D I S E Ñ O D E L A S U B E S T A C I O N

" E L T A M B O "

3 4 5 / 1 3 8 K V.

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION DE ELECTROTECNIA DE LA FACULTAD DE INGE - NIERIA ELECTRICA DE LA ESCUELA POLITECNI- CA NACIONAL.

JAIME ESTRELLA L. NELSON BEDOYA R.

QUITO OCTUBRE 1975

Certifico que la presente Tesis: "Diseño de la Subestación El Tambo" 345/138 KV., ha sido elaborado en su totalidad por los Señores Jaime Estrella L. y Nelson Bedoya R.

ING. PATRICIO ENRIQUEZ V.

Director de Tesis

AGRADECIMIENTO.

Al Ing. Patricio Enríquez V., por sus valiosas sugerencias para la realización de este trabajo.

PREFACIO

El presente trabajo, "Diseño de la Suestación El Tambo" 345/138 KV. es un aporte para conseguir las metas de Electrificación en el país, elemento fundamental para el desarrollo de cada pueblo.

En el desarrollo de esta tesis se analizan y seleccionan las características y factores - que son determinantes para el diseño adecuado de una Subestación de Alto Voltaje.

I N D I C E G E N E R A L

CAPITULO I

		PAGINA
1	GENERALIDADES	1
1.1	OBJETO	3
1.2	CARACTERISTICAS GENERALES DE LA SUBESTACION	5
1.2.1	DESCRIPCION DEL SISTEMA DONDE SE LOCALIZA	5
1.2.2	LA SUBESTACION "EL TAMBO"	6
1.2.3	LAS LINEAS DE TRANSMISION	6
1.2.4	SISTEMAS A INTERCONECTARSE	7
1.3	CARACTERISTICAS Y CONDICIONES GEOGRAFICAS DEL LUGAR	7
1.4	INFORMACION DE LAS CARACTERISTICAS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (DESARROLLO PARA 1990)	11

CAPITULO II

2.1	DISEÑO ELECTRICO	20
2.1.1	INTRODUCCION	20
2.1.2	DISPOSICION DE BARRAS	21
2.1.3	FACTORES QUE AFECTAN EN DISEÑO DE UNA SUBESTACION	22
2.1.4	CARACTERISTICAS DE LOS ESQUEMAS TIPICOS - DE SUBESTACIONES	28
2.1.5	SELECCION DEL ESQUEMA	38

		PAGINA
2.2	ESTUDIO DEL CORTOCIRCUITO	54
2.2.1	MODELO MATEMATICO PARA LOS CALCULOS DE CORTOCIRCUITO	54
2.2.2	REPRESENTACION Y GRAFICO DEL SISTEMA	54
2.2.3	MATRICES ADMITANCIA E IMPEDANCIA DE BARRA	57
2.2.4	ANALISIS DE CORTOCIRCUITO USANDO LA IMPEDANCIA DE BARRA	59
2.3	CALCULO ELECTRICO DE BARRAS COLECTORAS	75
2.3.1	SELECCION DEL TIPO DE BARRAS	75
2.3.2	CONSIDERACIONES TERMICAS EN LAS BARRAS POR SERVICIO CONTINUO	79
2.3.3	CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO DE LOS CONDUCTORES DE LA BARRA	89
2.3.4	EFECTOS DINAMICOS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	97
2.4	SELECCION Y DISPOSICION DEL EQUIPO	104
2.4.1	TRANSFORMADORES DE POTENCIA	104
2.4.2	EQUIPO DE SECCIONAMIENTO ELECTROMECANICO	132
2.4.3	CONDICIONES PRACTICAS	159
2.4.4	CONCEPCION CONSTRUCTIVA DE LA SUBESTACION	159
2.4.5	DIMENSIONES GENERALES DE LA SUBESTACION	163
2.4.6	DIMENSIONES APROXIMADAS DEL EQUIPO Y DISTANCIAS DE SEGURIDAD	163

		PAGINA
	CAPITULO III	
3	DISEÑO MECANICO	166
3.1	PRINCIPIOS GENERALES	166
3.2	FUNDACIONES	167
3.2.1	DESCRPCION GENERAL	167
3.2.2	FUNDACIONES PARA LOS TRANSFORMADORES	169
3.2.3	FUNDACIONES PARA ESTRUCTURAS DE SOPORTE	171
3.3	ESTRUCTURAS SOPORTE	174
3.3.1	DESCRPCIONGENERAL	174
3.3.2	ESTRUCTURAS DE ACERO	178
3.3.3	ESTRUCTURAS DE CONCRETO REFORZADO	186
3.3.4	CARGAS Y FACTORES DE CALCULO	190
3.4	ESTRUCTURAS SOPORTE DE EQUIPOS	192
	PLANOS	200
	BIBLIOGRAFIA I	
	CAPITULO IV	
4	GENERALIDADES SOBRE PROTECCION DE SISTE-MAS DE POTENCIA	201
4.1	SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFERICO Y DE MANIOBRA	202
4.1.1	GENERALIDADES Y TIPOS DE SOBRETENSIONES	202

		PAGINA
4.2	PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFERICAS	204
4.2.1	PROTECCION CONTRA DESCARGAS DIRECTAS	205
4.2.2	PROTECCION CONTRA DESCARGAS EN LAS LINEAS	208
4.2.3	PROTECCION MEDIANTE PARA RRAYOS	209
4.2.4	SELECCION DEL PARARRAYO	210
4.2.5	CARACTERISTICAS DE LOS PARARRAYOS PARA 345 KV. y 138 KV.	219
4.3	PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES DE MANIOBRA	221
4.3.1	DETERMINACION DE LA AMPLITUD Y PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES DINAMICAS	221
4.3.2	DETERMINACION DE LA AMPLITUD Y PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES DE MANIOBRA	225
4.3.3	DETERMINACION DEL NUMERO DE AISLADORES	229
4.4	PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES	233
4.4.1	PROTECCION DE LOS TRANSFORMADORES DE FUERZA	235
4.4.2	PROTECCION DE LAS BARRAS	242
4.5	COORDINACION DEL AISLAMIENTO	247
4.5.1	NIVELES DE AISLAMIENTO	247
4.5.2	NIVEL DE AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES	250
4.5.3	CURVAS VOLTAJE-TIEMPO	257
4.5.4	DETERMINACION DE LAS DISTANCIAS MINIMAS DE SEPARACION	258

		PAGINA
	CAPITULO V	
5	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	264
5.1	GENERALIDADES	264
5.2	CALCULO DEL SISTEMA DE TIERRAS	266
5.2.1	CARACTERISTICAS DEL TERRENO	267
5.2.2	DETERMINACION DE LA CORRIENTE MAXIMA DE FALLA A TIERRA	268
5.2.3	DISEÑO PRELIMINAR DE LA MALLA	270
5.2.4	TENSIONES TOLERABLES	273
5.2.5	DETERMINACION DE LOS COEFICIENTES K_m y K_i	276
5.2.6	CALCULO DE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA	280
5.2.7	CALCULO DEL MAXIMO AUMENTO DE POTENCIAL DE LA MALLA	281
5.2.8	POTENCIALES DE TRANSFERENCIA	286
5.2.9	CORRECCIONES Y REFINAMIENTO DEL DISEÑO PRELIMINAR	288
	CAPITULO VI	
6	APARATOS DE MEDICION	291
6.1	TABLEROS DE CONTROL Y MEDIDA	316
6.1.1	TABLEROS DE MANIOBRA Y MEDIDA	317
6.1.2	EQUIPO	319
6.1.3	TABLERO DE PROTECCIONES	321
6.1.4	EQUIPO	322

CAPITULO I

1.- GENERALIDADES.

a. Introducción.

a.- Hasta hace 50 años aproximadamente, las redes eléctricas - funcionaron corrientemente como unidades separadas, empezaron como sistemas aislados, la demanda de considerables bloques de potencia y de mayor seguridad en el funcionamiento sugirió la interconexión de sistemas cercanos.

Las ventajas que se obtuvieron de esta interconexión son:

.- De tipo económico, debido a que se necesitan menor número de máquinas de reserva para atender las cargas de pico y a que - funcionan menor número de máquinas sin carga para tener en - cuenta las repentinas e inesperadas elevaciones del consumo. La reducción del número de máquinas se hace posible porque generalmente una parte del sistema puede pedir potencia adicional que necesite.

.- Permite el aprovechamiento de las fuentes de energía de manera más económica, pudiendo ser más barata para un sector - comprar energía que generarla en centrales anticuadas.

Los problemas que acarrea la interconexión se han resuelto en su mayor parte gracias a las experiencias prácticas de otros - países.

b.- Requerimientos Eléctricos Nacionales.

Realizando un análisis de los requerimientos de energía eléc-

trica en el Ecuador encontramos que el estado actual del servicio eléctrico en el país es:

- Disposición de servicio eléctrico: 40% de la población.
- Consumo específico por habitante:

Energía 148 kw-h/hab.

Potencia 54 W/hab.

En la actualidad la situación no ha cambiado significativamente allí está la razón de que nuestro país se ubique entre los últimos países de Sud-América en cuanto se refiere a la electrificación.

En base al crecimiento poblacional y a los diferentes programas de desarrollo de los diferentes sectores económicos del país, en el aspecto eléctrico se preveen hasta 1980, los siguientes índices:

a) Aumento del estado de electrificación, es decir llevar el servicio eléctrico hasta el 70% de los ecuatorianos.

b) Satisfacer todos los requerimientos de energía que demanda el sector industrial bruto crezca con una tasa no menor del 10%.

c) Llegar por lo menos a los siguientes índices de electrificación:

Energía 344 kw-h/hab.

Potencia 77 W/hab.

Con las consideraciones indicadas, consideramos que la deman -

da eléctrica para el servicio, crecerá con las siguientes tasas medias anuales:

Energía 14%

Potencia 13,4% (1971-1980)

El crecimiento del consumo puede muchas veces no estar controlado por las empresas eléctricas, pero a menudo, la facilidad de disponer de energía barata es un acicate para que el consumo se incremente en aquellas zonas donde esto ocurra, por lo tanto es deber de la Ingeniería Eléctrica el cálculo de la futura demanda de energía, con el objeto de que las Centrales Generadoras adecuadamente situadas y con un Sistema de Transmisión bien coordinado, flexible y eficaz, atienda esa demanda de manera adecuada.

1.1 OBJETO

El presente trabajo lleva como objetivo fundamental exponer factores y criterios suficientes para la obtención de un adecuado diseño de una Subestación de Extra Alto Voltaje.

A fin de cumplir con este objetivo, se presentan diversas consideraciones para el diseño de una de las alternativas del seccionamiento Electromecánico del Sistema de Transmisión Paute-Guayaquil, en la Subestación "El Tambo", así como el transporte de energía generada en la Cola de San Pablo a los Centros de consumo de Guayaquil y Cuenca.

Creemos de notable conveniencia realizar un análisis a esta

alternativa del Sistema Paute-Guayaquil, al intercalar la Subestación porque constituye una de las primeras instalaciones de Extra Alto Voltaje que se proyecta realizarse en el país, además se suman características especiales de tipo metereológicoy determinantes de la real situación que permten la presentación de factores que influyen en el Diseño de una Subestación, así como también en su comportamiento.

A través de todo este aporte, se trata de presentar informaciones adecuadas relacionadas con los diferentes tópicos considerados en el diseño. No pretendemos que los resultados aquí obtenidos sean rigurosamente definitivos, pero pueden ser lo suficientemente satisfactorios.

Puede decirse que no existiendo en el país ninguna instalación de Extra Alto Voltaje que pudiera dar experiencia práctica en lo que a factores que afectan se refieren, además considerando la ausencia de Normas reguladoras de Diseños aquí en el país, se han tomado como guía, criterios relacionados con temas que se han obtenido de escritos, libros y consultas de técnica especializada de países que tienen alguna experienciaen este campo de la Electricidad.

Para lograr un diseño definitivo de una Subestación de este tipo, se hacen necesarios estudios más rigurosos que deben

realizarse con ayuda de Computadoras y Analizador de Transitorios, Métodos que no son alcanzables en este trabajo.

1.2 CARACTERISTICAS GENERALES DE LA SUBESTACION

1.2.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA DONDE SE LOCALIZA

El Sistema de la Cola de San pablo será la Principal fuente de alimentación en la denominada Zona Centro-Sur que comprende de las provincias de Cañar y Azuay principalmente, con una capacidad final de 1350 MW. (en 1990) ha construirse en diferentes etapas.

El mayor aprovechamiento de este sistema se localiza para la Zona del Guayas y Los Ríos. A manera de alternativa para el suministro de energía para el área de Cuenca, se propone la localización de una Subestación en el tramo de la línea Paute-Boliche, a la altura del lugar denominado "El Tambo", esta Subestación permitiría:

1) Alimentar a Cuenca a partir de esta Subestación.
2) Seccionamiento electromecánico de la línea Paute-Boliche.
3) Posibilidad ed interconexión a fin de cerrar un anillo nacional.

Número de Circuitos:	2
Número de fases:	3
Conductores por fase:	1
Calibre:	556,5 MCM.
Formación:	26/7 Aluminio/Acero
Clave:	DOVE
Tipo:	A.C.S.R.

c) HILO DE GUARDIA

Diámetro:	3/8 "
Material:	Acero galvanizado
tipo:	High Strength
Número de hilos:	1

1.2.4 SISTEMAS A INTERCONECTARSE

a) Sistema Centro-Sur.

b) Sistema Guayas-Los Ríos.

1.3 CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES GEOGRAFICAS DEL LUGAR

La localidad donde se sitúa la Subestación "El Tambo", posee las siguientes características:

Zona local:

Zona Interandina

Provincia del Cañar

Latitud Sur 2°31'

Longitud W. 79°55'

Altitud: 2960 m.s.n.m.

Condiciones Metereológicas:

Clima Mesotérmico-Húmedo

Humedad mínima 55%

Humedad máxima 99%

Temperaturas:

Mínima 0,5°C

Media 14,6°C

Máxima 29°C

En el área del Cañar no existen mayor número de estaciones metereológicas, pues son escazas, para este estudio se han considerado las condiciones metereológicas más desfavorables registradas entre los años 1971 y 1975, logicamente en estaciones más cercanas al sito elegido.

Velocidad del viento:

Estación Cañar

Velocidad Máxima: 49 Km/h.

Velocidad Media: 13 Km/h.

Velocidad Admitida: 90 km/h.

Contaminación atmosférica: No hay contaminación en el lugar donde se proyecta la Subestación "El Tambo".

Presión atmosférica:

530 mm Hg. a 30°C

Densidad relativa del aire: δ

$\delta = 0,685$

Calidad del terreno: pedregoso.

Nivel Ceraúnico:

Ante la escacez de datos registrados en nuestro país en lo que a niveles ceraúnicos se refiere y considerando la importancia de dicho parámetro, se convino en tomar el valor medio de los diferentes valores ceraúnicos que se lograron ob

tener de diversas fuentes de información, como las que se indican:

a) Valor medio ceraúnico reportado INMH 30.

b) Mapa de niveles isoceraúnicos a escala mundial 20.

c) Estudio de factibilidad del proyecto Paute 30.

e) Mapa tentativo de niveles isoceraúnicos en América del Sur, elaborado por el CIER 30-50.

Nota.- la unidad de medida es días tormentosos/año.

Poblaciones y Vías de acceso:

El Tambo	parroquia
Paute	"
Cañar	cabecera cantonal
Biblián	"
Azogues	capital provincial
Cuenca	"

La subestación se localiza en el área vecinal a la parroquia El Tambo, lugar situado aproximadamente a 66 km. del sitio de la casa de máquinas de la Cola de San Pablo y a pocos kilómetros de las poblaciones más importantes de la zona.

En lo que a vías se refiere, puede citarse:

a) Caminos de dos vías de afirmado sólido, pavimentado y transitable en todo el tiempo.

b) Caminos vecinales para transitar en jeep y otros pequeños anexos sólo transitables en buen tiempo.

c) Vía férrea de trocha normal de 107 cm, perteneciente a la línea Sibambe-Cuenca.

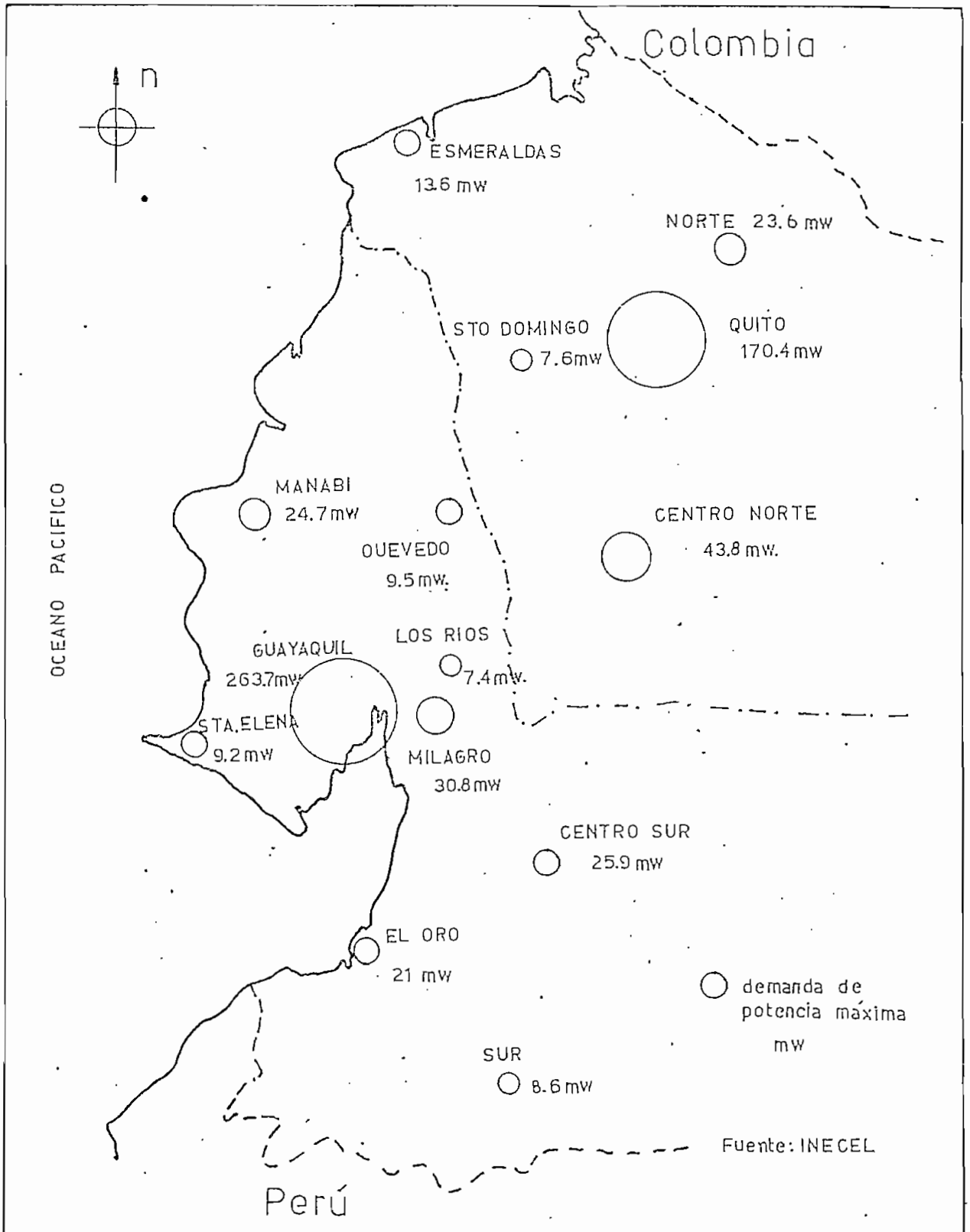
d) En Cuenca el aereopuerto .

1.4 INFORMACION DE LAS CARACTERISTICAS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (DESARROLLO PARA 1990).

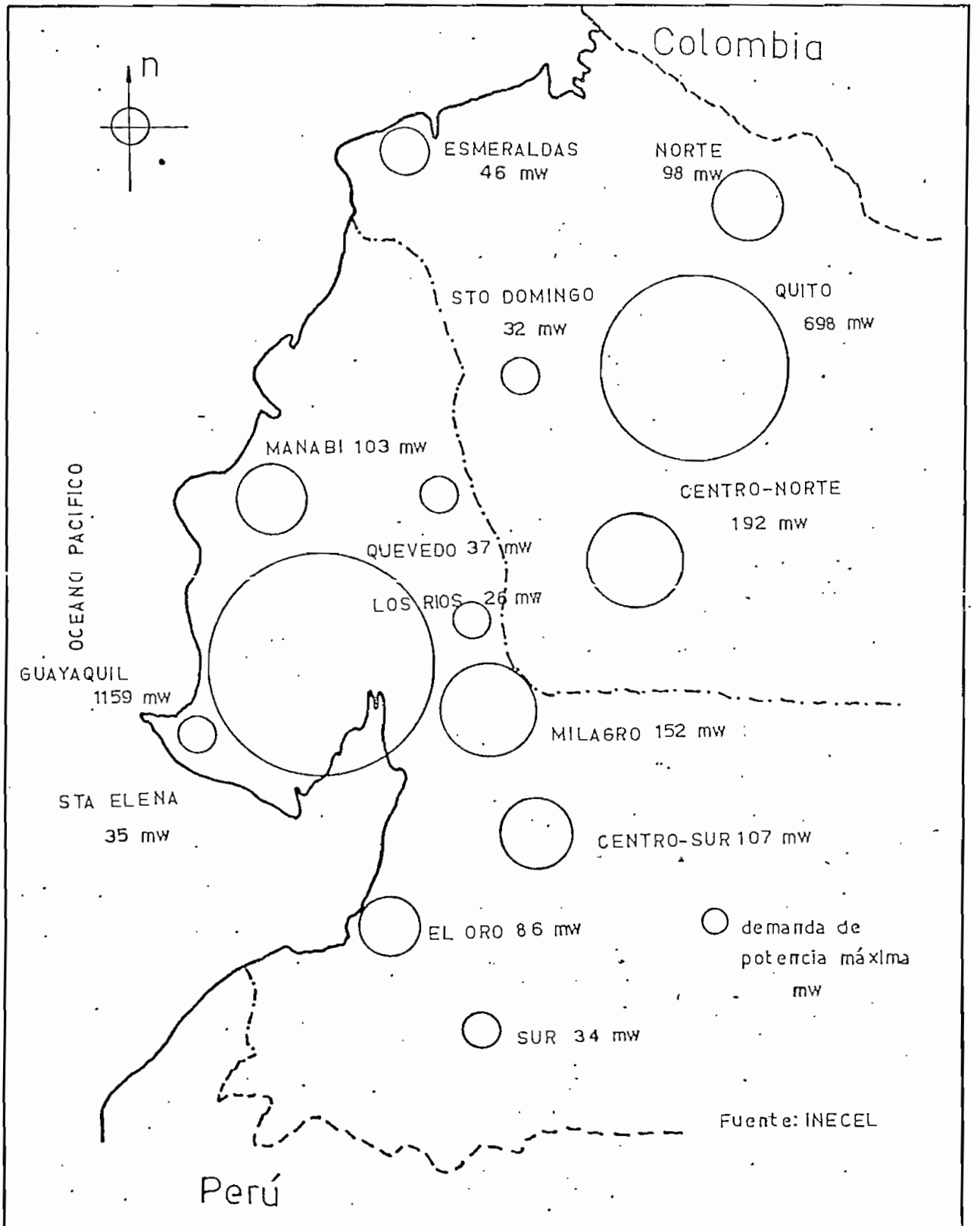
En las informaciones presentadas en los cuadros que se presentan a continuación, se pueden apreciar los datos y características más relevantes de la constitución del Sistema Nacional Interconectado.

A más de dar una visión global del Sistema, se aplicarán estos datos en los cálculos de las corrientes de Cortocircuito, en la proyección de la capacidad de Transformación, etc..

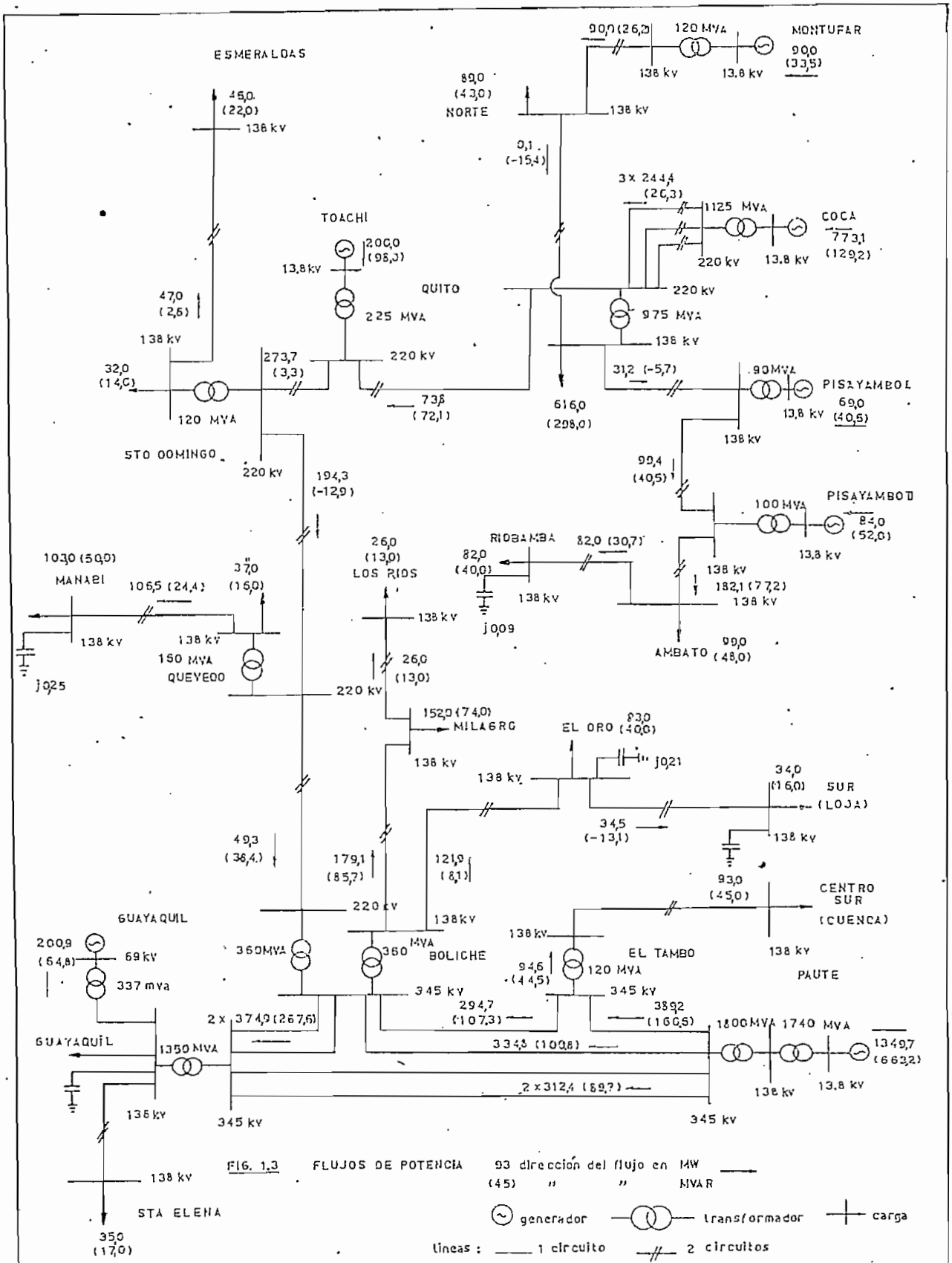
Cabe señalar como principal fuente de información El Informe N°25 del Estudio Elétrico del Sistema Nacional Interconectado realizado por INECEL, en Baden en Enero de 1973.



E P N.	SISTEMA NACIONAL	DEMANDAS DE POTENCIA MAXIMA 1980	FIG Nº 1.1



E P N	SISTEMA NACIONAL	DEMANDAS DE POTENCIA MAXIMA 1990	FIG 1.2



Sistema nacional interconectado	Esquema de Transmisión 1.990	Fuente: INECEL E.P.N. oct/75

SISTEMA NACIONAL

Aportes de potencia de los centros generadores

(caso de máxima demanda mW)

CENTRO DE GENERACION	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
PISAYAMBO I	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
PISAYAMBO II	-	-	-	-	-	84	84	84	84	84	84	84
MONTUFAR	90 (2)	90(2)	90(4)	90(5)	90	90	90	90	90	90	90	90
TOACHI	-	-	-	-	200	200	200	200	200	200	200	200
PAUTE	200(1) 200(2)	200(1) 200(2)	400(3) 400(4)	400(3) 400(5)	400	400	400	775	1150	1350	1350	1350
COCA	-	-	-	-	-	-	250	250	250	250	925	925
SANTO DOMINGO (TERMICA)	-	30 (1) - (2)	- (3) 30 (4)	30 (3) - (5)	-	-	-	-	-	-	-	-
GUAYAQUIL (Térmica)	234	272(1) 234(2)	228(3) 266(4)	261 (3) 223(4)	212	250	212	212	201	201	201	201
MANABI (Térmica)	-		13,6 (4)	13,6 (3)	-	-	-	-	-	-	-	-
QUITO (Hidráulico)	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
NORTE (Hidráulico)	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
CENTRO-NORTE (HIDRAULICO)	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
CENTRO-SUR (HIDRAULICO)	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14

Notas: (1) En 1979 opera Paute I y la interconexión

(2) En 1979 operan Paute I y Montúfar con o sin interconexión

(3) En 1981 opera Paute II, desde 1979 opera Paute I y la interconexión

(4) En 1981 operan Paute I, Montúfar y la interconexión

(5) En 1982 operan Paute I, Paute II, Montufar y la interconexión

CUADRO N°1.A
FUENTE: INECEL

CUADRO 1.B SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES

(DESARROLLO PARA 1990)

CENTRAL	POTENCIA INSTALADA MVA.	VELOCIDAD RPM.	X'd REACTANCIA TRANSITORIA pu	X"d REACTANCIA SUBTRANSITORIA pu
Montúfar	3 x 35,3	600	0,29	0,193
Coca	11 x 58,8	514	0,30	0,195
	5 x 88,3	400	0,31	0,195
Toachi	4 x 58,5	514	0,30	0,201
Pisayambo I	2 x 40,6	514	0,30	0,206
Pisayambo II	2 x 49,3	400	0,31	0,201
Paute	8 x 58,8	514	0,30	0,203
	8 x 88,3	400	0,31	0,203
	2 x 117,5	360	0,30	0,203
	2 x 88,3	400	0,31	0,203
T. Guayaquil	3 x 62,5	3600	0,24	0,150
	1 x 38,3	3600	0,19	0,150

CUADRO 1.C SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE LAS LINEAS

(DESARROLLO PARA 1990)

LINEA	N°DE TERNAS	LONGITUD Km.	VOLTAJE KV.	IMPEDANCIA DE SECUENCIA + = IMPEDANCIA DE SECUENCIA - 10^{-3} pu	IMPEDANCIA DE SECUENCIA 0 10^{-3} pu
Montúfar - Quito	2	130	138	35,8+j169,7	223,7+j871,78
Coca - Quito	3(2)	190	220	7,3+j74,4	108,8+j445,75
Quito - Pisayambo I	2	107	138	29,5+j139,7	184,16+j717,54
Pisayambo I - Pisayambo II	2	18	138	5,0+j23,5	30,98+j120,70
Quito - Toachi	2	70	220	2,7+j27,41	40,11+j164,22
Toachi - Boliche	2	270	220	10,4+j106,1	154,73+j663,43
Guayaquil - Boliche	2	30	345	0,4+j8,0	5,60+j27,23
T.Guayaquil-Guayaquil	1	31	138	0,0+j77	0,00+j253,40
Paute - Boliche	1	156	345	2,5+j40,0	29,14+j141,62
Paute - El Tambo	1	66	345	1,1+j16,9	12,32+j59,91
El Tambo - Boliche	1	90	345	1,4+j23,1	16,81+j81,70
El Tambo - Cuenca	2	60	138	16,6+j78,4	103,27+j402,36
Paute - Guayaquil	2	186	345	3,0+j47,7	34,74+j168,86

CUADRO 1.D SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES

(DESARROLLO PARA 1990)

SUBESTACION	VOLTAJES KV.	CAPACIDAD MVA.	N°DE FASES	REACTANCIAS %X
Montúfar	13,8/138	3 x 40	3	9,16
Coca	13,8/220	5 x(3 x 60)	1	1,39
		1 x(3 x 75)	1	5,55
Toachi	13,8/220	3 x 75	3	5,55
Quito	220 /138	1 x(3 x 75) (*)	1 (**)	4,00
		2 x(3 x125) (*)	1 (**)	1,20
Pisayambo I	13,8/138	2 x 45	3	13,88
Pisayambo II	13,8/138	2 x 50	3	12,50
Guayaquil	345 /138	3 x(3 x150)	1 (**)	0,92
	69 /138	3 x(3 x 40)	1	3,70
Boliche	345/220	3 x(3 x 40) (*)	1	3,06
	345/138	3 x(3 x 40)	1	2,50
El Tambo	345/138	3 x 40	3	0,91
Paute	13,8/138	4 x (3 x 40)	1	2,60
	13,8/138	2 x (3 x 60)	1	3,46

Paute	13,8/138	2 x (3 x 100)	1	1,39
	138/345	3 x (3 x 200)	1	0,69
		5 x (3 x 60)	1	1,39

NOTAS.- 1) Para los transformadores se han considerado los siguientes valores de reactancias (En sus propias bases)

CAPACIDAD	% X
Hasta 100 MVA.	11,0
Más de 100 MVA.	12,5
Autotransformadores	9,0

2) Los cálculos de las reactancias para los bancos de transformadores se han realizado empleando la siguiente fórmula:

$$\%\,X_{\text{Base Nueva}} = \%\,X_{\text{Base dada}} \frac{\text{KVA base nueva}}{\text{KVA base dada}}$$

3) En el caso de transformadores las tres reactancias secuenciales pueden considerarse iguales.

* Autotransformadores.

** Instalación eventual.

CAPITULO II

2.1 DISEÑO ELECTRICO.

2.1.1 INTRODUCCION.

- En el presente desarrollo se realizará una revisión de los diferentes esquemas de barras que se usan normalmente. Si bien se conocen la mayoría de los esquemas, es interesante analizar y cuantificar los riesgos que para la seguridad del sistema - presentan las diferentes disposiciones de barras.

Este enfoque da resultados de estudios efectuados y analiza - las necesidades a satisfacer en los proyectos de barras de subestaciones. También se adjuntan las ventajas y desventajas de los diferentes esquemas de barras. tratando de determinar el - costo de cada una de ellas.

La Ingeniería de Subestaciones requiere a menudo recomendar a las Compañías de Explotación Eléctrica, esquemas que se adapten a un sistema en situaciones particulares. Para llevar a cabo esta función es esencial que se conozcan los factores que afectan a los diferentes esquemas.

Refiriéndose a costos, se han tomado precausiones ya que se emplearán valores estimativos en los diferentes esquemas, puesto que no existe una base común de estimación ya que ningún país ha construído todas las disposiciones. Además en materia de - protección las exigencias varían notablemente de un país a - otro y éstas tienen una influencia apreciable en el costo de -

transformadores de corriente y protección.

2.1.2 Disposición de Barras.

En este punto se dan a conocer las diferentes disposiciones para una Subestación que se compone de varias líneas y transformadores, así como su utilización mas común en algunos países.

Las disposiciones de Subestaciones utilizadas en sistemas de alto voltaje y extra elto voltaje son:

1.- Barra simple seccionada
2.- Barra principal y barra de transferencia
3.- Doble barra y un solo breaker
4.- Doble barra principal y barra de transferencia
5.- Anillo
6.- Uno y medio breaker
7.- Doble barra principal, doble breaker

El esquema de barra simple ha sido utilizado en Estados Unidos y Europa, siendo aún favorable en muchas compañías. El esquema de barra principal y de transferencia ha sido usado en todas partes del mundo. El esquema de doble barra y un solo breaker-sin By-pass se usa en los sistemas de 400 KV. de URSS; pero esta disposición también es utilizada en algunas compañías de Estados Unidos acompañando al Breaker con un By-pass, en el Bra-

sil se usa en las instalaciones de 345 KV.

- El esquema de doble barra principal con barra de transferencia es muy popular en los países Europeos. La mayoría de Subestacio Alemanas de 380 KV. son de este tipo.

El esquema de barra en anillo se usa ampliamente en EE. UU., Canadá y URSS.

El esquema de Uno y Medio breaker es definitivamente la tendencia actual para subestacione de 345 KV. y 500 KV. en los EE.UU.

El esquema de doble barra y doble breaker se ha estandarizado para instalaciones de 500 KV. en las URSS., además se está instalando en la mayoría de instalaciones de 500 KV. al suroeste de los EE.UU.

2.1.3 FACTORES QUE AFECTA EN DISEÑO DE UNA SUBESTACION

para tratar de determinar las ventajas de un tipo de arreglo sobre otro, es necesario considerar los principales aspectos a satisfacer, tomando en cuenta el hecho de que éstos pueden ser contradictorios, como por ejemplo la disminución de costos con la máxima flexibilidad de operación.

Para llegar al arreglo mas conveniente, se han establecido factores que necesariamente deben examinarse, los cuales son:

a) Continuidad de servicio

La continuidad de servicio implica una confianza total en el buen estado de la Subestación o una Filosofía de planificación que acepta que ninguna Subestación es totalmente segura y libre de fallas periódicas.

La capacidad de dar un servicio contínuo y aceptable es de gran importancia sin embargo el grado de continuidad debe estar relacionado con los requerimientos de la carga. El rango de la carga puede considerarse desde plantas industriales tales como fábricas de papel o tejidos donde una fluctuación de voltaje puede causar grandes pérdidas económicas, o fábricas donde pérdidas de servicio por 20 minutos pueden poner en peligro equipos completos; hasta cargas de tipo rural y doméstico donde pérdidas de servicio pueden tolerarse.

En cuanto al comportamiento de una Subestación en el sistema, puede considerarse que si es una Subestación de un sistema fuertemente interconectado, la pérdida total de la Subestación puede únicamente determinar una fluctuación sobre el sistema. En un sistema como el anterior las líneas de transmisión o parte de una Subestación pueden salir del servicio por construcción o mantenimiento sin afectar seriamente al servicio.

El algunos sistemas sin muchas interconexiones, las líneas de extra-alto voltaje deben desconectarse durante períodos de car

ga mínima para regulación de voltaje y control de flujo reactivo. En otras Subestaciones, aún cortas interrupciones no pueden permitirse debido a que un problema de segunda contingencia puede determinar consecuencias desastrosas.

b) Factores de mantenimiento.

Hay necesidad en la operación de una Subestación la realización de mantenimiento ya sea debido a un plan previsto o debido a una emergencia sin perjudicar los requerimientos de continuidad de servicio. La importancia de este aspecto es dependiente de la filosofía de planificación del sistema y del conocimiento, por experiencia de la confiabilidad del equipo.

b.1) Influencia del mantenimiento en la continuidad del sistema.

En general, el efecto de una desconexión prevista para mantenimiento de rutina no es peor que el efecto que produce en cualquier momento una falla, a excepción de las desconexiones realizadas cuando la carga del sistema es reducida y el riesgo probable menor. Debe preveerse, por otro lado el efecto de una falla durante una desconexión por mantenimiento.

b.2) Facilidades para mantenimiento.

La facilidad de mantenimiento de barras depende del número de alternativas de conexión posibles. Hay disposiciones de barras

en las cuales es posible mantener las líneas con servicio aún durante el mantenimiento de disyuntores, esto determina que- en estas disposiciones se aumenten los disyuntores, a pesar - del aumento de disyuntores, se puede lograr una economía importante, siempre que estos puedan ser mantenidos y reparados rá= pidamente. Esto puede lograrse ya sea contando con equipos - de mantenimiento adecuados o utilizando interruptores de potencia de fácil desmontaje que pueden remplazarse por una unidad- de repuesto durante un corto tiempo.

c) Facilidades operacionales.

Para la repartición adecuada de la carga es necesario contro - lar las cargas activas y reactivas bajo todas las condiciones- de explotación del sistema, por ejemplo puede ser necesario dividir la Subestación en zonas que podrían llamarse fuente-carga a fin de conseguir la regulación apropiada o el control de flujo de carga.

El equipamiento de los circuitos de carga debe realizarse de - modo de dar el mejor control en condiciones normales y de emergencia.

001695

d) Simplicidad de diseño y protección.

Las conexiones eléctricas deberían ser simples, usando en lo -

posible modelos simétricos y repetitivos. Esto reducirá la posibilidad de fallas por operación a un mínimo y determinará que los enclavamientos o bloqueos sean simples.

En lo que a protección se refiere, los esquemas de relés deberían dar una protección adecuada mediante uso de esquemas simples; mientras mayor sea el número de interruptores que debanser operados en caso de fallas, mas complejos resultarán los esquemas de protección.

La simplicidad de disposición de barras y equipos de una Subestación determinan que las maniobras de los operadores seanmas fáciles, pues en disposiciones complicadas hay mas oportunidades para que se cometan errores por parte de operadores, constructores o técnicos en relés. Todas estas maniobras equivocadas surgen a pesar de todos los esfuerzos puestos por las compañías, sean a través de programas de entrenamiento, de procesos de operación seguros, de estadísticas de chequeo, etc.

e) Ampliaciones futuras.

La necesidad de hacer ampliaciones en una Subestación no siempre esta previsto pero esto constituye un requerimiento casiinvariable. En algunos casos el tamaño definitivo y los requerimientos para la instalación pueden preveerse. En la mayoría de casos, sin embargo y especialmente en países en desarrollocomo Ecuador es casi imposible predecir los requerimientos fu-

turos. Es importante seleccionar una disposición que pueda - ser fácilmente ampliada.

El diseño debería permitir futuras ampliaciones y modificaciones a un mínimo costo y con reducida interrupción del servicio. Pero bajo algunas circunstancias ninguna interrupción puede tolerarse y será necesario tomar medidas para ampliaciones a partir de las etapas iniciales de una Subestación.

f) Costos.

Este es el factor más difícil de considerar, es evidente que el mejor proyecto no es el que resulta mas barato. Sin embargo el costo de una Subestación esta formado por el costo inicial, más el costo que significa la imposibilidad de alimentar a los consumidores o la imposibilidad de utilizar la producción en la - forma mas económica y durante toda la vida de la instalación. - Cualquier desición a tomar para elaborar un diseño particular - debe considerar no solo aspectos técnicos sino también aspectos económicos teniendo en cuenta las diferentes alternativas a estudiarse. Cualquier disminución de costos por la sola razón de disminuir gastos iniciales ha resultado ser tarde o temprano de safortunada.

Las evoluciones de costo y estudios económicos estan siempre variando para la Ingeniería particularmente en países en desarrollo. En nuestro país habrá que considerar dos realidades opues

tas:

1.- El dinero es necesario para diferentes aspectos de desarrollo, este debe gastarse muy sabiamente, así por ejemplo si algunos elementos de equipo no se necesitan de inmediato, no deberían adquirirse pues quedarían sin utilización.

2.- Ya que es difícil predecir requerimientos futuros de Subestaciones, medidas generosas deben ser tomadas para modificaciones futuras, y ampliaciones, aun cuando esto signifique mayor inversión de capital.

2.1.4 CARACTERISTICAS DE LOS ESQUEMAS TIPICOS DE SUBESTACIONES

Con los diferentes esquemas que han sido listados y con la ayuda de los factores que afectan el diseño de una Subestación se analizará de manera general las diferentes disposiciones. Hay que aclarar que este análisis no cubre todas las posibles variaciones que se pueden lograr mediante combinaciones de los diferentes tipos de disposiciones.

1.- Barra simple seccionada (Fig. 2.1.)

Esta disposición esta basada originalmente en el esquema de barra simple, la misma que posee idénticas características como las que a continuación se analizan.

La continuidad depende de la barra, con el empleo del disyuntor

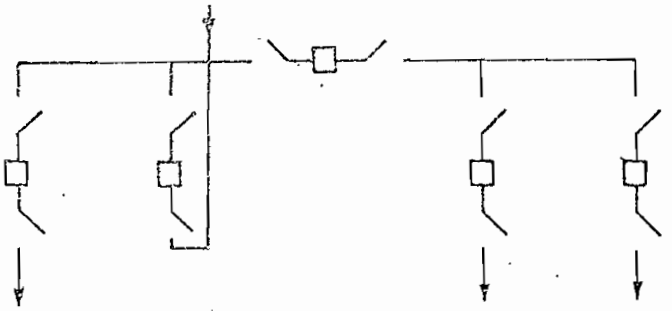


FIG Nº 2.1

BARRA SIMPLE

SECCIONADA

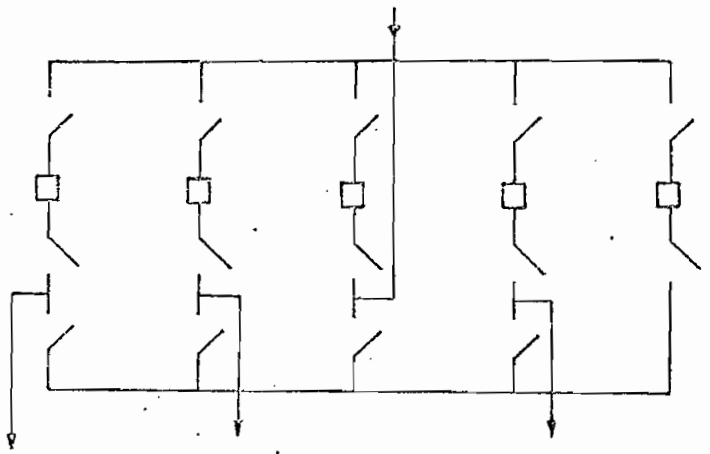


FIG Nº 2.2

BARRA PRINCIPAL

Y BARRA DE

TRANSFERENCIA

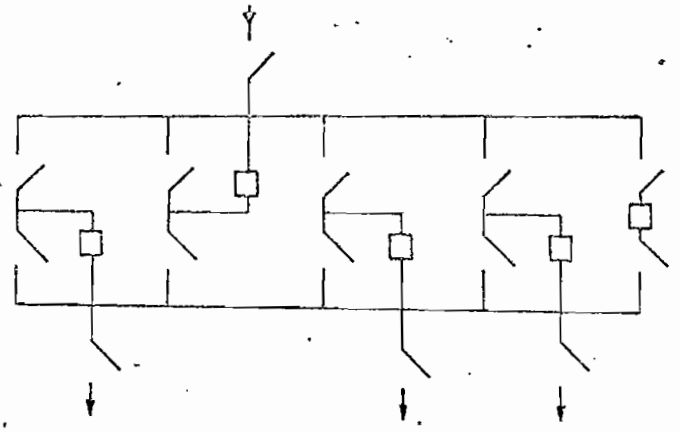


FIG Nº 2.3

DOBLE BARRA Y

UN SOLO BREAKER

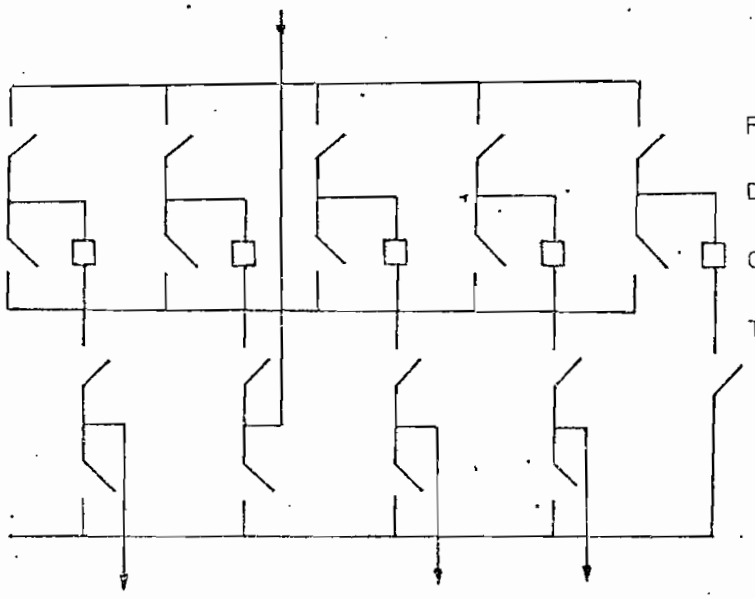


FIG Nº 2.4

DOBLE BARRA PRIN-

CIPAL Y BARRA DE

TRANSFERENCIA

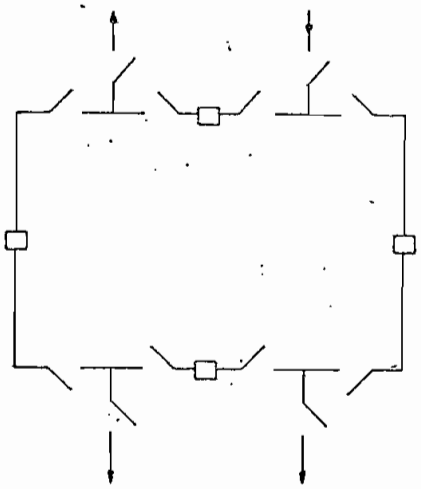


FIG Nº 2.5

ANILLO

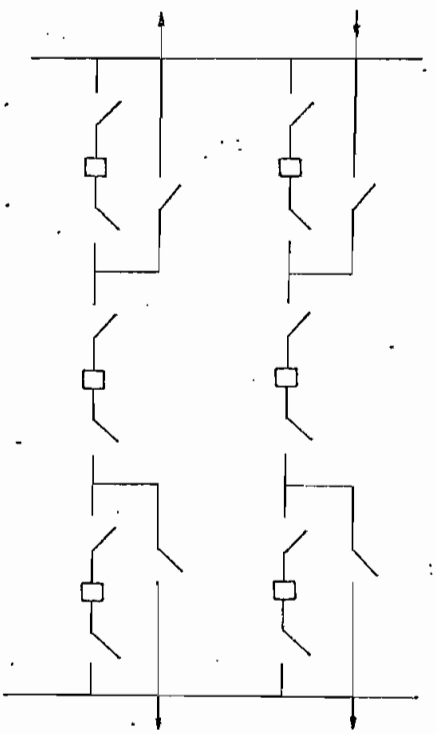


FIG Nº 2.6

UNO Y MEDIO BREAKER

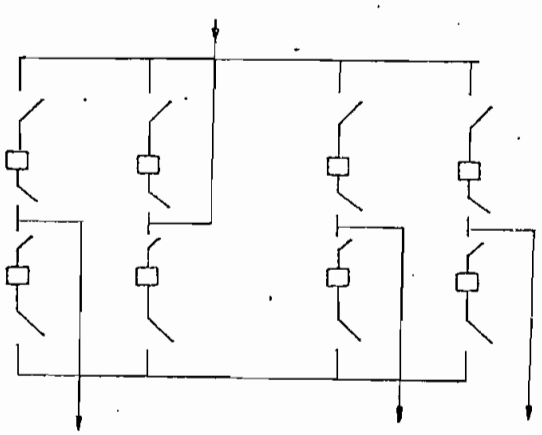


FIG Nº 2.7

DOBLE BARRA

PRINCIPAL

DOBLE BREAKER

seccionador de barra se reduce la posibilidad de perder el servicio en toda la Subestación.

Los alimentadores se localizan a un lado y otro de la barra - dando una continuidad razonable aunque con posible reducción - de la carga.

En cuanto a mantenimiento, cualquier sección de la barra puede sacarse del servicio sin afectar el resto de la Subestación; - cuando dos o mas alimentadores son utilizados en paralelo, el mantenimiento en el disyuntor y en la barra pueden llevarse a cabo sin limitar la alimentación.

La división de la barra da la posibilidad de dividir el sistema de tal forma que ayuda a mantener el nivel de falla bajo durante ciertas condiciones.

Evidentemente el diseño del sistema es simple y análogamente - la protección, pero al utilizar la barra en su totalidad la protección de zona de barra debería emplearse, y esto puede complicar y encarecer la disposición.

Esta disposición puede ampliarse facilmente sin suspender el - servicio de una forma total.

En cuanto al costo, esta disposición es la menos cara.

Concluyendo, este tipo de esquema es el más común de las Subestaciones menos importantes, se usa particularmente con alimentación desde un anillo o desde un alimentador doble. Muchas Compañías usan esta disposición para la mayoría de sus subestaciones hasta 130 KV.

2.- Barra principal y barra de transferencia. (Fig. 2.2)

La continuidad de toda la Subestación depende de la barra principal; un disyuntor cualquiera puede reemplazarse por el disyuntor de transferencia.

A ventaja al esquema anterior en que, permite hacer mantenimiento en un disyuntor, con la línea energizada, ya que este disyuntor es reemplazado por el de transferencia a través de la barra de transferencia. No permite un mantenimiento sobre la barra - principal.

El diseño es simple, pero debe tomarse cuidado en la operación de aislar un elemento de la subestación, mediante bloqueos y enclavamientos adecuados. El esquema se complica por la necesidad de proteger el disyuntor de transferencia, debido a que éste debe ser capaz de sustituir a cualquiera de los disyuntores.

Las maniobras de operación son flexibles gracias al automatismo del equipo, facilitando el mantenimiento y la operación.

Para realizar ampliaciones en esta disposición, se requiere de suspenciones de servicio de tiempo reducido, es decir relativamente es ampliable.

Esta disposición es popular en EE.UU. Este esquema puede tener mas garantías si utilizamos un disyuntor para dividir la barra principal.

3.- Doble barra principal y un solo breaker (Fig.No. 2.3.)

Esta disposición es conocida como de barra duplicada. Pues la otra barra funciona como una segunda barra a la cual se pueden conectar cualquier circuito o todos los circuitos sean que entren o salgan. En caso de falla en la barra en operación la continuidad puede fácilmente restaurarse.

El mantenimiento de cualquiera de las barras puede realizarse sin interferir el servicio, pero para hacer mantenimiento en un disyuntor se requiere sacar de servicio el circuito correspondiente, sin embargo esto puede mejorarse con el uso de un seccionador by-pass instalado junto con cada disyuntor del circuito.

En este tipo de Subestación, que básicamente consiste de dos partes, un cambio de carga de una barra a otra puede realizarse fácilmente, para esto se requiere un disyuntor de acople.

Como se anotó la simetría favorece para los enclavamientos correctos que deban aplicarse y a las maniobras de aislamiento.

- La protección es simple, con excepción de la zona de barra, ya que se requiere un esquema separado y complicado para la protección de la barra. El esquema de relés del breaker de acople se complica ya que debe ser capáz de sustituir a cualquier breaker.

Esta disposición puede sujetarse a ampliaciones sin interrumpir el servicio por períodos demasiado largos.

En esta disposición se nota un aumento de los elementos de protección, tales como relés, con lo cual el costo deberá analizarse detenidamente.

4.- Doble barra principal y barra de transferencia. (Fig. 2.4)

Este esquema combina las características de los dos esquemas anteriores, por ejemplo, mejora la continuidad de servicio y el control operacional.

Es muy flexible porque las barras pueden dividirse para cualquier combinación deseada fuente-carga. Esta flexibilidad es muy importante en estaciones generadoras, sin embargo no es tan importante en subestaciones de interconexión.

El mantenimiento de los disyuntores y en las barras pueden rea-

lizarse sin perder la continuidad en las líneas, con esta disposición una falla en el disyuntor o en la barra puede provocar interrupciones de corta duración.

El costo es comparable con la disposición de doble barra con un solo breaker y seccionador by-pass.

Este esquema es muy utilizado en subestaciones de 380 KV. en Alemania y en las de 400 KV. en Gran Bretaña, en Europa es muy popular debido a su reducción en el espacio que ocupan cuando se utilizan seccionadores tipo pantógrafo.

5.- Anillo. (Fig. 2.5)

Naturalmente un anillo es una disposición totalmente cerrada , en la cual todos los disyuntores estan en servicio, la continuidad es muy buena ya que cada circuito tiene dos fuentes de alimentación; sin embargo, si hay una falla mientras un disyuntor está abierto una parte de anillo puede salir del servicio. Una disposición ideal es colocar los circuitos de entrada y salida alternativamente. Cualquier disyuntor puede sacarse para el mantenimiento sin interrumpir el servicio o realizar alguna maniobra previa.

Como cada disyuntor esta asociado con dos alimentadores las conecciones de los T.C. son mas complicadas y las dificultades de protección crecen a medida que crece la relación corriente-

de barra o corriente de línea; se necesita T.C. a los dos lados del disyuntor; no se puede hablar de una protección de la zona de barra ya que esta zona cae dentro de las zonas de los alimentadores. Esta disposición en anillo, donde cada disyuntor puede estar en dos zonas de protección conducen a esquemas complicados.

Las ampliaciones son difíciles de realizarlas, pues es necesario una suspensión total del servicio.

Para esta disposición no es recomendable incluir mas de seis circuitos en un solo anillo. Para una subestación con un gran número de circuitos puede usarse dos anillos interconectados o un esquema de uno y medio breaker.

6.- Uno y medio breaker. (Fig. 2.6)

La disposición del uno y medio breaker determina un nivel alto de continuidad comparado con los otros esquemas ya analizados, las fallas en las barras no causan ninguna interrupción del servicio, las fallas en los disyuntores asociados a las barras sacan del servicio un solo circuito, no así los disyuntores comunes a los circuitos, esta disposición suministra una exelente confiabilidad para la segunda contiengencia, esto es, la presencia de dos problemas coincidentes en la Subestación.

En cualquier momento uno de los elementos considerados como ba-

rras pueden sacarse para mantenimiento de igual forma con los- disyuntores, aunque no se interrumpe el circuito, la seguridad se reduce.

La protección es más complicada debido a que el disyuntor central debe abrirse para fallas en cualquiera de los circuitos - asociados, por lo tanto, se requieren T.C. a los dos lados del disyuntor. Sin embargo, las maniobras de esta disposición son simples y su flexibilidad es aceptable.

Esta disposición debido a su forma modular tiende y facilita - los planes de ampliaciones.

El único factor contra este esquema es su costo relativamente- alto, respecto al esquema siguiente el costo puede reducirse de bido a la utilización de uno y medio breaker por circuito.

La mayoría de Subestaciones de extra alto voltaje en el Canadá y EE.UU. emplean este diseño. La principal razón para esta tendencia es que con elevados voltajes y grandes capacidades de - las líneas el aspecto continuidad de servicio viene a ser más crítico.

7.- Doble barra principal con doble Breaker (Fig. 2.7)

Esta disposición da máxima continuidad de servicio, siempre -

que la subestación sea adecuadamente concebida para su construcción y que se emplee la protección de la zona de barra.

El mantenimiento puede realizarse en cualquier disyuntor sin interrumpir el servicio en el circuito correspondiente.

