

**ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL**

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

**Coordinación de las protecciones de sobre corriente
del sistema Daule - Balzar**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización : Potencia

Presentada por:

VICTOR MOLINA ESPINOZA

GUAYAQUIL - ECUADOR

1982

A G R A D E C I M I E N T O

AL ING. CRISTOBAL MERA G
Director de Tesis, por su
ayuda y colaboracion para
la realizacion de este
trabajo .

DEDICATORIA

A MIS PADRES

A MIS HERMANAS

A MI ESPOSA

A MIS HIJOS

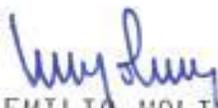


ING. CRISTOBAL MERA GENCON
Director de Tesis

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITOTAL”.

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).



VICTOR EMILIO MOLINA ESPINOZA

R E S U M E N

El objetivo de esta tesis de grado es efectuar un estudio de la coordinacion de las protecciones del sistema Daule - Balzar considerando para el efecto todas las cargas especiales y poblaciones integradas al sistema durante los años - 1981 - 1982 .

Por otra parte el impulso que se ha dado a la electrificación rural obliga a una revision periodica de los elementos que conforman el sistema de proteccion .

En el desarrollo de la tesis se empieza en su primer capitulo , haciendo una descripcion de la situacion actual y la - ha realizarse en el futuro . Luego se continua en el segundo capítulo con un analisis de la ubicacion de los equipos eléctricos de proteccion en los principales puntos criticos del sistema . A continuacion en el tercer capítulo se presenta una formulacion detallada para el cálculo de las impedancias de secuencia . Se sigue en el capítulo cuarto con los calculos de las corrientes de falla para los diferentes tipos . Posteriormente en el capitulo quinto se realiza un analisis del significado fisico de la corriente Asimetrica . En el capítulo seis se selecciona los equipos de proteccion

para finalmente en los dos últimos capítulos efectuar la -
coordinación de las protecciones de la alimentadoras del -
sistema , y , hacer las recomendaciones que sean necesarias
para realizar en el futuro .

INDICE GENERAL

	Pag
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE ABREVIATURAS	XI
INDICE DE FIGURAS	XIII
INTRODUCCION	17
1. ASPECTOS GENERALES	18
1.1 Descripcion del Sistema	18
1.1.1 Fuentes de energia	18
1.1.2 Subestaciones	19
1.1.3 Lineas de Subtransmision	21
1.1.4 Redes de Distribucion	22
1.1.5 Cargas Especiales	24
1.1.6 Diagramas unifilares del Sistema	26
1.2 Niveles de carga del Sistema	26
1.3 Descripcion del Sistema en el futuro	26
2. UBICACION DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCION	45
2.1 Generalidades	45
2.2 Consideraciones basicas en la ubicacion de los equipos de proteccion y seccionamiento	47

	Pag
3. CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	52
3.1 Generalidades	52
3.2 Impedancias de secuencia de la fuente de energia	53
3.3 Impedancias de secuencia de los transformadores	62
3.4 Impedancias de secuencia de las lineas de subtransmision	67
4. CALCULO DE CORRIENTE DE FALLA	85
4.1 Generalidades	85
4.2 Calculo de la corriente de falla trifasica	86
4.3 Calculo de la corriente de falla de fase a tierra	88
4.4 Calculo de la corriente de falla de linea a linea	91
4.5 Calculo de la corriente de falla de doble linea a tierra	95
5. CORRIENTES ASIMETRICAS	120
5.1 Generalidades	120
5.2 Factor de la corriente de pico	125
5.3 Factor $I t$	127
5.4 Valor rms de la onda de corriente	129

	Pag
6. SELECCION DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION	134
6.1 Generalidades	134
6.2 Tipos de equipos	135
6.3 Seleccion de los equipos de proteccion y seccionamiento	143
6.3.1 Reconectores	143
6.3.2 Seccionalizadores	144
6.3.3 Fusibles	146
6.3.4 Reles	147
6.3.5 Interruptores de potencia	148
7. COORDINACION DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION	149
7.1 Generalidades	149
7.2 Coordinacion de los elementos de proteccion	150
7.2.1 Alimentadora Daule-Palestina-Balzar a 13.8 KV	150
7.2.2 Alimentadora Daule-Salitre a 13.8 KV	155
7.2.3 Alimentadora Pascuales-La Toma-Pedro Carbo a 13.8 KV	157
7.2.4 Alimentadora La Toma a 4.16 KV	159
7.2.5 Linea de subtransmision Los Ceibos-La Toma-Daule a 69 KV	161
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	171
Anexos	173
Notas Bibliograficas	194

INTRODUCCION

El area de influencia del Sistema Daule-Balzar esta actualmente administrada por la Empresa Electrica Regional Guayas Los Rios S.A. , la cual efectua trabajos de construccion , operacion y mantenimiento de las subestaciones de distribucion , lineas de subtransmision y redes de distribucion ,asi como la comercializacion de la energia en el area bajo su responsabilidad .

En la figura (1.1) se presenta un plano geografico del area de influencia del Sistema . Dicha area esta ubicada en la Provincia del Guayas ocupando su parte norte y noreste , comprendiendo una superficie de 5.389 KM , un total del 25,91 % de la superficie de la Provincia del Guayas .Dentro de esta area se encuentran tres cabeceras cantonales (Daule , Balzar y Salitre) con sus respectivas Parroquias y demas recintos .

Del Sistema Daule-Balzar tambien se vende energia en bloque al Canton Vinces , que esta dentro del area de influencia de la Provincia de los Rios . Adicionalmente se entrega energia mediante convenio de compra-venta a las instalaciones de la Planta de agua Potable (La Toma) de la ciudad de Guayaquil .

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA

1.1.1 FUENTES DE ENERGIA

El Sistema Daule-Balzar en la actualidad cuenta con dos fuentes de energía , la primera proporcionada desde la subestacion de seccionamiento Los Ceibos ubicada en el Km 5 de la via Guayaquil-Daule , a una tension de 69 KV , y , la segunda suministrada desde la subestacion de distribucion Pascuales , localizada a pocos Kms de la poblacion del mismo nombre , a un nivel de tension de 13.8 KV .

