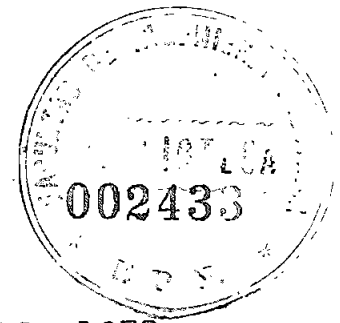


E S C U E L A P O L I T E C N I C A N A C I O N A L

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

CALCULO DE FALLAS Y COORDINACION DE
PROTECCIONES EN EL SISTEMA INTEGRADO
DEL NORTE

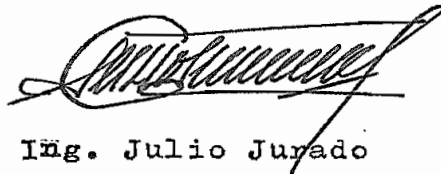
TESIS DE GRADO PREVIA A LA
OBTENCION DEL TITULO DE IN-
GENIERO ELECTRICO EN LA ES-
PECIALIZACION DE POTENCIA



MARCO A. RENGIFO C.

QUITO, ENERO 1978

CERTIFICO, que la presente TESIS DE GRADO
fue elaborada en su totalidad por el se-
ñor MARCO A. RENGIFO C., bajo mi dirección.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read 'Julio Jurado', written over a horizontal line.

Ing. Julio Jurado
DIRECTOR DE TESIS

P R O L O G O

La necesidad imperiosa de dar un buen servicio a todo tipo de abonado, residencial, industrial etc., como tambien el respectivo cuidado que se debe tener de todo el equipo instalado hace que las protecciones sean fundamentales en un sistema .

Una buena protecci3n hace que el servicio sea restablecido lo mas antes posible y evita la destrucci3n de los elementos instalados cerca de una falla que se produzca. El presente estudio ha tomado como base estos principios de una necesidad y de un recurso a nos vemos abocados para casos extremos de fallas en un sistema.

Se va a tratar en lo posible de presentar pasos definidos para llegar a la coordinaci3n de todas las protecciones , desde la recopilaci3n de todos los datos, c3lculo de reactancias de secuencia, hasta el c3lculo de fallas para las dos condiciones de m3xima y minima generaci3n.

A los resultados que se trata de llegar es al de formarse una idea de la magnitud y la distribuci3n que van a tener las corrientes de falla, como tambien de como preparar el equipo de protecci3n para cuando estas se produzcan.

Se tom3 como base de este estudio el Sistema Norte por tener un poco m3s de acceso a la informaci3n pertinente de este sistema.

Para el c3lculo de flujos de carga y cortocircuitos se ha utilizado programas digitales del Computador, porque creo, todo recurso disponible debe ser empleado en ingenieria, que haga que el estudio sea lo m3s exacto posible y adem3s los resultados sean evaluados rapidamente.

I N D I C E

Página

CAPITULO I

ESTUDIO DE FALLAS

1.1.- Características generales del Sistema actual y proyectado para 1980 1

1.2 .- Características eléctricas del Sistema, sobre generación, transmisión, subtransmisión y subestaciones principales..... 7

1.3.- Cálculo de impedancias de secuencias: positiva, negativa y cero de las líneas de transmisión para el sistema actual y para 1980 ..15

1.4.-Cálculo de impedancias del Sistema en por unidad, determinación de la potencia base y diagramas unifilares del Sistema.30

1.5.- Condiciones para el estudio de fallas del Sistema máxima y mínima generación para el Sistema actual y para '198046

1.6.- Cálculo de fallas, monofásicas, trifásicas, bifásicas en las principales barras del Sistema y demás sitios de protección50

1.7.- Comparación de los diferentes tipos de cortocircuitos43

1.8.- Estudio de flujos de carga para el Sistema a máxima y mínima carga.....75

1.9.- Determinación de los tipos de falla a estudiarse en el sistema para la coordinación de las protecciones.....74A

CAPITULO II

COORDINACION DE LAS PROTECCIONES

Página

2.1.- Ubicación y característica de los transformadores de corriente	105
2.2.- Criterios generales para la selección de las protecciones más económicas y eficaces del Sistema	110
2.3.- Características eléctricas de los relés a utilizarse en el Sistema.....	113
2.4.- Determinación de los tiempos de apertura de los relés para la corriente de falla respectiva	119
2.5.- Calibración de los relés para cada una de las barras y demás sitios de protección	125
2.6.- Coordinación de todas las protecciones del Sistema	132 A

CAPITULO III

CONCLUSIONES GENERALES

3.1.- Evaluación del estudio	135
3.2.- Estado actual del Sistema comparado con los estudios realizados.....	136
3.3.- Recomendaciones	
3.4.- Referencias.	

1.1.-CARACTERISTICAS DEL SISTEMA ACTUAL Y PROYECCION PARA 1980

AREA DE INFLUENCIA (3)

El Sistema Norte comprende las provincias de Carchi, Imbabura y la parte Noreste de la provincia de Pichincha .

Las dos ciudades más importantes de este Sistema son Ibarra y Tulcán, con una población aproximada de 57.377 y 32.386 habitantes respectivamente en 1976.

ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO

El servicio electrico en este Sistema, está a cargo de la Empresa Regional del Norte y el Municipio del Cantón Cotacachi. Estas entidades proporcionan servicio a Sistemas electricos independiente.

Comprenden dentro del Sistema Norte, las empresas Electricas Ibarra, Tulcán, y Montufar y de los Municipios de Tulcán, Espejo y Cotacachi.

La capacidad instalada en el Sistema Norte es de 10.720 KW de los cuales 8.000 KW corresponden a la central hidroelectric El Ambi. Debe mencionarse que para la potencia instalada, no se considera 2.597 KW de centrales menores tanto hidraulicas como térmicas, que se encuentran en reparación, y 440 KW del Municipio de Cotacachi.

El consumo industrial importante del Sistema, al momento se autoabastece con centrales de propiedad de las industrias, tal es el caso del Ingenio Tababuela y la Fábrica Imbabura.

PROYECCION DE LA DEMANDA

El crecimiento estimado de la Demanda Máxima y de la Energía Generada para el período 1977-1980 es la siguiente: (1)

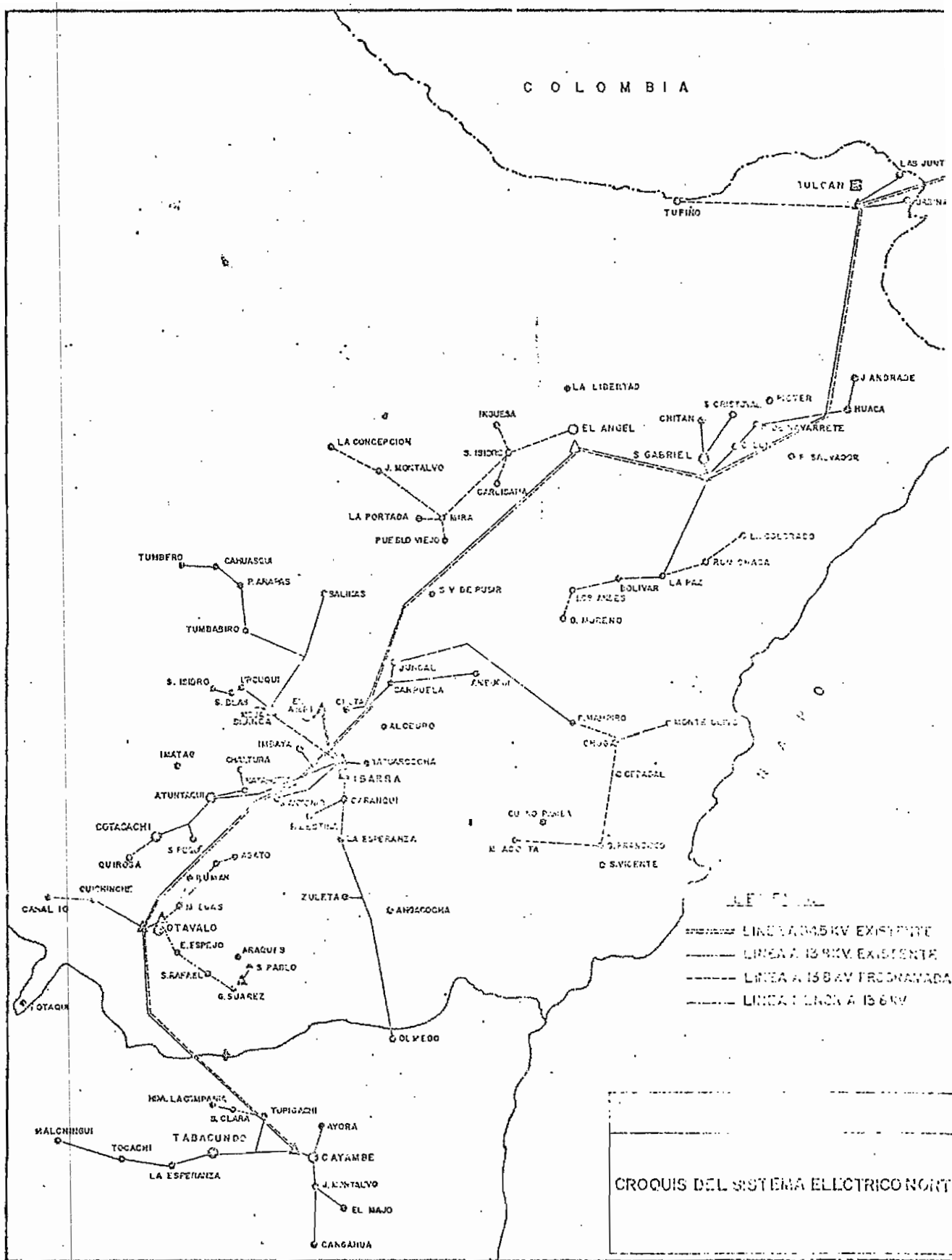


Figura 1

AÑO	ENERGIA GENERADA (GWH)	F.C. (%)	DEMANDA MAX. (MW)
1977	33.2	36.9	10.3
1978	105.5	57.3	21.0
1979	111.8	55.8	22.9
1980	117.5	54.2	24.8
% Crec.	31.34		22.57

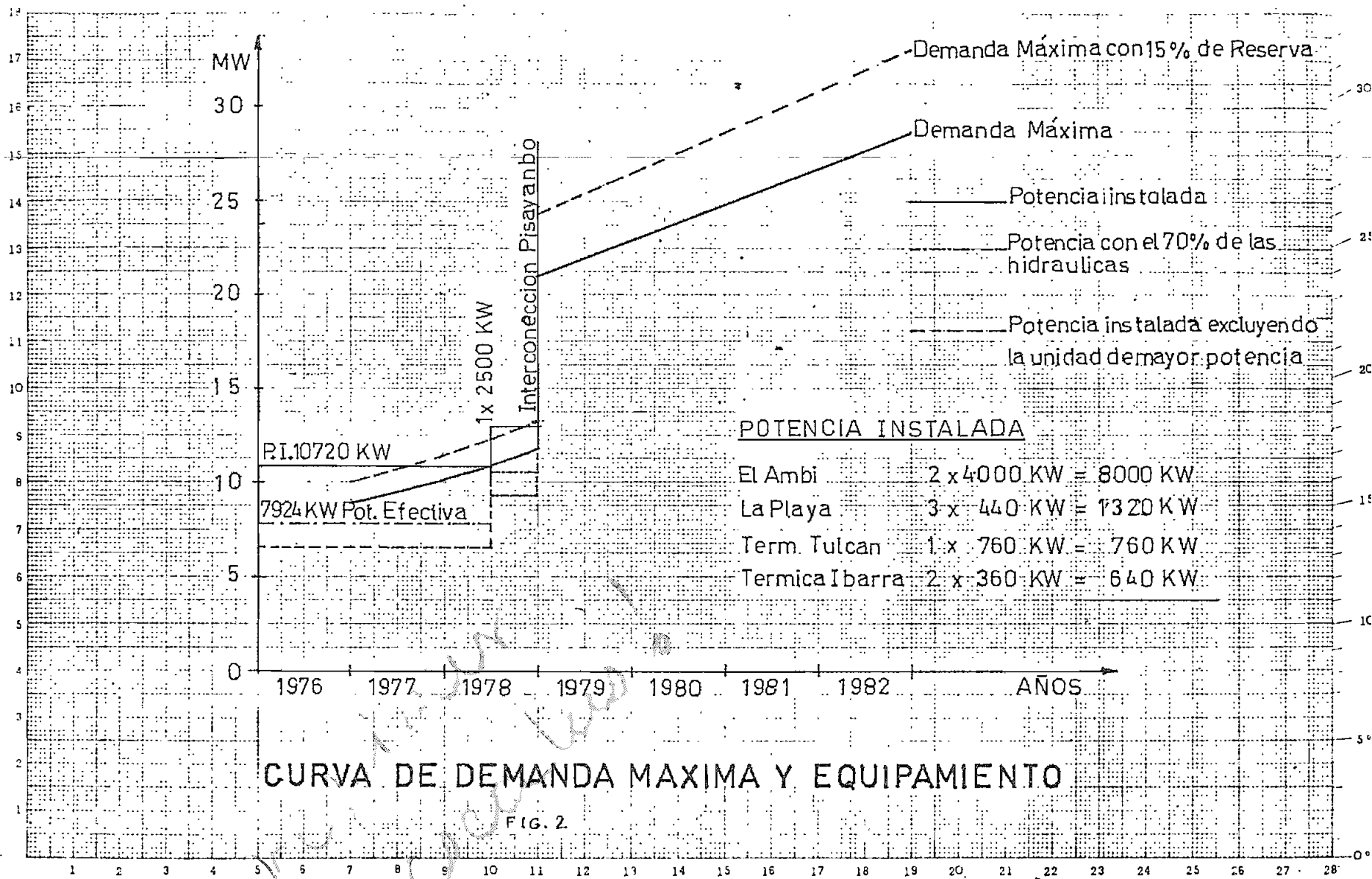
La curva de la demanda máxima y equipamiento previsto, se indica en la fig. 2

PROGRAMA DE OBRAS PARA EL PERIODO 1977-1982

Las obras programadas para este período, se detallan a continuación y en resumen son las siguientes:

GENERACION	1.57 MW reparación	
	5.00 MW térmicos (*)	
TRANSFORMACION	2.5 MVA traslado	
	9.75 MVA nuevos	
TRANSMISION	69 KV	65 Km.
	34.5 KV	22 Km.
	13.8 KV	538 Km.
DISTRIBUCION		15800 abonados.

Nota: (*) De los 5.00 MW Térmicos, 2.5 MW son programados por INECEL (Grupo Stand By) en caso de emergencia.



CURVA DE DEMANDA MAXIMA Y EQUIPAMIENTO

FIG. 2

CRONOGRAMA DE OBRAS

O B R A S	1977	1978	1979	1980	1981	1982
<u>1. GENERACION</u>						
1 x 2500 KW Diesel						
1 x 2500 KW Diesel (Stand By)						
Reparación Centrales Otavalo, Atuntaqui, San Gabriel 1100 KW.						
Rep. Central El Angel 472 KW						
<u>2. TRANSFORMACION</u>						
El Angel 1 MVA-34.5/13.8KV						
San Gabriel 1.25 MVA-34.5/13.8KV						
Otavalo 3.75MVA-69/34.5/13.8KV						
Chota 2.5 MVA-34.5/13.8 KV (Traslado/ Atuntaqui 3.75 MVA -69/34.5/13.8 KV						
<u>3. TRANSMISION</u>						
<u>Líneas 69KV</u>						
Ibarra - Otavalo 15Km						
Ibarra - San Gabriel 50Km						
<u>Líneas a 34.5 KV</u>						
Otavalo Fca Cemento 12Km						
Ibarra - Atuntaqui 10Km						
<u>Líneas a 13.8 KV</u>						
Tulcán - Tufiño 11Km						
Area de Tulcán 100Km						
La Paz-Rumichaca-El Colorodo 10Km						
Los Andes - García Moreno 8 Km						
Area de San Gabriel 50 Km						
El Angel-San Isidro-Mira- Pueblo Viejo 18.5Km						
Mira- J.Montalvo-Concepción 11.5Km						

O B R A S		1977	1978	1979	1980	1981	1982
Area de el Angel	50 Km						
Pimampiro-Chugá-Monte Olivo							
Chugá- San Fransisco y							
Chugá- M. Acosta	30Km						
Area de Ibarra	100Km						
Area de Atuntaqui	50Km						
Area de Otavalo	50Km						
Area de Cayambe	50Km						
4. <u>DISTRIBUCION</u>							
Area de Tulcán	5000ab						
Area de San Gabriel	700ab						
Area de El Angel	2000ab						
Area de El Chota	500ab						
Area de Ibarra	2600ab						
Area de Atuntaqui	1000ab						
Area de Otavalo	8000ab						
Area de Cayambe	1000ab.						

Tabla 1

ESTUDIO DE MERCADO

PROYECCION DE DEMANDA DEL SISTEMA NORTE

AÑO	POBLAC. (miles)	POBLAC. SERVIDA (%)	HABIT. POR ABONADO	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWH)					PERD. (%)	DEMANDA		
				RESID.	COMERC.	RESID.	COMERC.	INDUST.	Alumbrado y Otros	TOTAL		Energía (GWH)	F.C. (%)	Potencia (MW)
1973	323.99	35.3	15.9	19.10	3.29	7.6	3.7	1.8	4.4	17.4	18.8	21.4	36.7	6.6
1974	329.98	37.3	16.0	20.55	3.52	8.6	4.2	2.0	4.5	19.2	18.6	23.6	36.7	7.3
1975	336.46	39.5	15.1	22.19	3.79	9.8	4.8	2.2	4.8	21.5	18.3	26.4	36.8	8.2
1976	343.11	42.0	14.2	24.02	4.10	11.2	5.4	2.5	5.0	24.2	18.1	29.6	36.9	9.1
1977	349.93	44.6	13.4	26.04	4.43	12.8	6.2	2.8	5.3	27.1	18.4	33.2	36.9	10.3
1978	356.87	47.6	12.5	28.36	4.82	14.8	7.1	3.9	5.6	31.4	18.1	37.8	37.0	11.6
1979	363.99	51.0	11.7	30.90	5.26	17.1	8.1	4.8	5.9	36.9	17.8	43.7	37.1	13.1
1980	371.27	54.8	10.9	33.91	5.73	19.7	9.3	5.8	6.3	44.5	17.5	51.0	37.2	14.8
1981	378.74	57.0	10.5	36.02	6.10	22.2	10.6	6.8	6.6	54.2	17.2	60.8	37.3	16.7
1982	386.38	59.3	10.1	38.22	6.51	25.0	12.0	8.0	6.8	66.8	16.9	73.6	37.4	18.8
1983	393.69	61.7	9.7	40.53	6.96	28.1	13.6	9.5	7.1	81.7	16.7	89.7	37.5	21.1
1984	401.20	64.3	9.3	42.99	7.39	31.6	15.4	11.2	7.3	99.1	16.4	109.9	37.6	23.7
1985	409.83	66.9	8.9	45.70	7.87	35.5	17.5	13.5	7.6	119.3	16.2	134.9	37.7	26.6
1986	418.78	69.6	8.5	48.58	8.39	39.8	19.8	16.0	7.8	143.5	16.0	165.5	37.8	29.8
1987	427.42	72.4	8.2	51.62	8.95	44.5	22.5	18.5	8.2	173.6	15.7	203.0	37.9	33.4
1988	436.15	75.4	7.9	54.84	9.59	49.6	25.5	21.2	8.5	210.3	15.5	248.5	38.0	37.4
1989	445.11	78.5	7.6	58.26	10.26	55.1	28.9	24.1	8.8	255.9	15.3	303.2	38.1	41.9
1990	454.43	81.7	7.3	61.92	10.99	61.2	32.6	27.2	9.1	310.2	15.1	368.4	38.2	47.0
TASA	2.01			7.16	7.34	13.06	13.73	24.64	4.46	14.72		14.42		

..2.-CARACTERISTICAS ELECTRICAS DEL SISTEMA (1),(3),(4),(14)

GENERACION.- Aparecen como principales fuentes de generación la Central Hidráulica El Ambi con dos unidades de 5000 KVA La Central Térmica Diesel de Tulcán con 957 KVA, y la Central La Playa con tres unidades de 550 KVA.

Para 1980 aparecerá como fuentes de generación principal Qui- to que servirá de enlace con el Sistema Nacional Interconecta- do y alimentará al Sistema Norte a travez de una línea de trans- misión de 138 KV.

Existen además otras fuentes de generación aisladas y que no es- tan conectadas al Sistema y otras que se encuentran en repara- ción, las cuales serán reparadas y puestas en funcionamiento en el futuro. Estas son:

-Central El Angel con 472 KVA .

-Centrales, Otavalo, Atuntaqui, San Gabriel 1110 KVA.

Los datos de las principales Centrales de generación se encuen- tran tabulados a continuación.

LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION.-Se considerará como lí- neas de transmisión a las de 138 KV, y 34.5 KV.

Como líneas de subtransmisión las líneas de 13.8 KV, 6.3 KV y 5 KV.

Se ha proyectado para el futuro la construcción de las siguien- tes líneas:

-Ibarra-Otavalo de 20 Km. a 69 KV.

-Otavalo Fabrica de Cemento de 12 Km. a 34.5KV

-La Paz-Rumichaca-El Colorado de 10 Km. a 13.8 KV.

Todas estas líneas deberan ser consideradas para el estudio de flujos de potencia para 1980 y para el cálculo de cortocircuitos para el mismo año.

Los datos de todas las líneas principales que se emplearan en el presente trabajo, se encuentra tabuladas a continuación.

TRANSFORMACION.- Todos los datos referentes a transformción se presentan tabulados con todas sus características eléctricas y ubicación.

En cuanto a tranformación se ha proyectado constuir una sub estación en el Angel de 1.0 MVA con relación de voltajes de 34,5/13.8 KV., ampliaciones en Otavalo con 3 transformadores de 5 MVA con relación de voltajes de 69/34.5 KV., Tulcán con 1X3.75 MVA con relación de voltajes de 34.5/13.8 KV., y San Gabriel con 1X1 MVA a 34.5/13.8 KV.

Para la acometida a la fabrica de cemento Selva Alegre (que se halla actualmente en estudio) saldrá desde la subestación Norte a 34.5 (esta línea estará aislada para 69 KV) KV, que despues pasará a transmitir a 69KV, y llega a la subestación Otavalo. Existe la alternativa de llevar una línea a 34.5 KV desde Atuntaqui hasta la fabrica, siendo la Empreza interesada la que construya la línea, lo que resulta más ventajoso para la empresa electrica.

Se ha escogido la primera alternativa y la distancia existente desde la subestación Norte y Otavalo es de 18 km.

Despues se ha previsto la construcción de otra línea a 69 KV que sale desde la subestación Norte hasta Otavalo para abastecer energía a la fabrica de Cemento como a poblaciones aledañas. Hay que anotar también que como consta en el cronograma de obras del sistema Norte, la línea Ibarra San Gabriel se ha previsto que sea puesta en funcionamiento a 69 KV la que actualmente está a 34.5 KV cambiando los aisladores de las torres y demas posteria. Esto está previsto para el año 81, año que está fuera de este estudio, por lo tanto no se vá a consi derar este cambio.

1.0/10²

CENTRAL	UNIDADES	POTENCIA KVA	cos ϕ	VOLTAJE GENERADO KV	X _d	X _o	X	CONEXION
AMBI	2	5000	0.8	4.16	0.2	0.18	0.2	Yo
GRUPOS DIESEL IBARRA	2	396	0.8	0.22	0.2	0.18	0.2	Yo
HOJA BLANCA	2	365 385	0.8	6.3	0.2	0.18	0.2	Yo
ATUNTAQUI	2	200	0.8	0.4 0.23	0.2	0.18	0.2	
COTACACHI	2	250 300	0.8	0.4	0.2	0.18	0.2	
OTAVALO No 1	2	250	0.8	5	0.2	0.18	0.2	
OTAVALO No 2	1	527	0.8	0.4	0.2	0.18	0.2	
SAN GABRIEL	1	375	0.8	0.4	0.2	0.18	0.2	
LA PLAYA	3	550	0.8	6.3	0.2	0.18	0.2	Yo
DIESEL TULCAN	1	775	0.8	4.16	0.2	0.18	0.2	Yo
EL SAGRARIO	2	396	0.8	0.22	0.2	0.18	0.2	
ONTANON	2	250	0.8	0.4	0.2	0.18	0.2	
JORDAN	1	527	0.8	0.4	0.2	0.18	0.2	

CENTRAL	UNIDA- DES	POTENCIA KVA	Cos	VOLTAJE GENERADO KV	Xd	Xo	X	CONEC CION
QUITUGI	2	250	0.8	5.0	0.2	0.18	0.2	
SAN FRANCISCO	2	250 300	0.8	0.4	0.2	0.18	0.2	
AMBUQUI	4	1150 1150 125 62.5	0.8	0.38 0.38 0.38 0.125	0.2	0.18	0.2	
AMBI	3	90 300 400	0.8	5.25	0.2	0.18	0.2	
SAN LUIS	6	125 67 37 50 33 110	0.8	0.22	0.2	0.18	0.2	

SUBESTACIONES (1),(3),(4),(14)

TRANSFORMADOR	CONEXION	POTENCIA KVA	ALTA TENSION KV	BAJA TENSION KV	IMPEDANCIA EN %
S/ AMBI (2)	Yd1	5000	34.5	4.16	7
S/ CHOTA	DYN	500	34.5	13.8	4.93
S/SAN GABRIEL	DYN	1250	34.5	13.8	5.78
S/TULCAN 1	YYo	2500	34.5	13.8	6.33
S/TULCAN 2	Yd11		13.8	6.3	6.4
CENTRAL DIESEL TULCAN	Yd11	1000	13.8	6.3	5
S/OTAVALO MONSERRATE	YYo	2000/2500	34.5	13.8	5.05
S/OTAVALO 2	Yd11	1000/1250	13.8	5	4.44
S/CAYAMBE	YYo	2000/2500	34.5	13.8	5.05
S/BAJADA IBA- RRA (2)	YYo	4000	34.5	13.8	7
S/BAJADA IBA- RRA	Yd1	1200	13.8	6.3	5
S/BAJADA IBA- RRA		420	6.3	0.22	3.9

-12-

SUBESTACIONES

TRANSFORMADOR	CONEXION	POTENCIA KVA	ALTA TENSION KV	BAJA TENSION KV	IMPEDANCIA EN %
HOJA BLANCA		300	13.8	6.3	
OTAVALO		3.750,0	34.5	13.8	
G.SUARES		180	6.3	5.0	2.7
OTAVALO		120	5.0	0.22	
OTAVALO		200	5.0	0.22	
S. FRANCISCO		500	6.0	0.40	
ONTANON		500	13.2	0.40	4.2
ATUNTAQUI		3X 1,83	5.25	0.22	
ATUNTAQUI		250	5.25	0.22	
EL ANGEL *	DY o	2500	34.5	13.8	17.5
S/NORTE *	DY o	20000	138.0	69.0	15.0
S/NORTE *	DY o	30000	138.0	34.5	13.0
S/OTAVALO *	DY o	15000	69.0	34.5	10.0
S/ATUNTAQUI *	DY o	3750	34.5	13.8	7
S/CHOTA *	DYN	2000	34.5	13.8	10.0
S/S. GABRIEL *	DYN	1250	34.5	13.8	10.0
S/TULCAN 1 *	YY o	1250	34.5	13.8	10.0

* Todas estas subestaciones han sido programadas para entrar en funcionamiento hasta 1980. En el cronograma de obras para el período de 1977-1982 contemplan estas subestaciones.