En cuanto a la protección, con excepción de la zona de barra, los esquemas de relés vienen ha ser complicados.

Las ampliaciones pueden hacerse sin interrumpir el servicio.

El costo es muy alto y sólo se justifica para subestaciones principales de alto voltaje o para aquellas cargas notablemente importantes. Esta disposición puede limitarse a cierta clase de circuitos, dependiendo de su importacia o de su exposición, en cambio el resto de circuitos pueden tener un sólo breaker y un seccionador para seleccionar la otra barra.

2.1.5 SELECCION DEL ESQUEMA

a) La confiabilidad

Por un lado las Subestaciones juegan un papel significativo para mantener la confiabilidad del sistema, pero por otro lado, analizando sistema importantes tanto por su capacidad, por su operación y por su localización misma, estadísticamente puede-

determinarse que un significativo número de perturbaciones en los sistemas se inician en las subestaciones.

Tomando en cuenta en el valor de la funcionabilidad del Sistema es útil y aconsejable hacer un análisis de la misma, considerando que:

- Podemos realizar este análisis de confiabilidad en cualquier esquema de barras.

- El factor básico para este análisis son los datos estadísticos de funcionamiento de las diferentes partes componentes de una instalación.

- El conjunto de fallas consideradas determinan notablemente el grado de funcionabilidad.

b) Criterios adoptados para determinar el grado de funcionabilidad.

Debe aclararse que este factor de confiabilidad, no es un simple número comunmente definido como probabilidad del sistema para realizar funciones determinadas bajo condiciones y períodos de tiempo específicos. Mas bien el término confiabilidad será usado en un sentido mas amplio,digamos de:

1.- Capacidad de superar fallas tanto externas como internas a

la subestación.

2.- Flexibilidad, tal que, se pueda hacer mantenimiento, a fin de mantener la barra u otro equipo en condiciones aptas para entrar en servicio, sin perjudicar la continuidad.

3.- Tener en cuenta la potencia fluctuante total de la subestación dentro del sistema y la potencia de cada línea que llega o sale con relación a la potencia de la subestación.

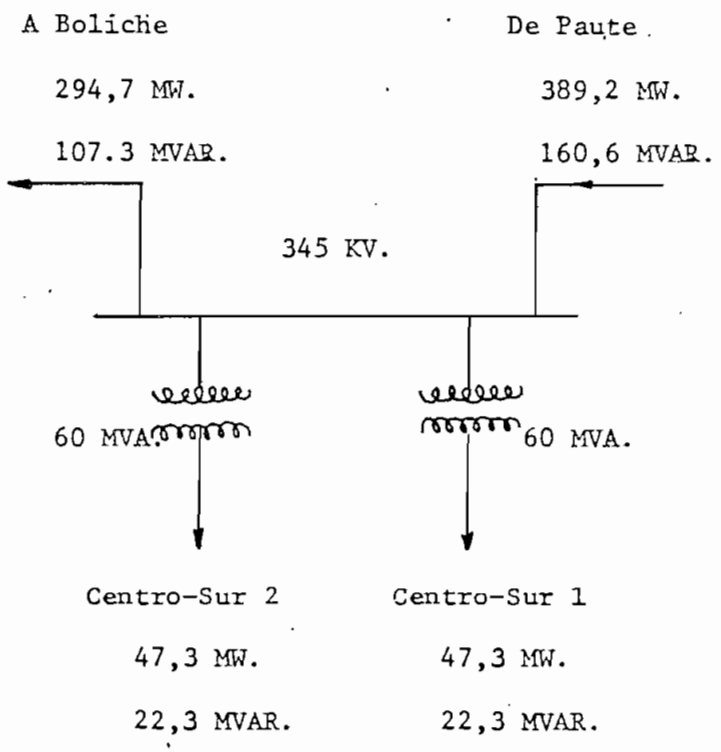


FIG. 2.8.a POTENCIA FLUCTUANTE EN LA S/"EL TAMBO"

CUADRO 2.A EVALUACION DE LA CONTINUIDAD

Figura No.	LOCALIZACION DEL CORTOCIRCUITO		
	L í n e a	B a r r a	Falla del Breaker
2.1.	Se abre el circuito	Se abren, el breaker de enlace y todos los circuitos. Se puede cerrar parte de la barra cuando se separa el lado falloso de la barra.	Se abren todos los circuitos; pueden volverse a cerrar después de aislar el breaker falloso.
	A	B	B
2.2	Se abre el circuito	Se abren todos los circuitos pueden volverse a cerrar - luego de reparar la barra.	Se abren todos los circuitos; pueden volverse a cerrar después de aislar el breaker falloso.
	A	M	B

CUADRO 2.A EVALUACION DE LA CONTINUIDAD (CONT.)

Figura No.	LOCALIZACION DEL CORTOCIRCUITO		
	L í n e a	Barra	Falla del Breaker
2.3	Se abre el circuito	Se abren todos los circuitos de la barra fallosa; pueden volverse a cerrar cuando se transfieren a la otra barra.	Se abren todos los circuitos de la barra donde esta el - breaker falloso; pueden volverse a cerrar después de - aislar el breaker falloso.
	A	A	B
2.4	Se abre el circuito	Se abren todos los circuitos de la barra fallosa; pueden volverse a cerrar cuando se transfieren a la otra barra.	Se abren todos los circuitos de la barra donde está el breaker falloso; pueden volverse a cerrar después de aislar el breaker falloso.
	A	A	B

CUADRO 2.A EVALUACION DE LA CONTINUIDAD (CONT.)

Figura No.	LOCALIZACION DEL CORTOCIRCUITO		
	L í n e a	Barra	Falla del Breaker
2.5	Para abrir el circuito se requiere de la operación de dos breakers.	No aplicable, considerando la barra como parte de las líneas.	Se abren dos circuitos al abrirse los breakers adyacentes.
	A	A	M
2.6	Para abrir el circuito se requiere de la operación de dos breakers.	Todos los circuitos se mantienen energizados desde la barra no fallosa.	Si el breaker conectado a la barra falla se abre el circuito asociado. Si el breaker común falla también se abre el circuito adyacente.
	A	A	M

CUADRO 2.A EVALUACION DE LA CONTINUIDAD (CONT.)

Figura No.	LOCALIZACION DEL CORTOCIRCUITO - Línea	Barra	Falla del Breaker
2.7	Para abrir el circuito se requiere de la operación de dos breakers. A	Todos los circuitos se mantienen energizados desde la barra no fallosa. A	Sólo se abre el circuito asociado; los otros circuitos se mantienen energizados desde una barra. A

CUADRO 2.B EVALUACION DEL MANTENIMIENTO

Figura No.	Mantenimiento del Breaker	Mantenimiento de la barra
2.1.	Se interrumpe el circuito asociado B	Sale una parte de la subestación B
2.2	No hay interrupción; el circuito se transfiere a la barra de transferencia. A	Toda Subestación sale del servicio; a menos que se seccionalice la barra. M
2.3	Se interrumpe el circuito, a menos que se le provea de un sistema de by-pass. M	Cada circuito se abre temporalmente para transferirle a la otra barra. A
2.4	No hay interrupción, el circuito se transfiere. A	No hay ninguna interrupción, los circuitos se transfieren a otra barra. A
2.5	No hay interrupción del circuito, pero se reduce la seguridad ligeramente. B	Hay conexiones de barras mínimas que pueden considerarse parte del circuito. A

CUADRO 2.B EVALUACION DEL MANTENIMIENTO (CONT.)

Figura No.	Mantenimiento del Breaker	Mantenimiento de la Barra
2.6	No hay interrupción	No hay interrupciónes, pero la seguridad se reduce ligeramente.
	A	A
2.7	No hay interrupción del circuito.	No hay interrupciones, todos los circuitos se alimentan desde la otra barra.
	A	A

CUADRO 2.C EVALUACION DE AREA Y COSTO

FIGURA No.	AREA	COSTO TOTAL	CANTIDAD DE EQUIPO	
	pu	pu	Breakers	Seccionadores 3Ø
2.1	1.18 A	1,09 A	5	10
2.2	1,23 A	1,22 A	5	14
2.3	1,53 M	1,22 A	5	14
2.4	2,45 B	1,39 M	5	19
2.5	1,00 A	1,00 A	4	12
2.6	1,15 A	1,45 M	6	16
2.7	1,59 M	1,75 B	8	16

CUADRO 2.D RESUMEN EVALUATIVO DE FUNCIONABILIDAD

FIG.No.	CONTINUIDAD	MANTENIMIENTO	AREA	COSTO
2.1	A,B,B	B,B	A	A
2.2	A,M,B	A,M	A	A
2.3	A,A,B	M,A	M	A
2.4	A,A,B	A,A	B	M
2.5	A,A,M	B,A	A	A
2.6	A,A,M	A,A	A	M
2.7	A,A,A	A,A	M	B

Notas:

a.- El Esquema en anillo se ha tomado como costo unitario.

b.- Los esquemas se han aplicado a las necesidades de potencia y proyección de las líneas que funcionarán.

c.- Los costos incluyen los breakers (1 pu) y los seccionado - res tripolares (0,2 pu) por ser los elementos mas ponderantes- en lo que a costo se refiere.

d.- Se han considerado areas relativas para líneas terminadas- en lados opuestos de la Subestación. Asignando el orden siguien te:

A áreas relativas de 1,00 a 1,25 pu

M " " " 1,26 a 2,00 pu

B " " " superior a 2,00

e.- En los costos se han asignado el siguiente orden:

A costos entre 1,oo a 1,35 pu

M " " 1,36 a 1,70 pu

B " " superior a 1,70 pu

f.- En las evaluaciones realizadas la terminología tiene el siguiente significado:

A : Alto orden de mérito, que nos indica que el esquema tiene cualidades deseadas y se encuentran los requerimientos específicos.

B : Mediano orden de mérito, que indica que el esquema es generalmente aceptable con algunas limitaciones.

M : Bajo orden de mérito, que indica que el esquema - cualidades específicas no deseadas.

d) Selección

De este análisis evaluativo de la funcionabilidad se deduce - que podrían seleccinarse dos o más esquemas con las mejores cualidades, de acuerdo al orden de mérito que se ha planteado, sin embargo, habrá que decidirse por un esquema que sea adecuado y suficiente.

Procurar la continuidad de servicio, es uno de los factores - ya anotados, dadas las características de los sectores a ser-

virse por su crecimiento demográfico e industrial.

- Sector de 345 KV.

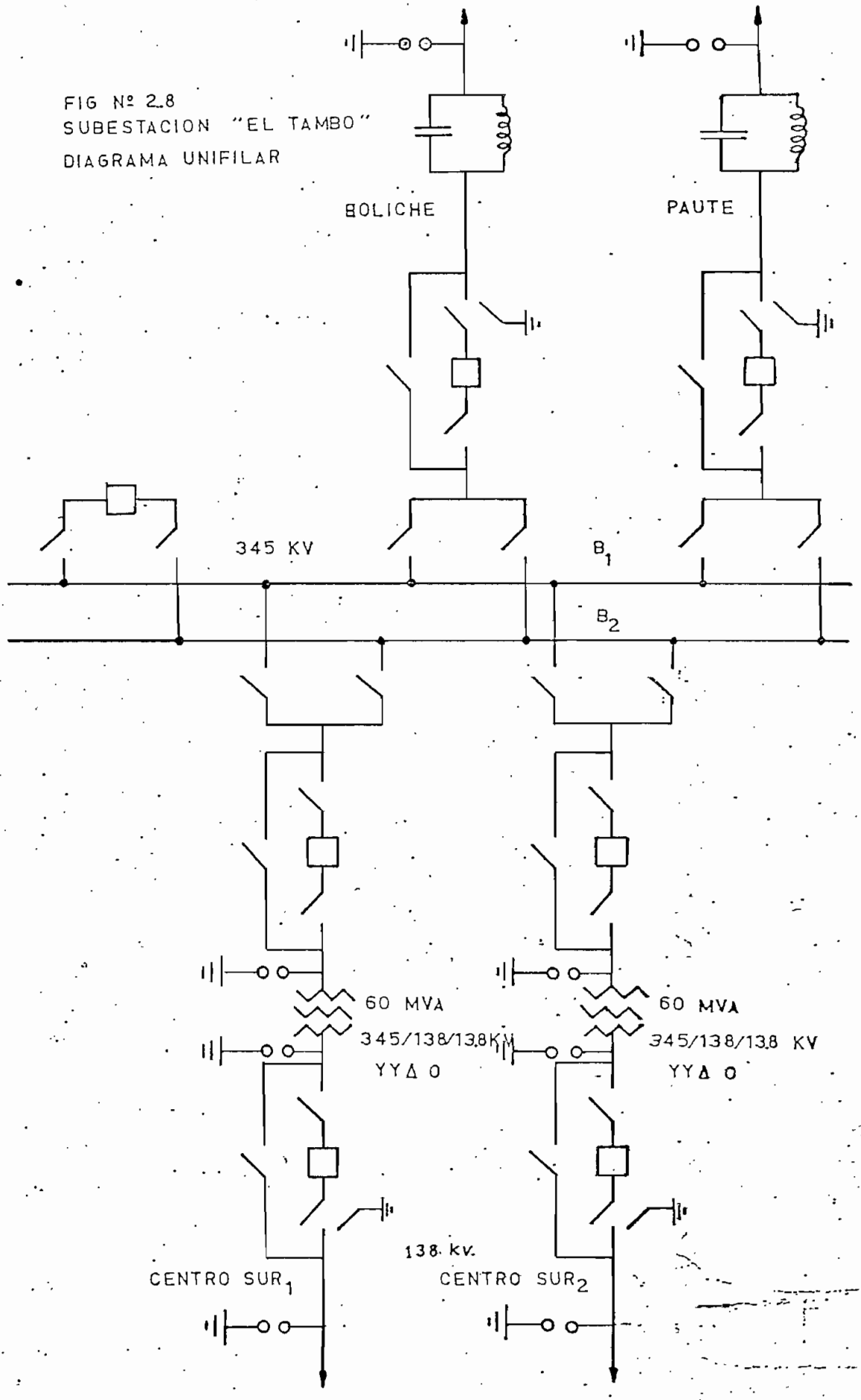
La alimentación en servicio normal ha sido prevista me - diante una sola terna proveniente del Paute, por lo cual, es necesario conservar esta única alimentación, caso contrario quedaría sin servicio toda la subestación.

A fin de garantizar la alimentación, se selecciona un esquema de dos barras, necesarimente acompañadas con un disyun - tor de enlace, a fin de no exagerar el costo se a previsto un solo disyuntor por circuito que es suficiente para los - requerimientos de la Subestación.

En nuestro país, la interacción entre el mantenimiento y la confiabilidad todavía no puede asegurarse, es necesario datos estadísticos que aún no se disponen y la información de algunas Empresas Eléctricas no son generalmente aplicables. Resumiendo las razones para realizar el mantenimiento, pueden enumerarse como sigue:

- Asegurar la operación en cualquier momento.
- Garantizar práctica y economicamente la instalación a fin de prolongar la vida de la misma.
- Mantener una apariencia estética.

FIG Nº 2.8
SUBESTACION "EL TAMBO"
DIAGRAMA UNIFILAR



La realización de estos principios puede hacerse:

- Tomando medidas para un control anticipado de las fallas.
- Mediante la limpieza periódica, lubricación y reemplazo de aquellos componentes que están expuestos a usos intensos.
- Atención general de la Subestación.
- Registrar una información competente a fin de mejorar el servicio y las instalaciones.

Una complementación eficiente para la disposición propuesta de Doble barra con un disyuntor por circuito, es la de equipar cada disyuntor de potencia con un seccionador by-pass ya que, facilita notablemente el retiro del disyuntor para someterle a mantenimiento o reparación.

Respecto al costo, del cuadro correspondiente puede verse que no es un esquema exageradamente caro en relación con las buenas cualidades que presenta.

En cuanto a las ampliaciones, puede anotarse la factibilidad de ser ampliable sin largos períodos de interrupción, ya que, si en la construcción se utilizan módulos estructurales los trabajos de ampliación se simplifican apreciablemente.

Referente a la disponibilidad del terreno, suponemos que existe suficiente espacio y que no se afectarán lugares poblados.

- Sector de 138 KV.

La relación de potencia de cada una de las ternas Centro-Sur es el 12.2% (1990) del flujo total entrante, el costo de la interrupción de servicio de una terna comparado con el costo de instalación de barras y equipo de seccionamiento, debería analizarse a fin de justificar un sistema de barras adecuado para este sector, complementariamente debería analizarse la demanda a partir del año 1990 y las posibles etapas de construcción.

En la presente tesis, se ha previsto inicialmente un sistema del tipo radial para los dos circuitos de 138 KV. , si bien, este es el sistema mas simple, no por esto puede restarse importancia a cualquier esquema de barras que podría ampliarse en lo futuro.

En este sector, también se han previsto los disyuntores de-línea acompañados de seccionadores by-pass, a fin de facilitar el mantenimiento y la reparación de dichos disyuntores.

2.2 ESTUDIO DEL CORTOCIRCUITO

El diagrama de flujo (Fig. No. 1.3) presenta una visión clara y general de la distribución, localización e interconexión de los diferentes centros de generación, así como las potencias- Activa y Reactiva circulantes en cada línea, determinantes iniciales de la Subestación en estudio.

2.2.1 MODELO MATEMATICO PARA LOS CALCULOS DE CORTOCIRCUITO

La ecuación matriz de malla es el modelo matemático, parte integral, para la solución del problema en lo que a cortocircuito se refiere.

La forma de la matriz de malla que se usa, toma como estructura de referencia la barra, en la misma que las variables son- los voltajes y corrientes de nodo.

2.2.2 REPRESENTACION Y GRAFICO DEL SISTEMA

Dada la localización de la Subestación El Tambo en el Sistema Nacional y para facilitar el Cálculo, se han realizado las - más convenientes reducciones, de las líneas y demás interco - nexiones ubicadas hacia el Norte de la Subestación Boliche;- análogamente el sector correspondiente a Guayaquil, obteniendose las fuentes y reactancias equivalentes respectivamente.

La suficiente exactitud en el estudio de cortocircuito puede obtenerse mediante las siguientes consideraciones:

1.- Representar cada centro generador por un voltaje detrás de la reactancia Subtransitoria igual a 1,0 pu.
2.- Despreciar las conexiones en Shunt, como por Ejemplo:las cargas, las capacitancias de las líneas etc.
3.- Ajustar todos los taps de los transformadores para los valores nominales.

Además de manera particular, en los sistemas de Alto Voltaje es suficiente representar las impedancias de las líneas y de los transformadores por los valores de las reactancias asociadas.

Cabe anotar que a través de este análisis se usará el Sistema en por unidad (pu), el método de las componentes simétricas y operaciones matriciales.
En las Figs. No. 2.9 y 2.10 se ilustran las redes de secuencia positiva, negativa y cero. La red de secuencia negativa puede considerarse igual a la de secuencia positiva pero suprimiendo las fuentes y teniendo como referencia el neutro de los generadores.

Para describir la estructura geométrica de la malla es suficiente reemplazar los componentes de la malla por simples segmentos lineales libres de sus características. El gráfico muestra

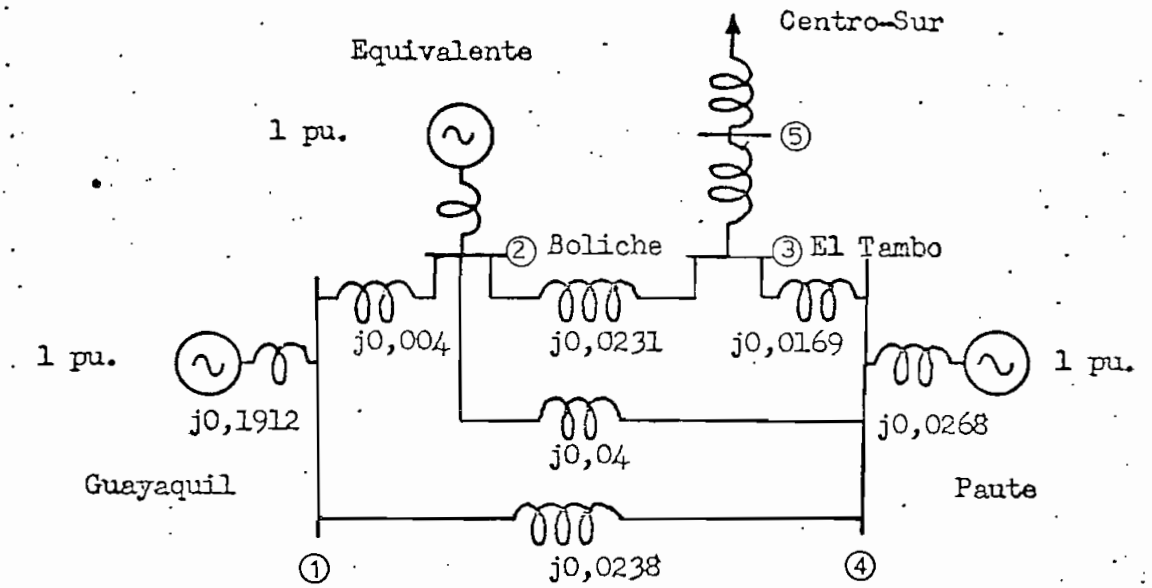


Figura Nº 2.9

Diagrama de Impedancias de Secuencia Positiva

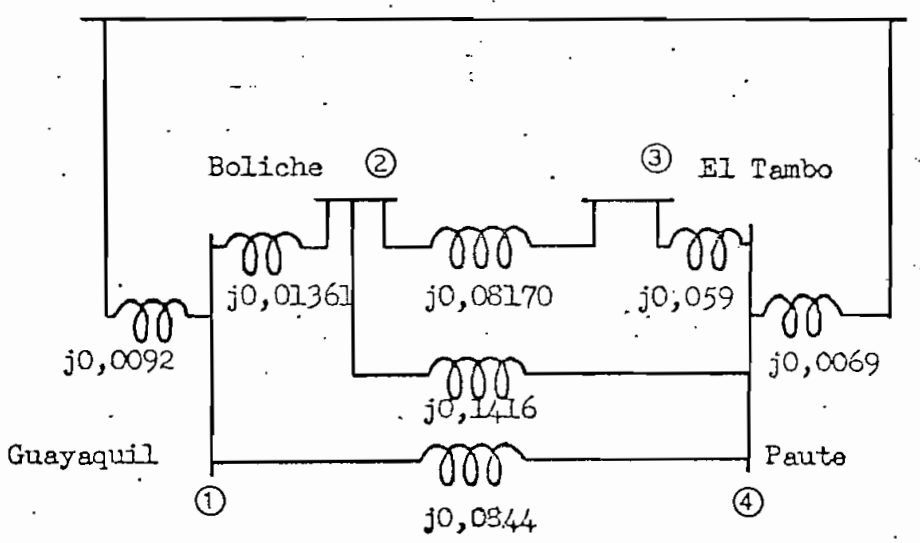


Figura Nº 2.9.a

Diagrama de Impedancias de Secuencia Cero

la interconexión de los elementos de la malla, además a cada elemento se le asigna una dirección, luego podemos decir que el gráfico se halla orientado.

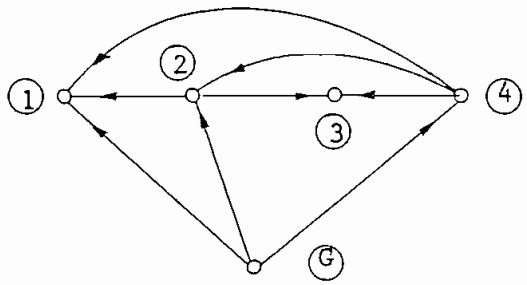


Fig. 2.10 Gráfico del Sistema

2.2.3 MATRICES ADMITANCIA E IMPEDANCIA DE BARRA

$$Y_{barra} = \begin{vmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{vmatrix} \qquad Z_{barra} = \begin{vmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{14} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{24} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{34} \\ Z_{41} & Z_{42} & Z_{43} & Z_{44} \end{vmatrix}$$

a.- Matrices Admitancia para secuencia positiva, negativa y cero. (1,2,0)

$$Y_{b}^{1} = Y_{b}^{2} = -J \begin{vmatrix} 291,149 & -243,902 & 0,000 & -42,016 \\ -243,902 & 317,823 & -43,290 & -25,000 \\ 0,000 & -43,290 & 102,461 & -59,171 \\ -42,016 & -25,000 & -59,171 & 163,501 \end{vmatrix}$$

$$Y^{o}_{b} = -j \begin{vmatrix} 194,019 & -73,475 & 0,000 & -11,848 \\ -73,475 & 92,777 & -12,239 & -7,062 \\ 0,000 & -12,239 & 28,934 & -16,694 \\ -11,848 & -7,062 & -16,694 & 180,532 \end{vmatrix}$$

De forma general, un elemento de la diagonal Y_{ii} se obtiene por la suma algebraica de todas las admitancias que inciden en la barra i, en el circuito de la respectiva secuencia.

Por Ejemplo: En la red de secuencia positiva

$$Y_{33} = \frac{1}{j0,0231} + \frac{1}{j0,0169} = -j102,461$$

Un elemento que no sea de la diagonal, $Y_{ij} = Y_{ji}$, se obtiene haciendo negativa la admitancia que conecta las dos barras i y j.

Por Ejemplo: En la red de secuencia cero

$$Y_{14} = Y_{41} = -\frac{1}{j0,0844} = j11,848$$

b.- Matrices impedancia para secuencia positiva, negativa y cero. (1,2,0)

$$Z^{1\ 2}_{b\ b} = j \begin{vmatrix} 0,0277 & 0,0258 & 0,0218 & 0,0190 \\ 0,0258 & 0,0275 & 0,0226 & 0,0190 \\ 0,0218 & 0,0226 & 0,0310 & 0,0203 \\ 0,0190 & 0,0190 & 0,0203 & 0,0212 \end{vmatrix}$$

$$Z^{0}_{b} = j \begin{vmatrix} 0,0077 & 0,0066 & 0,0034 & 0,0010 \\ 0,0066 & 0,0173 & 0,0084 & 0,0018 \\ 0,0034 & 0,0084 & 0,0406 & 0,0043 \\ 0,0010 & 0,0018 & 0,0043 & 0,0060 \end{vmatrix}$$

Estas matrices se han obtenido mediante el programa adecuado para la inversión de matrices, funcionables para una dimensión 17 x 17 en el calculador Hewlet-Packard Modelo 10.

2.2.4 ANALISIS DE CORTOCIRCUITO USANDO LA IMPEDANCIA DE BARRA

La matríz impedancia de barra da un camino conveniente para el cálculo de las corrientes y voltajes en el momento de producirse una falla.

Una de las ventajas es que una vez conformada la matriz de impedancia, los elementos de esta matríz pueden directamente - usarse en el cálculo del cortocircuito para varios tipos de fallas y en diferentes localizaciones de las mismas.

a.- Ecuación del comportamiento de un sistema durante una falla.

$$E^{a,b,c}_{c(f)} = E^{a,b,c}_{b(o)} - Z^{a,b,c}_{b} \; I^{a,b,c}_{b(f)}$$

Donde: $E^{a,b,c}_{b(f)}$ = vector voltaje de barra luego de una falla, expresando en componentes de fase.

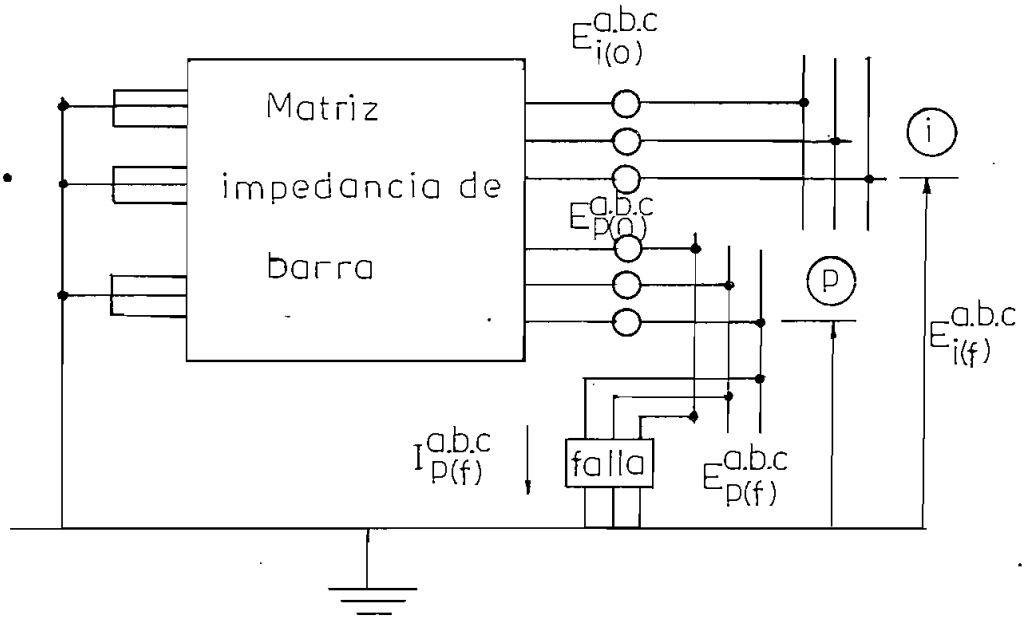


Fig. No. 2.10.a Representación trifásica de un sistema de potencia con una falla en la barra p.

$E^{a,b,c}_{b(o)}$ = vector voltaje de barra antes de la falla expresando en c. componentes de fase.

$Z^{a,b,c}_{b}$ = impedancia de barra expresada en componentes de fase.

$I^{a,b,c}_{b(f)}$ = vector de corrientes de barra luego de una falla, expresado en componentes de fase.

Asociando con el teorema de Thévenin, la impedancia interna se representa por medio de la matríz impedancia de barra y el voltaje a circuito abierto por medio de los voltajes de barra antes de la falla.

b.- Corrientes y voltajes de falla.

$$E^{a,b,c}_{p(f)} = E^{a,b,c}_{p(o)} - Z^{a,b,c}_{pp} I^{a,b,c}_{p(f)} \qquad (1)$$

$$E^{a,b,c}_{p(f)} = Z^{a,b,c}_{f} I^{a,b,c}_{p(f)} \qquad (2)$$

Combinando estas dos ecuaciones (1)y(2) obtenemos:

$$I^{a,b,c}_{p(f)} = (Z^{a,b,c}_{f} + Z^{a,b,c}_{pp})^{-1} E^{a,b,c}_{p(o)} \qquad (3)$$

$$E^{a,b,c}_{p(f)} = (Z^{a,b,c}_{f} + Z^{a,b,c}_{pp})^{-1} Z^{a,b,c}_{f} E^{a,b,c}_{p(0)} \qquad (4)$$

$$E^{a,b,c}_{i(f)} = E^{a,b,c}_{i(0)} - Z^{a,b,c}_{ip} (Z^{a,b,c}_{f} + Z^{a,b,c}_{pp})^{-1} E^{a,b,c}_{p(0)} \qquad (5)$$

Estas fórmulas pueden simplificarse para una malla trifásica por el uso de componentes simétricas, por medio de la matríz de transformación T_s ,así obtenemos:

- Corriente en la barra fallosa p

$$I^{0,1,2}_{p(f)} = (Z^{0,1,2}_{f} + Z^{0,1,2}_{pp})^{-1} E^{0,1,2}_{p(0)} \qquad (6)$$

- Voltaje en la barra fallosa p

$$E^{0,1,2}_{p(f)} = Z^{0,1,2}_{f} (Z^{0,1,2}_{f} + Z^{0,1,2}_{pp})^{-1} E^{0,1,2}_{p(0)} \qquad (7)$$

- Voltaje en una barra $i \neq p$

$$E^{0,1,2}_{i(f)} = E^{0,1,2}_{i(0)} - Z^{0,1,2}_{ip} \left(Z^{0,1,2}_{f} + Z^{0,1,2}_{pp}\right)^{-1} E^{0,1,2}_{p(0)} \qquad (8)$$

- Corriente de falla por un elemento cualquiera i-j

$$I^{0,1,2}_{ij(f)} = Y^{0,1,2}_{ij,\rho\sigma} \left(E^{0,1,2}_{\rho}(f) - E^{0,1,2}_{\sigma}(f)\right) \qquad (9)$$

c.- Matrices Impedancia de falla y Admitancia de falla.

- Para falla trifásica a tierra

En componentes de fase

$$\begin{bmatrix} (Z_f + Z_g) & Z_g & Z_g \\ Z_g & (Z_f + Z_g) & Z_g \\ Z_g & Z_g & (Z_f + Z_g) \end{bmatrix}$$

En componentes simétricas

$$\begin{bmatrix} (Z_f + Z_g) & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix}$$

- Para falla fase-tierra

$$\begin{bmatrix} Y_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \qquad Y_f \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

d.- Falla Trifásica - Tierra.

Las corrientes y voltajes para este tipo de falla pueden obtenerse por sustitución de la matriz impedancia de falla en términos de componentes simétricas en las ecuaciones (6),(7) y (8). Los dos lados de las ecuaciones resultantes pueden multiplicarse por T_s para obtener las correspondientes fórmulas en términos de componentes de fase.

La corriente por un elemento cualquiera, i-j, puede calcularse de la ecuación (9). Ya que los voltajes de barra para la secuencia negativa y cero son cero para la falla trifásica y no existiendo acoplamiento mútuo en la malla de secuencia positiva, - esto es: $y^1_{ij} = 0$, excepto cuando $ij = ij$.

Tabla 2.I Fórmulas de corriente y voltaje para la falla trifásica a tierra, falla en la barra p.

$$I^{a,b,c}_{p(f)} = \frac{E_{p(0)}}{Z_f + Z^{(1)}_{pp}} \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ a \\ a \end{bmatrix} \qquad I^{0,1,2}_{p(f)} = \frac{\sqrt{3}\, E_{p(0)}}{Z_f + Z^{(1)}_{pp}} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$E^{a,b,c}_{p(f)} = \frac{Z_f\, E_{p(0)}}{Z_f + Z^{(1)}_{pp}} \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ a \\ a \end{bmatrix} \qquad E^{0,1,2}_{p(f)} = \frac{\sqrt{3}Z_f\, E_{p(0)}}{Z_f + Z^{(1)}_{pp}} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$E^{a,b,c}_{i(f)} = \left(E_{i(0)} - \frac{Z^{(1)}_{ip}\, E_{p(0)}}{Z_f + Z^{(1)}_{pp}}\right) \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ a \\ a \end{bmatrix} \qquad E^{0,1,2}_{i(f)} = \sqrt{3}\left(E_{i(0)} - \frac{Z^{(1)}_{ip}\, E_{p(0)}}{Z_f + Z^{(1)}_{pp}}\right) \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$i \neq p$ $\qquad$ $i \neq p$

$$I^{a,b,c}_{ij(f)} = \frac{1}{\sqrt{3}} y_{ij,ij} \left(E^{(1)}_{i(f)} - E^{(1)}_{j(f)} \right) \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ a \\ \\ a \end{bmatrix}$$

$$I^{0,1,2}_{ij(f)} = y_{ij,ij} \left(E^{(1)}_{i(f)} - E^{(1)}_{j(f)} \right) \begin{bmatrix} 0 \\ \\ 1 \\ \\ 0 \end{bmatrix}$$

.- Ejemplos de Cálculo

Barra fallosa, 3

Consideración: $Z_f = 0$

$$I^{0,1,2}_{3(f)} = \frac{3}{0,0310} \begin{bmatrix} 0 \\ \\ 1 \\ \\ 0 \end{bmatrix} = 3 \quad 32,206$$

$$I^{a,b,c}_{3(f)} = 32,20 \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ a \\ \\ a \end{bmatrix}$$

$$E^{0,1,2}_{3(f)} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \qquad E^{a,b,c}_{3(f)} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$E^{0,1,2}_{2(f)} = \sqrt{3}\left(1 - \frac{0,0226}{0,0310}\right)\begin{bmatrix}0\\1\\0\end{bmatrix} = \sqrt{3}\ 0,271\begin{bmatrix}0\\1\\0\end{bmatrix}$$

$$E^{a,b,c}_{2(f)} = 0,271\begin{bmatrix}1\\a^2\\a\end{bmatrix}$$

$$I^{0,1,2}_{23(f)} = 43,29\ (0,271 - 0)\begin{bmatrix}0\\1\\0\end{bmatrix} = 11,731\begin{bmatrix}0\\1\\0\end{bmatrix}$$

$$I^{a,b,c}_{23(f)} = \frac{1}{\sqrt{3}}\ 11,73\begin{bmatrix}1\\a^2\\a\end{bmatrix}$$

$$E^{0,1,2}_{4(f)} = \sqrt{3}\left(1 - \frac{0,0203}{0,0310}\right)\begin{bmatrix}0\\1\\0\end{bmatrix} = \sqrt{3}\ 0,345\begin{bmatrix}0\\1\\0\end{bmatrix}$$

$$E^{a,b,c}_{4(f)} = 0,345\begin{bmatrix}1\\a^2\\a\end{bmatrix}$$

$$I^{0,1,2}_{43(f)} = 59,17\ (0,345 - 0)\begin{bmatrix}0\\1\\0\end{bmatrix} = 20,410\begin{bmatrix}0\\1\\0\end{bmatrix}$$

$$I^{a,b,c}_{43} = \frac{1}{\sqrt{3}}\ 20,41\begin{bmatrix}1\\a^2\\a\end{bmatrix}$$

Analogamente pueden determinarse los valores de corrientes y voltajes las otras barras para este tipo de falla.

De manera informativa se presentan los resultados obtenidos para esta falla, en el siguiente cuadro.

CUADRO 2.E CORRIENTES DE FALLA 3Ø-TIERRA

n° Barra	Nombre	Corriente de falla
		pu.
1	Guayaquil	32,975
2	Boliche	36,325
3	El Tambo	32,206
4	Paute	47,030
5	* El Tambo	4,664

* Se a considerado una X = 11% correspondientes a cada transformador de 60 MVA.

e.- Falla Fase - Tierra.

Las Ecuaciones (6),(7) y (8) pueden escribirse de la siguiente forma:

$$I^{0,1,2}_{p(f)} = Y_f \left(U + Z_{pp} Y_f\right)^{-1} E^{0,1,2}_{p(0)}$$

$$E^{0,1,2}_{p(f)} = \left(U + Z_{pp} Y_f\right)^{-1} E^{0,1,2}_{p(0)}$$

$$E^{0,1,2}_{i(f)} = E^{0,1,2}_{i(0)} - Z^{0,1,2}_{ip}\, Y^{0,1,2}_{f}\, (U + Z^{0,1,2}_{pp}\, Y^{0,1,2}_{f})^{-1}\, E^{0,1,2}_{p(0)} \qquad (12)$$

Las corrientes y voltajes de falla pueden obtenerse por sustitución de la matriz admitancia de falla en términos de componentes simétricas en las ecuaciones (10),(11) y (12).

Las componentes de fase pueden obtenerse multiplicando los dos lados de las ecuaciones resultantes por T_s.

Las corrientes en los elementos de la malla durante la falla pueden calcularse por medio de la ecuación (9).

Tabla 2 II Fórmulas de corriente y voltaje para la falla fase a tierra (fase a) en la barra p.

$$I^{a,b,c}_{p(f)} = \frac{3E_{p(0)}}{Z^{(0)}_{pp} + 2Z^{(1)}_{pp} + 3Z_f} \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$I^{0,1,2}_{p(f)} = \frac{3E_{p(0)}}{Z^{(0)}_{pp} + 2Z^{(1)}_{pp} + 3Z_f} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

$$E^{a,b,c}_{p(f)} = Ep(0) \begin{bmatrix} \dfrac{3Z_{pp}^{(0)} + 3Z_{f}}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3Z_{f}} & \dfrac{Z_{pp}^{(0)} - Z_{pp}^{(1)}}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3Z_{f}} & \dfrac{Z_{pp}^{(0)} - Z_{pp}^{(1)}}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3Z_{f}} \\ a^2 - \dfrac{Z_{pp}^{(0)} - Z_{pp}^{(1)}}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3Z_{f}} & & \\ a - \dfrac{Z_{pp}^{(0)} - Z_{pp}^{(1)}}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3Z_{f}} & & \end{bmatrix}$$

$$E^{0,1,2}_{p(f)} = \frac{\sqrt{3}\, Ep(0)}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3Z_{f}} \begin{bmatrix} -Z_{pp}^{(0)} \\ Z_{pp}^{(0)} + Z_{pp}^{(1)} + 3Z_{f} \\ -Z_{pp}^{(1)} \end{bmatrix}$$

$$E^{0,1,2}_{i(f)} = Ei(0) \begin{bmatrix} 0 \\ \sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix} - \frac{\sqrt{3}\, Ep(0)}{Z_{pp}^{(0)} + 2Z_{pp}^{(1)} + 3Z_{f}} \begin{bmatrix} Z_{ip}^{(0)} \\ Z_{ip}^{(1)} \\ Z_{ip}^{(1)} \end{bmatrix}$$

$$E^{a,bc}_{i(f)} = Ei(0) \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ a \\ \\ a \end{bmatrix} - E_{p(o)} \begin{bmatrix} \dfrac{Z^{(0)}_{ip} + 2Z^{(1)}_{ip}}{Z^{(0)}_{pp} + 2Z^{(1)}_{pp} + 3Z_{f}} \\ \\ \dfrac{Z^{(0)}_{ip} - Z^{(1)}_{ip}}{Z^{(0)}_{pp} + 2Z^{(1)}_{pp} + 3Z_{f}} \\ \\ \dfrac{Z^{(0)}_{ip} - Z^{(1)}_{ip}}{Z^{(0)}_{pp} + 2Z^{(1)}_{pp} \pm 3Z_{f}} \end{bmatrix}$$

$i \neq p$

.- Ejemplos de cálculo

Barra fallosa, 3

Consideración: $Z_f = 0$

$$I^{0,1,2}_{3(f)} = \frac{\sqrt{3}}{0,040610 + 2x0,031050} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = \sqrt{3}\ 9,736 \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

$$I^{a,b,c}_{3(f)} = \frac{3}{0,040610 + 2x0,031050} \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 29,51 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$E^{0,1,2}_{3(f)} = \sqrt{3}\ 9,736 \begin{bmatrix} -0,040610 \\ 0,040610 + 0,31050 \\ -0,031050 \end{bmatrix} = \sqrt{3} \begin{bmatrix} -0,395 \\ 0,697 \\ -0,302 \end{bmatrix}$$

$$E^{a,b,c}_{3} = \begin{bmatrix} 0 \\ a^2 - 9,736(0,0406 - 0,0310) \\ a - 9,736(0,0406 - 0,0310) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ a^2 - 0,098 \\ a - 0,098 \end{bmatrix}$$

$$E^{0,1,2}_{2(f)} = \begin{bmatrix} 0 \\ \sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix} - \sqrt{3}\ 9,736 \begin{bmatrix} 0,0084 \\ 0,0226 \\ 0,0226 \end{bmatrix} = \sqrt{3} \begin{bmatrix} -0,0819 \\ 0,779 \\ 0,220 \end{bmatrix}$$

$$E^{a,b,c}_{2(f)} = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} (0,0084 + 2 \times 0,0226)\ 9,736 \\ (0,0084 - 0,0226)\ 9,736 \\ (0,0084 - 0,0226)\ 9,736 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0,522 \\ -0,138 \\ -0,138 \end{bmatrix}$$

$$I^{0,1,2}_{23} = \sqrt{3} \begin{bmatrix} 12,339\ (-0,0819 + 0,395) \\ 43,290\ (0,779 - 0,697) \\ 43,290\ (-0,220 + 0,302) \end{bmatrix} = \sqrt{3} \begin{bmatrix} 3,83 \\ 3,54 \\ 3,54 \end{bmatrix}$$

$$I^{a,b,c}_{23(f)} = T_s\, I^{0,1,2}_{23(f)} = \begin{bmatrix} 10,91 \\ 0,28 \\ 0,28 \end{bmatrix}$$

$$E^{0,1,2}_{4(f)} = \begin{bmatrix} 0 \\ \sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix} - \sqrt{3}\ 9,736 \begin{bmatrix} 0,0043 \\ 0,0203 \\ 0,0203 \end{bmatrix} = \sqrt{3} \begin{bmatrix} -0,041 \\ 0,0802 \\ -0,197 \end{bmatrix}$$

$$E^{a,b,c}_{4(f)} = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} (0,00431 + 2 \times 0,0203)\ 9,736 \\ (0,00431 - 0,0203)\ 9,736 \\ (0,00431 - 0,0203)\ 9,736 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0,445 \\ 0,154 \\ 0,154 \end{bmatrix}$$

$$I^{a,b,c}_{43} = T_s\, I^{0,1,2}_{43} = \begin{bmatrix} 18,31 \\ -0,32 \\ -0,32 \end{bmatrix}$$

Similarmente pueden determinarse los valores de corrientes y voltajes en cualquiera de las barras.

CUADRO 2.F CORRIENTE DE FALLA, 1Ø-TIERRA

No. Barra	Nombre	Corriente de falla (pu)
3	El Tambo	29,516
5	* El Tambo	4,596

* Se ha considerado una X = 11% correspondiente a cada transformador de 60 MVA.

Debe señalarse que la matriz de transformación T_s, tiene la forma siguiente:

$$T_s = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

En los cuadros que aparecen a continuación, se listan los resultados obtenidos mediante el Método analizado.

Los valores de las corrientes están unicamente expresados en magnitud y son los valores Simétricos R.M.S.

Entre paréntesis se indican los valores en por unidad (pu),- en los cálculos se empleó como bases de Potencia 100 MVA. y los voltajes Nominales de 345 KV. y 138 KV. con las siguientes relaciones:

$$I_B = \frac{MVA_B \times 10^3}{\sqrt{3}\, KV_B}$$

$$I = I_{pu} \times I_B$$

CORRIENTES EN LAS LINEAS EN CONDICIONES NORMALES Y CON FALLAS EN DIFERENTES SITIOS

CUADRO 2.G FALLA TRIFASICA A TIERRA

LINEA	VOLTAJE DE OPERACION	DEMANDA MAXIMA	BARRA No.3 EL TAMBO 345 KV	BARRA No. 5 1a.C EL TAMBO 138 KV.	BARRA No. 5 2a.C EL TAMBO 138 KV.
	KV	A	A	A	A
El Paute-El Tambo	345	703	3415	507	870
			(20,41)	(3,03)	(5,20)
El Tambo-Boliche	345	525	1963	290	499
			(11,73)	(1,73)	(2,98)
El Tambo-C.Sur 1	345	87		780	
				(4.66)	
El Tambo-C.Sur 2	345	87		780	
				(4,66)	
El Tambo-C.Sur 1	138	219		1950	
				(4,66)	
El Tambo-C.Sur 2	138	219		1950	
				(4,66)	

CORRIENTES EN LAS LINEAS EN CONDICIONES NORMALES Y CON FALLAS EN DIFERENTES SITIOS

CUADRO 2.C (CONT.)

LINEA	FALLA FASE-TIERRA	
	BARRA No. 3	BARRA No. 5 1a.C
	EL TAMBO 345 KV	EL TAMBO 138 KV
	A	A
El Paute-El Tambo	3064	472
	(18,31)	(2,82)
El Tambo-Boliche	1826	288
	(10,91)	(1,72)
El Tambo-C.Sur 1		768
		(4,59)
El Tambo-C.Sur 2		768
		(4,59)
El Tambo-C.Sur 1		1920
		(4,59)
El Tambo-C.Sur 2		1920
		(4,59)

2.3 CALCULO ELECTRICO DE BARRAS COLECTORAS

2.3.1 SELECCION DEL TIPO DE BARRAS

Después de escoger el esquema de barras a utilizarse (diagrama unifilar), al diseñar debe hacerse una serie de decisiones básicas antes de proceder con los planos. Algunas decisiones son selecciones adecuadas de:

a.- Utilización de barra rígida o tensada.

b.- Selección del material de la barra.

c.- Uso de cables de apantallamiento.

d.- Uso de switches desconectadores de dos o tres soportes - aislantes.

e.- Uso de switches de puesta a tierra.

f.- Empleo de switches desconectadores de abertura horizontal vertical o invertida.

g.- Empleo de soportes de barras con aisladores de diferente tipo.

h.- Instalación de uno de dos circuitos por sector

i.- Facilidades para derretir la nieve.

a.- Comparación entre la barra rígida y la barra tensada

Analizando diversas Subestaciones se nota que en algunas usan

barras tipo rígido utilizándose tubos de cobre o de aluminio con soportes aislantes tipo pedestal mientras que en otras - son barras tipo tensadas (cableadas) con cadenas de aisladores y cables de cobre, aluminio o A.C.S.R.

a.2.- Ventajas de los diseños con barra rígida

1.- Empleo de estructuras simples y bajas con una mínima utilización de hierro.

2.- Los conductores rígidos no están bajo una constante tensión mecánica.

3.- Los aisladores montados como soportes aislantes tipo pedestal son más accesibles para limpiar.

4.- La barra rígida es baja y tiene una diferente posición - que puede fácilmente visualizarse.

5.- El uso de un mínimo de hierro y de estructuras más bajas mejora la apariencia de la Subestación, dando una buena visión de conductores y aparatos.

a.3.- Desventajas de los diseños con barra rígida

1.- Ordinariamente se requieren más aisladores y soportes, - esto aumenta la tarea de limpieza.

2.- Los pedestales, aisladores y la barra rígida son comparativamente más costosos.

3.- La barra rígida es mecánicamente sensible para su instalación o retiro desde las estructuras, pueden causarse desalinea

mientos y posibles daños en las barras.

4.- Los materiales para reparaciones de emergencia son menos disponibles.

a.4.- Ventajas de la barra tensada

1.- Los aisladores y conductores que se emplean son comparativamente más baratos.

2.- Las subestaciones con barra tensada son más compactas y ocupan menos área de terreno.

3.- Los materiales, conductores y accesorios para las reparaciones son esencialmente los mismos que se usan en lineas de transmisión y usualmente se tienen en stock.

4.- La barra tensada es más manejable en su instàlación y retiro de las estructuras.

a.5.- Desventajas de la barra tensada

1.- Se requieren en las estructuras una mayor cantidad de hierro y más cimentaciones para las mismas.

2.- Los conductores que están bajo una constante tensión mecánica de alrededor del 15% de la tensión de rotura.

3.- Los aisladores no son convenientemente accesibles para la limpieza.

4.- La tarea de pintar una gran estructura de hierro es costoso y peligroso, en la actualidad se obvia este problema con el

uso de estructuras galvanizadas.

b.- Selección

Una de las más usuales comparaciones en este tipo de subestaciones de Extra-Alto Voltaje, son los costos relativos de un tipo de barras respecto de otro, del análisis realizado previamente, se ve que con la barra tensada puede obtenerse algún ahorro ,- la principal razón para este ahorro está en función del costo - de los aisladores soportes usados en la barra rígida, comparado con el costo de la cantidad de hierro que hay que aumentar en las estructuras de barra tensada.

La barra tensada es mucho más práctica, algo más barata y que- para nuestra instalación proporcionará un confiable y adecuado servicio.

Respecto al material, podría uniformizarse aprovechando el material de la línea de transmisión, por tanto será de ACSR con las características siguientes:

Clave:	PHEASANT
Tipo:	ACSR
Calibre:	1272 MCM
Formación:	54/19 Aluminio/Acero

Conductores por fase:	2
Distancia en el Bundle:	0,40 m.
Capacidad:	2 x 1200 A
Límite térmico:	1580 MVA
R conductor:	0,0457 Ω/Km.
Diámetro total:	1,382 pulg.
Diámetro acero:	0,461 pulg.
Carga de rotura:	44.800 lbs.
Peso:	8,621 lbs./mills.

2.3.2 CONSIDERACIONES TERMICAS EN LAS BARRAS POR SERVICIO CONTINUO

El sobrecalentamiento es poco común en las líneas aéreas, ya que ordinariamente la corriente está limitada por otros factores a un valor mucho más bajo que la determinada por la capacidad térmica. Pero esta transmisión con líneas cortas, o con líneas largas a temperaturas ambiente altas la corriente puede fijarse por consideraciones térmicas.

A.- Ecuación de balance de calor en los conductores.

El calor generado por un conductor aéreo por las corrientes , más el debido al sol, se disipa parcialmente por radiación y parte por convección, por tanto:

$$I^2 = H_r + H_c - H_s$$

I = Corriente en servicio contínuo (A)

R = resistencia CA.a la temperatura de operación (ohms/cm)

H_r = pérdidas por radiación (watta/cm)

H_c = " " convección (watts/cm)

H_s = calor absorbido debido a la radiación solar (watts/cm)

a.- Pérdidas por radiación

El calor debido a la radiación de acuerdo a la Ley de Stefan - Boltzman, es:

$$H_r = 5,7 E \pi d \left[\left(\frac{\theta + t + 273}{1000} \right)^4 - \left(\frac{t + 273}{1000} \right)^4 \right]$$

Donde:

E = emisividad del conductor (1,0 para conductores negros, 0,3 para conductores de ACSR, 0,2 para otros conductores)

d = diámetro total del conductor en cm.

θ = elevación de la temperatura, sobre la temperatura ambiente en °C.

b.- Pérdidas por convección

La pérdida de calor por convección ha sido experimentalmente - calculada por los investigadores de la E.R.A. (Electrical Research Association, de Gran Bretaña), y su valor en watts/cm del conductor puede calcularse por las siguientes expresiones:

Convección Natural:

$$Hc = 12,8\ d^{0,7}\ \theta^{1,23}\ 10^{-4} \quad \text{(watt/cm) conductores cableados}$$

$$Hc = 19,5\ d^{0,56}\ \theta^{1,19}\ 10^{-4} \quad \text{(watt/cm) " sólidos}$$

$$Hc = 13,8\ (V\ d)^{0,45}\ \theta\ 10^{-4} \quad \text{(watt/cm) conductores clableados}$$

$$Hc = 16,0\ (V\ d)^{0,46}\ \theta\ 10^{-4} \quad \text{(watt/cm) " sólidos}$$

Donde:

V es la velocidad del viento normal a la línea en cm/seg.

La convección forzada es aplicable donde la velocidad del viento es mayor que 20 cm/seg. (0,45 m.p.h.)

c.- El calor absorbido debido a la radiación solar es:

$$Hs = \alpha\ s\ d$$

Donde:

α = coeficiente de radiación solar

= 0,6 para superficies brillosas

= 1,0 para superficies opacas

s = intensidad de radiación solar, watts/cm^2

= Entre 0,084 y 0,118

d.- Coeficientes y factores de cálculo

- Temperatura máxima permisible:

Tanto el cobre como el aluminio empiezan a recocerse cuando la temperatura se eleva más de 100°C, es recomendable que el límite para la operación contínua sea del orden de 75°C.

- Temperatura ambiente:

Es variable de acuerdo a la zona en la que se ubique la instalación, por ejemplo para zonas tropicales se pueden tomar temperaturas del orden de 40°C, en la zona que nos ocupa pueden tomarse los 15°C ya señalados.

- Velocidad del viento:

Aún con un pequeño movimiento de aire se tiene un efecto considerable en la reducción de la temperatura del conductor, en el área que nos ocupa tenemos datos de 13,6 m/seg (máxima), 3,6 m/seg (media), 2,4 m/seg (mínima).

- Coeficientes de Emisividad y Radiación Solar: E y α

Los conductores aéreos se enmohecen rápidamente cuando ya están en servicio y estos coeficientes se pueden asumir que tienen valor de 1.

e.- Cálculos de las pérdidas por Radiación y Convección

Con los valores asumidos anteriormente, presentamos un ejem - plo explicativo de cálculo.

$\hat{E} = \alpha = 1$ $\qquad s = 0,09$

$d = 3,51$ cm $= 1,382$ pulg. $\qquad V = 3,6$ m/seg

$\theta = 50$ °C

$t = 15$ °C

$R = 52,5 \times 10^{-8}\ \Omega/cm$

$$Hr = 5,7\ E\ \pi\ 3,51 \left[\left(\frac{50 + 15 + 273}{1000} \right)^4 - \left(\frac{15 + 273}{1000} \right)^4 \right]$$

$= 0,387$ watt/cm

$$Hc = 12,8\ (3,51)^{0,7}\ 50^{1,23}\ 10^{-4}$$

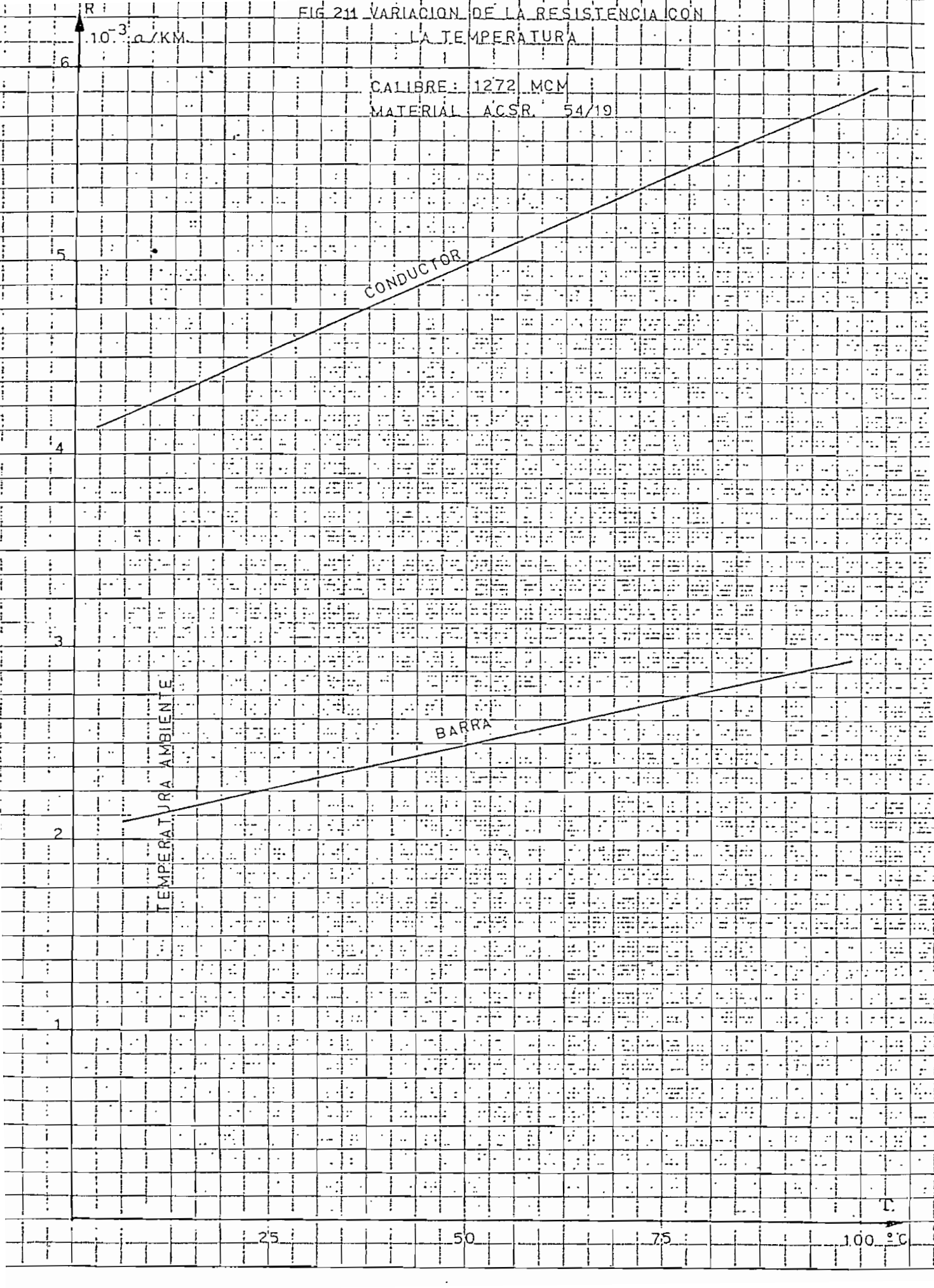
$= 0,379$ watt/cm

$Hs = 1 \times 0,09 \times 3,51 = 0,316$ watt/cm

$$I = \sqrt{\frac{0,387 + 0,379 - 0,316}{52,5 \times 10^{-8}}} = 926\ A$$

A continuación se presentan los cuadros resúmenes de los cálculos realizados, se han realizado diferentes consideraciones en lo referente a elevaciones de temperatura y estados de convección forzada.