Ambas fuentes de energia son entregadas por el Sistema Nacional Interconectado mediante convenio de compra-venta de energia con la Empresa Electrica Regional Guayas-Los Rios S.A. , utilizando para ello las partes necesarias de los sistemas de transmision y subestaciones de distribucion primaria de la Empresa Electrica del Ecuador (EMELEC) .

Cabe mencionar de igual forma que la linea de subtransmision a 69 KV Los Ceibos - La Toma de propiedad de la Empresa Electrica Regional Guayas - Los Rios S. A . (EMELGUR) esta

esta actualmente operada por EMELEC .

1.1.2 SUBESTACIONES

En la actualidad estan en servicio dos subestaciones de distribucion , localizadas la una en la Planta de agua potable denominada La Toma , para servicio exclusivo de la misma , y , la otra para el suministro del fluido electrico de los cantones de Daule , Baizar , Urvina Jado (Salitre) cabeceras parroquiales y demas recintos .

Las características del transformador de fuerza de la subestacion La Toma son las siguientes :

Capacidad nominal	5/6.25 MVA-ONAN/ONAF
Numero de fases	3
Voltaje primario	69 KV
Voltaje secundario	4,16 KV
Conexcion : delta en A.T y estrella en B.T	
% Impedancia	4,6
BIL	350 KV
Frecuencia	60 HZ

La subestacion Daule esta formada por dos transformadores

de fuerza alimentando circuitos independientes . Las características de estos equipos de transformación son :

Transformador # 1

Capacidad nominal	4/5 MVA-ONAN/ONAF
Número de fases	3
Voltaje primario	69 KV
Voltaje secundario	13.8 KV
Coneccion: Delta en A.T y estrella en B.T	
% Z	8.1
BIL	360 KV
Frecuencia	60 HZ

Transformador # 2

Capacidad nominal	2.5/2.8 MVA-ONAN/ONAF
Número de fases	3
Voltaje primario	67 KV
Voltaje secundario	13.2 KV
% Z	6.6
Coneccion : Delta en A.T y estrella en B.T	
BIL	350 KV

Frecuencia 60 HZ

En el anexo 1 se adjuntan planos de las subestaciones antes mencionadas .

1.1.3 LINEAS DE SUBTRANSMISION

El sistema de subtransmision es aereo de tipo radial- operando a niveles de voltaje de 69 y 13.8 KV .

La línea a 69 KV utiliza conductores de aluminio reforzados- de acero (ACSR) , y esta sujeta mediante cadenas de aisladores de porcelana tipo suspension clase ANSI 52-3 de -- 10"x53/4" de 1500 libras de resistencia , sea para estructuras de suspension , retension , y , retension angular . La línea esta protegida por un hilo de guardia de acero cobreado de 1/2" Ø , el cual esta aterrizado en cada estructura . - Se utilizan postes cuadrados de hormigon de 16.5 mts de altura de 350 a 800 Kgs de esfuerzo util , para zonas rurales , - y , postes de 18 mts en zonas urbanas .

En la actualidad existen contruidos en el sistema 39.1 Kms- de línea de subtransmision a nivel de voltaje de 69 KV , alimentando a dos subestaciones de reduccion a 69 /13.8 KV y - 69/4.16 KV localizadas en Daule y La Toma respectivamente - La línea de subtransmision a 13.8 KV , es asi mismo aerea de tipo radial , y , el conductor es ACSR . La línea utiliza -

el sistema de cuatro hilos con neutro Multi - Aterrizado y que es el sistema que INECEL esta estandarizando en todo el país .

La línea esta sujeta sobre aisladores de porcelana tipo-espiga (clase 55-4 , norma ANSI) en las estructuras tangentes , y , aisladores de suspension (clase 52-1 , norma ANSI) en estructuras de anclaje o terminales . Se usan postes de hormigon centrifugado de llmts x 500 Kgs de tensión de rotura horizontal .

Actualmente existen contruidos 170 Kms de línea trifasica a nivel de voltaje de 13.8 KV , 38 Kms de línea bifasica, y , 20 Kms de ramales de línea monofasica , que interconectan las cabeceras cantonales , parroquias y recintos que estan ubicados dentro del area de influencia del Sistema .

1.1.4 REDES DE DISTRIBUCION

a) Red de alta tension

Las líneas primarias de alta tension son aereas , de tipo radial . Estan conformadas generalmente por tres conductores ACSR apoyado sobre aisladores de porcelana del tipo-espiga (clase 55-4 , norma ANSI) en las estructuras tangentes y por aisladores de suspension (clase 52-1 , norma ANSI) en las estructuras de anclaje y terminales , la sujecion se la hace por medio de crucetas de madera tratada ,

cuyas dimensiones estan especificadas en el manual de distribucion elaborado por INECCEL .

El nivel de voltaje utilizado es de 13.2/7.620 KV con el neutro aterrizado .

Los soportes utilizados son postes de hormigon centrifugado de 11 mts de altura , redondos y lisos de 500 y 350 Kgs de tension de rotura horizontal .

Se utilizan estructuras tanto de tipo volado como centrado de acuerdo a las facilidades de construccion de el diseño electrico . En la tabla 1.1 se presentan las principales características de las redes de distribucion primaria .

b) Red de baja tension

Las redes de baja tension o secundarias estan conformadas por 4 conductores de aluminio desnudo ASC , dos correspondiendo a las fases , una para el neutro y la otra para el hilo piloto . El nivel de voltaje secundario es de 240/120 Vts-monofasico trifilar .

Los conductores estan unidos a los aisladores tipo rollo (clase 53-2 norma ANSI) por medio de alambre de atar de aluminio , estos aisladores estan en porta-aisladores de cuatro vias (racks) las cuales por medio de abrazaderas de hierro galvanizado estan sujetas a los postes de hormi-

gon de 9 mts de longitud y a postes de 11 mts cuando usan la estructura en comun con la red primaria .