1103
LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION (1),(3),(4),(14)

LINEA			CONDUCTOR		Nº FASES	DISTAN- CIA Km.	IMPEDANCIA (OHMIOS)
DE	HASTA	VOLTAJE KV	CALIBRE MCM AWG	MATE- RIAL			
S/AMBI	S/SECCIO NAMIENTO	34.5	2/0	ACSR	3	5.0	2.790+j 2.250
S/SECCIO NAMIENTO	S/BAJADA IBARRA	34.5	2/0	ACSR	3	1.5	0.285+j 0.662
S/SECCIO NAMIENTO	S/CHOTA	34.5	336.4	ACSR	3	16.6	3.154+j 7.340
S/SECCIO NAMIENTO	OTAVALO	34.5	300.0	ACSR	3	22.0	4.680+j 8.478
S/OTAVALO	CAYAMBE	34.5	2/0	ACSR	3	23.0	12.82+j10.320
S/CHOTA	S/SAN GA BRIEL	34.5	336.4	ACSR	3	34.0	6.470+j13.100
S/TULCAN	C.LA PLA YA	6.3	1	ACSR	3	2.5	2.139+j 1.175
G.SUAREZ	S.PABLO	6.3	2	ACSR	3	2.5	2.630+j 1.200
S.GABRIEL	TULCAN	34.5	336.4	ACSR	3	30.7	5.810+j11.660
TULCAN 2	CHAPUELA 1	13.8	2	ACSR	3	1.5	1.572+j 0.716
CHAPUELA 1	DIESEL TULCAN	6.3	1	ACSR	3	1.0	0.860+j 0.471
OTAVALO *	G.SUAREZ	5.0	2	ACSR	3	11.0	9.120+j 5.020

LINEA			CONDUCTOR		Nº FASES	DISTAN CIA Km.	IMPEDANCIA (OHMIOS)
DE	HASTA	VOLTAJE KV	CALIBRE MCM AWG	MATE- RIAL			
SAGRARIO	C/HOJA BLANCA	6.3	2	Cu	3	5.5	0.960+j 0.654
ALPACHACA	ATUNTA- QUI	34.5	336.4	ACSR	3	10.0	1.910+j 3.870
ALPACHACA	S/NORTE	34.5	266.8	ACSR	3	8.0	1.925+j 3.166
S/NORTE	OTAVALC	69.0	336.4	ACSR	3	18.0	3.443+j 8.280
OTAVALC	FABRICA CEMENTO	34.5	336.4	ACSR	3	18.0	3.440+j 6.980
QUITO **	S/NORTE	138.0	477.0	ACSR	3	80.0	5.400+j19.486

* Esta línea ha sido construida para funcionar a 13.8 KV.

** Esta línea será construida para funcionar a 138 KV y a doble circuito.

DIAGRAMA UNIFILAR

SISTEMA ACTUAL

1.3.-CALCULO DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA (2)

Para la disposición de los conductores del sistema que se encuentran en la fig.

Se va a utilizar las formulas y tablas del libro "Transmission and Distribution Reference Book " de la Westinghouse capítulo 3.

La fórmula empleada para el cálculo de impedancias de secuencia positiva es la siguiente:

$$Z_1 = [r_a + j(X_a + X_d)] L$$

Donde:

r_a = Resistencia en Ω por unidad de longitud y por conductor para 50°C y 60 ciclos/sg.

X_a = Reactancia en Ω por unidad de longitud y por conductor para un pie de espaciamento y 60 ciclos/sg.

X_d = Factor de espaciamento de la reactancia inductiva para 60 ciclos en Ω por unidad de longitud.

L = Longitud

GMD = Distancia media geométrica de acuerdo a la disposición de los conductores.

Todas las líneas del sistema son de un solo circuito trifásico. Los valores de cada uno de estos parámetros estan dados en:

$$r_a = \Omega / \text{milla}$$

$$X_a = \Omega / \text{milla}$$

$$X_d = \Omega / \text{milla}$$

$$L = \text{millas}$$

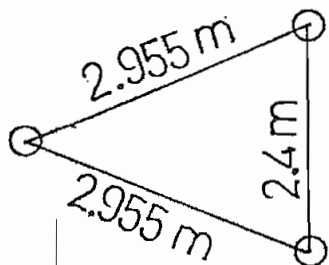
$$\text{GMD} = \text{pies y pulgadas.}$$

1.- LINEAS DE TRANSMISION DE 34.5 KV

LINEA S/SECCIONAMIENTO ALPACHACA - S/CHOTA

Conductor = 336.4 MCM - ACSR

Longitud = 10.38 millas



$$\text{GMD} = \sqrt[3]{2.955 \times 2.955 \times 2.4} = 2.757 \text{ m} = 9 \text{ pies}$$

$$r_a = 0.306 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$X_a = 0.445 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$X_d = 0.266 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$Z_1 = [0.306 + j(0.445 + 0.266)] 10.38$$

$$Z_1 = (3.176 + j7.386) \Omega$$

LINEA S/SECCIONAMIENTO ALPACHACA - S/BAJADA DE IBARRA EL SAGRARIO

Conductor = 336.4 MCM - ACSR
 Longitud = 0.93 millas
 GMD = 9 pies

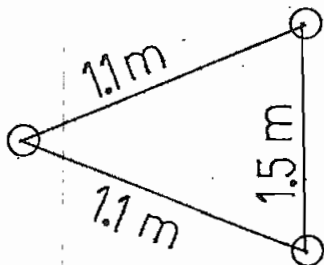
$r_a = 0.306 \Omega / \text{fase/milla}$
 $X_a = 0.445 \Omega / \text{fase/milla}$
 $X_d = 0.266 \Omega / \text{fase/milla}$

$$Z_1 = [0.306 + j(0.445 + 0.266)] 0.93$$

$$Z_1 = (0.285 + j0.662) \Omega$$

LINEA MONSERRATE -S/CAYAMBE

Conductor = 2/0 AWG ACSR
 Longitud = 14.29 millas



$$GMD = \sqrt{1.1 \times 1.1 \times 1.5} = 1.22 \text{ m} = 4 \text{ pies}$$

$r_a = 0.897 \Omega / \text{fase/milla}$
 $X_a = 0.554 \Omega / \text{fase/milla}$
 $X_d = 0.168 \Omega / \text{fase/milla}$

$$Z_1 = [0.897 + j(0.554 + 0.168)] 14.29$$

$$Z_1 = (12.820 + j10.320) \Omega$$

LINEA EL AMBI - S/SECCIONAMIENTO ALPACHACA

Conductor = 2/0 AWG ACSR
 Longitud = 3.11 millas
 GMD = 4 pies

$r_a = 0.897 \Omega / \text{fase/milla}$
 $X_a = 0.554 \Omega / \text{fase/milla}$
 $X_d = 0.168 \Omega / \text{fase/milla}$

$$Z_1 = [0.897 + j(0.554 + 0.168)] 3.11$$

$$Z_1 = (2.790 + j2.250) \Omega$$

LINEA S/CHOTA - S/SAN GABRIEL

Conductor = 336.4 MCM ACSR
 Longitud = 21.13 millas

$$r_a = 0.306 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$X_a = 0.445 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$X_d = 0.168 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$Z_1 = [0.306 + j(0.445 + 0.168)] 21.13$$

$$Z_1 = (6.470 + j13.100) \Omega$$

LINEA ALPACHACA - MONSERRATE

Conductor = 300 MCM ACSR

Longitud = 13.67 millas

$$r_a = 0.342 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$X_a = 0.452 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$X_d = 0.168 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$Z_1 = [0.342 + j(0.452 + 0.168)] 13.67$$

$$Z_1 = (4.680 + j8.478) \Omega$$

LINEA S/SAN GABRIEL - S/TULCAN 1

Conductor = 336.4 MCM ACSR

Longitud = 19.08 millas

GMD = 4 pies

$$r_a = 0.306 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$X_a = 0.445 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$X_d = 0.168 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$Z_1 = [0.306 + j(0.445 + 0.168)] 19.08$$

$$Z_1 = (5.810 + j11.660) \Omega$$

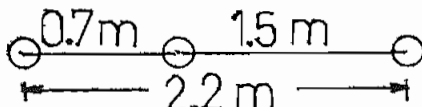
2.- LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION DE 13.8 - 6.3 - 5 KV

LINEA S/TULCAN 2 - S/CHAPUELA 1

Conductor = 2 ACSR

longitud = 0.93 millas

$$GMD = \sqrt[3]{0.7 \times 1.5 \times 2.2} = 1.32m = 4 \text{ pies } 4 \text{ pulg.}$$



$$r_a = 1.690 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$X_a = 0.592 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$X_d = 0.178 \Omega / \text{fase/milla}$$

$$Z_1 = [1.690 + j(0.592 + 0.178)] 0.93$$

$$Z_1 = (1.572 + j0.716) \Omega$$

LINEA SAN PABLO - GONZALES ZUARES

Conductor = 2 AWG ACSR
Longitud = 1.55 millas
GMD = 4 pies 4 pulgadas

$$r_a = 1.690 \Omega/\text{fase/milla}$$

$$X_a = 0.592 \Omega/\text{fase/milla}$$

$$X_d = 0.178 \Omega/\text{fase/milla}$$

$$Z_1 = [1.690 + j(0.592 + 0.178)] 1.55$$

$$Z_1 = (2.630 + j1.200) \Omega$$

LINEA EL SAGRARIO 2 - HOJA BIANCA

Conductor = 2 AWG Cu
Longitud = 3.42 millas
GMD = 4 pies 4 pulgadas

$$r_a = 1.120 \Omega/\text{fase/milla}$$

$$X_a = 0.568 \Omega/\text{fase/milla}$$

$$X_d = 0.178 \Omega/\text{fase/milla}$$

$$Z_1 = [1.120 + j(0.568 + 0.178)] 3.42$$

$$Z_1 = (3.830 + j2.570) \Omega$$

LINEA CHAPUELA 1 - TULCAN DIESEL 2

Conductor = 1 AWG ACSR
Longitud = 0.62 millas
GMD = 4 pies 4 pulgadas

$$r_a = 1.380 \Omega/\text{fase/milla}$$

$$X_a = 0.580 \Omega/\text{fase/milla}$$

$$X_d = 0.178 \Omega/\text{fase/milla}$$

$$Z_1 = [1.380 + j(0.580 + 0.178)] 0.62$$

$$Z_1 = (0.860 + j0.471) \Omega$$

LINEA S/DIESEL TULCAN 2 - C/LA PLAYA

Conductor = 1 AWG ACSR
Longitud = 1.55 millas
GMD = 4 pies 4 pulgadas

$r_a = 1.380 \Omega / \text{fase/milla}$
 $X_a = 0.580 \Omega / \text{fase/milla}$
 $X_d = 0.178 \Omega / \text{fase/milla}$

$$Z_1 = [1.380 + j(0.580 + 0.178)] 1.55$$

$$Z_1 = (2.139 + j1.175) \Omega$$

LINEA OTAVALO 1 - GONZALES ZUARES

Conductor = 2 AWG ACSR
Longitud = 6.52 millas
GMD = 4 pies 4 pulgadas

$r_a = 1.410 \Omega / \text{fase/milla}$
 $X_a = 0.592 \Omega / \text{fase/milla}$
 $X_d = 0.178 \Omega / \text{fase/milla}$

$$Z_1 = [1.410 + j(0.592 + 0.178)] 6.52$$

$$Z_1 = (9.120 + j5.020) \Omega$$

LINEA ALPACHACA - ATUNTAQUI

Conductor = 336.4 MCM
Longitud = 6.25 millas
GMD = 4 pies

$r_a = 0.306 \Omega / \text{fase/milla}$
 $X_a = 0.451 \Omega / \text{fase/milla}$
 $X_d = 0.168 \Omega / \text{fase/milla}$

$$Z_1 = (1.91 + j 3.87) \Omega$$

LINEA ALPACHACA-S/ NORTE

Conductor = 266.8 MCM
Longitud = 5 Millas

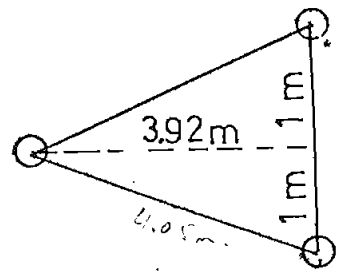
GMD = 4 pies
 $r_a = 0.385 \Omega/\text{fase/milla}$
 $X_a = 0.465 \Omega/\text{fase/milla}$
 $X_d = 0.168 \Omega/\text{fase/milla}$
 $Z_1 = (1.925 + j 3.166) \Omega$

LINEA OTAVALO-FABRICA DE CEMENTO

Conductor = 336.4 MCM
 Longitud = 11.25
 GMD = 4 pies
 $r_a = 0.306 \Omega/\text{fase/milla}$
 $X_a = 0.451 \Omega/\text{fase/milla}$
 $X_d = 0.168 \Omega/\text{fase/milla}$
 $Z_1 = (3.44 + j 6.98) \Omega$

LINEA S/ NORTE - OTAVALO

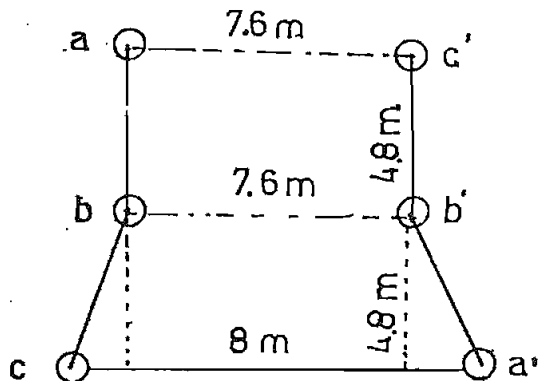
Conductor = 336.4 MCM
 Longitud = 11.25 millas
 GMD = 10 pies 6 pulgadas
 $r_a = 0.306 \Omega/\text{fase/milla}$
 $X_a = 0.451 \Omega/\text{fase/milla}$
 $X_d = 0.285 \Omega/\text{fase/milla}$
 $Z_1 = (3.443 + j 8.280) \Omega$



LINEA QUITO - S/ NORTE

Conductor = 477 MCM
 Longitud = 50 millas
 Para esta linea de doble circuito se utilizará la siguiente formula.(2)

$$Z_1 = \frac{r_a + jX_1}{2} = \Omega/\text{fase/milla}$$



$$X_1 = 0.2794 \frac{f}{60} \left[\frac{1}{2} \text{Log}_{10} \frac{\sqrt[3]{Dab \cdot Dbc \cdot Dca}}{\text{GMR}} - \frac{1}{12} \text{Log}_{10} \frac{(Daa')^4}{(Dab')^2} \right. \\ \left. \frac{\cdot (Dbb')^2}{(Dca') \cdot (Dac') \cdot (Dba')^2} \right] \quad \Omega/\text{milla}$$

Donde : f = frecuencia en ciclos

GMR = Radio medio geometrico en pies

Dab = Distancia desde el conductor a hasta el conductor b en pies.

ra = Resistencia del conductor en $\Omega/\text{fase}/\text{milla}$

$$X_1 = 0.3897 \Omega/\text{fase}/\text{milla}$$

$$ra = 0.216 \Omega/\text{fase}/\text{milla}$$

$$Z_1 = (5.40 + j 19.48)$$

*1 kb m = 2
 con todos los valores de reactancia
 calculados*

1.3b.- CALCULO DE REACTANCIAS DE SECUENCIA CERO (7)

Se van a utilizar las formulas siguientes para el cálculo de las impedancias de secuencia cero de todas las líneas del sistema. (7)

$$Z_0 = Z_{11} + 2Z_{12}$$

Para un circuito trifásico sin hilo de guardia.

$$Z_0 = Z_{11} + 2Z_{12} - 3 \frac{(Z_{17})^2}{Z_{77}}$$

Para un circuito trifásico con un hilo de guardia.

$$Z_0 = \frac{1}{2} \left| Z_{11} + 2Z_{12} + 3Z_{14} - 6 \frac{2(Z_{17})^2}{Z_{77} + Z_{78}} \right|$$

Para doble circuito trifásico con dos hilos de guardia

Para los cálculos respectivos se va a considerar que ρ de la tierra para terreno húmedo es igual a $100 \Omega/m^3$, y f igual a 60 ciclos. De donde obtendremos que:

$$De = 65900 \sqrt{\rho/f} \text{ cm.} = 85.050,68 \text{ cm.}$$

donde : De = distancia entre los conductores ficticios en el que se encuentra la corriente de retorno por tierra.

Z_{11} = Impedancia propia de los conductores de fases

$$Z_{11} = R_a + 0.000988f + j 0.002893f \log_{10} \frac{De}{GMR_a} \quad \Omega/Km.$$

Donde : R_a = Resistencia del conductor de fase en Ω/Km .

f = Frecuencia en ciclos

De = 85.050 cm.

GMR_a = Radio medio geometrico del conductor en cm.

Z_{12} = Impedancia mutua entre los conductores de una terna

$$Z_{12} = 0.000988f + j 0.002893f \text{ Log}_{10} \frac{De}{\text{GMD}} \quad \Omega / \text{Km.}$$

Donde: GMD = Distancia media geometrica entre los conductores de una terna.

$$\text{GMD} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} \quad \text{cm.}$$

Z_{17} = Impedancia mutua entre un hilo de tierra y un conductor.

$$Z_{17} = 0.000988f + j 0.002893f \text{ Log}_{10} \frac{De}{\sqrt[3]{D_{i7}}} \quad \Omega / \text{km.} \quad i=1,n$$

Donde: D_{i7} = Distancia entre el conductor de tierra y cada uno de los conductores de fase.

$$i = 1, n$$

$$n = 3 \text{ para líneas de un solo circuito}$$

$$n = 6 \text{ para líneas de dos circuitos}$$

Z_{14} = Impedancia mutua entre conductores de la primera terna y conductores de la segunda terna para líneas de doble circuito.

$$Z_{14} = 0.000988f + j 0.002893f \text{ Log}_{10} \frac{De}{\sqrt[9]{(D_{14})^2 \cdot (D_{15})^4 \cdot (D_{16})^2 \cdot (D_{25})^2}}$$

Z_{77} = Impedancia propia del conductor de tierra

$$Z_{77} = 0.000988f + R_g + j 0.002893f \text{ Log}_{10} \frac{De}{\text{GMR}_g} \quad \Omega / \text{Km.}$$

Donde: R_g = Resistencia del conductor de tierra en $\Omega / \text{Km.}$

GMR_g = Radio medio geometrico del conductor de tierra en cm.

Z_{78} = Impedancia mutua entre hilos o cables de tierra

$$Z_{78} = \frac{0.00159}{1.6093} f + j X_{78} \quad \Omega / \text{Km.}$$

$$X_{78} = \frac{0.004657}{1.6093} f \text{Log}_{10} \frac{D_e}{D_{78}}$$

Donde: D_{78} = Es la distancia entre hilos de tierra en iguales unidades que D_e .

CALCULOS:

Línea CAYANBE-OTAVALO

Conductor = 2/0 ACSR

Longitud = 23 Km.

Sin hilo de guardia.

$$Z_0 = (Z_{11} + 2 Z_{12}) \Omega/\text{Km}.$$

$$R_a = 0.5602 \Omega/\text{Km}.$$

$$Z_{11} = R_a + 0.05928 + j0.17358 \text{Log}_{10} \frac{85.050,68}{\text{GMR}_a} \Omega/\text{Km}.$$

$$Z_{11} = (0.6190 + j0.996) \Omega/\text{Km}.$$

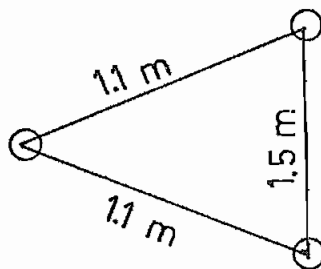
$$Z_{12} = 0.05928 + j0.17358 \text{Log}_{10} \frac{85.050,68}{\text{GMD}} \Omega/\text{Km}.$$

$$\text{GMD} = \sqrt[3]{(1.1) \cdot (1.1) \cdot (1.5)} \cdot 100 = 122 \text{ cm}.$$

$$Z_{12} = (0.0588 + j 0.4936) \Omega/\text{Km}.$$

$$Z_0 = (0.6199 + j 1.548) \Omega/\text{Km}.$$

$$Z_0 = (14.26 + j 35.62) \Omega$$



LÍNEA AMBI-ALPACHACA

Conductor = 2/0 ACSR

Longitud = 5 Km.

Sin hilo de guardia

$$Z_0 = (0.6199 + j 1.548) \Omega/\text{Km}.$$

$$Z_0 = (3.099 + j 7.744) \Omega$$

LINEA CHOTA-SAN GABRIEL

Conductor = 336.4 MCM

Longitud = 34 Km.

Sin hilo de guardia

Ra = 0.1913 Ω /Km.

Z₁₁ = (0.1913 + j 0.8747) Ω /Km.

Z₁₂ = (0.0592 + j 0.4936) Ω /Km.

Z₀ = (0.3099 + j 1.8616) Ω /Km.

Z₀ = (10.54 + j 63.30) Ω

LINEA OTAVALO-ALPACHACA

Conductor = 300 MCM

Longitud = 22 Km.

Sin hilo de guardia

Ra = 0.2125 Ω /Km.

Z₁₁ = (0.2718 + j 0.8789) Ω /Km.

Z₁₂ = (0.0592 + j 0.4936) Ω /Km.

Z₀ = (0.3903 + j 1.8659) Ω /Km.

Z₀ = (8.587 + j 41.050) Ω

LINEA SAN GABRIEL-TULCAN

Conductor = 336.4 MCM

Longitud = 30.7Km.

Sin hilo de guardia

Z₀ = (0.3099 + j 1.8616) Ω /Km.

Z₀ = (9.5139 + j 57.151) Ω

LINEA S/TULCAN 2-SUBESTACION 1. (TULCAN)

Conductor = 2 ACSR

Longitud = 1.5 Km.

Sin hilo de guardia

Z₀ = (1.1688 + j 2.0314) Ω /Km.



$$Z_0 = (1.7532 - j 3.0471) \Omega$$

LINEA SUBESTACION 2 - DIESEL TULCAN 2

Conductor = 1 ACSR

Longitud = 1 Km.

Sin hilo de guardia

$$Z_0 = (1.0354 + j 1.9858) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (1.035 + j 1.9858) \Omega$$

LINEA DIESEL TULCAN - LA PLAYA

Conductor = 1 ACSR

Longitud = 2.5 Km.

Sin hilo de guardia

$$Z_0 = (1.0354 + j 1.985) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (2.5885 + j 4.9645) \Omega$$

LINEA SAN PABLO-GONZALES SUAREZ

Conductor = 2 ACSR

Longitud = 2.5 Km.

Sin hilo de guardia

$$Z_0 = (1.1688 + j 2.0314) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (2.9220 + j 5.0785) \Omega$$

LINEA OTAVALO 1 - GONZALES SUAREZ

Conductor = 2 ACSR

Longitud = 10.5 Km.

Sin hilo de guardia

$$Z_0 = (1.1688 + j 2.0314) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (12.270 + j 21.330) \Omega$$

LINEA EL SAGRARIO 2 - HOJA BLANCA

Conductor = 2 Cu.

Longitud = 5.5 Km.

Sin hilo de guardia

$$Z_{11} = (0.7553 + j 1.0061) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_{12} = (0.0592 + j 0.4876) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (0.8739 + j 1.9813) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (4.8059 + j 10.897) \Omega$$

LINEA ALPACHACA-CHOTA 1

Conductor = 336.4 MCM

Longitud = 16.7 Km.

Con hilo de guardia de hilo de acero de alta resistencia mecánica de 3/8 " de diámetro.

$$Z_{11} = (0.2494 + j 0.8747) \Omega / \text{Km.}$$

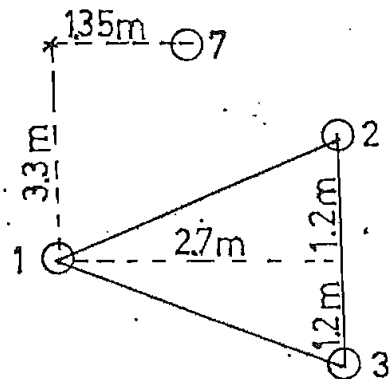
$$Z_{12} = (0.0528 + j 0.4321) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_{17} = (0.0592 + j 0.4147) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_{77} = (3.7503 + j 1.2578) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (0.4642 + j 1.6630) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (7.7540 + j 27.772) \Omega$$



LINEA ALPACHACA - BAJADA DE IBARRA

Conductor = 336.4 MCM

Longitud = 1.5 Km.

Con hilo de guardia

$$Z_0 = (0.4642 + j 1.6630) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (0.6963 + j 2.4945) \Omega$$

LINEA ALPACHACA-ATUNTAQUI

Conductor = 336.4 MCM

Longitud = 10 Km.

Con 1 hilo de guardia.

$$Z_0 = (0.4642 + j 1.6630) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (4.6420 + j 16.630) \Omega$$

LINEA OTAVALO-FABRICA DE CEMENTO

Conductor = 336.4 MCM

Longitud = 18 Km.

$$Z_0 = (0.4642 + j 1.6630) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (8.3560 + j 29.934) \Omega$$

LINEA S/E NORTE - ALPACHACA

Conductor = 266.8 MCM

Longitud = 8 Km.

Con un hilo de guardia

$$Z_{11} = (0.2980 + j 0.8870) \Omega / \text{Km.}$$

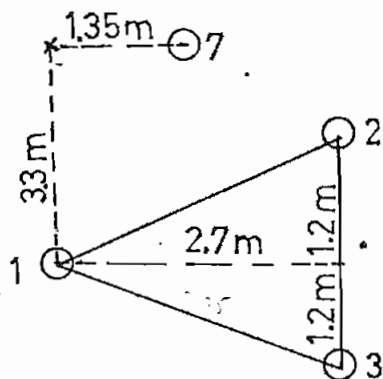
$$Z_{12} = (0.0592 + j 0.4320) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_{17} = (0.0592 + j 0.4320) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_{77} = (3.7503 + j 1.0312) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (0.5340 + j 1.6760) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (4.2720 + j 13.408) \Omega$$



LINEA S/NORTE - OTAVALO

Conductor = 336.4 MCM

Longitud = 18 Km.

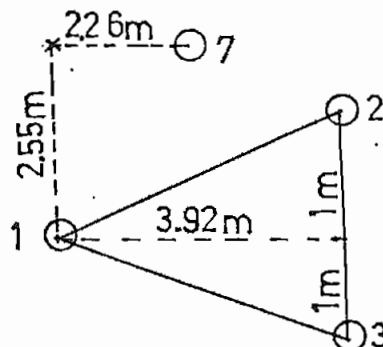
Con 1 hilo de guardia

$$Z_{11} = (0.2504 + j 0.8747) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_{12} = (0.0592 + j 0.4208) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_{17} = (0.0592 + j 0.4247) \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_{77} = (3.7503 + j 1.0312) \Omega / \text{Km.}$$



$$Z_0 = (0.4900 + j 1.6423) \ \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (8.8200 + j 29.560) \ \Omega$$

LINEA QUITO - S/ NORTE

Conductor = 477 MCM

Longitud = 80 Km.

Con 2 hilos de guardia

$$Z_{11} = (0.2750 + j 0.8650) \ \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_{12} = (0.0592 + j 0.3730) \ \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_{14} = (0.0592 + j 0.3340) \ \Omega / \text{Km.}$$

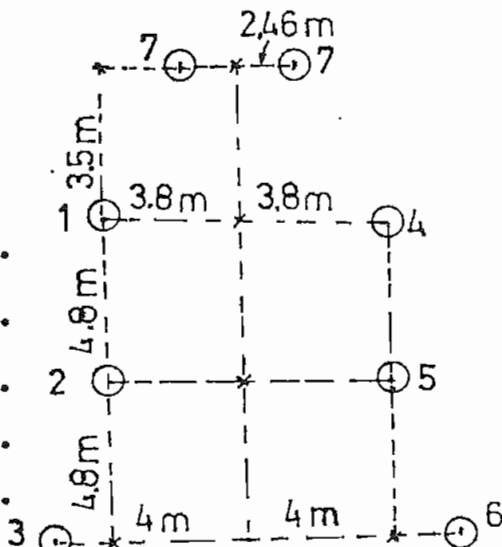
$$Z_{17} = (0.0592 + j 0.3459) \ \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_{77} = (3.7503 + j 1.0130) \ \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_{78} = (0.0590 + j 0.5894) \ \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (0.2857 + j 0.8971) \ \Omega / \text{Km.}$$

$$Z_0 = (22.856 + j 77.760) \ \Omega$$



base para el m 26.1

1.4.-CALCULO DE IMPEDANCIAS DEL SISTEMA EN POR UNIDAD (16)

POTENCIA BASE.- Se tomará como potencia base para este sistema la potencia que genera la Central El Ambi, es decir 10 MVA, por ser la generación mas grande del sistema.

Todos los valores de reactancias de los generadores, transformadores y líneas de transmisión serán puestos en esta base de potencia y en sus respectivas bases de voltage.

GENERACION.- Los valores de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de todos los grupos ha sido obtenido de las referencias (1), (4), (14) y para los valores no hallados se han asumido de acuerdo a tablas existentes de la referencia (2).

Todos estos valores se encuentran ordenados a continuación con sus respectivas características eléctricas como son voltage al que generan, potencia, tipo de conexión y el número de unidades que se hallan en funcionamiento.

