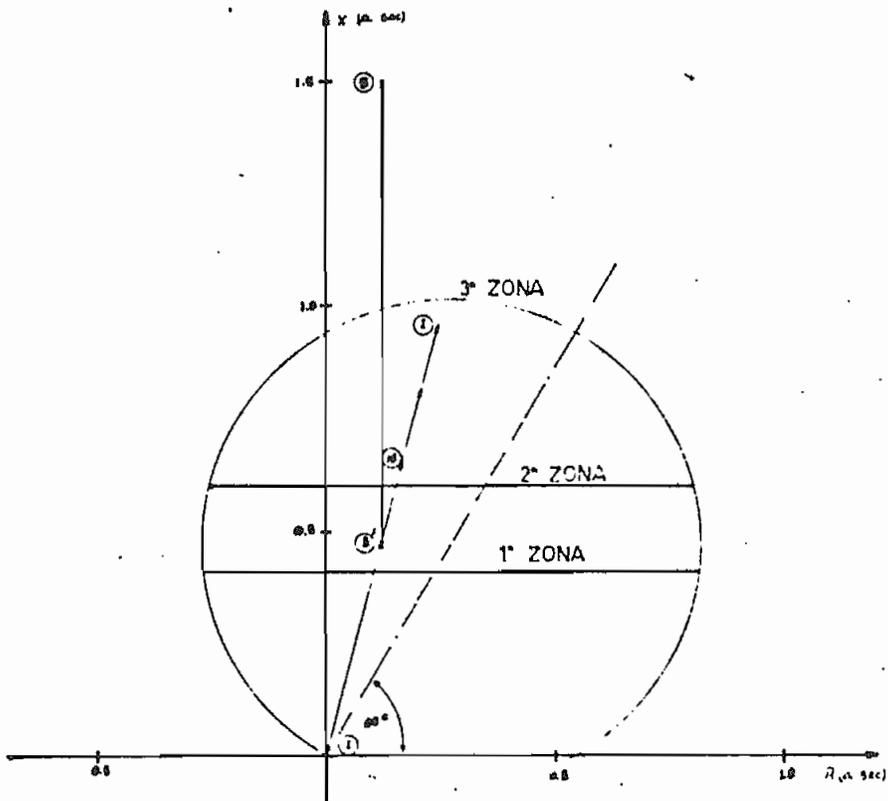
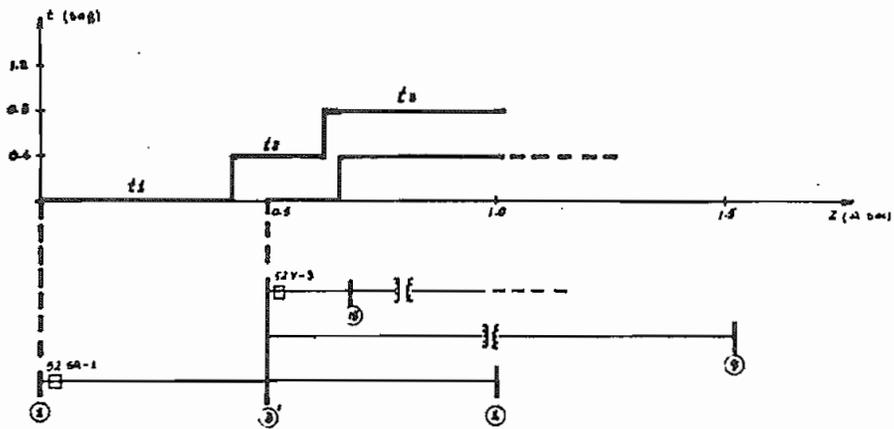


fig nº V-28

LINEA SANTA ROSA VICENTINA  
reles de tierra ubicados en la sub-  
estacion santa rosa

NOTA:

①-③ es la impedancia de un circuito  
de la linea santa rosa-vicentina

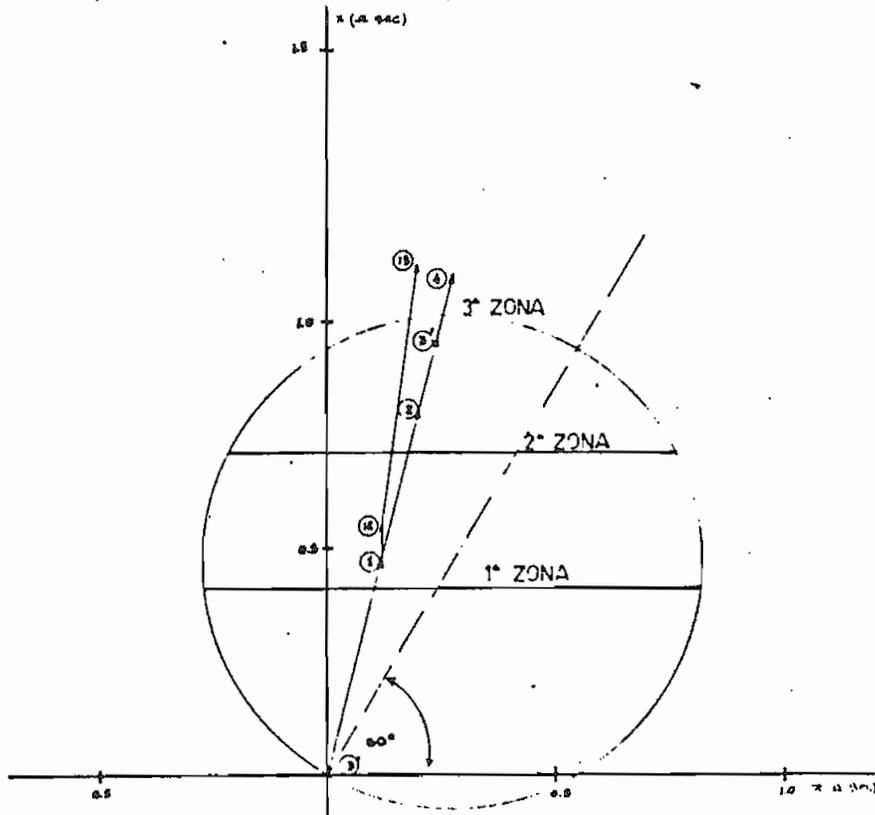
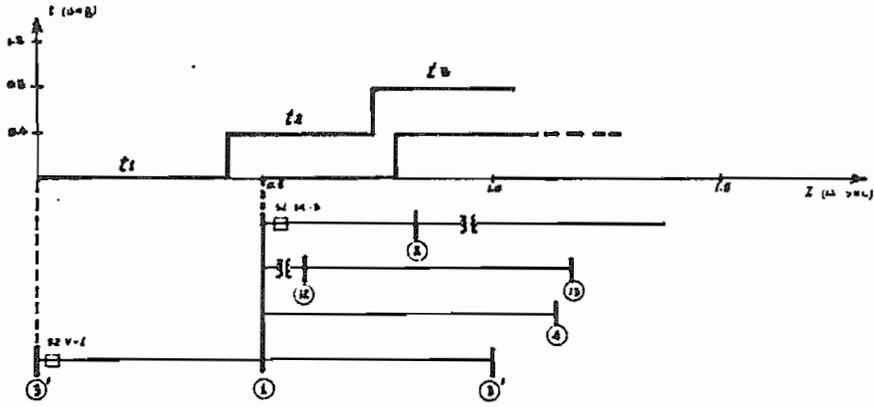


fig nº V-29

LINEA SANTA ROSA VICENTINA  
reles de tierra ubicados en la sub-  
estacion vicentina

NOTA :