FIG 211 VARIACION DE LA RESISTENCIA CON LA TEMPERATURA



1) CONSIDERANDO CONVECCION NATURAL

θ	Hr	Hc	Hs	I	10^{-8} R
°C	watt/cm	watt/cm	watt/cm	A	Ω/cm
50	0,387	0,379	0,316	926	52,5
55	0,437	0,425	0,316	1020	53,5
60	0,489	0,474	0,316	1092	54,3
65	0,543	0,523	0,316	1164	55,3
70	0,600	0,573	0,316	1234	56,2
75	0,658	0,623	0,316	1297	57,3

2) CONSIDERANDO CONVECCION FORZADA CON V= 25 cm/seg.(Valor Conservativo)

θ	Hr	Hc	Hs	I	10^{-8} R
°C	$\frac{watt}{cm}$	$\frac{watt}{cm}$	$\frac{watt}{cm}$	A	Ω/cm
50	0,387	0,516	0,316	1057	52,5
55	0,437	0,568	0,316	1134	53,5
60	0,489	0,620	0,316	1208	54,3
65	0,543	0,671	0,316	1274	55,3
70	0,600	0,723	0,316	1338	56,2
75	0,658	0,775	0,316	1581	57,3

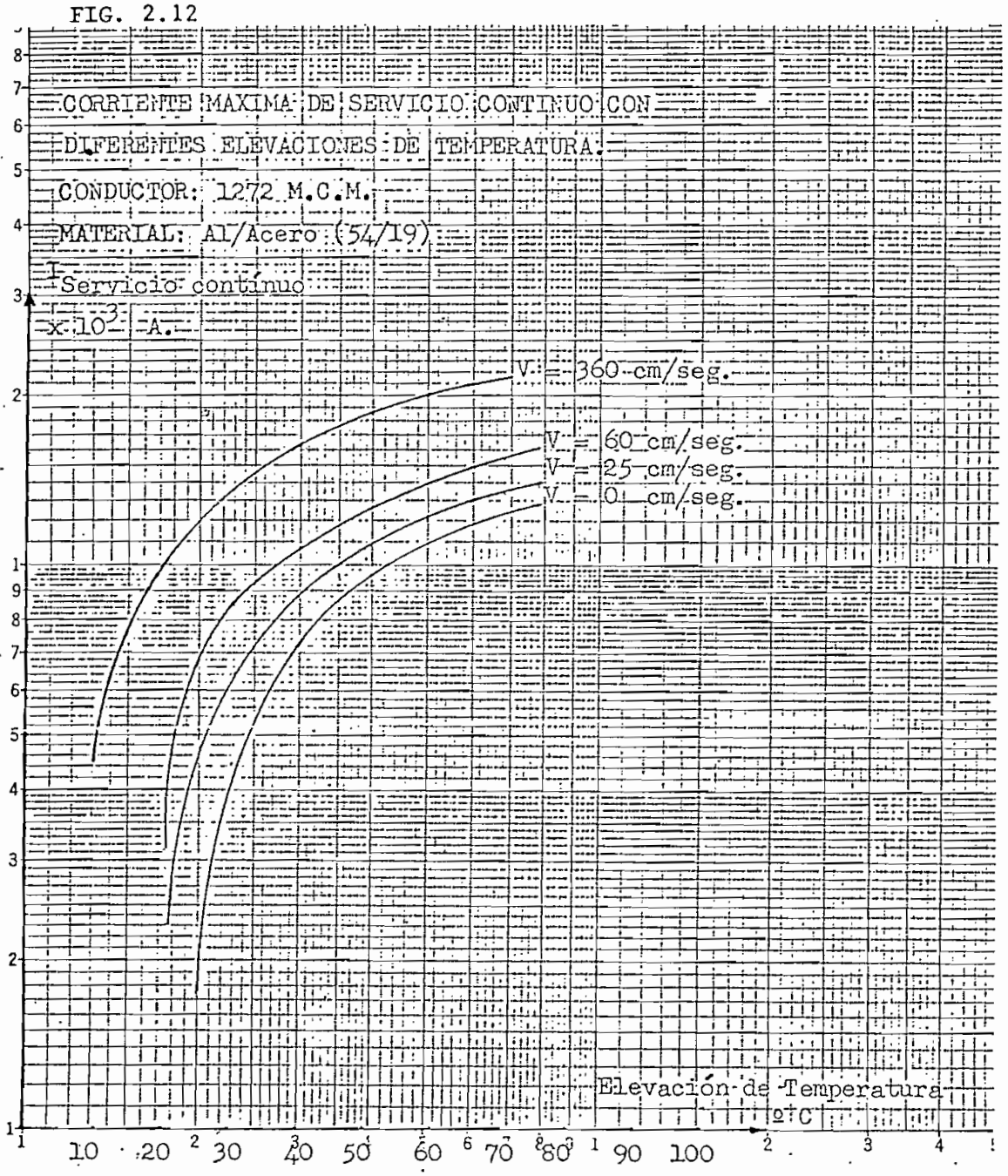
3) CONSIDERANDO CONVECCION FORZADA CON V = 60 cm/seg

θ	Hr	Hc	Hs	I	10^{-8}R
°C	watt/cm	watt/cm	watt/cm	A	Ω/cm
50	0,387	0,766	0,316	1262	52,5
55	0,437	0,849	0,316	1346	53,5
60	0,489	0,919	0,316	1418	54,3
65	0,543	0,996	0,316	1487	55,3
70	0,600	1,072	0,316	1553	56,2
75	0,658	1,149	0,316	1613	57,3

4) CONSIDERANDO CONVECCION FORZADA CON V= 360 cm/seg..(Media en el Cañar)

θ	Hr	Hc	Hs	I	10^{-8}R
°C	watt/cm	watt/cm	watt/cm	A	Ω/cm
50	0,387	1,716	0,316	1844	52,5
55	0,437	1,888	0,316	1937	53,5
60	0,489	2,059	0,316	2027	54,3
65	0,543	2,231	0,316	2108	55,3
70	0,600	2,402	0,316	2186	56,2
75	0,658	2,574	0,316	2255	57,3

FIG. 2.12


CORRIENTE MAXIMA DE SERVICIO CONTINUO CON
DIFERENTES ELEVACIONES DE TEMPERATURA.
CONDUCTOR: 1272 M.C.M.
MATERIAL: Al/Acero (54/19)
Servicio continuo
x 10³ A.
V = 360 cm/seg.
V = 60 cm/seg.
V = 25 cm/seg.
V = 0 cm/seg.
Elevación de Temperatura
°C
10
20
30
40
50
60
70
80
90
100

B.- Capacidad Nominal de la Barra

Con estos cálculos y resultados obtenidos, se han verificado de manera adecuada la Capacidad de cada uno de los conductores que conforman el Bundle, sin embargo conformado el haz los diferentes resultados de Hr, Hc y Hs se duplican por lo cual podemos - primeramente concordar como se anotó, con la capacidad del conductor 1200 A, (a 75°C, T amb.=25°C, b = 2 pies/seg), como se indican en las tablas de uso general; luego las sobrecargas que admite este conductor con las correspondientes elevaciones de temperatura y para los tres estados de convexión forzada que- pueden presentarse. Luego, la capacidad de la barra será de- 2.400 A. y las correspondientes sobrecargas para esta barra de 345 KV,se pueden obtener duplicando las corrientes calculadas - para una elevación de temperatura, análogamente las pérdidas que presentará la barra.

En la figura No.2.12 se indican las características de los conductores de la barra, en estas curvas podemos interpolar el valor de 703/2 A por conductor, que es el valor de demanda máxima y lógicamente se nota que la elevación de temperatura que causa esta corriente está dentro del rango permisible, concluímos que para el servicio contínuo la barra funciona adecuadamente.

2.3.3 CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO DE LOS CONDUCTORES DE LA BARRA

Cuando ocurre un cortocircuito una gran corriente inicial circula durante la primera fracción de segundo, seguida por una rápida disminución de la corriente que fluye.

Dentro del Estado de Cortocircuito hacemos las siguientes consideraciones:

1.- Casi toda la Energía de salida debe aparecer como calor en los conductores de la barra. Durante el cortocircuito no hay pérdidas de calor.

2.- Los conductores de la barra están inicialmente a la máxima temperatura especificada para la operación contínua y que todo el calor generado en los conductores influye elevando la temperatura.

3.- La anterior consideración simplifica los cálculos y también da cierto margen de seguridad, ya que en la práctica existe siempre una ligera pérdida de calor.

4.- Los períodos de tiempo límites de cortocircuito han sido normalmente experimentados por el E.R.A (Electrical Research - Association, G.B.).

a.- Ecuación del calor desarrollado en un conductor durante un cortocircuito.

$$H = \frac{0,24}{(2,54)^2} \frac{I^2 \; t \; \rho}{A} \left\{1 + \alpha (\theta + \theta'/2)\right\} \quad \text{cals/cm.}$$

I = corriente de cortocircuito. Amp.

t = duración del cortocircuito, Seg.

ρ = resistividad del conductor

α = coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura.

A = sección del conductor en pul^2.

θ = elevación de temperatura permisible, °C.

θ' = elevación de temperatura adicional debido al cortocircuito, °C.

b.- Ecuación del calor absorbido por el conductor

$$H = (2,54)^2 \; A \; g \; S \; \theta' \; \text{cal/cm.}$$

g = peso específico del conductor.

S = calor específico del conductor.

c.- Ecuación para la capacidad de cortocircuito

Igualando las dos Ecuaciones anteriores (a) y (b), se obtiene:

$$(2,54)^2 \; A \; g \; S \; \theta' = \frac{0,24 \; I^2 \; t \; \rho}{(2,54)^2 \; A} \left\{ 1 + \alpha (\theta + \theta'/2) \right\}$$

$$\frac{I^2}{A^2} = \frac{(2,54)^4 \; g \; S}{0,24 \; t \; \rho} \; \theta' \left\{ 1 + \alpha (\theta + \theta'/2) \right\}$$

$$\frac{I}{A} = \frac{(2,54)^2}{\sqrt{0,24}} \sqrt{\frac{g \; S \; \theta'}{t \; \rho \left\{ 1 + \alpha (\theta + \theta'/2) \right\}}}$$

$$\frac{I}{A} = \frac{13,17}{\sqrt{t}} \sqrt{\frac{g \; S \; \theta'}{\rho \left\{ 1 + \alpha \; (\theta' + \theta'/2) \right\}}}$$

$$\frac{I}{A} = \frac{K}{\sqrt{t}}$$

d.- Factores de cálculo

	Cobre	Aluminio	Acero	Unidades
ρ	$1,72 \times 10^{-6}$	$2,8 \times 10^{-6}$	$17,5 \times 10^{-5}$	$\Omega cm^2/cm.$
α	0,00428	0,004	0,005	a 0°C
g	9,93	2,7	7,85	gr/cm^3
S	0,092	0,217	0,115	cal/gr°C

- Temperatura Ambiente: Tamb.

Se tomará la temperatura media del lugar de la instalación o sea 15 °C.

- Temperatura Máxima: Tmáx

Se ha escogido la temperatura máxima permisible normal como - 70 °C.

La elevación de Temperatura Tcc. debido al calor generado por un cortocircuito será de 50 °C.

Estos valores de Tmáx. y Tcc. se usan en la ecuación de la capacidad de cortocircuito, basándose en la consideración de - que durante la operación normal la temperatura máxima del conductor no excederá de 70 °C y que para el breve período en el cual el cortocircuito se mantiene la temperatura máxima del conductor no excederá de 120 °C. Esta última temperatura para condiciones de cortocircuito es señalada ordinariamente - por los fabricantes de cables, aunque el valor que aparece es bastante conservativo.

- Tiempo de duración del cortocircuito: t

Para el diseño de subestaciones de alto voltaje el grupo de - trabajo de subestaciones de CIGRE, recomienda 1 seg. como el tiempo de diseño de la duración del cortocircuito. (V D E 103)

e.- Cálculos y resultados

Ejemplo de cálculo para obtener el coeficiente K

$$K = 13{,}17 \sqrt{\frac{g\ S\ \theta'}{\rho[1+\alpha(\theta+\theta'/2)]}}$$

$$\doteq 13{,}17 \sqrt{\frac{2{,}7 \times 0{,}217 \times (120-70)}{\rho[1+\alpha(70-15)+50/2]}}$$

$$\alpha_{15°C} = \frac{\alpha_o}{1+\alpha_o T_{amb}} \doteq \frac{1}{1/\alpha_o + T_{amb}} = \frac{1}{250+15} = 0{,}00377$$

$$\rho_{15°C} = \rho_{20°C}\ \frac{1+\alpha_o T_{15°C}}{1+\alpha_o T_{20°C}} = 2{,}80 \times 10^{-6}\ \frac{1+0{,}00400\times 15}{1+0{,}00400\times 20} =$$

$$= 2{,}748 \times 10^{-6}\ \Omega\ cm^2/cm.$$

$$K = 13{,}17 \sqrt{\frac{2{,}7 \times 0{,}217\ (120-70)}{2{,}748 \times 10^{-6} 1 + 0{,}00377\ \ (70-15) + 50/2}}$$

$$K = 37000$$

Por lo tanto la ecuación para la corriente de cortocircuito Icc queda:

$$Icc = \frac{3700\ A}{\sqrt{t}}$$

Ejemplo de cálculo de Icc:

Supongamos una duración del cortocircuito de t = 0,7 seg.

La sección del conductor es 1272 MCM = 6,449 cm^2 = 1,0 $pulg.^2$

La temperatura de iniciación del cortocircuito = 70°C

$$Icc = \frac{3700 \times 1,0}{0,7}$$

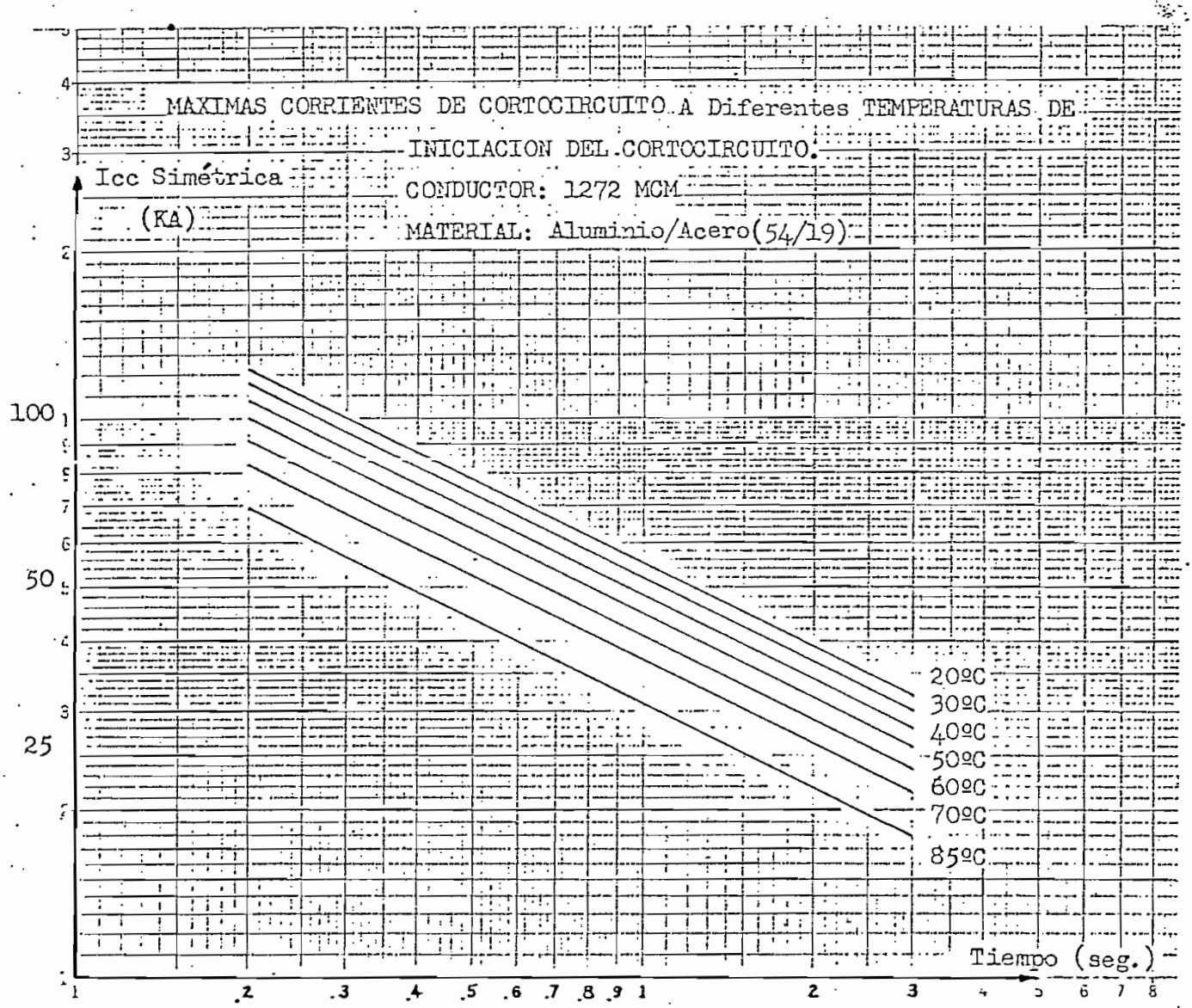
$$Icc = 44223 \text{ A.}$$

De manera similar podemos realizar los cálculos para diferentes temperaturas de iniciación del cortocircuito, para un tiempo de duración del cortocircuito, dentro del rango propuesto y de manera general para cualquier calibre de conductor, de cualquier material.

Como resultados para nuestro calibre propuesto, presentamos los valores de la constante K para diferentes temperaturas de iniciación del cortocircuito y de manera complementaria las gráficas de la máxima corriente de cortocircuito para diferentes tiempos de duración del cortocircuito.

TEMPERATURA DE INICIACION DEL CORTOCIRCUITO	VALOR APROXIMADO DE LA CONSTANTE
°C	K
20	54.860
30	51.558
40	48.165
50	44.687
60	41.000
70	37.000
85	30.875

FIG. 2.13


MAXIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO A Diferentes TEMPERATURAS DE INICIACION DEL CORTOCIRCUITO.
CONDUCTOR: 1272 MCM
MATERIAL: Aluminio/Acero(54/19)
Icc Simétrica (KA)
100
50
25
20ºC
30ºC
40ºC
50ºC
60ºC
70ºC
85ºC
Tiempo (seg.)
.2
.3
.4
.5
.6
.7
.8
.9
1
2
3

f.- Comentarios

Simplificando, anotamos las siguientes acotaciones:

1.- De los cálculos de las corrientes de cortocircuito, tenemos que la máxima corriente simétrica de cortocircuito se debe a una falla trifásica a tierra y que su valor es 32,206 pu, que - expresada en amperios es:

$$\text{Icc (simétrica)} = 32{,}206 \times 167{,}35 = 5389{,}67 \text{ A}$$

Esta es la máxima intensidad por fase, pero en el haz de 2 conductores tenemos:

$$\text{Icc (simétrica por conductor)} \cong 2700 \text{ A}$$

2.- La densidad de corriente será:

$$\frac{Icc}{A} = \frac{2700 \text{ A}}{1 \text{ pulg}^2} = 2700 \text{ A/pulg}^2$$

3.- En el caso normal se tiene:

$T_{\text{iniciación del cortocircuito}} = 70\ ^\circ C$

$t = 1$ seg. (por diseño)

$$\frac{Icc}{A} = \frac{37 \text{ KA}}{1 \text{ pulg}^2} = 37 \text{ KA/pulg}^2$$

Aún en el caso mas desfavorable:

$T_{\text{iniciación del cortocircuito}} = 85\ ^\circ C$

t= 1 seg. (por diseño)

$$\frac{Icc}{A} = \frac{17,7\ KA}{1\ Pulg^2} = 17,7\ KA/pulg.^2$$

4.- Comparativamente se puede concluir que, las condiciones que aparecen debido al cortocircuito, están dentro del margen permisible por el conductor analizado y que por lo tanto la - barra soportará adecuadamente las corrientes de cortocircuito esperadas, sin alterarse las propiedades de los conductores y sin llegar a elevaciones de temperatura excesivas, manteniendo de esta forma un buen margen de seguridad y capacidad para los corticircuitos.

2.3.4 EFECTOS DINAMICOS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

a.- Fuerza entre conductores por los que circula corriente.

Las corrientes de cortocircuito porvocan esfuerzos electrodinámicos en las barras, apoyos, aisladores y demás elementos - influenciados por estas corriente. El conocimiento de estos- esfuerzos resulta esencial para poder dimensionar y seleccionar los sistemas de barras, los aisladores de apoyo etc. de - acuerdo con los esfuerzos producidos.

En la siguiente figura se han representado esquemáticamente - dos conductores paralelos recorridos por una corriente I, a - una distancia R, expresada en metros y de una longitud ℓ, tam bien expresada en metros.

Cada conductor produce un campo magnético por lo cual, cada uno

de ellos queda rodeado por dos campos magnéticos. Resultando de esto ciertas fuerzas sobre los conductores.

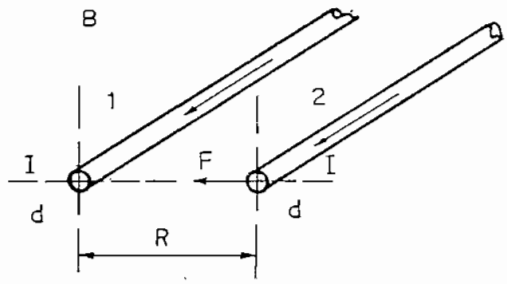


Fig. No.2.14 Fuerzas entre conductores

Por ejemplo, adoptemos los sentidos señalados para las co - rrientes , a la derecha de 2 los dos campos se suman dando un campo resultante más intenso que a la izquierda de 2 donde - los campos se restan o sea la densidad de flujo magnético B - es mayor a la derecha que a la izquierda de 2. El resultado - es que actúa una fuerza F sobre el conductor 2, dirigida ha - cia la derecha.

Para determinar la fuerza que actúa sobre el conductor de lon gitud l hacemos las siguientes consideraciones:

1.- Los conductores son largos y rectilíneos.

2.- La distancia R es demasiada pequeña comparada con l.

3.- Los conductores se halla en aire y en una región libre - de campos $\mu_r = 1$.

4.- Las corrientes en los dos conductores son iguales, I.

La densidad de flujo producida por un conductor recto viene dada por la fórmula:

$$B = \frac{\mu I}{2 \pi R}$$

Y la fuerza sobre un elemento situado en un campo magnético por:

$$dF = I\ dl \times B$$

Sobre el conductor de longitud l tenemos:

$$F = I\ B\ l$$

Reemplazando B:

$$F = \frac{\mu I^2}{2 \pi R}$$

Reemplazando μ : $4 \pi 10^{-7}$

$$F = \frac{2{,}04 \times 10^{-8} \times I^2}{R} \quad (\text{Kg/m.})$$

b.- Valores de corriente para los efectos dinámicos.

Para fines prácticos se toma la corriente máxima subtransitoria o sea la primera amplitud de la corriente de cortocircuito.

$$I_a = b \times I_{cc}$$

I_a = Valor de la primera amplitud de la onda de cortocircuito.

I_{cc} = Corriente de cortocircuito trifásica simétrica inicial.

b = Coeficiente de amortiguamiento para el 100% de asimetría, variable de acuerdo a la constante de tiempo (a) del circuito.

$$b = \sqrt{2}\ (e^{-T/2a} + 1)$$

En la siguiente tabla aparecen los valores del coeficiente b- como función de la constante de tiempo del circuito a= L/R

TABLA 2.III

a = L/R seg.	50 c/s b	60 c/s b
	2,83	2,83
0,105	2,70	2,72
0,0448	2,55	2,59
0,0382	2,50	2,55
0,030	2,43	2,48
0,020	2,33	2,35
0,010	1,94	2,03
0,00	1,41	1,41

El Valor $b = 1,8\sqrt{2} = 2,55$ (valor I.E.C) puede adoptarse en la generalidad de los casos.

c.- Máxima fuerza electrodinámica entre conductores paralelos.

$$F = 2,04 \times b^2 \times I^2_{cc} \times 10^{-8}$$

F= Máxima fuerza electrodinámica en Kg/m.

R= Espaciamiento entre conductores en m.

I_{cc}= Valor R.M.S. de la corriente de cortocircuito trifásica Inicial Simétrica, em Amperios.

d.- Fuerzas Electrodinámicas conductores del Bundle

Los análisis realizados pueden aplicarse directamente a la con formación en Bundle adoptada para la barra de 345 KV.

La corriente de cortocircuito simétrica se calculó en el numeral 2.2.5 y su valor fué de 5.400 A. aproximadamente.

$$F = 2,04 \times (2,55)^2 \times \frac{(2,700)^2}{0,4} \times 10^{-8} \quad Kg/m.$$

$$F = 2,41 \text{ Kg/m.}$$

e.- Fuerzas electrodinámicas entre fases.

Adoptaremos algunos valores de separación entre fases a fin de poder evaluar y obtener una clara orientación de las fuerzas - posibles que pueden aparecer.

Fuerzas Electrodinámicas

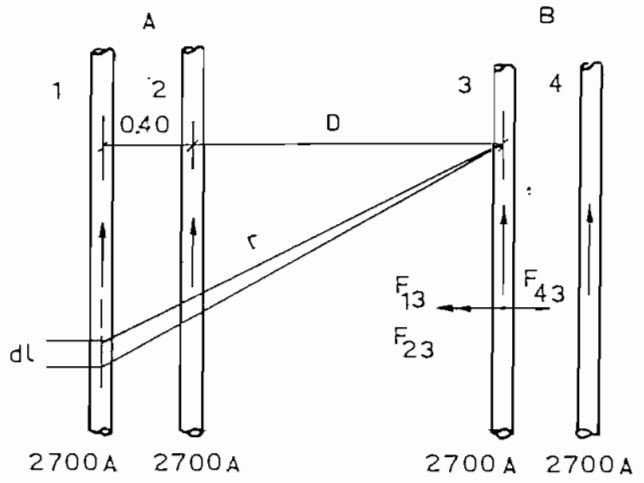


Fig. No. 2.15 Fuerzas entre fases

TABLA 2.IV

D	F_{43}	$F_{13} + F_{23}$	F
m.	Kg/m.	Kg/m.	kg/m.
4,5	2,410	0,410	2,00
5,0	"	0,372	2,03
5,5	"	0,338	2,02
6,0	"	0,311	2,09
6,5	"	0,287	2,12
7,0	"	0,267	2,14
7,5	"	0,250	2,16
8,0	"	0,235	2,17

f.- Comentarios

De la tabla anterior puede observarse que las fuerzas electrodinámicas entre los subconductores del Bundle son mayores que las producidas entre fases, por lo que esa configuración es - más exigente.

Un contacto accidental entre subconductores del Bundle de la misma fase verdaderamente no tiene desventaja mecánica o eléctrica, pero podría tomarse en cuenta en el diseño mecánico a fin de reducir los esfuerzos laterales.

Para la adecuada selección de la distancia entre Subconductores del Bundle debería tomarse en cuenta otras causas como: Efecto Corona, Nieve sobre los conductores, la posibilidad de realizar empalmes o uniones, etc.

Los efectos mecánicos producidos cuando ocurre un cortocircuito como función del espaciamiento entre conductores, de la longitud del vano, de la flecha; para barras de 66 KV y tensiones superiores, pueden despreciarse, resultando generalmente- que las barras funcionan bien mecánica y eléctricamente.

2.4 SELECCION Y DISPOSICION DEL EQUIPO

2.4.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

a) Datos disponibles de flujo para la Subestación "El Tambo"

TABLA 2.V		MW	MVARS	MVA
1979	**	10	-1,6	10,1
1980	**	10	-0,7	
1981	*	16	1,8	16,1
1982	*	21,1	5,3	21,8
1983	*	26,1	10,9	28,4
1985	*	39,3	19,2	43,7
1986	*	47,5	26,7	54,2
1988	*	67,8	33,3	75,5
1990	*	94,5	53,3	109

** Voltaje de operación 138 KV

* " " " 345/138 KV

b) Potencia de transformación.

De los datos anteriores podemos concluir que para el año 1990 necesitamos una potencia de transformación de por lo menos 100 Mva.

Si pensamos en un margen adecuado de reserva, consideramos suficiente 120 Mva., con los cuales tendremos en reserva un 11% y la instalación operará satisfactoramente hasta los años posteriores inmediatos a 1990.

En planificación se tienen dos circuitos para el sector de 138 KV y como se decidió en el numeral 2.1.5 no colocar barras en ese sector es prudente preveer dos unidades transformadoras de 60 Mva. cada una.

c) Tipo de Unidades de Transformación

Se presentan dos alternativas para realizar la Transformación de la Potencia Trifásica, mediante el uso de Unidades Transformadoras Trifásicas, o por la interconexión de tres unidades Monofásicas formando un Banco Trifásico.

Las unidades Trifásicas tienen las siguientes ventajas: una mayor eficiencia, el tamaño es menor, y son menos costossos que un banco montado con tres Unidades Monofásicas.

Algunas anotaciones respecto del tipo de Unidades de Transformación son las siguientes:

1.- Cuando se usan unidades Monofásicas en banco es posi-

ble instalar una cuarta unidad en la misma instalación y que sirva como reserva.

2.- La inversión para preveer la unidad de reserva Monofásica es de 33% adicional a la inversión realizada.

3.- Actualmente los transformadores son notoriamente los - elementos más confiables entre los elementos de un sistema - por esta razón es menos importante preveer una capacidad de- reserva.

4.- La inversión para preveer una Unidad de reserva trifásica es de 100% adicional a la inversión realizada.

5.- La facilidad de transportación y montaje pueden definir el uso de uno de los dos tipos de Unidades de transformación propuestos.

Para nuestro caso, es más justificable el uso de Unidades - Transformadoras Trifásicas, pues interesa la buena eficiencia y aceptar la disminución del costo; referente al tamaño puede ser indiferente en lo que a disponibilidad de terreno se refiere, así mismo puede aceptarse la facilidad de transporte y el aspecto vial que se dispone.

d) Uso de transformadores o autotransformadores.

Analizaremos brevemente si las Unidades transformadoras de-potencia serán; Transformadores o Autotransformadores, como ya se anotó para una potencia de 120 MVA.

1.- La capacidad reducida de las partes transformadoras requeridas para un auto-transformador lo hacen físicamente más pequeño y en consecuencia menos costoso, de superior eficiencia y mejor regulación que una unidad convencional de dos devanados para la misma capacidad de un circuito.

2.- Como desventajas de los auto-transformadores se puede - señalar, la impedancias bajas que presentan si bien benefi - cian con su efecto en la regulación, pueden ligar excesivas-corrientes de cortocircuito durante condiciones de falla del sistema. La disposición de taps es más complicada, el terciario en delta pueden conducir corrientes de falla que sean excesivas a su capacidad nominal, los circuitos de alta y - baja tensión no pueden ser aislados y los dos circuitos deben operar sin desplazamiento angular.

Resumiendo, las ventajas del bajo costo y de la mejor eficiencia vienen a ser aparentes en cuanto crece la relación de - transformación, así que los Auto-Transformadores para propósi

tos de transformación de energía con ordinariamente utiliza dos con bajas relaciones de transformación, muy raro excediendo la relación 2:1. Para la Subestación el Tambo seleccionamos Unidades Transformadoras.

e) Selección de las características del Equipo de Transformación de Potencia.

1.- Capacidad

Como se señaló anteriormente la capacidad que tendrán las Unidades transformadoras de la S/ "El Tambo" es de 120 MVA. dividido en dos unidades trifásicas de 60 MVA cada una.

2.- Medio Refrigerante

En los transformadores, la superficie es relativamente grande frente al volúmen. La refrigeración por radiación y por convección natural suelen ser suficientes para mantener la temperatura de funcionamiento por debajo del máximo que puede soportar el aislamiento sin reducir seriamente su duración. Sin embargo, al aumentar el tamaño de un objeto, el volumen crece como el cubo de sus dimensiones lineales, mientras que el área de su superficie lo hace con el cuadrado. Con esto se ve que al aumentar el tamaño, o hay que aumentar el área de la superficie o hay que proveer medios artificiales para facilitar

la refrigeración, esto se logra dotando de conductos de ventilación a los devanados, aumentando las dimensiones de radiación del tanque y adicionando elementos que ayuden a una rápida disipación de calor (radiadores).

Los refrigerantes mas empleados son: el aire, el aceite dieléctrico, líquidos dieléctricos no inflamables y el agua.

- La refrigeración por circulación de aire natural o forzada, se utiliza generalmente en transformadores de poca capacidad, cuando se quiere evitar el peligro de incendio por causa del transformador.

- El aceite dieléctrico para transformadores.

La experiencia ha demostrado que uno de los mejores medios de refrigeración es el aceite dieléctrico, pues al tiempo que facilita la extracción de calor del núcleo y del devanado proporciona cualidades aislantes apreciables. El aceite debe tener gran rigidéz dieléctrica, poca viscocidad, punto de congelación bajo y punto de ignición elevado, debiendo estar exento de ácidos corrosivos, álcalis y azufre.

- Líquidos dieléctricos no inflamables.

Cuando las necesidades de refrigeración son elevadas y se - desea evitar el peligro de incendio por causa del medio refrigerante del transformador, se utilizan compuestos químicos conocidos comercialmente como Pyranol, Inerteen o Chlorextol. Estos compuestos no son volátiles, ni combustibles, ni explosivos y son suficientemente fluídos para circular libremente en torno de los devanados. Tienen gran rigidéz dieléctrica sirviendo por ello al mismo tiempo de aislante y refrigerante.

3.- Sistemas de disipación de calor desprendido por el núcleo y los devanados.

La energía convertida en calor en el circuito magnético y en los devanados de un transformador se transmite al aceite en- el cual éstos se hallan sumergidos, éste a su vez lo transmite a los fluidos que sirven para enfriarlo como son el aire- y el agua, logrando esto a través del tanque o por medio de- radiadores adaptados a éste o montados por separado. Para lograr lo anterior en forma eficiente se hace uso de algunos - sistemas de enfriamiento que se analizarán en este numeral.

La selección del sistema de enfriamiento de un transformador es de primordial importancia, en unión del ciclo de carga,- espacio disponible, facilidad de manejo y limitaciones de -

transporte. Estos factores, junto con la existencia del agua de enfriamiento barata y el mantenimiento de las unidades determinan el tipo mas económico de enfriamiento.

De acuerdo a las normas Americanas para Transformadores, Reguladores y Reactores establecidas por al American Standards - Association en su publicación 057, hay seis métodos de enfriamiento para los transformadores sumergidos en líquidos y tres para los transformadores secos. Se identifican por las siguientes designaciones:

OA: Sumergido en aceite. Auto-Enfriado.

OA/FA: Sumergido en aceite. Auto-Enfriado con aire forzado.

OA/FOA/FOA/: Sumergido en aceite. Auto-Enfriado. Con enfriamiento por aire o aceite forzado.

FOA: Sumergido en aceite. Enfriado con aceite forzado con enfriadores de aire forzado.

OW: Sumergido en aceite. Enfriado por agua.

FOW: Sumergido en aceite. Enfriado por aceite forzado con enfriadores de agua forzada.

AA: Tipo seco Auto-Enfriado.

AFA: Tipo seco, Enfriado por aire forzado

AA/FA: Tipo seco. Auto-Enfriado. Enfriado por aire forzado.

Por tanto, el medio refrigerante adoptado para los transformadores de la S/ "El Tambo", será el aceite. Pues, constituye - el medio refrigerante mas usual y de menor costo respecto de los líquidos dieléctricos no inflamables; la instalación de - las unidades transformadoras en sitios con adecuado drenaje - para evacuar el aceite en caso de derramarse accidentamente- eliminaría notablemente el inconveniente de peligro de incendio.

El sistema de disipación de calor será OA/FA, es decir que - las Unidades transformadoras son básicamente Unidades con - sistema de disipación de calor OA a las cuales se han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento, y por lo tanto, aumentar los KVA de salida de cada transformador.

Con el empleo de este sistema de disipación OA/FA indicamos que probablemente en el futuro las unidades deberán soportar sobrecargas durante períodos cortos, pero cuya ocurrencia se espera con cierta frecuencia dentro de las condiciones normales de trabajo, y que deben ser totalmente toleradas sin -

afectar el funcionamiento normal del transformador. Otra razón para preveer este sistema de disipación, es la posibilidad de aumentar la carga permanente de las unidades transformadoras, pero es necesario cuidar de la elevación de temperatura para no acortar la vida del equipo. Los transformadores del tipo OA/FA, pueden adquirirse con los ventiladores ya instalados y listos para usarse o bien sólo con los soportes para montarlos posteriormente.

La relación KVA que existe entre el aumento de capacidad que se logra con aire forzado se indica a continuación;

TABLA 2.VI TRANSFORMADORES TRIFASICOS

KVA Régimen OA	KVA régimen FA	%
501-2499	576-2874	+15,0
2500-11499	3125-14999	+25,0
12000-y más	16000-y más	+33,3

Las cifras citadas han sido establecidas de acuerdo con las normas de la ASA y NEMA y están basadas en la temperatura del cobre en la prueba de punto caliente a 65°C arriba de la temperatura promedio del ambiente de 30°C.

En el caso de la S/ "El Tambo" tendríamos que para cada unidad transformadora trifásica da las siguientes capacidades:

OA ----------60 MVA

FA ----------80 MVA (60MVA. + 33,3%)

Deberán tenerse en cuenta las condiciones de operación de los años posteriores a 1990, a fin de justificar el sistema FA, - pués como se ve, los transformadores con el sistema básico de disipación de calor, OA satisfacen plenamente los requerimien tos de operación para el período para el sual se prevee este diseño.

4.- El Tanque de los Transformadores

Los transformadores que emplean como medio refrigerante los líquidos, deben tener su núcleo y devanados necesariamente - en tanques que eviten las pérdidas del refrigerante. Estos - tantes se construyen de láminas o placas de acero soldadas y pueden tener la forma circular, ovalada o rectangular.

Las paredes del tanque serán lisas, pero debido a que al au- mentar el tamaño en KVA., las pérdidas aumentan más rápida - mente que el área del tanque, resulta que un transformador - de 60 MVA tendría que colocarse en un tanque desmesurado pa ra tener la superficie de radiación necesaria; para aumen- tar esta área el tanque deberá estar previsto de radiadores desmontables colocados sobre las paredes laterales del tan- que. El aceite se enfría al pasa a través de los radiadores

los cuales estan conectados al tanque por medio de tuberías con válvulas en las conexiones superior e inferior. Para el transporte se quitan los radiadores para reducir el volúmen.

La forma más usual para esta capacidad es la rectangular algo ovalado en los dos sentidos, adoptar esta forma resulta mecánicamente ligeramente débil para resistir las presiones internas, esto puede mejorarse colocando bridas en las paredes del tanque.

El tanque debe tener espacio suficiente para permitir la dilatación y contracción térmicas del aceite. En transformadores grandes, esto se logra añadiendo al tanque un tambor horizontal llamado conservador de aceite. También se prevee una abertura de respiración a la atmósfera con un adecuado filtro para el aire quitándole las impurezas y la humedad. Además se prevee en el transformador de una tubería protectora cerrada por un diafragma delgado de seguridad que puede romperse en caso de una presión excesiva, evitando con ello la explosión del tanque.

5.- Número de fases

Anteriormente ya se analizó la conveniencia del uso de transformadores trifásicos en lugar de bancos de unidades monofásicas.

6.- Frecuencia y Tensión Nominal en el Primario

Lógicamente estos datos están dados por el sistema que alimentará a la instalación. Para el sistema Nacional Interconectado la frecuencia es de 60 c.p.s. y la tensión establecida por INECEL es de 345 KV. y es la correspondiente a la toma principal del cambiador de taps.

7.- Tensión Nominal en el Secundario.

También está establecido por INECEL, y es de 138 KV. que corresponde a la tensión nominal secundaria que deberá aparecer al aplicar la tensión nominal en el primario.

8.- Conexión en el Secundario.

Estas conexiones están generalmente definidas por el tipo de carga, funciones a desempeñar, control y protección que se desea. Normalmente estas conexiones son:

TABLA 2.VII TRANSFORMADORES TRIFASICOS

Primario	-	Secundario
Estrella	-	Estrella
Delta	-	Delta
Delta	-	Estrella
Estrella	-	Delta

Se ha prescindido la conexión en zigzag ya que solamente se - emplea en baja tensión.

- Grupo de conexión

El grupo de conexión caracteriza las conexiones de los bobinados (Alta y Baja tensión) y la fase de las tensiones correspondientes a dichos bobinados.

- Identificación del grupo de conexión

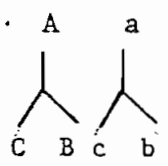
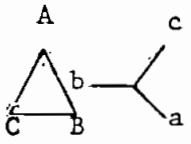
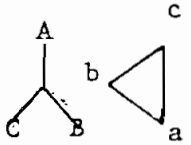
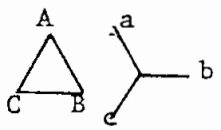
Cada grupo de conexión se identifica con una cifra que multiplicada por 30° , da como resultado el defase δ , en retraso, que existe entre las tensiones del mismo género, del secundario, respecto al primario del transformador.

- Designación del grupo de conexión.

La designación del grupo de conexión se hace tomando las letras mayúsculas (D,Y) para el lado de alta tensión y las letras minúsculas (d,y) para el lado de baja tensión, según IEC.

GRUPOS DE CONEXION MAS UTILIZADOS EN LA PRACTICA:

TABLA 2.VIII

Indice	Grupo de conexión Según I.E.C.	Diagrama Vectorial	Aplicaciones mas importantes.
0 $\delta = 0°$	Y y 0		Enlaces de dos sistemas de tensiones relativamente altas.
5 $\delta = 150°$	D y 5		Transformadores elevadores
	Y d 5		Transformadores reductores
11 $\delta = 330°$ $= -30°$	D y 11		Transformadores elevadores.

- Elección del grupo de conexión.

Para elegir el grupo de conexión mas apropiado en cada caso particular, una de las condiciones mas importantes que debe tenerse en cuenta es la determinación previa si el arrollamiento secundario de baja tensión ha de trabajar con carga desequilibrada y corriente en el neutro. De no existir neutro en Alta tensión, la carga desequilibrada es admisible -

dentro de ciertos límites.

En nuestro caso, sintetizamos el análisis en base de las siguientes consideraciones:

- Puesto que las conexiones mencionadas son simétricas, se deduce que si los tres bobinados tienen características y potencias iguales y si las tensiones aplicadas al primario son equilibradas, las tensiones en el secundario estarán también equilibradas siempre que la carga sea la misma en cada fase.

- La técnica aconseja el uso de la conexión Y Y en la interconexión de sistemas de tensiones relativamente altas, en este caso el Paute y Centro Sur.

- Además con potencias pqueñas y altas tensiones nominales resulta inadecuada la conexión en Δ en el lado de Alta Tensión, por razones constructivas.

- Otra razón conveniente de la conexión Y Y, es de que no existe defase entre las tensiones del primario y del secundario.

- Finalmente las cargas sobre los secundarios alimentados por transformadores Y Y pueden conectarse en Δ o en Y, pudiendo estar equilibradas o no.

9.- Conexión del Punto Neutro y adopción del Terciario

Si los neutros de los bobinados están aislados, es eviente - que aún con un moderado desequilibrio entre las cargas de las tres fases, el neutro se desplazará considerablemente- causando situaciones perjudiciales en los bobinados.

Por lo tanto es conveniente fijar el desplazamiento del neutro dentro de ciertos límites para evitar voltajes dañinos a los bobinados, esto se logra mediante la conexión del punto neutro del primario a tierra.

El punto neutro del secundario también deberá conectarse a tierra, a fin de proporcionar un camino para la circulación de la corriente de secuencia cero, para fallas de fase a - tierra y por lo tanto hacer posible la instalación de relés sensibles a este tipo de fallas.

La conexión Y Y debe ir provista de un bobinado estabilizador conectado en delta para poderse adaptar a sistemas de - transmisión de altas tensiones. Este devanado conectado en delta sirve a los tres propósitos siguientes:

- Ofrece un paso para la circulación de la tercera armoñica de la corriente magnetizante que, en el transformador co

nectado en Y, constituye un sistema homopolar o de corrientes en fase, el cual, en caso de no existir la conexión en delta, hallaría salida a través del neutro y de la capacidad a tierra de las líneas de transmisión, causando perturbaciones de carac ter inductivo. (en líneas de telecomunicaciones).

- Permite que circule suficiente corriente a través de la- conexión a tierra para poder accionar los aparatos de protec cción, en el caso de falla a tierra en otro punto del sistema.

- Puede utilizarse para alimentar una carga exterior, por ej: se puede utilizar para la alimentación a la unidad transfor - madora que alimenta a los Servicios auxiliares, además por - posibles condiciones de cortocircuito se suele diseñar con - 1/3 de la capacidad de los devanados principales.

10.- Derivaciones (Taps)

Las derivaciones (taps) en un transformador son los diversos escalones que nos permiten suprimir o aumentar el número de vueltas o de bobinas de un devanado, con lo que se obtiene - un nivel mas o menos estable de la tensión requerida.

Las derivaciones son generalmente colocadas en el lado de - alta tensión, por ser este el devanado exterior y consecuen temente las derivaciones se hacen fácilmente y sin dificul-

tad. Del mismo modo, como el devanado de alto voltaje tiene un gran número de vueltas se pueden hacer mejores ajustes para tener una buena regulación.

Las derivaciones en el lado de baja tensión no son recomendables, pues los conductores de los devanados son de mayor sección, llevando con ello una corriente considerable que podría ocasionar arcos durante el cambio. Además normalmente este devanado está en la parte interna y presentaría dificultades en la construcción.

Los rangos mas usuales de regulación son: ± 10% , ± 7 1/2% y ± 5% del voltaje nominal entre fases.

Para los transformadores de la S/ "EL Tambo" tomaremos el rango considerado standard en muchos tipos de transformadores ± 5% con un equipo de Cambiador de Derivaciones bajo carga de 16 tomas en pasos de 5/8%

11.- Reactancia

El dato de la Impedancia es de suma importancia por las siguientes razones:

-Para poder utilizar el transformador en paralelo con otro u otros transformadores.

- Para limitar la corriente de cortocircuito.

En cualquie caso pedir una impedancia específica aumenta el precio del transformador, y no es económicamente justificable variar una impedancia mas allá de ciertos límites.

La impedancia interna consta de dos componentes:

a.- La reactancia derivada del efecto del flujo concatenado en los bobinados.
b.- Una resistencia equivalente que representa todas las pérdidas debidas a la corriente de carga, tales como: pérdidas en los conductores, I^2R y las pérdidas por las corrientes de Eddy.

La caída por impedancia se expresa en porcentaje y es el voltaje de la caída por impedancia expresada como un porcentaje terminal nominal cuando ambos voltajes están referidos al mismo circuito.

Para la mayoría de propósitos prácticos las impedancias de los transformadores de Potencia pueden ser consideradas igual a las reactancias, debido a que la componente resistiva es pequeña.

Las tolerancias standard con las cuales pueden variar la impedancia son: $\pm$ 7.5% de los valores especificados en las Normas para

transformadores de dos devanados y ± 10% para transformadores de tres bobinados, para auto-transformadores y para otros transformadores no standard.

El campo de variación de las impedancias para transformadores trifásicos mayores de 500 KVA es entre 8.5% y 17% entre primario y secundario. (Tabla de Valores típicos de Impedancias de transformadores de la "Westinghouse Electric Corporation").

INECEL recomienda el 11% para transformadores trifásicos menores de 100 KVA, adoptaremos este valor pues se halla dentro del campo propuesto.

Considerando una guía para determinar las reactancias en transformadores de tres bobinados tenemos:

$$X_{345/138\ KV} = 11\%$$

$$X_{138/13,8\ KV} = \text{se sitúa entre 0,35 y 0,80 de } X_{345/138\ KV}$$

adoptamos el valor medio o sea: 0,65

$$X_{138/13,8\ KV} = 7,15\%$$

$$X_{345/13,8\ KV} = 1,1\ (11 + 7,15) = 20\%$$

$$X_{345/13,8\ KV} = 20\% \times \frac{20}{60} = 7\%$$

Estos datos serán los aproximados de reactancia para los - transformadores trifásicos de 60 MVA.

12.- Clases de aislamiento y Pruebas dieléctricas.

Las clases de aislamiento de un transformador están determinadas por las pruebas dieléctricas que el transformador podrá- soportar mejor que por el voltaje nominal operativo.

En este caso particular, tomando en consideración la altura a la cual estará la instalación y demás factores incidentes, en el capítulo IV, "Coordinación del Aislamiento", se obtienen los siguientes resultados:

TABLA 2.IX AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE 60 MVA.

	PRIMARIO	SECUNDARIO	TERCIARIO
TENSION NOMINAL	345KV	138 KV	13,8 KV
Aislamiento Interno:			
Onda de Impulso 1,2/50μseg. Según I.E.C	1050 KV	450 KV	95 KV

AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE 60 MVA. (CONT.)

	PRIMARIO	SECUNDARIO	TERCIARIO
Resistencia a frecuencia Industrial	460 KV	185 KV	34 KV
Resistencia para onda cortada	1300 KV	550 KV	130 KV
Aislamiento Externo:	1300 KV	650 KV	130 KV

13.- Accesorios y Caja de Control

Es conveniente enumerar algunos de los accesorios, o sean - aquellos elementos complementarios para la atención y operación de los transformadores.

- Tapa de visita.- La misma que permite la revisión ocular de las condiciones de los elementos del circuito electromagnético.

- Válvula Auxiliar.- Esta válvula se la emplea para la obtención de muestras de aceite, para verificar las propiedades- dieléctricas.

- Conservador de aceite.- Sirve para proteger el transformador contra sobrepresiones.

- Desecador de aceite.- Permite poner en contacto al aceite con la atmósfera, evitando el paso de humedad.

- Orejas de maniobra.- Empleados para izar o transportar el transformador de un lugar a otro.

- Base.- El tipo de la base depende de la capacidad del transformador y está de acuerdo con la forma que se deseee desplazar. Ruedas aprovechables para su transporte en la Subestación.

- Ventiladores.- Como se anotó se usan para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento y por lo tanto, aumentar los KVA de salida del transformador.

- Caja de control.- Llamada también caja de conexiones, por lo regular está colocada en uno de los lados del transformador y sirve para el control, sin tener en si todos los elementos de control. En esta caja unicamente existen tablillas de conexiones a donde los terminales de los elementos de control que se encuentran dentro o fuera del transformador.

14.- Dispositivos de Protección y Control para transformadores.

A continuación se describen algunos de los dispositivos de - protección y control más usuales, cada transformador puede - tener uno o varios de ellos, dependiendo del grado de protec ción que se desee para la instlación.

- Diafragma.- Consta de un recipiente tubular y de una mem brana que resiste una presión determinada, y que se fractura cuando la presión en el tanque se torna peligrosa, permitien do así la salida del aceite hasta equilibrar las presiones.

- Detector de presión de gas.- Este dispositivo se emplea en transformadores que tienen tanque conservador de aceite,- este relevador detecta la presión que existe en el interior- del tanque y actúa conforme a ella.

- Deshumidificador.- Este dispositivo se emplea para elimi nar la humedad provocada por la condensación en el interior- del tanque, debido a variaciones de la temperatura; el dispo sitivo contiene en su interior un inhibidor de humedad -sili- ca gel-.

- Indicador de Nivel de Aceite.- Este dispositivo se emplea para indicar si existe la cantidad suficiente de aceite para el enfriamiento del transformador.

- Termómetro.- Este dispositivo se usa para conocer la tem-

peratura del aceite y con ella poder determinar, se el transformador está trabajando en condiciones normales.

- Detectores de temperatura.- Fabricados de aleaciones metálicas, reaccionan con el aumento de temperatura generando un voltaje que puede accionar microswitches para una secuencia operativa determinada.

- Relevadores de sobrecarga de tiempo inverso.- Es un dispositivo que envía una señal para desconectar cuando la corriente excede de un valor determinado.

- Relevador de corrientes balanceadas o diferencial.- Es un dispositivo que opera con una diferencia de corriente entre una señal de entrada y una de salida.

Relevador de Bloqueo.- Empleado para sacar o mantener fuera de servicio el equipo en condiciones anormales de operación.

f.- Características de diseño.

Número de Unidades	2
Tipo de Unidad	Transformador Trifásico
Número de fases	3
Medio refrigerante	Aceite
Capacidad	60 MVA.OA/60 MVA./20 MVA.
	80 MVA.FA/80 MVA./27 MVA.

Sistema de Enfriamiento	OA/FA
Número de devanados	3
Tensiones Nominales	345/138/13,8 KV
Grupo de conexión: Primario/	
Secundario/Terciario	Y y d 0
Conexión del terciario:	delta
Diagrama Vectorial	
Derivaciones en AT.	± 5%
Reactancias:	
AT/MT	11%
MT/BT	5,15%
AT/BT	7%
Sobrecalientamiento	65°C
Altura de Instalación	3000 m.
Frecuencia	60 c.p.s.
BIL	1300 KV.
Resistencia al impulso 1,2/50 μs.	1050/450 /95 KV
Resistencia a frecuencia indus-	
trial	460/185/34 KV
Resistencia a onda cortada	1300/550/130 KV
Construcción:	Standard
Accesorios:	Ventiladores
	Radiadores
	Dispositivos de Protec-
	ción y control.

Dimensiones aproximadas:

Altura	10,20	m.
Ancho	5,35	m.
Largo	9,40	m.
Peso aproximado:	80,00	Tn

2.4.2 EQUIPO DE SECCIONAMIENTO ELECTROMECANICO

A.- Interruptores de Potencia o Breakers

Un interruptor de Potencia es un dispositivo cuya función es interrumpir o restablecer la continuidad en un circuito eléctrico.

Si la operación de apertura o cierre la efectúa con carga - (corriente nominal) o con corriente de cortocircuito (en caso de falla), el interruptor recibe el nombre de interruptor de potencia o Disyuntor.

a.- Principios de Extinción del arco para diferentes voltajes Nominales.

Debe señalarse de manera general, que el problema de corte- de los arcos, consiste en disponer de medios apropiados para

CUADRO 2.H PRINCIPALES TIPOS DE DISYUNTORES

Voltaje Nominal Vn	Aire Comprimido.	SF_6	Pequeño Volúmen de aceite	Gran volúmen de aceite	Soplo Magnético	Al Vacío	Semiconductor
KV							
$Vn \leq 1$					X	X	X
$1 < Vn \leq 24$	X	(X)	X	X	X	(X)	(X)
$24 < Vn \leq 230$	X	X	X	X			
$230 < Vn \leq 500$	X	X	X				
$Vn > 500$	X	X	X				

(X) : indican una aplicación limitada o no económica.

asegurar la desionización del trayecto del arco, de la velocidad de regeneración del dieléctrico a un nivel que permita hacer frente, en cada instante, a la tensión de restablecimiento propia del circuito. Por ejemplo en interruptores en acéite, la acción des-ionizante del arco, debido al Hidrógeno, es de 7,5 veces superior a la del aire.

b.- Tipos de disyuntores para Altas Tensiones.

De la clasificación propuesta para los disyuntores, pueden señalarse como los más adaptables para Altas tensiones los siguientes:

- Disyuntores de pequeño volúmen
- Disyuntores neumáticos
- Disyuntores de hexafluoruro de azufre.

En la actualidad los disyuntores de gran volumen de aceite han sido desplazados inicialmente por los de pequeño volúmen y los neumáticos, aquellos presentan a mas de las grandes dimensiones, contaminación del aceite, desgaste considerable de los contactos, períodos de mantenimiento contínuos, peligros de incendio y explosión.

A continuación se indican algunas características generales de los disyuntores mas adaptables para Altas Tensiones.

.- Disyuntores de pequeño Volumen de Aceite.

- Se prescinde del aceite como aislante utilizándole unicamente en la cámara de ruptura.
- El volumen de aceite se limita a la cantidad necesaria para la cámara de ruptura mas una pequeña reserva para la renovación.

- La desionización del trayecto del arco es del orden de los 0,02 seg y la desconexión de 0,08 seg.

- La caída de tensión en el arco es baja, por lo que no hay que temer sobretensiones.

- La disipación de la energía es notablemente mas reducidaque en los de gran volumen de aceite, por lo que el deterioro de los contactos es menor.

- La carbonización y contaminación del aceite es ostensiblemente menor.

- Las posibilidades de incendio y explosión son mas reducidas

.- Disyuntores neumáticos

- Emplean el aire comprimido como medio de extinsión del ar-

co, y como elemento de accionamiento de los dispositivos del disyuntor.

- Las desioniaación del trayecto del arco es extremadamente corto, provocando de este modo la extinsión en un tiempo corto.

- El mantenimiento del disyuntor es mínimo, y puesto que la duración del arco es menor, el desgaste de los contactos tambien será menor.

- Para altas tensiones se hacen necesarias el empleo de varias cámaras de extinción por fase y conectadas en serie, a fin de repartir la tensión en las cámaras y reducir la amplitud de las posibles sobretensiones, provocadas al interrumpir pequeñas corrientes inductivas.