Existen algunos grupos pequeños que generan aisladamente del sistema, por lo tanto no serán considerados en este estudio como parte para flujos de carga y cortocircuitos.

Para poner las reactancias en base a 10MVA se utilizará la siguiente formula.

$$(Z_{pu}) = (Z_{pu})_1 \frac{(KVA) \text{ Base } 2}{(KVA) \text{ Base } 1}$$

donde $(Z_{pu})_2$ = Impedancia en por unidad referida a la nueva base.

$(Z_{pu})_1$ = Impedancia en por unidad en sus bases propias de los elementos.

(MVA) Base 2 = MVA base nueva trifasicos

(MVA) Base 1 = MVA base propia de los elementos trifásica.

GRUPOS DIESEL TULCAN

$$X_d'' = 0.2$$

$$X_2 = 0.2 = X_2$$

$$X_0 = 0.2$$

$$\text{Potencia} = 775 \text{ KVA.}$$

Todos estos valores se encuentran referidos a la potencia del generador y deben ser referidos a la nueva base de LOMUA.

Por lo tanto tenemos:

$$(Z_{pu})_2 = Z_{pu}, \frac{(KVA)_B}{(KVA)_B1}$$

$$(X_d'')_2 = (X_d'')_1 \frac{10.000 \text{ KVA}}{775 \text{ KVA}} = 0.2 \times \frac{10.000}{775} = 2.581$$

$$(X_d'')_2 = 2.581.$$

$$(X_2)_2 = 0.2 \times \frac{10.000 \text{ KVA}}{775 \text{ KVA}} = 2.581$$

$$(X_0)_2 = 0.18 \times \frac{10.000 \text{ KVA}}{775 \text{ KVA}} = 2.323$$

CENTRAL LA PLAYA.

3 UNIDADES DE 550.

$$X_d'' = 0.2$$

$$X_2 = 0.2$$

$$X_0 = 0.18$$

$$\text{Pot} = 550 \text{ KVA}$$

$$(X_d'')_2 = 0.2 \times \frac{10.000 \text{ KVA}}{550 \text{ KVA}} = 3.63$$

$$(X_2)_2 = 0.2 \times \frac{10.000 \text{ KVA}}{550 \text{ KVA}} = 3.63$$

$$(X_0)_2 = 0.18 \frac{10.000}{550 \text{ KVA}} = 3.27$$

Las tres unidades en paralelo se tiene reactancia equivalente igual

Las tres unidades en paralelo setiene la reactancia equiva -
lente igual.

$$(X_d^{12})^2 = (X_2) = 1.212$$

$$(X_o)^2 = 1.091$$

TRANSFORMACION.- Los valores de las impendencias de los tres
formadores de las referencias (11), (4), (14) y los demas se
han determinado en tablas de referencia (2).

Para el cambio de base se utilizará la misma formulaque para
las reactancias de generaci3n.

$$(Z_{pu})_2 = (Z_{pu}_1) \frac{(KVA) B_2}{(KVA) B_1}$$

TRANSFORMADORES DE LA S/ AMBI.

$$X_{pu} = 0.07$$

$$\text{Potencia} = 2 \times 5.000 \text{ KVA}$$

$$X_{pu2} = 0.07 \times \frac{10.000}{5.000} = 0.14$$

Como est3n en paralelo se tiene una X_{eq}

$$X_{pu} = \frac{0.14}{2} = 0.07$$

TRANSFORMADORES DE S/ CHOTA

$$/X_1)^2 = 0.0493 \times \frac{10.000 \text{ KVA}}{500 \text{ KVA}} = 0.986$$

TRANSFORMADOR DE S/ SAN GABRIEL

$$X_1 = 0.0578$$

$$\text{Potencia} = 1250 \text{ KVA}$$

$$(X_1)^2 = 0.0578 \times \frac{10.000 \text{ KVA}}{1250 \text{ KVA}} = 0.4624$$

Este procedimiento ha sido aplicado para el c3lculo de todas
las reactancias de los transformadores cuyos valores se en -
cuentran tabulados a continuaci3n:

TRANSMISION.

Para las líneas de transmisión se utilizará la siguiente fórmula.

$$Z_{PU} = \frac{Z(\Omega)}{Z \text{ BASE}}, \quad Z_{BASE} = \frac{1000 \times (KV)^2 \text{ BASE}}{(KVA) \text{ BASE}} = \frac{(KV)^2 \text{ BASE}}{(MVA) \text{ BASE}}$$

Donde: Z_{pu} = Impedancia de la línea por unidad.

Z (Ω) = Impedancia de la línea calculada.

Z (BASE) = Impedancia de base.

(KV) BASE = Potencia Base.

LINEA EL AMAI - AL PACHALA a 34.5 KV.

$$Z_1 = (2.790 + j 2.250)$$

$$Z_B = \frac{(34.5)^2}{10} = 119,03$$

$$Z_{1pu} = \frac{(2.790 + j 2.250) 10}{(34.5)^2} = 0.0234 + j 0.021$$

$$Z_{1pu} = 0.0234 + j 0.021$$

Este procedimiento ha sido utilizado para el calculo de todas las impedancias de las líneas del sistema y también se encuentran todos los valores tabulados a continuación en las tablas m27, 28, 29 y 30. Para mayor facilidad en los calculos se tiene que para cada voltaje se determina Z_B respectiva así:

VOLTAJE	Z BASE
KV	
138	1904,4
34,5	119,03
13.8	19,0444
6.3	3,97
4.16	1,73
5	2,5

TRANSFORMACION

$$Z_1 = Z_2 = Z_0 = j X$$

TRANSFORMADOR	POTENCIA KVA	ALTA TENSION KV.	BAJA TENSION KV	IMPEDANCIA EN Pu
S/EL AMBI(2)	5000	34.5	4.16	0.070
S/CHOTA	500	34.5	13.8	0.980
S/SAN GABRIEL	1250	34.5	13.8	0.462
S/ TULCAN 1	2500	34.5	13.8	0.253
S/ TULCAN 2	1500	13.8	6.3	0.426
CENTRAL DIESEL TULCAN	1000	6.3	4.16	0.510
S/ OTAVALO MONSERRATE	2000/ 2500	34.5	13.8	0.252
S/ OTAVALO 2	1000/ 1250	13.8	5	0.444
S/ CAYAMBE	2000/2500	34.5	13.8	0.253
S/ BAJADA I- BARRA(2)	4000	34.5	13.8	0.087
S/ BAJADA DE IBARRA	1200	13.8	6.3	0.417
S/ G. SUAREZ	180	6.3	5	2.700
C/ HOJA BLAN	300	13.8	6.3	1.666
S/ CHAPUELA	200	6.3	2.4	2.250

-22-

VALORES DE TRANSFORMACION PARA 1980

TRANSFORMADOR	POTENCIA KVA	ALTA TENSION KV	BAJA TENSION KV	IMPEDANCIA EN Pu.
S/ EL ANGEL	2500	34.5	13.8	0.700
S/ NORTE	20000	138	69	0.075
S/ NORTE	30000	138	34.5	0.043
S/ OTAVALO	15000	69	34.5	0.066
S/ ATUNTAQUI	3750	34.5	13.8	0.186
S/ CHOTA	2000	34.5	13.8	0.284
S/ SAN GABRIEL	1250	34.5	13.8	0.231
S/ TULCAN	1250	34.5	13.8	0.800

-30- 2011 N 3

VALORES EN POR UNIDAD DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

LINEA			IMPEDANCIAS DE SECUENCIA EN POR UNIDAD			
DESDE	A	VOLTAJE DE LINEA KV	POSITIVA		CERO	
			R	X	R	X
EL AMBI	S/SECCIONAMIENTO	34.5	0.0234	0.0210	0.0260	0.0651
S/SECCIONAMIENTO	S/CHOTA	34.5	0.0265	0.0552	0.0650	0.2334
S/SECCIONAMIENTO	S/BAJADA DE IBARRA	34.5	0.0024	0.0050	0.0059	0.0210
S/SECCIONAMIENTO	S/OTAVALO	34.5	0.0393	0.0741	0.0722	0.3450
S/OTAVALO	S/CAYAMBE	34.5	0.2028	0.1021	0.1311	0.3090
S/CHOTA	S/SAN GABRIEL	34.5	0.0560	0.1165	0.0886	0.5319
S/TULCAN	C/LA PLAYA	6.3	1.0867	0.7361	0.6520	1.2505
G.SUAREZ	S.PABLO	6.3	1.1908	0.5242	0.7360	1.2792
S.GABRIEL	TULCAN	34.5	0.0460	0.0959	0.0799	0.4803
TULCAN 2	CHAFUELA 1	13.8	0.0827	0.0278	0.0921	0.1600
CHAFUELA 1	DIESEL TULCAN	6.3	0.2161	0.1164	0.2600	0.5002
OTAVALO	G.SUAREZ	5	0.4201	0.1849	0.6465	1.1200
SAGRARIO	C/HOJA BLANCA	6.3	1.0867	0.7360	1.2106	2.7449
ALPACHACA	ATUNTAQUI	34.5	0.0160	0.0325	0.0325	0.1397
ALPACHACA	S/NORTE	34.5	0.0162	0.0266	0.0359	0.1126
S/NORTE	OTAVALO	69	0.0072	0.0174	0.0190	0.0621
OTAVALO	FABRICA CEMENTO	34.5	0.0289	0.0587	0.0702	0.2515
QUITO	S/NORTE	138	0.0028	0.0102	0.0120	0.0408

1.5.- CORTOCIRCUITOS (6)

Como se indicó anteriormente se va a utilizar el método de las componentes simétricas para el cálculo de cortocircuitos en cada una de las barras del sistema.

Las fórmulas que contienen las relaciones entre los vectores defase y los vectores componentes de secuencia son las siguientes:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

Donde:

V_a, V_b, V_c son los vectores componentes de fase del sistema original.

V_{a0}, V_{a1}, V_{a2} son los vectores de secuencia cero, positiva y negativa respectivamente.

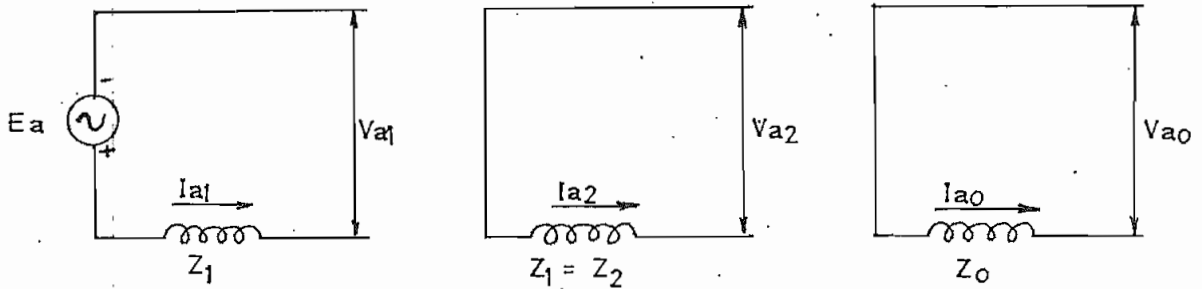
$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$a = 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

② *si desdoblamos*
Pudiendo de esta manera reemplazar los tres circuitos independientes a los que se aplica voltajes y corrientes de secuencia.

Utilizando el Teorema de Thevenin se puede reducir cada una de las redes de secuencia a un equivalente Thevenin es decir, una fuente de voltaje, igual al voltaje en el punto de falla en el instante antes de producirse la falla en serie con la impedancia equivalente del sistema, vista desde el punto de falla con las fuentes cortocircuitadas.



E_a = Voltaje fase tierra en el punto de falla antes de producirse la falla.

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva

Z_2 = Impedancia de secuencia negativa

V_{a1} = Voltaje de secuencia positiva en la falla

I_{a1} = Corriente de secuencia positiva en la falla

V_{a2} = Voltaje de secuencia negativa en la falla

I_{a0} = Corriente de secuencia cero en la falla

V_{a0} = Voltaje de secuencia cero en la falla

Las relaciones de voltajes y corrientes en estos circuitos están dados por.

$$V_{a1} = E_a - I_{a1} Z_1$$

$$V_{a2} = -I_{a2} Z_2$$

$$V_{a0} = -I_{a0} Z_0$$

A continuación se hará un estudio de las fallas a tratarse en este trabajo.

FALLA TRIFÁSICA

Esta es una falla simétrica, equilibrada en la que no aparecen componentes de secuencia negativa y secuencia cero.

Las condiciones de esta falla son:

$$V_a = V_b = V_c$$

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

De donde se obtiene que:

$$V_{a1} = 0 = E_a - I_1 Z_1$$

$$V_{a2} = 0 = -I_2 Z_2$$

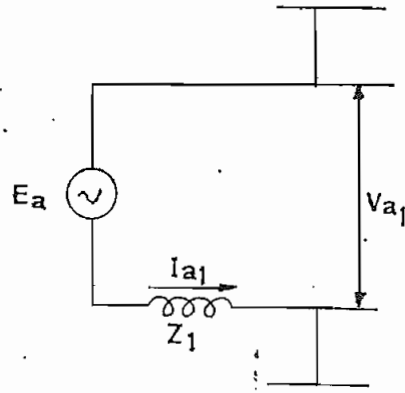
$$V_{a0} = 0 = -I_0 Z_0$$

$$I_0 = 0 \quad I_2 = 0$$

$$E_a = I_1 Z_1$$

$$I_1 = \frac{E_a}{Z_1}$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = I_1 \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix}$$



FALLA DE LINEA A LINEA

Pertenece a los fallos asimetricos. Se supone que la falla se produce entre las fases B y C
Las condiciones para esta falla son:

$$V_b = V_c$$

$$I_b = -I_c$$

$$I_a = 0$$

N O.

De donde obtenemos que:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

$$V_{a1} = V_{a2}$$

$$V_{a0} = 0$$

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix}$$

$$I_{a1} = -I_{a2}$$

$$I_{a0} = 0$$

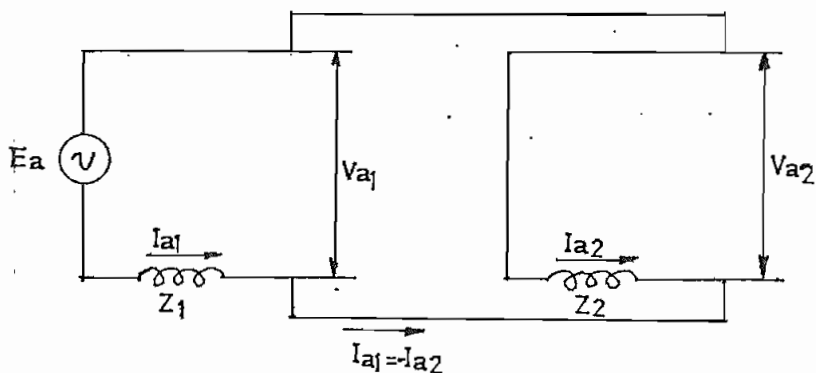
$$V_{a1} = E_a - I_{a1} Z_1$$

$$V_{a2} = -I_{a2} = I_{a1} Z_2$$

$$E_a = I_{a1} (Z_1 + Z_2)$$

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2}$$

Lo que nos indica que las mallas de secuencia positiva y negativa van conectadas en paralelo.



FALLA FASE FASE TIERRA

La Falla se produce entre las fases B y C con tierra.
Las condiciones de falla son:

$$V_b = V_c = 0$$

$$I_a = 0$$

Para estos valores las componentes simétricas de la tensión vienen dadas por:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Donde: $V_{a1} = V_{a2} = V_{a0}$
 $V_{a1} = E_a - I_{a1} Z_1$

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} E_a - I_{a1} Z_1 \\ E_a - I_{a1} Z_1 \\ E_a - I_{a1} Z_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} 1/Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & 1/Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_a - I_{a1} Z_1 \\ E_a - I_{a1} Z_1 \\ E_a - I_{a1} Z_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & 1/Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

$$\frac{E_a - I_{a1} Z_1}{Z_0} = - I_{a0}$$

$$\frac{E_a - I_{a1} Z_1}{Z_1} = \frac{E_a - I_{a1} Z_1}{Z_1}$$

$$I_a = 0 = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

$$\frac{E_a - I_{a1} Z_1}{Z_0} + \frac{E_a - I_{a1} Z_1}{Z_1} + \frac{E_a - I_{a1} Z_1}{Z_2} = \frac{E_a}{Z_1}$$

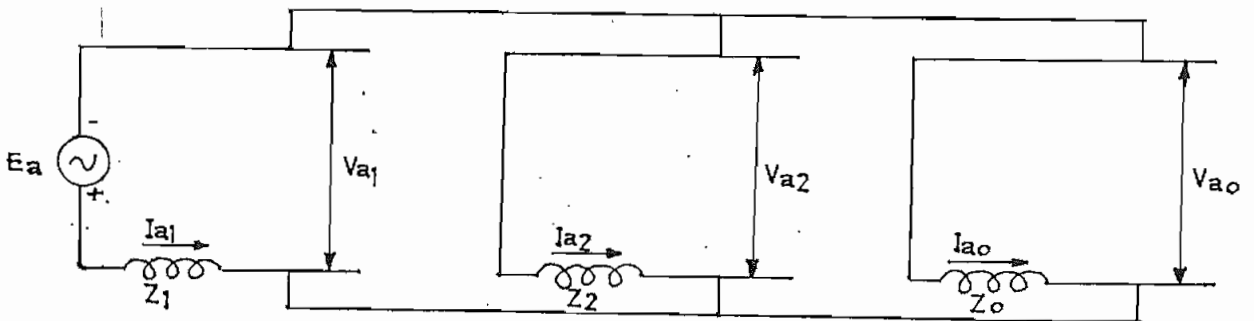
$$E_a \left[\frac{1}{Z_0} + \frac{1}{Z_2} \right] = I_{a1} \left[\frac{Z_1}{Z_0} + \frac{Z_1}{Z_2} \right]$$

$$E_a \frac{Z_2 + Z_0}{Z_2 Z_0} = I_{a1} \left(\frac{Z_0 Z_2 + Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0}{Z_2 Z_0} \right)$$

$$I_{a1} = \frac{E_a (Z_2 + Z_0)}{Z_0 Z_2 + Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0}$$

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}}$$

Lo que nos indica que las tres mallas deben ponerse en paralelo.



FALLA FASE TIERRA

La falla se produce entre la fase A y tierra.
Las condiciones para esta falla son:

$$V_a = 0$$

$$I_a = I_b = 0$$

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Nº

De donde: $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{I_a}{3}$

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{a1} \\ I_{a1} \end{bmatrix}$$

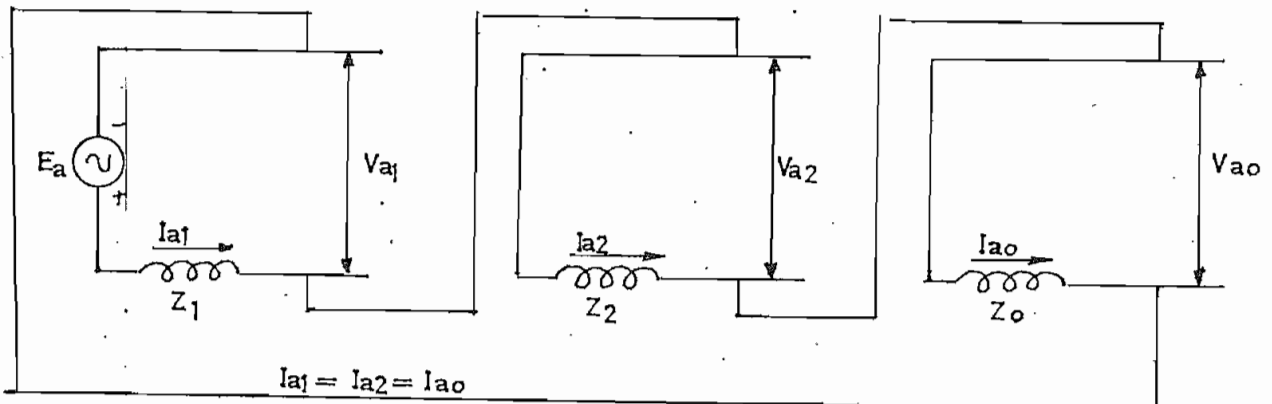
Nº

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = E_a - I_{a1} (Z_0 + Z_1 + Z_2)$$

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 0$$

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_0 + Z_1 + Z_2}$$

De donde se deduce que para representar esta falla se deben conectar en serie las tres mallas de secuencia equivalente del sistema como se indica en la fig.



1.7.-COMPARACION DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CORTOCIRCUITOS

Antes de hacer un análisis de los resultados obtenidos he creído conveniente, se haga una comparación analítica entre los diferentes tipos de cortocircuitos estudiados. Se tomará en este estudio como base de comparación la falla trifásica, considerando además que $Z_1 = Z_2$

1).- FALLA TRIFASICA

$$I = \frac{E_a}{Z_1} = I_{3F}$$

Donde: E_a = Voltaje fase tierra

Z_1 = Z de secuencia positiva

2).- FALLA DOS FASES

$$I_1 = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2} = \frac{E_a}{2Z_1} = \frac{I_{3F}}{2}$$

$$I_2 = \frac{-E_a}{2Z_1} = -\frac{I_{3F}}{2}$$

$$I_0 = 0 \quad I_a = 0 = I_1 \quad I_2 \quad I_0 = 0$$

$$I_b = \frac{I_{3F}}{2} (a^2 - a) = -j \frac{\sqrt{3}}{2} I_{3F} = -j 0.866 I_{3F}$$

$$I_c = \frac{I_{3F}}{2} (a - a^2) = j \frac{\sqrt{3}}{2} I_{3F} = j 0.866 I_{3F}$$

$$a^2 - a = -j\sqrt{3}$$

$$a - a^2 = j\sqrt{3}$$

3).- FALLA FASE FASE TIERRA

$$I_{a1} = \frac{E_a (Z_2 + Z_1)}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0}$$

$$I_{a1} = \frac{Ea (Z_2 + Z_0)}{Z_1 \cdot Z_2 + 2Z_1 \cdot Z_0} = \frac{Ea (Z_2 + Z_0)}{Z_1 \cdot (Z_2 + 2Z_0)}$$

$$= Ea \cdot \frac{1 + Z_0/Z_1}{1 + 2Z_0/Z_1} = I_{3F} \cdot \frac{1+K}{1+2K}$$

Donde $K = \frac{Z_0}{Z_1}$

$$I_{a2} = \frac{-Ea + I_{a1} \cdot Z_1}{Z_2} = -Ea/Z_1 + I_{a1} = -I_{3F} - I_{3F} \cdot \frac{1+K}{1+2K}$$

$$= -I_{3F} \frac{K}{1+2K}$$

$$I_{a0} = \frac{Ea - I_{a1} \cdot Z_1}{Z_0} = \frac{Ea/Z_1 - I_{a1}}{Z_0/Z_1} = \frac{I_{3F}}{K} - \frac{I_{3F} \cdot \frac{1+K}{1+2K}}{K}$$

$$= -I_{3F} \frac{1}{1+2K}$$

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = I_{3F} \left[\frac{1+K}{1+2K} - \frac{K}{1+2K} - \frac{1}{1+2K} \right] = 0$$

$$I_b = a^2 \cdot I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0}$$

Reemplazando todos los valores de la ecuación anterior se obtiene:

$$I_b = \frac{I_{3F}}{1+2K} \left[a^2 (1+K) - aK - 1 \right] = \frac{I_{3F}}{1+2K} \left[(a^2 - a)K + (a^2 - 1) \right]$$

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

$$a^2 - a = -j\sqrt{3}$$

$$I_b = -\frac{I_{3F}}{1+2K} \left[\frac{3}{2} + j(\sqrt{3}K + \sqrt{3}/2) \right]$$

$$|I_b| = \frac{\sqrt{3} I_{3F}}{1+2K} \sqrt{1+K^2+K}$$

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

$$I_c = \frac{I_{3F}}{1+2K} \left[K(a - a^2) + (a - 1) \right]$$

$$a - a^2 = j\sqrt{3}$$

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

$$I_c = \frac{I_{3F}}{1+2K} \left[\frac{-3 + j(\sqrt{3}K + \sqrt{3}/2)}{2} \right]$$

$$|I_c| = \frac{3 I_{3F}}{1+2K} \sqrt{K^2 + K + 1}$$

4).- FALLA FASE TIERRA

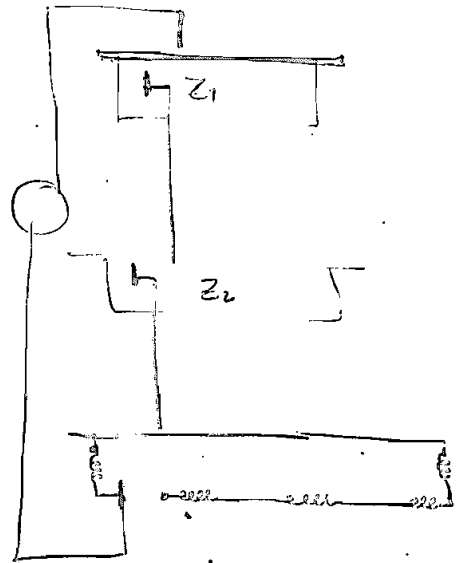
$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = I_{a2} = I_{a0}$$

$$I_{a1} = \frac{E_a}{2Z_1 + Z_0} = \frac{E_a / Z_1}{2 + Z_0 / Z_1}$$

$$I_a = 3 \frac{I_{3F}}{2+K}$$

$$I_b = \frac{I_{3F}}{2+K} (a^2 + a + 1) = 0$$

$$I_c = \frac{I_{3F}}{2+K} (a^2 + a + 1) = 0$$



1.5.-CONDICIONES PARA EL ESTUDIO DE FALLAS EN EL SISTEMA

Para el estudio a realizarse no se tomaran en cuenta las corrientes de carga. Las corrientes de carga son pequeñas comparadas a las de falla en general y se encuentran fuera de fase con estas. En el análisis de flujos de carga se verá posteriormente si son significativas para tomarse en cuenta. Se consideraran las siguientes suposiciones:

- 1.-No se consideran las conexiones en paralelo en el sistema, como las cargas, capacitores de las líneas y capacitores estáticos. Cualquier carga conectada en el sistema tiene una impedancia relativamente alta de manera que resulte que toda corriente de carga comparada con la de cortocircuito es despreciable. La red pasiva no incluye estas impedancias.
- 2.-Los generadores se representan como ^{internamente} fuentes de voltaje constante en serie con una impedancia ^{equivalente.} subtransitoria. Los generadores alimentan a la red desde el neutro del sistema.
- 3.-Se consideran a los transformadores con su relación nominal de transformación.
- 4.-Asumimos que el voltaje en las barras del sistema antes de la falla es del 100%.
- 5.-Para la determinación de las corrientes y voltajes durante las fallas se asume que todos los cortocircuitos se producen a travez de una impedancia de falla igual a cero para que las corrientes de falla tengan su máximo valor para una condición de operación dada.
- 6.-^{para} La red ~~supuesta de antemano que es~~ trifásica, su estudio se hará en un sistema por fase, lo que supone que se trata de una red de tensiones e impedancias balanceadas.
- 7.-Las tensiones generadas por las máquinas (generadores) se asumen que son iguales en magnitud y fase. Esto permite reemplazar todos los generadores por uno solo. Para los cortocircuitos se supone que el voltaje fase-neutro generado es $1 \angle 0^\circ$ Voltios por unidad. Estas suposiciones no inducen a mayores errores en los cálculos de fallas, porque en condiciones normales de operación las tensiones son cercanas a 1 por unidad y factor de potén-

cia alto.

8.-El estudio se hará utilizando componentes simétricas. Utilizando las tres redes pasivas, una para cada secuencia. Pero se supondrá que la red de secuencia positiva es igual a la red de secuencia negativa.

9.-Para líneas y bancos de transformadores (elementos estáticos) las impedancias de secuencias positivas y negativas son exactamente iguales porque son independientes de las secuencias de fases.

En generadores sincrónicos, las impedancias de secuencias positivas y negativas son aproximadamente las mismas si consideramos únicamente el estado subtransitorio en este caso:

$$X_d'' = X_2$$

En motores y en condensadores sincrónicos esto no es exactamente igual, pero estos aparatos son pequeños en comparación con los generadores de manera que el error es aceptable.

10.-Los valores de las reactancias del sistema son altos comparados con los valores de las resistencias, pudiendo despreciarse estos últimos valores.

Cuando la relación de reactancia a resistencia X/R del sistema de impedancias es mayor que cuatro los errores al despreciarse la resistencia resultan pequeños (menores que el 3%).