El neutro de la red de baja tension es del tipo neutro comun con la red de alta tension .

La tabla 1.2 presenta las principales características de las redes de secuencia .

1.1.5 CARGAS ESPECIALES

Entre las cargas especiales existentes en el sistema se pueden mencionar las siguientes ;

1.- Planta La Toma.- La carga de la Planta de agua potable La Toma consiste de motores de induccion de gran capacidad (la unidad más grande es de 1250 HP , 4.16 KV ,30) utilizados en la estacion de bombeo del agua potable para la ciudad de Guayaquil . La demanda contrata mediante convenio de compra - venta de energia entre la EMAPG y EMELGUR S.A. es de 3.5 MW , la misma que es suministrada por la subestacion de reduccion denominada La Toma , cuya relacion de voltaje es de 69/4.16 KV , mediante un transformador de fuerza de 5/6.25 MVA de capacidad , destinado exclusivamente para este abonado .

2.- La Chonta .- Es una industria desmotadora de algodón ubicada a 2.8 Kms antes de la Parroquia de Pedro carbo

Es la principal fuente de trabajo en dicha parroquia .

Tiene una capacidad instalada de 750 KVA(3x250 KVA) para una demanda contratada de 350 KW . Esta industria entra en funcionamiento en la epoca de verano , en la que se produce la cosecha de la materia prima (algodón) ,

3.- Alfadomun .- es una fabrica de elaboracion de bloques p para construccion de viviendas , que tiene una capacidad de transformacion instalada de 750 KVA , con una demanda contratada de 500 KW - 240 V - 3Ø . La carga de esta industria - consiste de motores de una gran corriente de arranque , con una capacidad comprendida entre 10 - 200 HP , 230 V , 3Ø - esta ubicada cerca de la poblacion de Petrillo .

4.- Vipa .- es una central de proceso de trituracion de piedra . Esta integrada de motores de induccion de mediana capacidad (unidad mas grande es de 150 HP) . La demanda - contratada es de 300 KW - 230 V 3Ø , la cual es suplida por un transformador trifasico de 500 KVA , 13.2 KV - 120/240 V Esta central esta ubicada en el Km 37 de la via Guayaquil - Daule .

5.- Mapreco.- es una industria de fabricacion de postes de madera tratada , ubicada en el Km. 42 de la via Guayaquil-Daule . Tiene una capacidad de transformacion de 500KVA - (3x167KVA) , con una demanda contrada de 200 KW .

Existen adicionalmente otros abonados con cargas de consideracion como Indusol , Balseca , Granja Avidec , Maderita , - Chiveria , Radio Programass del Ecuador , Piladoras Rosa Elvira , Patricia , William Chong Alberto Soastegui , Etc que tiene una demanda que oscila entre 50 - 120 KW - 230 V - 3Ø , que merecen consideracion en la planificacion del sistema - por el incremento de carga que decean realizar en el futuro

1.1.6 DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SISTEMA

Las figuras (1.2) y (1.3) muestran los diagramas unifilares actualizados de las dos areas que comprende el sistema Daule - Balzar . En los mismos se detallan sus cargas principales tanto concentradas como distribuidas a lo largo de las alimentadoras , los calibres de conductores y distancias ; datos requeridos para la elaboracion del estudio de corto circuito a desarrollarse mas adelante .

1.2 NIVELES DE CARGA DEL SISTEMA

Las figuras (1.4) y (1.5) representan los niveles de carga actualmente existentes en el sistema .

1.3 DESCRIPCION DEL SISTEMA EN EL FUTURO

El departamento de control y diseño de obras de la Jefatura de Inecel Guayas a planificado para el periodo comprendido entre 1982 - 1984 el siguiente programa de obras refe-

rente a subtransmision , transformacion y distribucion , en el Sistema Daule - Balzar .

1.- Subtransmision .-

Construccion de las líneas de subtransmision Daule - Palestina (30 Km) , Palestina - Balzar (30 Km) y , Nobol - - Isidro Ayora (17 Km) , a nivel de tension de 69 KV .

2.- Transformacion

Ampliacion der la subestacion Daule , con un incremento en capacidad de 5 MVA .

Construccion de subestaciones en Palestina (2.5 MVA) , Balzar (2.5 MVA) , e Isidro Ayora (2.5 MVA).

3.- Distribucion a 13.8 KV

En lo que se refiere a redes de distribucion primarias, se ha considerado la ampliacion de las redes de los principales centros de carga , esto es Daule , Balzar , Salitre , Pedro Carbo . Ademas se construiran redes de distribucion de aproximadamente 18 pequeñas poblaciones rurales ubicadas a lo largo de las líneas principales Daule - Balzar , Daule Salitre y Nóbol-Pedro Carbo .



SIMBOLOGIA

- Linea a 69KV existente
- - - Linea a 69KV proyectada
- Linea a 13.8 existente
- - - Linea a 13.8 proyectada
- Linea 10 a 13.8 KV exist.
- ▲ Substacion de reduccion exist
- △ Substacion de reduccion proy.
- Poblaciones principales
- ↑ Central termica existente

CARACTERISTICAS DE LAS REDES PRIMARIA

SISTEMA	ENTIDAD	UBICACION	TENSION EN KV	# DE FASES	ESTRUC TURA	TIPO DE SUJECION	CONDUCTOR		AISLADORES
							MATERIAL	CALIBRE	
DAULE_BALZAR	INECEL	EL PINAL	13.8	1	POSTE	PIN	ACSR	2 - AWG	PIN SUSPENSI
"	"	EL MATE	"	2	"	CRUCETA	"	"	"
"	"	R. STA CLAR	"	2	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	BERMEJO DE ABAJO	"	2	"	CRUCETA	"	2 - AWG	"
"	"	R. PUEBLO NUEVO	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"
"	"	R. LAS PIÑAS	"	1	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	P. LAUREL	"	3	"	CRUCETA	"	2 - AWG	"
"	"	R. FATIMA	"	3	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	BERMEJO DE ARRIBA	"	2	"	CRUCETA	"	2 - AWG	"
"	"	SAN JUAN	"	2	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	SANTA LUCIA	"	3	"	"	"	3/0-AWG	"
"	"	"	"	2	"	"	"	2 - AWG	"