①③' es la impedancia de un circui-  
to de la linea santa rosa-vicentina

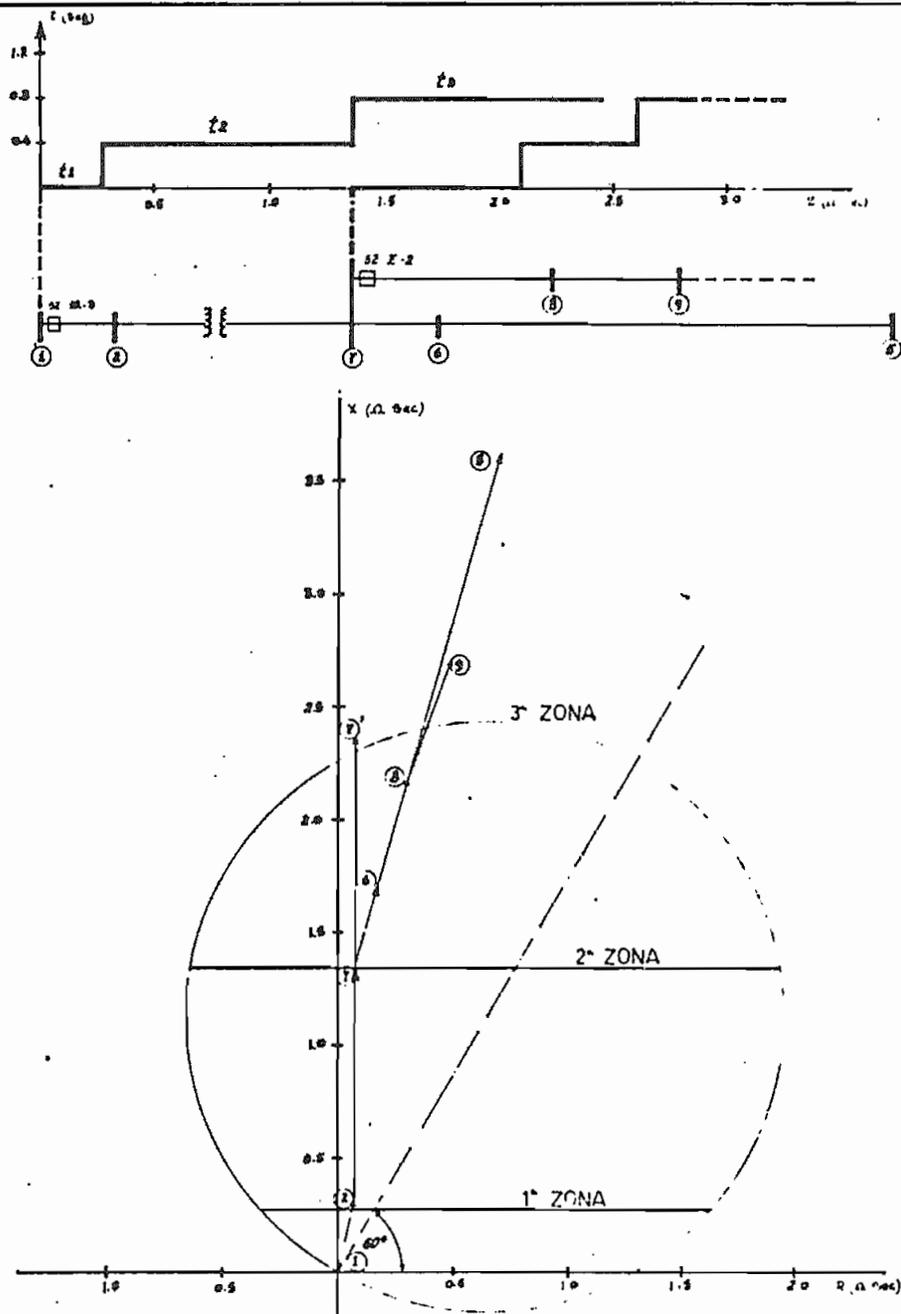


fig nº V-30

LINEA SANTA ROSA EPICLACHIMA

reles de tierra ubicados en la subestacion santa rosa

NOTA :