- Hay necesidad de una instalación de aire comprimido, con los correspondientes compresores, depósitos y tuberías, lo cual, en casos de subestaciones con pequeña potencia de ruptura, implica importantes inversiones.

- El mantenimiento del equipo de aire comprimido requiere de cuidados períodicos, así como también la necesidad de disponer de aire suficiente y en buenas condiciones para emplearlo,

es decir seco y limpio.

.- Disyuntores de hexafluoruro de Azufre.

- El SF_6, es el gas que posee reunidas propiedades físicas, químicas y eléctricas favorables para el empleo en disyuntores de altas tensiones.

- La extinción del arco se logra mediante el gas a altas presiones, de manera que se requieren pequeñas energías mecánicas para la operación, mientras que el gas a bajas presiones sirve como aislante.

- El sistema operativo del disyuntor es a circuito cerrado - tal que se eliminan posibles fugas de gas, eliminándose los- incendios por ser un gas no inflamable.

- Debido a las propiedades aislantes del gas,ha sido posible reducir las distancias entre las partes bajo tensión y las- que estan a potencial de tierra, en el interior de los tanques.

- Las sobrepresiones que se producen en este tipo de disyuntor son pequeñas en comparación con aquellas de los disyuntores en aceite.

- Gracias a la alta velocidad de regeneración del dieléctrico se consiguen cortos tiempos para la extinsión del arco.

c.- Selección de los disyuntores.

Tomando en cuenta las características anteriormente anotadas, se ve que los tres tipos de disyuntores podrían emplearse en la Subestación "El Tambo", sin embargo, seleccionamos los - disyuntores de hexafluoruro de azufre tanto para el lado de 345 KV como para el de 138 KV.

d.- Datos para el diseño.

.- Localización

Las características de los disyuntores deben ser adecuadas- para instalarse a la intemperie, en una zona sin contaminación, y a una altura aproximada de 3000 m.s.n.m., además deberán estar de acuerdo con el diagrama unifilar propuesto.

.- Operación

La operación de los disyuntores a gas es singularmente confiable, ya que, en la construcción se utilizan eslabones mecánicos para la interconexión de contactos y válvulas además del mecanismo convencional de cierre de tipo neumático, consistente de un tanque de almacenamiento de aire, compresor, motor y equipo de control los mismos que se pueden montar en la cabina de control.

Los disyuntores deben ser operados desde los tableros de -

control y a control remoto. Además deben estar previstos para disparo libre neumático, eléctrico y mecánico.

.- Unidades

Se ha adoptado un tipo standard de construcción, consistente de tres unidades monofásicas montadas en una sola base con un sistema de gas común.

Estas unidades deben ser apropiadas para una operación monofásica y trifásica. La operación tripolar puede completarse con bloqueos eléctricos o mecánicos.

.- Tensión nominal

Deberán adecuarse para la tensión establecida por INECEL que es de 345/138 KV y a la frecuencia de 60 c/s., es decir que con esta tensión deberá designarse al disyuntor y a la cual se referirán sus condiciones de funcionamiento en caso de ruptura o cierre de la corriente.

.- Tensión máxima de operación

Corresponde a la tensión eficáz, en operación, más elevada del sistema para el cual esta previsto el disyuntor, consideraremos según la experiencia y las normas americanas más 5% sobre la tensión nominal, es decir 362/145 KV.

.- Corriente nominal

La corriente nominal en servicio continuo, es aquel valor de corriente constante que circula por el disyuntor y que se - mantiene durante un tiempo lo suficientemente largo para que los dispositivos del disyuntor alcancen su temperatura de trabajo.

Serán suficientes las menores corrientes standards para la - clase de disyuntores propuestos,es decir entre 1600 A y 2000 A.

.- Corriente instantánea

Se define como la corriente o carga que un disyuntor debe soportar inmediatamente después de ocurrir una falla.

El " AIEE Swithgear Comitee", propone un método para el cálculo aproximado de la corriente de falla, considerando la componente de corriente contínua, multiplicando por un factor la corriente eficáz simétrica calculada, despreciando la corriente antes de producirse la falla y según el tipo y la localización de la falla que proporciona las condiciones mas severas- para el disyuntor

Factor	Observaciones
1,8	Valor IEC
1,6	Valor recomendado por AIEE
1,5	Para 5KV y valores inferiores
1,25	Para disyuntores en aire con valores nominales menores de 600 v.

En este caso utilizaremos el factor recomendable de 1,6.

.- Corriente nominal de interrupción

Es la corriente que un disyuntor debe ser capáz de interrumpir en el momento en que se abren sus contactos.

Similarmente, al caso anterior, la corriente eficáz simétrica puede multiplicarse por un factor, este factor depende de la velocidad del disyuntor. Para el caso general los factores recomendados son:

Factor	Tiempo de Interrupción
1,0	8 ciclos o más lentos
1,1	5 ciclos
1,2	3 "
1,4	2 "

Para determinar el tiempo de interrupción para un caso específico es necesario hacer un Estudio de Estabilidad del sistema. En este caso se adoptarán tiempos máximos de 3 ciclos para los dos niveles de voltaje.

.- Capacidad de interrupción

Por lo general el poder de ruptura de un aparato se expresa en KA eficaces, también puede expresarse por la potencia correspondiente a esa misma corriente, esto es la potencia de ruptura en MVA.

.- Corriente nominal durante 4 segundos.

La corriente circulante por un interruptor durante cuatro seg. está basada en la corriente total R.M.S. medida o calculada - después de 1 segundo.

Para disyuntores standards, numericamente es igual a la máxima corriente de interrupción nominal, y 1/1,6 veces la corriente momentánea.

Para circuitos normales esto significa que la duración permisible de la máxima corriente de falla es un segundo.

.- Ciclo de trabajo de los disyuntores.

El ciclo de trabajo de un disyuntor consiste de una serie de operaciones de abertura y cierre o ambas a la vez con el objeto de chequear el funcionamiento del interruptor y someterlo a las condiciones de operación.

El ciclo de trabajo normalmente lo proporciona la abertura - (O) y el cierre (C), la designación conservativa está dada - por la expresión:

CO + 20 ciclos + CO

CO: cierre seguido de abertura

20 ciclos : intervalo entre las dos operaciones.

.- Corriente nominal de conexión.

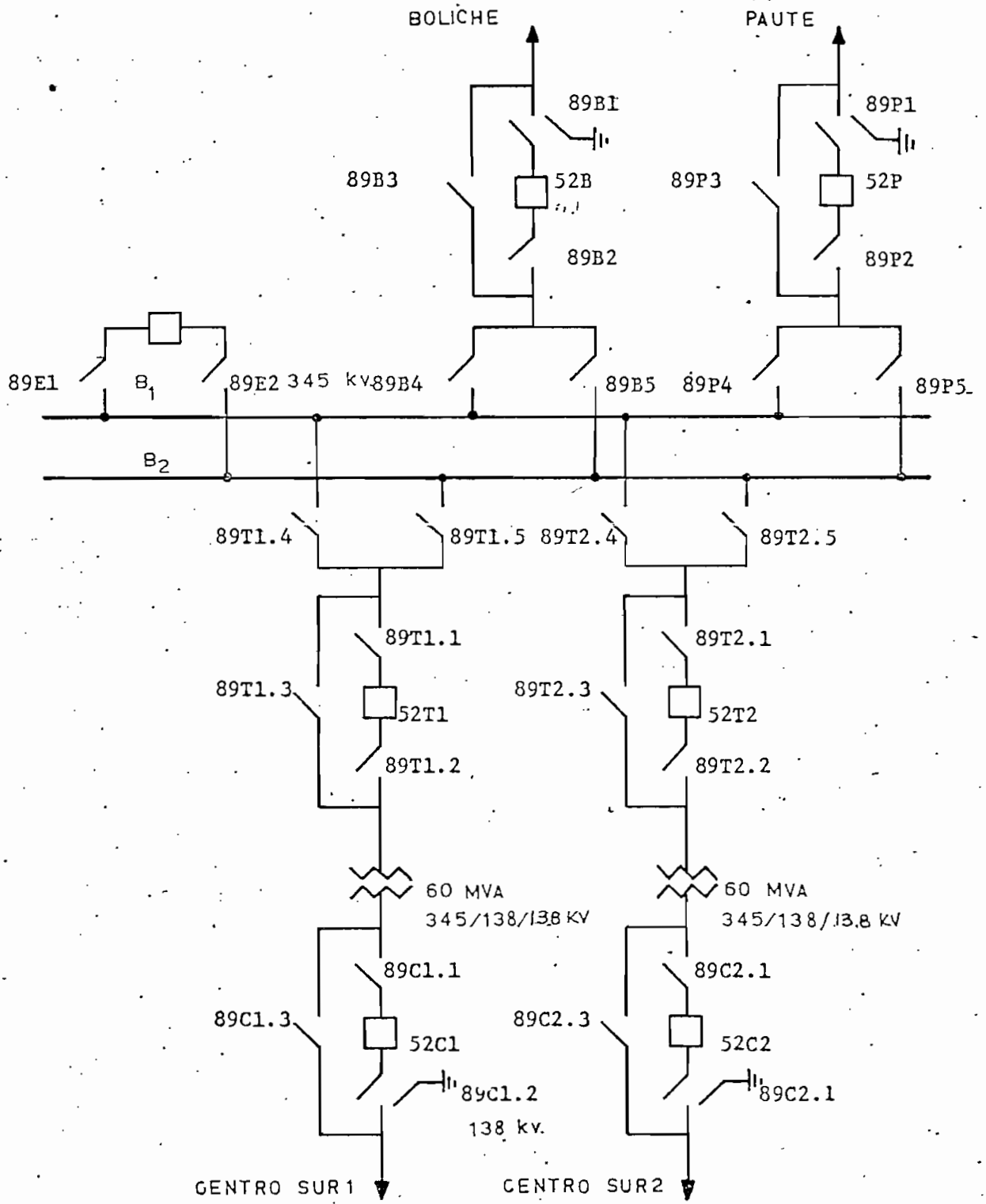
Esta se define como la mayor corriente que el disyuntor es capáz de cerrar a una temperatura dada en condiciones prescritas

DATOS DE DISEÑO PARA LOS DISYUNTORES DE LA S/ "EL TAMBO" SECTOR 345 KV.

	52 P 3	52 B 3	52 T 1	52 T 2	52 C 1	52 C 2
Voltaje Nomiñal R.M.S (KV)	345	345	345	345	138	138
Voltaje Máximo R.M.S. (KV)	362	362	362	362	145	145
Frecuencia (c.p.s.)	60	60	60	60	60	60
Operación	contínua	contínua	contínua	contínua	contínua	contínua
Nivel de Aislamiento (KV)	1550	1550	1550	1550	650	650
Corriente Nominal de Líneas (A)	2400	2400			730	730
Corriente Nominal de transformadores (A)			134	134	335	335
Corriente Nominal (A).	703	525	85	85	219	219
Corriente simétrica de falla (A)	3415	1963	5389	5389	1950	1950
Corriente nominal instantánea (A)	5464	3140	8621	8621	3120	3120
Corriente durante 4 seg. (A)	4098	2355	6466	6466	2340	2340
Capacidad de interrupción (MVA)	2450	1410	3865	3865	560	560
Capacidad nominal de conexión (MVA)	6248	3596	9856	9856	1428	1428
Ciclo de Operación	CO + 20 ciclos + CO					
Temperatura media 30°C						
Temperatura máxima 40°C	* El disyuntor 52 E es similar al 52 T 1.					

FIGURA Nº 2.16.a

DENOMINACION DEL EQUIPO DE SECCIONAMIENTO



de empleo y funcionamiento, sin deteriorarse ni dar origen a manifestaciones externas excesivas.

- Los principales fenómenos que aparecen en el cierre son los esfuerzos electrodinámicos, debe.. entenderse que en el caso de cerrar el interruptor existiendo alguna falla en el sistema, la máxima amplitud de la corriente en el primer período que sigue al cierre del aparato, debe considerarse, sedecir, el valor de cresta de la onda, adoptaremos el valorde 1,8 x $\sqrt{2}$ (IEC con 100% de asimetría).

.- Nivel de aislamiento

El BIL para cada una de las clases de voltaje, se obtuvieron del capítulo IV, del numeral "Coordinación del Aislamiento", valores que han sido corregidos según la altura de instala - ción y tomando en cuenta la relación con los otros niveles - de aislamiento de las otras partes de la subestación.

B.- Seccionadores o cuchillas desconectadoras.

Las cuchillas desconectadoras son una forma de Switch en aire, utilizadas para abrir, cerrar, o hacer cambios en las conexiones o con propósitos de separar en forma visible los diferentes elementos de una instalación, de tal forma que no se interrumpa el funcionamiento del resto de la misma.

La característica más importante, que los distingue de los disyuntores, es que en sus maniobras de conexión y desconexión deben hacerse en vacío, es decir sin circulación de corriente.

a.- Clasificación de los seccionadores para Alta Tensión.

Por su operación:

- Sin carga: es decir, aquel seccionador que no tiene capacidad para interrumpir y que solamente puede operarse después que el circuito ha sido abierto por otros medios. (Adecuado en tensiones medias y altas).
- Con carga: también es un seccionador en aire, pero en cambio se halla equipado con accesorios especiales para la desconexión rápida, a voltaje nominal, de corrientes que no excedan la capacidad de corriente de servicio permanente del seccionador. (Adecuado hasta 1.000A y 34.5 KV).

Por su método de funcionamiento:

- De operación manual: aquella operación que se realiza a manos sin el uso de otra fuente de energía, dentro de este método se encuentra la operación con pértiga.
- De operación energética: la operación que se realiza en un seccionador aprovechando de la energía eléctrica, hidráulica, neumática o de otro tipo. Dentro de este tipo de operación se halla: la de motor eléctrico con reducción, del grupo mo

tor-bomba con transmisión hidraúlica, del grupo motor-bomba con transmisión neumática.

- De operación mecánica: la operación mecánica de un seccionador es la que se realiza por el uso de un mecanismo operativo a-- complado al seccionador por medio de un eslabón mecánico. En contramos los siguientes: a través de una biela y manivela, por árbol de transmisión, por cadena y piñiones.

Por su forma de desconexión:

- De interrupción simple: es decir, cuando el seccionador tiene la característica de abrir cada conductor de un circuito en un solo punto. Por ejemplo, los de cuchillas giratorias y los de dos columnas giratorias.
- De doble interrupción: aquel seccionador que abre cada conductor de un circuito en dos puntos. Por ejemplo, el de columna central giratoria.

Por su construcción:

- De cuchillas giratorias: es aquel por medio del cual un circuito puede ser cerrado o abierto por el movimiento de una cuchi-- lla hacia o fuera de un juego de contactos.
- De cuchillas deslizantes: aquel seccionador que tiene uno o más aisladores montados en rodillos los mismos que se mueven en dirección paralela a la base del seccionador, en su operación de

cierre o abertura.

- De columnas giratorias: cuando el movimiento de la cuchilla para abrir o cerrar se realiza por rotación de una o más columnas de soporte aislante de las partes conductoras del seccionador.
- De tijeras o pantógrafo: si está constituído por una disposición de brazos montados en un soporte aislante los cuales permiten el cierre o la abertura del circuito.

b.- Tipos de seccionadores para Subestaciones a la intemperie.

Analizando algunas instalaciones realizadas por compañías experimentadas: "British Columbia Enginnering", "Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico de Venezuela", "AEG de Alemania", "Endesa de Chile" y otras, entidades técnicas que han experimentado en la bondad de los diferentes equipos para subestaciones a la intemperie.

Se nota un predominio del uso de seccionadores Tipo Pantógrafo en los países europeos, así como los seccionadores de Tipo Columnas Giratorias, en cambio en países americanos hay una notable aceptación por los de Cuchillas Giratorias, los seccionadores de Cuchillas Deslizantes han sido relegados dadas las reducciones apreciables de capacidad.

.- Seccionadores de Cuchilla Giratoria. (Figura No.)

Tiene la forma de interrupción simple, es decir, que abre cada conductor de un circuito eléctrico en un solo punto por medio de la cuchilla giratoria.

Consisten básicamente de dos o tres columnas soportes aislan-- tes cuya altura total se regula de acuerdo a la tensión de ser

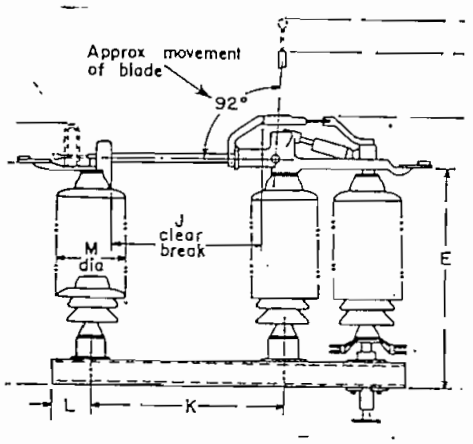


Fig. No. 2.16

Seccionador de Cuchilla Giratoria

vicio, a fin de presentar una elevada tensión de contorneo y una gran resistencia a la perforación además de la notable resistencia mecánica. La constitución más o menos robusta identifica a los esfuerzos electrodinámicos que es capaz de soportar.

Los contactos de este seccionador están proyectados de tal forma que los esfuerzos electrodinámicos debido a las corrientes de cortocircuito tiendan a aumentar la presión del contacto.

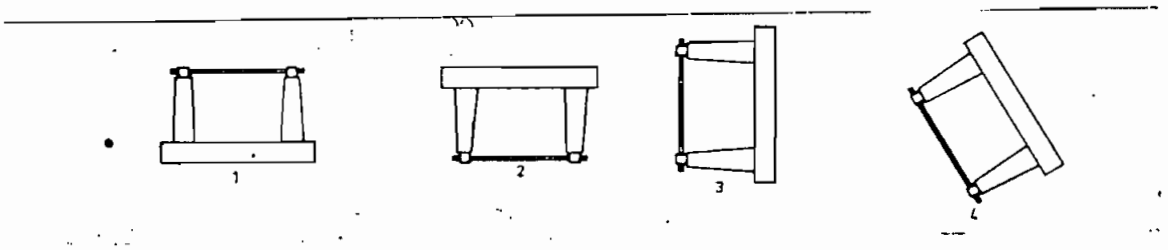


Fig. No. 2.17

Posición de Montaje

Las diferentes instalaciones tienen seccionadores sean de las líneas o de aislamiento de los disyuntores montados en una de las cuatro posiciones que ilustra la Fig. No.

Hay algunas objeciones sobre los seccionadores en posición vertical e invertida. En el caso de posición vertical, se comenta que debido a la posición envoladizo del soporte aislante existe una dificultad para alinear el seccionador y mantenerlo con poco esfuerzo. Sin embargo, es posible reducir esta dificultad mediante una adecuada aplicación de los aisladores de las columnas aislantes, esto es, utilizar unidades aisladoras más pesadas en la base con lo cual se tenderá a afirmar el ensamblaje.

Hay muchos seccionadores montados verticalmente que dan buen servicio y en algunas instalaciones su uso da como resultado considerables ahorros de espacio y en la estructura de montaje.

En el caso de la posición invertida se opina que algunas veces el seccionador puede abrirse, mientras esto puede haber ocurrido en los diseños antiguos, en los seccionadores modernos es muy impro-

bable que esto suceda. Hay muchos seccionadores diseñados a-- propiadamente para este tipo de servicio y que no presentan ninguna estadística de problemas, de esta forma, este factor no debería ser dominante en la elección para el diseño básico de la subestación.

Los seccionadores empleados como aisladores de los disyuntores no requieren interrumpir arcos pero si esta operación es requerida en altas tensiones es preferible que el montaje sea del tipo horizontal, análogamente se puede aplicar esto a los seccionadores que prestan servicio en la línea.
Estos seccionadores pueden agruparse para el seccionamiento tripolar, pudiendo operarse en grupo de manera simultánea y a partir del mismo mecanismo de operación.
Como aplicaciones pueden recomendarse, en switches de aislamiento de los disyuntores, para abrir primarios de bancos de transformación aunque con limitación en la potencia de los mismos, para seccionarlizar líneas de transmisión.

.- Seccionadores de Columnas Giratorias. (Figs. No.2.18 2.19).

Los seccionadores de Columnas Giratorias, de cualquiera de sus variedades, de una o dos columnas aislantes, de interrupción simple o de doble interrupción, son las más utilizadas en Europa en las subestaciones de 110, 220, 380 KV y aún con voltajes más altos.

Básicamente están constituídos, de dos columnas aislantes giratorias, que son de porcelana y fabricadas de una sola pieza, con características electromecánicas adecuadas a fin de evitar el contorneo y resistir los esfuerzos electrodinámicos debidos a las corrientes de cortocircuito. Sobre estas columnas se fijan

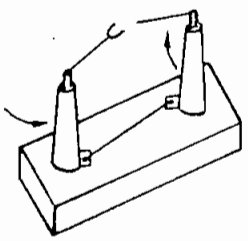


Fig. No. 2.18

S. Dos Columnas Giratorias

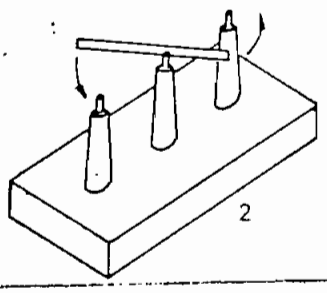


Fig. No. 2.19

S. Columna Central Giratoria

los brazos de maniobra de fundición de aluminio. En la parte superior de los aisladores se localizan pernos de empalmes y cajas de cojinetes, convenientemente protegidos contra influencias climatológicas.

Los contactos se encuentran en los extremos de los brazos de maniobra y no son sino barras elásticas de una aleación de cadmio y cobre, la forma clásica es tipo de martillo-pieza de retención, de manera que, luego de una severa condición electrodinámica por parte de los conductores, se engatillen los contactos evitando la abertura del seccionador.

Hay sin embargo, algunas desventajas del seccionador con dos columnas aislantes, normalmente el terminal giratorio está unido al eje que lo hace moverse, al aparecer un esfuerzo en la conexión de llegada, si esta conexión es de tipo cableado el momento producido por el esfuerzo podría fácilmente ser tolerado por el cable, pero si la conexión es del tipo rígido, por ejemplo, un tubo, el esfuerzo impuesto al tubo, se transfiere al bushing del disyuntor y podría dañarse, de allí la preferencia de las conexiones con cable flexible. Hay opiniones que afirman que este cable se corroe debido a su exposición, para prevenir esta corrosión, esta conexión deberá ser estañada o bañada en una solución inoxidable a más del adecuada inspección que debe tenerse.

Si los cortocircuitos son largos y la separación de las fases relativamente cerca, una fuerza sobre el conjunto tiende a abrir el switch. Esta misma fuerza existirá en los de cuchillas giratorias, pero la posibilidad de que las cuchillas se abran al sucederse un cortocircuito es considerablemente reducida, ya que se abren verticalmente. Otra objeción, aunque no tan rigurosa en nuestro caso, es la dificultad de abrir con nieve los seccionadores de dos columnas giratorias en este caso, el torque ejercido es mayor que en el de cuchillas giratorias.

Añadiendo a los dos tipos de seccionadores analizados, hay otro de abertura lateral de tres columnas soportes aislantes - con la cuchilla giratoria en la columna del centro, requieren

mayor espacio entre fases y no es recomendable para el montaje - vertical. Este switch puede equiparse con contactos a alta pre - sión y protegerse con una caperuza. Se presenta como tres seccio nadores unipolares con mando independiente o bien con los tres po los montados en un soporte común y acoplados entre sí por medio - de un mando único constituído por un conjunto de palancas.

Los accionamientos pueden realizarse a mano, por aire comprimido o por motor eléctrico, en los de columnas giratorias. Pueden -- también instalarse cuchillas de puesta a tierra operados con el - mismo tipo de accionamiento y con los elementos mecánicos de blo- queo que impiden que las cuchillas de puesta a tierra se puedan - conectar con el seccionador cerrado o que estando conectada la - puesta a tierra, se pueda cerrar el seccionador.

.- Seccionadores Tipo Pantógrafo.

Este tipo de seccionadores han sido construídos con el afán de sim plificar la concepción y la construcción de las subestaciones de Alta Tensión a la intemperie, pues se disminuye en forma sensi-- ble la superficie normalmente requerida con otro tipo de seccio- nadores.

Con relación a los seccionadores clásicos de dos o tres columnas, se caracterizan por la supresión de uno de los bornes de conexión que es reemplazado por un contacto montado directamente en la lí- nea.

Este seccionador está compuesto por tres polos separados y cada uno de estos comprende:

- Un mecanismo inferior que asegura la presión del contacto además del eje de mando.

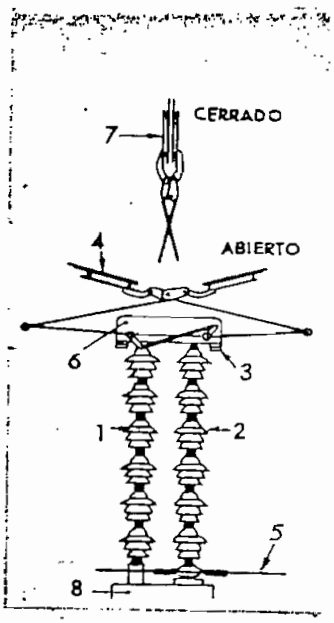


Fig. No. 2.20

Seccionador Tipo Pantógrafo

- Las columnas de soporte conformadas por aisladores super-- puestos y fijados mecánicamente; una de éstas contiene el eje que asegura el enlace entre el pantógrafo y el eje de - mando.
- Un soporte superior, donde se fija el mecanismo de los bra- zos del pantógrafo y donde se localiza los bornes de cone-- xión que no son sino vástagos cilíndricos lisos plateados.

- El contacto de la línea es por lo general en forma de T; -- el paso de la corriente se realiza a través de conexiones - flexibles.

El mecanismo de este seccionador ha sido diseñado de tal forma que la última parte de la carrera de cierre se efectúa sin la intervención del mecanismo de mando obteniendo una independencia entre la posición final y el mando.

Los diseños desarrollados para el contacto son realizados de - tal manera que los esfuerzos electrodinámicos por corrientes - de cortocircuito, tiendan a un aumento de la presión de contactos; añadiéndose a esto la calidad calorífica de los contactos que hacen que el seccionador tenga buenas cualidades térmicas.

Es factible equipar este seccionador con cuchillas de puesta a tierra.

Hay tres disposiciones clásicas de los seccionadores que operan en un plano vertical, éstas son: seccionadores de brazo rotativo, seccionadores tipo pantógrafo y seccionadores tipo semipantógrafo.

Las aplicaciones sobre todo para muy altas tensiones de 170, - 245, 400 KV e intensidades de 800, 1.250, 1.600A, son corrientes en Europa principalmente.

c.- Selección de los Seccionadores.

Se ha considerado lo siguiente para su selección:

- La robustez mecánica de los aisladores de soporte que les hace aptos para resistir esfuerzos laterales, sobre pesos o esfuerzos por los cortocircuitos.
- La factibilidad de proteger los elementos de operación y - seccionamiento.
- La naturaleza y forma de construcción para no restar espa-- ciamiento entre las fases en la subestación.
- La posibilidad de ser operado mediante motor, que es lo que se emplea en este diseño.
- La facilidad para incluir dispositivos de bloqueo en las posiciones de abierto y cerrado.
- La posible adición de dispositivos de puesta a tierra cnn su mecanismo de operación, sin necesidad de tener que efectuar modificaciones adicionales.

Se han adoptado seccionadores del tipo de cuchilla giratoria, provistos de tres columnas, pues cumplen las características adecuadas para instalarse de acuerdo al diagrama unifilar pro-- puesto.

Los seccionadores deberán operarse a motor y su posición deberá indicarse en el tablero de control de la subestación.

Los movimientos operativos de abertura y cierre deben ser realizados en forma progresiva y continua, sin producir movimientos bruscos sobre todo el mecanismo a la velocidad de operación normal.

SECCIONADORES

DATOS DE DISEÑO	345 KV.	138 KV
-Número de Polos	3	3
-Voltaje Nominal (KV)	345	138
-Voltaje Máximo de diseño (KV)	362	145
-Corriente Nominal (A)		
- Para transformadores	134	335
- Para líneas	2400	730
-Frecuencia (c.p.s.)	60	60
-Operación	contínua	contínua
-Nivel de Aislamiento (3000 m.s.n.m.)		
- Prueba con onda de impulso 1,2 x 50 μseg.	1550	650
-Altura de Operación (m.)	3000	3000
-Corriente Nominal de servicio (A) *	703	85
*	525	219
-Temperatura media diaria 30°C.		
-Temperatura máxima 40°C.		

* Depende de la localización de la instalación.

2.4.3 CONDICIONES PRACTICAS

El objetivo fundamental en el estudio de la disposición del equipo en una Subestación a la intemperie consiste en obtener la instalación bajo las siguientes condiciones:

a) Que la subestación presente un aspecto lo mas claro y despejado a fin de visualizar lo mas rápido los circuitos que están bajo tensión.

b) Que todos los aparatos estén dispuestos de manera de permitir su fácil acceso para la revisión y el mantenimiento de los mismos.

c) Que todas las partes bajo tensión queden lo suficientemente alejadas de las personas cuando se realizan los trabajos de mantenimiento.

d) Que la instalación permita la ampliación con la mínima interrupción del servicio.

e) Que el costo sea adecuado dentro de las posibilidades que ofrezca el esquema adoptado anteriormente.

2.4.4 CONCEPCION CONSTRUCTIVA DE LA SUBESTACION

La configuración de la subestación varía de acuerdo a la posición de los juegos de barras, del tipo y ubicación de los seccionadores.

A.- Clasificación constructiva de los juegos de barras.

- Según la posición de los juegos de barras:

a) Sistema de fases asociadas, en los cuales las tres fases - del primer juego de barras y las tres fases del segundo juego se encuentran agrupados en el orden correspondiente.

Barras I			Barras II		
o	o	o	o	o	o
A	B	C	A'	B'	C'

b) Sistema de fases separadas, en los cuales la primera fase- del primer juego de barras se encuentra en posición adyacente con la primera fase del segundo juego de barras y así suscesivamente para el resto de fases

B I	B II	B I	B II	B I	B II
o	o	o	o	o	o
A	A'	B	B'	C	C'

- Según la posición de las barras en relación a un plano vertical:

a) Subestaciones con barras bajas, en las cuales las barras - se apoyan normalmente en los cabezales de los seccionadores.

b) Subestaciones con barras altas, en las que los conductores están tendidos y soportados por estructuras o pórticos.

La disposición con barras bajas se utiliza a medida que es más alta la tensión de servicio, con esta posición se requieren - estructuras de soporte más livianas y económicas respecto de la disposición con barras altas.
Sin embargo, la mayor objeción que se hace a la configuración de barras bajas se basa en que para efectuar la revisión de cualqúier seccionador de barras es menester quitar del servicio el correspondiente juego de barras, esta observación pier de fuerza ante la evidente economía que se obtiene con la menor utilización de estructuras de soporte.

- Según los planos horizontales que ocupan las barras:
a) Los juegos de barras pueden ponerse en un mismo plano horizontal o bien superpuestas.
b) La disposición de barras superpuestas o en dos planos horizontales era muy utilizada hace algunos años y especialmente en subestaciones elevadoras.

Esta segunda configuración ha caído en desuso por la mayor - complicación y peligro que presenta para la revisión y mantenimiento del equipo.

B.- Disposiciones constructivas con seccionadores de cuchillas giratorias.

- Tipo clásico o usual

Los seccionadores de barras van puestos unos alado de otros y rectangularmente respecto de la barra.

En instalaciones de doble barra los seccionadores de barra van debajo del pórtico central.

- Tipo longitudinal en hileras u oblongo

Los seccionadores de las barras se colocan en fila y a lo largo de la barra.

- Tipo transversal en hileras o en tandem

Los seccionadores de barras están colocados transversales a las barras.

Para nuestro diseño se ha seleccionado la construcción en fases asociadas y los seccionadores en forma clásica. En esta posición pueden localizarse tres planos: un plano superior que forman las uniones entre las líneas y equipos, un plano medio donde se localizan las barras y un plano inferior de las uniones entre interruptores y seccionadores.

2.4.5. DIMENSIONES GENERALES DE LA SUBESTACION

- Sector de 345 KV

Largo de vano de línea	60,5 m.
Largo de vano de transformador	105,0 m.
Ancho de vano de línea	24,0 m.
Ancho de vano de barras	29,0 m.
Distancia entre fases (línea)	6,0 m.
Distancia entre fases (barra)	7,5 m.
Distancia fase (línea)-suelo	20,0 m.
Distancia fase (barra)-suelo	14,0 m.
Distancia entre partes bajo tensión y suelo	7,0 m.

- Sector de 138 KV

Ancho de vano de línea	12,0 m.
Distancia entre fases	3,5 m.
Distancia fase (línea)-suelo	18,0 m.
Distancia entre partes baja tensión y suelo	3,7 m.

2.4.6 Dimensiones aproximadas del equipo y distancias de seguridad

Equipo	Largo m.	Ancho m.	Altura m.
Seccionador 345 KV	6,0	6-7,5	4,70

Seccionador 138 KV	2,4	3,50	2,20
Disyuntor 345 KV	7,0	6-7,5	6,50
Disyuntor 138 KV	3,5	3,5	4,00
Transformador 60 MVA	9,4	5,35	10,20

Las demás dimensiones del resto de equipo son de relativa importancia frente al equipo mayor.

- Pasillos y vías de acceso

El ancho de los caminos de acceso tienen que ser suficientes para el libre movimiento y transporte. Esta dimensión de las vías de acceso no deben sobrepasarse por defecto ni estrecharse por partes que sobresalgan en el camino, tales como accionamientos, armarios de mando, etc.

Según VDE un ancho de 6 m. puede considerarse en subestaciones de 380 KV.

- Distancia a la cerca metálica

Por experiencias en el montaje de las subestaciones en Europa se considera la siguiente distancia:

$$d = 1,5 \text{ m} + 1,2 \times \text{KV}$$

$$d = 1,5 + 1,2 \times 345 = 5,65 \text{ m. (4,2 m VDE)}$$

$$d = 1,5 + 1,2 \times 138 = 3,15 \text{ m. (2,6 m VDE)}$$

d = distancia práctica entre equipo bajo tensión y la cerca.

Las rejas o cercas metálicas en instalaciones a la intemperie deberán tener una altura mínima de 1,80 m.

- Altura de los soportes para equipo

Además de los espaciamientos anotados, las normas VDE exigen que los soportes en los que se colocan diferentes equipos, como divisores capasitivos, seccionadores, pararrayos, etc. estén tan altos que los bordes superiores de los zócalos de los aisladores puestos a tierra que conforman los aparatos montados en soportes se encuentren por lo menos a dos metros y medio (2,5 m.) sobre el suelo. Si este requisito no se cumple, es conveniente rodear a los aparatos de barandas, a fin de mantener las distancias de protección previstas.

La disposición general de la Subestación "El Tambo" puede verse en la Lámina 1 y las diferentes secciones de la instalación en la Lámina 2.

CAPITULO III

DISEÑO MECANICO.

• En este capítulo se ponen a consideración los diseñosadoptados en la práctica internacional, para la construcción de las cimentaciones y estructuras soporte de hierro y hormigón fundido, de las Subestaciones a la Intemperie para voltajes mayores de 100 KV. Así como las estructuras de soporte del-equipo de Alta Tensión y de los Aisladores de soporte.

3.1 PRINCIPIOS GENERALES.

Todo lo concerniente con el diseño de fundaciones y estructuras para las Subestaciones tienen en mente lo siguiente:

- Obtener una confiabilidad suficiente y necesaria, debido a las graves consecuencias en caso de daños en las estructuras y apropiada respecto a bajar los costos de construcción en - comparación con el equipo de Alta Tensión.

- Reducción de los trabajos de mantenimiento durante la ex - plotación de la Subestación.

- Posibilidad de reducir los costos por materiales y const - trucción.

- Estética en la construcción, factor que ha llegado ha ser- importante recientemente.

Los diseños preferidos dependen tanto de las condiciones técnicas como económicas, así como de las tradiciones de construcción en un país dado.

Los costos de construcción consisten básicamente de los costos de fabricación, de los de transporte y de los costos por el ensamblaje o erección. La tecnología de estas etapas debe considerarse en los diseños de construcción.

La reducción de los costos de fabricación de estructuras es tomado en cuenta por la aplicación de tecnologías industriales y por la introducción de la estandarización de estructuras. Esto consiste en la reducción del número de estructuras tipo adoptadas para las subestaciones y en la unificación de los elemen - tos de la estructura y sus detalles. En varios países se ha desarrollado la estandarización modular, dando resultado considerables efectos económicos y técnicos.

3.2 FUNDACIONES

3.2.1 DESCRIPCION GENERAL

Las fundaciones o cimentaciones para las Subestaciones son:

- Fundaciones para transformadores de potencia.
- Fundaciones para las estructuras de soporte, de barras y equipo de alta tensión.

Las condiciones del terreno y de la humedad del sitio de la Subestación son factores importantes que influencian el diseño de las fundaciones. El diseño de las fundaciones debería estar precedido por una prueba del terreno, determinando la capacidad de deslizamiento del terreno, la humedad del terreno y el efecto corrosivo del agua del terreno en el concreto. El alcance y el método adoptado para la prueba del terreno dependen tanto de las cualidades del terreno como del tipo de cimentación.

Lo más común es hallar condiciones del terreno para fundaciones de alrededor de 1 a 3 m de profundidad.

Como una regla general hay dos tipos de fundaciones, aquellas que son fundidas en el sitio y las que son prefabricadas, aunque el tipo de fundir en el sitio es más popular.

El dimensionamiento de la fundación se basa en cálculos estáticos a partir de las reglas generales de la Ingeniería Civil y las regulaciones de la construcción de líneas aéreas y de las subestaciones a la intemperie.

El factor de seguridad, aceptado en los cálculos, pertinentes a la capacidad de deslizamiento de la fundación, es mayor que aquel de la estructura soporte. Las siguientes razones justifican esta diferencia.

- La capacidad de resistir la carga en las estructuras soporte depende de la seguridad de sus fundaciones.

- El concreto y el acero son más homogéneos que el terreno.

± La construcción de la fundación ordinariamente es menos costosa bajo condiciones de terreno promedias, es alrededor de - 1/3 del precio de las estructuras; bajo condiciones malas el costo de las fundaciones se incrementan considerablemente.

3.2.2 FUNDACIONES PARA LOS TRANSFORMADORES

La presión transferida a la tierra por estas fundaciones es impuesta por el peso concentrado grandemente, del orden de 50 a 300 Tn. del transformador.

Además del soporte para el transformador hay partes pertene - cientes a:

- Los requerimientos de protección contra incendios;
- Las facilidades de transporte y ensamblaje;

- Los arreglos para la reducción del ruido;

Los requerimientos de protección contra incendios se identifican por paredes protectoras e instalaciones extinguidoras.

Los rieles de transporte de transformadores son montados en la fundación. Ordinariamente una plataforma de concreto se construye hacia la fundación del transformador, a fin de facilitar la descarga.

En algunos casos se requieren de pantallas supresoras de ruido que se colocan para prevenir la propagación de las ondas en el aire, así como cojinetes amortiguadores que suprimen las vibraciones transferidas desde el transformador a la fundación.

Las fundaciones de transformadores mas frecuentemente son hechas de concreto fundido en el sitio. Un ejemplo de aquella fundación con un sitio (reservorio) de contenimiento de aceite diseñado para dar cabida total del aceite del transformador se indica en la figura 3.1.

Las fundaciones también se hacen de hormigón prefabricado.

Una fundación de este tipo para un transformador de potencia- se ilustra en la figura No. 3.2.

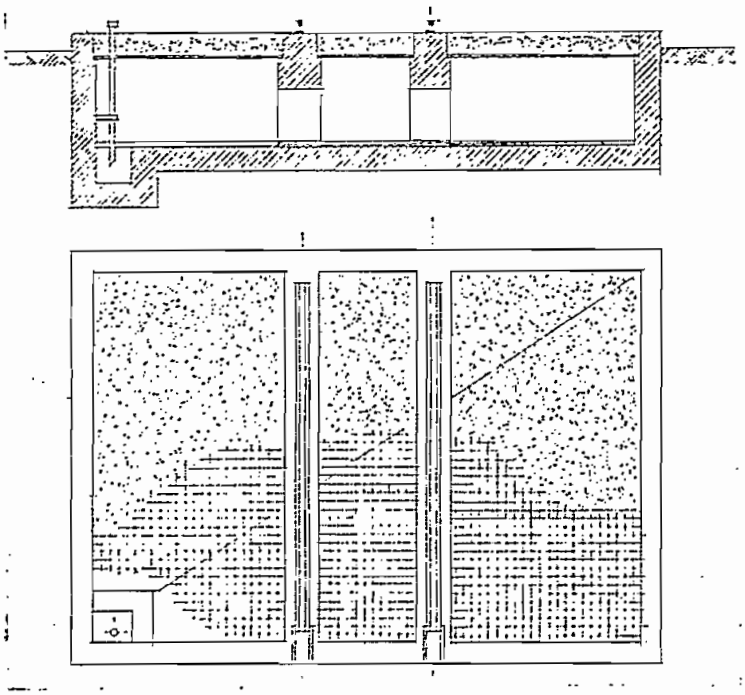


Fig. No. 3.1 Fundación para transformador de potencia fundida en el sitio, con reservorio de aceite.

3.2.3 FUNDACIONES PARA ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Las fundaciones para estructuras de soporte de hierro diseñadas para conductores flexibles cableados son de los dos tipos, fundidas en el sitio o hechas de elementos de hormigón prefabricado.

Un bloque de fundación del tipo fundida en el sitio se ilustra en la Fig. No. 3.3.a. Esta transfiere al terreno las fuerzas vertical y horizontal y los momentos resultantes de las tensiones de los conductores que son perpendiculares u oblicuas al -

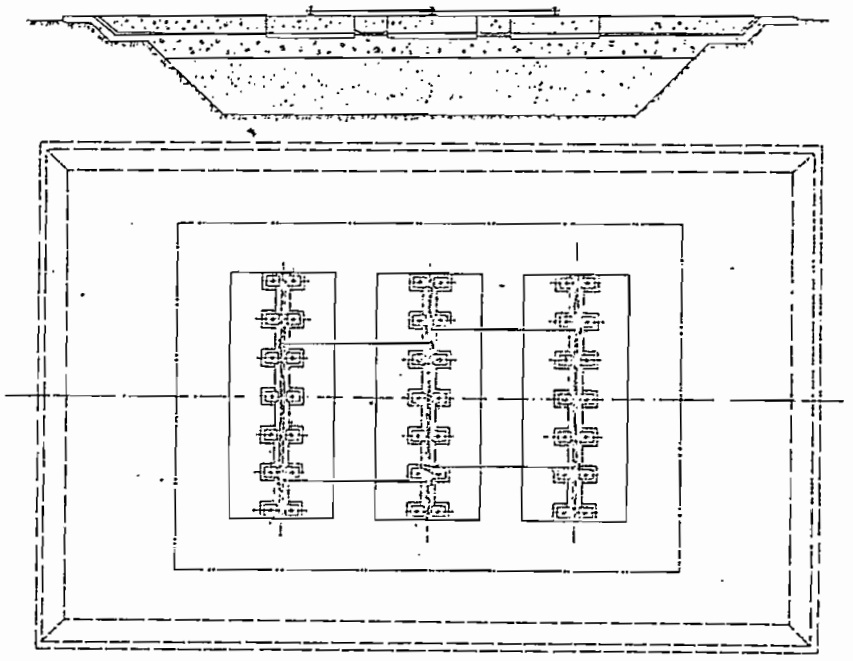


Fig. No. 3.2 Fundación para transformador de potencia hecha de hormigón pre-fabricado.

pórtico de entrada.

Una fundación dividida y conformada por cuatro elementos de - hormigón pre-fabricado, se ilustra en la Fig. No. 3.3.b;estos elementos en forma de "cabeza" son similares a aquellos que se utilizan en la erección de las líneas de transmisión aéreas.

Elementos prefabricados especiales son también manufacturados

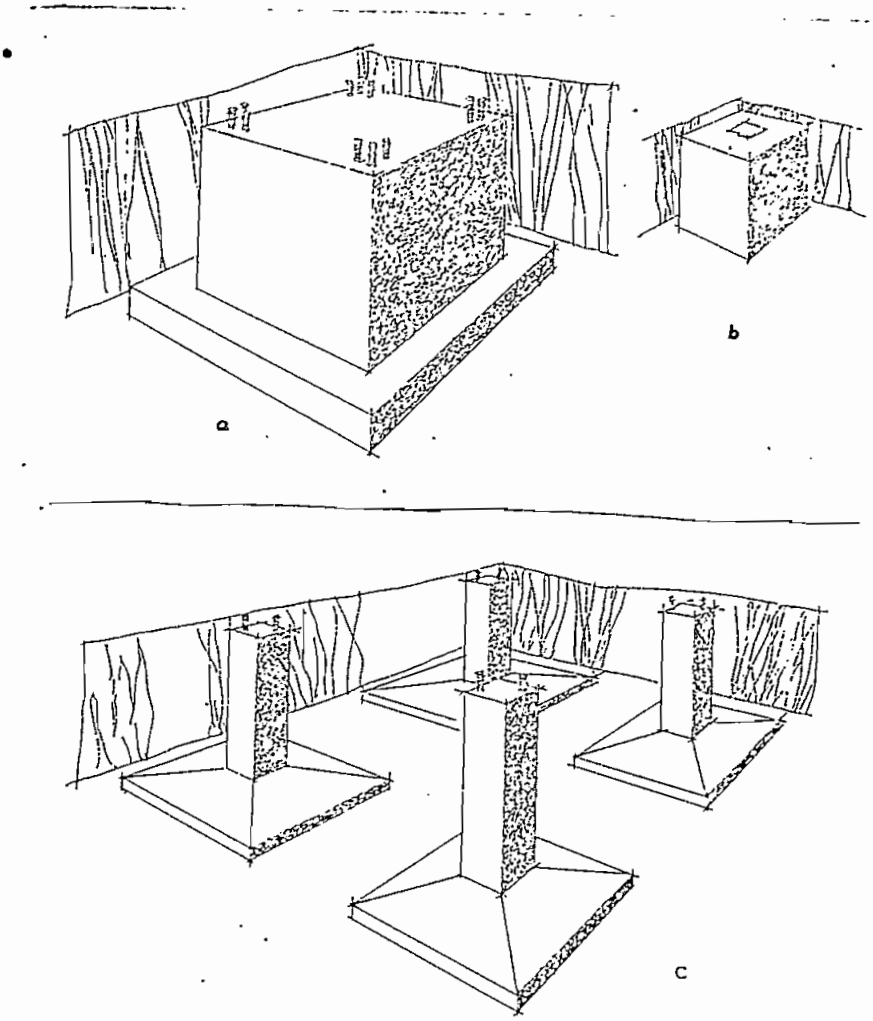


Fig. No. 3.3 Fundaciones de la Estructura de Soporte

a.- Bloque de fundación fundida en el sitio

b.- Pequeño bloque de fundación para fuerzas - Verticales.

c.- Fundación de elementos pre-fabricados.

en forma cilíndrica y son muy utilizados en Subestaciones ya que la colocación es sólo mediante la excavación.

La pequeña fundación del tipo mas simple, se ilustra en la Fig. No. 3.3. c. Esta solo transfiere fuerzas verticales; las patas articuladas a los pórticos usan este tipo de fundación añadidos tensores para mantenerla correctamente, también se usan para pequeñas columnas de concreto que sirven de soporte a los aparatos de alta tensión.

3.3 ESTRUCTURAS SOPORTE

3.3.1 DESCRIPCION GENERAL

Las estructuras soporte para conductores flexibles y cableados pueden clasificarse como:

- Pórticos Simples
- Pórticos Múltiples
- Pórticos Planos
- Pórticos de Espacio

Los pórticos son divididos de acuerdo a su localización, así hay pórticos de línea, pórticos de transformadores, pórticos de barras, etc.

Los pórticos consisten de dos elementos básicos: patas y vigas Estos soportes son los conocidos arreglos en π y constituyen las estructuras terminales; pueden equiparse adicionalmente con terminaciones en forma de torre para soporte de los cables de guarda o de las varillas pararrayos. Por algunas consideraciones de mantenimiento a las estructuras se añaden escaleras o gradas a fin de facilitar las operaciones.

Las dimensiones totales de los pórticos y las cargas de trabajo con conductores tensados, dependen en gran parte del voltaje de la Subestación. Por lo tanto la selección de la estructura depende en gran parte del voltaje de la instalación.

El acero y el hormigón reforzado se usan para la mayoría de estructuras en la actualidad.

Las ventajas y desventajas de estos dos materiales se presentan en la tabla inmediata. En la práctica mundial las estructuras de acero son de uso predominante.

En algunos países las estructuras de perfil de aluminio se usan en ciertos casos. Las ventajas de este material son: el peso más bajo, porlo tanto se facilita y se reduce el transporte y el ensamblaje, es un material resistente a la corrosión. Las principales desventajas son: la deflexión considerable que su-

fre cuando se le carga y el alto costo del material. Una ventaja adicional del aluminio es la simple producción de perfiles especiales por extrusión, lo cual da nuevas posibilidades de construcción. Un caso interesante del uso del aluminio es el empleo en varillas parrayos, para lo cual no se necesita - ningún mantenimiento y es una solución estética.

La madera, dado que es un material inflamable y suceptible a- la acción atmosférica no se usa en la construcción de Subestaciones de alto voltaje.

Todas las estructuras de acero, las bases metálicas del equipo de suicheo y los aisladores colocados en estructuras etc., son puestos a tierra, se hace uso de los siguientes métodos:

- Por medio de conductores puestos a tierra sujetos a la su - perficie externa de la estructura;
- Por medio de varillas de puesta a tierra, enterradas en un elemento de concreto;
- Usar para este propósito elementos pre-fabricados de acero reforzado.

Tabla No. 3.I. Comparativa de las Estructuras de Acero y Hormigón.

Estructuras de Acero.
Ventajas
1.- Facilidad de adaptación de varias cargas y requerimientos de diseño.
2.- Facilidad de transporte y ensamblaje debido al peso relativamente bajo.
3.- Facilidad de ampliación y reconstrucción.
4.- Recuperación del material si se desarma la estructura.
Desventajas
1.- Necesidad de proteger contra la corrosión en buena forma; un bajo estandard de protección contra la corrosión requiere un mantenimiento esforzado.
2.- Desde un punto de vista económico las estructuras de acero generalmente tiene dimensiones más grandes.
Estructuras de Hormigón
Ventajas
1.- Poseen una alta resistencia a la corrosión atmosférica.
2.- Se tiene poco trabajo de mantenimiento.
3.- Las dimensiones de las estructuras son menores.

Tabla No. 3.I. Comparativa de las Estructuras de Acero y Hormigón. (CONT.)

Desventajas
1.- Hay limitaciones en el diseño debido a la selección de la fundición standard.
2.- El mayor peso de los elementos desmejora la fabricación, el transporte y el ensamblaje.
3.- La reconstrucción es difícil.
4.- Si se desarma se dificulta la recuperación del material.
5.- La aparición de fisuras en el caso de tener un concreto de baja calidad.

3.3.2 ESTRUCTURAS DE ACERO

Las columnas de acero y las vigas de los pórticos de las Subestación pueden ser erigidos de acuerdo a uno de los siguientes diseños. (Ilustrados con ejemplos en las Fig. No. 3.4.a.b. c.d.)

- En celosía con rejillas oblicuas (Fig. No. 3.4.a)
- En celosía con rejillas no diagonales (Fig. No. 3.4.b)
- De rejillas planas no diagonales (Fig. No. 3.4.c)
- De columnas planas (Fig. No. 3.4. d)

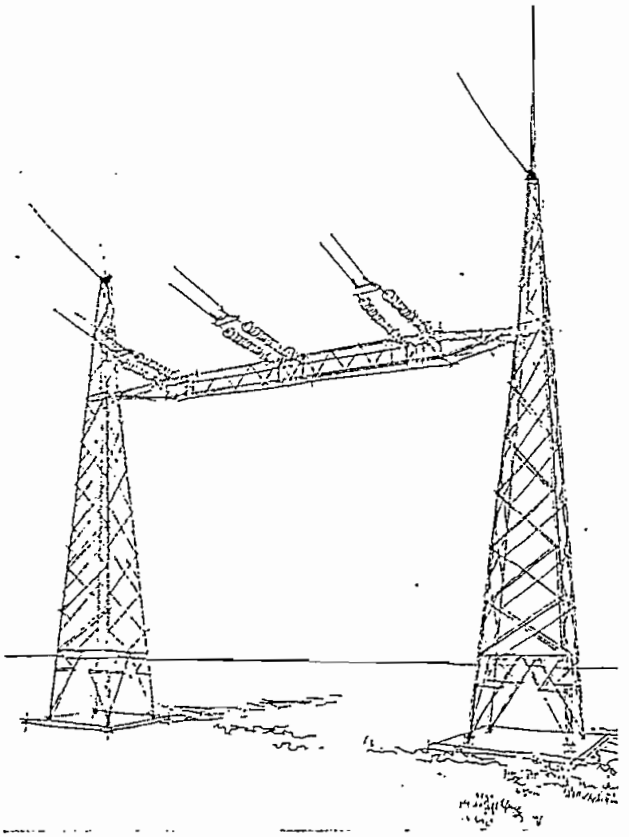


Fig. No. 3.4. a Estructura Soporte de acero
para conductores tensados.
En celosía con rejillas oblícuas.

La comparación de las ventajas y desventajas de estos diseños se presentan en la tabla correspondiente. La mayoría de las - subestaciones recientemente construídas (especialmente para -

altos voltajes, por ejemplo 500 KV. 750 KV.) tienen estructuras en celosía. Las estructuras en celosía con rejillas no diagonales tiene mas ventajas estéticas y dan una apariencia más clara de la subestación. Sin embargo este tipo de estructura

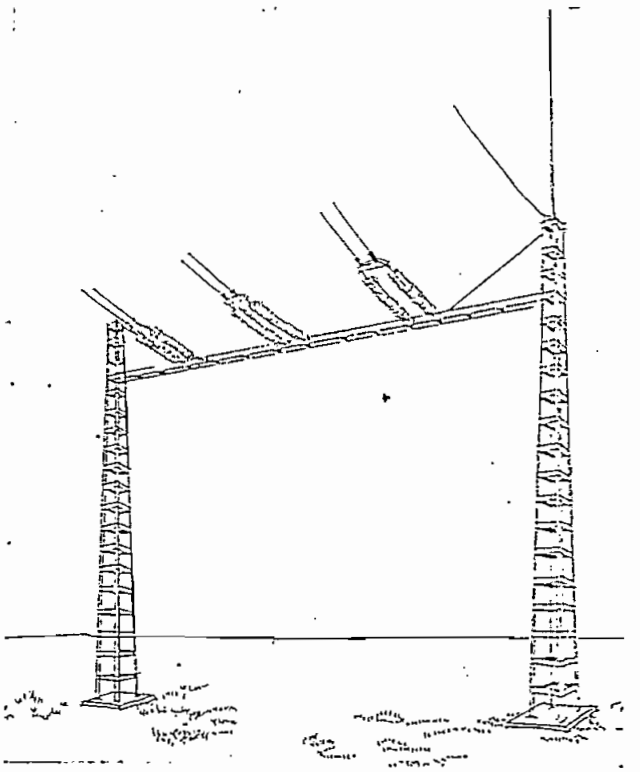


Fig. No. 3.4.b Estructura soporte de Acero
para conductores tensados.
En celosía con rejillas no diagonales.

(en comparación con las de rejillas oblícuas) requieren un mayor gasto de acero (alrededor del 30%). Esto justifica que en la práctica, especialmente para altos voltajes, se usan mucho

las estructuras de rejillas oblicuas.

Las estructuras de caras planas, ilustradas en la fig No. 3.4 d. es un ejemplo interesante de muy buena apariencia pero tam bién muy costosa.

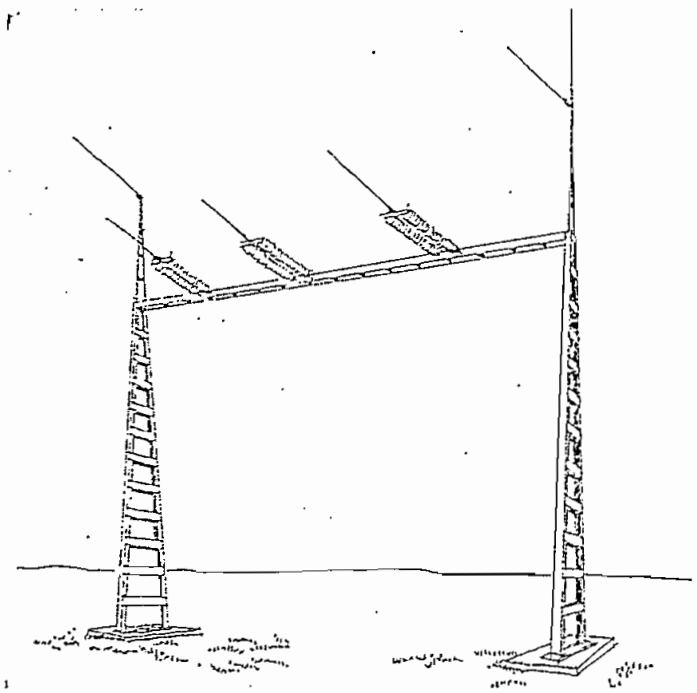


Fig. No. 3.4.c. Estructura soporte de acero para conductores tensados. De armaduras planas con rejillas no diagonales.

La viga del pórtico de la Fig. No. 3.4.c es diseñada para sopor tar grandes cargas.verticales. La suspensión de la viga es más

económica (usa menor cantidad de acero) es valiosa para considerar.