CARACTERISTICAS DE LAS REDES PRIMARIA

SISTEMA	ENTIDAD	UBICACION	TENSION EN KV	# DE FASES	ESTRUC TURA	TIPO DE SUJECION	CONDUCTOR		AISLADORES
							MATERIAL	CALIBRE	
DAULE-BALZAR	INECEL GUAYAS	R. CAMPILLA	13.8	2	POSTE	CRUCETA	ACSR	2 - AWG	PIN SUSPENSI
"	"	R. PORVENIR	"	"	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	BARRANQUILLA	"	2	"	PIN,	"	2 - AWG	"
"	"	SAN PABLO	"	2	"	CRUCETA	"	2 - AWG	"
"	"	EL LIMON	"	"	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	SAN EDUARDO	"	"	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	LA RINCONADA	"	"	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	BOQUERON	"	2	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	LA MURALLA	"	2,	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	GALAPAGOS	"	2	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	HIGUERON	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"
"	"	LA SEMIRA	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"

CARACTERISTICAS DE LAS REDES PRIMARIA

SISTEMA	ENTIDAD	UBICACION	TENSION EN KV	# DE FASES	ESTRUC TURA	TIPO DE SUJECION	CONDUCTOR		AISLADORES
							MATERIAL	CALIBRE	
DAULE-BALZAR	INECEL	R. GUAJAMBA	13.8	1	POSTE	PIN	ACSR	2 - AWG	PIN SUSPENSIO
"	"	P. PALESTINA	"	3	"	CRUCETA	"	3/0 - AWG	"
"	"	"	"	2	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	"	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"
"	"	R. YUMES	"	2	"	CRUCETA	"	2 - AWG	"
"	"	P. COLIMES	"	2	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	"	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"
"	"	LOS CERRITOS	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"
"	"	LOS ANGELES	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"
"	"	C. BALZAR	"	3	"	CRUCETA	"	1/0 - AWG	"
"	"	"	"	3	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	"	"	2	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	"	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"

CARACTERÍSTICAS DE LAS REDES PRIMARIA

SISTEMA	ENTIDAD	UBICACION	TENSION EN KV	# DE FASES	ESTRUC TURA	TIPO DE SUJECION	CONDUCTOR		AISLADORES
							ACSR	MATERIAL CALIBRE	
DAULE-BALZAR	INECEL	LAS MARAVILLA	13.8	2	POSTE	CRUCEYA		2 - AWG	PIN SUSPENS
"	"	"	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"
"	"	D.B. AGUIRRE	"	2	"	CRUCEYA	"	2 - AWG	"
"	"	"	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"
"	"	C. SALITRE	"	3	"	CRUCEYA	"	1/0 - AWG	"
"	"	"	"	3	"	CRUCEYA	"	2 - AWG	"
"	"	"	"	2	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	"	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"
"	"	P.G. VERNAZA	"	3	"	CRUCEYA	"	2 - AWG	"
"	"	"	"	2	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	"	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"
"	"	R.LAS LOJAS	"	1	"	"	"	2 - AWG	"

CARACTERISTICAS DE LAS REDES PRIMARIA

SISTEMA	ENTIDAD	UBICACION	TENSION EN KV	# DE FASES	ESTRUC TURA	TIPO DE SUJECION	CONDUCTOR		AISLADORES
							MATERIAL	CALIBRE	
DZULE-BALZAR	INECEL GUAYAS	R. ESTACADA	13.8	1	POSTE	PIN	ACSR	2 - AWG	PIN SUSPENSI
"	"	R.DOS REVERAS	"	1	"	"	"	2 - AWG	PIN SUSPENSI
"	"	R. PETRILLA	"	3	"	CRUCETA	"	3/0-AWG	"
"	"	R.B. LINDO	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"
"	"	P.PIEDRAHITA	"	3	"	CRUCETA	"	3/0-AWG	"
"	"	"	"	2	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	"	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"
"	"	P.LOMAS DE SARGENTILLO	"	3	"	CRUCETA	AL.5005	3/0-AWG	"
"	"	"	"	1	"	PIN	ACSR	2 - AWG	"
"	"	R.MONSERRATE	"	2	"	CRUCETA	"	2 - AWG.	"
"	"	"	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"
"	"	R. LOMAS DE	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"

CARACTERISTICAS DE LAS REDES PRIMARIA

SISTEMA	ENTIDAD	UBICACION	TENSION EN KV	# DE FASES	ESTRUC TURA	TIPO DE SUJECION	CONDUCTOR		AISLADORES
							MATERIAL	CALIBRE	
DAULE-BALZAR	INECEL GUAYAS	R.LOMAS DE ARRIBA	13.8	1	POSTE	PIN	ACSR	2 - AWG	PIN SOSPENSI
"	"	ISIDRO AYORA	"	3	"	CRUCETA	AL.5005	3/0- AWG	"
"	"	"	"	1	"	PIN	ACSR	2 - AWG	"
"	"	SABANILLA	"	3	"	CRUCETA	AL.5005	3/0- AWG	"
"	"	"	"	1	"	PIN	ACSR	2 - AWG	"
"	"	PEDRO CARBO	"	3	"	CRUCETA	"	1/0- AWG	"
"	"	"	"	3	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	"	"	2	"	"	"	2 - AWG	"
"	"	"	"	1	"	PIN	"	2 - AWG	"