11.-El efecto de acoplamiento entre líneas paralelas puede ser despreciable para secuencia positiva y negativa, pero no para secuencia cero.

NO.

UTILIZACION DEL PROGRAMA PARA ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS
UTILIZANDO 2 BARRAS DE SECUENCIAS (5),(18)

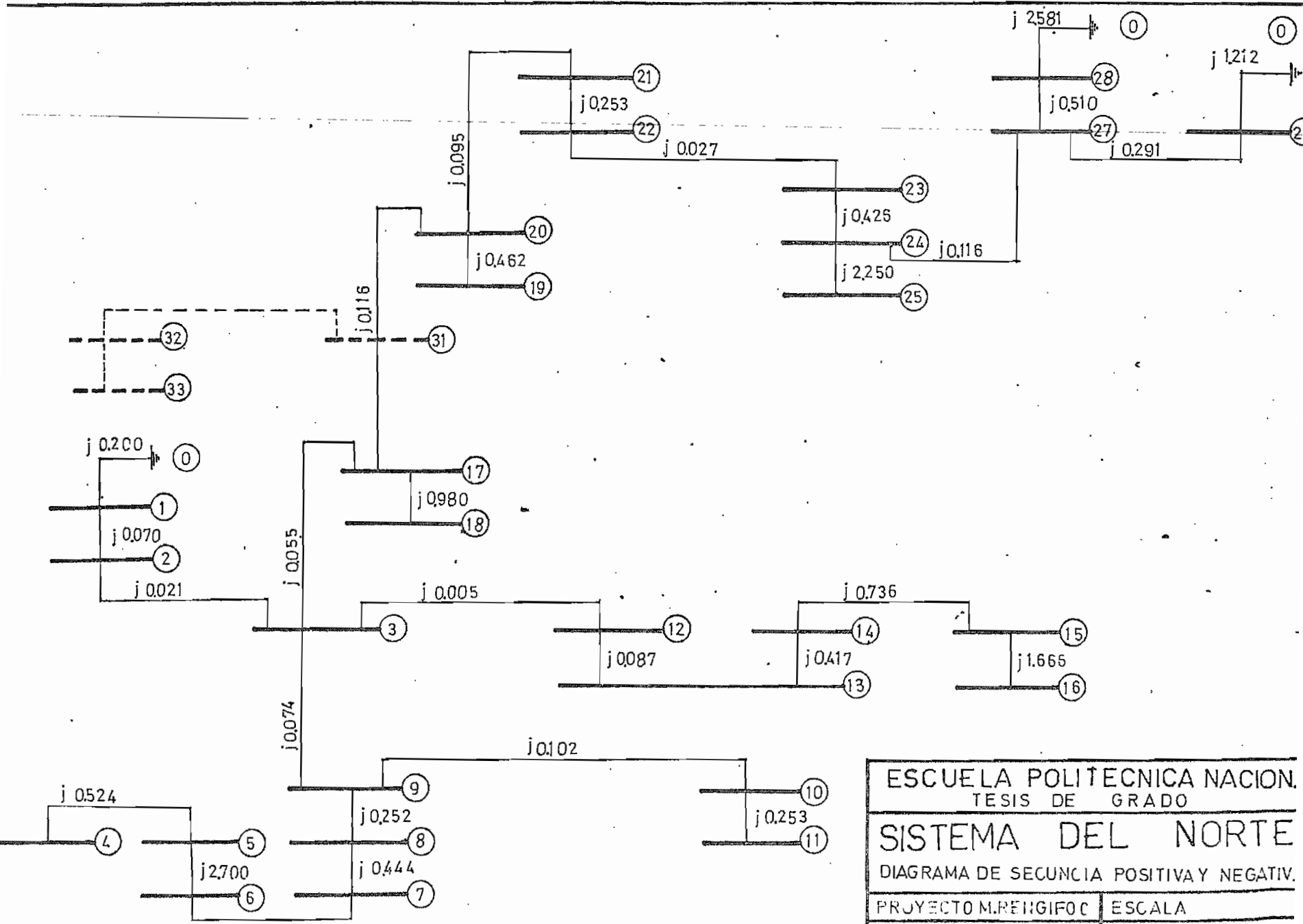
METODO DE SOLUCION.- El algoritmo de solución consta de un programa principal y de 19 subrutinas, cuyo proceso de operación es el siguiente.

- 1.- La mayor parte del programa principal está dedicado a la formación de las matrices impedancias de barras.
- 2.- Subrutina ENTRA: Esta subrutina lee datos de entrada que sirven para inicializar valores de variables del programa. Además lee el dato del nodo de referencia y los datos de los elementos que forman la red.
- 3.- Subrutina CLASI: Esta se encarga de clasificar los elementos de la red en ramas y enlaces.
- 4.- Subrutina BETAX :Esta subrutina es llamada cuando el programa principal a empezado a formar Z_B ,en el caso de que el elemento que se está añadiendo a la red está acoplado.
- 5.- Subrutina RECIP: Esta subrutina invierte Z_B ,obteniendo Y_B .
- 6.- Subrutina COLOC : Esta subrutina reemplaza las admitancias obtenidas anteriormente, por las impedancias propias y mutuas de los datos del sistema electrico de potencia; para un "grupo completo" de acoplamiento .
- 7.- Subrutina IDENT: Identifica la situación de cualquiera de los elementos Z_{ij}^0 y Z_{ij}^1 en el arreglo Z_B .
- 8.- Subrutina DELTX : Esta subrutina calcula el efecto de acoplamiento en la formación de Z_B de secuencia cero .

- 9.- Subrutina SUPRE: Cuando el elemento que se añade a la red es enlace, se añade en el sistema la barra ficticia L que tiene que eliminarse. Esta subrutina se encarga de esta eliminación.
- 10.- Subrutina BUSFA :Esta lee los datos de la barra fallada e impedancias de falla y de tierra, además localiza la posición de las impedancias de punto motriz en Z_B para la barra fallada.
- 11.- Subrutinas SF1FT, SF3FT, SF2FT, SFFA: Todas estas rutinas tienen la misma secuencia de operación y sirven para calcular corrientes y tensiones de falla, cuando se producen las siguientes fallas: fase-tierra, trifásica, dos fases-tierra y fase-fase.
- 12.- Subrutina HALLA.- Esta subrutina localiza el elemento donde se desea calcular flujos de falla en el arreglo DAT. En el caso especial de que un elemento específico desea ser analizado, lee datos de este (HERTZ) y determina su existencia y ubicación en DAT.
- 13.- Subrutina TRANS : Calcula componentes de fase a partir de las de secuencia.
- 14.- Subrutina FORMA .- Esta se encarga de formar la matriz admitancia primitiva para un grupo de acoplamiento.
- 15.- Subrutina ACSC : Calcula aportes de corriente de secuencia en un elemento acoplado.
- 16.- Subrutina SALID : Esta subrutina es llamada cada vez que se desea imprimir resultados de los cálculos.

CORRIGENDOS

SISTEMA ACUAL



ESCUELA POLITECNICA NACION. TESIS DE GRADO	
SISTEMA DEL NORTE	
DIAGRAMA DE SECUNCIA POSITIVAY NEGATIV.	
PROYECTO M.REINGIFOC	ESCALA
REVISO	FECHA
DIBUJO	PLANO 5

1.6.-PROGRAMA DE CORTOCIRCUITOS PARA EL SISTEMA ACTUAL
CONDICION MAXIMA GENERACION.

Se ^{ha} utilizado los mismos datos de líneas, transformadores y generadores que fueron ya usados en el programa de ~~flujos de carga~~. ^{Se encuentran en los diagramas secuenciales} Considerandose además que solo se tomará ^{los valores emp. de los planos n° 5 y 6.}

la parte imaginaria de las impedancias de las líneas jX despreciandose la resistencia ^{de las mismas}

Para este estudio se va a suponer que $Z_1 = Z_2 = Z_0$ para las líneas de transmisión y transformadores, ya que las líneas son cortas y no va a incidir en los resultados, debido a la conexión de los transformadores de las subestaciones principales del Sistema hacen que el sistema quede aislado para las corrientes de secuencia cero. Como

se presenta en el ^{n° 6} plano respectivo de diagrama de secuencia cero. ^{tomando como referencia el diagrama unifilar del sistema para este año (plano n° 3).}

Se utilizó el computador digital para el cálculo de todas las fallas y las respectivas corrientes de contribución a la barra fallosa. Para ^{N° 2} la falla lfase a tierra se tomó $Z_0 = 0.0001$ en todas las subestaciones, debido a que el valor de 9999.9999 hace que aparezcan corrientes demaciado pequeñas en las barras fallosas. Esto porque los diagramas secuenciales se conectan en serie, Z_1 es de un valor pequeño, Z_2 de igual forma, Z_0 aparecen con un valor grande y hace que la Zequivalente sea grande, por lo tanto la I de falla es muy pequeña. Con este artificio el error que se comete es despreciable como puede verse.

Valores con este artificio

Valores para otras fallas

$Z_1 = 0.29663$

$Z_1 = 0.29663$

$Z_0 = 0.25455 \cdot 10^{-4}$

$Z_0 = 0.66670 \cdot 10^4$

I falla en Pu

I falla en Pu.

I = 5.0566

I = 0.0004

Como puede verse la corriente de falla es insignificante por lo que se considera que esta mal calculado sin este artificio, si nos hacemos a la realidad no puede existir una corriente de cortocircuito que sea menor de 1 amperio. Recalcando que todos los valores de secuencia cero que se hallan aislados de las fuentes para corrientes de secuencia cero fueron calculados por este método. Las barras que si tienen contribución fueron calculados por medios regulares. Por ejemplo la barra 1, 27, 28, 24, y 29.

Para esta condición se tomaran en cuenta las mismas especificaciones hechas en el programa de flujos de carga es decir la posibilidad de ^{que existen} que existan las tres generaciones de El Ambi, Diesel Tulcan y La Playa.

Los resultados ^{son} han sido ^{presentados} sacados en amperios directamente para hacerse ^{acer} la respectiva comparación de los valores de las corrientes ^{que serían} para la coordinación de las protecciones, ^{que serían} Utilizando las I bases para cada una de las barras respectivas ^{que serían} calculadas mediante la siguiente fórmula.

$$I_{BASE} = \frac{(KVA)_{BASE}}{\sqrt{3} (KV)_{BASE}} \quad ; \quad I \text{ (Amp.)} = I_{pu} \times I_{BASE}$$

CORRIENTES BASES PARA LOS VOLTAJES DE BARRA

VOLTAJE DE LA BARRA EN KV	CORRIENTE BASE EN AMPERIOS
138	41.84
69	83.67
34.5	167.33

13.8	418.37
6.3	916.43
4.16	1387.86
2.4	2405.63

Armadura se hacen los dios utilizados en el programa de especificaciones de cortocircuitos en la tabla n° 10

Los diagramas de secuencia positiva y negativa resumidos y de secuencia cero se encuentran a continuación en ^{LOS} ~~el~~ planos N° 5, 16. En estos esquemas se encuentran todos los valores de líneas, transformadores y generadores que se van a emplear en el programa digital. Como también las especificaciones correspondientes del número de barras etc.

Los resultados obtenidos una vez corrida el programa de cortocircuitos se tienen en los tablos 11, 12, 13, 14. Para los tipos de fallas analizadas anteriormente en el capítulo 1.5

Para MINIMA GENERACION, se tiene que solamente genera a

su máxima potencia la Central El Ambi es decir salen las centrales térmicas de Tulcán y La Playa.

Y para esto se repiten las actualizaciones realizadas para el caso anterior, en cuanto a los valores de líneas, transformadores y generadores.

Los resultados obtenidos se presentan en la tabla n° 10

TDCID 102 10.

DATOS PARA LA CORRIDA DEL PROGRAMA DIGITAL DE CCRTOCIRCUITOS

BARRA		IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	
DE	A	Positiva (Pu)	Negativa (Pu)
0	1	0.200	0.180
0	28	2.600	2.390
0	29	1.210	1.090
1	2	0.070	9999.999
2	3	0.021	0.021
3	9	0.074	0.074
9	10	0.010	0.010
3	12	0.005	0.005
12	14	0.505	9999.999
14	15	0.736	0.736
3	17	0.055	0.055
17	20	0.116	0.116
20	19	0.462	9999.999
20	21	0.095	0.095
21	22	0.253	9999.999
22	23	0.027	0.027
23	24	0.424	9999.999
24	25	2.25	9999.999
24	27	0.116	0.116
27	28	0.510	9999.999
27	29	0.291	0.291
9	7	0.696	9999.999
7	6	0.184	0.184

BARRA FALLOSA	Z(P,P)(pu) Sec.Posit.	CORRIENTES DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN TES A LA FALLA		
			BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
			DE	A	
1	0.1830	7.571,89	0	1	6.936,30
			2	1	632,64
2	0.2395	698,62	1	2	619,81
			3	2	78.80
3	0.2560	653,50	17	3	79,61
			2	3	573,89
9	0.3300	507,00			
10	0.3402	491,81			
12	0.2616	639,53			
14	0.7661	1.196,12			
15	1.5022	610,07			
17	0.2966	564,17	3	17	482,42
			20	17	81,76
19	0.8360	500,37			
20	0.3736	447,83	17	20	361,14
			21	20	86.69
21	0.4286	390,44	20	21	299,22
			22	21	91,22
22	0.5367	779,51	21	22	514,93
			23	22	264,59
23	0.5453	767,21	22	23	497,90
			24	23	269,31
24	0.5965	1,536,30	23	24	724,50
			27	24	811,81
25	2.8465	845,10			
27	0.5842	1.568,56	24	27	663,46

BARRA FALLOSA	Z(P,P)(pu) Sec.Posit.	CORRIENTES DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN TES A LA FALLA		
			BARRAS		CORRIENTE EN AMP.
			DE	A	
28	0.8347	1.662,66	28	27	294,67
			29	27	610,46
			0	28	533,80
29	0.6142	1.491,86	27	28	1.128,91
			0	29	757,38
			27	29	734,51
7	1.026	1125.44			
6	1.210	954,30			
5	3.910	243,38			
4	4.434	206,68			

FALLA FASE FASE ,MAXIMA GENERACION

BARRA FALLOSA	CORRIENTES DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
		DE	A	
1	6.557,50	0	1	6.009,57
		2	1	547,79
2	605,02	1	2	536,76
		3	2	68,20
3	565,92	2	3	496,98
		17	3	68,93
9	439,13			
10	425,90			
12	553,81			
14	1.035,84			
15	528,32			
17	488,60	3	17	417,77
		20	17	70,80
19	433,35			
20	387,81	17	20	312,74
		21	20	75,07
21	338,13	20	21	259,12
		22	21	79,00
22	675,08	21	22	445,94
		23	22	229,19
23	664,41	22	23	431,19
		24	23	233,29
24	1.384,75	23	24	627,43
		27	24	703,01
25	731,75			

FALLA FASE-FASE, MAXIMA GENERACION

BARRA FALLOSA	CORRIENTE DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN- TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTE EN AMP.
		DE	A	
27	1.358,42	24	27	574,54
		28	27	255,19
		29	27	528,67
28	1.439,90	0	28	462,28
		27	28	977,66
29	1.291,98	0	29	655,91
		27	29	636,09
7	974,63			
6	826,42			
5	202,97			
4	178,98			

FALLA UNA FASE A TIERRA, MAXIMA GENERACION

BARRA FALLOSA	CORRIENTE DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN- TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
		DE	A	
1	7.617,55	0	1	7.193,28
		2	1	424,31
2	1.047,82	1	2	905,58
		3	2	142,30
3	980,22	2	3	811,51
		17	3	168,72
9	760,47			
10	737,66			
12	959,23			
14	1.794,10			
15	915,06			
17	840,22	3	17	661,90
		20	17	164,32
19	750,56			
20	671,91	17	20	483,26
		21	20	188,47
21	585,64	20	21	387,93
		22	21	197,71
22	1.169,22	21	22	656,63
		23	22	512,59
23	1.150,77	22	23	602,49
		24	23	548,27
24	1.023,84	23	24	321,91
		27	24	681,37
25	4.392,44			

FALLA FASE-TIERRA, MAXIMA GENERACION

BARRA FALLOSA	CORRIENTES DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN- TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
		DE	A	
27	1.077,63	24	27	303,86
		28	27	135,01
		29	27	641,03
28	1.025,77	0	28	561,40
		27	28	464,41
29	1.185,86	0	29	796,58
		27	29	289,28
7	1.688,16			
6	1.431,45			
5	351,57			
4	310,02			

FALLA DOS FASES TIERRA ,MAXIMA GENERACION

BARRA FALLOSA	CORRIENTES DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN- TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
		DE	A	
1	7.594,37	0	1	7.070,48
		2	1	547,89
2	605,02	1	2	536,76
		3	2	68,24
3	565,96	2	3	497,01
		17	3	68,94
9	439,08			
10	425,92			
12	553,84			
14	1.035,84			
15	528,32			
17	488,60	3	17	417,79
		20	17	70,81
19	433,35			
20	387,83	17	20	312,74
		21	20	75,08
21	338,13	20	21	259,12
		22	21	79,00
22	675,08	21	22	445,94
		23	22	229,12
23	664,41	22	23	431,17
		24	23	233,23
24	1.330,47	23	24	627,44
		27	24	707,05
25	731,73			

FALLA DOS FASES-TIERRA, MAXIMA GENERACION

BARRA FALLOSA	CORRIENTES DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN- TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
		DE	A	
27	1.419,06	24	27	577,47
		28	27	256,48
		29	27	622,43
28	1.486,89	0	28	544,05
		27	28	981,27
29	2.093,69	0	29	1.172,39
		27	29	971,07
7	1120.05			
6	950.04			
5	229.50			
4	199.99			

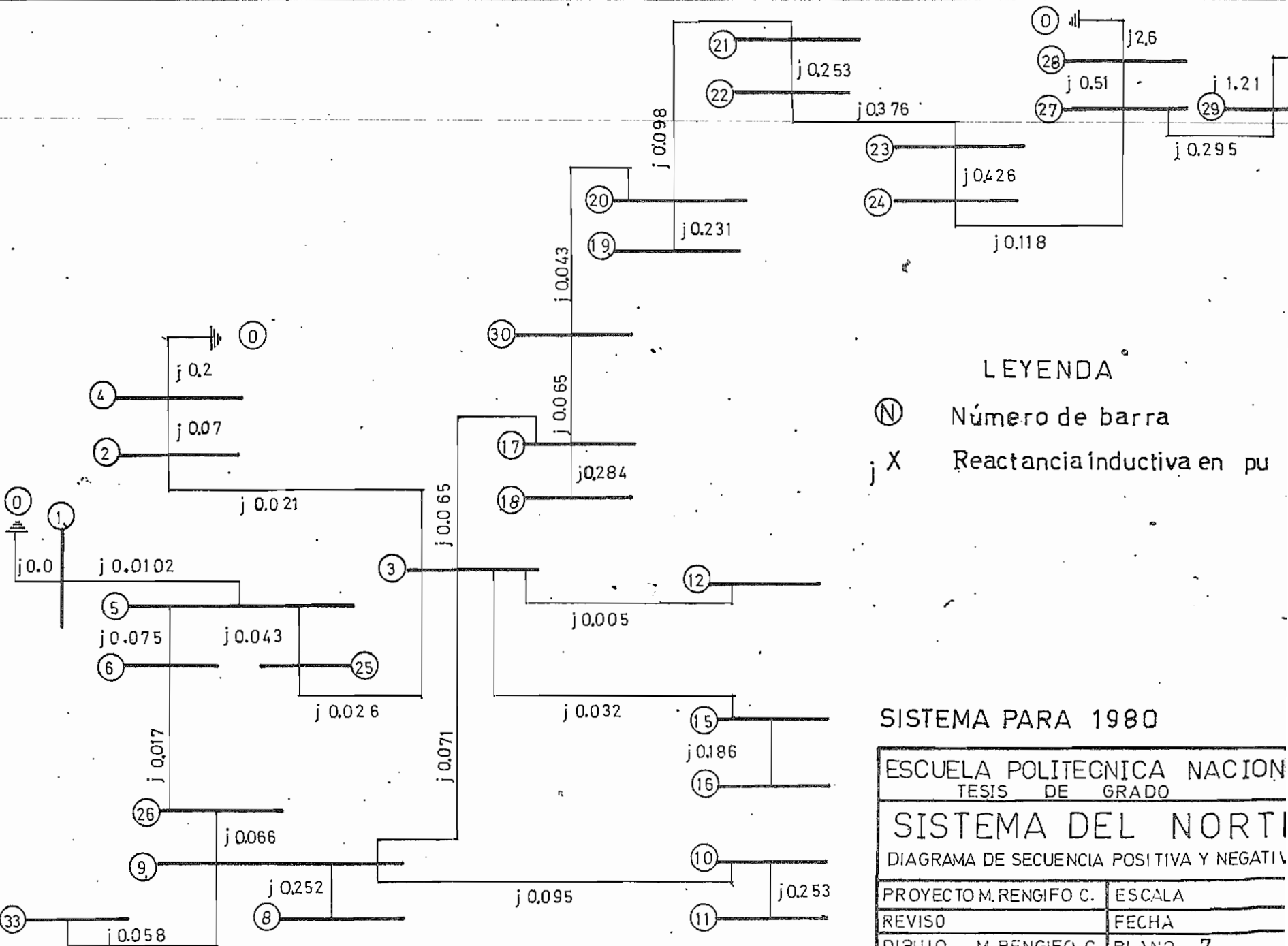
79512

CORRIENTES DE FALLA PARA MINIMA GENERACION

BARRA FALLOSA	FALLA TRIFA- SICA .	FALLA DOS FA- SES .	FALLA DOS FA- SES-TIERRA	FALLA FASE TIERRA
	CORRIENTE EN AMPERIOS	CORRIENTE EN AMPERIOS	CORRIENTE EN AMPERIOS	CORRIENTE EN AMPERIOS
1	6.939,30	6.009,44	7.064,21	7.161,31
2	619,81	536,78	536,78	929,68
3	573,90	497,01	497,01	860,81
9	457,74	396,42	396,42	686,57
10	445,32	385,66	385,66	667,93
12	563,09	487,66	487,64	844,58
14	1.143,11	989,93	989,93	1.714,64
15	595,97	516,13	516,13	893,98
17	482,42	417,79	417,79	723,59
19	451,90	391,34	391,34	677,84
20	361,14	312,76	312,76	541,68
21	299,21	259,12	259,12	448,80
22	514,92	445,94	445,94	772,39
23	497,88	431,17	431,17	746,79
24	1.159,19	627,48	627,48	1.085,00
25	684,41	592,75	592,75	2.421,71
27	663,45	574,60	574,60	993,61
29	547,94	474,53	474,53	999,59
28	733,81	635,50	635,50	1.099,73

C O R T O C I R C U I T O S

S I S T E M A P A R A 1980

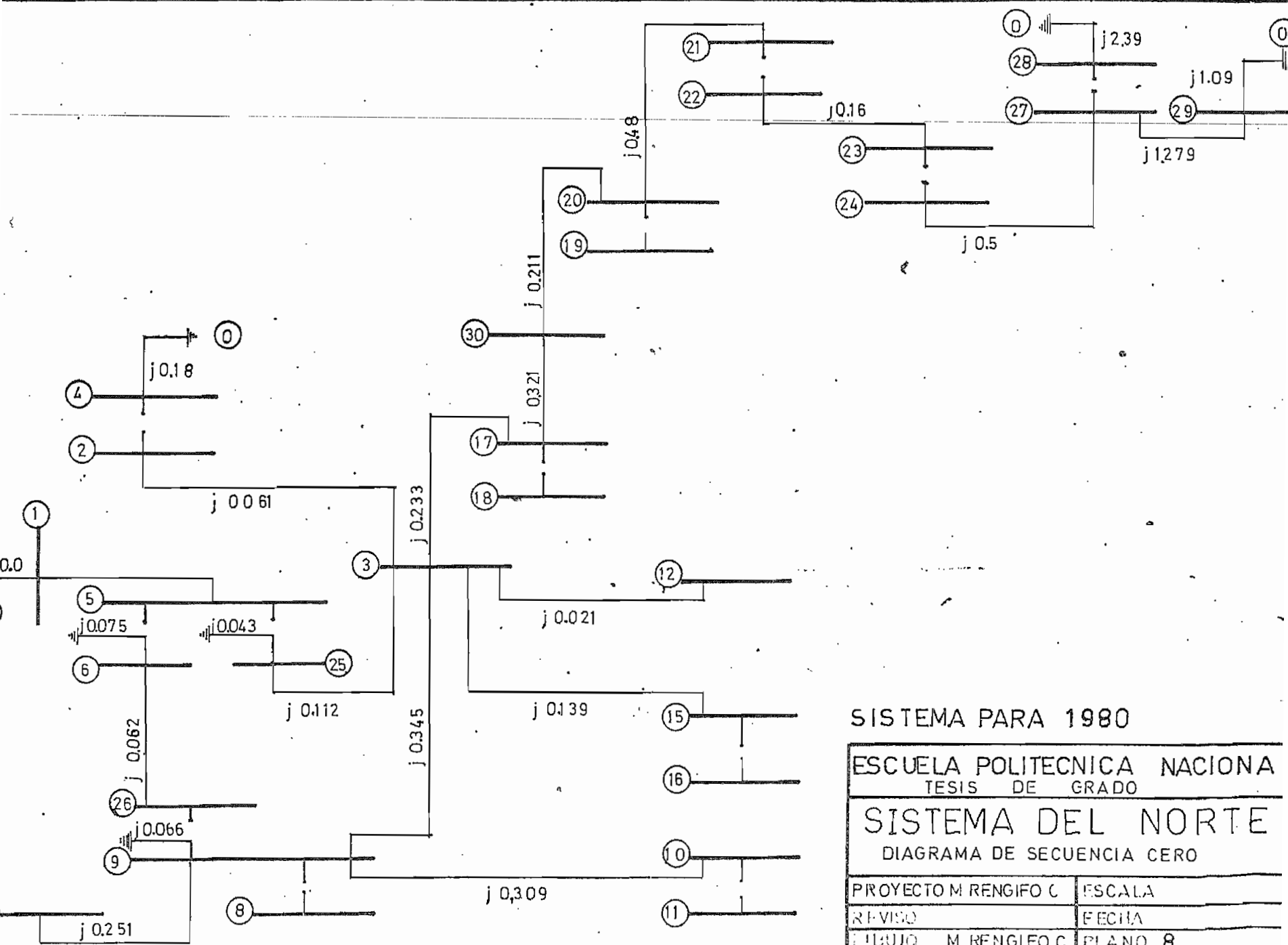


LEYENDA

- (N) Número de barra
- j X Reactancia inductiva en pu

SISTEMA PARA 1980

ESCUELA POLITECNICA NACION	
TESIS DE GRADO	
SISTEMA DEL NORTI	
DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA	
PROYECTO M. RENGIFO C.	ESCALA
REVISO	FECHA
DIBUJO M. RENGIFO C.	PLANO 7



SISTEMA PARA 1980

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
 TESIS DE GRADO

SISTEMA DEL NORTE
 DIAGRAMA DE SECUENCIA CERO

PROYECTO M RENGIFO C	ESCALA
REVISO	FECHA
DIBUJO M RENGIFO C	PLANO 8

PROGRAMA DE CORTOCIRCUITOS PARA EL SISTEMA EN 1980
CONDICION, MAXIMA GENERACION.

Tomandose ^{NO} encuentra que algunas barras han salido del programa de flujos de carga y la nueva notación ^{empleada} anotada ^{para} todos los valores empleados para el programa mencionado han sido utilizados.

Los diagramas respectivos de secuencia positiva negativa y cero simplificados para la mayor facilidad de este estudio se encuentran a continuación en ^{los} el planos N^o 7 y 8, tomando como referencia el diagrama unifilar para este año (planos 2 a 4). Para esta condición se ha previsto que van a trabajar en condiciones normales de servicio todas las centrales que se hallan en operación en el sistema actualmente incluyéndose además la potencia que recibirá el sistema de la interconexión nacional, a través de Quito.

^{se} ~~Se ha considerado~~ a esta ^{barra de p} generación última como una barra INFINITA. Si comparamos la potencia instalada en el sistema Norte, y la potencia del sistema nacional interconectado vemos que es demasiado alta la de Quito, por lo que es factible utilizar este procedimiento sin que exista mucho error en los cálculos.

Los valores de la impedancia de la barra infinita se tomará como cero. Esto debido que la impedancia equivalente del Sistema Nacional Interconectado es muy bajo y al pasar a los valores por unidad son casi despreciables (por estar en una base de potencia muy alta comparada con la potencia base).