En el caso de tensiones de los conductores directamente perpendiculares a la viga de entrada aparecerán pequeñas cargas en

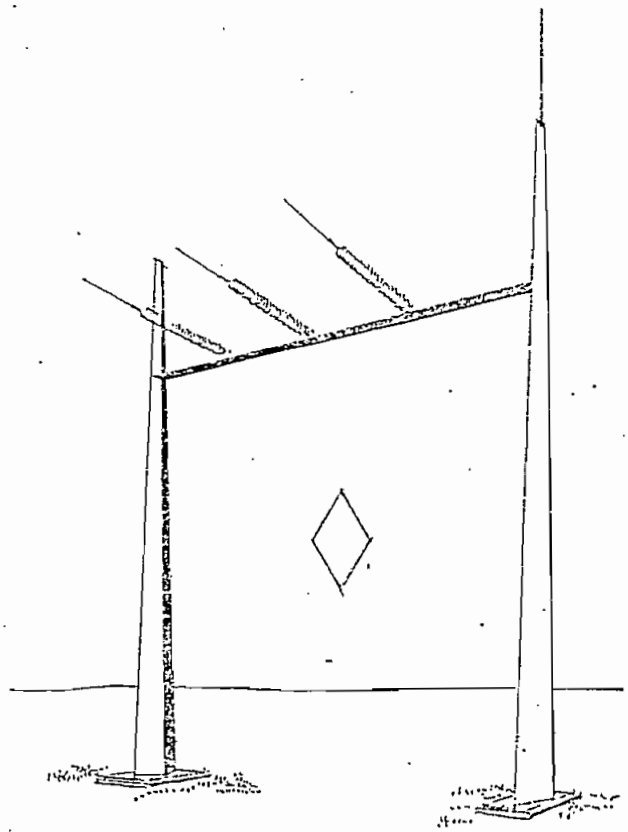


Fig. No. 3.4.d. Estructuras soporte de acero para conductores tensados.
Con columnas principales planas (sección recta en rombo).

el plano de entrada. Entonces es factible usar columnas construídas similares a las armaduras planas de la Fig.No. 3.4.d.

Un diseño para pequeñas cargas en el plano del pórtico es - aquel que prevee uma pata también en celosía que reparte toda la carga de operación a la viga. Esta técnica conduce a ahorros en estructuras y fundaciones.

Otro diseño económico es mediante pórticos articulados. Pueden usarse como una fila de pórticos situados entre dos filas de - estructuras terminales. Estos pórticos centrales se construyen con uniones articuladas y soportadas en fundaciones de concreto semejantes a la Fig. No. 3.4.b.

Tensores de acero sujetos entre estructuras articuladas y estructuras terminales contribuyen para la estabilidad de los pórti - cos.

Las estructuras de acero están sujetas a la corrosión debido a la acción atmosférica y a la contaminación industrial. Esto involucra el problema de la protección contra la corrosión.

Los protectores que se usan son los siguientes;

- El galvanizado en caliente (se requiere un mínimo gasto de - zinc - 500 gr/m^2, luego una pintura si es necesario);

-Pintar con pinturas anti-corrosivas (pintura de caucho clorada pintura de zinc, etc).

Tabla No. 3.II. Comparación entre varias clases de Estructuras de Acero.

Clase de Estructura.	Ventajas	Desventajas
Estructuras en Celosía.	1.-Poco gasto de acero 2.-Bajo costo de la estructura. 3.-Fundaciones mas baratas.	1.-Grandes dimensiones 2.-Gran superficie expuesta a la corrosión. 3.-Hay opiniones opuestas respecto a la apariencia estetica.
Estructura de armaduras planas con rejillas no diagonales,	1.-Apariencia estética. 2.-Pequeñas dimensiones de las patas.	1.-Permite baja carga en la viga del porico. 2.-Mayor gasto de material respecto a la estructura en celosía.
Estructuras de caras planas.	1.- Mejor apariencia estética. 2.- Pequeñas dimensiones totales.	1.-Dificultades para galvanizar. 2.-Imposible inspeccionar la anticorrosíon en el interior de la estructura.

Tabla No. 3.II. Comparación entre varias clases de Estructuras de Acero. (CONT.)

Estructuras de caras planas.	31.-Pequeña superficie externa expuesta a la corrosión.	3.-Costo mayor para la erección. 4.-Fundaciones costosas.

El galvanizado en caliente tiene una amplia aplicación. Las estructuras en celosía pueden galvanizarse en caliente totalmente o por partes separadas. En el primer caso el costo por galvanizar y transportar es alto, y el costo de levantar en el sitio es bajo. En el segundo caso (usado con mayor frecuencia) el costo del galvanizado y el transporte es bajo, pero el costo del ensanblaje en el sitio aumenta considerablemente.

Ordinariamente pintar no es lo mejor, ya que, se requiere untrabajo de repintado laborioso después de un tiempo relativamente corto, esto puede interferir con la operación de la subestación.

El acero noxidable debido a su alto costo, a los problemas por su fabricación etc. no se usa en las subestaciones.

3.3.3 ESTRUCTURAS DE CONCRETO REFORZADO

En la construcción de Subestaciones se usan estructuras de concreto reforzado o concreto pretensado(prefabricadò). El concreto monolítico fundido en el sitio no se usá debido al inconveniente en realizarlo.

Los elementos prefabricados tienen una variación de masa entre 500 Kg. a 5000 Kg. La forma de la sección recta por lo general es rectangualr (en algunos casos se usan huecas), doble T o circular (por ej: centrífugo); la forma octogonal da la impresión de delgadéz, también se usa, por ej: Fig No. 3.5.a.

En las estructuras de concreto también encontramos las vigas de acero y las torres para los cables de guarda (Fig. 3.5.c) pues resultan más convenientes que realizarlas del mismo concreto.

Los elementos pre-fabricados se unen con juntas o abrazaderas de acero o soldando los elementos de acero que se hallan en el concreto. Luego las uniones pueden cubrirse con concreto.

Algunos ejemplos de pórticos de concreto se muestran en las Figs. 3.5.a.d. El pórtico más simple es el de la Fig. 3.5.a.

Para mayores cargas horizontales se usan las estructuras de patas en "A" o de patas abiertas (Fig. 3.5.b.c.). Por economía - para altos voltajes especialmente se usan tensores (Fig. No.3.

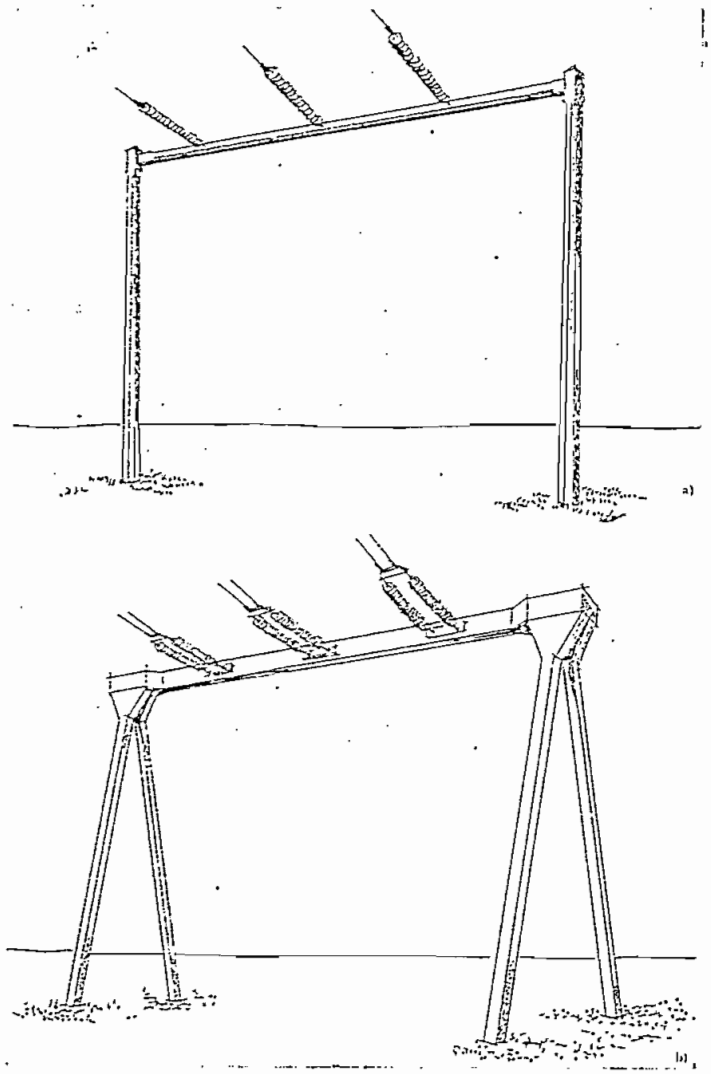


Fig. No. 3.5. a.- Pórtico Terminal Simple

b.- Pórtico en "A"

o de patas abiertas.

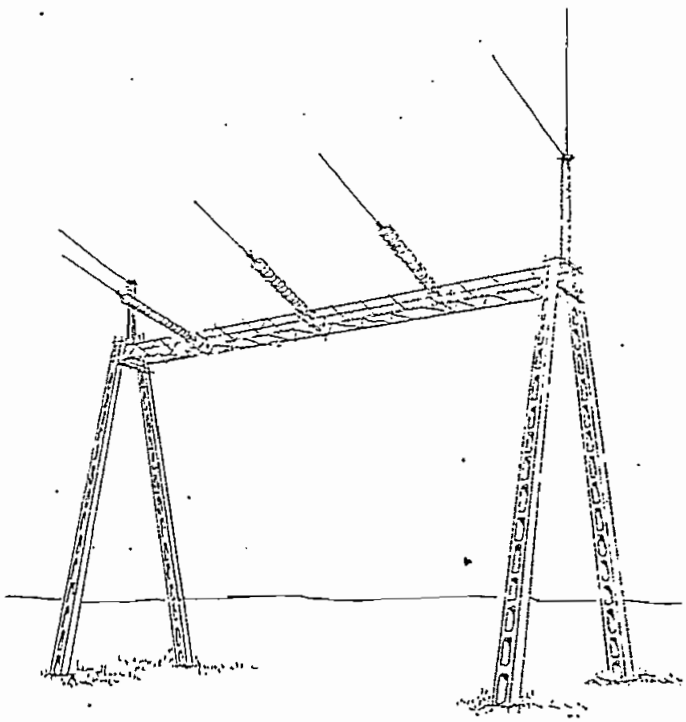


Fig. No. 3.5.c Estructura de Hormigón Armado para conductores tensados. construcción en "A" con viga de acero.

5.b.), en las cuales hay mayores fuerzas horizontales. Sin embargo, debido a dificultades de circulación en la subestación y al inconveniente de regulación de la tensión de los tensores son poco usados.

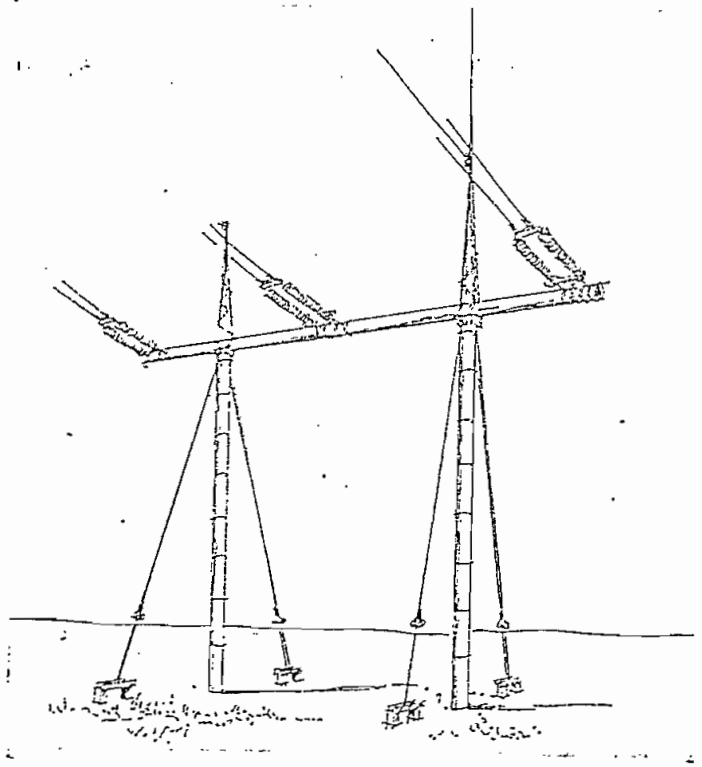


Fig. No. 3.5. d. Estructura de Hormigón Armado para conductores tensados Pórtico sujeto con tensores "Disposición en "π".

Desde el punto de vista construccional el pórtico tipo π (Fig. 3.5.d) es mas conveniente que el pórtico con columnas en los extremos (Fig. No. 3.5.a), especialmente para voltajes superiores a los 220 KV.

3.3.4 CARGAS Y FACTORES DE CALCULO

Las estructuras de soporte están sujetas a las siguientes cargas:

-. Cargas verticales resultantes del peso de los conductores aisladores y equipos, debido a la nieve, sobrepesos que pueden aparecer en el montaje y el peso muerto de la estructura.

- Cargas horizontales, resultantes de la tensión mínima en los conductores, presión del viento en los conductores y aisladores (tomando en cuenta la nieve en los conductores) y la presión del viento en las estructuras.

- Fuerzas de impacto, que pueden alcanzar cientos de Kg. y pueden aparecer debido a cortocircuitos. Este valor también depende de la elasticicdad de la estructura.

Las fuerzas tensoras de los conductores son las principales cargas en las estructuras de soporte de la subestación. Sus valores son diferentes dependiendo del número de conductores por fase, de la sección recta del conductor y del esfuerzo permisible del conductor. El rango de tensión mecánica está entre 500 Kg. y 5.000 Kg. para una fase; esto corresponde con el esfuerzo máximo calculado para conductores de alrededor de 1,6. Kg/mm^2.

Estos esfuerzos son considerablemente menores que aquéllos - que se aplican en las líneas de transmisión. Ordinariamente- los esfuerzos más altos se usan entre una línea y la estructura ternal en la subestación y menores en los conductores - tendidos entre las estructuras de la subestación.

Las tensiones mecánicas parmiten adoptar dimensiones principales menores en una subestación (vanos pequeños y menores de - flexiones de los conductores debido al viento o a cortocircuitos).

Sin embargo, la adopción de tensiones mecánicas menores es más económico respecto al gasto de acero de las estructuras de soporte.

Los esfuerzos resultantes de la tensión de los conductores en la mayoría de casos son perpendiculares a la viga de la estructura muy a menudo, estas tensiones se desvían de la dirección perpendicular, ordinariamente esta desviación no excede a 10° o 15°aunque algunas veces puede alcanzar 20°o 30°.

Los cálculos de esfuerzos de estructuras de soporte son llevadas a cabo de acuerdo a las regulaciones de la Ingeniería Civil o de los standards adoptados en algunos países para líneas de transmisión y subestaciones a la intemperie. Estos standards

detallados tienen algunos requerimientos mas moderados, que - las regulaciones de la construcción en general, debido a la función especial de las estructuras de la subestación.

La determinación del factor de seguridad del diseño de una estructura depende del método de cualculo utilizado. Comparar- la práctica de diseño de diferentes páises es difícil debido- a la variedad de métodos usados. Uno de los métodos más utilizados es el "Método de los esfuerzos permisibles". el fac - tor de seguridad que se adopta está entre 1, 4 y 1, 8, el factor de seguridad no es sino la relación del límite elástico - del acero con el esfuerzo calculado. Para las estructuras de hormigón se adopta entre 1,5 y 2,0.

Las fuerzas que actúan deflexionan los elementos del pórtico; las deformaciones permisibles están entre 1/200 y 1/250 de la dimensión total en análisis.

3.4 ESTRUCTURAS SOPORTE DE EQUIPOS

En las Subestaciones a la intemperie el equipo de alta tensión y los aisladores de soporte son usualmente localizados en estructuras soporte de una altura de 2,3 a 3,0 m. desde el nivel del sueldo. Esto satisface los requerimientos de seguridad para el personal que circula en la subestación. Estas estructu-

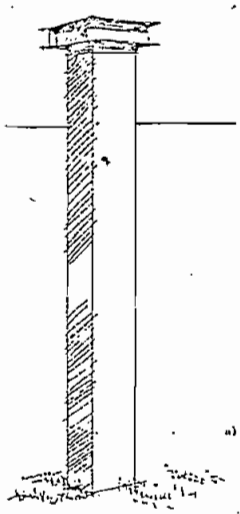


Fig. No. 3.6. a

Estructura de Hormigón

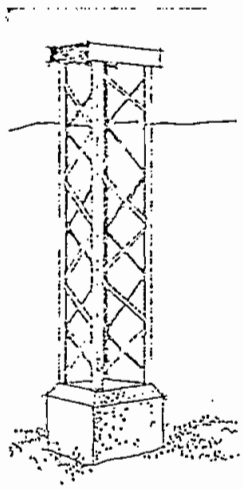


Fig. No. 3.6. b.

Estructura de acero en celosía

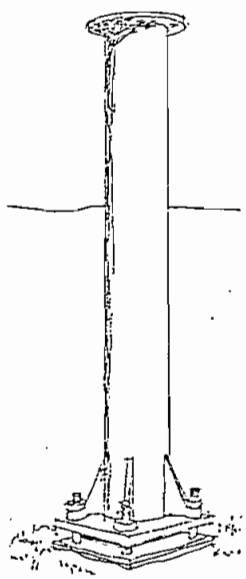


Fig. No. 3.6. c.

Estructura de tubo de acero

ras se usan para equipo trifásico o monofásifo.

Las estructuras para el equipo de alta tensión y aisladores se hacen del mismo material descrito en 3.3.1 sin embargo el uso del hormigón armado es de uso más general.

Algunas estructuras de soporte para los aisladores se ilustran en la Fig. No. 3.6.

Señalando algunas características de estas estructuras, puede anotarse lo siguiente:

- Las estructuras de hormigón se constituyen por la inserción de una columna de concreto en un hoyo del bloque de fundación, enterrado una columna de concreto dentro de un hoyo hecho en la tierra o estabilizando la columna mendiante placas en el pie rellenando después convenientemente.

- Los elementos de hormigón pre-fabricado enterrados también se usan; su parte saliente constituye la columna soporte se ilustra en la Fig. No. 3.6.a.

- Como fundaciones se utiliza el hormigón prefabricado o fundido en el sitio equipado con aletas de anclaje (Fig. No. 3.6. c.) para sujetar las estructuras de acero. También se acostumbra empotrar la estructura de acero en un hoyo de la fundación rellenándolo luego de concreto (fig. No. 3.6.b.)

- Un diseño efectivo es una fundación de forma cilíndrica, empotrado en el suelo. El espacio entre el hoyo y la fundación puede rellenarse con grava u hormigón.

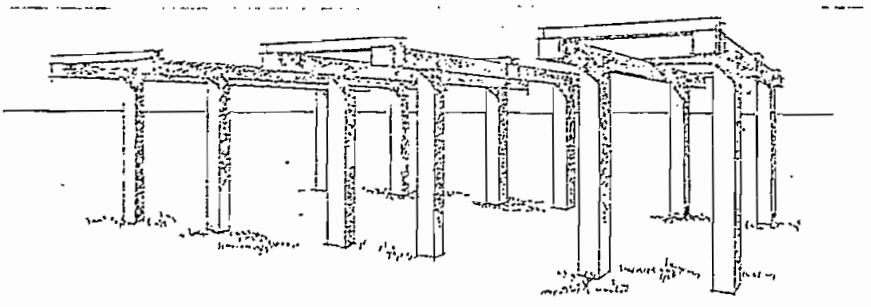


Fig. No. 3.7.a Estructura de hormigón prefabricado para seccionadores tripolares.

Algunas estructuras para seccionadores tripolares se ilustran en la Fing. No. 3.7.a. La estructura de la Fig. 3.7.a está hecha de elementos de concreto pre-fabricado, las otras Figs. 3.7.b.d. son de acero.

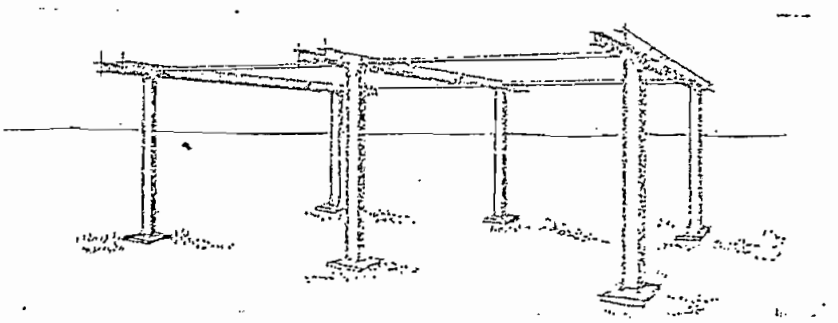


Fig. No. 3.7.b Estructura con perfil para deslizamiento.

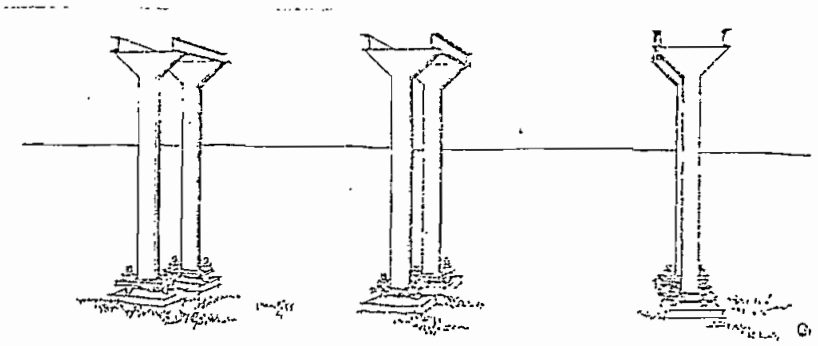


Fig. No. 3.7.c. Estructura de tubo cuadrado de acero

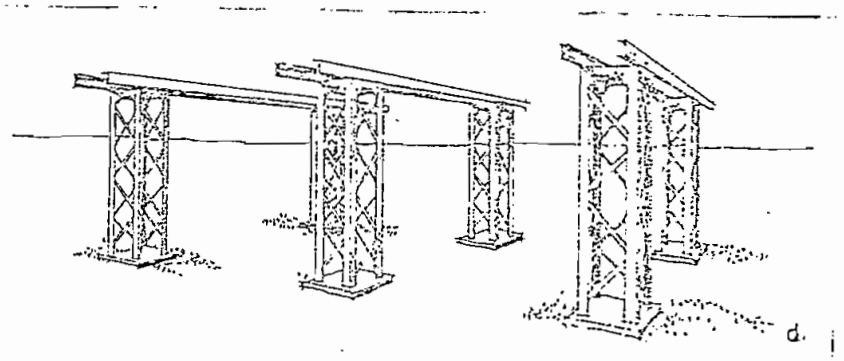


Fig. No. 3.7. d. Estructura de acero en celosía

En la figura No. 3.8 se ilustran estructuras de soporte para-disyuntores trifasicos. La estructura de hormigón (Fig. No.3 8.a.) consiste de tres bases rígidas fundidas en el sitio, - eventualmente pueden equipararse con enlaces móviles. La es - tructura de la Fig. 3.8.b es hecha de hormigón y acero, es - mixta, ensambleada sobre elementos de hormigón pre-fabricado- estos se colocan sobre losas de concreto, la estructura de -

acero soporta al disyuntor. La estructura de acero, hecha de-tubos cuadrados se ilustra en la Fig. No. 3.8.c. Las estructuras en celosía se usan especialmente para altos voltajes en - vista de las grandes dimensiones que se necesitan. Los costos

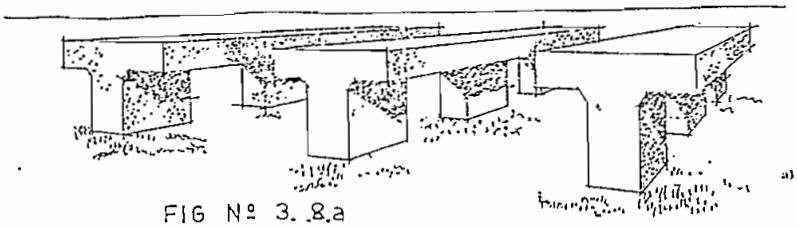


FIG Nº 3.8.a
ESTRUCTURA DE HORMIGON
FUNDIDA EN EL SITIO

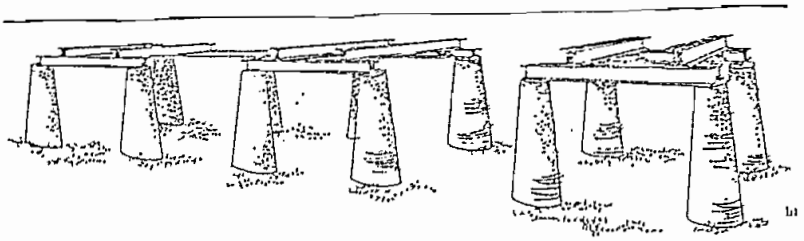


FIG Nº 3.8.b
ESTRUCTURA MIXTA DE HORMIGON
PREFABRICADO

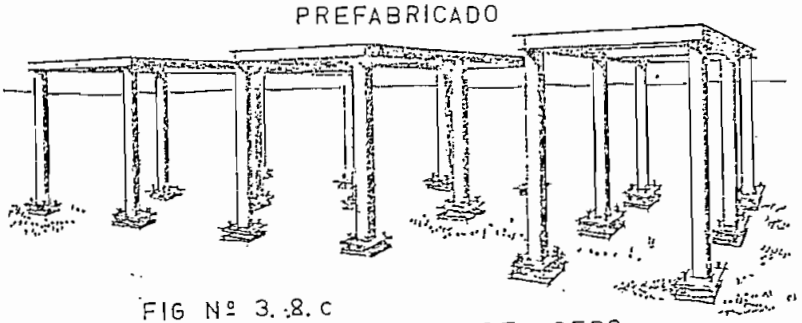


FIG Nº 3.8.c
ESTRUCTURA DE TUBO DE ACERO

de las diferentes clases de estructuras tienden a disminuir más y más, aumentando en cambio el aspecto estético.

Tabla No. 3.III. Comparación entre varias clases de estructuras soporte de acero para equipo y aisladores.

Clase de Estructura	Ventajas	Desventajas
De perfiles para deslizamiento.	1. Estructura simple.	1. Alto gasto de material.
Tubos redondos o cuadrados.	1. Apariencia estática. 2. Sección recta - limitada.	1. Complicadas uniones de la estructura. 2. No es posible inspeccionar en el - interior para prevenir la corrosión. 3. Alto costo de la - estructura.
En celosía	1. Gasto de hierro. 2. Costo bajo de la estructura.	1. Objeciones a la - apariencia estética. 2. Mayor trabajo para construir la estructura. 3. Mayor costo de mantenimiento en el caso de pintar las estructuras.

Las cargas determinantes de las dimensiones y de las fundaciones de las estructuras son:

- El peso del equipo y de los conductores.

- La presión del viento en el equipo, conductores y estructuras.

- La tensión mecánica de los conductores flexibles, cuando se los usa.

Además las fuerzas dinámicas que pueden aparecer, resultantes de las operaciones de suicheo o debido a las corrientes de cortocircuito. Estas fuerzas se originan sea por la interacción de las fases o por la acción mutua entre los subconductores del bundle de una fase. Las fuerzas debido a cortocircuitos operan tanto en el equipo, como en los asiladores de soporte y en las estructuras. La elasticidad de las estructuras puede tener un efecto en la magnitud de las fuerzas resultantes debido a las corrientes de cortocircuito.

B I B L I O G R A F I A

1.- Design of H.V. Sustations.Part I. Electrical Connections of Swtching Stations. 1962.
The English Electric Company Limited.

2.- Disposiciones de barras de SS/EE.
F.W. Davenport y E.M. Magidson
Traducción de Electra.

3.- Basic Designs for large High Voltage Substations.
E.G. Norell
Power Apparatus and Systems.December 1956.

4.- Experiencias en los países de la CIER en el proyecto y construcción de Subestaciones de Transformación - de tensión superior igual o mayor que 66 KV.Tomo II.
Comisión de Integración Eléctrica Regional.
Chile (ENDESA).

5.- Subestaciones Eléctricas.(Pre-Edición)
Ing. Gilberto Enríquez Harper.
ESIME. México D.F. 1971.

6.- Programación del Sistema Nacional Interconectado
Informe Preliminar N°10.
Diciembre 1971. INECEL.

7.- High and Extra High Voltage Substation Design and Economic Comparisons.
G.E. Hertig.
Power Apparatus and Systems. Dcember 1963.

8.- Criteria for Substation Design on the British Columbia Electric Systems.
F.O. Wollaston, M.B. Callander, R.E. Clay.
AIEE Transactions. Dcember 1958.

9.- Subestaciones a la Intemperie para Altas y muy Altas Tensiones.
CADAFE.

10.- Instalaciones a la Intemperie.
Peter Kulik.
AEG. Al día. N°4 1965.

11.- Estaciones Transformadoras y de Distribución.
Gaudencio Zoppetti Júdez.
Editorial Gustavo Gili, S.A. 3a. Edición.

12.- Estaciones de Transformación y Distribución.
Protecciones de Sistemas Eléctricos.
• Editorial CEAC, S.A. España.

13.- Programación del Sistema Nacional Interconecta
do. Informe N°23. Desarrollo Hidroeléctrico.
Baden 1973. INECEL.

14.- Switchgear Handbook. Vol. One.
Flurscheim. C.H.
Editorial Pitman & Sons. 2a. Edición.

15.- Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.
William Stevenson.
McGraw-Hill Book Company,Inc. 2a. Edición.

16,- Electric Power systems.
B.M. Weddy.
Editorial John & Wiley. 2a. Edición.

17.- Computer Methods in Power Systems Analysis.
Glenn W. Stagg.
McGraw-Hill Book Company, Inc. 1968.

18.- Proyecto Pisayambo.
Suministro de Equipo y Supervisión de Montaje para las Subestaciones. 1971.

19.- Study and Conclusions from the results of enquiry on the Thermal and Dynamic effects of heavy short-circuits in H.V. Substations.
G. Palante.
ELECTRA N°12 1968.

20.- Power Cables, design and Installation.
Barnes, C.C.
London Chapman. 1966.

21.- Electromagnetismo.
J.D. Kraus.
Editorial El Ateneo. 1a. Ed. 1960.

22.- High Voltage A.C. Circuits.
S. Gerszonowicz.
Editorial Constable and Company Ltd. 1953.

23.- Transformadores.
Ing. Héctor Pacheco V.
ESIME. 1972.

24.- Electrical Transmissiion and Distribution Refe-

ce Book.

Westinghouse Electric Corporation Pa.

25.- Teoria de las Máquinas de Corriente Alterna.

Alexander Langsdorf.

McGraw-Hill. 2a. Edición. México.

26.- Solving Problems in High Voltage Switchgear.

P. Baltensperger.

Brown Boveri Rev. 12-70.

27.- Manual "Standard" del ingeniero Electricista.

Archer Knowlton.

Editorial Labor S.A. 1953. Tomos I y II.

28.- Normas ASA, NEMA y VDE.

29.- Line Equipment for Electrical Power Industry.

BETHEA COMPANY.

30.- Foundations, Supporting Structures of Steel and prefabricated concrete.

Z. Nartowski.

ELECTRA N°34, Mayo 1974.

CAPITULO IV

4. GENERALIDADES SOBRE PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA

Desde el punto de vista de ingeniería, un sistema eléctrico de potencia está constituido por un conjunto de equipos y elementos coordinados de tal manera que pueden transformar energía de cierto tipo a energía eléctrica, transmitirla y distribuirla, en tal forma que todo este proceso resulte al menor costo posible, que el consumidor no sufra interrupciones en el suministro de la energía y que en general no varíen dentro de ciertos límites algunas de las magnitudes características del sistema cuando se entreguen bloques de energía.

Es indudable que las exigencias en cuanto a confiabilidad de servicio y a características de entrega de energía a las industrias son cada vez más fuertes lo que ha llevado al sistema de potencia al grado de complejidad con que se le conoce, utilizándose para su control y protección los sistemas más sofisticados.

La proyección de un trabajo en un sistema de potencia será de tal manera, que durante su período de funcionamiento produzca los mayores beneficios a la empresa administradora, si esta es el Estado, la decisión final será también a base de un menor costo, pero incluyendo para fines de comparación el beneficio social que determine el adoptar una u otra solución, ya sea en la etapa de construcción, de operación e incluso en la de diseño. Es por esto que al diseñar un sistema de potencia deberá

presentarse un estudio con varias alternativas en las que se analice por ejemplo: Tipo de Generación, Magnitud de Unidades de Generación, Ubicación de las Centrales, Localización de las Subestasiones, Transmisión de Energía, Característica de la Carga, Medición, Regulación, Operación, Mantenimiento y Financiación del Sistema.

Dentro de los aspectos citados, el sistema de protección interviene en todos directa o indirectamente, sin embargo donde cobra mayor importancia es en el funcionamiento del sistema y su mantenimiento, ya que si el sistema eléctrico se encuentra operando normalmente y ocurre una falla, por razones de continuidad de servicio a los usuarios y de mantener las características de suministro dentro de los límites normales, se hacen necesarios retirar del servicio la menor cantidad posible de equipo falloso.

4.1 SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFERICO Y DE MANIOBRA

4.1.1 Generalidades y Tipos de Sobretensiones

En la operación de un sistema de potencia pueden surgir elevaciones de tensión por encima del valor máximo de servicio; estos aumentos de tensión se denominan sobretensiones y su relación con la tensión máxima o nominal de operación recibe el nombre de factor de sobretensión.

La aislación de los equipos en la subestación queda some-

tida permanentemente a los esfuerzos producidos por la tensión de operación en las condiciones normales de servicio y esporádicamente, a solicitaciones anormales elevadas originadas por la sobretensiones.

El equipo expuesto debe estar en condiciones de resistir cualesquiera de esas solicitaciones en el transcurso de su vida útil, sin que su aislación sufra ningún debilitamiento, deterioro o daño, y para ello deberá tener un adecuado nivel de aislamiento, el cual se puede definir como el conjunto de las propiedades que caracterizan la aislación con relación a su rigidez dieléctrica.

Cuanto mayor es la sobretensión que puede aparecer en cualquier punto de la red tanto más elevado deberá ser el aislamiento de la instalación y, lógicamente, un aumento del aislamiento representará mayores costos, por cuyo motivo es de fundamental importancia limitar estas sobretensiones y coordinar el nivel de aislamiento de manera que se satisfagan los requisitos técnicos con la mayor economía posible.

Aunque el estudio de las sobretensiones está íntimamente ligado al sistema eléctrico de potencia tomado en su conjunto, daremos una breve descripción de esos fenómenos en lo que es específicamente de interés para la determinación del aislamiento de las subestaciones.

Tipos de Sobretensiones

Las sobretensiones pueden ser de origen ex

terno o de origen interno.

Las sobretensiones de origen externo se producen por la descarga del rayo sobre el conductor o por arcos de retorno entre conductor y estructura de apoyo o cable de guarda, cuando cualesquiera de estos dos últimos ha sido alcanzado por el rayo.

La sobretensiones de origen interno se producen al variar las condiciones de servicio y ocurren por cambios electromagnéticos bruscos dentro del sistema, ocasionadas por fallas monofásicas, por operaciones de cierre o apertura de los interruptores, por sobrevelocidad de los alternadores, etc.

Las sobretensiones de origen atmosférico son determinantes en la selección del nivel de aislamiento en sistemas de inclusive hasta 345 KV, sin embargo si no se toman medidas especiales para disminuir la magnitud de las sobretensiones de origen interno, éstas serán las que determinen el criterio para la selección del nivel de aislamiento. Esta afirmación no es de caracter general ya que depende de varias condiciones como: nivel ceraúnico,de la región, condiciones de contaminación, altitud, etc.

En sistemas de extra altas tensiones, de 400 Kv. o superiores, y con lineas muy largas, las sobretensiones de origen interno son las predominantes para la selección del nivel de aislamiento.

4.2 PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFERICAS

Para determinar la

protección más adecuada contra este tipo de sobretensiones es necesario tener un conocimiento de la severidad o de la frecuencia de los rayos y la información que normalmente se dispone es la correspondiente al nivel ceraúnico queda el número de días en el año en que se escuchan descargas, aunque no indica el número de descargas ni la intensidad de la descarga para cada día tormentoso.

Teniendo en cuenta la zona donde va a instalarse la subestación Tambo y de acuerdo al mapa ceraúnico del Ecuador, proporcionado por INECEL, se tiene que el nivel para la región es de 40.

4.2.1 Protección Contra Descargas Directas

Considerando que el nivel ceraúnico anotado es medianamente alto, para la protección contra descargas directas de rayos en la subestación se utilizarán cables de guarda de la misma sección que los cables de guarda de la linea de transmisión Paute-Tambo, acero galvanizado de 3/8" de diámetro, como continuación y reforzamiento del que llega en dicha línea a la subestación. La disposición de estos cables se indica en el capítulo III, plano No. 1.

Para la determinación de la altura mínima de los hilos de guarda, a fin de asegurar una protección eficaz de los equipos, se utilizará el método ideado por Langrehr que sup

pone que cuando el rayo se descarga hacia tierra y se encuentra a una altura igual al doble de la del hilo de guarda, la descarga se efectuará sobre éstos o al suelo, por ser los puntos más cercanos al rayo; además se indica que tratándose de más de un cable de - guarda el ángulo efectivo de protección es de 60°; la zona de protección está determinada por:

$$H = \frac{4h + \sqrt{16h^2 - 12(h^2 - a^2)}}{6}$$

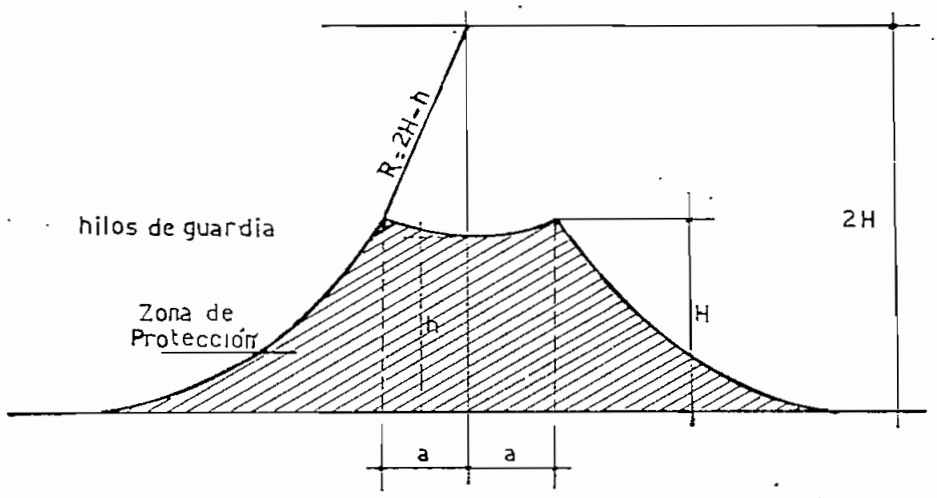
donde:

H = altura mínima de los hilos de guarda (m)

h = altura de los conductores o del equipo a protegerse (m)

2a = ancho de la celda (m)

En la siguiente figura se indica la zona de protección de la celda contra descargas atmosféricas.



Zona de protección de la celda contra descargas atmosféricas.

Para el caso de la subestación en estudio, se tiene:

h = 20 (m)

$$a = 12 \text{ (m)}$$

$$H = \frac{4 \times 20 + \sqrt{16 \times 400 - 12\,(400 - 144)}}{6}$$

$$H^{*} = 22.93 \text{ (m)}$$

Debido a que con la aplicación de esta fórmula se obtienen distancias de separación insuficientes entre masa y partes conductoras de corrientes, se fijan criterios para definir las distancias a observarse entre los hilos de guarda y los conductores bajo tensión.

Es práctica normal establecer como condición de separación vertical de los hilos de guarda a conductores o equipos portadores de corriente un valor igual al doble de la distancia mínima de partes bajo tensión respecto a la masa.

De acuerdo a esa regla, las distancias mínimas que deben contenplanse se indican en el cuadro anexo.

Cuadro No. IV Separación recomendada entre hilos de guarda y elementos portadores de corriente.

Tensión de Servicio (Kv)	Separación en metros
33	0.75
66	1.45
115	2.30
138	2.75
220	4.50
380	7.00
500	9.00

Para la tensión de servicio de la subestación, correspondiente a 345 Kv. y 138 Kv., la separación se seleccionará en base al voltaje más alto, de esta manera se proporciona un mayor margen de seguridad; este valor de separación de acuerdo a lo recomendado será de 7.0 m.

4.2.2 Protección Contra Descargas en la Línea

Para proteger al equipo contra el efecto de las ondas de sobretensión que penetran a la subestación, se utilizan diversos dispositivos de acuerdo a la importancia y a la frecuencia de las tormentas.

Entre los principales dispositivos tenemos: hilos de guarda, explosores o cuernos de arco y pararrayos.

En lo que se refiere a los hilos de guarda, a lo expuesto, se puede agregar que tratándose la subestación en estudio de una instalación que tiene su importancia en razón de que sirve a una carga de fundamental interés, como lo es el sistema del Guayas, y a la carga no menos inportante correspondiente al Centro Sur, conviene proteger el último tramo (alrededor de 1 a 2 Km.), con hilos de guarda de mejor conductividad, por ejemplo, con cables de Aluminio-Acero , en lugar de cable de acero galvanizado, y conectar lo mejor posible a tierra las torres, para disminuir la resistencia de tierra y hacer más efectivo el escurrimiento de la corriente de choque.

La instalación de explosores asta-asta o cuernos de arco no serán utilizados como dispositivos de seguridad en esta subestación, pues tiene ciertas desventajas para ofrecer una protección completa.

4.2.3 Protección Mediante Pararrayos

Por lo expuesto en el numeral 4.1 de este capítulo y considerando el nivel de voltaje de operación de la subestación (345/138 Kv.), dentro de los posibles tipos de sobretensiones a que estarán sometidos los equipos eléctricos ubicados en la misma, las de origen atmosférico son las que frecuentemente causarán más daños. Es necesario, por lo tanto, diseñar la instalación de tal forma que las sobretensiones atmosféricas que provienen de las líneas no causen deterioro de la misma. Esto se logra a base de:

a) Coordinar las aislaciones de los equipos.

b) Proteger dichas aislaciones con elementos capaces de reducir las sobretensiones que alcanzan los equipos.

Para cumplir con estas necesidades, se procede a:

1. Fijar un nivel de aislación común para la subestación, haciendo que la aislación de los equipos supere ese nivel.

2. Elegir elementos de protección capaces de asegurar que las sobretensiones sobre los equipos sean menores que el nivel de aislamiento fijado.

La protección más completa y segura para limitar las sobretensiones de origen atmosférico se obtiene con la instalación de pararrayos y los requisitos que deben cumplir son básicamente:

a) Su curva tensión-tiempo debe estar por debajo del nivel de tensión que es capaz de resistir la aislación, para todo tiempo a la descarga.

b) No debe operar para los máximos valores de tensión de servicio alterno que se produzcan en la red, debido a fallas o variaciones bruscas de cargas

c) Debe ser capaz de descargar repetidas veces altas corrientes de larga duración sin variar su característica de protección.

4.2.4 Selección del Pararrayo

De acuerdo a criterios y a experiencias de compañía eléctricas, la clase de pararrayo más adecuado en este tipo de instalaciones es el pararrayo de válvula debido a que sus características tiempo-voltaje, lo hace idealmente útil para la protección del aislamiento de transformadores en la clase de alto voltaje, donde el margen de operación y esfuerzo de la fuente es relativamente bajo. Aplicado correctamente, su voltaje de descarga permanece por debajo de la tensión disrruptiva del aislamiento del transformador, aún a intervalos cortos de tiempo.

El tipo de pararrayos a escogerse será el tipo estación,

que se utiliza generalmente para la protección de grandes aparatos instalados en una subestación de alto voltaje y se distingue por su superior construcción y alta capacidad de corriente de descarga.

De tal manera que este tipo de pararrayos será utilizado para el respectivo nivel de voltaje, es decir 345 Kv. y 138 Kv., independientemente de la posible instalación ya sea de lado de la línea y/o en los bornes de los transformadores.

Para la protección de los circuitos y aparamenta correspondiente al servicio interno de la subestación se utilizará los pararrayos válvula tipo línea.

4.2.4.a Tensión Nominal de los Pararrayos

Los pararrayos son seleccionados sobre la base de la tensión nominal. Para asegurar una operación efectiva, su tensión nominal debe ser mayor o igual que la más alta tensión de servicio fase-tierra que pueda aparecer en su punto de conexión.

El voltaje más alto que normalmente experimentará un pararrayo ha sido tradicionalmente calculado bajo la condición de una falla fase tierra. El voltaje en las fases no fallosas se incrementará de acuerdo a una cantidad que es función de las impedancias del sistema, es decir del denominado "coeficiente de puesta a tierra", que es una caracteriza

ción de los sistemas, que se define como la relación porcentual o por unidad de la máxima tensión de fase a tierra de la fase o fases sanas en el punto del defecto durante una falla monofásica y la tensión máxima compuesta anterior al cortocircuito en el mismo punto.

Refiriéndonos a la subestación en diseño, podemos concluir que a base del análisis de cortocircuitos realizado en el capítulo II, los voltajes de las fases no fallosas al producirse una falla a tierra de la fase a son:

$$Va = 0$$

$$Vb = 1.3 \text{ p.u.}$$

$$Vc = 1.3 \text{ p.u.}$$

Los voltajes en las fases no fallosas b y c resultan iguales debido a que se despreció el valor de la resistencia del sistema, si se consideraría el efecto de la resistencia, la sobretensión en la fase c sería superior a la de la fase b.

De acuerdo a los datos técnicos de INECEL, el Sistema Nacional - Interconectado tiene sus puntos neutros conectados directamente a tierra, es decir que teniendo en cuenta el modo de puesta a - tierra del sistema se puede establecer que se trata de un sistema efectivamente puesto a tierra y en tales condiciones la máxima sobretensión, en valor eficaz, de fase a tierra, no superará el valor de 1.4 veces la tensión simple (fase-neutro), o sea el 80% de la tensión entre fases. Referencia 1.

La diferencia entre el valor calculado, 1.3 p.u., y el valor tomado como referencia, 1.4 p.u., se debe a que por facilidad de reducción de todo el sistema nacional los grupos de conexiones en algunas de las subestaciones fueron cambiadas con el objeto de simplificar los cálculos. De todas maneras la sobre tensión calculada puede ser tomada en cuenta para la determinación de la tensión nominal del pararrayo ya que si se compara el valor calculado con el esperado en las fases no fallosas, este se encuentra dentro de los valores correspondientes aún sistema efectivamente puesto a tierra ($0 \leq \frac{Ro}{Xo} \leq 1$ y $0 \leq \frac{Xo}{X_1} \leq 3$), según se puede apreciar del gráfico No. 4.

Como en la subestación, se tienen dos voltajes de referencia, 345 Kv. y 138 Kv., las tensiones nominales serán calculadas a base de:

$$E_n = V_{máx} \cdot C_T \cdot C_{sd} \qquad (IV)$$

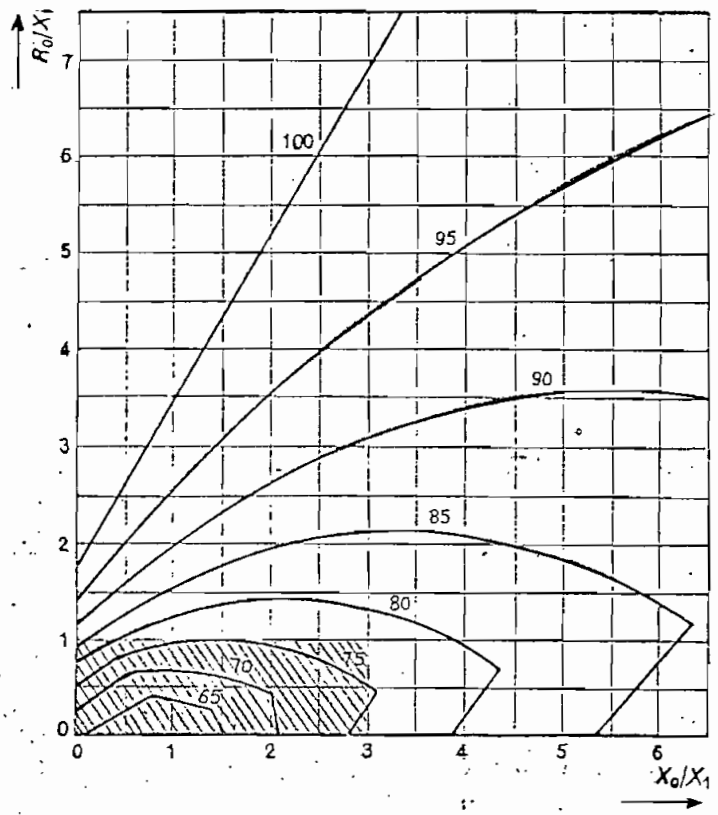
Donde:

E_n = Máxima tensión de frecuencia industrial fase-tierra

$V_{máx}$ = Máximo voltaje de operación del sistema, que para 346 Kv. es de 362 Kv. y para 138 Kv. es de 145 Kv. según normas I.E.E. 99 - 1

C_T = Coeficiente de puesta tierra, que es el valor máximo de sobre voltaje de falla a tierra, en este caso es de 1.3 p.u. (fase-neutro) o 75% del voltaje fase-fase.

C_{sd} = Coeficiente de sobretensión de frecuencia industrial



NOTA: Los números en las curvas, indican el máximo voltaje línea tierra; en cualquiera de las fases para cualquier tipo de falla; en % del voltaje línea-línea, para el área limitada por la curva y los ejes de coordenadas.

Ro = resistencia de secuencia cero
Xo = reactancia de secuencia cero
X_1 = reactancia de secuencia positiva

- El área sombreada corresponde a los sistemas "efectivamente puestos a tierra"

Fig. No. 4 Máximo voltaje línea-tierra (bajo cualquier condición de falla) para sistemas con neutro conectado a tierra.

debido a la variación de la carga, que en este caso asumo igual a 1.05 (Según práctica Americana).

Aplicando la fórmula (1V) :

$$En_{345} = 362 \times 0.75 \times 1.05 = 285 \text{ Kv.}$$

$$En_{138} = 145 \times 0.75 \times 1.05 = 114 \text{ Kv.}$$

En vista de que las normas internacionales no han definido hasta el momento las características de los pararrayos de valores nominales mayores a 198 Kv., se ha creído conveniente, tomar los valores que dan los fabricantes de esta clase de equipos. En este caso, se han tomado los valores proporcionados por la General Electric.

De acuerdo a dicho catálogo los voltajes nominales más cercanos a los valores indicados anteriormente son 288 Kv. y 120 Kv., respectivamente.

4.2.4.b) Estimación de la Magnitud y Forma de Onda de la Corriente de Descarga

Las normas IEC estiman que " experiencia práctica en varios países indican que líneas efectivamente apantalladas con conductores en Bundle, pueden tener una corriente de descarga entre 5 KA. y 10 KA."

Para el presente sistema, la determinación de la corriente de descarga se realizará bajo la suposición de que una

sobretensión de amplitud E_i viaja por la línea hacia la subesta - ción, siendo Z_0 la impedancia característica de la línea. Después de producido el cebado de explosor el circuito equivalente apli - cando el teorema de Thevenin será el indicado en la figura N° 4.1

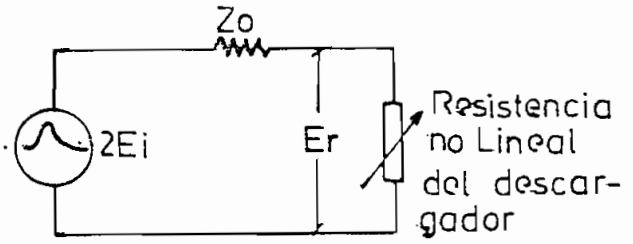


Figura N° 4.1

En base al circuito indicado, se puede escribir aproximadamente :

$$2E_i = E_r + I_d \cdot Z_0$$

$$I_d = \frac{2 \times E_i - E_r}{Z_0} \qquad (1V_a)$$

donde:

I_d = corriente de descarga del pararrayo.

E_i = cresta de la onda de tensión que se propaga por la línea.

E_r = tensión residual en los terminales del descargador para una corriente de descarga I_d.

Z_0 = impedancia característica de la línea, que se asume i

gual a 400 Ω .

La tensión E_i que se propaga a través de la línea tiene un valor igual a dos veces el nivel de aislamiento de la línea y se ha tomado como nivel de aislamiento de la línea de transmisión al BIL normalizado para 345 Kv., cuyo valor es de 1550 Kv.

El voltaje residual E_r no se puede estimar a priori, debido a que es un dato del fabricante dado en función de la corriente de descarga. En el presente análisis, y teniendo en cuenta los voltajes nominales de los pararrayos tanto del lado de 345 Kv. y 138 Kv., se han calculado las corrientes de descarga en función de los valores de voltaje de descarga dados para las diversas corrientes. (ver Tabla 4A).

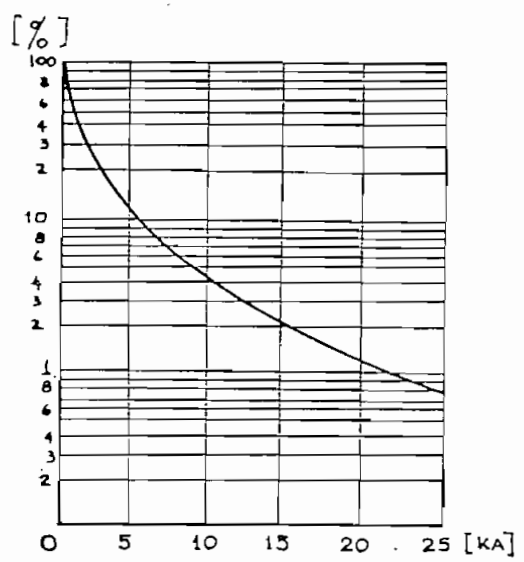
Estas corrientes de descarga son para la onda 8/20 μseg., que es utilizada en la prueba de pararrayos según normas IEC 99.1 .

Tabla 4A

Obtención de las corrientes de descarga del Pararrayo en función de los voltajes residuales.

Datos Pararrayo de 288 Kv.		Valores Calculados	
I_d de descarga (KA.)	Volt. Residual E_r (Kv.)	$2E_i-E_r$ (Kv.)	I_d de descarga (KA.)
1.5	448	2152	6.63
5.0	570	2030	6.32
10.0	640	1960	6.15
15.0	685	1915	6.03

El valor de la corriente de descarga nominal que más se aproxima al valor calculado máximo es el de 10 KA. Se comprende que un pararrayo de gran capacidad derivativa, permite soportar las mayores corrientes de descarga que aparecen muy raramente, y su efecto es el de aumentar la seguridad del servicio; pero cuanto mayor es la capacidad derivativa, el costo de los pararrayos aumenta, sin embargo para el caso en estudio, se debe considerar que la subestación en diseño, por ser el punto del cual derivarán las alimentaciones a centros de consumo de gran importancia, Guayaquil y Cuenca, es lógico que los aparatos que se utilicen tengan el rango y la capacidad apropiadas, para asegurar un buen servicio, por lo cual es menester que se hallen protegidos adecuadamente con pararrayos de gran poder de descarga, y un valor aceptable para la selección es de 10 KA., que además da una protección amplia alrededor del 95% de descargas atmosféricas, de acuerdo a la figura Nº 4.2 . Es decir que se justificaría el incremento de costo de los pararrayos de alto poder de descarga que se utilizarán en esta subestación.



Curva de Probabilidad de la aparición de las corrientes de descarga en función de su intensidad en estaciones transformadoras.

Figura Nº 4.2

En lo que se refiere al lado de 138 Kv., en la Tabla 4B se presenta los datos referentes a la corriente de descarga - para el pararrayo cuyo voltaje nominal es de 120 Kv.

En este caso el nivel de aislamiento de la línea Tambo-Cuenca correspone al BIL normalizado para 138 Kv. y es de 650 Kv.

Tabla 4B

Datos Pararrayo de 120 Kv.		Valores Calculados	
I_d de descarga (KA)	Volt. Residual E_r (Kv)	$2E_i - E_r$ (Kv)	I_d de descarga (KA)
1.5	263	1037	2.60
5.0	334	966	2.42
10.0	374	926	2.32
15.0	401	899	2.24

El valor de corriente nominal que más se aproxima al valor máximo calculado es el de 5 KA. y según normas IEC 99.1 - corresponde al tipo intermedio, pero debido al trabajo a que se le podría imponer por sobretensiones de maniobra, se escogerá como se indicó anteriormente un pararrayo tipo estación.

4.2.5 Características de los Pararrayos para 345 Kv.

- Tipo — resistor no lineal
- Clase — estación
- Voltaje Nominal — 288 Kv. (r.m.s.)

Características de Protección :

- Máximo Voltaje de Contorneo en el frente de onda (norma ANSI)	785 Kv. (pico)
- Máximo Voltaje de Contorneo (100%) para onda 1.2 x 50 μ seg.	640 Kv. (pico)
- Máxima característica de Protección a sobretensiones de maniobra	640 Kv. (pico)
- Mínimo Voltaje de Contorneo (60 Hz)	389 Kv. (r.m.s.)
- Máximo voltaje de descarga a 10 KA. de corriente de impulso. (onda 8/20 μ seg.)	640 Kv. (pico)

Características de los Pararrayos para 138 Kv.

- Tipo	Resistor no lineal
- Clase	estación
- Voltaje Nominal	120 Kv. (r.m.s.)

Características de Protección :

- Máximo Voltaje de Contorneo en el frente de onda (norma ANSI)	338 Kv. (pico)
- Máximo Voltaje de Contorneo (100%) para onda 1.2 x 50 μ seg.	282 Kv. (pico)
- Máxima característica de Protección a sobretensiones de maniobra	272 Kv. (pico)
- Máximo Voltaje de Contorneo (60 Hz)	168 Kv. (r.m.s.)
- Máximo voltaje de descarga a 5 KA. de corriente de impulso. (onda 8/20 μ seg.)	241 Kv. (pico)

4.3 PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES DE MANIOBRA

Estas elevaciones anormales de la tensión presenta marcadas variaciones en la forma de la onda, en su amplitud y duración. Algunas de estas sobretensiones se caracterizan por ser autosostenidas y de larga duración en tanto que otras desaparecen más o menos rápidamente después de la operación de los interruptores.

Las primeras se denominan sobretensiones dinámicas y la elevación de la componente de la tensión a la frecuencia de servicio puede ser importante con la aparición de un defecto monofásico, por la brusca desconexión o pérdida de la carga, por efectos de ferroresonancia y debido a conductores abiertos.

Las sobretensiones de maniobra de muy corta duración, están asociadas con cambios bruscos de los parámetros del sistema y se producen por la operación de interruptores en los procesos de energización y renonexión rápida de las líneas de transmisión y de la desconexión de corrientes débiles inductivas y capacitivas.

4.3.1 Determinación de la Amplitud y Protección contra Sobretensiones Dínamicas

El conocimiento de estas sobretensiones es de fundamental importancia para la adecuada selección de pararrayos, dado que la tensión nominal de estos dispositivos de protección debe ser siempre superior a la máxi

ma tensión eficaz que pueda aparecer en el sistema entre fase y tierra, bajo cualesquier condición anormal que esté dentro de estas sobretensiones.