②⑦ es la impedancia de uno de los transformadores de la subestacion epiclachima

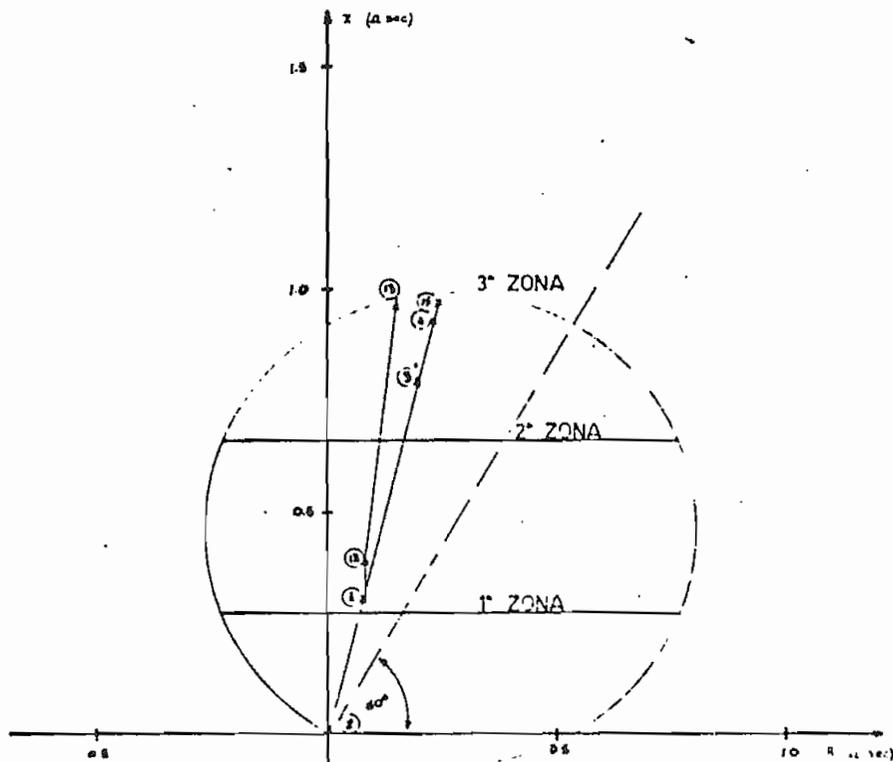
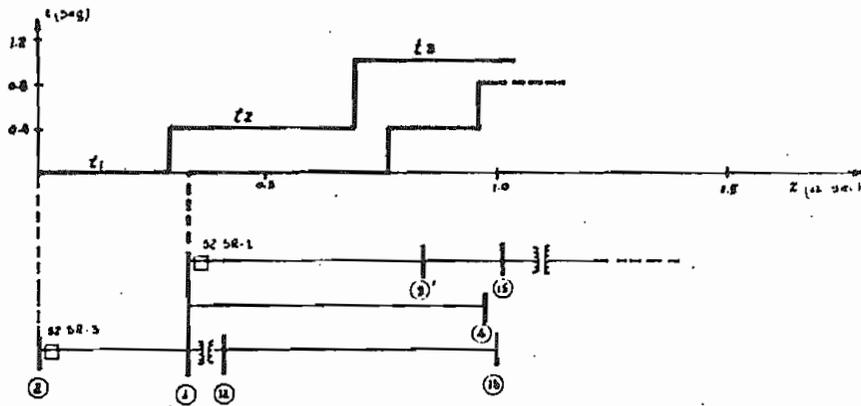


fig nº V-31

LINEA SANTA ROSA EPICLACHIMA  
reles de tierra ubicados en la subestacion epiclachima

NOTA

①③ es la impedancia de uno de los circuitos de la linea santa rosa — vicentina

## C A P I T U L O VI

### COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

Expondremos nuestros puntos de vista sobre el tema desarrollado tratando en lo posible de no incursionar en tópicos analizados con anterioridad.