CARACTERISTICAS DE LAS REDES SECUNDARIAS

SISTEMA	ENTIDAD	UBICACION	TENSION EN V	# DE FASES	ESTRUC TURA	TIPO SUJECION	CONDUCTOR		LONGI TUD	PROTEC CION
							MATERIAL	CALIBRE		
HAULE-BALZAR	INECEL	DAULE	240/120	2	POSTE	RACKS	ASC	2/0 AWG	17.6	BREAKER SECUNDARIO
"	"	"	"	2	"	"	"	1/0 AWG		
"	"	"	"	2	"	"	"	2 AWG		
"	"	P. ANIMAS	"	2	"	"	"	2 AWG	1.6	"
"	"	FLOR DE MARIA	"	2	"	"	"	2 AWG	0.9	"
"	"	CLARISA	"	2	"	"	"	2 AWG	0.8	"
"	"	LIMONAL	"	2	"	"	"	2 AWG	1.4	"
"	"	EL RECREO	"	2	"	"	"	2 AWG	0.8	"
"	"	EL PINAL	"	2	"	"	"	2 AWG	2.0	"
"	"	EL MATE	"	2	"	"	"	2 AWG	1.4	"
"	"	R. STA CLARA	"	2	"	"	"	2 AWG	1.8	"
"	"	BERMEJO DE ABAJO	"	2	"	"	"	2 AWG	2.1	"

CARACTERISTICAS DE LAS REDES SECUNDARIAS

SISTEMA	ENTIDAD	UBICACION	TENSION EN V	# DE FASES	ESTRUC TURA	TIPO DE SUJECION	CONDUCTOR		LONGI TUD	PROTE CION
							MATERIAL	CALIBRE		
DAULE-BALZAR	INECEL	R. PUEBLO NUEVO	240/120	2	POSTE	RACKS	ASC	2 -AWG	0.7	BREAK SECUN
"	"	LAS PIÑAS	"	2	"	"	"	2 -AWG	0.9	"
"	"	LAUREL	"	2	"	"	"	1/0AWG	3.26	"
"	"	"	"	2	"	"	"	2 -AWG	"	"
"	"	FATIMA	"	2	"	"	"	2 -AWG	0.76	"
"	"	BERMEJO DE ARRIBA	"	2	"	"	"	2 -AWG	0.8	"
"	"	SAN JUANN	"	2	"	"	"	2 -AWG	1.38	"
"	"	SANTA LUCIA	"	2	"	"	"	2 -AWG	3.32	"
"	"	R. CAPILLA	"	2	"	"	"	2 -AWG	1.2	"
"	"	EL PORVENIR	"	2	"	"	"	2 -AWG	1.0	"
"	"	BARRANQUILLA	"	2	"	"	"	2 -AWG	0.7	"

CARACTERISTICAS DE LAS REDES SECUNDARIAS

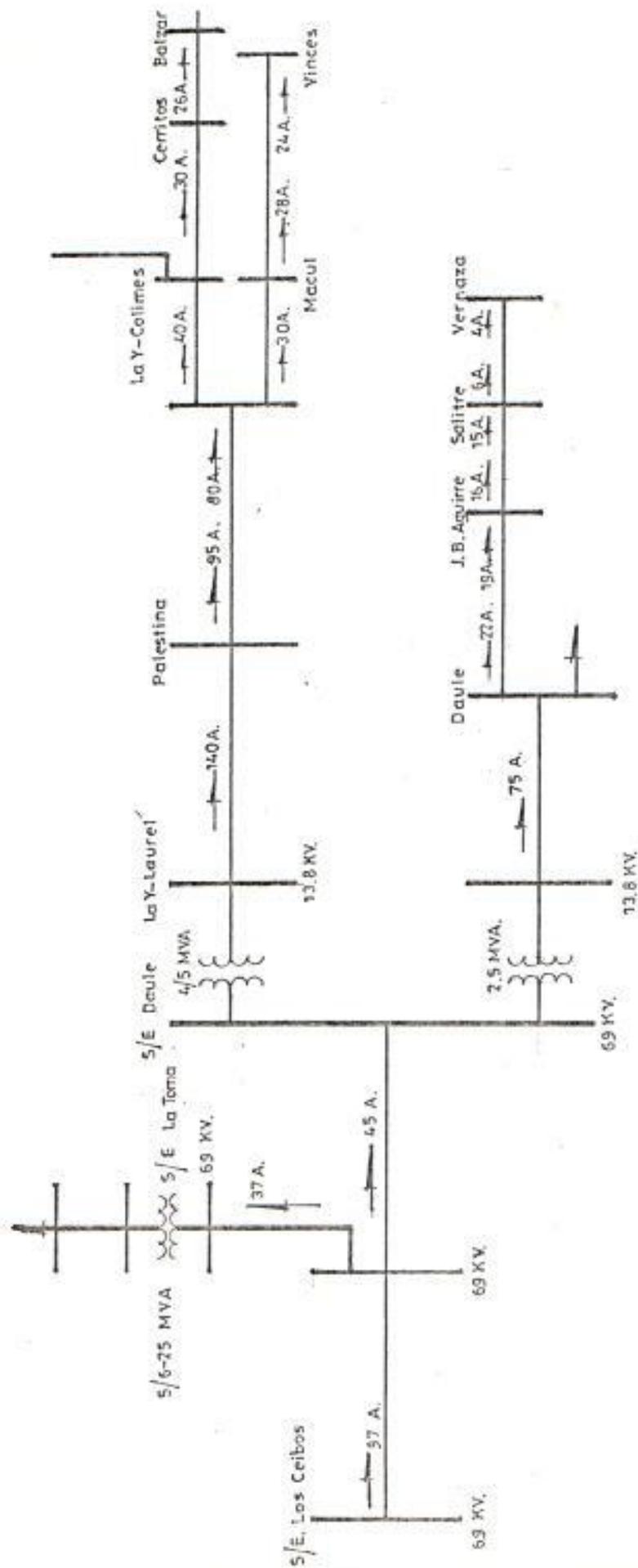
SISTEMA	ENTIDAD	UBICACION	TENSION EN V	# DE FASES	ESTRUC TURA	TIPO DE SUJECION	CONDUCTOR		LONGI TUD	PROTEC CION
							MATERIAL	CALIBRE		
DAULE-BALZAR	INECEL	SAN PABLO	240/120	2	POSTE	RACKS	ASC	2- AWG	0.6	BREAKER SECUNDARIO
"	"	EL LIMON	"	2	"	"	"	2- AWG	0.7	"
"	"	SAN EDUARDO	"	2	"	"	"	2- AWG	0.4	"
"	"	LA RINCONADA	"	2	"	"	"	2- AWG	0.4	"
"	"	BOQUERON	"	2	"	"	"	2- AWG	0.3	"
"	"	LA MURALLA	"	2	"	"	"	2- AWG	0.3	"
"	"	GALAPAGOS	"	2	"	"	"	2- AWG	0.35	"
"	"	HIGUERON	"	2	"	"	"	2- AWG	0.5	"
"	"	LA SENIRA	"	2	"	"	"	2- AWG	0.25	"
"	"	GUAJAMBA	"	2	"	"	"	2- AWG	0.25	"
"	"	PALESIINA	"	2	"	"	"	2- AWG	4.2	"
"	"	R. YURES	"	2	"	"	"	2- AWG	0.8	"