De entre muchas conclusiones obtenidas como resultado de varios análisis, realizados por grandes compañías eléctricas, citaré una que según mi criterio se ajusta a la subestación en estudio, y dice que : " en redes malladas o con líneas de transmisión relativamente cortas, la máxima sobretensión se produce generalmente por la aparición de una falla fase a tierra, mientras que en sistemas de potencia con líneas de transmisión muy largas las sobretensiones más elevadas se deben a la desconexión de la carga en el extremo receptor. Este efecto puede ser todavía más severo si simultáneamente con la desconexión de la carga se produce en el extremo receptor una falla monofásica, quedando la línea conectada del lado de la generación. En estos casos la sobrevelocidad de los alternadores juega un papel muy importante". Ref. 1

La subestación "Tambo", tal como fué considerada en las primeras etapas del proyecto Paute, es parte del Sistema Nacional Interconectado, es decir pertenece a una red mallada y además las líneas de interconexión tanto con la central generadora de Paute, como las de alimentación a la ciudad de Cuenca, son practicamente líneas de longitud media; en consecuencia la afirmación de que la máxima sobretensión dínámica se produce por un defecto monofásico a tierra la considero correcta en lo que respecta al tramo Paute -Tambo-Cuenca.

En el inciso 4.2.4 fué considerado este tipo de sobretensión, cu-

yo valor calculado es de 1.3 p.u. y para la protección de esta sobretensión dinámica máxima se seleccionaron los pararrayos cuyas tensiones nominales son de 288 Kv. y 120 Kv. para el lado de 345 Kv. y 138 Kv., respectivamente. Con las citadas tensiones nominales de los dispositivos de protección se cumple la premisa de que la tensión nominal o de régimen del pararrayo deberá ser igual o superior a las sobretensión dinámica máxima con lo cual se satisface los requerimientos para la protección contra este tipo de sobretensiones.

En cuanto se refiere al tramo Paute-Tambo-Guayas, cuya longitud y cuyo voltaje especialmente hace que considere a esta línea como - de longitud larga, los sobrevoltajes dinámicos de mayor interés - serán los originados por la desconexión de la carga del Guayas.

Las sobretensiones debidas a la pérdida brusca de carga, por la apertura del interruptor del lado receptor, quedando la línea conectada a lado generador, están influenciadas básicamente por la potencia reactiva capàcitiva generada por la línea de transmisión, es decir que este caso debido a la condición del voltaje de la línea Tambo-Guayaquil y a la consideración de interconexión a través de una línea larga, se producirá un aumento apreciable de la tensión por el efecto Ferrante de la línea y por la caída negativa de la tensión debido a la circulación de la corriente capacitiva a través de las reactancias de los transformadores y generadores. La máxima sobretensión se produce, desde luego, en el extremo de la línea.

En cuanto a la magnitud de estas sobretensiones, se asumirá en base a la referencia 2 y a la referencia 1, que la componente de la sobretensión a la frecuencia de servicio, debida a un corte de carga, puede alcanzar valores de 2.5 a 3.5 veces la tensión nominal, razón por la que se hace necesario limitar estas tensiones y esta limitación en nuestro caso deberá hacerse principalmente a base de :

- Utilización de reactores en derivación para compensar parte de los MVAR de carga de la línea, tomando en cuenta la regulación de voltaje, la reducción de sobretensiones de maniobra durante las operaciones de interrupción, factores económicos y de diseño. Estos reactores serán conectados a los terciarios de los autotransformadores en la subestaciones de Paute y Durán al igual que en el terciario del transformador de la subestación Tambo.

- Por desconexión coordinada de ambos lados de la línea Tambo-Guayaquil.

- Con sistemas de excitación rápidos en los generadores (Paute) y en los reguladores de velocidad de las turbinas, para reducir significativamente los sobrevoltajes y su duración durante un corte de carga.

De acuerdo a las referencias anteriormente mencionadas, con un grado adecuado de compensación es posible limitar esas sobretensiones a valores comprendidos entre 2.5 a 2.8 veces la tensión nominal, de esta manera y tomando en consideración los factores anotados para el control de los sobrevoltajes por efecto de un corte

de carga, el valor que se tomará en cuenta para la coordinación del aislamiento debido a la citada sobretensión será de 2.5 veces la tensión nominal.

4.3.2 Determinación de la Amplitud y Protección Contra Sobretensiones de Maniobra

El conocimiento de estas sobretensiones es de especial interés para establecer el aislamiento en sistemas de alto y extra alto voltaje asociados con líneas de transmisión largas y para determinar las exigencias que deben satisfacer los interruptores de potencia en los procesos de maniobras sin que produzcan reencendidos o para limitar esas tensiones transitorias a valores aceptables, con el propósito de obtener un nivel de aislamiento adecuado desde el punto de vista técnico-económico.

Existen muchos tipos de sobretensiones de maniobra que pueden presentarse en un sistema, por diferentes operaciones, tales como :

- Energización de una línea en vacío.
- Reconexión de alta velocidad de una línea.
- Desconexión de una línea en vacío.
- Desconexión de transformadores de potencia y reactancias de derivación.

Si consideramos que los niveles de voltaje transitorio debidos a sobretensiones de maniobra deben ser tomados como distribuciones estadísticas, (referencia 3), y a causa

del gran número de variables que intervienen, las distribuciones de las frecuencias de sobrevoltajes a causa de maniobras deben ser determinadas por estudios efectuados con un analizador de transitorios (T.N.A.) o por progamas digitales, lo cual está fuera del alcance del presente trabajo; por lo cual serán tomados valores basados en estudios similares para el mismo nivel de voltaje, principalmente del estudio efectuado por INECEL para el Sistema Nacional Interconectado en el analizador de transitorios (1979 a 1990).

Para el presente caso se analizarán únicamente las sobretensiones de maniobra originadas por : energización de la línea y recierre de alta velocidad.

Las razones por las cuales se considerarán las dos sobretensiones son ante todo criterios que diferentes autores de diferentes países tienen al respecto, criterios que se basan en análisis realizados ya sea en el campo (líneas en servicio) ya, en modelos a escala con la ayuda del T.N.A. o el computador.

De entre las muchas conclusiones obtenidas, se citarán las siguientes:

- Las sobretensiones generadas en un sistema, que son de primer interés en el diseño del aislamiento y protección en sistemas de transmisión son los originados por energización, recierre y corte de carga. Referencia 4

- Las clases de sobretensiones significativas en el diseño del

aislamiento son los sobrevoltajes transitorios debidos a maniobras de energización y recierre, (referencia 5); siendo una de las causas que producen mayor sobretensión, aquella de energizar la línea cuando está sin carga. Referencia 6

- Las sobretensiones más elevadas son las originadas por los procesos de cierre de los interruptores y el caso más desfavorable, que origina las mayores sobretensiones, ocurre con la reconexión trifásica de una línea, la cual no ha posido disipar totalmente su propia carga. Referencia 1

En cuanto se refiere a la magnitud de estas dos sobretensiones, se citará algunas de las conclusiones a que se han llegado luego de estudios y análisis efectuados en sistemas de alto voltaje antes de adoptar el valor para el caso que nos ocupa.

- En general, al conectar una línea se propaga por ella una onda de tensión que llega al extremo y encuentra un cambio de impedancia característica Z_0; el coeficiente de reflexión en este caso es 2 y la tensión subiría al doble, pero debido al acoplamiento entre fases y a los efectos de saturación de un eventual transformador terminal se producen sobretensiones considerablemente mayores que 2 p.u. : 2.5 .....3.5 p.u. Referencia 7

- Los sistemas deben ser diseñados de tal manera de limitar los voltajes transitorios debido a energización y desenergización a 2 o 2.25 veces el voltaje normal, entonces, los requisitos de aislamiento deben basarse en sobretensiones de maniobra de ese orden de magnitud. Referencia 8

- El recierre tripolar o monopolar es un método utilizado para despejar fallas de origen no permanente, pero pueden ser fuente de sobretensiones muy peligrosas, llegando a tenerse sobrevoltajes de hasta 4 p.u., si no se toman medidas adecuadas. Ref. 7

- El estudio llevado a cabo para el Sistema Nacional Interconestado en 1974 da un valor de 2.72 p.u. para la línea de 138 Kv. Paute-Cuenca, al producirse un recierre automático.

- De acuerdo al estudio del sistema Paute en 1974, el valor máximo debido a recierre,, resultará seguramente inferior a 2.8 p.u. aún en las condiciones más desfavorables de recierre de los inrruptores.

Por tanto el valor que se asumirá en el aislamiento será de 2.8 p.u.

Según las consideraciones anteriormente citadas las siguientes medidas de adoptarán para la protección contra las sobretensiones de maniobra:

- En primer lugar, la subestación Tambo dada su situación, llega a ser una estación intermedia de maniobra y de hecho puede ser utilizada para reducir las longitudes de las líneas maniobradas determinando de esta manera sobretensiones más bajas.

- Será factible tener un factor de 2.8 p.u., con el uso de modernos disyuntores con resistencias preinsertables. La figura 4.3 respalda esta consideración e indica la eficacia de los disyuntores con inserción previa de resistencias, en la disminución

de la amplitud de los sobrevoltajes por maniobra. Ref. 9

- Para limitar las sobretensiones producidas por la reconexión rápida de líneas a valores de 2.5 a 2.8 p.u. se incorporaran en la instalación bobinas de compensación que actuarán favorablemente para disminuir estas sobretensiones

- Interruptores que no permitan el reencendido del arco contribuyendo de esta manera a eliminar las sobretensiones que se producen especialmente al desconectar cargas fuertemente capacitivas como son líneas abiertas o bancos de condensadores. Ref. 7

- Se realizará un control operacional de las maniobras a efectuarse, para esto deberá darse un adecuado entrenamiento al personal a cargo de la subestación.

4.3.3 Determinación del Número de Aisladores

En consideración de que la selección y coordinación del aislamiento para la línea Paute-Guayaquil ha sido analizada con suficiente profundidad en la Tesis del Ing. Víctor Orejuela, el número de aisladores requeridos por los diferentes tipos de sobretensiones que pueden presentarse en la línea serán tomados de ese estudio y las principales conclusiones de ese análisis son:

Lado de 345 Kv.

- Número de aisladores requeridos por sobretensiones atmosfé

ricas.

	Tensión de Impulso deseado (Kv)	Nº de Aisladores	* Voltaje de Contorneo (Kv)
S/E Tambo 2960 m.s.n.m.	1830	22	1905

Los aisladores serán del tipo normal (10" x $5\frac{3}{4}$"), basados en un voltaje de contorneo con una onda positiva de 1.5 x 40 μ seg.

* Voltaje de contorneo con una onda de impulso positiva, basado en pruebas realizadas de acuerdo a ASA C29.1-1961

- Número de aisladores requeridos por sobretensiones a frecuencia industrial.

	** KV_{pc} (60Hz) (Kv)	Nº de Aisladores	*** KV_c (Kv)
S/E Tambo 2960 m.s.n.m.	572	15	600

Los aisladores serán del tipo standard (10" x $5\frac{3}{4}$"), basados en un voltaje de contorneo a baja frecuencia en húmedo. Ref. 10

** Voltaje de pico a 60 Hz corregido para condiciones diferentes de las normalizadas.

*** Voltaje de contorneo a baja frecuencia en húmedo basadas en pruebas de acuerdo a las normas ASA C29.1-1961

- Número de aisladores requeridos por sobretensiones de maniobra.

	Nº de Aisladores	
	Fase Central	Fases Externas

S/E Tambo		
2960 m.s.n.m.	23	20

Lado de 138 Kv.

	Tensión de Impulso deseado (Kv)	N° de Aisladores	* Voltaje de Contorneo (Kv)
S/E Tambo			
2960 m.s.n.m.	815	10	1945

Los aisladores serán de tipo normal (10" x $5\frac{3}{4}$"), basados en un voltaje de contorneo con una onda positiva de 1.5 x 40 μ seg.

- Número de aisladores requeridos por sobretensiones a frecuencia industrial.

	** KV_{pc} (60Hz) (Kv)	N° de Aisladores	*** KV_c (Kv)
S/E Tambo			
2960 m.s.n.m.	210	6	310

Los aisladores serán del tipo standard (10" x $5\frac{3}{4}$"), basados en un voltaje de contorneo a baja frecuencia en húmedo.

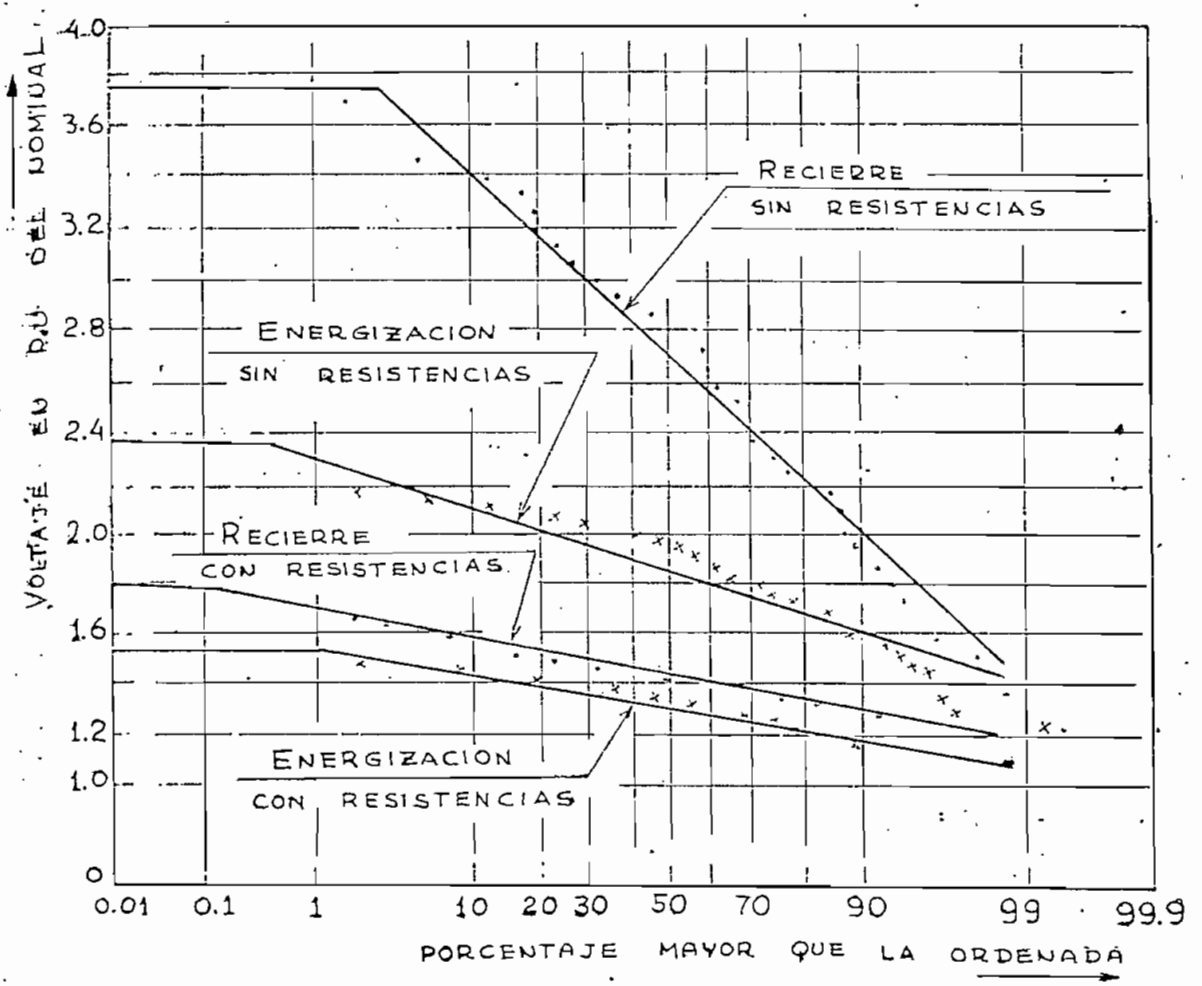
- Número de aisladores requeridos por sobretensiones de maniobra.

	N° de Aisladores	
	Fase Central	Fases Externas
S/E Tambo		
2960 m.s.n.m	11	11

Cabe indicar que han sido tomados en cuenta las correcciones necesarias para que la cadena de aisladores pueda soportar la tensión de impulso en condiciones diferentes de las normalizadas, como son: factores por altura, temperatura (densidad relativa del aire),

por humedad, lluvia proximidad, etc.

De acuerdo con lo anotado y en razón de las condiciones diferentes a las normalizadas en donde posiblemente va a ser instalada la subestación Tambo, el número de aisladores a ser empleado será de 24 ailadores para el lado de 345 Kv. y 12 aisladores para el lado de 138 Kv.



- Máximo voltaje para maniobra trifásica
  - sin resistencia: lapso de cierre 180°
  - resistencia preincertada: 600 Ohms
    lapso de cierre: 180°
    tiempo de inserción: 120°
  - voltaje antes de la maniobra = 1.05 pu

Fig. 4.3 Distribución de las frecuencias de los sobrevoltajes de maniobra.

4.4 PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES

Es de suma importancia en el estudio y diseño de un sistema de generación, transmisión o distribución referirse a los aparatos que van a proteger los equipos y la forma en que se ha proyectado esta protección, ya que de ello dependerá en gran parte la calidad y continuidad del servicio. Se hace, por lo tanto, necesario establecer las diferentes partes del sistema que van a ser protegidas, debido a que una falla en cualesquiera de las partes que lo forman, repercutirá inmediatamente en todo el sistema.

Teniendo en cuenta lo anotado anteriormente y de acuerdo a la disposición adoptada para esta subestación, se puede establecer las siguientes partes a protegerse:

- Protección de los transformadores de potencia
- Protección de las barras

La protección de la línea de transmisión y de los alimentadores no será considerada en este tema, en razón de que tal protección merece un análisis más profundo del que podría hacerse en este trabajo, sin embargo se señalará el tipo de protección que debería utilizarse.

En la figura N° 4.4 se indica el diagrama unifilar de la subestación, con los interruptores con los cuales se procederá a los cortes en caso de perturbaciones en el sistema.

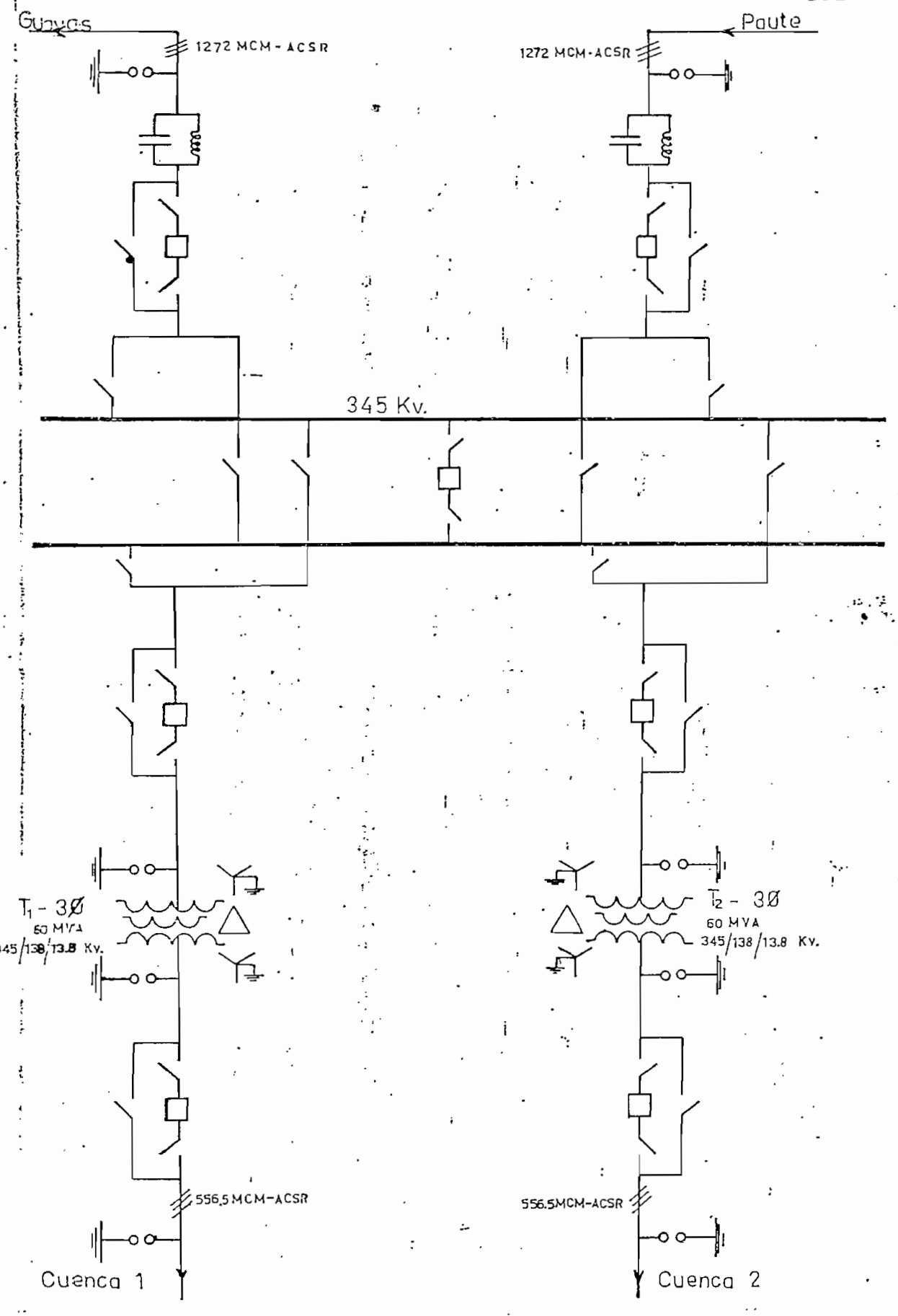


Fig. 4.4 Diagrama Unifilar

4.4.1 Protección de los Transformadores de Fuerza

" Los transformadores sólo pueden sufrir cortocircuitos, circuitos abiertos y sobrecalentamiento en los arrollamientos. En la práctica no esta previsto la protección contra circuitos abiertos debido a que éstos en sí no son perjudiciales. Sin embargo, aún para los transformadores no atendidos tampoco esta prevista la protección contra sobrecalentamiento o sobre carga" Ref. 11

De todas maneras y considerando la importancia de la subestación la protección contra sobrecalentamientos internos se realizará mediante la incorporación de un relé Buchholz, el mismo que en caso de presentarse este tipo de falla, funcionará operando un sistema de alarma acústica que podrá ser escuchado por el personal de control de la subestación.

4.4.1.A Protección Contra Cortocircuitos

Las fallas internas, que pueden ser fallas en los terminales o en los devanados, caen dentro de la zona de protección del transformador y las mismas requieren un rápido despeje, tanto que los esfuerzos resultantes son disrruptivos y existe el peligro de daño por incendio.

En la práctica, los fabricantes Americanos de equipos de

transformación, recomiendan el uso de la protección diferencial - de porcentaje para la protección contra cortocircuitos para todos los transformadores o bancos de transformación cuya capacidad trí fásica es mayor a 1.000 KVA, y la misma se hace regla, cuando la capacidad excede de 5.000 KVA. Ref. 12

Como en esta subestación existen dos transformadores, cuyas capacidades excede a los 5 MVA, la protección que se utilizará contra cortocircuitos internos será en base a la aplicación de relés diferenciales de porcentaje, que es esencialmente un relé de equilibrio de sobrecorriente con una salida en el punto medio de la - bobina de retención.

Indudablemente, se presentan problemas en la protección diferencial de transformadores. Las características de voltaje en los - dos lados del transformador, no pueden ser mantenidas exactamente en los lados de los transformadores de corriente, por este motivo se presentan corrientes secundarias desiguales a través de la bobina de operación del relé lo que puede ocasionar un funcionamiento incorrecto. Además se pueden originar corrientes de secuencia 0 en los bobinados de conexión delta de un transformador de poder conectado en estrella-triángulo, cuando el bobinado en Y tiene su neutro conectado a tierra.

Estas características tienden a desensibilizar este tipo de protección. Idéntícas dificultades surgen cuando la corriente de línea de alta y baja tensión, no están en fase con la conexión Y— △ del transformador. Estás corrientes secundarias pueden ser pues

tas en fase, conectando los transformadores de corriente en △ en el lado Y y en Y en el lado △ , con esta conexión se consigue eliminar también la corriente de secuencia cero.

Para los transformadores de la subestación, que tienen tres arrollamientos conectados en Y estrella-delta-estrella Y, los transformadores de corriente de los lados primario-terciario-secundario deberán ser conectados en delta-estrella-delta, respectivamente.

Otro de los problemas que se presenta, es al energizar un transformador debido a la presencia de la corriente de magnetización y este fenómeno puede ser visto por los relés como si fuese una falla interna. La forma de conectar los transformadores de corriente, asi como la manera de efectuar los cambios de relaciones mediante los taps, son independientes a este impulso de corriente.

Bajo condiciones normales, las corrientes que por este fenómeno - atraviezan la bobina de operación, son de caracter transitorio - que no hacen posible la operación del relé. Sin embargo, bajo - ciertas condiciones que producen cambios instantáneos en el flujo magnético de un transformador de potencia, causan corrientes anormales que tienden a operar el relé.

Se producen mayores impulsos de corriente de magnetización y por lo tanto la mayor tendencia a operar el relé, cuando un transformador está totalmente desenergizado y va a ser puesto en servicio; el interruptor automático primario se hallará cerrado al aplicar voltaje en el lado respectivo, sin tener el lado secundario conectado a la carga. Este impulso aparece también, cuando se energizan

transformadores con carga y se presentan cortocircuitos externos, sin embargo es de menor amplitud que el caso anterior.

Los impulsos de corriente de magnetización, puede aparecer en los relés, como corrientes de falla y pueden hacer disparar el interruptor automático, causando por consiguiente retrasos en la puesta de servicios de los transformadores y hasta pueden ocasionar dudas sobre si el transformador está en buenas condiciones o no, obligando a realizar pruebas por un tiempo relativamente largo.

Para considerar todos estos defectos, los relés de procentaje diferencial, deben tener un tiempo de retardo de 0.2 seg. o más, es decir disponer de un tiempo durante el cual el relé no opere mientras dure este trabajo de energización. Para la subestación en estudio se asume un tiempo de retardo de 0.3 seg.

Considerando los aspectos referidos anteriormente, al tipo de relé a utilizarse, para la protección contra cortocircuitos de los dos transformadores de tres arrollamientos a ubicarse en la subestación, será el BDD16B de la General Electric.

En la figura 4.5 se indica un diagrama del relé tipo BDD16B aplicado a un solo transformador $\perp Y - \Delta - Y \perp$, que corresponde a la conexión que tienen los mencionados equipos de transformación.

El diagrama 4.5 se ha obtenido de los catálogos de la General Electric; correspondientes a la protección mediante relés.

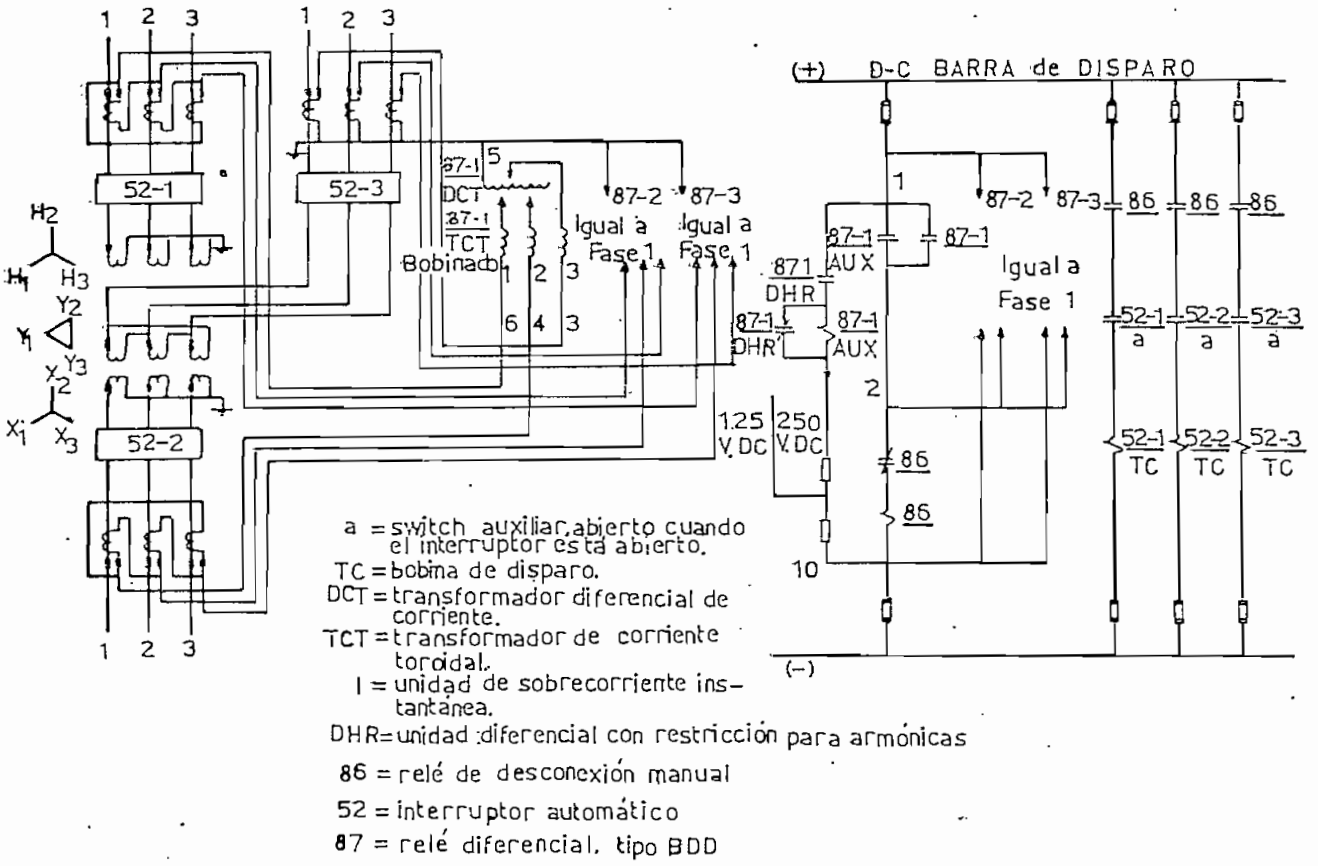


Fig. 4.5 Diagrama elemental del relé tipo BDD16B aplicado para la protección de un Transformador de tres arrollamientos.

4.4.1.B Protección del Transformador Contra Fallas Externas

Entre las principales fallas de tipo externo, se tienen la sobrecarga y los cortocircuitos externos de diferente origen.

Las sobrecargas pueden ser sostenidas por grandes períodos, siendo limitadas únicamente por la elevación de la -

temperatura permitida y los medios de enfriamiento. Excesivas sobrecargas determinan un deterioro del aislamiento y las subsecuentes fallas. Con un chequeo tanto de los devanados como de las condiciones de temperatura del aceite e instalando una alarma para cuando se exceda el límite permitido de temperatura, se logra aprovechar la capacidad de sobrecarga del transformador.

Por otro lado los cortocircuitos externos pueden solamente ser limitados por la reactancia del transformador y cuando esta es baja las corrientes de falla pueden ser excesivas; la duración del cortocircuito externo, que puede ser sostenido por el transformador sin sufrir daño, puede deducirse de las normas BSS-171-1966, las cuales se presentan a continuación :

Reactancia del Transformador (%)	Duración Permitida de la Falla (seg.)
4	2
5	3
6	4
7 y más	5

De esta manera, los transformadores de la subestación cuya reactancia es del 11%, están en capacidad de sostener corrientes de falla de 25 veces la corriente de plena carga por 5 segundos, sin sufrir daño.

Para la protección de respaldo contra falla externa de las unidades transformadoras, deberá utilizarse relés de sobrecorriente de tiempo inverso, alimentados de preferencia a partir de dife -

rentes transformadores de corriente que los asociados con los relés diferenciales, con el objeto de disparar los interruptores - del lado de la falla cuando persista: por mucho tiempo el defecto externo.

Deberán proporcionarse tres transformadores de corriente, uno - por cada fase, y un relé de sobrecorriente de tierra en cada lado de los dos transformadores, que se conectan a través de un interruptor automático.

Los relés de sobrecorriente deberán tener un elemento de tiempo inverso cuya puesta en trabajo pueda ajustarse un poco más por - encima de la corriente nominal, como casi el 150% de la máxima, - y con acción retardada suficiente para que sean selectivos con - el equipo de protección de elementos adyacentes del sistema, durante fallas externas.

Los relés deberán tener también un elemento instantáneo, cuya - puesta en trabajo pueda hacerse un poco más elevada que la co - rriente máxima de cortocircuito para una falla externa o, de la corriente magnetizante transitoria de conexión.

Considerando que este tipo de falla se denomina también falla por sobrecorriente y a tierra tipo no restringidas, los relés a utilizarse para protección de fallas externas de los transformadores son del tipo IAC - 14 de la General Electric, dos unidades - para fases y una unidad para puesta a tierra.

4.4.2 Protección de las Barras

El equipo de control en una estación de potencia se utiliza para dirigir el flujo de corriente y para aislar los aparatos de fuerza y circuitos. En este equipo se incluye: interruptores, swiches desconectadores, barras, conexiones y las estructuras sobre las cuales ellos están montados.

Para aislar las fallas en las barras, todos los circuitos conectados a ellas deben ser abiertos. Debido a que esta desconexión puede incluir tanto fuentes de generación como líneas de transmisión, afectando asi a una gran parte del sistema, es muy importante tener una correcta operación para este tipo de fallas y evitar disparos incorrectos durante fallas externas a las barras.

" La protección diferencial es esencial por su inherente selectividad ". Ref. 13

" La protección diferencial es la más sensitiva y el método formal para la protección de barras en una estación. El problema particular de estas aplicaciones es el gran número de circuitos involucrado y, por lo tanto, diferentes niveles de energización encontrados en los varios circuitos para fallas externas. Por ejemplo, con una falla externa en un circuito de una barra que tiene seis circuitos, cinco de los transformadores de corriente pueden suplir varias cantidades de corriente de falla, sin embargo

el sexto y el circuito falloso deben equilibrar el total de todas las otras. Es decir, que se energiza a un nivel mucho más alto cercano a la saturación o frecuentemente con grados variantes de saturación, determinando altas corrientes diferenciales falsas. Por las mismas razones generales la saturación D-C es una condición mucho más severa que la saturación de A-C debido a que relativamente una pequeña cantidad de D-C proveniente de la onda de falla asimétrica satura al núcleo del transformador y reduce apreciablemente la salida del secundario de aquella que debería ser." Ref. 14

De las dos consideraciones enunciadas, se determina que la protección más conveniente para la subestación Tambo es la protección diferencial de sobrevoltaje que es aplicable para la protección de barras, en razón a que distingue las fallas internas de las externas en base del voltaje más que de tiempo, permitiendo de este modo un comportamiento exacto y un despeje rápido sin el peligro de disparos incorrectos.

Las unidades a utilizarse serán relés tipo PVD11C - General Electric. En la figura Nº 4.6 consta esquemáticamente la forma como va a protegerse las barras de la subestación.

El equipo a utilizarse en esta protección consta de transformadores de corriente convencionales, es decir tipo bushing o tipo ventana. De acuerdo con el tipo de protección de las barras, los transformadores de corriente que más se ajustan a esta protección son los transformadores standard tipo bushing; esta selección se

deriva del hecho de que la impedancia secundaria interna de esta

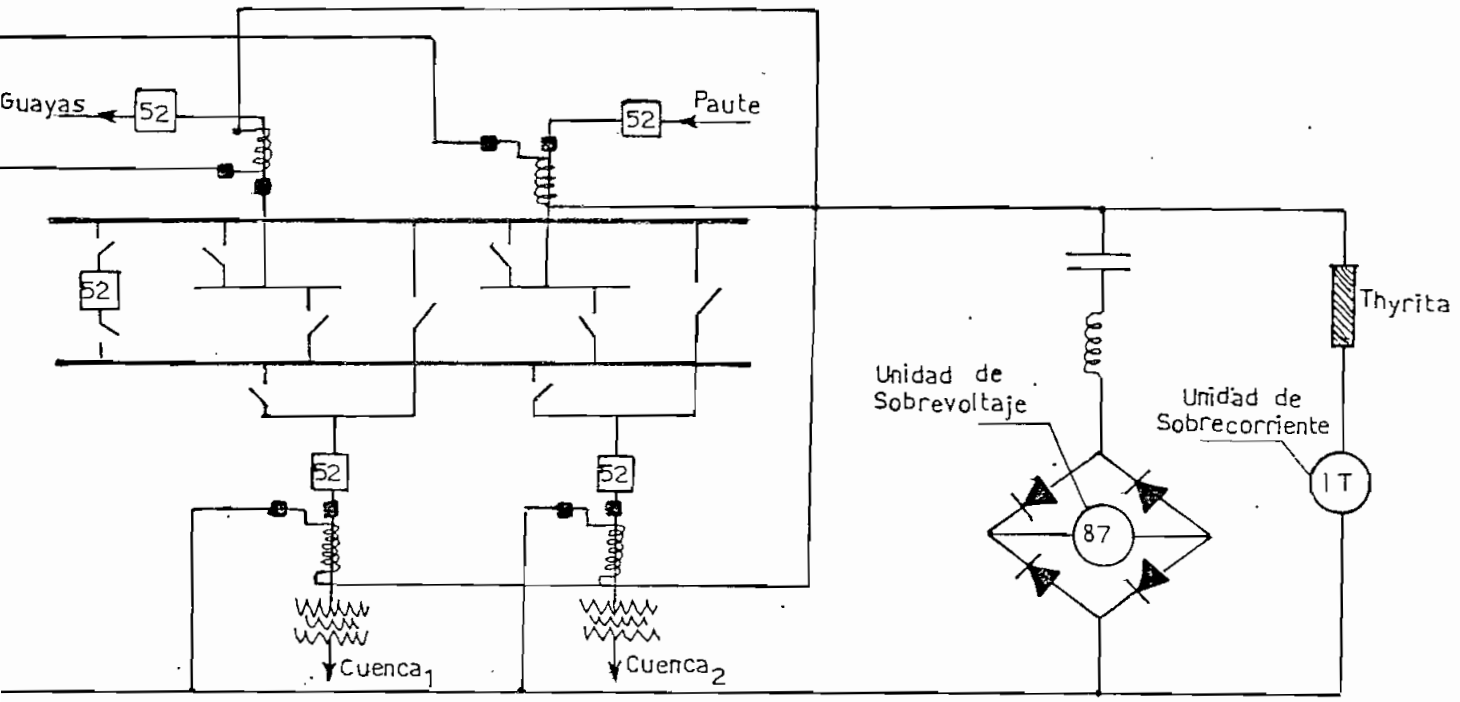


Fig. N° 4.6 Protección de Barras

clase de transformadores es muy baja comparada con su impedancia de magnetización. Cuando una falla externa ocurre, existe considerablemente menos voltaje a través del circuito del relé debido a que solamente se opone a la corriente del secundario, en la mayor parte, la resistencia de los conductores del transformador de corriente y la impedancia secundaria interna del transformador en el circuito falloso, cuando este está completamente saturado. Cuando una falla interna ocurre, no obstante, a la corriente secundaria se opone la impedancia de magnetización de los transformadores y debido a la alta impedancia del circuito del relé se produce un gran voltaje de operación sobre este, asegu -

rando asi su operación. Una consideración muy importante es la de tener todos los transformadores de corriente de la misma relación Para prevenir una falsa operación es necesario, hacer que el ajuste mínimo de la puesta en trabajo del relé se encuentre muy por encima del máximo voltaje obtenido con una falla externa. En efecto un ajuste de dos a uno puede generalmente realizarse en tanto se mantenga todavía una buena sensibilidad para la protección de falla interna.

El relé a emplearse tiene una unidad instantánea de sobrevoltaje tipo solenoide, que opera a través de un rectificador de onda completa. La capacitancia e inductancia sintonizan el circuito a la frecuencia industrial para reducir la respuesta a todas las armónicas. La impedancia de esta rama es de más o menos 3000Ω, la cual junto con los secundarios de los transformadores de corriente y el relé están sujetos a voltajes altos por una falla en la barra. La unidad de Thyrita es un limitador de voltaje, se conecta en paralelo con el relé para limitar el voltaje en alrededor de 1500 voltios. En serie con ésta, irá una unidad instantánea de sobrecorriente, ajustada para operar con magnitudes de falla internas muy altas.

El tiempo de operación del relé es de tres a seis ciclos para la unidad de voltaje y de uno a tres ciclos para la unidad de sobrecorriente.

En lo que se refiere a la protección, tanto de la línea Paute-Tambo-Guayaquil como a la de Tambo-Cuenca, el sistema más con -

veniente es la de la protección piloto con relés de distancia, - principalmente porque el sistema "Centro Sur" va a tener contí-- nuos cambios en el suministro de energia y por los problemas de coordinación con la protección del sistema existente, que se tendría si se utilizarían únicamente relés de sobrecorriente. Además, si bien el costo de la protección de distancia es más alta comparada con la de sobrecorriente, ésta se justifica por la - gran importancia que tendrán estas líneas en el sistema. Por o - tra parte el costo del sistema de protección es relativamente bajo comparado con el costo total del equipo a proteger.

El criterio más generalizado al utilizar relés de distancia para la protección de líneas de transmisión, es de que estas puedan - tener dos o más zonas de protección. Empleándose las dos unida - des en la protección primaria y la unidad de tercera zona para - protección de respaldo.

Sin embargo en la selección del número de zonas no se puede dar un criterio general. La condición que más pesa es la configuración y las características del sistema de potencia particular en estudio. En este caso, por ejemplo, se utilizarían solamente dos zonas, ya que con tres o más, la influencia de la protección llegaría más alla de lo requerido, con lo que se alcanzaría en un - extremo hasta el sistema de distribución del sistema Centro Sur y por el otro hasta los generadores del Paute o muy dentro de la línea Tambo-Guayaquil, lo cual no es recomendable.

Es decir que, como en este caso, cuando se tienen tramos de lí -

neas solamente, se ajusta la primera zona o de alta velocidad para alcanzar el 80% a 90% de la longitud de la línea. La segunda zona dará protección para el resto de la línea y deberá ajustarse de tal manera que sea capaz de funcionar aún en las fallas de arco en el extremo de la línea.

4.5 COORDINACION DEL AISLAMIENTO

La coordinación del aislamiento puede ser definida como la protección sistemática de los aparatos eléctricos de sobrevoltajes perjudiciales gracias a la utilización de modernos aparatos de protección.

Se procurará que las sobretensiones inevitables no causen problemas en la subestación, lo cual no es posible totalmente, por la producción de los contorneamientos, por esta razón, conviene que éstos se localicen en ciertos lugares de la instalación, donde causen el menor daño posible y no provoquen interrupciones en el servicio.

El procedimiento a seguirse es el de coordinar en un solo diagrama las curvas Voltaje-Tiempo de los equipos a protegerse y de los elementos protectores, con el fin de determinar el tipo y el valor de aislamiento requerido para dar un comportamiento satisfactorio a la instalación.

4.5.1 Niveles de Aislamiento

El nivel de aislamiento de los mate

riales, para una tensión nominal dada, queda fijado por los valores de la tensión de ensayo a la onda de impulso y por la tensión de prueba durante un minuto a la frecuencia de servicio.

El material debe ser capaz de soportar esas tensiones de ensayo, sin que se produzcan perforaciones, contorneo o deterioro, en el transcurso de pruebas efectuadas bajo condiciones específicas.

El ensayo para material expuesto o interior, se entiende en seco y bajo condiciones de temperatura, presión atmosférica y humedad ambiente.

La onda de impulso refleja lo más fielmente el efecto de la descarga del rayo sobre el material, y su forma ha sido normalizada para establecer niveles de aislamiento sobre una base común.

La condición de plena aislación, o 100% de aislación, relaciona la clase de aislamiento con la tensión nominal, y la aislación reducida describe la clase de aislamiento inferior a la tensión nominal respectiva.

Para tensiones de servicio hasta 100 Kv., es práctica corriente utilizar plena aislación para todos los equipos de la subestación; mientras que para tensiones más elevadas se utiliza aislamiento reducido para los transformadores de potencia y con la tendencia a reducir también el aislamiento de los interruptores en las tensiones más elevadas.

El uso de aislamiento reducido en las altas tensiones se debe a que la mayoría de los sistemas tiene su punto neutro efectiva

mente puesto a tierra, de manera que se reducen las solicitaciones fase-tierra.

Con la evolución técnica en el desarrollo de los modernos pararrayos, interruptores y transformadores, se ha logrado disminuir el nivel de aislamiento en forma drástica, especialmente en las tensiones elevadas. Existe siempre el interés de disminuir el nivel de aislamiento de los equipos a medida que aumenta la tensión de servicio, por cuanto ello se traduce en la disminución del costo de los aparatos y en la reducción de las distancias de separación entre partes conductoras de corriente y entre éstas y tierra.

En el siguiente cuadro se indican los niveles de aislación recomendados por el IEC para una gama de tensiones normalizadas desde 100 Kv. en adelante.

Tensión Máx. de la red	Tensión límite a la onda plena de impulso. Polar. + y -		Tensión límite de la frecuencia industrial, en las cond. especif.	
Kv.efic.	Plena aislación Kv. pico	Aislación reducida Kv. pico	Plena aislación Kv.efic.	Aislación reducida Kv.efic.
100	450	380	185	150
123	550	450	230	185
145	650	550	275	230
245	1050	900	460	395
300	-	1175	-	510
362	-	1300	-	570
420	-	1550	-	680
525	-	1675	-	740

4.5.2 Nivel de Aislamiento de los Transformadores

Una vez fijadas las características de los pararrayos de 288 Kv. y 120 Kv., respectivamente, se determinará el nivel de aislamiento del transformador de acuerdo con el procedimiento seguido en la referencia 15. Según la indicada referencia, el nivel de protección para maniobra del transformador es de un 15% mayor que el voltaje máximo de descarga del pararrayos a la corriente de descarga estimada, más 35 Kv.

El nivel básico de impulso (BIL), es igual al nivel de resistencia a ondas de maniobra, dividido por 0.83, es cir que:

$$BIL_T = \frac{1.15xEr + 35}{0.83} \text{ Kv.}$$

El 15% de margen toma en cuenta varios factores indeterminados, como la variación entre los diferentes diseños de fabricantes de pararrayos, la forma de onda del transitorio de entrada, la localización del pararrayos. La constante de 35 Kv. toma en cuenta la posible caída de tensión en la conexión a tierra del pararrayos.

$$BIL_T = \frac{1.15 \times 640 + 35}{0.83} = 929 \text{ Kv.}$$

Luego se asumirá un nivel básico de impulso de 1050 Kv. que es el inmediato nivel normalizado de acuerdo a la re

ferencia 16.

Este BIL corresponde a un nivel reducido en dos pasos al normalmente preferido de 1300 Kv aconsejado por las normas IEC 99.1 - Public. 71 - 1971.

En complemento con la selección del BIL se debe tener en cuenta en el diseño, las pruebas a que debe someterse el aislamiento - del transformador en el momento de su recepción, para lo cual - se ha creído conveniente seguir los pasos que para este efecto recomienda la referencia 17, y que son los siguientes:

a) Pruebas de Impulso

1) La magnitud mínima de la onda de impulso para estas pruebas debe ser de 1.25 veces el máximo nivel de protección del pararrayos empleado.

Para este caso se tiene: 1.25 x 640 = 800 Kv.

Este será el margen mínimo recomendado para la coordinación entre el nivel de protección del pararrayos y el aislamiento del transformador.

2) Para prueba de impulso con onda cortada se debe tener de acuerdo a la referencia 17, un mínimo de 1.15 veces el nivel de impulso de la onda completa (1.2x50 μseg.), es decir:

$$1.15 \times 1050 = 1207 \text{ Kv.}$$

b) Pruebas de Sobretensiones de Maniobra

1) Para las pruebas con ondas correspondientes a sobretensiones

de maniobra, tanto en seco como en húmedo, el voltaje fase-neutro será 1.15 veces el nivel de protecció a maniobra del pararrayos empleado.

- Entonces: $1.15 \times 640 = 736$ Kv.

2) Para las pruebas fase-fase de maniobra, el voltaje no será menor que 3.4p.u. del máximo voltaje fase-neutro del sistema. Es decir que se tiene:

$$3.4 \times \frac{362 \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 1005 \text{ Kv.}$$

El valor de voltaje de prueba fase-fase de maniobra depende de la clase de voltaje del sistema, mientras que el valor para la prueba fase-fase depende de las características del pararrayo seleccionado.

c) Pruebas a Frecuencia Industrial

El voltaje mínimo de prueba debe ser 1.5 veces el máximo voltaje fase-neutro del equipo, aplicado para el período de una hora.

esta prueba ha sido también obligatoriamente prescrita por normas internacionales para cada nivel básico de impulso. En el caso en estudio se prescribe un valor de 460 Kv., según normas IEC, que es superior al recomendado de:

$$1.5 \times 362 \times \sqrt{2}/\sqrt{3} = 443 \text{ Kv.}$$

Los valores seleccionados para las pruebas de maniobra de

ben escogerse de entre los valores de niveles básicos de aislamiento(BIL) que más se ajusten a los valores calculados para la forma de onda especificada.

En la siguiente tabla, quedan resumidas las características del pararrayos asi cómo los valores de las tensiones de prueba a que deben someterse los transformadores de la subestación.

Tabla 4C

Coordinación del Aislamiento Transformador-Pararrayos (345 Kv.)

(Voltajes para pruebas de Impulso, Onda Cortada y Maniobra)

- Voltaje nominal del sistema	345 Kv.
- Máximo voltaje de operación del sistema	362 Kv.
- Voltaje nominal del pararrayos	288 Kv.
Niveles de Protección del Pararrayos	
- Para impulso (1.2x50 μseg.)	640 Kv.
- Voltaje de descarga(E_r), a 10 KA.	640 Kv.
- Para sobretensión de maniobra	640 Kv.
Mínimos Niveles de Aislamiento del Transformador	
- Para impulso 1.25 (1.2x50 μseg) ó 1.25xE_r	800 Kv.
- Para maniobra fase-neutro 1.15xSobr.Maniob.	736 Kv.
- Para onda cortada 1.15xBIL_T	1207 Kv.
- Para frecuencia industrial 1.5xVolt.Máx.Oper.	443 Kv.
* Valores de Prueba Según Normas IEC	
- Para impulso	1050 Kv.

- Para maniobra (fase-tierra) 1050 Kv.
- Para onda cortada 1300 Kv.
- Para maniobra (fase-fase) 1050 Kv.
- Para frecuencia industrial 460 Kv.

* Estos valores fueron tomados de las normas IEC-Publicación 71 -1971 de Coordinación del Aislamiento.

En cuanto se refiere al aislamiento de los bushings de los transformadores, éstos sufren una disminución de su resistencia dieléctrica debido a la altura a la que van a ser instalados(2960m. s.n.m.), que es proporcional al valor de la densidad relativa - del aire en las condiciones del terreno, y cuyo valor es de - 0.694 obtenido de la referencia 18.

En consecuencia los bushings de alta de los transformadores deberán tener un BIL de 1300 Kv. según normas IEC 99.1, para que a sus condiciones de instalación se comporte con un nivel de - 1300 x 0.694 = 903 Kv., que prácticamente es el de 1050 Kv señalado anteriormente.

El nivel reducido en dos pasos de 1050 Kv, fue escogido para los transformadores, en base a que los fabricantes establecen reducciones del aislamiento únicamente en estos equipos, y debido a que esta reducción ocasiona un ahorro notable en el costo to - tal de la subestación.

Para la selección del nivel de aislamiento del resto de apara - tos de la subestación, tales como: transformadores de corriente,

de tensión, interruptores, seccionadores y aisladores de las barras, se ha considerado conveniente escoger el nivel básico de impulso señalado por las normas internacionales para este nivel de voltaje, que corresponde a un valor de 1300 Kv.

Podría argumentarse que un BIL de 1050 Kv sería suficiente para todo este equipo, sin embargo se ha adoptado el de 1300 Kv porque este valor corresponde al normalizado y para el cual las diferentes casas comerciales fabrican los equipos arriba mencionados y en razón a que una reducción del BIL de estos equipos determinaría un diseño particular, lo cual gravita en el costo de la instalación.

Debe tenerse en cuenta que el aislamiento de este equipo eléctrico está totalmente expuesto a las sobretensiones atmosféricas y que en este caso debido a la altura de instalación su rigidez dieléctrica soportará una disminución proporcional a la densidad relativa del ambiente, por consiguiente se deberá seleccionar un nivel de aislamiento normalizado de 1550 Kv, de acuerdo a las normas IEC 99.1, para que a sus condiciones de montaje proporcionen un equivalente de: 1550 x 0.694 = 1075 Kv.

El mismo procedimiento se aplicó para el lado de 138 Kv, y sus resultados son :

Tabla 4D

Coördinación del Aislamiento Transformador-Pararrayos (138 Kv.)

- Voltaje del sistema 138 Kv.

- Máximo voltaje de operación del sistema	145 Kv.
- Voltaje nominal del pararrayos	120 Kv.

Niveles de Protección del Pararrayos

- Para impulso(1.2x50μseg.)	282 Kv.
- Voltaje de descarga(E_r), a 5 KA.	241 Kv.
- Para sobretensión de maniobra	272 Kv.

Mínimos Niveles de Aislamiento del Transformador

- Para impulso 1.25(1.2x50μseg) ó 1.25xE_r	301 Kv.
- Para maniobra fase-neutro 1.15xSobret.Maniob.	313 Kv.
- Para onda cortada 1.15xBIL_T(450 Kv)	518 Kv.
- Para frecuencia industrial 1.5xVolt.Máx.Oper.	178 Kv.

* Valores de Prueba Según Normas IEC

- Para impulso	450 Kv.
- Para Maniobra (fase-tierra)	325 Kv.
- Para onda cortada	550 Kv.
- Para maniobra fase-fase	450 Kv.
- Para frecuencia industrial	185 Kv.

* Valores tomados de las normas IEC-Publicación 71-1971, Coordinación del Aislamiento.

Por las mismas razones consideradas para el aislamiento externo del transformador, en el lado de alta, los bushings de baja deberán tener un BIL de 650 Kv, de acuerdo a IEC, para que a sus condiciones de instalación se comporte con un nivel de: -

650 x 0.694 = 451 Kv, que prácticamente es el de 450 Kv. mencionado en la Tabla 4D.

4.5.3 Curvas Voltaje - Tiempo

De lo mencionado en los numerales 4.2.4.b y 4.5.2 de este capítulo se establecerá la coordinación con las curvas voltaje-tiempo de los distintos aislamientos componentes de la subestación, de acuerdo a las referencias 15 y 17.

El mayor nivel de aislamiento está dado para las barras de la subestación, lo cual se consigue aumentando una o dos unidades en su cadena de aisladores con relación a las unidades existentes en la cadena de la línea de transmisión Paute-Tambo. En este caso se aumentará una unidad, lo que determina un número de 24 aisladores en las barras de 345 Kv.

En las figuras N°s 4.7 y 4.8 se resume lo antes anotado, donde:

1 Curva característica del pararrayos.

2 BIL del transformador, reducido en dos pasos.

3 Nivel de aislación del equipo eléctrico.

4 Característica de protección de la línea.

5 Característica de protección de las barras.

6 Prueba para onda de impulso (onda cortada).

7 Rigidez del equipo en general frente a sobreten-

siones de maniobra.

En lo que respecta a la distancia entre pararrayos y el equipo a proteger, en este caso el transformador, se ha creído conveniente adoptar la práctica americana que es partidaria de montar los pararrayos directamente adosados al lado del transformador de potencia, con la subsiguiente ventaja de que la onda de tensión máxima queda limitada a la tensión de cebado del pararrayos. En el caso presente, dada la importancia de la subestación, y considerando que existe un buen margen entre el nivel básico de aislamiento de los equipos y el nivel de protección del pararrayos, se ubicarán éstos en el lado de la línea de los interruptores con el fin de proteger a la subestación; es decir, que para garantizar la protección de la instalación se hace necesario el uso de dos ternas de pararrayos.

4.5.4 Determinación de las Distancias Mínimas de Separación Entre los Elementos de la Subestación

La determinación de las distancias eléctricas que deberán observarse en el diseño de la subestación, reviste gran importancia en atención a su incidencia en las dimensiones generales y en el costo de las instalaciones.

Mientras que los distintos aparatos componentes de la estación son probados a la onda de impulso y a la frecuen-

Coordinación del Aislamiento de la Subestación
Tambo - Lado 345 Kv.

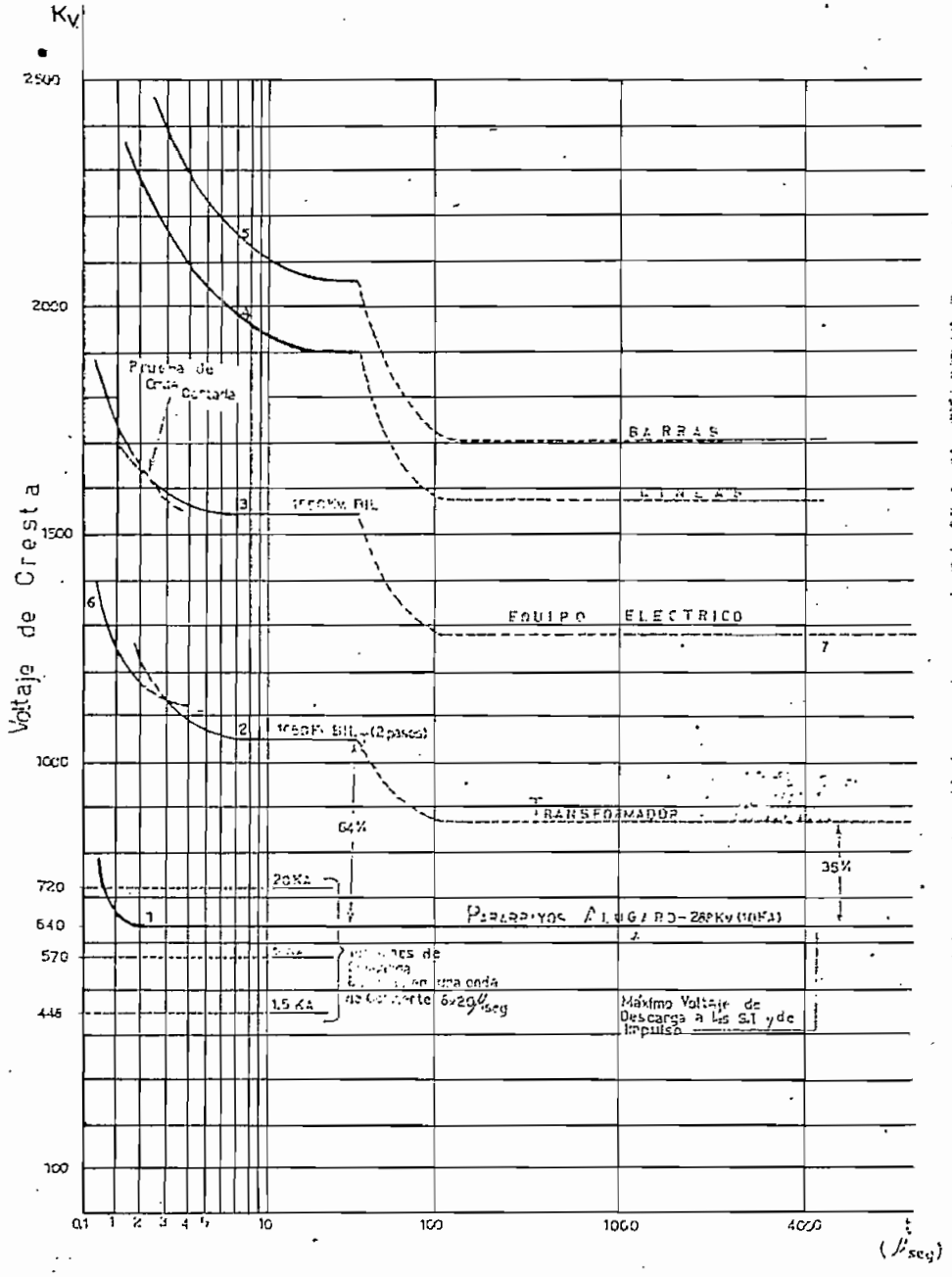


Fig. N° 4.7

cia de servicio para determinar su resistencia de aislación, no es caso entre las separaciones de las barras o entre las partes conductoras entre sí y a masa, que no pueden ser sometidas a esas pruebas tipo.