De tal manera que la corriente en la barra infinita será también infinita, y no interesa saber esta corriente si no a partir de la primera barra del sistema Norte esto es la barra 5.

En la tabla N^o 16 se muestran los datos suministrados al computador.

Todas las fallas han sido calculadas en el computador digital, y se encuentran a continuación tabuladas ^{en las tablas n° 17} ~~ex-~~ ^{19, 20} presadas en amperios directamente para hacer una comparación de todas ellas con mayor facilidad y tener idea de la magnitud de las mismas para la respectiva ^{coordinación} selección de protecciones.

PARA MINIMA GENERACION.-

Para esta condición se ha supuesto que solo se tiene las generaciones térmicas y la generación que Quito va a suministrar a través de la interconexión, saliendo entonces la Central el Ambi de funcionamiento, esto como una alternativa extrema de salida de una Central como se analizó para el programa de flujos de carga para el año 80.

Todas estas corrientes se encuentran tabuladas y puestas en amperios directamente.

Para esta condición los resultados obtenidos son iguales a los de máxima generación, debido que al hacer la barra de Quito como barra infinita prácticamente va a suministrar toda la potencia que sale de generación y el valor de las corrientes de cortocircuito van a tener el mismo valor que para la primera condición de este estudio (la potencia que sale de servicio, en este caso 10 MVA se hace despreciable frente a la barra infinita de Quito que tiene una potencia de hasta 100 veces más).

Logicamente todas las corrientes que contribuyen a la falla también van a ser iguales que en el caso de máxima generación.

Tabla n° 216.

DATOS PARA LA CORRIENTE DEL PROGRAMA DIGITAL DE CORTOCIRCUITOS
PARA EL SISTEMA EN 1980.

BARRAS		IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	
DE	A	POSITIVA (Pu)	^{CERO} NEGATIVA (Pu)
0	5	0.0102	0.0408
5	6	0.0750	9999.9999
5	25	0.0433	9999.9999
6	26	0.0174	0.0621
0	6	9999.9999	0.0750
0	25	9999.9999	0.0433
25	3	0.0266	0.1126
3	9	0.0712	0.3450
9	26	0.0667	9999.9999
0	9	9999.9999	0.0667
3	2	0.0210	0.0651
4	2	0.0700	9999.9999
4	0	0.2000	0.1800
3	17	0.0610	0.2334
17	30	0.0656	0.3210
30	20	0.0432	0.2111
20	21	0.0980	0.4803
21	22	0.2532	9999.9999
22	23	0.0376	0.1600
23	24	0.4266	9999.9999
24	27	0.1184	0.5002
27	28	0.5100	9999.9999

BARRAS		IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	
DE	A	POSITIVA (Pu)	NEGATIVA (Pu)
0	28	2.6000	2.3900
27	29	0.2950	1.2792
0	29	1.2100	1.0900
9	33	0.0587	0.2515
9	10	0.0950	0.3090
3	15	0.0325	0.1390
3	12	0.0056	0.0210

FALLA TRES FASES-TIERRA, MAXIMA GENERACION PARA 1980

BARRA FALLOSA	CORRIENTES DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN- TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
		DE	A	
2	2017.32			
3	2701.10	25	3	2011.55
		3	9	610.54
		3	17	79.02
4	9073.55	2	4	9073.55
		4	0	0.055
5	4120.94	0	5	4101.66
		5	6	4.44
		5	25	14.80
6	1265.66	5	6	945.68
		6	26	319.94
		0	6	0.0
9	1993.31	3	9	1066.45
		26	9	926.83
17	1422.06	3	17	1340.69
		17	30	81.35
20	802.23	30	20	716.32
		20	21	85.91
21	595.10	20	21	504.64
		21	22	90.46
22	977.40	21	22	715.37
		22	23	262.01
23	940.50	22	23	672.15
		23	24	268.32
24	1682.75	23	24	873.61

FALLA TRES FASES-TIERRA, MAXIMA GENERACION PARA 1980

BARRA FALLOSA	CORRIENTES DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN- TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
		DE	A	
		24	27	809.13
25	3607.45	5	25	3032.05
		25	3	575.42
26	1135.36	6	26	782.06
		26	9	353.31
27	1688.61	24	27	785.00
		27	28	294.67
		27	29	608.92
28	1722.61	27	28	1188.80
		0	28	533.80
29	1558.57	27	29	801.22
		0	29	757.38
30	962.88	17	30	878.82
		30	20	84.04
10	935.15			
12	2477.20			
15	1771.72			
33	1173.10			

FALLA FASE TIERRA, MAXIMA GENERACION PARA 1980

BARRA FALLOSA	CORRIENTE DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN- TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
		DE	A	
2	1451.18	3	2	1451.09
		2	4	0.0
3	2101.85	25	3	1548.51
		3	9	512.34
		3	2	0.0
		3	17	41.00
4	8397.70	0	4	7056.92
		4	2	1340.78
5	2054.05	0	5	2047.48
		5	6	1.5
		5	25	4.92
6	1193.38	5	6	297.23
		6	26	594.47
		0	6	201.11
9	2213.40	3	9	875.63
		26	9	686.12
		0	9	651.66
17	860.11	3	17	827.29
		17	30	32.81
20	386.90	30	20	359.27
		20	21	27.63
21	261.07	20	21	234.61
		21	22	26.46
22	1466.14	21	22	1073.06
		22	23	396.01

FALLA FASE TIERRA, MAXIMA GENERACION PARA 1980

BARRA FALLOSA	CORRIENTES DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN- TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
		DE	A	
23	1410.74	22	23	1008.23
		23	24	402.49
24	694.93	23	24	240.54
		24	27	454.30
25	3693.76	5	25	2071.46
		0	25	1224.52
		25	03	494.23
26	883.53	6	26	684.53
		26	9	184.30
27	796.28	27	28	92.70
		27	24	246.79
		27	29	455.67
28	1039.51	0	28	561.82
		27	28	478.33
29	1211.25	0	29	795.56
		27	29	415.12
30	493.68	17	30	464.97
		20	30	28.73
15	1136.09			
10	247.96			
12	1895.16			
33	770.12			

FALLA FASE-FASE, MAXIMA GENERACION 1980

BARRA FALLOSA	CORRIENTES DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN- TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
		DE	A	
2	1747.07			
3	2339.24	25	3	1741.91
		3	9	528.73
		3	17	68.42
4	7857.92	2	4	7857.92
5	3568.86	0	5	3552.13
		5	25	12.55
6	1096.10	5	6	819.01
		6	26	277.04
9	1726.27	3	9	923.57
		26	9	802.64
17	1231.55	3	17	1161.06
		17	30	70.46
20	694.75	30	20	620.33
		20	21	74.39
21	515.37	20	21	437.02
		21	22	78.34
22	846.45	21	22	247.81
		22	23	90.74
23	814.48	22	23	582.08
		23	24	232.37
24	1457.31	23	24	756.56
		24	27	700.70
25	3124.16	5	25	2625.72
		25	3	498.28

FALLA FASE-FASE, MAXIMA GENERACION PARA 1980

BARRA FALLOSA	CORRIENTES DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN- TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
		DE	A	
26	983.26	6	26	677.26
		26	9	305.96
27	1462.35	24	27	678.96
		27	28	255.19
		27	29	527.33
28	1491.81	27	28	1029.53
		0	28	462.28
29	1349.81	27	29	693.86
		0	29	655.91
30	833.87	17	30	761.07
		30	20	72.77
12	2146.74			
15	1535.37			
10	810.40			
33	1016.61			

Tabla No. 20

FALLA DOS FASES-TIERRA, MAXIMA GENERACION PARA 1980

BARRA FALLOSA	CORRIENTES DE FALLA EN AMPERIO	CONTRIBUCION DE CORRIEN- TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
		DE	A	
2	1836.63	3	2	1836.71
3	2493.20	25	3	1849.87
		3	9	574.59
		3	17	68.94
4	7857.92	2	4	7857.92
5	3633.80	0	5	3617.18
		5	6	3.85
		5	25	12.81
6	1232.89	5	6	830.99
		6	26	281.12
		0	6	391.98
9	2127.82	3	9	977.02
		26	9	825.50
		0	9	73.25
17	1269.52	3	17	1199.80
		17	30	71.96
20	706.35	30	20	632.41
		20	21	74.40
21	522.11	20	21	443.48
		21	22	78.65
22	846.45	21	22	619.52
		22	23	226.90
23	814.48	22	23	582.12
		23	24	232.38
24	1473.66	23	24	762.47

FALLA DOS FASES -TIERRA, MAXIMA GENERACION PARA 1980

BARRA FALLOSA	CORRIENTES DE FALLA EN AMP.	CONTRIBUCION DE CORRIEN- TES A LA FALLA		
		BARRAS		CORRIENTES EN AMP.
		DE	A	
25	3654.09	24	27	723.73
		5	25	2679.04
		0	25	1255.59
26	1047.61	25	3	538.64
		6	26	745.04
		26	9	308.26
27	1485.36	24	27	687.32
		27	28	258.43
		27	29	565.49
28	1537.51	27	28	1040.90
		0	28	544.11
		27	29	696.49
29	1437.79	0	29	774.33
		17	30	777.96
		30	20	73.63
15	2143.78			
10	854.73			
12	3368.99			
33	1067.43			

1.8.-ESTUDIO DE FLUJOS DE CARGA (17)

Este estudio se realizó mediante un programa grabado que existe en el computador digital de la Escuela Politécnica Nacional y proporcionado por el departamento de Potencia. Este programa emplea el método de Newton ^{Raphson} para llegar a la solución de las ecuaciones del flujo de carga. El algoritmo de solución del programa consta de las siguientes partes.

- 1.- Se leen los datos del problema y se forma la matriz de admitancias.
- 2.- Se efectúa un ordenamiento óptimo de los nodos del sistema de tal forma que se minimicen los términos diferentes de cero de la matriz jacobiana triangularizada.
- 3.- Se ordenan todos los datos del problema de acuerdo a la nueva numeración óptima.
- 4.- Se forma la matriz Jacobiana nodo por nodo y se elimina cada nodo, de acuerdo al proceso de triangularización, apenas es formado. La matriz triangular que se va formando se guarda en la computadora en forma de una lista que solo contiene los elementos diferentes de cero e información acerca de la posición a la que corresponden estos elementos en la matriz.
- 5.- Se evalúan las variables por sustitución hacia atrás es decir $\partial \delta$ y $\partial E/E$, y se obtienen los nuevos valores de δ y E.
- 6.- Se evalúan ∂P y ∂Q y se comprueba convergencia, que ocurre cuando todas estas cantidades sean todas menores que la tolerancia específica. En caso negativo se regresa al punto 4.
- 7.- Las variables se reordenan según la numeración dada por el usuario y se producen los resultados.

FLUJOS DE CARGA PARA EL SISTEMA ACTUAL

CONDICION DE MAXIMA CARGA (4),(3),(1)

Para el estudio de flujos de carga se van a ^{considerar} tomar en cuenta las siguientes especificaciones.

1.- Para las generaciones se tiene que funcionar las Centrales de El Ambi con 8 MW a la punta, Diesel Tulcán 625 KW y la Central La Playa con 1.3 MW. Las demás generaciones existentes del Sistema no serán consideradas.

2.- La proyección de la demanda ha sido tomada por áreas y a continuación se indica las respectivas especificaciones de todas las barras con sus cargas. (Los datos de carga han sido tomados directamente del Departamento de Electrificación Rural de la E.P.N., de Planificación de INECCEL y de un estudio hecho por INTEGRAL.)

3.- Se adoptaran niveles de voltaje para condiciones normales de 95% en las principales subestaciones, especialmente en centros industriales como Ctavalo, Cayambe, Ibarra, Chota, y alrededor del 92% en las demás subestaciones.

En condiciones emergentes, ningún voltaje debería ser menor del 90 %.

4.- Todos los valores de impedancias de líneas, transformadores y generadores se encuentran tabulados ^{en la tabla 21} para ser utilizados en el programa de flujos de carga del computador digital.

Como barras de voltaje controlado se tienen a las barras

1.28,29, es decir donde hay generación. *Las especificaciones de todas las barras se encuentran en la tabla 21*

No se ha utilizado capacitores en el Sistema, y solamente se tomó el valor de la impedancia serie de las líneas, despreciándose la impedancia capacitiva de las mismas.

Como barra Slack o barra flotante se tomó a la Central el Ambi. Los resultados obtenidos satisfacen los requerimientos de este estudio .

DATOS DE LINEAS PARA LA CORRIDA DEL PROGRAMA DIGITAL DE FLUJOS
DE POTENCIA UTILIZANDO EL METODO NEWTON - RAPHSON.

DE BARRA N°	A BARRA N°	LONGI TUD Km.	CAPACIDAD MVA	VOLTA JE KV	CONDUCTOR MCM	RESISTEN CIA (Pu)	REACTAN CIA (Pu)
2	3	5.0	13.063	34.5	2/0	0.02340	0.02160
4	5	2.5	1.770	6.3	2	1.09080	0.52420
6	7	11.0	1.190	5.0	2	0.42012	0.18492
9	10	23.0	13.063	34.5	2/0	0.20280	0.10235
3	9	22.0	23.880	34.5	300	0.03938	0.07414
3	12	1.5	25.690	34.5	336.4	0.00240	0.00500
14	15	5.5	1.570	6.3	2	1.08677	0.73613
3	17	16.6	25.69	34.5	336.4	0.02656	0.05528
17	20	34.0	25.69	34.5	336.4	0.05600	0.11655
20	21	30.7	25.69	34.5	336.4	0.04608	0.09590
22	23	1.5	4.44	13.8	2	0.08273	0.02780
25	26	2.0	0.42	2.4	6	5.20070	1.52534
24	27	1.0	1.8	6.3	1	0.21610	0.11648
27	29	2.5	1.8	6.3	1	0.54025	0.29120

4051 m 22

DATOS DE TRANSFORMADORES Y GENERADORES PARA LA CORRIDA DEL PROGRAMA DIGITAL DE FLUJOS DE POTENCIA UTILIZANDO EL METODO DE NEWTON-RAPHSON.

BARRA Nº	BARRA Nº	KVA	CONEXION	RELACION DE VOLTAJES KV	REACTANCIAS X _L (Pu)
1	2	2x5000	Yd1	4.16/34.5	0.0700
5	6	180	Yd1	5.0/6.3	2.7000
7	8	1000	Yd1	13.8/5.0	0.4440
8	9	2000	YYo	13.8/34.5	0.2525
10	11	2000/ 2500	YYo	34.5/13.8	0.2530
12	13	2x4000	YYo	34.5/13.8	0.0875
13	14	1200	Yd1	13.8/6.3	0.4170
15	16	300		13.8/6.3	1.6666
17	18	500	DYN	34.5/13.8	0.9800
19	20	1250	DYN	13.8/34.5	0.4624
21	22	2500	YYo	34.5/13.8	0.2532
23	24	1500	Yd11	6.3/13.8	0.4266
24	25	200	YY	6.3/2.4	2.2500
27	28	1000	Yd11	4.16/13.8 /6.3	0.5100
GENERADORES					
1		10000	Yo	4.16	0.2

GENERADORES

BARRA Nº	BARRA Nº	KVA	CONEC- CION	RELACION DE VOLTAJES KV	REACTANCIAS X_1 (Pu)
28		775.0	Yo	4.16	2.600
29		1650	Yo	6.3	1.210

Tabla no 22.

ESPECIFICACIONES DE LAS BARRAS DEL SISTEMA ACTUAL
PARA LA CONDICION DE MAXIMA CARGA

BARRA Nº	VOLTAJE DE BARRA EN pu	GENERACION		CARGA	
		P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVAR)
1	1.05+j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.207	0.065
5	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.064	0.022
7	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.064	0.022
8	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.650	0.320
9	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	1.0 + j0.0	0.0	0.0	1.0	0.5
12	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	1.0 + j0.0	0.0	0.0	3.0	1.5
14	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.955	0.480
15	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.085	0.030
17	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.180	0.060
19	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.350	0.180
20	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.8	0.4
23	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.7	0.35
24	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.5	0.250

ESPECIFICACIONES DE LAS BARRAS DEL SISTEMA ACTUAL
PARA LA CONDICION DE MAXIMA CARGA

BARRA Nº	VOLTAJE DE BARRA EN pu	GENERACION		CARGA	
		P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVAR)
25	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.050	0.025
27	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
28	1.0 + j0.0	0.6	0.45	0.0	0.0
29	1.05 + j0.0	1.320	0.990	0.0	0.0

MAXIMA CARGA SISTEMA ACTUAL

RESULTADOS

NODO	MAGNITUD	ANGULO	MEGAWATTS P DE GENERACION	MEGAVARS Q DE GENERACION	MEGAWATTS P DE CARGA	MEGAVARS Q DE CARGA	NODO	MEGAWATTS FLUJO P	MEGAVARS FLUJO Q	MVAS FLUJO S
1	1.050	0.0	7.102	5.090	0.0	0.0				
2	1.017	-2.658	0.0	0.0	-0.000	0.000	2	7.102	5.090	8.738
3	0.991	-2.927	0.0	0.0	0.000	-0.000	3	7.102	4.665	8.464
							1	-7.102	-4.665	8.464
							9	2.047	1.051	2.315
							12	4.046	2.278	4.644
							2	-0.940	-4.456	8.247
							17	0.847	1.057	1.385
4	0.888	-10.155	0.0	0.0	0.207	0.065				
5	0.920	-9.937	0.0	0.0	-0.000	-0.000	5	-0.267	-0.065	0.217
6	0.942	-6.111	0.0	0.0	0.064	0.022	4	0.214	0.065	0.225
							6	-0.214	-0.065	0.225
7	0.956	-6.068	0.0	0.0	0.064	0.022	5	0.214	0.064	0.220
							7	-0.278	-0.106	0.258
8	0.963	-5.111	0.0	0.0	0.650	0.220	6	0.282	0.108	0.302
							8	-0.346	-0.130	0.370
9	0.975	-3.575	0.0	0.0	0.000	0.000	7	0.346	0.127	0.372
							9	-0.996	-0.457	1.054
10	0.948	-3.535	0.0	0.0	0.000	-0.000	8	0.996	0.425	1.110
							10	1.029	0.551	1.167
							3	-2.025	-1.040	2.277
11	0.934	-5.173	0.0	0.0	1.000	0.500	9	-1.000	-0.536	1.135
							11	1.000	0.536	1.135
12	0.989	-3.014	0.0	0.0	0.000	-0.000	10	-1.000	-0.500	1.118
13	0.970	-5.127	0.0	0.0	3.000	1.500	3	-4.041	-2.267	4.634
							13	4.041	2.267	4.634
14	0.946	-7.840	0.0	0.0	0.955	0.480	12	-4.041	-2.075	4.543
							14	1.041	0.575	1.189
15	0.931	-8.024	0.0	0.0	0.000	-0.000	13	-1.041	-0.512	1.160
							15	0.086	0.032	0.092
							14	-0.085	-0.032	0.091
							16	0.085	0.032	0.091

NO	MAGNITUD	ANGULO	MEGAWATTS P DE GENERACION	MEGAVARS Q DE GENERACION	MEGAWATTS P DE CARGA	MEGAVARS Q DE CARGA	A NODO	MEGAWATTS FLUJO P	MEGAVARS FLUJO Q	MVAS FLUJO S
16	0.928	-8.961	0.0	0.0	0.085	0.030				
17	0.983	-3.031	0.0	0.0	0.000	-0.000	15	-0.085	-0.030	0.090
18							3	-0.842	-1.086	1.374
19							18	0.180	0.064	0.191
20							20	0.662	1.022	1.218
18	0.976	-4.085	0.0	0.0	0.180	0.060				
17							17	-0.180	-0.060	0.190
19	0.958	-4.152	0.0	0.0	0.350	0.180				
20							20	-0.350	-0.180	0.364
20	0.967	-3.151	0.0	0.0	0.000	-0.000				
17							17	-0.653	-1.004	1.198
19							19	0.250	0.186	0.357
21							21	0.303	0.816	0.871
21	0.957	-3.098	0.0	0.0	0.000	-0.000				
20							20	-0.299	-0.609	0.862
22							22	0.299	0.609	0.662
22	0.936	-3.582	0.0	0.0	0.800	0.400				
21							21	-0.299	-0.766	0.843
23							23	-0.501	0.388	0.634
27	0.939	-3.282	0.0	0.0	0.700	0.350				
22							22	0.505	-0.287	0.636
24							24	-1.205	0.037	1.205
24	0.939	0.058	0.0	0.0	0.500	0.250				
23							23	1.205	0.033	1.205
25							25	0.052	0.026	0.058
27							27	-1.757	-0.310	1.788
25	0.933	-0.707	0.0	0.0	-0.000	-0.000				
24							24	-0.052	-0.026	0.058
26							26	0.052	0.026	0.058
26	0.900	-0.340	0.0	0.0	0.050	0.025				
25							25	-0.050	-0.025	0.054
27	0.983	0.912	0.0	0.0	-0.000	-0.000				
24							24	1.235	0.252	1.268
28							28	-0.600	-0.422	0.723
29							29	-1.235	0.070	1.237
28	1.006	2.585	0.600	0.450	0.000	0.000				
27							27	0.600	0.450	0.750
29	1.050	3.116	1.320	-0.024	0.0	0.0				
27							27	1.320	-0.024	1.320
			PERDIDAS EN EL SISTEMA							
			POTENCIA ACTIVA		POTENCIA REACTIVA					
			0.41650		1.31214					

ESCUELA POLITECNICA MARARENC

** EPN MSJ5 TIEMPO DE UCP UTILIZADO POR EL PROGRAMA MARARENC -----> 243.70 SEGUNDOS FECHA: 22/11/77 **

-83-

FLUJOS DE CARGA PARA EL SISTEMA ACTUAL
CONDICION DE MINIMA CARGA

Para esta condición se va a ~~suponer~~ tomar el 30% de la carga que se utilizó en máxima carga debido a la falta de información que se tiene de la proyección de la demanda.

Ademas para este caso se tendrá que salir de funcionamiento las dos centrales Térmicas Diesel Tulcan y Central La Playa y solamente generará la Central Hidraulica de El Ambi.

Las barras en su mayor parte son de carga y una de voltaje controlado. Como barra Slack aparece la barra 1 de El Ambi.

Los valores de todas las impedancias han sido utilizados los mismos que para máxima carga.

~~Tambien se tienen las respectivas especificaciones de las barras para minima carga a continuación.~~

Los resultados obtenidos se encuentran a continuación y satisfacen los requerimientos de este estudio.

La circulación y sentido de la potencia activa y reactiva (datos en NVAR) a través de todas las barras del sistema en la condición de mínima carga se encuentra representada en el diagrama 2.9

ESPECIFICACIONES DE LAS BARRAS DEL SISTEMA ACTUAL
 PARA LA CONDICION DE MINIMA CARGA

NO

BARRA Nº	VOLTAJE DE BARRA EN	GENERACION		CARGA	
		P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1.05+j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.065	0.022
5	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.020	0.010
7	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.020	0.010
8	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.2	0.1
9	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.3	0.150
12	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	1.0 +j0.0	0.0	0.0	1.0	0.5
14	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.2	0.130
15	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.028	0.010
17	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.054	0.020
19	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.105	0.050
20	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.240	0.120
23	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.210	0.105
24	1.0 +j0.0	0.0	0.0	0.15	0.075

MINIMA CARGA

BARRA N#	VOLTAJE DE BARRA EN	GENERACION		CARGA	
		P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
25	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.015	0.010
27	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
28	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
29	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

NODO	MAGNITUD	ANGULO	MEGAWATTS P DE GENERACION	MEGAVARS Q DE GENERACION	MEGAWATTS P DE CARGA	MEGAVARS Q DE CARGA	NODO	MEGAWATTS FLUJO P	MEGAVARS FLUJO Q	MVAS FLUJO S
16	1.014	-2.860	0.0	0.0	0.028	0.010				
17	1.027	-1.324	0.0	0.0	0.000	-0.000	15	-0.028	-0.010	0.030
18	1.025	-1.611	0.0	0.0	0.054	0.020	18	-0.781	-0.407	0.881
19	1.017	-1.938	0.0	0.0	0.105	0.050	19	0.054	0.020	0.058
20	1.019	-1.669	0.0	0.0	0.000	-0.000	20	0.727	0.387	0.824
21	1.013	-1.915	0.0	0.0	0.000	-0.000	17	-0.054	-0.020	0.058
22	1.005	-2.723	0.0	0.0	0.240	0.120	20	-0.105	-0.050	0.116
23	1.001	-2.753	0.0	0.0	0.210	0.105	17	-0.724	-0.379	0.817
24	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.150	0.075	19	0.105	0.051	0.117
25	0.005	-3.368	0.0	0.0	-0.000	0.000	21	0.619	0.329	0.701
26	0.006	-3.104	0.0	0.0	0.015	0.010	20	-0.617	-0.324	0.697
27	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	22	0.617	0.324	0.697
28	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	21	-0.617	-0.312	0.691
29	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	23	0.377	0.192	0.423
30	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	22	-0.375	-0.192	0.421
31	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	24	0.165	0.087	0.187
32	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	23	-0.165	-0.085	0.186
33	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	25	0.015	0.010	0.018
34	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	27	0.000	-0.000	0.000
35	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	24	-0.015	-0.010	0.018
36	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	26	0.015	0.010	0.018
37	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	25	-0.015	-0.010	0.018
38	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	24	-0.000	0.000	0.000
39	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	28	0.0	-0.000	0.000
40	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	29	0.000	-0.000	0.000
41	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	27	0.0	0.000	0.000
42	0.008	-3.167	0.0	0.0	0.000	0.000	27	-0.000	-0.000	0.000

ESUELA POLITÉCNICA

UNIVERSIDAD DE LOS ANGELES

LIBRARY

PERDIDAS EN EL SISTEMA
 POTENCIA ACTIVA POTENCIA REACTIVA
 0.03528 0.14787

** FDN. MS JS TIEMPO DE UCD UTILIZADO POR EL PROGRAMA MARADENC -----> 30.60 SEGUNDOS FECHA: 23/11/77 ***

CORRIENTES DE CARGA QUE CIRCULAN POR LAS LINEAS

Partiendo de la potencia aparente $|S|$, en módulo, se puede determinar la magnitud de las corrientes que circulan por las líneas. Para lo cual utilizaremos la siguiente fórmula:

$$I = \frac{|S_{3\phi}|}{\sqrt{3} V}$$

Donde: I = Corriente que circula en la línea (en amperios). Solo en magnitud.

$|S_{3\phi}|$ = Modulo de potencia en la línea (en KVA)

V = Voltaje de barra (en KV).

La circulación de la corriente va a tener el mismo sentido que el de la potencia activa. Si tiene signo negativo este indicará que está en sentido opuesto.

A continuación se presenta los valores de las corrientes.

Corrientes que circulan en las líneas

BARRA		VOLTAJE DE BARRAS EN KV.	C O R R I E N T E	
De	A		MAXIMA CARGA (AMP.)	MINIMA CARGA (AMP.)
2	3	34,5	138,21 141.64	51.51
3	9	34.5	38.74	11.40
3	12	34,5	77.72	24.87
3	17	34.5	23.18	14.81
5	4	6.3	19.89	6.32
7	6	5.0	34.41	10.62
9	10	34.5	19.53	5.67
14	15	6.3	8.43	2.75

BARRA		VOLTAJE DE BARRA EN KV.	C O R R I E N T E S	
DE	A		MAXIMA CARGA (AMP.)	MINIMA CARGA (AMP.)
17	20	34.5	20.38	13.79
20	21	34.5	14.58	11.73
23	22	13.8	26.52	-17.70
27	24	6.3	163.49	0.0
29	27	6.3	113.36	0.0

FLUJOS DE CARGA : CONDICION DE MAXIMA CARGA PARA EL AÑO 1980

Los valores de las impedancias ~~de algunas~~^{de} líneas se utilizó en el flujo de carga para el Sistema Actual, debido a que su configuración no cambiará mucho hasta ese año.

En algunos casos aparecen otras líneas, como por ejemplo la línea Quito-Subestación Norte en Ibarra, cuyos ~~valores~~^{valores} se encuentran a continuación ^{en la tabla n° 25}. En otros casos se ha incrementado la capacidad de transformación de acuerdo a lo programado por INECEL y el Sistema Regional. (1), (3), (15).