CARACTERISTICAS DE LAS REDES SECUNDARIAS

SISTEMA	ENTIDAD	UBICACION	TENSION EN V	# DE FASES	ESTRUCTURA	TIPO DE SUJECION	CONDUCTOR		LONGITUD	PROTECCION
							MATERIAL	CALIBRE		
	INECEL									BREAKER SECUNDARI
DAULE-BALZAR		P. COLIMES	240/120	2	POSTE	RACKS	ASC	1/0-AWG	5.7	
"	"	"	"	2	"	"	"	2 -AWG	"	"
"	"	LOS CERRITOS	"	2	"	"	"	2 -AWG	0.6	"
"	"	LOS ANGELES	"	2	"	"	"	2 -AWG	0.25	"
"	"	C. BALZAR	"	2	"	"	"	1/0-AWG	17.64	"
"	"	"	"	2	"	"	"	2 -AWG	"	"
"	"	LAS MARAVILLA	"	2	"	"	"	2 -AWG	0.7	"
"	"	J.B. AGUIRRE	"	2	"	"	"	2 -AWG	1.0	"
"	"	C. SALITRE	"	2	"	"	"	2 -AWG	5.16	"
"	"	G.VERNAZA	"	2	"	"	"	2 -AWG	1.80	"
"	"	R.LAS LOJAS	"	2	"	"	"	2 -AWG	0.7	"
"	"	R. ESTACADA	"	2	"	"	"	2 -AWG	0.7	"

CARACTERÍSTICAS DE LAS REDES SECUNDARIAS

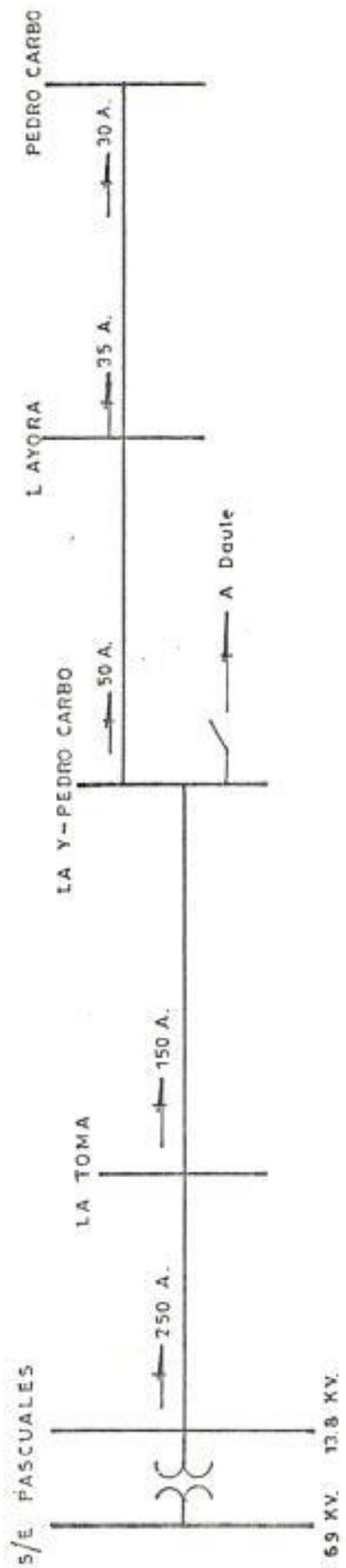
SISTEMA	ENTIDAD	UBICACION	TENSION EN V	# DE FASES	ESTRUC TURA	TIPO DE SUJECION	CONDUCTOR		LONGI TUD	PROTEC CION
							MATERIAL	CALIBRE		
DAULE-BALZAR	INECEL	DOS REBASAS	240/120	2	POSTE	RACKS	ASC	2 - AWG	0.30	BREAKER SECUNDARIO
"	"	R. PETRILLA	"	2	"	"	"	2 - AWG	0.6	"
"	"	R.B. LINDO	"	2	"	"	"	2 - AWG	0.3	"
"	"	PIEDRAHITA	"	2	"	"	"	2 - AWG	2.50	"
"	"	P. LOMAS DE SARGENTILLO	"	2	"	"	"	2 - AWG	4.50	"
"	"	R. MONCERRATE	"	2	"	"	"	2 - AWG	1.5	"
"	"	R. LOMAS DE ARRIBA	"	2	"	"	"	2 - AWG	1.0	"
"	"	ISIDRO AYORA	"	2	"	"	"	2 - AWG	2.5	"
"	"	SABANILLA	"	2	"	"	"	2 - AWG	2.4	"
"	"	PEDRO CARBO	"	2	"	"	"	2 - AWG	9.6	"



SIMBOLOGIA

- Corriente a maxima demanda
- ⎓ Transformador de potencia

Fig. 1.4 (Nivel de Carga Area Nº 1)



SIMBOLOGIA

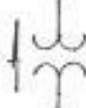
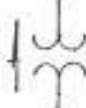
-  Corriente a Maxima Carga.
-  Transformador de Potencia

Fig. 1-5

CAPITULO II

UBICACION DE LOS ELEMENTOS DE PROIECCION

2.1- GENERALIDADES:

La ubicación de los elementos de protección es una de los primeros pasos que se consideran para la coordinación de las protecciones de un sistema . De ella depende la operación rápida y selectiva para despejar las fallas .