- 1.- Hemos creído conveniente enfatizar la aplicación que se pueda hacer al estudio de cortocircuitos antes que a las magnitudes obtenidas (sean estos valores de fase ó secuencia), para dejar claros algunos puntos haremos las siguientes acotaciones.
  - a) En la determinación de las máximas corrientes de corto circuito se realizaron fallas con el disyuntor al final de la línea abierto y cerrado entre otras, encontrándose una diferencia de un 3.5 %, magnitud que no influirá en cualquier aplicación que se de a esta corriente, razón por la cual recomendamos trabajar con el sistema completo.
  - b) Fallas en diferentes tramos de una línea se hace necesario efectuar, en el caso que se desee estudiar la compensación por efecto mutuo en líneas paralelas, esto a fin de visualizar el comportamiento de los relés de tierra, para las demás aplicaciones creemos que es suficiente con hacer el estudio de corto circuitos en las diferentes barras del sistema.

- c) Para el caso de relevadores de distancia no interesa la magnitud de la corriente de corto circuito, sino la proporción en la que se distribuye en los diferentes elementos, ya que alguno ó algunos de ellos serán fuentes de corriente intermedia para determinado relé, haciendo necesario probar el funcionamiento de las zonas de respaldo mediante fallas en los sitios involucrados, considerando primero, todos los elementos del sistema y otro análisis en el que se incluya las contingencias estudiadas en Flujos de carga.
- 2.- Por lo que se ha podido apreciar a lo largo de este trabajo la influencia de las fuentes de corriente intermedia juega un papel importante al tratar la protección de respaldo, en la mayoría de los casos ha limitado considerablemente el alcance de los relevadores; y si ha esto se añade el efecto de la resistencia de arco que al tratarse de líneas cortas y alimentadas de ambos terminales toma valores de consideración, la protección dada a elementos adyacentes pierde su significado.

Por otro lado, un aspecto que influye notablemente en el ajuste de las diferentes zonas, es el valor de impedancia de los elementos del sistema, y de ahí que las líneas más cortas sean las que orienten en la fijación de los alcances, esto conlleva una limitación de protección a elementos más largos por lo que se hace difícil su aplicación.

Estas razones, nos llevan a recomendar que se tome especial interés en la protección de respaldo local, ya que la proporcionada por relevados de distancia resulta muy limitada.

## REFERENCIAS

- 1- ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.- Tesis de Grado, "Estudio de Fallas de la Empresa Eléctrica Quito", Fernando Muñoz, 1973.
- 2- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION.- "Transmission and Distribution reference book" , East Pittsburgh Pennsylvania U.S.A. 1964.
- 3- JACINTO VIQUEIRA LANDA.- "Redes Electricas" Tomos I y II, Mexico D.F. 1973.
- 4- R. GUERRERO.- "Cálculo de Fallas" , México
- 5- ENCICLOPEDIA CEAC DE ELECTRICIDAD.- "Estaciones de Transformación y distribución - Protección de Sistemas Eléctricos" , Barcelona España 1972.
- 6- MCGRAW - EDISON COMPANY.- "Distribution System Protection Manual", Canonsburg Pennsylvania U.S.A.
- 7- SWITCHGEAR COMMITTEE OF THE IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY.- "IEEE Standard Application Guide for High - Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis" , U.S.A. 1972.