Para asegurarse que las distancias de separación entre los elementos conductores de corriente son correctas desde el punto de vista eléctrico, se prescribe que la tensión resistente en el aire entre las partes vivas y entre éstas y tierra debe ser al menos igual a la tensión resistente a la onda de impulso a que se somete a los equipos de la subestación. Por este motivo se ha creído lo más adecuado seguir las recomendaciones de un reporte de la AIEE, referencia 19, que da los espaciamientos mínimos en función del nivel básico de impulso.

En el presente caso se recomiendan las distancias mínimas correspondientes a un nivel básico de aislamiento de 1300 Kv y 650 Kv, para el lado de 345 Kv y 138 Kv respectivamente, es decir igual al normalizado, además se ha considerado el denominado "factor de reducción", debido a la altura de instalación de la subestación; este factor, en este caso, es de 0.81 tomado de las referencias 19 y 20.

Las distancias recomendadas para el estudio en mención han sido obtenidas de ensayos con varillas espinterométricas de 1/2 pulgada cuadrada, cuyo espaciamiento en aire se varía gradualmente hasta que produzca la descarga con una onda de polaridad positiva, 1.5x40 μseg., Para cada nivel de aislamiento las distancias

Coordinación del Aislamiento de la Subestación Tambo - lado 138 Kv.

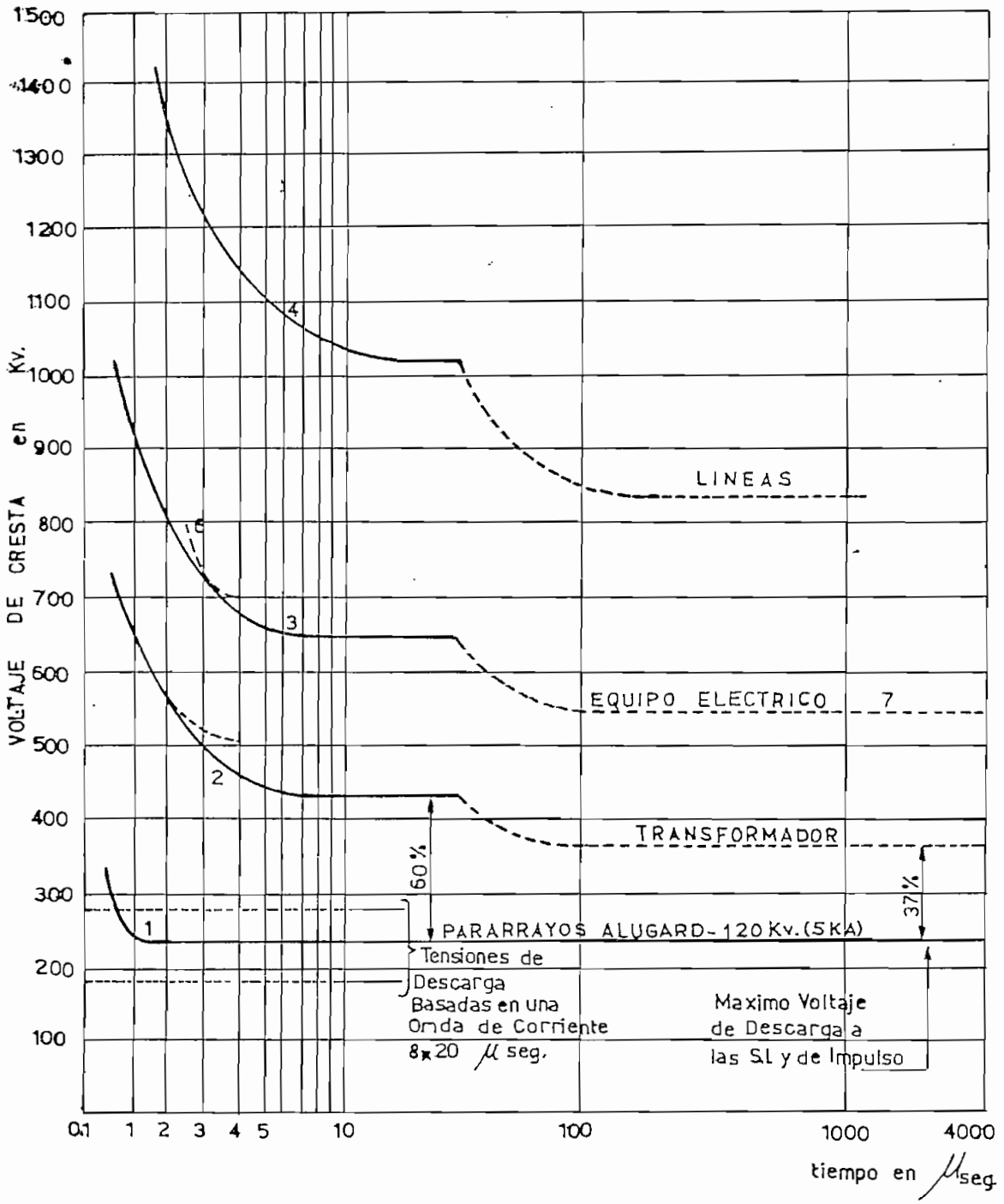


Fig. Nº 4.8

de arqueo han sido aumentadas en un 10% para tener los valores de resistencia de aislamiento y en un 12% más para considerar - las variaciones del campo eléctrico debido a la geometría de - las diversas partes componentes de la subestación.

Las distancias mínimas entre conductores aéreos y lugares interiores de la instalación por donde puede circular el personal - de mantenimiento es igual a la distancia mínima fase-tierra, - más una distancia de 2,6 m. (8'6"), que considera la altura de un hombre con los brazos levantados.

Para la separación mínima entre conductores y areas de circulación de vehículos en el interior de la subestación, se ha considerado una distancia igual a la mínima fase a tierra más 6.25 m. (20'6"), es decir la altura de un camión con un hombre parado - en el tope.

En la tabla 4E se resume el método y los resultados indicados - por el reporte de la AIEE. Es de anotarse que estas distancias están dadas de metal a metal y para obtener las distancias de - centro a centro deben añadirse las dimensiones de los herrajes correspondientes.

Tabla 4E

Espaciamientos Mínimos en Aire para la Subestación " Tambo "

345/138 Kv.

BIL (Kv)	Lugar de Instalación	Distancia Mínima a Tierra en Partes Rígidas (m)	Distancia Mínima entre fases, (partes vivas), en partes rídas metal-metal (m)	Distancia Mínima entre conductores aéreos y areas de circulación de personal (m)	Distancia Mínima entre conductores aéreos y areas de circulación de vehículos (m)
1300	a nivel del mar	2.88	3.60	5.48	9.13
	a 2960 m.s.n.m.	3.56	4.44	6.16	12.41
650	a nivel del mar	1.38	1.73	3.98	7.63
	a 2960 m.s.n.m.	1.70	2.13	4.30	7.95

CAPITULO V

5. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

5.1 GENERALIDADES

En general los neutros de los sistemas de Transmisión y Distribución, en un Sistema de Potencia, son puestos a tierra por dos principales razones:

1. Limitar las sobretensiones de neutro a tierra y de línea a tierra, y
2. Proporcionar una corriente suficiente para una operación satisfactoria del sistema de relés en el caso de una falla en la línea.

El hecho de que las instalaciones de energia eléctrica tengan puestas a tierra convenientes, tiene gran importancia en el comportamiento del sistema eléctrico y en la seguridad del personal, especialmente cuando se presentan perturbaciones o fallas en el sistema.

El problema de obtener un sistema de tierras que provea seguridad contra sobretensiones no ha sido una solución simple, sin embargo existen ciertas normas según las cuales se puede obtener una instalación segura y libre de situaciones peligrosas que perturben el normal funcionamiento de un sistema eléctrico.

En lo que tiene relación a la malla de tierra para subesta-

ciones, estas son necesarias por las siguientes razones:

a) Seguridad del personal de operación y seguridad pública.

b) Medio de protección, para equipos y aparatos, para despejar - fallas por cortocircuitos a tierra mediante el uso de relés.

c) Provisión de una adecuada conexión del neutro a tierra del - transformador y otros equipos de la subestación.

d) Evitar peligrosas diferencias de potencial.

Indudablemente los requerimientos para cada caso diferirán, ya - que cada uno de ellos tendrá su particularidad.

Las condiciones de seguridad en las subestaciones y patios de maniobra, determinados por la puesta a tierra de todas las partes metálicas de estructuras expuestas, tanques de transformadores, cercas, estructura de acero de los edificios, tableros de cone - xión, etc., tanto para personas cercanas o en contacto con cualquiera de estos equipos, serán para protegerlos de tensiones no tolerables en caso de que una sobretensión involucre a uno de esos equipos. Se requiere que cada columna de la estructura o soporte tenga una conexión individual a la malla de tierra de la - subestación.

Toda conexión a tierra de los equipos debe ser protegida contra cualquier posible daño mecánico.

El amplio uso de la malla se debe, esncialmente a las ventajas - siguientes:

a) En sistemas donde la máxima corriente a tierra puede ser muy alta, es posible obtener una resistencia de tierra tan baja - que asegure que la elevación total del potencial del sistema de tierras, no alcanze valores mortales para un contacto humano. Siendo este el caso, el peligro puede ser evitado única - mente por un control de voltajes locales. Una malla es gene - ralmente el método más práctico para realizar este control.

b) En una subestación de cualesquier tamaño, ningún electrodo ordinario se adecua para suministrar una capacidad de conduc. ción apropiada. Sin embargo, cuando varios de estos electro - dos se conectan uno con otro, y las estructuras, carcasa de - las máquinas y neutros de los circuitos son conectados a tierra, el resultado necesariamente es una malla, indiferente de los objetivos originales.

Si esta malla se la entierra en un terreno de razonable resistividad promedio, esta rejilla por sí misma puede a menudo - proporcionar un excelente sistema de puesta a tierra.

Esto quiere decir, que si se utiliza en el diseño, electrodos múltiples para la conexión de la malla, esta de sí, es tan efectiva que los electrodos originales pueden ser sobrantes.

5.2 CALCULO DEL SISTEMA DE TIERRAS

Para el presente cálculo - se seguirán los siguientes pasos :

5.2.1 Características del Terreno

La investigación del terreno donde va a instalarse la subestación, es el primer paso para el cálculo del diseño de la malla, lo que incluye normalmente la determinación de la composición general del terreno; investigación efectuada a una razonable profundidad por medio de perforaciones de reconocimiento, y una idea bastante aproximada acerca de su homogeneidad; sin embargo en el presente análisis el valor requerido de la resistividad del tereno, se lo tomará del informe emitido por INECEL, (Estudio Eléctrico del Sistema Nacional Interconectado - 1973), el cual establece que el terreno sobre el que está proyectada la subestación Tambo o Juncal corresponde a un terreno húmedo y pedregoso, cuya resistividad (ρ) de acuerdo a mediciones efectuadas es de 94.2Ω-m.

Este valor inclusive se encuadra dentro de la resistividad promedio que establece la denominada Tabla de Ruden - berg, para el tipo de terreno anteriormente mencionado y cuyos valores presento a continuación.

Resistividad Promedio	
Tipo de Terreno	(ρ) Resistividad en Ω-m.
Suelo Orgánico Húmedo	10
Suelo Húmedo	100
Suelo Seco	1000
Manto Rocoso	10000

5.2.2 Determinación de la Corriente Máxima de Falla a Tierra

De los cálculos realizados en el Capítulo II, numeral 2.2, donde se efectua un estudio de cortocircuito de la subestación Tambo, se tiene que el mayor valor de corriente de falla a tierra es de $I_{cc} = 5400$ A.

A esta corriente deberá aplicarse un factor de corrección, que toma en cuenta el desplazamiento de la corriente contínua y la atenuación de la corriente alterna y las componentes transitorias de la corriente contínua, por efecto de la corriente de falla, para de esta manera situarnos más desfavorablemente con propósitos de mayor seguridad.

Este factor de corrección, denominado "Factor de Decremento", resultado de una serie de experiencias y pruebas, y comúnmente utilizado en la práctica, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla N° 5

Duración de la Falla T		Factor de Decremento * D
seg.	ciclos(60 C.A.)	
0.08	0.5	1.65
0.10	6.0	1.25
0.25	15.0	1.10
0.5 ó más	30.0 ó más	1.00

* Los factores de decremento se utilizan para determinar

la corriente efectiva "durante" un intervalo de tiempo dado después del comienzo de la falla. Esta aclaración se hace, porque existen otros factores de multiplicación utilizados para determinar la corriente eficaz "al final" de este intervalo.

Es necesario que en el diseño de la malla de tierra, se tomen en cuenta los cambios futuros que generalmente obligan a aumentar la capacidad de la malla, es decir que existirá un factor adecuado que se aplicará de acuerdo a las necesidades de ampliación.

En el presente caso, no existirán ampliaciones que afecten al proyecto del sistema de tierras, debido a que la capacidad para la cual está diseñada la subestación toma en cuenta ya la máxima capacidad de generación del Paute, lo cual ocurrirá en el año de 1990.

En consideración con lo anteriormente expuesto y tomando en cuenta que uno de los objetivos principales de la malla de tierra es el de dar una óptima seguridad al personal, se asume que para la condición más severa, es decir para un desplazamiento del 100% de la onda de corriente asimétrica de falla a tierra para la duración de la descarga, el factor de decremento a tomarse será de 1.65; aplicando este factor a la corriente I_{cc} indicada anteriormente, se tiene:

$$I = D \times I_{cc}$$

donde:

I = Valor simétrico eficaz de la corriente de falla a tierra, afectada por el factor de decremento.

D = Factor de decremento.

I_{cc} = Corriente de cortocircuito, calculada.

$$I = 1.65 \times 5400$$

$$I = 8910 \text{ A.}$$

5.2.3 Diseño Preliminar de la Malla

Para el diseño inicial es necesario conocer la disposición y magnitud de los equipos que se instalarán en la subestación, a base de lo cual se hace un esquema preliminar de la rejilla de tierra, considerando las siguientes condiciones:

a) Un cable contínuo debe rodear totalmente a la rejilla, para abarcar la mayor area posible; deben evitarse puntas de cable sin conectar.

b) Los cables en el interior de la rejilla deberán colocarse paralelamente a una distancia conveniente y lo más constante posible, procurando llevarlos cerca de todas las salidas de estructuras, columnas metálicas, neutros, etc.

De la disposición de los equipos realizada en el Capítulo II, la forma del terreno determinada por ese arreglo es -

rectangular, cuyas medidas adoptadas son las siguientes:

largo = 260 m.

ancho = 160 m.

Area del Terreno.- Se determina el area del terreno, que en principio corresponde a la superficie de la malla y también se calcula el radio equivalente de una sección circular de igual superficie.

Luego el area del terreno es: $A = 260 \times 160 = 41600\ m^2$.

El radio equivalente es: $r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{41600}{\pi}}$

$r = 115$ m.

Conociendo las dimensiones de la malla y asumiendo un reticulado aproximadamente uniforme, la disposición de la rejilla sería la mostrada en la figura N° 5.

El largo, inicial, del conductor para formar un cinturón por el perímetro, conexiones al equipo y estructuras en la subestación, se determina de la siguiente manera:

$L = 5x260 + 5x160 = 2100$ m. (de acuerdo a la fig. N° 5)

Tipo de Conductor.- El tipo de conductor a utilizarse en la malla, depende de la magnitud de la corriente de cortocircuito, del tiempo durante el cual circula y de otras consideraciones mecánicas.

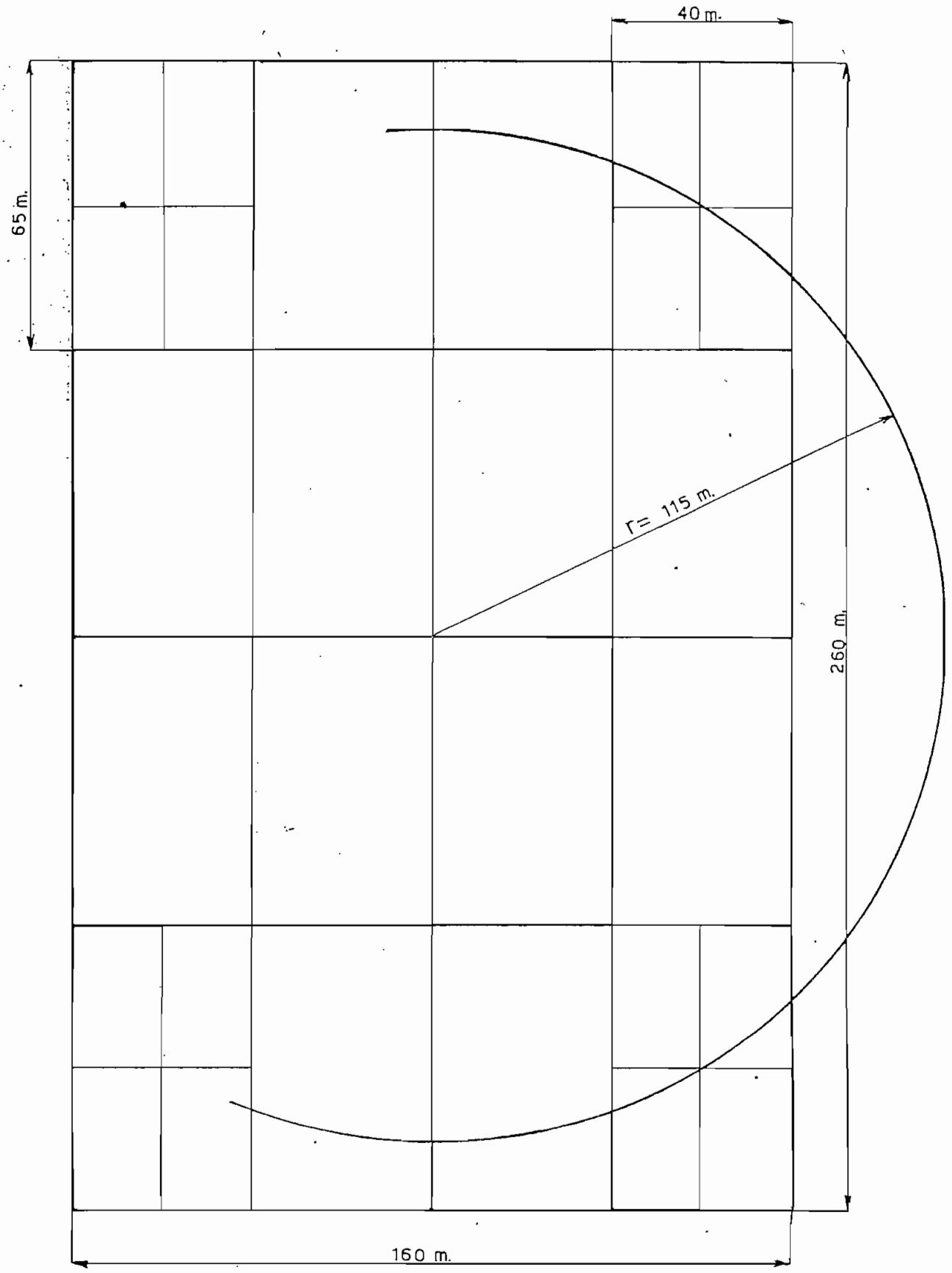


Fig. Nº 5
Malla Preliminar

Se determina el calibre del conductor, utilizando la siguiente expresión desarrollada por Onderdonk.

$$(5) \qquad A = \frac{I}{\sqrt{\dfrac{\log_{10}\left(\dfrac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}{33 \times S}}}$$

donde:

A = Area de la sección recta del conductor de C_u en circular mils.

I = Corriente máxima en amperios.

T_m = Temperatura máxima permisible en °C.(Para uniones soldadas es de 450 °C.y para conectores atornillados es de 250 °C.)

T_a = Temperatura ambiente en °C.(generalmente 40 °C.)

S = Tiempo, en segundos, durante el cual la corriente I se aplica.(un tiempo considerado como razonable para diseño es el de 1 seg.)

Realizando el cálculo con la fórmula (5), se tiene:

$$A = \frac{8910}{\sqrt{\dfrac{\log_{10}\left(\dfrac{250 - 40}{234 + 40} + 1\right)}{33 \times 1}}} = 102.97 \text{ M.C.M.}$$

El calibre normalizado más cercano es el de 108.7 M.C.M., que da más seguridad a la malla, con un diámetro de 0.372".

5.2.4 Tensiones Tolerables

Potencial de Paso.- Corresponde a la diferencia de potencial derivada por el cuerpo y limitada al valor máximo entre dos puntos accesibles sobre la tierra separados por una distancia de un paso, la cual se asume igual a 1 metro. (ver figura N° 5.1)

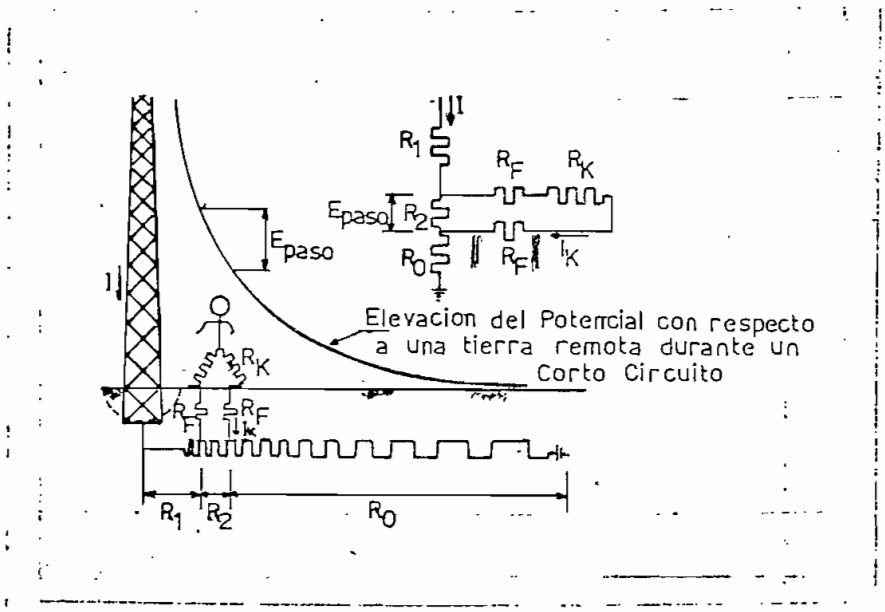


Fig. N° 5.1

Potencial de Paso y su Circuito Equivalente

El valor de esta diferencia de potencial viene dado por:

(5.1) $$E_{paso} = (R_K + 2R_F) \cdot I_K$$ Referencia 21

donde:

R_K = Resistencia del cuerpo humano, muy difícil de establecer, sin embargo se asume 1000 Ω como un valor aceptable.

R_F = Resistencia de tierra que está inmediatamente bajo de cada pie.

= $3\rho s$ = resistencia de los dos pies en serie.

ρ_s = Resistividad bajo los pies de una persona. Esta resistividad puede aumentarse. con un recubrimiento de gravilla, por ejemplo, ρ_s = 2000-3000Ω-m.

I_K = Valor de la corriente tolerable por el cuerpo y establecida por la siguiente ecuación:

$$I_K = \frac{0.165}{\sqrt{t}} \qquad (5.2)$$

t = 0.5 seg., se toma este valor por razones de seguridad, aunque en la práctica puede ser más reducido.

Reemplazando los valores de R_K, R_F e I_K en (5.1), se tiene:

$$E_{paso} = (1000 + 6\ s)\frac{0.165}{\sqrt{0.5}}$$

Asumiendo ρ_s = 3000Ω-m.

$$E_{paso\text{-}Toler.} = \frac{165 + 3000}{\sqrt{0.5}} = 4476\ V.$$

Potencial de Toque o Contacto.- Es la diferencia de potencial tolerable entre un punto de la superficie de la tierra sobre el cual un hombre está parado y un punto de la estructura a la cual puede estar tocando con la mano; esta diferencia de potencial es más compleja que la anterior pues ocasiona la circulación de corriente entre mano y pie, atravesando partes vitales del cuerpo. (ver figura N° 5.2)

Este voltaje según la referencia 21, viene expresado por la ecuación:

(5.3) $$E_{toque} = (R_K + R_F/2) . I_K$$

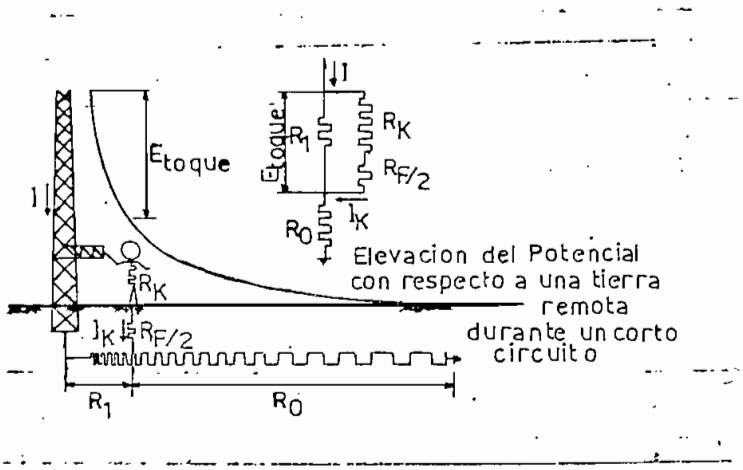


Fig. N° 5.2

Potencial de Toque y su Circuito Equivalente

$$E_{toque} = (1000 + 1.5\, \rho_s) \frac{0.165}{\sqrt{t}}$$

$$E_{toque-Toler.} = \frac{165 + 0.25 \times 3000}{\sqrt{0.5}} = 1294 \text{ V.}$$

Potencial de Transferencia.- Esta diferencia de tensión se produce cuando una persona está tocando un conductor - puesto a tierra en un punto remoto. Puede ser considerado este voltaje como un caso especial de contacto o toque.

5.2.5 Determinación de los Coeficientes Km y Ki

Para el control de la gradiente, el diseño del sistema de tierra deberá ajustarse de tal modo que la longitud total de los conductores enterrados incluyendo las varillas, sea mayor o i -

gual al dado por la siguiente expresión:

$$L = \frac{Km.Ki.\rho.I.\sqrt{t}}{165 + 0.25\rho s} \qquad (5.4)$$

donde:

L = Longitud total del conductor enterrado incluyendo la - longitud de las varillas.

I = Corriente eficaz máxima que fluirá de la rejilla en - conjunto hacia la tierra; esta es la corriente de falla más desfavorable, afectada por el decremento, como se indicó anteriormente.

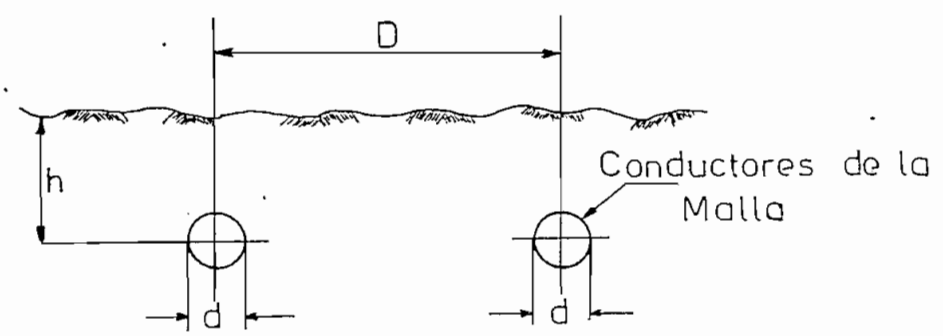
ρ = Resistividad promedio del terreno.

ρs = Se definió anteriormente.

Km = Coeficiente.

Ki = Coeficiente.

El coeficiente Km, toma en cuenta el efecto del número -n-, separación -D-, diámetro -d-, y profundidad -h- a que está enterrada los conductores de la malla. (figura N° 5.3)



Disposición de los Conductores en la Malla

Fig. N° 5.3

Su valor en términos de esos factores, se deriva de la fórmula:

$$(5.5) \qquad Km = \frac{1}{2\pi} Ln \frac{D^2}{16.h.d} + \frac{1}{\pi} Ln(\tfrac{3}{4})(5/6)(7/8)(9/10)\text{-------etc.}$$

El número de factores en paréntesis en el segundo término, debe ser igual a (n-2), siendo -n- el número de conductores paralelos en la rejilla básica, tomados en una sola dirección.

En este caso se tiene:

$$n = 5$$

$$h = 0.3 \text{ m.}$$

$$d = 0.0134 \text{ m.}$$

$$D = 40 \text{ m.} \qquad \text{(figura N° 5)}$$

Aplicando la fórmula (5.5) ;

$$Km = \frac{1}{2\pi} Ln \frac{16 \times 10^4}{16 \times 0.3 \times 1.34} + \frac{1}{\pi} Ln(3/4.5/6.7/8)$$

$$Km = 1.42$$

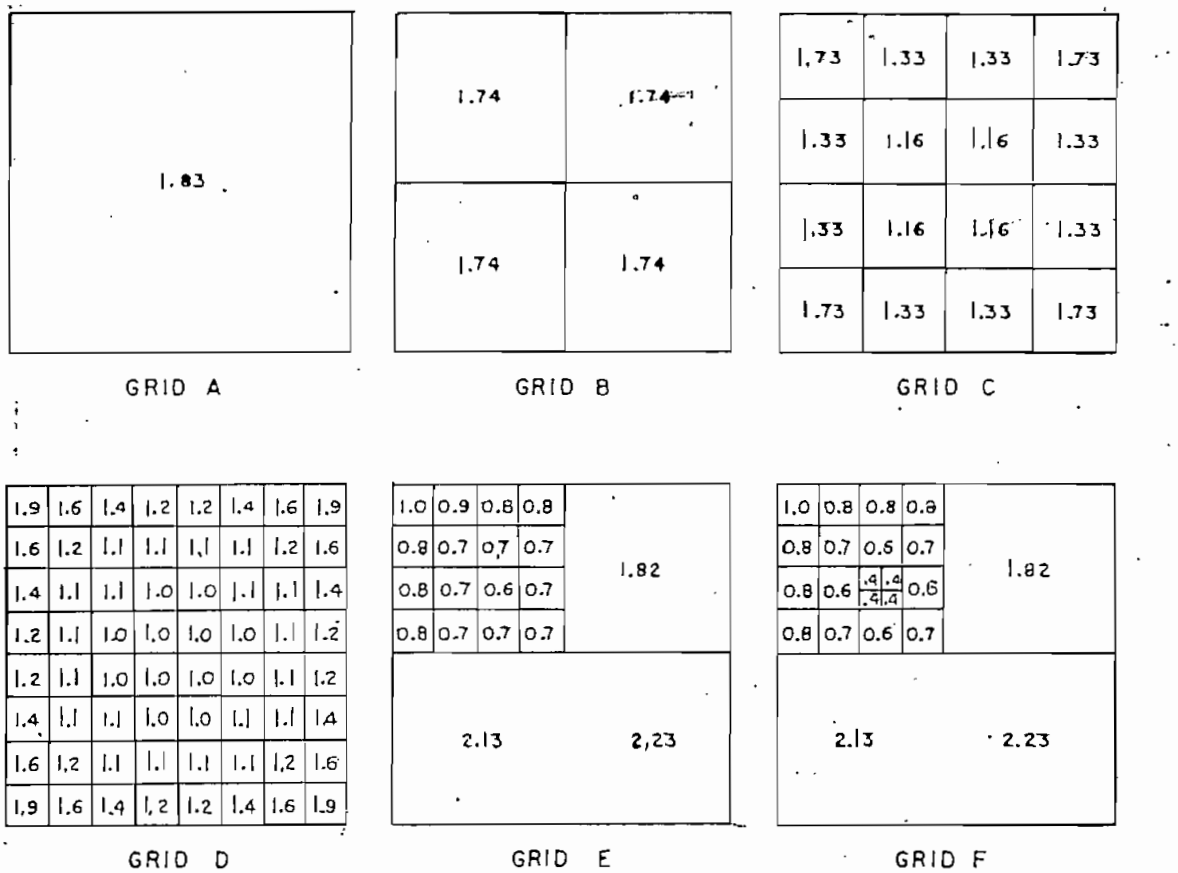
El coeficiente Ki es un factor de corrección por irregularidad, para tomar en cuenta la no uniformidad del flujo de corriente a tierra(distribución irregular), desde diferentes partes de la rejilla. Varía de 1.2 a 2 ó más, dependiendo de la geometría de la rejilla.

El coeficiente Ki puede ser determinado a base de la fórmula empírica:

$$(5.6) \qquad Ki = 0.65 + 0.172 \times n$$

Siendo -n- el número de conductores paralelos en una sola dirección.

Si la malla no está uniformemente espaciada, puede determinarse el producto $K_m.K_i$ para formas aproximadas a las indicadas en la figura Nº 5.4. Deberá seleccionarse la malla que más se aproxima



Diagramas que Muestran el Producto km.Ki Determinados por los Datos Experimentales de Koch.

Fig. Nº 5.4

a la malla real que se está diseñando; se tomará en cuenta el valor máximo y por lo tanto más desfavorable encontrado en estos diagramas. Referencia 22

Aplicando la fórmula (5.6), se tiene:

$$Ki = 0.65 + 0.172 \times 5$$

$$Ki = 1.51$$

De acuerdo con los diagramas de la figura N° 5.4, y en consideración de que la malla en diseño no está uniformemente espaciada, la rejilla -C- es la que más se aproxima a la real, en consecuencia:

$$Km \times Ki = 1.73 \quad y$$

$$Ki = 1.22$$

Por seguridad, el valor de Ki que se tomará en cuenta es el de 1.51. Es necesario observar que los valores de Km y Ki más desfavorables se encuentran en las esquinas y en las salientes de las mallas, por lo que hay que poner mayor atención a esas zonas. Es recomendable emplear conductores para cerrar las células de las esquinas y con ello disminuir el valor de Km y Ki.

Una vez determinados los coeficientes Km y Ki se procederá al cálculo de la longitud del conductor, aplicando la expresión (5.4).

Luego:

$$L = \frac{1.42 \times 1.51 \times 94.2 \times 8910 \sqrt{0.5}}{165 + 0.25 \times 3000} = 1364 \text{ m.}$$

Esta longitud es menor que la del diseño preliminar, de esta manera se tendrá mayor seguridad.

5.2.6 Cálculo de la Resistencia a Tierra de la Malla

Existen varios métodos propuestos por Gross, Schwars y Rudenberg, pero debido a que la malla estará enterrada en el terreno se puede considerar a ésta, equivalente a una superficie conductora circular como se mencionó en el numeral 5.2.3; de este modo únicamente se aplica el método simple sugerido por Laurent y Niemann, los cuales establecen la siguiente ecuación para el cálculo de la resistencia aproximada de la malla.

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \qquad (5.7)$$

donde:

ρ = definido en 5.2.5

r = radio del círculo con area igual a la de la rejilla diseñada. (r = 115 m.)

L = definido anteriormente.

$$R = \frac{94.2\Omega\text{-m.}}{4\text{x}115\text{ m.}} + \frac{94.2\Omega\text{-m.}}{1364\text{ m.}}$$

$$R = 0.274\ \Omega$$

5.2.7 Cálculo del Máximo Aumento de Potencial de la Malla

Este aumento de potencial con respecto a la tierra absoluta, se determina por:

$$E = R \times I \qquad (5.8)$$

E = potencial máximo al que llega la rejilla respecto a tierra. (V.)

R e I, fueron definidos anteriormente.

$$E = 0.274 \times 8910 = 2441 \text{ V.}$$

Como esta tensión excede de la tensión máxima, determinada en 5.2.4, $E_{toque-Toler.} = 1294$ V., que puede soportar una persona sin sufrir daño alguno, es necesario analizar los puntos que se enumeran a continuación.

5.2.7.A Cálculo de las Tensiones del Piso en el Exterior Inmediato a la Malla

El cálculo de esta tensión se lleva a cabo aplicando la ecuación:

$$(5.9) \qquad E_s = K_s . K_i . \rho . \frac{I}{L}$$

E_s = tensión que se presenta entre los pies de una persona al dar un paso largo, cuando está circulando la corriente máxima de falla de la malla hacia la tierra.

K_s = coeficiente que toma en cuenta n, D, h y d, que fueron definidos con anterioridad, y se lo determina por:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \text{-------} \right)$$

el número de términos dentro del paréntesis debe ser igual a -n-.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2x0.3} + \frac{1}{40 + 0.3} + \frac{1}{2x40} + \frac{1}{3x40} + \frac{1}{4x40} \right)$$

$K_s = 0.55$

Aplicando (5.9) :

$$E_s = 0.55 \times 1.51 \times 94.2\,\Omega\text{-m.} \frac{8910\ A.}{1364\ m.}$$

$$E_s = 511\ V.$$

El valor encontrado para E_s, no debe superar al determinado en el numeral 5.2.4, $E_{paso-Toler.} = 4476$ V., es decir que:

$$\frac{E_s}{E_{paso-Toler.}} = \frac{511}{4476} = 0.11$$

y por lo tanto E_s está dentro de límites seguros.

5.2.7.B Potenciales de Contacto

El objeto de este numeral es el de establecer el potencial de contacto en varios puntos dentro del conductor externo de la malla; el mayor valor encontrado en este intervalo será el máximo potencial de contacto que corresponde al voltaje de malla. (figura Nº 5.5)

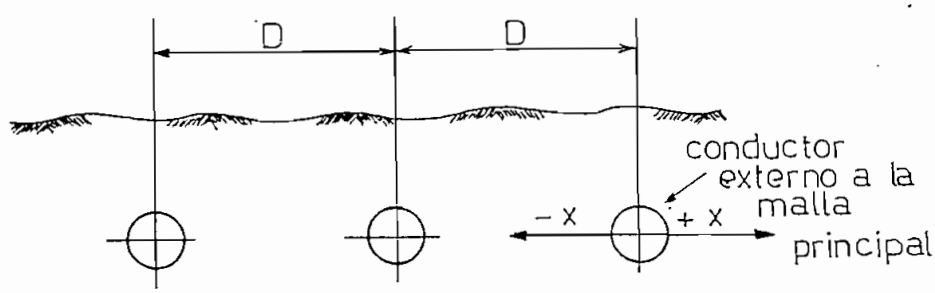


Fig. Nº 5.5

La ecuación que define lo anteriormente mencionado es:

$$(5.10) \qquad E_{Toque} = K_i \frac{I}{L} \cdot \rho \cdot \frac{1}{\sqrt{n}} \cdot K_x$$

siendo $K_x = \frac{1}{2} \text{Ln} \frac{(h+x)^2 (D+x)^2}{h.d.D^2} + \text{Ln} \frac{(2D+x)}{2D} \frac{(3D+x)}{3D} \frac{(4D+x)}{4D}$

Luego $E_{Toque} = 296 . K_x$

En la siguiente tabla se indican los diferentes valores de E_{Toque}, para distintas posiciones de -x-.

Tabla Nº 5.1

x	K_x	E_{Toque} (V.)
0	1.55	458.8
-5	4.03	1194.0
-10	4.45	1318.0
-15	4.54	1344.0
-18	4.49	1330.0
-20	4.43	1313.0
-22	4.36	1292.0
-25	4.20	1244.0

De la tabla 5.1, puede establecerse que el mayor potencial de contacto es de 1344 V. y ocurre a 15 m., adentro del conductor externo de la malla de tierra. Esta tensión debe ser inferior al valor de $E_{toque-Toler.}$, calculado en el numeral 5.2.4, el mismo que representa: 1294 V.

En consecuencia 1344 v. > 1294 v., con lo cual la seguridad del personal corre peligro y por lo mismo no puede ser aceptado.

En estas condiciones y para obtener un factor de seguridad adecuado, se incrementará la longitud efectiva del conductor en 100 metros, que es una de las maneras de corregir y mejorar el valor de la tensión de toque; bajo esta consideración se tiene que la expresión (5.10), llega a ser:

$$E_{Toque} = 275.K_x \qquad (5.11)$$

y cuando $x = 15$ m.

$$E_{Toque} = 275 \times 4.54 = 1251 \text{ V.}$$

Voltaje que se considera aceptable, pues está bajo el valor de potencial de toque tolerable.

5.2.7.C Potenciales de Contacto en las Cercas

Para evitar problemas con las descargas accidentales que pudieran sufrir algunas personas debido a las tensiones originadas por una falla en las cercas de alambrado, es recomendable ampliar la malla del sistema de tierras 1.5 m. como mínimo, de modo que en todos los puntos la cerca quede en el interior de la malla y asi se puede obligar a la cerca a tener la misma tensión que la rejilla, conec

tándola al sistema de tierras. (figura N° 5.6)

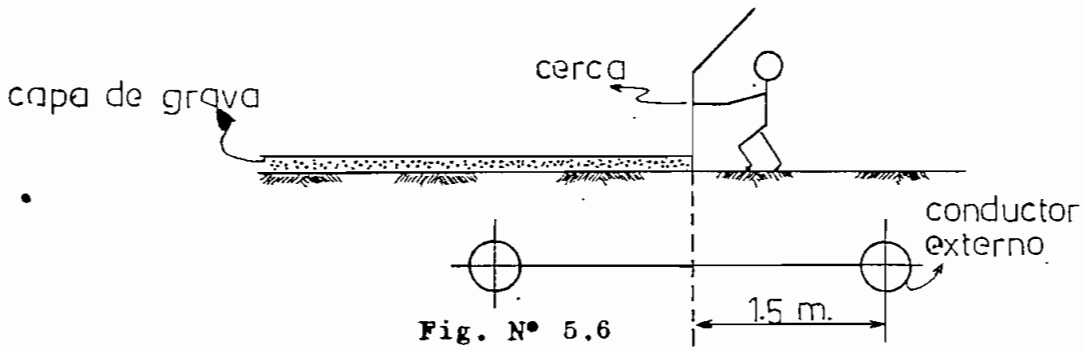


Fig. N° 5.6

Si se tiene en cuenta la recomendación mencionada, la tensión de toque para x = 1.5 m., aplicando la expresión - (5.11), es:

$$E_{\substack{\text{Toque} \\ x=1.5m.}} = 275 \times 2.86 = 788 \text{ V.}$$

que comparado con el potencial de toque tolerable es mucho menor y por consiguiente se obtiene un límite normal de seguridad.

5.2.8 Potenciales de Transferencia

Durante una falla que origine corrientes a tierra, el potencial del sistema de tierras de la subestación aumenta considerablemente respecto al - potencial de la tierra remota que se supone nulo. Esto hace que se vuelvan peligrosos los circuitos o conductores que llegan a una distancia apartada de la malla de tierra en cuestión, ya que entre el extremo próximo de la red y el extremo opuesto pueden aparecer tensiones de varios miles de voltios. Hay que prestar especial atención a las -

líneas de comunicación, neutros de sistemas de alimentación de - baja tensión, equipos portátiles y herramientas que se alimenten desde la subestación, tubos de conducción de agua, edificios auxiliares, etc, en general todos los conductores que se proyecten una distancia apreciable fuera de la red de tierras. Para eliminar este inconveniente pueden colocarse aisladores, transformadores de aislación, que interrumpan el circuito para estas sobre - tensiones originadas por fallas a tierra.

En lo que se refiere a las líneas de transmisión cuyos hilos de guarda pueden disponerse de dos formas, se tiene:

a) Si el hilo de guarda está puesto a tierra conectado a la ma - lla de tierra local, el mayor peligro en caso de una falla, - se origina en los lugares remotos a la subestación por donde la línea atravieza, como son las torres de transmisión.

b) Si el hilo de guarda está puesto a tierra conectado en luga - res lejanos a la subestación, el mayor peligro se presenta en la propia subestación, ya que en caso de una falla a tierra, habrá una diferencia de potencial de miles de voltios entre - la rejilla de tierra y el hilo de guarda, por consiguiente entre el terreno de la subestación y la estructura de la primera torre de la línea de transmisión.

En el presente análisis, la subestación Tambo, está bajo la forma detallada en el inciso a) y además se conectará a tierra todas las estructuras, por lo cual se supone que cada una de las - torres de transmisión tiene su propia malla de tierras, de tal -

manera que asegure que un contacto accidental de una persona con la estructura de una torre no se convierta en fatal.

Además debe ponerse especial atención a los puntos de mayor peligro como son las manijas de operación, cercas, cables de tensión, puesta a tierra de los pararrayos, tierras independientes de la malla principal, etc.

5.2.9 Correcciones y Refinamiento del Diseño Preliminar

La malla de tierra propuesta cumple con la mayoría de los objetivos para los cuales fue diseñada, es decir, reducir las tensiones peligrosas a límites seguros para la vida humana, dar un potencial de tierra referencial para una buena operación de los relés y proveer la protección contra sobretensiones; sin embargo, es necesario realizar ciertas correcciones para hacerla más efectiva; este refinamiento se basa en:

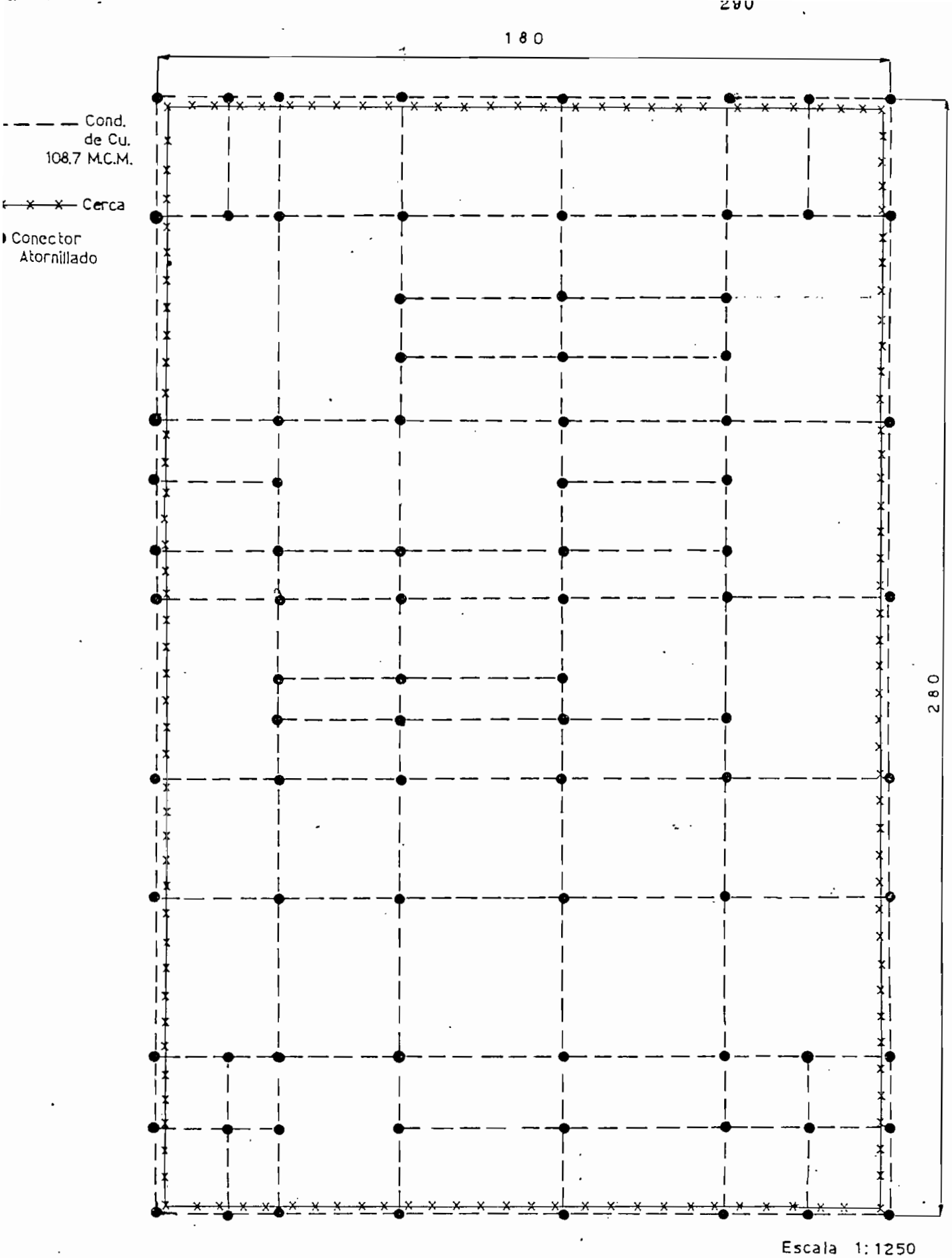
1.- Llevar los conductores cerca al equipo y estructuras que se pongan a tierra utilizando las conexiones que sean necesarias.

2.- Colocar electrodos para puesta a tierra de pararrayos y en algunos lugares necesarios, de esta manera se tendrá una buena protección contra sobretensiones, tanto de origen atmosférico como de origen interno.

3.- El diseño definitivo se indica en la figura Nº 5.7, en la - cual puede apreciarse un incremento de aproximadamente el - 50% de la longitud de diseño preliminar, esto es:

$$280 \times 6 + 180 \times 11 = 3660 \text{ m.}$$

que se deben precisamente a estas correcciones, obteniéndose de esa manera un buen margen de seguridad.



Malla de Tierra de la Subestación Tambo

Fig. N° 5.7

CAPITULO VI

6. APARATOS DE MEDICION

En las estaciones de transformación deben instalarse aparatos de medida que proporcionen información sobre las condiciones de explotación, la energia suministrada, las pérdidas de potencia, etc. Estas informaciones son absolutamente necesarias, no sólo para conducir la explotación en las debidas condiciones, sino también para poder determinar las posibles fallas en el suministro de energia eléctrica.

Los puntos de medida en una instalación deben elegirse de forma que puedan valorarse todos los estados de régimen importantes. Aunque cada caso particular requiere un estudio especial, en el presente diseño se considera que es preciso conocer:

1.- Las intensidades de corriente en cada circuito, esto es en las líneas correspondientes a Paute-Tambo-Guayas y Tambo-Cuenca, para lo cual deben instalarse amperímetros, preferentemente uno por fase, conectados a la red respectiva a través de transformadores de corriente.

2.- La tensión entre fases en todos los circuitos. Para ello se instalará un voltímetro por circuito, con conmutador de tres direcciones que permite medir, a voluntad, la tensión entre cada dos de las fases. Las bobinas voltímétri

cas de dichos aparatos se conectarán a las líneas a través - de transformadores de tensión o divisores de tensión capacitivos.

3.- La frecuencia de la corriente, para lo cual deberá instalarse un frecuencímetro en el circuito proveniente del Paute. - La bobina de tensión del frecuencímetro se conectará al sistema por medio de un transformador de potencial o de un divisor de tensión capacitivo.

4.- La potencia de llegada y la potencia de salida. Naturalmente cada línea de entrada (Paute), deberá equiparse con los co - rrespondientes vatímetros y varímetros para conocer la potencia que se recibe; de la misma manera se procederá con la potencia suministrada a los centros consumidores (Cuenca y Guayas).

5.- La energia eléctrica consumida. En las líneas de salida de la subestación, Cuenca y Guayaquil, se incorporarán los co - rrespondientes contadores de energia, con el objeto de medir tanto los kilovatios-hora como los kilovoltamperios reacti - vos-hora consumidos.

6.- Registradores de energia. Es conveniente la instalación de - tales aparatos ya que, además de la indicación directa del - valor instantáneo de medida, proporcionan una información - muy clara del curso temporal de las magnitudes de medida y - permiten reconocer, a simple vista, las fluctuaciones de carga cuando difieran de sus valores teóricos. Se incorporarán

los mencionados instrumentos en los circuitos correspondientes a Tambo-Cuenca y Tambo-Guayas, respectivamente.

6.A Especificación de los Aparatos de Medición

Voltímetros y Amperímetros.

- El sistema de medida de estos instrumentos será de hierro móvil.

- Modelo cuadrado y tipo de montaje empotrado (atornillado a un tablero).

- Las conexiones de los terminales irán en su parte posterior.

- Tensión y Corriente: 115 V. - C.A. - 60 c/s.

- Escala Voltímetro
  - 0 - 380 Kv. (Paute-Tambo y Tambo-Guayas)
  - 0 - 150 Kv. (Panel: Tambo-Cuenca)

- Escala Amperímetro
  - 0 - 800 A. (Panel: Paute-Tambo)
  - 0 - 600 A. (Panel: Tambo-Guayas)
  - * 0 - 200 A. (Panel: Cuenca 1)
  - * 0 - 200 A. (Panel: Cuenca 2)

- Instrumentos Clase: 1. (Según normas VDE 0410/8.64)

- ** Medidas: Marco frontal(mm): 144x144-Escala Cuadrante.
  Longitud de la escala(mm): 130.
  Sección de cuadro(mm): 138x138.

* Se ha considerado la ampliación de capacidad del transformador debido a su sistema de refrigeración.

** Según DIN 43802.

Frecuencímetro.

- Sistema de medida: Vibración (por vía electromagnética).

- Modelo: Rectangular; para montaje en tablero.

- Conexiones: Terminales en la parte posterior.

- Tensión y Corriente: 115 V. C.A.

- Escala: 55 - 65 c/s. (Panel: Paute-Tambo).

- Clase de Precisión: 1. (Norma VDE 0410/8.64)

- Medidas: Marco frontal(mm): 144x72
  Longitud de escala(mm): 96
  Sección de cuadro(mm): 138x68

Vatímetros y Varímetros.

- Sistema de medida: Electrodinámicos.

- Modelo: Cuadrado; montaje en tablero.

- Terminales de conexión: Posteriores.

- Tensión y Corriente: 208/115 V. - C.A. - 60 c/s.

- Escala
  0 - 400 Mw. / 0 - 180 Mvar. Panel: Paute-Tambo
  0 - 300 Mw. / 0 - 120 Mvar. Panel: Tambo-Guayas
  0 - 80 Mw. / 0 - 40 Mvar. Panel: Tambo-Cuenca

- Clase de precisión: 1.

- Medidas: Marco frontal(mm): 144x144 - Escala de Cuadrante
  Longitud de escala(mm): 130
  Sección de cuadro(mm): 138x138

Contadores de Energia.

El medidor para energia activa será trifásico del tipo T2A1, Galileo-Argentina, el cual se encuadra perfectamente dentro de la norma IRAM 2016.

Los datos técnicos son:

- Tensión nominal : 3x208/115 V.

- Frecuencia nominal : 60 c/s.

- Intensidad nóminal(I_n) ; 5 A.

- Carga máxima : 200% I_n

- Constante(rev/Kw-h) : 480

- Peso del rotor : 67 gr.

- Cupla motriz : 12 gcm.

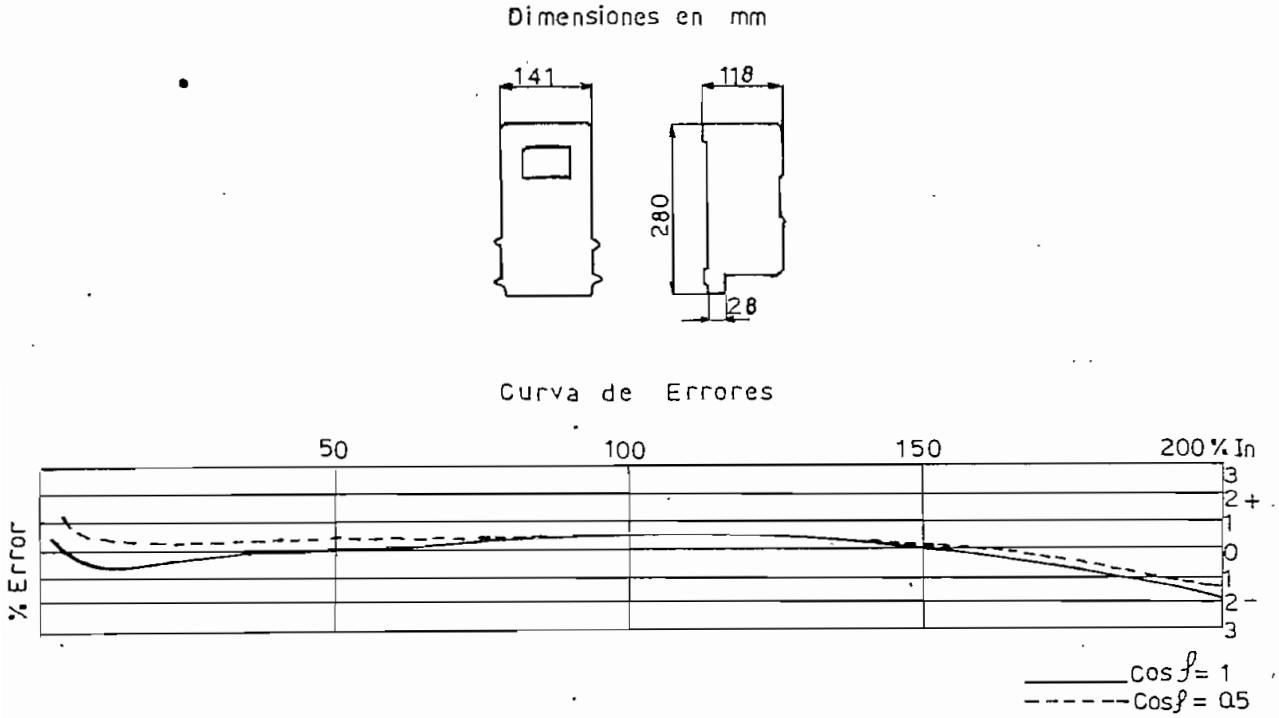
- Cupla motriz específica : 0.180

- Consumo propio voltimétrico : 3(1.0 W. - 3.8 V.A.)