Cada arranque de ramal de línea de suficiente longitud como para representar peligro de falla debe ser considerado como un punto de seccionamiento . Dicha practica evitara que una falla permanente que ocurra sobre una derivación menor ponga en peligro la continuidad del servicio en cualquier parte importante de un alimentador .

La accesibilidad a ciertas secciones de línea puede también desempeñar una importante razón para determinar la ubicación de los equipos . Deben también merecer consideración especial las líneas que atraviesan zonas expuestas a descargas eléctricas , árboles , u otros elementos .

En el sistema Daule - Balzar existen áreas en donde las líneas de subtransmisión presentan los inconvenientes mencionados en los párrafos anteriores . La línea Palestina-

Vinces que actualmente sirve al Canton Vinces , zona de influencia de la Provincia de Los Rios, atraviesa por un tramo montañoso que es causa de continuas fallas en su mayor porcentaje temporales . En esta línea se ha considerado necesario ubicar un reconectador en el arranque , esto es en la salida de la poblacion de Palestina , en reemplazo de los elementos fusibles existentes . Esto evitaria las interrupciones del servicio que ocurren en el caso del fusible. Además se evitaria que personal técnico tenga que trasladarse frecuentemente a muchos kms de la central de operacion, para reponer el fusible fundido . Así mismo deben ser considerados los ingresos perdidos durante el corte y el inconveniente y perjuicio de los clientes .

Para la línea de subtransmision Palestina - Balzar de igual forma se ha creído combeniente ubicar un reconectador en el arranque , por las mismas razones expuestas anteriormente .

En la línea de subtransmision a 13.8 KV La Toma- Pedro Carbo se ha colocado un reconectador a la altura del desvío a Pedro Carbo , con el fin de mantener un servicio seguro y confiable a las undustrias y poblaciones existentes a lo largo de la línea . Además un switch de aceite en el punto de medicion de potencia y energia de dicha línea , que tiene EMELEC frente a las instalaciones de la Planta La Toma.

Los ramales primarios sean monofasicos o bifasicos se han protegido con cajas portafusibles con rompecarga , ubicadas siempre antes de cruces de vias si ese es el caso .

En puntos intermedios de las alimentadoras se han instalado seccionadores monopolares tipo barra con el fin de poder seccionar la linea para fines de mantenimiento o racionamiento de energia en casos de falta de capacidad de generacion .

Todas las alimentadoras en su arranque desde las subestaciones , estan protegidas con un reconectador seleccionado considerando incremento de carga en el futuro , de acuerdo a lo planificado por EMELGUR S.A. en el plan maestro a corta plazo . Finalmente la linea de subtransmision principal a 69 KV La Toma- Daule esta protegida con un interruptor de potencia , el cual a su vez cuenta con su elemento de proteccion de respaldo en la fuente de energia en la subestacion Los Ceibos .

2.2- CONSIDERACIONES BASICAS EN LA UBICACION DE LOS

EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO

Entre las consideraciones basicas en la ubicacion de los equipos de proteccion y seccionamiento , se pueden anotar las siguientes :

- 1.- Potencia de alimentadoras, secciones de linea , y ramales principales a proteger y seccionar .

Existen criterios generales para la localización de los dispositivos de protección y seccionamiento, en función de la potencia máxima considerada en el punto de alimentación, y la longitud del alimentador, sección de línea o derivación principal, para los casos tipo siguientes:

Tipo A : Potencia máxima superior a 1.500 KVA y/o longitud del alimentador superior a 25 KM .

Tipo B : Potencia máxima comprendida entre 500 y 1.500 KVA y/o longitud del alimentador o sección de línea de 10 a 25 KM .

Tipo C : Potencia máxima hasta 500 KVA y longitud de el ramal principal hasta 10 KM .

Tipo D : Potencia máxima hasta 150 KVA y longitud de el ramal hasta 3 KM .

Los criterios generales para la selección de los dispositivos de protección y seccionamiento a considerar para los casos antes mencionados son :

Tipo A : Reconectador automático principal (R)

Tipo B : Reconectador automático (R)

Tipo C : Seccionador-fusible con dispositivo de corte con carga (LF) .

Tipo D : Seccionador-fusible (F) .

2.- Importancia de la potencia a servir

Es el caso cuando la carga que se esta protegiendo es para servicio de hospitales , estaciones de bombeo de agua potable , etc , en la que se requiere de un servicio continuo y confiable . Aqui es necesario que el equipo de proteccion y seccionamiento sea ubicado de tal forma que cuando se presente una falla en el circuito primario se pueda de inmediato realizar un by-pass para la alimentacion por medio de un segundo circuito que seria de respaldo , y , que tendrá las mismas características de proteccion y seccionamiento que el principal .

3.- Facilidad de acceso para las maniobras de operacion y mantenimiento del equipo

Esta consideracion basica debe cumplirse puesto que cuando se presenta la falla , esta sea despejada en forma rápida tanto en forma automatica como manual , y , ademas se permita seccionar el equipo por razones de estar averiado o porque se requiere efectuar un mantenimiento preventivo .

4.- Puntos criticos de falla del Sistema

Este caso se refiere al registro de datos de fallas permanentes y temporales ocurridos en el Sistema , en base de los cuales se determinará los puntos criticos en donde seria necesario ubicar equipos de proteccion y seccionamiento.