Para realizarse el estudio se deben tomar en cuenta los puntos siguientes:

1.- Una proyección de la demanda hasta el año 1980 a nivel de centros de carga. Los valores correspondientes se encuentran ordenados a continuación, indicándose a la barra respectiva que se conectarán. Estos valores han sido tomados directamente del Departamento de Planificación de Inecel.

2.- De las centrales existentes o grupos de generación por instalarse en el futuro inmediato, se asumió que en condiciones normales solo trabajarán las centrales hidráulicas de El Ambi en Ibarra, con 8 MW de capacidad a la punta y la playa en Tulcán con 1.3 MW, Diesel Tulcán con 625 KW. Las demás quedarán para servicio en situaciones de emergencia o se cerrarán definitivamente. La diferencia en potencia y energía para cubrir las necesidades de este sistema provendrán del sistema Nacional Interconectado a partir de 1978.

3.- Se consideraran todas las líneas de transmisión a 34.5 KV existentes a ~~pesar~~^{pe sar} de que este voltaje resulta a simple vista inadecuado para un sistema longitudinal de 125 Km. de largo.

La razón para no modificar las líneas de 34.5 KV existentes es que, en la práctica es un trabajo que implicaría el suspender el servicio a la mitad de la carga del sistema durante un

período de tiempo demaciado largo. A parte no todas las estructuras empleadas se prestan para modificaciones a 69 KV, además en el aspecto económico, no valdría desperdiciar una inversión en equipos de subestaciones y en las propias líneas, apenas se terminen de instalar estas.

4.- Se adoptaron niveles mínimos de voltaje para condiciones normales de 95% en las subestaciones principales (Centros industriales principalmente) y hasta de 92% en las demás.

Para una mayor facilidad de trabajo en el computador se ha tenido que cambiar la notación anterior de algunas barras, ya que han salido algunas barras y líneas.

En la diagrama unifilar y de secuencias puede verse este cambio realizado.

Se ha tomado como barra SLACK o barra flotante a Quito, como barras de voltaje controlado las barras 4, 28, 29.

Las cargas, generaciones y especificaciones de cada una de las barras se encuentran ordenadas a continuación.

Los valores obtenidos satisfacen las necesidades de este estudio y también se encuentran a continuación.

DATOS DE LINEAS PARA LA CORRIDA DEL PROGRAMA DIGITAL
DE FLUJOS DE POTENCIA PARA EL AÑO DE 1980

DE BARRA #	A BARRA #	LONGI TUD Km	CAPACIDAD MVA	VOLTA JE KV	CONDUC TOR MCM	RESISTEN CIA (Pu)	REACTAN CIA (pu)
2	3	5.0	13.063	34.5	2/0	0.0234	0.0216
4	5	2.5	1.770	6.3	2	1.090	0.524
6	7	11.0	1.190	5.0	2	0.420	0.184
9	10	23.0	13.063	34.5	2/0	0.202	0.102
3	9	22.0	23.880	34.5	300	0.039	0.074
3	12	1.5	25.650	34.5	336.4	0.002	0.005
3	17	16.5	25.69	34.5	336.4	0.026	0.055
17	30	20.5	25.69	34.5	336.4	0.032	0.065
30	20	13.5	25.69	34.5	336.4	0.021	0.043
20	21	30.7	25.69	34.5	336.4	0.046	0.095
22	23	1.5	4.44	13.8	2	0.082	0.027
24	27	1.0	1.8	6.3	1	0.216	0.116
27	29	2.5	1.8	6.3	1	0.540	0.291
25	3	8	20.00	34.5	266.8	0.016	0.026
6	26	18.0	51.38	69.0	336.4	0.016	0.026
9	33	18.0	25.69	34.5	336.4	0.028	0.058
1	5	80.0	102.76	138.0	477.0	0.002	0.010
3	15	10.0	25.69	34.5	336.4	0.016	0.032

DATOS DE TRANSFORMADORES Y GENERADORES PARA LA CORRIDA DEL PROGRAMA DIGITAL DE FLUJOS DE POTENCIA UTILIZANDO EL METODO DE NEWTON-RAPHSON PARA EL SISTEMA EN 1980

BARRA Nº	BARRA Nº	KVA	CONEC- CION	RELACION DE VOLTAJES KV	REACTANCIAS X_1 (Pu)
4	2	2X5000	Yd1	4.16/34.5	0.0700
5	6	20.000	DY0	138/69	0.0750
5	25	30.000	DY0	138/34.5	0.0433
26	9	3X5000	DY0	69 /34.5	0.0667
31	32	2.500		34.5/13.8	0.7000
7	8	1000	Yd1	13.8/5.0	0.4440
8	9	2000	YY0	13.8/34.5	0.2525
10	11	2000/ 2500	YY0	34.5/13.8	0.2530
12	13	2X4000	YY0	34.5/13.8	0.0875
13	14	1200	Yd1	13.8/6.3	0.4170
15	16	3750	YY0	13.8/34.5	0.1867
17	18	2500	DYN	34.5/13.8	0.2800
19	20	2500	DYN	13.8/34.5	0.2312
21	22	2500	YY0	34.5/13.8	0.2532
23	24	1500	Yd11	6.3/13.8	0.4266
27	28	1000	Yd11	4.16/13.8 /6.3	0.5100

GENERADORES

BARRA Nº	BARRA Nº	KVA	CONEC- CION	RELACIONES DE VOLTAJE KV	REACTANCIAS X_1 (Pu)
* 1		17.252	Yo		0.0
4		10.000	Yo	4.16	0.2
28		775	Yo	4.16	2.6
29		1210	Yo	6.3	1.21

* Para esta generación se ha considerado como una barra infinita a la generación en Quito y se asume que la impedancia de secuencia positiva de esta barra es 0.0 .

CAPACITORES PUESTOS EN EL SISTEMA PARA 1980

BARRA	VOLTAJE DE DE BARRA KV	POTENCIA MVAR
7	5.0	0.300
9	34.5	2.400
11	13.8	0.900
13	13.8	2.000
14	6.3	0.200
16	13.8	1.000
22	13.8	2.000
33	34.5	2.400

Tabla n° 27

ESPECIFICACIONES DE LAS BARRAS DEL SISTEMA PARA 1980
 PARA LA CONDICION DE MAXIMA CARGA

BARRA Nº	VOLTAJE DE BARRA EN pu	GENERACION		CARGA	
		P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVA)
* 1	1.05+j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
** 4	1.0 + j0.0	8.0	5.4	0.0	0.0
5	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.494	0.332
8	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	1.0 + j0.0	0.0	0.0	3.66	2.461
10	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	1.0 + j0.0	0.0	0.0	1.461	0.982
12	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	1.0 + j0.0	0.0	0.0	4.02	2.703
14	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.306	0.206
15	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	1.0 + j0.0	0.0	0.0	1.598	1.075
17	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	1.0 + j0.0	0.0	0.0	1.575	1.059
19	1.0 + j0.0	0.0	0.0	1.690	1.137
20	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22	1.0 + j0.0	0.0	0.0	2.980	2.003
23	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
24	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

BARRA Nº	VOLTAJE DE BARRA EN pu	GENERACION		CARGA	
		P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVAR)
25	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27	1.0 + j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
** 28	1.05+j0.0	0.6	0.45	0.0	0.0
** 29	1.05+j0.0	1.32	0.99	0.0	0.0
30	1.0+ j0.0	0.0	0.0	0.464	0.312
31	1.0+ j0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
32	1.0+ j0.0	0.0	0.0	0.232	0.156
33	1.0+ j0.0	0.0	0.0	6.4	4.303

* Barra flotante (Slack)

** Barra de voltaje controlado

R E S U L T A D O S

NODO	MAGNITUD	ANGULO	MEGAWATTS P DE GENERACION	MEGAVARS Q DE GENERACION	MEGAWATTS P DE CARGA	MEGAVARS Q DE CARGA	NODO	MEGAWATTS FLUJO P	MEGAVARS FLUJO Q	MVAS FLUJO S
1	1.050	0.0	16.000	6.443	0.0	0.0	5	16.004	6.443	17.252
2	1.032	-3.473	0.0	0.0	-0.000	0.000	4	-8.000	-2.484	8.377
3	1.009	-4.078	0.0	0.0	0.000	-0.000	3	8.000	2.484	8.377
4	1.050	-0.510	8.000	2.945	0.0	0.0	2	-7.848	-2.348	8.189
5	1.040	-0.761	0.0	0.0	0.000	-0.000	9	8.744	0.082	8.744
6	1.016	-3.459	0.0	0.0	0.000	0.000	15	1.602	0.131	1.607
7	0.984	-8.550	0.0	0.0	0.494	0.032	12	4.331	0.891	4.421
8	0.985	-7.254	0.0	0.0	0.000	-0.000	25	9.162	2.084	9.386
9	0.987	-6.519	0.0	0.0	3.660	0.061	17	5.331	3.356	6.259
10	0.954	-7.254	0.0	0.0	0.000	-0.000	2	8.000	2.945	8.525
11	0.951	-9.582	0.0	0.0	1.461	0.082	25	9.302	2.651	9.654
12	1.007	-4.188	0.0	0.0	-0.000	-0.000	1	-15.927	-6.187	17.080
13	1.000	-6.342	0.0	0.0	4.070	0.703	6	6.625	3.476	7.482
14	1.000	-7.073	0.0	0.0	0.306	0.006	5	-6.625	-3.088	7.309
15	1.006	-4.360	0.0	0.0	0.000	-0.000	26	6.625	3.088	7.309
							8	0.494	0.043	0.496
							9	-0.494	-0.043	0.496
							3	-5.617	0.189	5.620
							8	0.494	0.080	0.496
							10	1.509	0.188	1.518
							26	-6.588	-2.888	7.102
							33	6.541	2.187	6.897
							11	1.461	0.142	1.468
							9	-1.461	-0.142	1.468
							10	-1.461	-0.082	1.463
							3	-4.326	-0.881	4.415
							13	4.326	0.881	4.415
							12	-4.326	-0.713	4.384
							14	0.306	0.010	0.306
							13	-0.306	-0.006	0.306
							3	-1.598	-0.122	1.603
							16	1.598	0.122	1.603

ESCUELA POLITÉCNICA

ESQUELA

INSTITUTO

QUITO

FLUJOS DE CARGA PARA EL SISTEMA EN EL AÑO DE 1980
CONDICION DE MINIMA CARGA.

Como se procedió en la condición de mínima carga para el sistema actual se tomará solamente el 30 % de la máxima carga instalada para este año, debido esto a la falta de información de curvas de carga.

Todos los valores utilizados para máxima carga en este año (1980) serán utilizados para mínima carga. Para la carga especificada para la Fabrica de Cemento se ha supuesto que es un proceso que no puede suplirse con un porcentaje de su capacidad por lo tanto, en mínima carga ha sido aplicada toda la potencia que requiere para su proceso.

Se debe considerar también que se ha utilizado aproximadamente un 30 % de los capacitores para anular la acción de la potencia reactiva, que disminuye la capacidad de transmisión de las líneas, evitar que existan muchas pérdidas, y todos los voltajes de barras estén sobre el 90 % del voltaje nominal.

Para esta condición en cuanto a generación existen muchas posibilidades que asumir, pero se escogió una solamente, y es que la Central El Ambi salga de funcionamiento, y la energía requerida por el sistema sea suplida por las Centrales Diesel Tulcán, La Playa, y Quito a través del Sistema nacional interconectado.

Los resultados obtenidos están a continuación y satisfacen los requerimientos de este estudio.

MINIMA CARGA PARA 1980

RESULTADOS

NODO	MAGNITUD	ANGULO	MEGAWATTS P. DE GENERACION	MEGAVARS Q. DE GENERACION	MEGAWATTS P. DE CARGA	MEGAVARS Q. DE CARGA	A. NODOS	MEGAWATTS FLUJO P.	MEGAVARS FLUJO Q.	NVAS FLUJO S
1	1.050	0.0	10.577	4.599	0.0	0.0				
2	1.020	-2.643	0.0	0.0	-0.000	-0.000	5	10.577	4.599	11.534
3	1.020	-2.643	0.0	0.0	-0.000	-0.000	4	-0.000	-0.000	0.000
4	1.020	-2.643	0.0	0.0	-0.000	-0.000	3	0.000	0.000	0.000
5	1.043	-0.496	0.0	0.0	0.000	0.000	2	0.000	0.000	0.000
6	1.025	-2.256	0.0	0.0	-0.000	-0.000	9	3.421	0.254	3.925
7	1.003	-4.800	0.0	0.0	0.148	0.010	15	0.475	0.028	0.480
8	1.004	-4.426	0.0	0.0	0.000	-0.000	12	1.298	0.028	1.298
9	1.004	-4.213	0.0	0.0	1.098	0.038	25	-6.102	-1.722	6.341
10	0.995	-4.438	0.0	0.0	-0.000	-0.000	17	0.403	1.412	1.468
11	0.994	-5.078	0.0	0.0	0.438	0.025	2	0.000	0.000	0.000
12	1.020	-2.679	0.0	0.0	-0.000	-0.000	25	6.165	1.992	6.475
13	1.020	-3.304	0.0	0.0	1.206	0.011	1	-10.543	-4.476	11.454
14	1.020	-3.515	0.0	0.0	0.092	0.002	6	4.378	2.484	5.034
15	1.020	-2.727	0.0	0.0	-0.000	-0.000	5	-4.378	-2.310	4.950
							26	4.378	2.310	4.950
							8	-0.148	-0.010	0.148
							7	0.148	0.011	0.148
							9	-0.148	-0.011	0.148
							3	-3.863	-0.144	3.866
							8	0.148	0.012	0.148
							10	0.442	0.032	0.442
							26	-4.361	-2.114	4.846
							33	6.536	2.176	6.865
							11	0.438	0.030	0.439
							9	-0.438	-0.030	0.439
							10	-0.438	-0.025	0.435
							3	-1.298	-0.028	1.298
							13	1.298	0.028	1.298
							12	-1.298	-0.013	1.298
							14	0.092	0.002	0.092
							13	-0.092	-0.002	0.092
							3	-0.475	-0.027	0.480
							16	0.475	0.027	0.480

ESCUELA POLITECNICA
MAYOR
QUITO

NODO	MAGNITUD	ANGULO	MEGAWATTS		MEGAVARS		MEGAWATTS		MEGAVARS		NODO	FLUJO P	FLUJO C	MVAS FLUJO S
			P DE GENERACION	G DE GENERACION	P DE CARGA	G DE CARGA	A	FLUJO P	FLUJO C					
16	1.019	-3.220	0.0	0.0	0.479	0.023								
17	1.012	-2.759	0.0	0.0	0.000	-0.000	15	-0.479	-0.023	0.480				
18	1.003	-3.518	0.0	0.0	0.473	0.318	3	-0.403	-1.398	1.486				
19	0.994	-3.027	0.0	0.0	0.507	0.341	18	0.473	0.327	0.575				
20	1.072	-2.352	0.0	0.0	0.000	-0.000	30	-0.070	1.072	1.074				
21	1.000	-1.751	0.0	0.0	0.000	-0.000	17	-0.473	-0.318	0.570				
22	0.986	-0.580	0.0	0.0	0.894	0.010	20	-0.507	-0.341	0.611				
23	0.990	-0.053	0.0	0.0	-0.000	0.000	30	0.265	-0.515	0.562				
24	0.989	4.239	0.0	0.0	-0.000	-0.000	19	0.507	0.350	0.610				
25	1.035	-1.914	0.0	0.0	0.000	-0.000	21	-0.792	0.565	0.575				
26	1.018	-2.523	0.0	0.0	0.000	-0.000	20	0.796	-0.560	0.974				
27	1.013	5.886	0.0	0.0	-0.000	-0.000	22	-0.796	0.560	0.974				
28	1.050	7.534	0.600	0.766	0.0	0.0	21	0.796	-0.536	0.960				
29	1.050	10.842	1.320	-0.990	0.0	0.0	23	-1.690	0.526	1.770				
30	1.005	-2.575	0.0	0.0	0.179	0.094	22	1.717	-0.517	1.793				
31	1.005	-2.535	0.0	0.0	-0.000	-0.000	24	-1.717	0.517	1.793				
32	1.002	-2.814	0.0	0.0	0.070	0.047	27	1.717	-0.380	1.758				
33	0.973	-6.096	0.0	0.0	6.400	1.900	27	-1.717	0.380	1.758				
34							3	5.195	1.825	6.429				
35							5	-0.165	-1.825	6.429				
36							6	-4.341	-2.265	4.916				
37							9	4.361	2.265	4.916				
38							24	1.747	-0.342	1.819				
39							28	-0.600	-0.720	0.937				
40							29	-1.187	1.042	1.592				
41							27	0.600	0.764	0.971				
42							27	1.320	-0.550	1.650				
43							17	0.074	-1.065	1.007				
44							31	0.070	0.047	0.085				
45							20	-0.283	0.523	0.565				
46							30	-0.070	-0.047	0.085				
47							32	0.070	0.047	0.085				
48							31	-0.070	-0.047	0.084				
49							9	-6.400	-1.900	6.676				

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
QUITO

PERDIDAS EN EL SISTEMA
POTENCIA ACTIVA POTENCIA REACTIVA
0.55324 1.55148

CORRIENTES DE CARGA QUE CIRCULAN POR LAS LINEAS PARA EL SISTEMA EN EL AÑO DE 1980.

BARRA		VOLTAJE DE BARRA EN KV	C O R R I E N T E S	
DE	A		MAXIMA CARGA (AMP.)	MINIMA CARGA (AMP.)
1	5	138.0	72.18	48.25
2	3	34.5	140.19	0.00
25	3	34.5	157.24	106.12
6	26	69.0	61.16	41.42
3	9	34.5	94.05	64.70
3	15	34.5	26.89	8.03
3	12	34.5	73.99	21.74
3	17	34.5	105.41	24.57
9	10	34.5	25.40	7.41
9	33	34.5	115.42	115.42
17	30	34.5	70.64'	+ 17.97
20	30	34.5	- 54.19	16.10
20	21	34.5	21.33	- 16.32
22	23	13.8	71.75	- 74.05
24	27	6.3	-160.38	-161.11
29	27	6.3	129.12	145.90

Las formulas empleadas para los cálculos respectivos se indicaron anteriormente cuando se hacía el estudio del sistema actual.

Para estas corrientes hay que indicar también que las que llevan signo negativo deberan tener un flujo contrario al indicado.

C A P I T U L O I I

C O O R D I N A C I O N D E L A S

P R O T E C C I O N E S

2.1.- HUBICACION Y CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.(13),(14)

Los relés de protección del tipo de c.a. estan accionados por corriente y tensión suministradas por transformadores de corriente y potencial.Estos transformadores proporcionan aislamiento contra la alta tensión del circuito de potencia y alimentan también a los relés con magnitudes proporcionales a aquellas del circuito de potencia.pero lo suficientemente reducidos para (en magnitud) que los relés puedan hacerse relativamente pequeños y no costosos.

La aplicación adecuada de los transformadores de corriente y potencial implican las consideraciones de varios requisitos como siguen.

Construcción mecánica,tipo de aislamiento(seco ó liquido) relaciones en función de las corrientes o tensiones primarias y secundarias,régimen térmico continuo,régimenes de tiempo corto térmico y mecánico,clase de aislamiento,nivel de las normas de aplicación para casi todos estos temas.

Es de gran interes formalizar una manera para especificar un transformador de corriente y/o potencial.

Todos los tipos de transformadores de corriente se utilizan para el proposito de la protección por relés.El transformador de corriente de boquilla es casi invariablemente para protección en los circuitos de alta tensión porque es menos costoso que otros tipos.Nose le utiliza en circuitos menores de 5 KV,ni en equipo blindado.El tipo de boquilla consta solo de un nucleo de forma anular con un arrollamiento secundario.Este transformador se construye dentro de equipos tales como: interruptores,transformadores de potencia,generadores o mecanismos de interruptores,estando dis

puesto el nucleo para rodear una boquilla de aislamiento a travez de la cual pasa un conductor de potencia.

Debido a que hay menor saturación en un nucleo de sección transversal mayor, un transformador de corriente de boquilla tiende a ser más preciso que otros transformadores a multiples elevados de la corriente primaria de régimen. A bajas corrientes, en cambio un T.C. de boquilla es menos preciso generalmente debido a su mayor corriente de excitación.

Rara vez si acaso es necesario determinar el error de ángulo de fase de un T.C., utilizado para propositos de protección. Una razón para esto es que la carga en el secundario de un T.C. es generalmente de factor de potencia atrasado tan elevado que la corriente secundaria está prácticamente en fase con la corriente de excitación y por lo tanto el efecto de ésta en la precisión del ángulo de fase es despreciable. Más aún en la mayoría de aplicaciones de protecciones se puede tolerar lo que para propositos de medición sería un intolerable error de ángulo de fase.

Si puede tolerarse el error de relación, puede despreciarse el error de ángulo de fase.

Para este estudio se utilizará la relación 5/100 y en algunos casos 5/200, como puede apreciarse en la tabla de valores para transformadores de corriente para protecciones. (12)

DATOS NECESARIOS PARA ESPECIFICAR UN TC.

- 1.- Tipo de servicio.- Indicar si es para ser instalado en interiores o a la intemperie.
- 2.- Posición de montaje.- Indicar la posición de montaje deseada, vertical, horizontal, o invertida.
- 3.- Relación (es) nominal(es) de transformación.- Expresada en términos de : corriente(s) nominal(es) primaria(s) a corriente(s) nominal(es) secundarias.
 - 3.1.- Corriente(s) Nominal(s) primaria(s).- Se debe fijar el consumo de las máquinas y/o aparatos conectados al sistema:

$$In = \frac{\text{Potencia aparente Tif (VA)}}{\text{Tensión de línea (V)} \sqrt{3}} \quad (A)$$

3.2 Corriente (s) Nominal (s) Secundaria (s).- Normalmente se da 5A. Excepto en caso de distancias largas entre los transformadores de corriente y los aparatos conectados a los mismos.

4. Frecuencia Nominal.- La frecuencia de la red en los ciclos por segundo.

5. Nivel Nominal de Aislamiento.- Tomar el nominal más próximo al de la tensión más elevada del sistema (ver tabla de tensiones nominales de aislamiento). Se puede tomar un nivel de aislamiento superior cuando las condiciones de la instalación lo requiera Ejem: Climas salinosos, marinos o altitudes de operación superiores a 1000 mts. sn.m.

6. Clase (s) y potencia (s) de precisión.- 7.1 La (s) de precisión se seleccionarán de acuerdo con el servicio que darán los aparatos conectados y dando una precisión similar a la de los mismos aparatos.

Las clases nominales son: 0.3 , 0.6 , 1.2 , 3.0.

7.2 La (s) potencia (s) de precisión se dará (n) tomando la carga nominal inmediata superior a la suma de las cargas que representan los aparatos conectados a ese secundario, tomando en cuenta la carga que representan los conductores que unen los T.C con los aparatos.

Las potencias nominales son :

$$B0.1 = 2.5 \text{ VA } \cos \varphi = 0.9$$

$$B0.2 = 5 \text{ VA } "$$

$$B0.5 = 12.5 \text{ VA } "$$

$$B1.0 = 25 \text{ VA } \cos \varphi = 0.5$$

$$B2.0 = 50 \text{ VA } "$$

$$B4.0 = 100 \text{ VA } "$$

$$B8.0 = 200 \text{ VA. } "$$

7. Clase (s) y Potencial (s) de protección.- Depende de los VA consimidos por los reveladores conectados a 20 veces de la corriente nominal. Se hace la suma de las impedencias de los reveladores y los conductores y se obtiene con ella la tensión necesaria de los bornes del secundario a 20 veces la corriente nominal, especificándose luego el valor inmediato superior nominal.

$$V_{sec} = \sum Z \times 20 I_n$$

$$V_{sec} < V \text{ Nominal}$$

Las clases y potencias nominales son:

V Nominal

C-10	(01 ohm)
C-20	(0.20hmns)
C-50	(0.5 ohmns)
C-100	(1.0 ohmns)
C-200	(2.0 Ohmns)
C-400	(4.0 ohmns)
C-800	(8.0 ohmns)

8. Sobrecorriente en permanencia.- Generalmente se fija como 1.2 In, sin embargo, se puede dar otro valor si las condiciones de servicio lo hacen necesario.

9. Corriente térmica de corto circuito.- La corriente térmica de corto circuito que debe soportar el T.C depende del valor máximo de corriente de corto circuitosimétrico en el punto de instalación dentro del sistema, además dá su tiempo de duración.

$$it \geq I_{cc} \sqrt{t+0.5 \frac{50}{f}} \text{ KA ef. durante un segundo.}$$

it = Corriente térmica de corto circuito.

it = Corriente de corto circuito simétrico del sistema en el punto donde estará el T.C. (KA. ef)

T = Duración del c.c (sec)

f = Frecuencia nominal del sistema (c.p.s)

10. Corriente dinámica de corto circuito.- Valor de cresta de la primera onda de corto circuito completamente asimétrica y tendrá como valor:

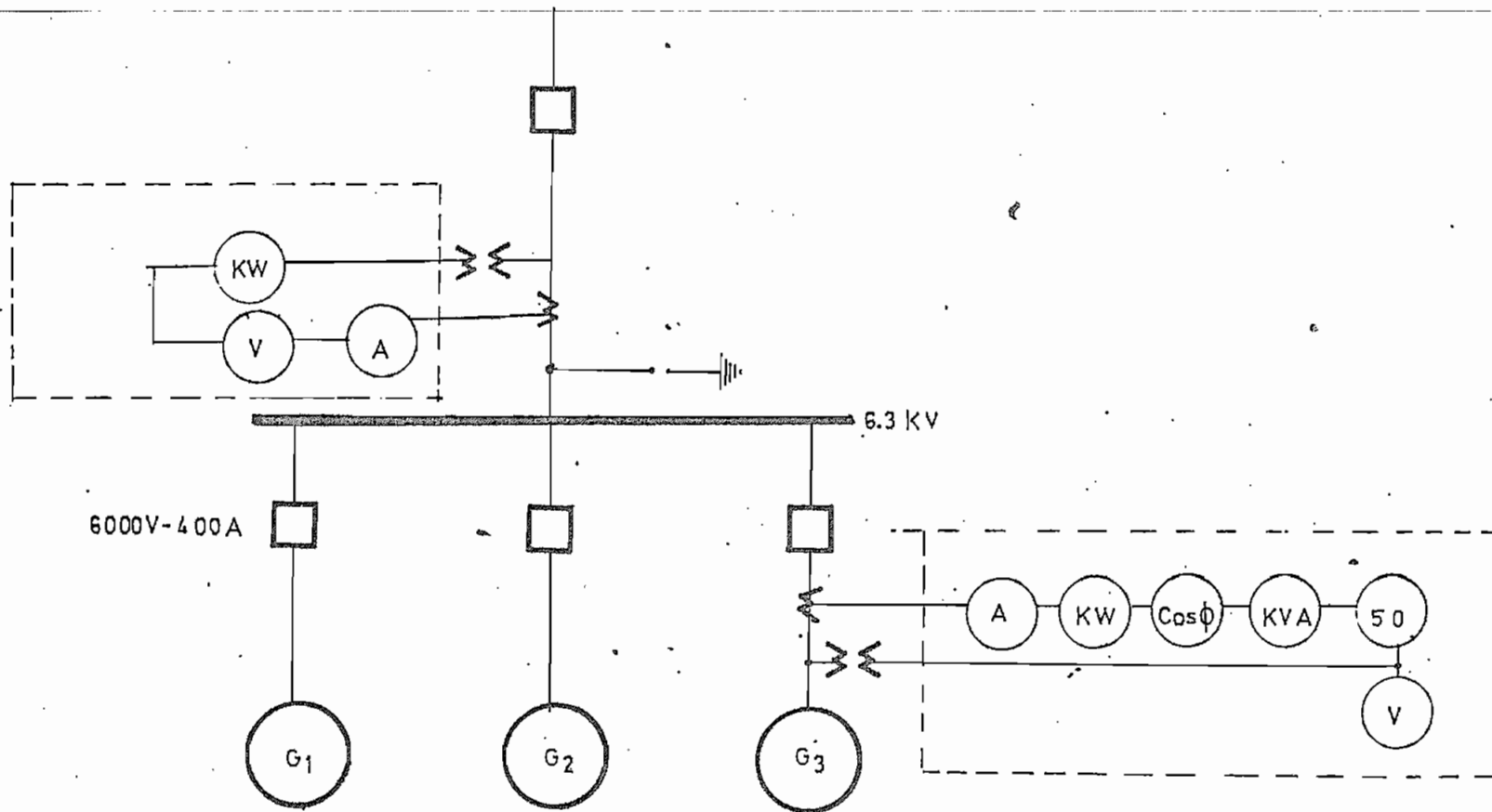
$$id \geq 1.8 \sqrt{2} I_{cc} = 2.54 \times I_{cc} \text{ KA amplitud}$$

Los valores de tensión en esta columna son el 110% de la tensión de línea a neutro del sistema en que el transformador es usado.