- 8- ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.- Tesis de Grado, "Cálculo Digital de Corto Circuitos en Sistemas Eléctricos de Potencia" , Mauro Erazo, 1976.
- 9- ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.- Tesis de Grado, "Diseño y coordinación de la Protección de la Línea de Transmisión Paute - Cuenca de 138 KV" , Fausto Yugcha Vallejo, 1975.
- 10- ELECTRICAL AND ELECTRONICS STANDARDS BOARD.- "American National Standard Schedules of Preferred Ratings and Related Required Capabilities for AC High Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis " , U.S.A. 1971.
- 11- ELECTRICAL AND ELECTRONICS STANDARDS BOARD.- "U.S.A. Standard Rating Structure for AC High - Voltage Circuit Breakers" , U.S.A. 1964.
- 12- STAGG AND EL ABIAD.- "Computer Methods in Power System Analysis", McGraw - Hill 1968.
- 13- ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.- "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia" , Ing. Hernán Sanhueza, 1974.
- 14- ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.- Tesis de Grado, "Flujo de Carga, Estudio por Medio de Computadoras Digitales" ; Carrillo , Hidalgo, Guerrero; Quito 1974.

- 15- INECEL .- DIVISION DE PLANIFICACION, "Producción de Potencia y Energía de las Centrales del Sistema Nacional Interconectado - Período 1977 - 1986" , Quito - Ecuador.
- 16- ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.- "Protecciones" , Ing. Julio Jurado, Quito 1975.
- 17- LUIS A. BRAND, JUAN A. MONCADA.- "Protección de Sistemas Eléctricos" Santiago de Chile, Mayo de 1976.
- 18- MASON RUSEELL.- "El Arte y Ciencia de la Protección por Relevadores" Wiley & Sons INC. U.S.A. 1971.
- 19- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION.- " Applied Protective Relaying" Newark New Jersey U.S.A. 1976.
- 20- COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL ( CIER ).- "Protección de Sistemas Eléctricos" , Ing. Agustín León Tapia, Chile 1975.
- 21- IEEE SECCION ECUADOR.- "Sistema Nacional de Transmisión, Esquemas de Protección" , Mayo de 1977.
- 22- A.R. VAN C. WARRINGTON.- "Protective Relays" , New York, John Wiley & Sons INC. U.S.A. 1962.

- 23- W.A. LEWIS - L.S. TIPPETT.- "Fundamental Basis for Distance Relaying on 3 - Phase Systems" , AIEE - Transaction 1947.
- 24- GENERAL ELECTRIC.- "Power Systems Protection for : Transmission and Subtransmission Lines" , Philadelphia U.S.A. 1964.
- 25- THE ENGLISH ELECTRIC COMPANY LIMITED.- "Protective Relays Application Guide" , London 1970.
- 26- INECEL.- División de Planificación, "Estudio del Mercado de Energía Eléctrica del Ecuador Período 1973 - 1990", Quito - Ecuador.
- 27- I.E.C.O.- "Informe Sobre el Subsistema Quito" , Mayo 1975.
- 28- IETEL.- Departamento de Planificación, "Proyecto de Telecomunicaciones rurales, Tomo IV" , Marzo de 1976.
- 29- GENERAL ELECTRIC.- "Power Line Carrier Cart Systems",
- 30- INECEL.- Proyecto Paute, Costo estimativo del Proyecto ST/4, Basado sobre Información de "Société Anonyme de Télécommunications" de Francia , Abril 1976.

- 31- GENERAL ELECTRIC.- "Directional distance type GCX", Philadelphia, U.S.A.
- 32- GENERAL ELECTRIC.- "Directional Ground distance relay type GCXG" , Philadelphia U.S.A.
- 33- ELECTRICAL STANDARDS BOARD.- "U.S.A. Standard Requirements for instrument transformers" , U.S.A. 1968
- 34- ALEXANDER S. LANGSDORF.- "Theory of Alternating current Machinery" , McGraw - Hill 1955
- 35- GENERAL ELECTRIC.- "Bushing Current Transformers", Philadelphia U.S.A.
- 36- I.E.C.O. Y CONSULTORA PAUTE.- "Sistema Nacional de Transmisión Reporte Final" , Febrero 1976
- 37- ING. PATRICIO GARCIA.- "Problemas resueltos de, El Arte y Ciencia de las Protecciones de Mason"