- Consumo propio amperimétrico : 3(0.4 W. - 0.7 V.A.)

- Peso total : 2.5 Kg.

Las respectivas dimensiones y curva de errores constan en la figura N°6.



Dimensiones y Curva de errrores para el medidor trifásico de potencia activa tipo T2A1 Galileo-Argentina.

Fig. N° 6

En cuanto se refiere al medidor trifásico de potencia reactiva, éste corresponde al tipo T2A1r, Galileo-Argentina, de acuerdo a la norma IRAM 2060 y cuyas especificaciones técnicas son:

- Tensión nominal: 3x208/115 V.
- Frecuencia nominal: 60 c/s.
- Intensidad nominal: 5 A. (I_n)
- Carga máxima: 200% I_n
- Constante (rev/Kvar-h): 480

- Peso del rotor: 67 gr.

- Cupla motriz: 12 gcm.

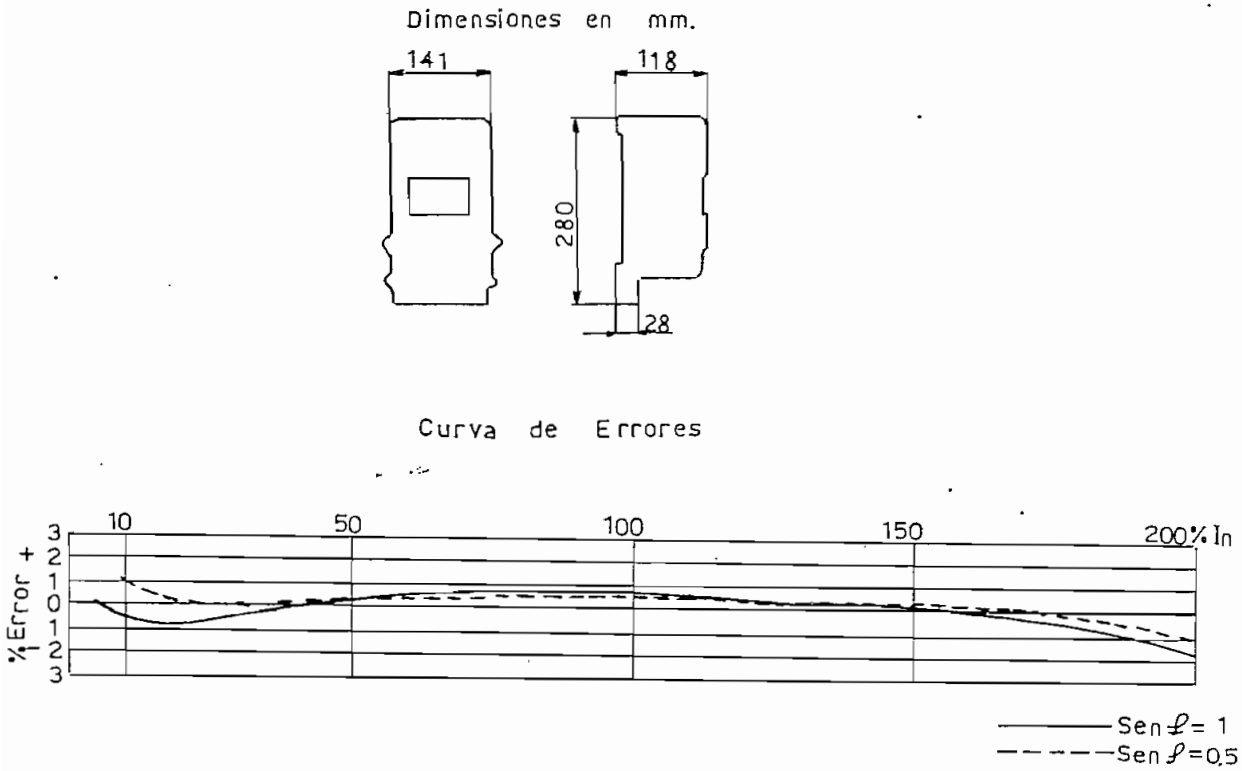
- Cupla motriz específica: 0.180

- Consumo propio voltimétrico: 3(1.0 W. - 3.8 V.A.)

- Consumo propio amperimétrico: 2.2 W. - 2.7 V.A.

- Peso total: 2.5 Kg.

Las dimensiones y curva de errores correspondientes a este medidor se encuentran en la figura Nº 6.1



Dimensiones y Curva de errores del medidor trifásico de potencia reactiva tipo T2Alrh, Galileo-Argentina.

Fig. Nº 6.1

Registradores de Energia.

Como el registrador a instalarse anotará gráficamente el curso temporal de la energia activa y reactiva, su sistema de medida será del tipo Dinamómetro con circuito magnético cerrado.

El instrumento registrador será AEG, tipo RN25, en el cual el avance del papel se puede variar cambiando las ruedas dentadas y de un mecanismo de engranaje con cambio de marcha,

Su tensión de funcionamiento puede ser con: 12 a 240 V. - c.c. ó c.a.

Sus dimensiones son:

- Anchura de registro total (mm) : 250
- Dimensiones del marco frontal (mm): 324x240
- Anchura registro
  2 dispositivos de medida (mm) : 55 55
- Anchura útil de registro (mm) : 140

6.A.1 Especificación de los Transformadores de Medida

Estos aparatos tienen por objeto transformar la corriente y la tensión a valores adecuados para que puedan ser conectados a los equipos de medición, aislándolos de las tensiones altas del sistema. Por esta razón es necesario seleccionar, tomando en cuenta ciertas características que afectan di-

rectamente a la medición, los transformadores de corriente, - de tensión y los divisores de tensión capacitivos.

- Determinación de la Características de los Transformadores de Corriente.

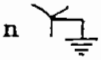
En la figura N° 6.2, se indica el diagrama unifilar de medición y protección de la subestación Tambo.

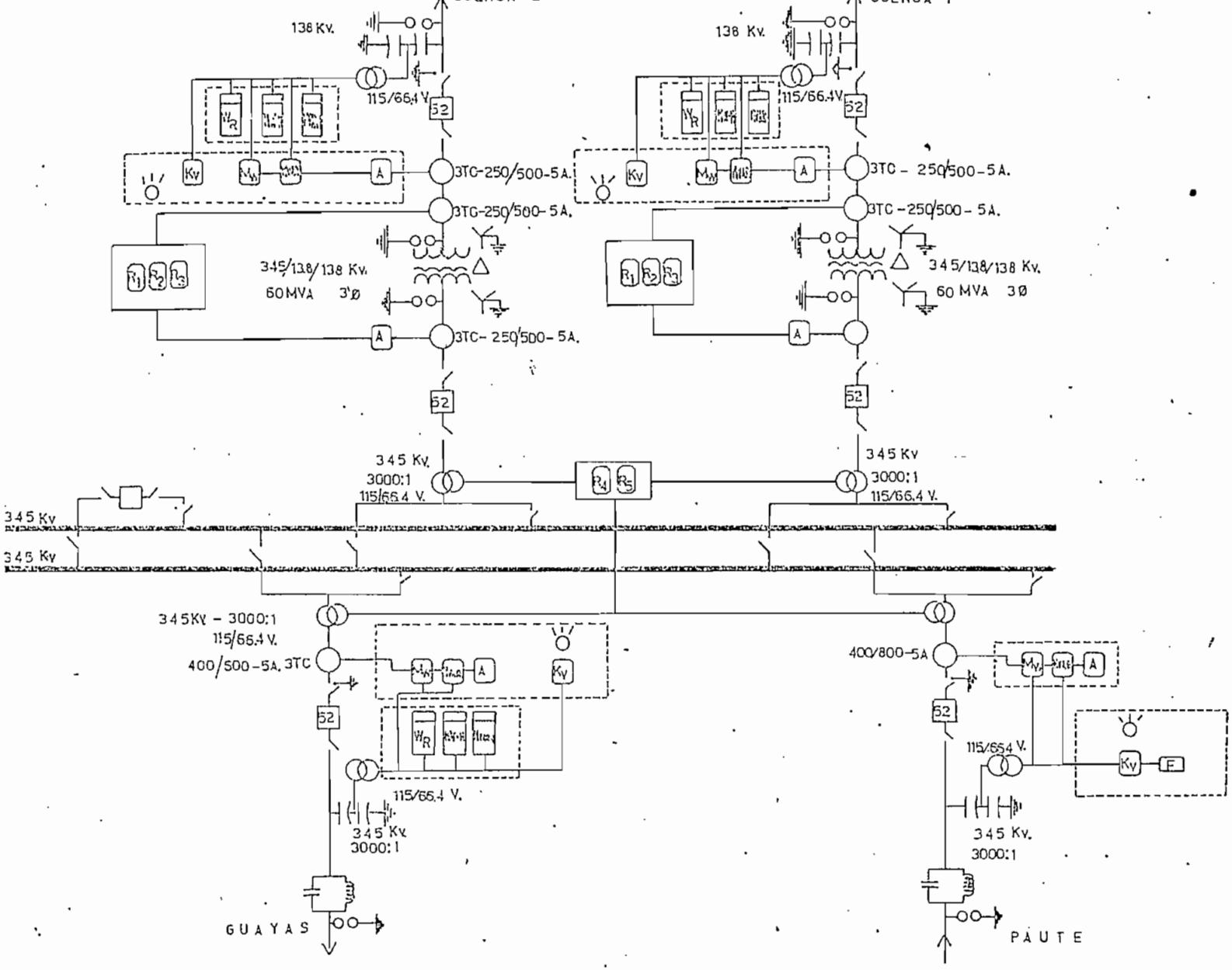
Los transformadores de corriente para la línea de llegada Paute-Tambo, tendrán las siguientes características:

Relación de Transformación.- La corriente nominal de carga será:

$$I_n = \frac{389.2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 345 \times 0.9} = 724 \text{ A.}$$ Referencia 23

Con una relación de 800/5 y con una corriente de carga de - 724 A., se tendría 4.53 en el secundario. Esta relación de - transformación se ha determinado tomando en consideración la máxima capacidad de transmisión; sin embargo si se tiene en - cuenta que posiblemente en 1981 entre a funcionar el Paute, - con una potencia de 199.3 Mw., se recomienda que los transformadores de corriente tengan doble relación, o sea de 400/800 - 5 A.; de modo que se pueda ajustar inicialmente en el tap - de 400 y luego utilizar el de 800.

Conexiones.- La conexión de estos transformadores de corriente será en  .



Trampa de Oxida
Disyuntor
Pararrayos
Transf. de Corriente
Transf de Potencial
Divisor de Potencial Capacitivo
Seccionador
Seccionador con Puesta a Tierra

Protección del Transform.
- protección diferencial
- protección tal neutro
- protección de sobrecorr.

Protección de Barras
- protección diferencial de voltaje con unidad de sobrecorriente de alta velocidad.

Amperímetro
Voltímetro
Vatímetro
Varímetro
Registrador de Energía
Frecuencímetro
Vatiorímetro
Variorimetro

FIG. Nº 6.2

Corriente Primaria Normal.- De la relación de transformación se concluya que la corriente primaria es de 400 A.

Corriente Secundaria Normal.- La corriente será de 5 A.

Carga del Transformador de Corriente.- La carga o burden de un transformador de corriente es el vector suma de las resistencias y reactancias de todos los instrumentos conectados en serie a su circuito secundario incluyendo la resistencia de los cables de unión a los instrumentos.

El consumo aproximado de potencia (VA) de los instrumentos conectados a este transformador de corriente es:

Valores de Cargas Típicas — Referencia 24

	VA	FP(%)	
Amperímetro Fe dulce	0.7	80	
Amperímetro Dinámico	2.5	99	
Vatímetro Polifásico	2.1		1.2 W.
Varímetro Polifásico	2.7		2.2 W.

Con el objeto de ilustrar el presente caso se tiene que la carga total conectada a cada núcleo, tomando 50 m. de longitud de los cables de unión de Cobre N° 10 AWG y considerando los valores de cargas típicas mencionadas anteriormente, se tiene:

Instrumento	Watts.	VARS
Amperímetro	0.56	0.42
Vatímetro Polifásico	1.2	1.72

Varímetro Polifásico	2.2	1.57
Conductores	7.5	- - -
Total	11.46	3.71

Luego la carga total será:

$$VA_T = \sqrt{Watt^2 + Vars^2}$$

$$= \sqrt{11.46^2 + 3.71^2}$$

$$= 12.04 \text{ VA}$$

El factor de potencia es:

$$f.p. = \frac{WattT}{VA_T} = \frac{11.46}{12.04} = 0.95$$

De acuerdo a las normas ASA, cuadro N° 6, la designación de transformadores de corriente para medición, que cumple estos requerimientos es la B-05, que da un margen de 12.5 VA, a un f.p. de 0.9 para 60 c/s. y 5 Amperios en el circuito secundario.

Cuadro N° 6.

Designación de la Carga	Resist. Ω	Induct. (mH)	Impedancia, factor de potencia y Volt-Amp. a 60 c/s. y con 5 A. de corriente en el secundar.		
			Impedanc. Ω	Volt-Amp. VA	Factor Pot. f.p.
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9

Cargas Normalizadas, según normas ASA, de Transformadores de Corriente utilizados para medición.

Precisión de los Transformadores de Corriente.- Si un transformador fuese perfecto, si no tuviera pérdidas de ninguna clase, la corriente secundaria sería el producto de la primaria por la relación de transformación y estaría desfasada 180° con respecto a la primaria. Esto no sucede en la práctica y se tiene que considerar al transformador con un error tanto en magnitud del vector - como en ángulo de fase.

El error de relación se lo expresa en tanto por ciento ó como un factor de corrección (RCF) y es la cantidad por la cual la relación real de la corriente primaria a la secundaria difiere de la relación nominal.

Tabla N° 6

Clase de Precisión	100% de la Corriente Nomin.		10% de la Corriente Nomin.		Límite del factor de potencia de la carga(atr)	
	Mínim.	Máxim.	Mínim.	Máxim.	Mínimo	Máximo
0.3	0.997	1.003	0.994	1.006	0.6	1.0
0.6	0.994	1.006	0.988	1.012	0.6	1.0
1.2	0.988	1.0012	0.976	1.024	0.6	1.0

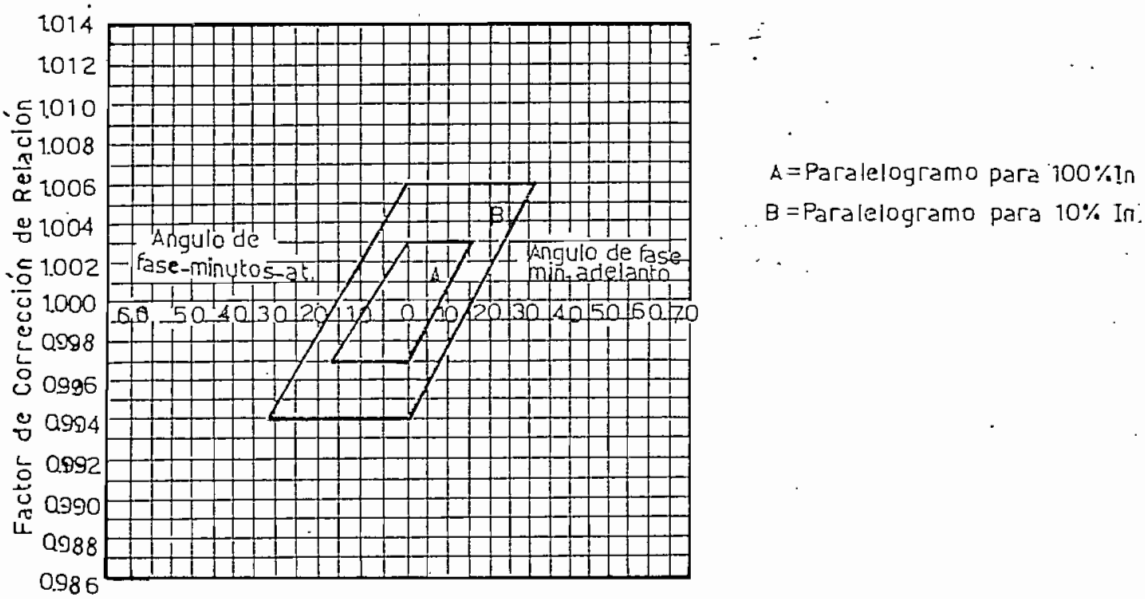
Clases de Precisión Standard y límites correspondientes de factor de correción del transformador(TCF), para transformadores - de corriente empleados en medición.

El error de ángulo de fase se lo expresa en minutos y es la cantidad en la cual el ángulo entre los vectores de la corriente - primaria y secundaria difiere de 180°.

En el caso que nos ocupa y en cuanto a precisión, estableceremos,

que para mediciones de energia, las clases 0.3 y 0.6 son las más comúnmente utilizadas; se emplea la clase 0.3 en los casos de - instalaciones de gran potencia, donde dicha clase se justifica.

En consecuencia, considerando lo anteriormente anotado y además en base a la tabla N° 6, dada por ASA, el transformador de co - rriente seleccionado será de la clase 0.3, cuyos límites de co - rrección constan en la figura N° 6.3



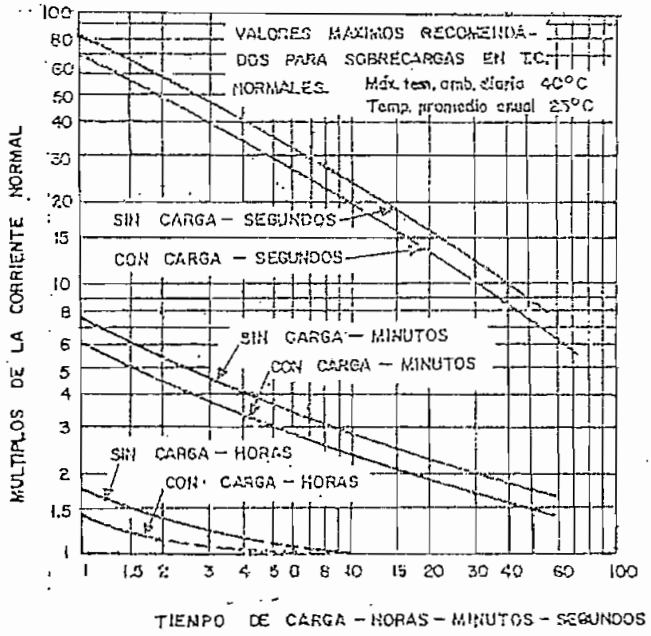
Características de Precisión del Transformador de Corriente, 03B-05 , seleccionado.

Fig. N° 6.3

Valor de Sobrecorriente - Corriente Térmica y Dinámica.- Valor - que debe soportar el transformador en permanencia sin pasar los aumentos de temperatura especificados, cuyos límites para operación contínua son los siguientes: Punto más caliente 85 °C, tem-

peratura medida por el método de resistencia, con una elevación de temperatura de 55 °C sobre una temperatura ambiente de 30 °C y máxima temperatura de cortocircuito de 250 °C.

El lapso de tiempo durante el cual un transformador puede llevar una cierta sobrecorriente sin que afecte su vida puede verse en las curvas que se muestran en la figura N° 6.4, que son un resul



Guía para la carga de Transformadores con más del 100% de corriente. Transformadores cargados de esta manera alcanzan temperaturas en exceso de 55 °C sobre la temperatura ambiente. (25 °C)

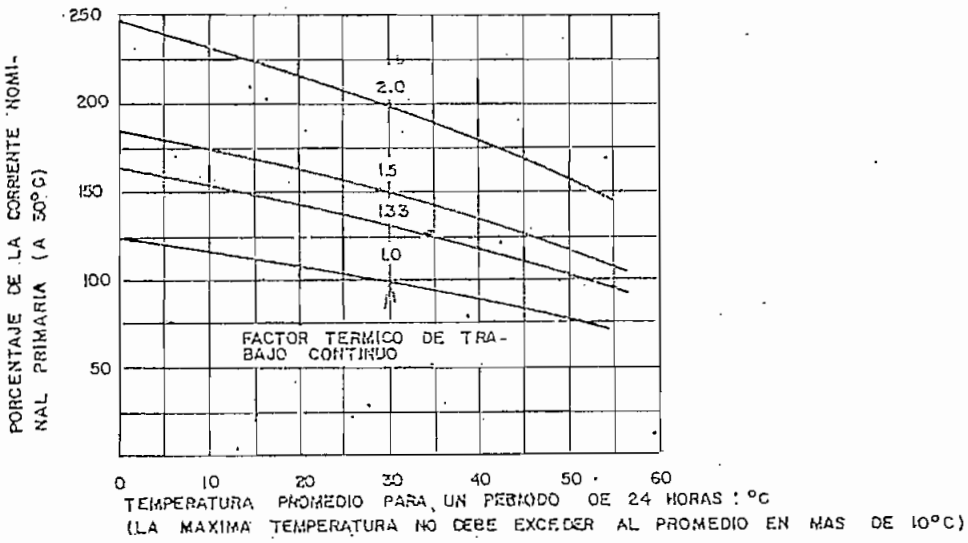
Fig. N° 6.4

tado teórico experimental de transformadores de corriente normales y que dan una guía para su utilización.

De la figura 6.4, se determina que el valor de la corriente térmica (I_{th}) que puede soportar el transformador de corriente es de $70I_n$ durante 1 segundo.

En cuanto se refiere al porcentaje de corriente primaria que puede llevar el transformador, este se determina a base de las cur-

vas proporcionadas por ASA (figura N° 6.5), y cuyo factor es de 1.33; es decir el transformador puede operar en 1.33 veces la corriente nominal a una temperatura ambiente de 30 °C.



Características de Carga para Transformadores de Corriente.

Fig. N° 6.5

El valor de corriente dinámica (I_{din}), que debe soportar el transformador de corriente, normalmente es de $100I_n$, en el presente caso, se tiene:

$$I_{din} = 100.I_n = 40 \text{ KA}.$$

De una manera similar fueron determinadas las características del resto de transformadores de corriente y transformadores de potencial; los requerimientos mínimos que deben reunir este tipo de transformadores queda resumido en los cuadros N°s 6.2 y 6.3, respectivamente.

	Paute-Tambo	Tambo-Guayas	Tambo-Cuenca
Relación de Transfor.	400/800-5	400/600- 5	250/500 - 5
Corr. Prim. Nominal	400 A	400 A	250 A
Corr. Sec. Nominal	5 A	5 A	5 A
Desig. de la Carga	B - 05	B - 05	B - 05
Desig. de la Precis.	03B - 05	03B - 05	03B - 05
Corriente Térmica	28 KA.	28 KA.	17.5 KA.
Corriente Dinámica	40 KA.	40 KA.	25 KA.
Frecuencia Nominal	60 c/s	60 c/s.	60 c/s.
BIL(2960 m.s.n.m.)	1550 Kv.	1550 Kv.	650 Kv.
Tipo de Montaje	exterior	exterior	exterior
Conexión	△	△	△

Requerimientos mínimos de los transformadores de corriente para medición en la subestación Tambo.

Cuadro Nº 6.2

	Paute-Tambo	Tambo-Guayas	Tambo-Cuenca
Volt. Prim. Nominal	345/345 Kv.	345/345 Kv.	138/138 Kv.
Volt. Sec. Nominal	115/69.3 V	115/69,3 V	115/69.3 V.
Relación de Transfor.	3000:1	3000:1	1200:1
* Desig. de la Carga	Y	Z	Z
** Precisión	0.3	0.3	0.3
*** Pot. Lím. Térmica	500	500	500

	Paute-Tambo	Tambo-Guayas	Tambo-Cuenca
Frecuencia Nominal	60 c/s.	60 c/s.	60 c/s.
BIL(2960 m.s.n.m.)	1550 Kv.	1550 Kv.	650 Kv.
Tipo de Montaje	exterior	exterior	exterior

Requerimientos mínimos de los transformadores de Potencial, para medida, en la subestación.

Cuadro Nº 6.3

* Los valores de cargas típicas para este tipo de transformadores, son:

Instrumento	Watts.	Vars.
Voltímetro Fe dulce	3.5	- -
Vatímetro Polifásico	3.0	11.4
Varímetro Polifásico	3.0	11.4
Frecuencímetro Resonante	3.47	0.8
Vatiorímetro	1.5	9.86
Variorímetro	1.5	9.86
Registrador de Energia	10 VA (consumo aproximado)	

** En los cuadros Nºs 6.4 y 6.5, constan los burdens standard y los límites correspondientes de los factores de corrección para transformadores de potencial empleados en medición.

Cuadro Nº 6.4

Burdens Standards para Transformadores de Potencial.

Designación de la Carga	Volt-Amperios Secundarios	Factor de Potencia del Burden (carga)
W	12.5	0.1
X	25	0.7
Y	75	0.85
Z	200	0.85
ZZ	400	0.85

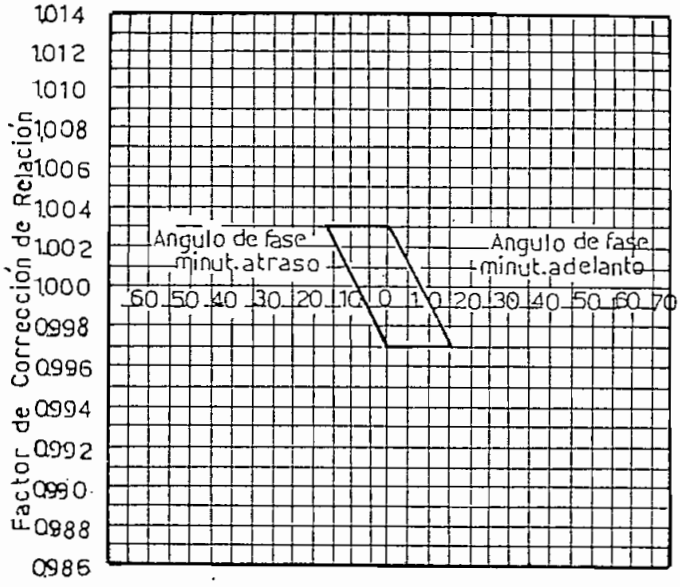
Cuadro N° 6.5

Clases de precisión standard y límites correspondientes del factor de corrección del transformador (TCF), para transformadores de potencial utilizados en medición.

Clase de Precisión	mínimo	máximo	Límites de f.p. de la carga medida - atraso	
			mínimo	máximo
0.3	0.997	1.003	0.6	1.0
0.6	0.994	1.006	0.6	1.0
1.2	0.988	1.012	0.6	1.0

En la figura N° 6.6 se indican las características del transformador clase 0.3, seleccionado, resultantes de la combinación de los errores debidos a relación y ángulo de fase.

*** De acuerdo a las normas VDE.



Características de Precisión del Transformador de Potencial clase 0.3

Fig. Nº 6.6

6.A.2 Determinación de los Transformadores para Protección

Es necesario determinar las características de los transformadores de corriente, potencial y divisores de tensión capacitivos, en razón de que representan las fuentes de - las cuales reciben información los relés para su correcta operación.

Estos aparatos tienen como función principal, transformar la corriente y tensión a valores adecuados para los relés y aislar a éstos de las tensiones del sistema de potencia.

- Especificación de los Transformadores de Corriente.

Los requerimientos mínimos corresponden a los ya indica -

dos en el cuadro N° 6.2 de transformadores de corriente para medición, con la diferencia del burden o carga y de la clase de precisión.

Con respecto a la carga y teniendo en cuenta que la protección del Transformador de Poder de la subestación es en base a relés diferenciales y de sobrecorriente, la carga aproximada e impuesta por estos aparatos, referencia 24, sumados a la de los cables de conexión, da un total de 27.2 VA, con un factor de potencia de 0.48. De acuerdo a los burdens standars de la ASA se selecciona transformadores de corriente tipo B-2, con 2 ohmios de impedancia, 50 VA y un f.p. igual a 0.5. (Cuadro N° 6.6).

Cuadro N° 6.6

Designación de la Carga	Resistencia Ω	Inductancia (mH)	Impedancia, factor de potencia y Volt-Amperios a 60 c/s. y 5A. en el secundario.		
			Impedanc. Ω	Volt-Amp. VA	Fac. de P. f.p.
B - 1	0.5	2.3	1	25	0.5
B - 2	1.0	4.6	2	50	0.5
B - 4	2.0	9.2	4	100	0.5
B - 8	4.0	18,4	8	200	0.5

Cargas normalizadas, según ASA, de Transformadores de Corriente utilizados para Protección.

En cuanto al criterio para la selección de la precisión de los transformadores de corriente utilizados en protecciones, se toma

como base el valor de la tensión secundaria más alta que puede inducirse sin saturación y en consecuencia sin grandes errores.

La designación de la precisión de acuerdo a las normas ASA, - son de 2.5% y 10% para dos clases de transformadores:

- Transformadores con alya impedancia interna (clase H), que es una característica de los transformadores de corriente que tie nen arrollamientos secundarios concentrados.

- Transformadores con baja impedancia interna (clase L), que es una característica de los transformadores de corriente con a - rrollamientos secundarios distribuidos.

Los transformadores de corriente clase L son los más comúnmente utilizados para protección en sistemas de potencia y general mente se montán en los bushings de los disyuntores o de los - transformadores de potencia.

La designación usual para el caso en estudio sería 10L200, lo que indica que el transformador de corriente tendrá un error - de relación máximo del 10% siempre que no se exceda el voltaje en los bornes secundarios de 200 V. La designación L, es válida para corrientes secundarias de 20 veces la nominal, única - mente, en cambio en los transformadores de corriente clase H, la precisión es válida para rangos de corriente de 5 a 20 ve - ces la nominal.

Conexión : Δ-Y-Δ (Primario-Terciario-Secundario)

- Especificación de los Transformadores de Potencial.

Las características de estos transformadores son similares a - las del cuadro N° 6.3 , con la excepción en el burden y en la clase de precisión.

En cuanto a la carga y debido a que la protección de las barras es con relés diferenciales de voltaje, cuya potencia de consumo, referencia 24, sumada a la de los conductores que conectan los transformadores de potencial con los relés es de 23.1 VA. a un f.p. de 0.37, determina una carga standard X , que da un rango de 25 VA. secundarios a un f.p. de 0.7. (cuadro N° 6.4)

En lo que se refiere a la precisión, las normas ASA recomien - dan que se debe mantener, a frecuencia nominal, una tensión - primaria de $\pm$ 10% para una variación de la carga entre cero y la carga nominal, para transformadores de potencial diseñados para trabajos a plena carga y que tiene como tensión secunda - ria 115 V.

Según esta norma, la clase recomendada será 1.2 y la designa - ción completa del transformador es 1.2 X .

Se puede utilizar, en lugar de transformadores de potencial, - visores de tensión capacitivos especialmente en sistemas de -- más de 132 Kv. y cuando el indicado divisor tenga otras funciones en la instalación.

Del diagrama unifilar propuesto se deduce que, en el presente caso, en la subestación Tambo se emplearán divisores de ten -

sión capacitivo, sin embargo con el objeto de dar criterios sobre el uso de transformadores de potencial, se indicaron anteriormente la selección de estos transformadores que podrían reemplazar a los divisores capacitivos.

- Especificación de los Dispositivos de Potencial Capacitivo.

Se utilizan estos dispositivos para obtener una muestra de tensión proporcional a la tensión del sistema de potencia, es decir realizan la función de los transformadores de potencial y al igual que estos se los emplea para funciones de protección, medida y control.

El aparato a utilizarse en esta subestación será el denominado Dispositivo de Potencial de Condensador de Acoplamiento, empleado principalmente para fines de protección y conocido también como dispositivo clase "A" resonante de dos arrollamientos con tomas de 115 y 66.4 V. para conexiones secundarias delta-estrella respectivamente.

En la figura Nº 6.7 se muestra en forma esquemática el tipo de aparato a utilizarse.

En lo que a carga se refiere, ésta generalmente se la expresa en vatios, a la tensión nominal secundaria cuando se aplica a través del divisor de tensión capacitivo la tensión nominal primaria.

La carga nominal del dispositivo es la suma de los vatios de las cargas que pueden aplicarse en forma simultánea a los dos

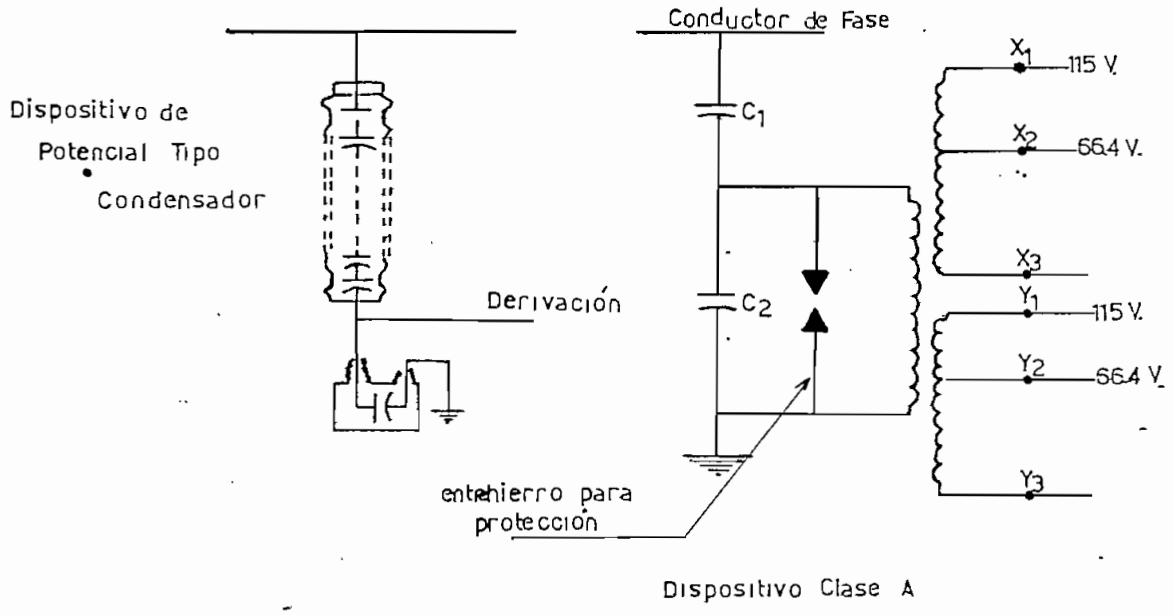


Fig. N° 6.7

enrollados.

Para aparatos de potencial de condensador de acoplamiento se ha normalizado, para cualesquier tensión, la carga a 150 Watts. Referencia 22.

La precisión de estos aparatos se indican en las siguientes tablas, donde se dan los errores de relación y ángulo, normalizados para los dispositivos de potencial capacitivo.

Tabla 6.1

Error de relación y ángulo con relación a la tensión

Porcentaje de la Tensión Nominal Primaria	Desviación Máxima	
	Relación de Porcentaje	Angulo de Porcentaje (en grados)
100	± 1.0	± 1
25	± 3.0	± 3
6	± 5.0	± 5

Tabla 6.2

Error de relación y ángulo de fase en relación a la carga.

Porcentaje de la Carga Nominal	Desviación Máxima	
	Relación de Porcentaje	Angulo de Porcentaje (en grados)
100	± 1.0	± 1
50	± 6.0	± 4
0	± 12.0	± 8

Es decir, que el dispositivo de potencial capacitivo debe - tener las siguientes características:

	Paute-Tambo	Tambo-Cuenca
- Voltaje Nomin. Prim.	345 Kv.	138 Kv.
- Voltaje Nomin. Secun.	115/66.4 V.	115/66.4 V.
- Frecuencia Nominal	60 c/s.	60 c/s.
- Relac. de Transform.	3000 ; 1	1200 :1
- Carga (Burden)	150 Watts.	150 Watts.
- BIL	1550 Kv.	650 Kv.

- La clase de precisión se dan en las tablas 6.1 y 6.2

6.1 Tableros de Control y Medida

En esta sección se especifican los tableros de control y medida de la subestación Tambo. Además se indicarán aquellas partes que conciernen a los tableros completos y que sean necesarios para su funcionamiento.

Estos tableros irán ubicados en el edificio para servicios

auxiliares de la subestación. Cabe indicar, y en razón de que está fuera del alcanze en el presente análisis, que - se supone que los tableros cumplen con los requisitos generales, los cuales pueden resumirse en:

Requisitos Estructurales	- Mano de Obra. - Construcción. - Cables, Ductos y Canales. - Acabados. - Placas de Nomenclatura y Diagrama mímico de barras.
Requisitos Eléctricos	- Alambrado y Terminales. - Dispositivos de Prueba. - Conexión a Tierra. - Energia disponible y Alumbrado. - Instrumentos Indicadores - Switches Conmutadores y de Control. - Anunciadores.

6.1.1 Tableros de Maniobra y Medida

El tablero de maniobra, a - más de cumplir con los requisitos indicados, debe sujetarse a las siguientes características:

- Tensión Nominal 208 V. c.a. y 120 V. c.c.

- Frecuencia Nominal	60 c/s.
- Tensión de Prueba a frecuencia industrial	no menor de 2500 V.
- Resistencia de aislamiento a masa	3 MΩ
- Temperatura Máxima	40 °C
- Humedad Relativa	100 %

Todas las partes del tablero deberán estar diseñadas de tal manera de poder soportar los esfuerzos provenientes de un cortocircuito en las condiciones más severas.

Características de Funcionamiento y Construcción.- Desde el tablero de maniobra de la subestación se controlarán los interruptores y seccionadores de la línea de alimentación proveniente del Paute y de las líneas de salida a Guayaquil y Cuenca, de igual manera los respectivos seccionadores de puesta a tierra. Los seccionadores e interruptores tanto de los transformadores de poder, como del transformador de servicios auxiliares se comandarán desde el tablero mediante el accionamiento de los diferentes elementos de corte, controlados eléctricamente.

El tablero debe ser del tipo armario DXS, Dúplex, y de tal forma que pueda ser ampliado en el futuro, hacia ambos lados.

En el frente estará reproducido el diagrama mímico, en el que irán intercalados todos los manipuladores para los diferentes interruptores y seccionadores.

En la parte superior del tablero se ubicarán los aparatos de -

medición, que se indican en el siguiente numeral, asi como los pulsadores y alarmas necesarias.

En su parte posterior, se montarán los aparatos de protección.

6.1.2 Equipo

a.- En el panel de llegada de las líneas de 345 Kv.(Paute-Tambo), se instalarán:

- Un medidor de Mw.
- Un medidor de Mvar.
- Tres amperímetros indicadores.
- Un voltímetro indicador con conmutador.
- Un frecuencímetro.
- Un manipulador para mando y señalización de seccionador a tierra.
- Dos manipuladores para mando y señalización de seccionadores de líneas.
- Un manipulador para mando y señalización de interruptor.

b.- Panel de salida de las líneas a 345 Kv. (Tambo-Guayas)

- Un megavatímetro registrador.
- Un medidor de Mw.
- Un medidor de Mvar.
- Un medidor de Mw-h.
- Un medidor de Mvar-h.

- Tres amperímetros indicadores.
- Un voltímetro indicador con conmutador.
- Un manipulador para mando y señalización de seccionador a tierra.
- Dos manipuladores para mando y señalización de seccionadores de líneas.
- Un manipulador para mando y señalización del interruptor.

c.- Panel para cada uno de los transformadores, lado 345 Kv.

- Un señalador de posición del conmutador bajo carga.
- Tres amperímetros indicadores.
- Un equipo para señalización y alarmas.
- Dos manipuladores de mando y señalización de seccionadores.
- Un manipulador de mando y señalización del interrupotor.
- Dos botones para mandos "aumento" y "disminución" del conmutador bajo carga.
- Un manipulador para mando y señalización de. seccionador a tierra.

c'.- Para las líneas de 138 Kv., salidas a Cuenca.

- Un megavatímetro registrador.
- Tres amperímetros indicadores.
- Un voltímetro indicador con conmutador.
- Un medidor de Mw.
- Un medidor de Mvar.
- Un medidor de Mw-h.
- Un medidor de Mvar-h.

- Un manipulador para mando y señalización de seccionador a tierra.
- Un manipulador para mando y señalización del interrup - tor.

d.- Panel de servicios auxiliares, 13.8 Kv.

- Un megavatímetro indicador.
- Amperímetro indicador, con conmutador.
- Un voltímetro indicador con conmutador.
- Un manipulador para mando y señalización de seccionador de tierra.
- Un manipulador para mando y señalización del interrup - tor.
- Equipo de señalización de alarmas.

6.1.3 Tablero de Protecciones

Las características a las que se debe sujetar este tablero, son similares a las ya indicadas en el numeral 6.1.1 .

A este tablero convergerán los cables provenientes de los terminales secundarios de los transformadores de protec .- ción con el fin de alimentar los diferentes equipos de relés de la subestación.

Las barras de 345 Kv , estarán protegidas por un complejo de relés diferenciales de voltaje, los interruptores de - estas líneas serán dotados de dispositivos de recierre.

Los transformadores de reducción serán provistos de protección diferencial y de sobrecorriente, en sus tres niveles de voltaje: 345, 138 y 13.8 Kv.

6.1.4 Equipo

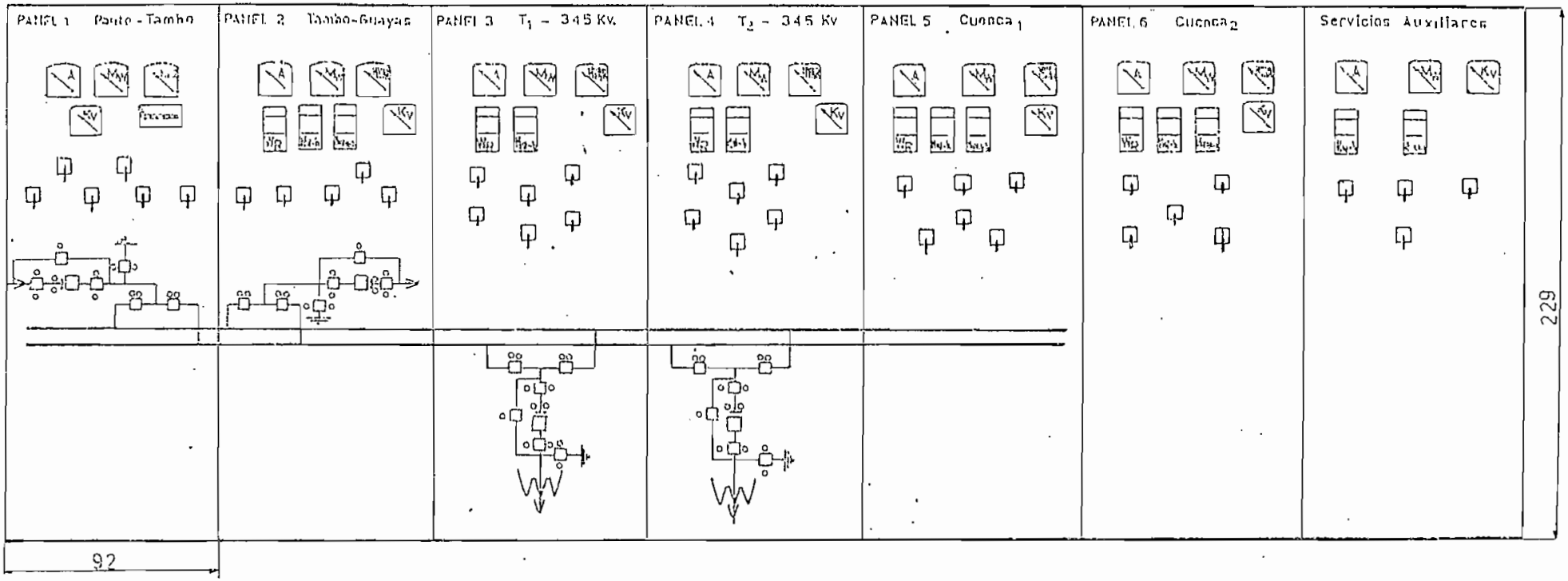
a.- Panel de barras a 345 Kv.

- Un juego de relés diferenciales de voltaje, dotados además de unidades de sobrecorriente de alta velocidad.
- Dispositivos de reconexión automática.

b.- Panel de cada uno de los transformadores de Potencia.

- Un juego de relés para protección diferencial.
- Protección contra sobrecorriente de fases y tierra para el lado de 345 Kv y 138 Kv, respectivamente.
- Protección contra sobrecorriente de fases en el lado de 13.8 Kv.
- Bornera para prueba de relés.

Los planos correspondientes se encuentran señalados en las figuras N°s 6.8 y 6.9 .

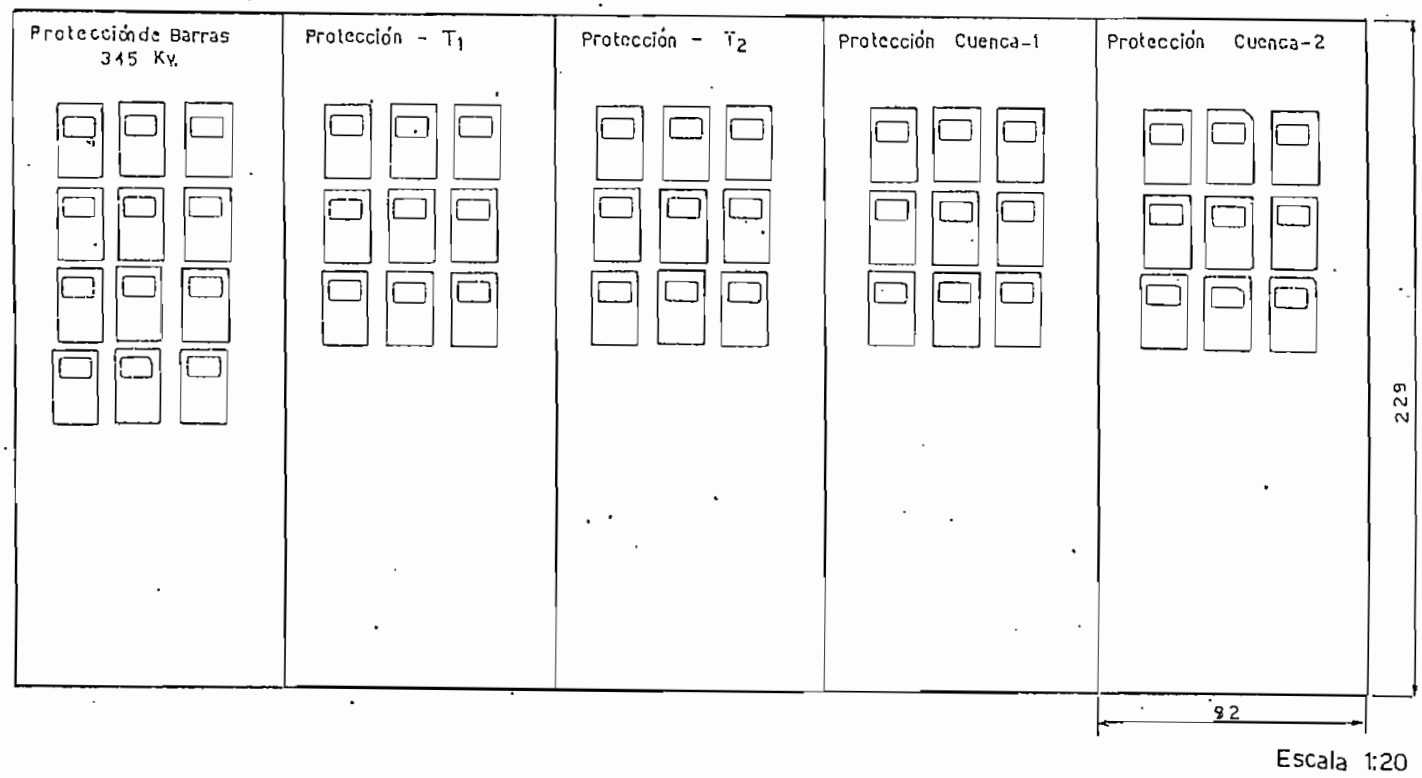


Escala: 1:20

Disposición de los Aparatos de Medición en el Tablero de Control tipo DXS

(Vista de Frente)

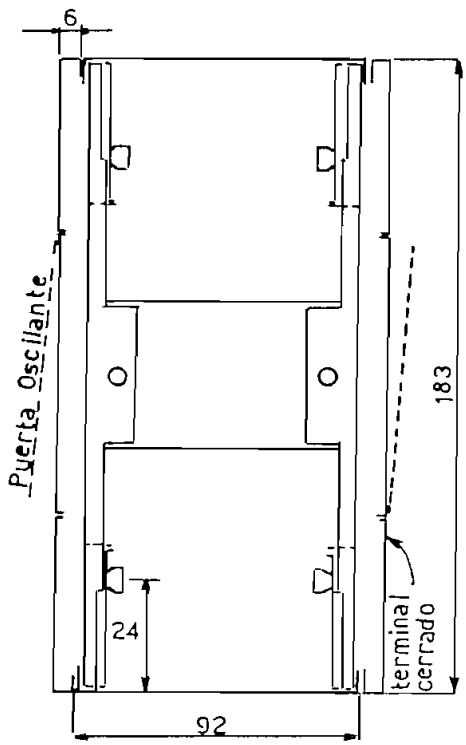
Fig. Nº 6.8



Disposición de los Aparatos de Protección en el Tablero tipo DXS
(Vista Posterior)

Fig. N° 68

Vista de Planta de una Unidad del
Tablero tipo DXS (sin la tapa superior)



Escala 1:25

Planta del Piso del Tablero tipo DXS
. (medidas en cm)

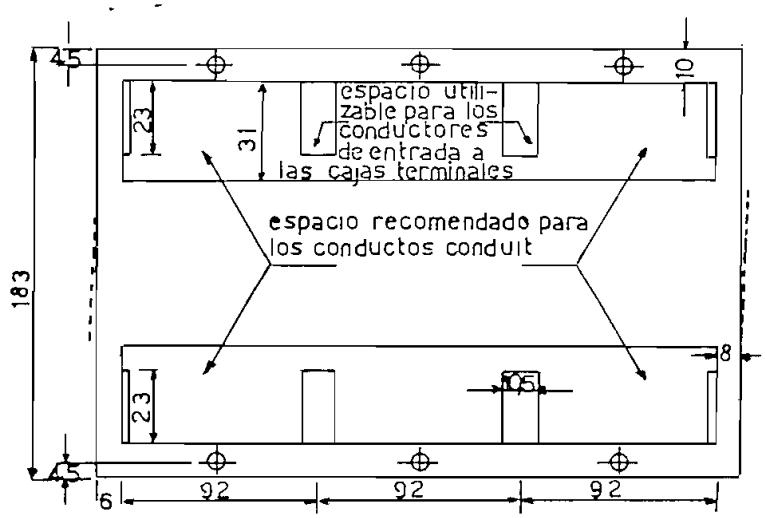


Fig. N° 6.9

CAPITULO VII

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente capítulo se establecen conclusiones y ciertas recomendaciones de orden general, obtenidas de los criterios que se tomaron en consideración para la elaboración del presente diseño.

Estas conclusiones generales son:

- Dada la disponibilidad de datos existentes en INECEL y estableciendo la relativa importancia de los sectores a servirse, se aprovechó las informaciones de la manera más adecuada.

- En vista de que en el País no existen instalaciones de extra alto voltaje se han precisado de consideraciones y factores puestos en práctica en otros países ajustándose a la realidad del nuestro; también se consideró experiencias expuestas por la E.R.A., CIGRE, IEEE y demás entidades afines con la Industria Eléctrica.

- Las barras en esta Subestación no constituyen el elemento crítico en lo que a esfuerzos se refiere, a más de justificar las buenas cualidades eléctricas y térmicas de las barras se usa un método de cálculo que se considera es aplicable en instalaciones con mayores corrientes de cortocircuito.

- El análisis de las características de los esquemas de barras y la forma de evaluación para seleccionar el diagrama adecua

do, es aplicable al diseño de nuevas subestaciones de Alta Tensión. Un análisis de confiabilidad de los esquemas conduciría a decisiones similares a la obtenida en este diseño.

- Los resultados obtenidos por la metodología, Impedancia de Barra, en el estudio de cortocircuitos, a más de la buena aproximación que se obtiene, garantiza la utilización de este método para cálculos de corrientes en subestaciones localizadas en mallas con gran circulación de potencia, con numerosas barras y fuentes, aclarándose que este cálculo puede acelarse mediante la utilización del computador.

- Respecto al equipo de seccionamiento y transformación, se han señalado los parámetros y características más importantes, de manera que constituya una información completa y suficiente para ajustarse al empleo de equipos de fabricación standard.

- El aspecto mecánico se ha tratado de forma general indicando - detalles constructivos, definiendo las partes y espaciamientos más importantes. Se complementa con la información referente a tipos de estructura y cimentaciones, elementos de gran impor - tancia en la relación de la Ingeniería Eléctrica con la Inge - niería Civil y Mecánica.

- De manera general, el diseño de la subestación El Tambo a previsto el espacio y la localización del Transformador para servicios propios de la subestación, sin embargo, siendo una parte de la instalación se cree prudente someter a un análisis - particular todo lo concerniente a Servicios Auxiliares, como -

son instalaciones de alumbrado y fuerza, taller mecánico, bancos de baterias, etc. Este tratamiento de los Servicios Auxiliares en subestaciones podría muy bien constituirse en tema de Tesis.

- La forma y la secuencia del diseño para esta subestación es suficiente y adecuada según lo tratado en los Capítulos I, II y III. Lógicamente que la instalación en sus diferentes partes pueden tratarse más a fondo, incluso sujetándose a mejoras y alternativas a fin de obtener una operación satisfactoria.

- Las sobretensiones más influyentes en la selección y coordinación del aislamiento, son las que se deben a sobrevoltajes por maniobra.

- Deberán tomarse medidas especiales para reducir la magnitud de las sobretensiones de maniobra, mediante el empleo de equipo adecuado para este fin; en especial utilizando disyuntores con resistencias de preinserción y que están libres de reencendido.

- Los estudios que se refieran a sobretensiones de maniobra deberán ser realizados en un Analizador de Transitorios o por Computadoras.

- El hecho de que el sistema sea efectivamente puesto a tierra permite reducir el voltaje nominal del pararrayo y consecuentemente el nivel básico de aislamiento del transformador. Por lo tanto es deseable que se siga manteniendo esta condición para futuras expansiones, con el fin de lograr un BIL reducido.

- La protección de la subestación contra descargas directas, se recomienda efectuarla mediante el empleo de cables de guarda, de manera que las zonas de protección cubran enteramente todo el equipo de la subestación de tal manera que se elimine casi completamente las averías de la aparamenta debido a rayos.

- En vista de que hay la posibilidad de que se presenten sucesivas reflexiones entre la localización de los transformadores y los pararrayos de las líneas, se hace necesario el uso de un juego adicional junto al transformador. De esta manera la magnitud de la sobretensión que se presente en el transformador pueda ser soportada por su propio aislamiento, eliminando la posibilidad de un aumento de voltaje debido a la distancia de separación.

- El conductor para la malla de tierra será de Cobre y su calibre N° 4/0 AWG, empleado en base a criterios mecánicos.

- Los conductores de la malla pasan cerca de los equipos para una fácil conexión a tierra.

- Los potenciales de contacto y de paso han sido controlados sin necesidad de incrementar en forma exagerada la longitud de la malla.

- La separación máxima entre conductores paralelos es de 40 m.

- La resistencia de la malla, considerando el diseño preliminar, tiene un valor relativamente bajo, 0.27 , y aún puede reducirse para el diseño final.

- Se han colocado electrodos, para la puesta a tierra del pararrayo y en sitios claves de la malla.

BIBLIOGRAFIA II

- Disposiciones Constructivas de Subestaciones a la intemperie en Altas y Extra Altas Tensiones - Jorge A Cavalloti - CADAFE Venezuela. 1968 pag. 41 - 96 Referencia 1

- Estudios realizados en Sistemas Electricos de Potencia - José Antonio Jardini, Angelo Vian, Ernesto Joa Robba - Latincon - Brasil 1974 pag. 11 Referencia 2

- EHV - Líneas de Transmisión - General Electric - EEUU - 1968 Referencia 3

- Seminario sobre Pararrayos - K.E. Russell - General Electric 1972 pag. 27 - 35 Referencia 4

- Análisis de Sistemas de Potencia - General Electric - EEUU - 1970 Referencia 5

- Tesis de Grado - Ing. Ramiro Rodas - Ecuador - Escuela Politécnica Nacional Referencia 6

- Introducción al Estudio de Fenómenos Transitorios en Líneas - de Transmisión - Alfredo Mena - Ecuador - Escuela Politécnica Nacional - 1972 pag. 18 Referencia 7

- Parámetros Básicos para Determinar los Requerimientos del Aislamiento de Líneas de Transmisión - Clayton - East Pittsburg 1968 Referencia 8

- Estudio del Análisis Transitorio - Sistema Nacional Interconectado - INECEL - 1974 Referencia 9

- NGK - Insulators - Catálogo Nº 55 - Mizuho, Nagoya - Japón - Referencia 10

- El Arte y la Ciencia de la Protección por Relés - Russell Mason - General Electric, NY - 1965 Referencia 11

- Line and Transformer Bank Relaying - AIEE - Transacction 74 - Blackburn and Rockefeller Referencia 12

- Switchgear Protective Relays - General Electric - 1970 Referencia 13

- Applied Protective Relaying - Westinghouse - 1958 - 2da Edición Referencia 14

- Electrical Transmission and Distribution Reference Book - Westinghouse - Fourth Edition - East Pittisburg - USA Referencia 15

- Normas IEC - Publicación 76 - 1967 - Transformadores de Potencia Referencia 16

- IEEE Coordination of External Insulation for EHV Transformer - Volume 90 Nº 5 1971 Referencia 17

- Tesis de Grado - Ing. Víctor Orejuela - Ecuador - Escuela Politécnica Nacional - 1972 Referencia 18

- IEEE Committe Report - A Guide for Minimun Electrical Clearances for Standard Basic Insulation Levels - Junio - 1954 Referencia 19

- Informe sobre Programación del Sistema Nacional Interconectado - INECEL - Informe Preliminar Nº 10 - Diciembre - 1971

Referencia 20

- Guide for Safety in Alternating Current Substation Grounding AIEE - Nº 80 - Marzo 1061 Referencia 21

- Apuntes Sobre Cálculo de Sistemas de Tierras - Ing. Julio Jurado - 1973 Referencia 22

- Sistema Nacional Interconectado - INECEL - Informe Nº 25 1973 Referencia 23

- Transformadores - Ing. Héctor Pacheco Valencia - México - 1972 Referencia 24