La selección de la clase de aislamiento para los transformadores de corriente es una función del nivel de protección del sistema al transformador, y las demás características de los transformadores con la tensión continua a fase neutro.

TENSIONES NOMINALES DE AISLAMIENTO PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

TENSION NOMINAL DE AISLAMIENTO KV	MAXIMA TENSION FASE NEUTRO KV *	TENSION NOMINAL DEL SISTEMA KV	NIVEL BASICO DE IMPULSO KV
06	0.380	-	10
12	0.762	-	30
25	1.59	-	45
50	3.18	-	60
87	5.52	-	75
15L	9.53	-	95
15H	9.53	-	110
25	15.9	-	150
345	21.9	-	200
46	29.2	-	250
69	43.8	-	350
92	-	92	450
115	-	115	550
138	-	138	650

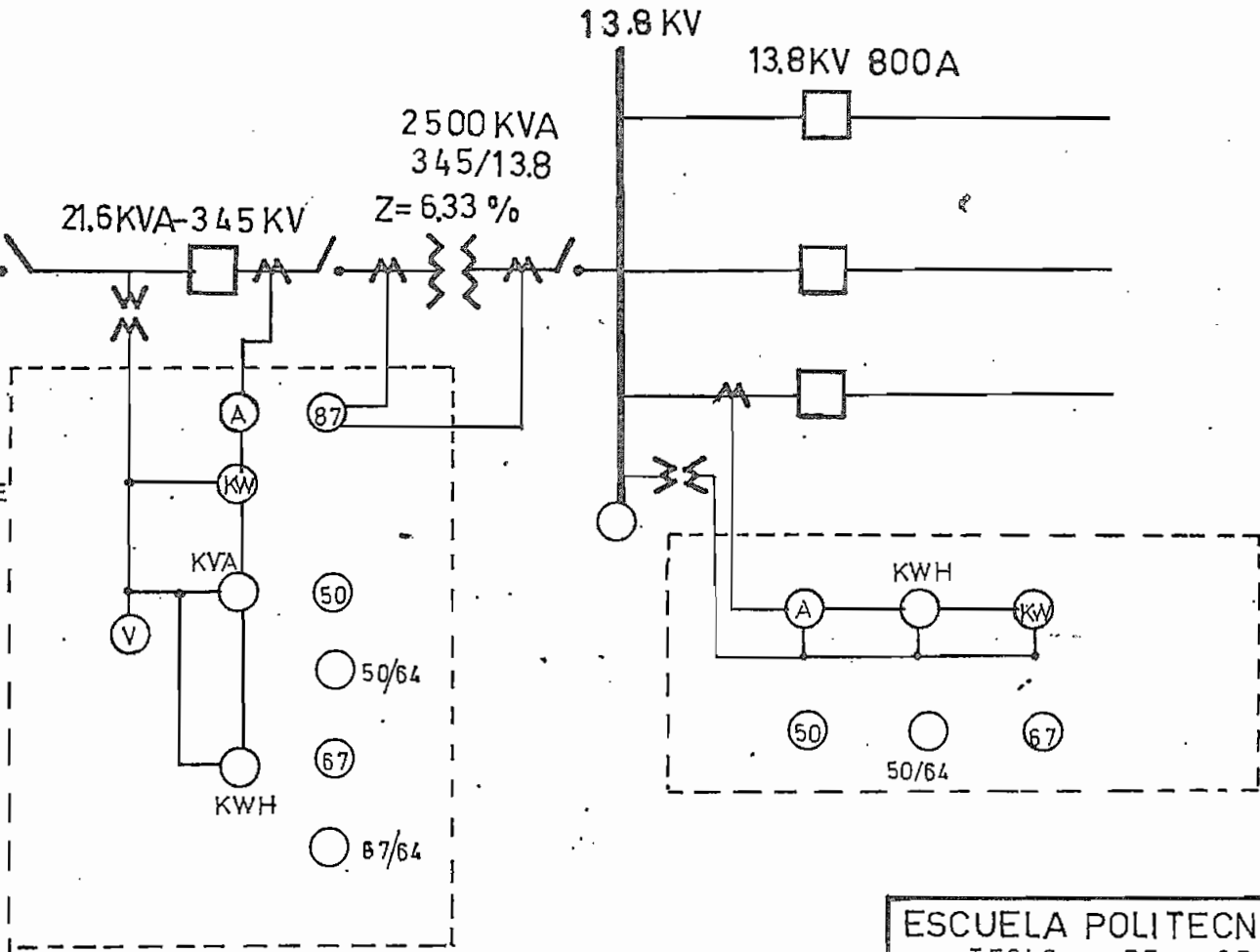


50 RELE DE SOBRECORRIENTE,

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	
TESIS DE GRADO	
SISTEMA DEL NORTE	
CENTRAL LA PLAYA-TULCAN	
PROYECTO M RENGIFO	ESCALA
REVISO	FECHA
DIBUJO M RENGIFO	PLANO 15

LEYENDA

- 7 RELE DIFERENCIAL
- 0 SOBRECORRIENTE
- 0/64 " FALLA A TIERRA
- 7 64 " DIRECCIONAL FALLA A TIERRA
- 67 " DE RECIERRE



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	
TESIS DE GRADO	
SISTEMA DEL NORTE	
SUBESTACION DE ACOPLAMIENTO	
TULCAN	
PROYECTO M RENGIFO	ESCALA
REVISO	FECHA
DIBUJO M RENGIFO	PLANO 1/2

2.2.- CRITERIOS GENERALES PARA LA SELECCION DE LAS PROTECCIONES MAS ECONOMICAS Y EFICACES DEL SISTEMA.(9),(2)

Los criterios para determinar la ocurrencia de un cortocircuito tienen campos de aplicación bien definidos según sean los objetivos del Sistema de protección que los utiliza y las condiciones electricas del sistema al cual se desea aplicar.(9)

A.- Probabilidad de ocurrencia de fallas.

Debido a la gran importancia que tiene la continuidad de servicio y a las grandes pérdidas económicas que significa la suspensión del suministro de energía, es importante tomar en cuenta el número de fallas y el tipo más frecuente o más probable de falla.(2)

Falla trifásica	5 %
Falla fase-fase-tierra	10 %
Falla fase-fase	15 %
Falla fase a tierra	70 %
Totál	100 %

De este cuadro mayor probabilidad de falla es fase tierra, (la práctica nos indica muchas veces las necesidades de protección para las fallas más frecuentes) por lo que es preciso tomar muy en cuenta para el diseño de una protección que sea selectiva y muy eficaz en el sistema.

B.- Analisis económico.

Es muy importante ^{en} el aspecto económico, ^{La} ~~la~~ protección que un ^{conjunto} sistema de relés pueda dar a un sistema de potencia, ya que el sistema de protección actúa evitando mayores costos de reparación, evitando que los daños puedan involucrar a otro equipo y haciendo que el tiempo en que el

lo mas corto

equipo este fuera de servicio sea el menor posible, todo esto trae como consecuencia, una menor pérdida en cuanto al ingreso. *de venta de energía*

El sistema de protección ayuda a reducir el equipo de reserva y hace posible utilizar la capacidad completa del sistema de potencia evitando la construcción de nuevas líneas de transmisión, todo esto a un costo que no pasa de un dos por ciento del costo total del sistema de potencia al cual protege.

Mientras menor sea el tiempo de suspensión de servicio eléctrico mayor utilidad económica persibe la Empresa suministradora de energía. Si además se analiza que la falla puede estar localizada en centros densamente industriales, la suspensión de servicio implica muchas molestias a la producción y problemas técnicos que pueden hacer que una Empresa suministradora de energía sea incluso enjuiciada por pérdidas ocasionadas de materiales y maquinaria.

C.- Características técnicas del sistema de protección.

Necesariamente el sistema de protección debe tener las siguientes características:

- 1.- Sensibilidad
- 2.- Selectividad
- 3.- Velocidad
- 4.- Simplicidad
- 5.- Economía

El sistema de protección debe ser lo suficientemente sensible para que funcione en forma segura, con la condición de que no tienda a funcionar por si misma.

Cada una de las fallas debe ser detectada con la suficiente sensibilidad y con la mayor facilidad posible.

El sistema de protección debe ser capaz de seleccionar entre aquellas condiciones que requieren un funcionamiento rápido o un funcionamiento lento, o que no se desee su funcionamiento.

La velocidad de funcionamiento de un sistema de protección debe ser requerida para coordinar los demás elementos del sistema.

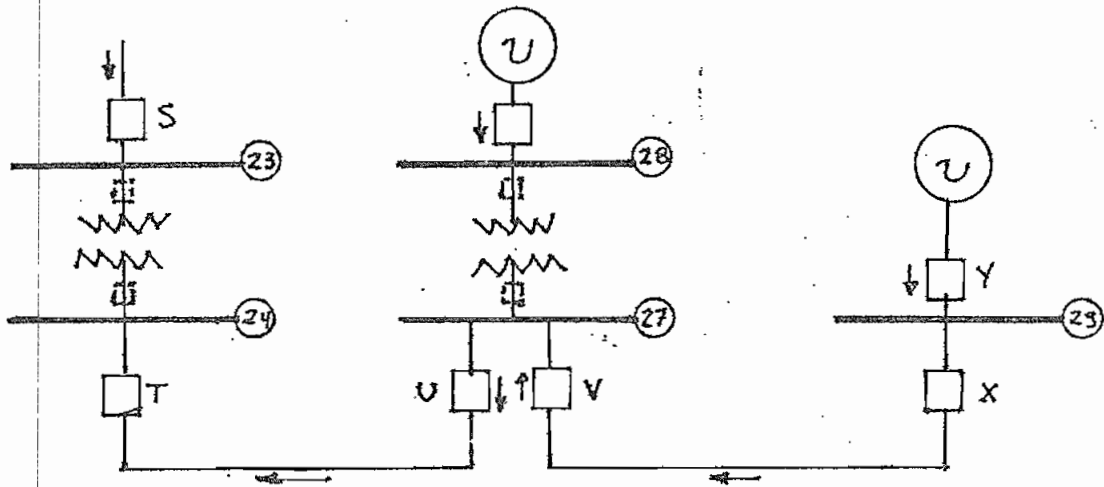
Mientras más simples sean los relés instalados y los circuitos a ellos, existirá una probabilidad de falla menor.

El que la gente este trabajando con un mismo tipo de relé (Un determinado nombre de fábrica, instalado en lo posible entodo el sistema de potencia) hace que adquiera mayor experiencia con el mismo. Como también existe la mayor facilidad de localizar la falla y la reposición es más fácil y rápida de las protecciones en servicio. En lo referente a lo económico debe analizarse en base a obtener, la máxima protección al menor costo.

Todas estas características y criterios generales se tomaran en cuenta para la coordinación de las protecciones del sistema.

2.3.- CLACES DE PROTECCIONES A UTILIZARSE EN EL SISTEMA.(10)

PROTECCION PRIMARIA .-En la figura se muestra la proteccion primaria para el sistema en estudio,y en él se puede observar lo siguiente:



Los interruptores están localizados lo más cerca posible de las conexiones de los elementos principales del sistema de potencia .

Se establece una zona separada alrededor de cada elemento ,lo que hace posible en el caso de una falla en el interior de la zona,se disparen los interruptores de esta zona.

Las zonas se superponen alrededor de los interruptores con el fin de que disparen el menor número posible de ellos,cuando se produce una falla fuera de la zona de superposición.

PROTECCION DE RESPALDO.- Se emplea solo para proteger cortocircuitos.

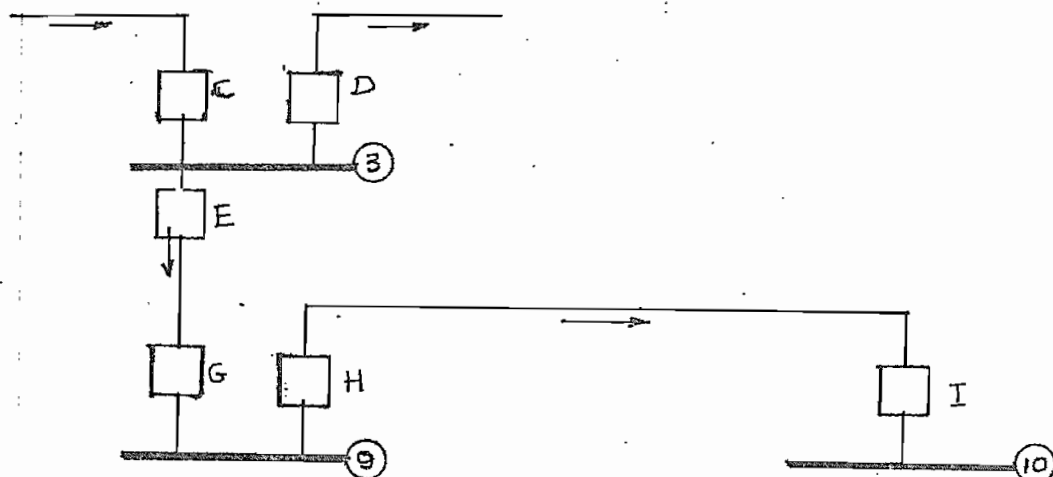
La protección primaria puede faltar por una de las siguientes causas:

Falta de corriente o tensión a los relés.

Falla en el relé

Falla en los circuitos de disparo

Falla en el interruptor



Para el caso de una falla en la barra 10, si los relés I, H no funcionan prestan respaldo los interruptores E y G .

Una segunda función de los relés de protección de respaldo es dar protección primaria cuando los elementos encargados de dar dicha protección están fuera de servicio por reparación o mantenimiento.

PROTECCION DE LINEAS RADIALES

La protección de sobrecorriente proporciona el medio más sencillo y económico para la protección contra cortocircuitos. La coordinación de los tiempos de operación necesaria para obtener una adecuada selectividad es fácil obtenerla y mediante el uso de relés de inducción con características de tiempo inverso es posible reducir a un mínimo la diferencia de tiempos de operación de secciones contiguas de líneas de distribución radiales (para nuestro sistema puede comprenderse este criterio y/o ser

aceptado).

Sin embargo deben anotarse dos aspectos importantes:

1.- En sistemas radiales de gran extensión los tiempos de operación de los relés más alejados del punto de falla, exigidos por una adecuada selectividad, resultan inaceptablemente largos.

2.- En sistemas de distribución en anillo es imposible diseñar una protección selectiva a menos que se controle su operación mediante relés direccionales.

PROTECCION DE LINEAS ALIMENTADAS POR AMBOS EXTREMOS

Para este tipo de líneas se utilizará relés de sobrecorriente de tiempo inverso (extremadamente inverso) y sobrecorriente direccionales o una combinación de estos dos tipos para la protección de fallas entre fases y para fallas a tierra.

También se utilizará relés de distancia debido a que la protección puede ser demaciado lenta o no sea selectiva. Los relés direccionales para protección de cortocircuitos se utiliza en general como suplemento de otros relés. Los relés direccionales permiten el disparo solo para una cierta dirección de flujo de corriente y los otros relés determinan si es un cortocircuito el que origina que fluya la corriente, y si el cortocircuito está lo suficientemente cerca para que los relés disparen su interruptor.

Dichos relés direccionales no tienen acción retardada intensional y su puesta en trabajo no es ajustable.

Para este estudio se utilizan relés direccionales que combinan la función direccional con la función detectora y localizadora de la falla, entonces el relé direc-

cional tendrá puesta en trabajo ajustable y cualquier característica de tiempo inverso.

PROTECCION DE LINEAS EN ANILLO

Para este tipo de protección lo más aconsejable y efectivo es la utilización de relés direccionales.

Especialmente si se analiza la importancia del tramo a protegerse. Si se debe velar por un servicio continuo es necesario dar la protección más adecuada.

La protección de distancia debe considerarse cuando la de sobrecorriente es muy lenta o no es selectiva. Los relevadores de distancia se utilizan por lo general para la protección primaria y de respaldo en las fallas de fase en líneas de subtransmisión, y en líneas de transmisión donde no es necesario el recierre automático de alta velocidad, para mantener la estabilidad y donde puede tolerarse la corta acción retardada para las fallas en el extremo de la zona. Los relevadores de sobrecorriente han sido utilizados por lo general para la protección primaria y de respaldo en las fallas a tierra pero hay también una tendencia creciente a emplear los relevadores de distancia en fallas a tierra

TYPE-TJV RELAY Manufactured to B.S.142.

Relay Ratings: The relay is available for use with current-transformers having secondary ratings of 5.0, 2.5, 2.0, 1.0, or 0.5 amperes.

The standard relay is suitable for use on 50-cycle systems; 40-cycle and 60-cycle versions are also available.

Setting-ranges:

Overcurrent 50-200% in 25% steps.
 Earth-fault 20-80% in 10% steps or
 10-40% in 5% steps.

Other settings can be provided.

Impedance: A typical impedance/current curve for a 50-cycle relay is shown in fig. 7.

Time-settings: The time/current characteristic of the type-TJV relay (Form 3/10) is shown in fig. 8.

For other settings see Pamphlet 1269.

Coil-rating: The coil will withstand a current of 50 times the setting for 2 seconds.

Temperature Variation:

MULTIPLE OF PLUG-SETTING	PERCENTAGE-CHANGE IN OPERATING-TIME PER DEGREE CENTIGRADE REF. 20°C. (APPLICABLE 10° TO 30°C)
2 times	+0.55
10 times and above	+0.25

Frequency Variation:

MULTIPLE OF PLUG-SETTING	PERCENTAGE-CHANGE IN OPERATING-TIME PER CYCLE PER SECOND REF. 50 c/s (APPLICABLE 47-51 c/s)
2 times	-3.7
10 times and above	-2.9

Overshoot: The overshoot is less than 50 milliseconds at 20 times the plug-setting.

Burden: Approximately 3 VA at the setting.

Effect of Humidity: A typical relay was subjected to a relative humidity of 100% at an ambient temperature of 40°C for one week and no significant change in operating-times resulted.

Resetting-current: 100% of plug-setting.

Contact Arrangements: The relay is fitted with up to two pairs of self-reset 'make' contacts. A one-break lock-out version of the relay suitable for series-tripping will be available.

Contact-ratings: The 'make' contacts will make and carry:

- (a) 10 amperes continuously.
- (b) 15 amperes for 3 seconds.

Contact-pressure: The high torque developed by this relay enables the moving contacts to exert a total pressure of 12 grams at 130% of the plug-setting.

TYPE-BC ELEMENT

Ratings: Operating-coils of 5.0-ampere, 1.0-ampere, or 0.5-ampere rating are available.

Current-settings: Elements having setting-ranges of 2/1 or a dual range of 2/1 and 4/1 times the rating can be supplied, the latter being equipped with a two-position plug-bridge marked 1X and 2X. The calibration of the variable-setting wheel applies to the 1X plug-position.

The element can be rendered inoperative by use of the infinity setting (on early models) or the lock-out position (on later versions).

The range of settings available is listed in the table overleaf; this range is restricted when used in conjunction with the type-TJV relay.

Burden: 1-2 VA over the setting-range.

Contacts: The element is fitted with up to two pairs of 'make' contacts.

The contacts will make and carry:

- (a) 10 amperes continuously.
- (b) 30 amperes for 3 seconds.

Operating-times:

At 2 times Less than 20 milliseconds.
 At 5 times and above Less than 12 milliseconds.

TYPE-TJEV RELAY

Relay Ratings: The relay is suitable for use with current-transformers having secondary ratings of 5.0, 1.0, or 0.5 amperes and voltage-transformers having secondary ratings of 110V continuously for overcurrent or 110V (nominal) for earth-fault, the latter coil being suitable for 63.5 and 190-V earth-fault conditions.

Setting-ranges: As type-TJV.

Directional Settings:

15% standard for phase-fault.
 7½% standard for earth-fault.

Phase-angle Characteristics:

Phase-faults: Unity-power-factor or 45° leading.
 Earth-faults: 12½° lagging.

Time-settings: As type-TJV.

Current/Voltage Characteristic of Directional Element: As shown in fig. 9.

Burden: Current-coils: 3.5 VA at the setting.
 Voltage-coils: 12VA at the rated voltage.

Resetting-current: As type-TJV.

Contact Data: As type-TJV.

Fig. 8.
Time/current
characteristic
of a type-TJV
relay.

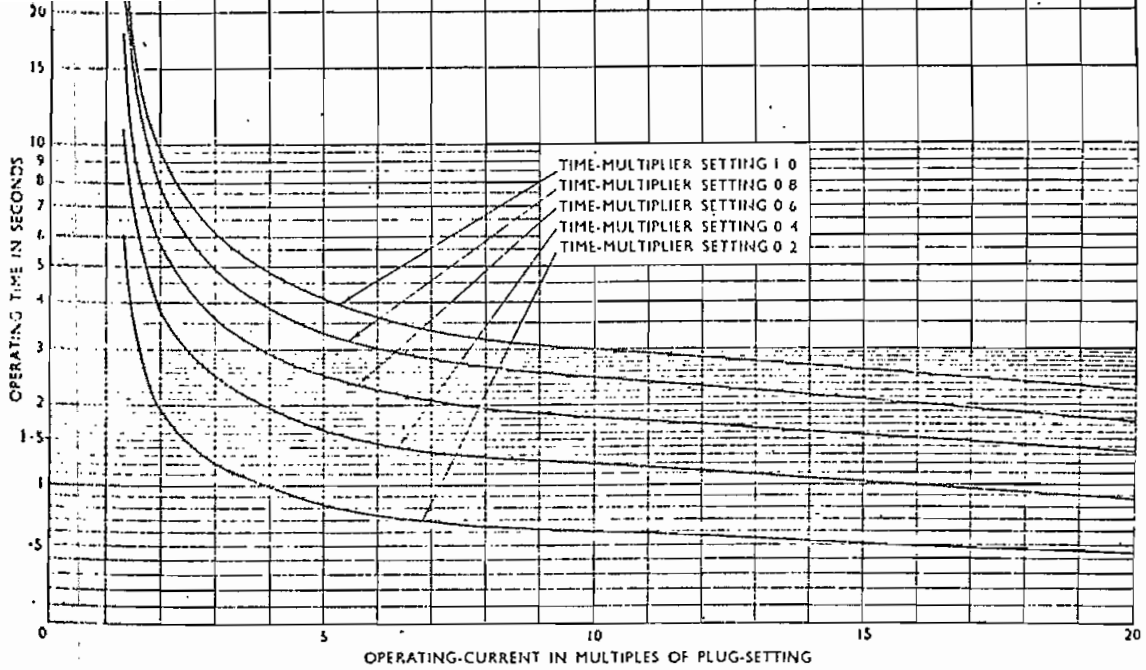


Fig. 9.
Current/voltage
characteristic
of a type-ES
relay.

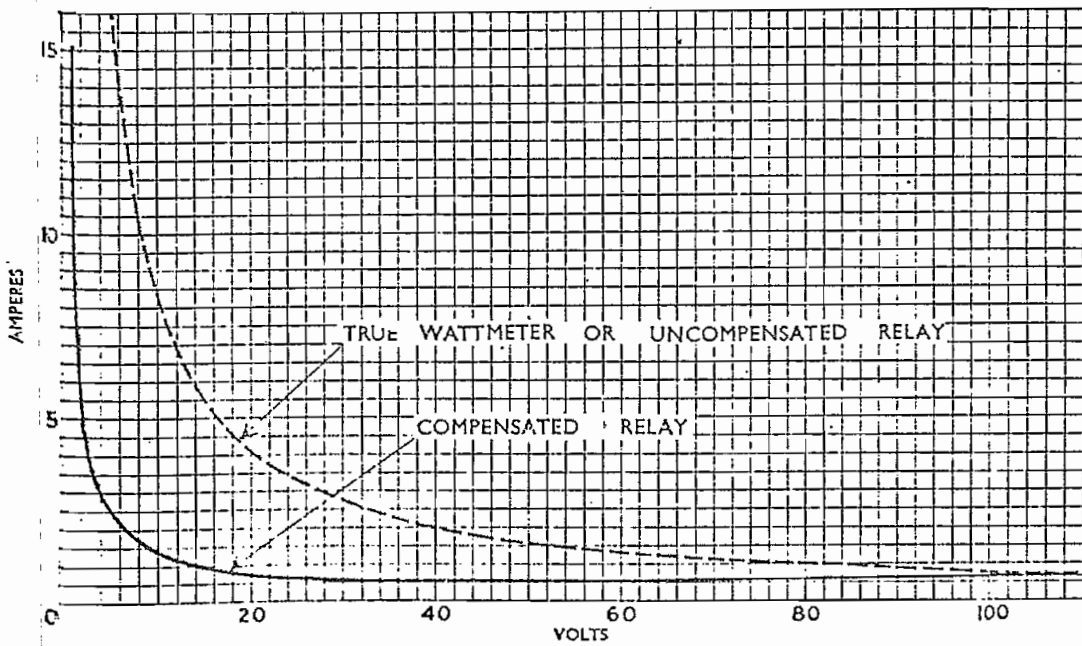
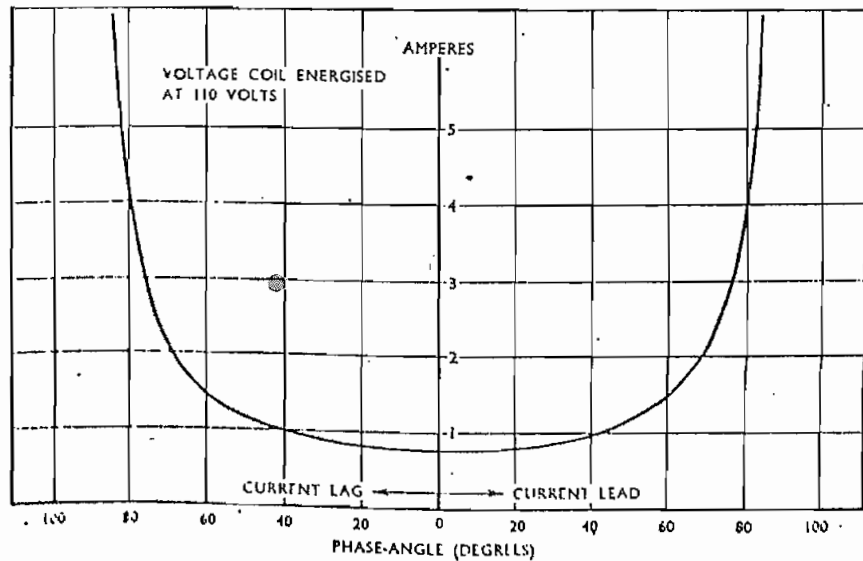


Fig. 10.
Phase-angle
characteristic
of a type-ES
relay.



204 DETERMINACION DE LOS TIEMPOS DE APERTURA DE LOS RELES
PARA CORRIENTES DE FALLA. (8), (10), (11), (12)

La protección de sobrecorriente es la más sencilla y barata, la más difícil de aplicar y la que más rápido necesita reajustarse o reemplazo a medida que cambia el sistema. Se la utiliza para protección contra la falla de fase o a tierra. Se vá a utilizar en algunas líneas de transmisión donde no puede justificarse el costo de protección de distancia.

Se utiliza para la protección primaria de fallas a tierra en la mayoría de las líneas de transmisión donde se emplean relés de distancia para fallas de fase y para la de respaldo de tierra en la línea que tiene protección por hilo piloto para la protección primaria. (10)

La práctica es utilizar generalmente un conjunto de dos o tres relés de sobrecorriente para la protección contra fallas entre fases y un relé de sobrecorriente separado para fallas monofásicas a tierra. Por lo general se prefieren los relés de tierra separados porque pueden ajustarse para proporcionar protección más rápida y más sensible en fallas monofásicas a tierra que la que pueden proporcionar los relés de fase. Se adoptará este último sistema mencionado anteriormente.

Los de fase se hacen inoperantes en la componente de secuencia cero de la corriente de falla a tierra.

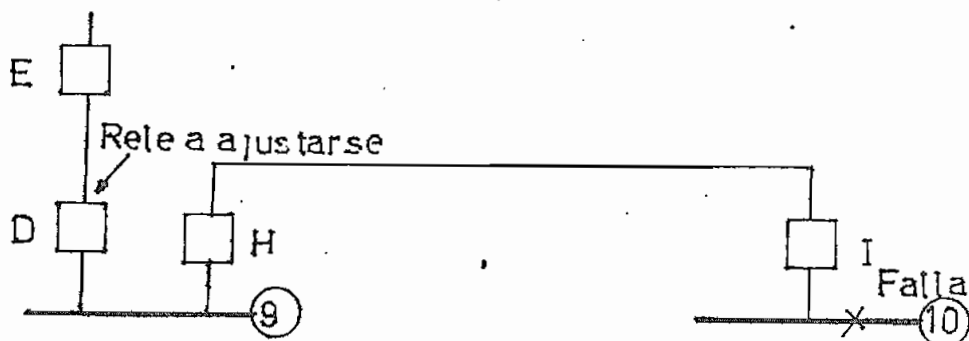
Para la respectiva coordinación se van a utilizar relés de sobrecorriente de tiempo inverso, relés de sobrecorriente direccionales, y relés de distancia.

Se van a utilizar relés de tiempo inverso debido a que la magnitud de la corriente de falla depende de la localización de ésta y se mantiene inafectada por cambios en la ge-

neración o en el sistema de transmisión de alta tensión Este tipo de relés ofrecen una buena selectividad con fusibles y reconectadores .La protección de tiempo inverso está complementada por la protección instantánea siempre que sea posible.La velocidad en la eliminación de las fallas posibilita disminuir el daño y hace que el recierre automático sea más satisfactorio.

AJUSTE DE LOS RELES DE TIEMPO INVERSO

El primer paso es seleccionar la puesta en trabajo del relé de tál manera que éste funcione con todos los cortocircuitos en su propia línea y proporcione protección de respaldo para los cortocircuitos en los elementos del sistema adyacentes.



Se puede o no tomar en cuenta el efecto de la resistencia de arco y de tierra, la resistencia de arco puede o no existir. En ocasiones puede presentarse una falla metálica sin arco.

Podemos expresar el tiempo de funcionamiento del relé requerido en función del tiempo de funcionamiento del relé en I por la siguiente fórmula:

$$T_1 = T_2 + B_2 + O_1 + F$$

- Donde:
- T_1 = Tiempo de funcionamiento del relé en D
 - T_2 = Tiempo de funcionamiento del relé en I
 - B_2 = Tiempo de interrupción del cortocircuito del interruptor en I

O_1 = Tiempo de sobrecarrera del relé D

F = Factor de seguridad.

El tiempo de sobrecarrera se asumirá como 0.1 seg.

El tiempo de seguridad se asume en 2 seg.

La curva corriente de operación en múltiplos de la puesta de trabajo versus tiempo de operación del relé se tiene en la figura 8 y servirá tanto para relés de sobrecorriente, sobrecorriente direccionales, y para relés de sobrecorrientes instantáneos. (12).

Para cada año propuesto para realizarse el estudio correspondiente de cortocircuitos, se va a realizar la respectiva coordinación y la respectiva determinación de los tiempos de puesta en trabajo de los relés.

Para los relés de distancia: ✓

En las tres zonas, de todos los relés de distancia, se utilizarán tres distinciones significativas, magnitud de la cantidad medida, tiempo y dirección del flujo de potencia de falla. La unidad Z_3 es usualmente compensada hacia la línea protegida, excepto donde los relés son usados para protección carrier.

Zona 1

El disparo en esta zona ocurre instantáneamente, la unidad de distancia debe ser ajustada sin tomar en cuenta el terminal o terminales remotos de la línea protegida. Alcance de 85 - 90% de la línea para las fases y 75% , para los relés de tierra.

Zona 2.

La unidad de distancia es instantánea, pero el disparo es retrasado por los contactos del temporizador T_2 . La primera tarea de esta zona es cubrir el resto de la línea protegida, la cual no es cubierto por la zona 1.

El intervalo de tiempo T_2 deberá ser suficiente para proporcionar coordinación con los relés fuera de la barra adyacente.

La coordinación es difícil con los relés de tiempo - sobrecorriente. Cuando la coordinación es con unidades de tiempo definido, T_2 puede ser ajustado para alrededor de 0.25 seg, más el tiempo de operación del disyuntor adyacente.

Mayores intervalos de coordinación son aconsejables para coordinar con unidades de tiempo - sobrecorriente.

Para asegurar una protección completa de la línea es recomendado un ajuste mínimo de 120% de la longitud de la línea protegida.

Zona 3.

Esta unidad de distancia es instantánea, pero el disparo es retardado por los contactos del temporizador T_3 (Está en el mismo mecanismo de tiempo usado para los contactos de T_2). Z_3 debe cubrir toda la línea adyacente, de esta primera función se desprende que es respaldo del disyuntor adyacente, T_3 debe coordinarse con el tiempo adyacente T_2 o con la unidad de tiempo sobre corriente. De la longitud del alcance de Z_3 , el tiempo T_3 raramente es menor que un seg y usualmente cercano a 2sg.

El alcance de los relés de distancia generalmente es independiente de los cambios en las condiciones externas del sistema, excepto para el caso de alimentación interna. La impedancia real de la falla desde el relé I, de la siguiente figura.

Za Z b. En todo caso la corriente de alimentación interna I_a producen una caída de tensión y $I_b Z_b$ la

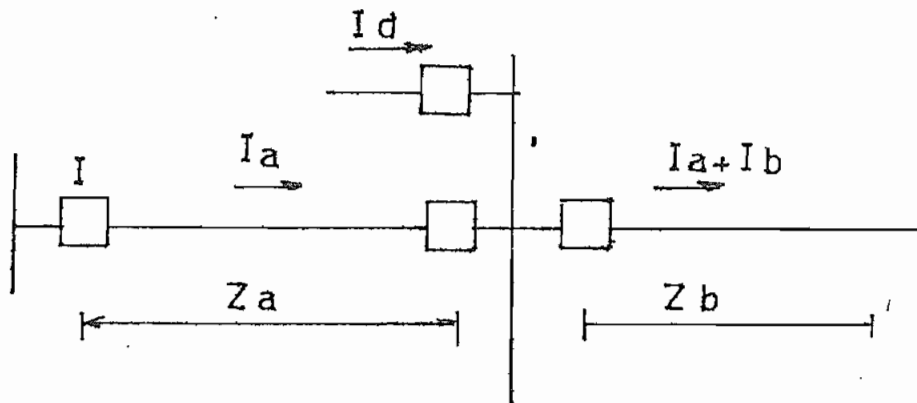
cual es vista por el relé, aunque la corriente de alimentación interna no es medida por el relé. El voltaje total del relé V_R es:"

$$V_R = I_a (Z_a + Z_b) + I_d \times Z_b$$

Dividiendo la ecuación anterior para la corriente del relé se produce una impedancia aparente Z_R

$$Z_R = \frac{I_a (Z_a + Z_b) + I_d \times Z_b}{I_a}$$

$$Z_R = (Z_a + Z_b) + \frac{I_d \times Z_b}{I_a}$$



Se observa que el relé sub-alcance por la alimentación interna y como la relación de alimentación interna $\frac{I_b}{I_a}$ crece el sub-alcance del relé también crece. Este factor debe ser considerado cuando se determine el ajuste.

Los relés de distancia tienen las siguientes ventajas sobre los aparatos de sobre-corriente

- 1.- El alcance es negativamente independiente de los cambios externos del sistema.
- 2.- Mayor habilidad del transporte de carga, cuando se emplean los relés de distancia con restricción de voltaje.
- 3.- Usualmente son más simples los cálculos de ajuste.

COORDINACION DE LAS

PROFECCIONES PARA EL

SISTEMA ACtual

2.5.- CALIBRACION DE LOS RELES DEL SISTEMA ACTUAL

Se vá a realizar el ajuste de los relés de fase considerando las corrientes de falla para las dos condiciones de máxima y mínima generación. En igual forma se procederá en la calibración y coordinación de los relés de tierra.

Cad uno de los disyuntores que son comandados por su respectivo relé han sido designados como A;B;C.

También es necesario anotar que para la calibración y coordinación de todos los relés se tomaran en cuenta los siguientes puntos.

- 1.- Se van a emplear transformadores de corriente de relación 100/5, 200/5, 800/1 para algunas zonas.
- 2.- Se tomará el tiempo de operación del disyuntor de 5 ciclos para que pueda despejar la falla.
- 3.- Las corrientes de carga se tomaran de los respectivos flujos de carga para el sistema actual y para las dos condiciones de máxima y mínima carga.
- 4.- Las corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas determinadas para la coordinación se encuentran en el plano N^o , para máxima y mínima generación, así como también las respectivas corrientes que contribuyen a la falla.
- 5.- Los taps que pueden utilizarse de las unidades tiempo sobrecorriente son:

Sobrecorriente	50-200 % en pasos de 25 %
Para tierra	20-80 % en pasos de 10 % ó
	10-40 % en pasos de 5 %

Corrientes del relé

5.0 - 2.5 - 2.0 - 1.0 - 0.5 - Amperios.

- 6.- Los tiempos de operación del relé se tomarán de la fi-

gura 8 .

7.- El respectivo diagrama con la ubicación de los relés se encuentran a continuación en el plano N°

RELE I (DE SOBRECORRIENTE)

Corriente de carga = 19 Amperios

Corriente de falla critica = 491

Corriente mínima de apertura = $2I_c$ = 40 Amperios

Se vá a tomar 100 Amperios considerando el aumento de carga futura.

Corriente equivalente del relé = $\frac{100 \times 5}{100} = 5$ Amperios

Se escoje el tap de corriente del 50 % .Por lo tanto

Corriente del relé = 2.5 Amperios

Corriente de apertura = $\frac{2.5 \times 100}{5} = 50$ Amperios

Falla critica expresada en multiplos del tap = $\frac{491}{50} = 9.82$

Punto de ajuste del tiempo. ,

Se toma el tap = 0.1 ,para el tiempo de 0.3 Segundos.

RELE G (DE SOBRECORRIENTE)

Se coordinará con el relé I y el relé B'

Corriente de carga = 38 Amperios

Corriente de falla critica = 491 Amperios

I minima de apertura = $2I_c$ = 40 Amperios.

Se toma 100 Amperios considerando cargas futuras.

Corriente equivalente del relé = $\frac{100 \times 5}{100} = 5$ Amperios

Se utilizará el Tap de 50 % por lo tanto.

Corriente del relé = 2.5 Amperios

Corriente de apertura = $2.5 \times \frac{100}{5} = 50$ Amperios

Falla crítica expresada en múltiplos del tap = $\frac{491}{50} = 9.82$

Punto de ajuste del tiempo.

$$T_1 = T_2 + B_2 + O_1 + F$$

$$T_1 = 0.3 + 0.2 + 0.1 + 0.083 = 0.683 \text{ Seg.}$$

Táp elegido = 0.3

Tiempo de puesta en trabajo = 0.9 Seg.

RELE C (SOBRECORRIENTE

Se coordinará con el relé G

Corriente de carga = 141 Amperios

Corriente de falla crítica = 507 Amperios

I mínima de apertura = 282 Amperios

Se tomará 350 amperios considerando cargas futuras.

$$350 \times \frac{5}{200} = 8.75 \text{ Amperios}$$

Se pondrá el tap de 50 % ,por lo tanto

I del relé = 5 Amperios

$$I \text{ de apertura} = 5 \times \frac{200}{5} = 200 \text{ Amperios}$$

Falla crítica expresada en múltiplos del tap = $\frac{507}{200} = 2.54$

Punto de ajuste del tiempo

$$T_1 = 0.6 + 0.2 + 0.1 + 0.083 = 0.983$$

Tap escogido = 0.2

Tiempo de puesta en trabajo = 1.4 Segundos.

RELE B (SOBRECORRIENTE)

Se coordinará con el relé C

I carga = 141 Amperios

I falla crítica = 573 Amperios

I mínima de apertura = 282 Amperios

Se tomará 350 amperios considerando cargas futuras

$$350 \times \frac{5}{200} = 8.75$$

Para el tap de corriente del 50 %, I relé = 5 Amperios

$$I \text{ apertura} = 5 \times \frac{200}{5} = 200$$

$$\text{Falla expresada en multiples del tap} = \frac{573}{200} = 2.87$$

Punto de ajuste del tiempo

$$T_1 = 1.4 + 0.2 + 0.1 + 0.083 = 1.78 \text{ Seg.}$$

$$\text{Tap escogido} = 0.3$$

$$\text{Tiempo de puesta en trabajo} = 1.85 \text{ Segundos.}$$

RELE A (SOBRECORRIENTE)

Se coordinará con el relé B

$$I \text{ carga} = 141 \text{ Amperios.}$$

I falla critica = 5788.7 (corriente de falla reflejada en B)

$$I \text{ mínima de apertura} = 350 \text{ Amperios}$$

$$350 \times \frac{1}{800} = 0.44$$

Para el tap de 100 % , I del relé = 0.5 Amp.

$$I \text{ apertura} = 0.5 \times \frac{800}{1} = 400 \text{ Amp.}$$

Falla critica expresada en multiples del tap = 14.47

Punto de ajuste del tiempo.

$$T_1 = 1.85 + 0.2 + 0.1 + 0.083 = 2.24 \text{ Seg}$$

$$\text{Tap} = 0.8 \quad \text{Tiempo para este Tap} = 2.1 \text{ Segundos}$$

RELE D (SOBRECORRIENTE)

$$I \text{ carga} = 23 \text{ Amperios}$$

$$I \text{ de falla critica} = 481 \text{ Amperios}$$

I minima de apertura = 50 Amperios

$$50 \times \frac{5}{200} = 1.25 \text{ Amperios}$$

Para el tap de 50 % , I del relé = 0.5 Amperios

$$I \text{ apertura} = 0.5 \times \frac{200}{5} = 40 \text{ Amp.}$$

Falla critica expresada en multiplos del tap = 12.65

Punto de ajuste del tiempo.

Tap = 0.4 , Tiempo para este tap = 1.15 Seg.

RELE M (DIRECCIONAL)

I carga = 23 Amperios

I falla critica = 79 Amperios

I minima de apertura = 50 Amperios

$$50 \times \frac{5}{200} = 1.25 \text{ Amp.}$$

Para el tap 50 % , I del relé = 0.5 Amp.

$$I \text{ de apertura} = 0.5 \times \frac{200}{5} = 20 \text{ amperios}$$

Falla critica expresada en multiplos del tap = 3.95

Punto de ajuste del tiempo

Tap = 0.1 , Para este tap el tiempo = 0.5 Seg.

RELE O (DIRECCIONAL)

Se coordinará con el relé M

I carga = 20 Amp.

I falla critica = 81 Amp.

I minima de apertura = 50 amperios

$$50 \times \frac{5}{200} = 1.25 \text{ Amp.}$$

Para el tap de 50 % , I del relé = 0.5 Amp.

I apertura = 20 amperios

I de falla expresada en multiplos del tap = 4.05

Punto de ajuste del tiempo.

$$T_1 = 0.5 + 0.2 + 0.1 + 0.083 = 0.983 \text{ Seg.}$$

$$\text{Tap} = 0.2, \text{Tiempo para este tap} = 0.983 \text{ Seg.}$$

RELE Q (DIRECCIONAL)

I carga = 14 Amperios.

Se coordinará con el relé O

I falla critica = 86 Amperios

I minima de apertura = 40 amperios

$$40 \times \frac{5}{200} = 1 \text{ Amp.}$$

Para el tap de 50 % ,I del relé = 0.5 Amp.

I apertura = 20 amperios

I falla expresada en multiplos del tap = 4.3

Punto de ajuste del tiempo .

Para el Tap = 0.3, Tiempo = 1.35 Segundos.

Para este tipo de relé se ha seguido el método aplicado para el relé anterior y el mismo se va a aplicar para todos los demás relés.

RELE S (DIRECCIONAL)

Se coordinará con el relé Q

I carga = 26 Amp.

I falla critica = 86 Amp.

I minima de apertura = 80 amp.

$$80 \times \frac{5}{200} = 2 \text{ Amp.}$$

Para el tap de 50 % , I del relé = 1 Amp.

I de falla expresada en multiplos del tap = 2.15

Punto de ajuste del tiempo.

Tap = 0.2 Tiempo = 1.7 Seg.

RELE T (DIRECCIONAL)

Se va a coordinar con el relé S

I carga = 163 Amp.

I de falla critica = 498 Amp.

I minima de apertura = 400 Amp.

Para el tap de 50 % , I del relé = 5 Amp.

I de apertura = 200 Amp.

Falla critica expresada en multiplos del tap = 2.49

Punto de ajuste del tiempo.

Tap = 0.3 Tiempo = 2 Segundos.

RELE U (SOBRECORRIENTE)

I carga = 163 Amp.

I de falla critica = 664 Amp.

I de apertura minima = 400 amp.

Para el tap de 50 % , I del relé = 5 Amp.

I de apertura = 200 Amp.

I de falla critica expresada en multiplos del tap = 3.32

Punto de ajuste del tiempo :

Tap = 0.1 Tiempo = 0.6 Segundos

RELE R (SOBRECORRIENTE)

I de carga = 26 Amp.

I de falla critica = 303 (Corriente reflejada de la Barra 24 para el caso de una falla en esta barra.)

I de apertura mínima = 80 Amp.

Para el tap de 50 % , I del relé = 2 Amp.

I de apertura = 40 amperios

Falla critica expresada en multiplos del tap = 7.58

Punto de ajuste del tiempo

Tap = 0.1 Tiempo = 0.32 Segundos.

RELE P (SOBRECORRIENTE)

Se coordinará con el relé R

I carga = 14 Amp.

I de falla critica = 206 Amp.

I de apertura minima = 50 Amp.

Para el tap 100 % , I del relé = 2.5 Ampericos

I de apertura = 50 Amp.

Falla critica expresada en multiplos del tap = 4.12

Punto de ajuste del tiempo.

Tap = 0.1 Tiempo = 0.5 Seg.

RELE N (SOBRECORRIENTE)

Se coordinará con el relé P

I de carga = 20 Amp.

I de falla critica = 361 Amp.

I de apertura minima = 80 Amp.

Para el tap de 50 % , I del relé = 2 Amp.

I de apertura = 40 Amp.

Falla critica expresada en multiplos del tap = 9.03

Ajuste del punto del tiempo .

Tap = 0.3 Tiempo = 0.9 Seg.

Para el relé D de sobrecorriente el ajuste de tiempo debe ser de Tap = 0.4 con un tiempo = 1.1 Seg. , capaz de que se coordine con el relé N, (lo cual se supuso al comienzo del cálculo para este relé) y con cada uno de los anteriores de sobrecorriente de esta ultima parte.

COORDINACION DE LAS
PROFESIONES PARA EL

SISTEMA EN EL AÑO 1980

CALIBRACION DE LOS RELES DEL SISTEMA PARA EL AÑO 1980

Para este año hay que tomar en cuenta que entra la interconexión nacional a través de la línea Quito-S/Norte a 138 KV, por lo tanto va a haber un incremento considerable de generación y por consiguiente las corrientes de falla van a ser mayores. Las protecciones del sistema actual que se encuentran calibradas deben ser reajustadas y las que no ofrescan mayor selectividad deben ser cambiadas. Debido a la importancia de algunas líneas se debe aumentar protecciones dándole más confiabilidad al sistema. En este nuevo sistema aparece un anillo, donde como ya se analizó anteriormente, se van a utilizar relés direccionales de sobrecorriente. La línea más importante Quito-S/Norte va a ser protegida con relés de distancia, de impedancia al igual que la línea S/Norte Otávalo que alimenta a la fábrica de Cemento, y como protección de respaldo se utilizará relés de sobrecorriente de tiempo inverso.

La calibración de todos los relés de sobrecorriente y direccionales, como su respectiva coordinación será siguiendo el mismo procedimiento que se utilizó para el sistema actual, bajo los mismos criterios generales.

La calibración de los relés de distancia es independiente y no necesita coordinarse con los otros relés, por lo que serán calibrados por separado.

Para la determinación del tiempo de ajuste del tiempo tomaremos en cuenta los siguientes aspectos.

- 1.- Se emplearán en lo posible los mismos transformadores de corriente existentes.
- 2.- El tiempo de operación del disyuntor seguirá siendo de 5 ciclos para que pueda despejar la falla.

3.- Las corrientes de carga respectivas se tomaran del estudio de flujos de carga para este año y para las dos condiciones de carga.

4.- Se tomarán las corrientes de falla trifásicas por ser las de mayor magnitud para fallas entre fases. La falla fase a tierra se tomará para la calibración de los reles de tierra, a calibrarse por separado.

5.- Se van a utilizar los mismos taps de las unidades de tiempo sobrecorriente que son:

Sobrecorriente	50 - 200 %	en pasos de 25 %
Para tierra	20 - 80 %	en pasos del 10 %
	10 - 40 %	en pasos de 5 %

Corrientes del relé :

5.0 - 2.5 - 2.0 - 1.0 - 0,5 Amperios

6.- Los tiempos de operacion se tomaran de la figura 8

7.- La ubicación de cada una de las protecciones se encuentra en el plano N° 10

Los resultados que ha continuación se presentar han sido obtenidos de idéntica forma a los resultados obtenidos para el sistema actual.

Simplemente se van a presentar los resultados ya que resultaria una repetición de lo anteriormente expuesto.

En el plano N° 12 se muestra la calibración de estos relés.

3.1.- EVALUACION DEL ESTUDIO

Es presente trabajo ha sido realizado minuciosamente tratando de obtener los datos mas exáctos y buscando hacerles lo mas reales posibles capaz de que las corrientes de fallas calculadas se acerquen al valor de las corrientes reales de corto circuito. Para ello se ha necesitado de una amplia bibliografía, también ha sido muy importante por cuanto se ha definido un proceso para realizar la calibración de los relees y la respectiva coordinación de todos ellos en un sistema.

De tal forma que este trabajo puede ser util para la elaboración de otros sirviendo como modelo con sus lineamientos y pasos a seguirse.

Los resultados obtenidos en cada uno de los capitulos son satisfactorios y nos dan una visión del funcionamiento completo y lo que es más un mantenimiento seguro del sistema, como la pronta restitución del servicio en caso de fallas en el mismo.

Hay que anotar también que para un estudio de esta naturaleza es necesario hacer algunos trabajos adicionales como la estabilidad del sistema en caso de fallas, salida de generadores y salida de líneas por casos fortuitos haciendo mucho más real el estudio, todo esto exige un tiempo mucho más largo de trabajo lo cual no se persigue en este tema.

Como todo trabajo persigue un fin específico este ha sido el de lograr calibrar y coordinar todos los relees del sistema para las fallas más críticas de fase y de tierra haciendo que estas sean despejadas lo más rápidamente posible para que no dañe al equipo que tenga a su alrededor. A la medida que se ha logrado llegar a sido necesari-

rio un laborioso estudio.

3.2.- ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA COMPARADO CON LOS ESTUDIOS REALIZADOS.

No se puede hacer una comparación tácita del sistema actual con este estudio realizado ya que por ética profesional no estaria en capacidad de decir que el trabajo existente este bien o mal, sino simplemente que funciona y se acopla a las necesidades actuales que posee el sistema.

Lo que si es conveniente es hacer ciertas acotaciones - a manera de observaciones y sugerencias que pueden ser util para el mejor funcionamiento del sistema, y que a continuación bajo el titulo de recomendaciones las pongo a consideración.

3.3.- R E C O M E N D A C I O N E S .

Para posibles mejoras que deben hacerse en el sistema, analizando los sistemas obtenidos para cada uno de los capitulos respectivos se pueden hacer algunas observaciones que van ha servir tambien como recomendaciones.

1.- Del estudio de flujos de carga se observa que la línea el ambi ALPACHACA se encuentra sobrecargada y debe ser cambiada a un calibre mayor. En igual forma para la línea que va desde la subestación Tulcán hasta la Central La Playa, para que las pérdidas en estas líneas sean menores.

2.- Los voltajes obtenidos para máxima carga para el sistema actual pueden ser mejorados si se instalan bancos de transformadores en las barras que mas corriente reactiva poseen. Las siguientes barras se encuentran alrededor de las siguientes condiciones de voltaje : Chapuela, Hoja Blanca (Urcoqui), Cayambe, Tabacundo , con siete por ciento, Gonzáles Suárez ocho por ciento y San Pablo el once por ciento.

① 3.- Del estudio de corto circuitos, debido a la configuración del sistema y a la falta de hilos de guardia, a la forma de conexión de los transformadores (YO-D en su mayoría) hacen que las corrientes de falla a tierra sean grandes y las componentes de secuencia cero que aparecen en las barras fallosas sea grande también. Por lo que se recomienda tener protección separada y logicamente bien coordinada para todos los reles de tierra. Su coordinación va ha ser similar a la coordinación hecha para los reles de fase.

4.- En cuanto a las protecciones que se están empleando en el sistema actual para sistemas radiales, para líneas con doble alimentación, es adecuada ya que resulta selectiva, puede hacerla rápida y es económica por lo que recomienda su utilización. Además estos reles han sido ya utilizados algunos años, por lo que resulta más conocido para la gente que trabaja con estos lo cual es una gran garantía para la reposición - más rápida del sistema.

5.- Para la coordinación en el sistema de 1.980 se tendrá que variar en algo el esquema y el tipo de protección requerida al entrar la interconexión nacional. Debe ser más segura selectiva y rápida sin descuidar lo económico.

Con esta explicación se justifica el uso de reles direccionales en el anillo que se tiene proyectado construir a 69 KV, ya que es más confiable esta protección. Se aconseja la utilización (y se justifica) de reles de sobre corriente que sirvan de respaldo a la protección primaria de la línea Quito - Sub estación Norte y la línea Sub Estación Norte - Otavalo a 138 KV y 69 KV respectivamente.

Como protección primaria se recomienda la utilización de reles de impedancia, como el tipo GCX 51 (rele de reactancia direccional) de la General Electric Company

6.- Es importante en este estudio realizado los efectos que han sido propuestos y los cuales han sido logrados en su mayoría. Para el complemento de este estudio se puede efectuar la respectiva calibración, comprobación de todas las protecciones del sistema y hacer el

debido reajuste de los relés. En la práctica se debe hacer este trabajo, pero esto va a hacer que tome mucho tiempo lo cual no es motivo de este estudio. En el caso de que sean necesarios ciertos reajustes se seguirán considerando los mismos principios y la forma de determinación del punto de ajuste del tiempo, lo que viene a ser una repetición de todo lo desarrollado en este trabajo.

3.4.-R E F E R E N C I A S

- 1.- PROGRAMACION DEL SISTEMA NORTE
Tesis de Grado , M. Padilla
- 2.- ELECTRICAL TRANSMISION AND DISTRIBUTION REFERENCE
BOOK
Westinghouse E. C. 1964
- 3.- DEPARTAMENTO DE PLANIFICACION DE INECEL
"PROGRAMA PRELIMINAR DE OBRAS DEL SISTEMA NORTE"
Período 1977-1982
- 4.- ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
ESTUDIOS DE SISTEMAS REGIONALES, SISTEMA NORTE, 1976
- 5.- CALCULO DIGITAL DE CORTCCIRCUITOS EN SISTEMAS ELECTRI-
COS DE POTENCIA.
Mauricio Erazo Paez, Tesis, de grado, 1976
- 6.- SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA
Estevenson
- 7.- MANUAL STANDAR DEL INGENIERO ELECTRICISTA
A. E. Knolton
- 8.- APPLIED PROTECTIVE RELAYING
Relay - Instrument División, Westinghuose E.C.
A New "SILENT SENTINELS" Publication.
- 9.- APUNTES DE PROTECCIONES
Ing. Julio Jurado

- 10.- EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES
C. Rursell Mason, John Wiley & Sons Inc, 1971
- 11.- PROTECCIONES DE SISTEMAS ELECTRICOS
Colegio de Técnicos de Chile, Especialidad Electricidad , 1960.
- 12.- I.D.M.T.L. RELAYS
REYROLLE
Type TJV non directional
,, TJEV directional
,, Instantáneos element.
- 13.- ELECTROTECNIA BALTEAU S. A.
México D. F.
- 14.- INFORMACION OBTENIDA A TRAVÉZ DEL DEPARTAMENTO DE
CENTRALES Y SUBESTACIONES INECEL QUITO.
- 15.- PLANEAMIENTO, SISTEMA REGIONAL NORTE
INTEGRAL, Consultoria Electrica.
- 16.- DISTRIBUTION SYSTEMS PROTECTION MANUAL
Mc Graw-Edison Company, Power Systems Division
- 17.- PROGRAMA DE FLUJOS DE POTENCIA
Departamento de Sistemas de Potencia, Escuela Politécnica Nacional.
- 18.- PROGRAMA DIGITAL DE CORTOCIRCUITOS
Departamento de Sistemas de Potencia, Escuela Politécnica Nacional.