20

En la tabla 2.1 se detallan los tipos de alimentadoras ,
secciones de línea y ramales principales del Sistema Daule
Balzar , seleccionados de acuerdo a los criterios genera
les para la localización de los dispositivos de protección
y seccionamiento mencionados anteriormente .

TABLA 2.1

<u>TIPO</u>	<u>ALIMENTADORA</u>	<u>LONGITUD</u>	<u>DISPOSITIVO ELECTRICO</u>
	Palestina	60 KM	Reconectador
A	Daule-Salitre	38 KM	Reconectador
	Toma-Pedro Carbo	48 KM	Reconectador
	<u>SECCION DE LINEA</u>		
	Y-Daule-P. Carbo	20 KM	Reconectador
B	Y-Laurel-Palest.	16.4 KM	Reconectador
	<u>RAMAL PRINCIPAL</u>		
	Y-Colimes	7 KM	Seccionador fusible con carga
	Y-B. de abajo	6 KM	Seccionador fusible con carga
	Y-Barranquilla	5.5KM	Seccionador fusible con carga
C	Y-Guajamba	9.4KM	Seccionador fusible con carga
	Y-Laurel	10 KM	Seccionador fusible con carga
	Y-B.de arriba	3.7KM	Seccionador fusible con carga
	Y-Piñal	4.6	Seccionador fusible con carga
	Y-Clarisa	3.1KM	Seccionador fusible con carga
	<u>RAMAL SECUNDARIO</u>		
	Y-San Juan	2 KM	Seccionador fusible
	Y-P.Animas	1.5KM	Seccionador fusible
	Y-Estacada	1.8KM	Seccionador fusible
D	Y-Dos revesas	1.6KM	Seccionador fusible
	Y-Las lojas	1.8KM	Seccionador fusible
	Y-Moncerrate	2 KM	Seccionador fusible
	Y-Lomas de Arriba	2.2KM	Seccionador fusible

CAPITULO III

CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

3.1- GENERALIDADES:

En cada Red de secuencia en un Sistema de Distribución Radial, las Impedancias de Secuencia de los elementos conectados en serie entre la fuente y el punto de falla son combinados para obtener el Sistema de Impedancia de Secuencia en el punto de falla. En general las Impedancias de Secuencia del Sistema en cada Red de Secuencia en el Punto de Falla, es la suma de las Impedancias de Secuencia de los circuitos del Alimentador de Distribución, Transformadores de Subestación y el Sistema Primario de Alimentación de los Transformadores de Subestación.

Teóricamente la Impedancia de un circuito cuando por el circulan solamente corrientes de secuencia positiva se llama Impedancia a la corriente de Secuencia positiva.

Similarmente si solo existen corrientes de secuencia negativa, la Impedancia se denomina Impedancia a la Corriente de secuencia negativa. Cuando existen únicamente corrientes de Secuencia cero, la Impedancia se llama Impedancia a la corriente de Secuencia Cero. Estas designaciones de las Impedancias de un circuito a las corrientes de las distin -

tas secuencias se suelen abreviar, reduciendolas a las denominaciones : Impedancia de secuencia Positiva (Z_1) , Impedancia de secuencia Negativa (Z_2) , e Impedancia de secuencia cero (Z_0) .

Los valores de éstas Impedancias de secuencia son utilizadas en el cálculo de las corrientes de los diferentes tipos de falla , empleando las ecuaciones de corriente de falla , las cuales serán desarrolladas en el capítulo subsiguiente . Finalmente con los resultados obtenidos de las ecuaciones de corrientes de falla en cada uno de los puntos seleccionados se procede a efectuar la coordinación de las protecciones .

3.2 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE LA FUENTE DE ENERGIA

Las Impedancias de secuencia de la fuente de energia es lo primero que se debe conocer para desarrollar los cálculos de corrientes de falla en un Sistema de Distribucion .

La impedancia de la fuente se obtiene mirando hacia atrás el Sistema de Transmision que está alimentando el circuito de Distribucion mostrado en la figura siguiente:



FIG. No. 3.1 DIAGRAMA UNIFILAR DE CIRCUITO DE TRANSMISION TIPO.

en el punto P1 por ejemplo , la Impedancia de la Fuente se ria la Impedancia equivalente de los Transformadores , Línea de Transmisión y Generadores , que alimentan la barra de bajo voltaje en la Subestación de Distribución .

Dependiendo en la información disponible , varios métodos para encontrar la Impedancia de Fuente son posibles .

3.2.1- METODO A

Es el caso donde el Sistema de Distribución es Ali - mentado a través de un simple Sistema de transmisión Radial con un Generador en el otro extremo ; como se indica en la Figura #3.2 . Aquí la Impedancia de la Fuente pueden ser fa - cilmente encontrado en forma manual . Usando el Sistema por unidad , la Impedancia de Secuencia positiva de la Fuente - es la suma de las Impedancias de Secuencia Positiva de todo los componentes del Sistema desde la barra de bajo voltaje de la Subestación de Distribución hasta incluyendo el Ge - nerador .

La Impedancia de Secuencia Negativa de la Fuente es encon - trada en una forma similar. La Impedancia de Secuencia Cero no es generalmente la suma de las componentes de las Impedan - cías de Secuencia Cero , debido a el efecto de las conexio - nes del Transformador . Sobre este particular se referirá en la Sección 3.3 .

Este método fue empleado para el cálculo de las Impedancias de secuencia de la primera fuente de entrega de energía ubicada en la barra de bajo voltaje (13.8 KV) de la subestacion de Distribucion Pascuales , punto de entrega de energía por parte de EMELEC .

Los valores obtenidos de las Impedancias de secuencia de la fuente de energía, de la tesis de Grado del Ing. Juan Rodriguez son :

$$Z1 = j 1.0865 \text{ P.u.}$$

$$Z2 = j 1.0865 \text{ P.u.}$$

$$Z0 = j 0.7349 \text{ P.u.}$$

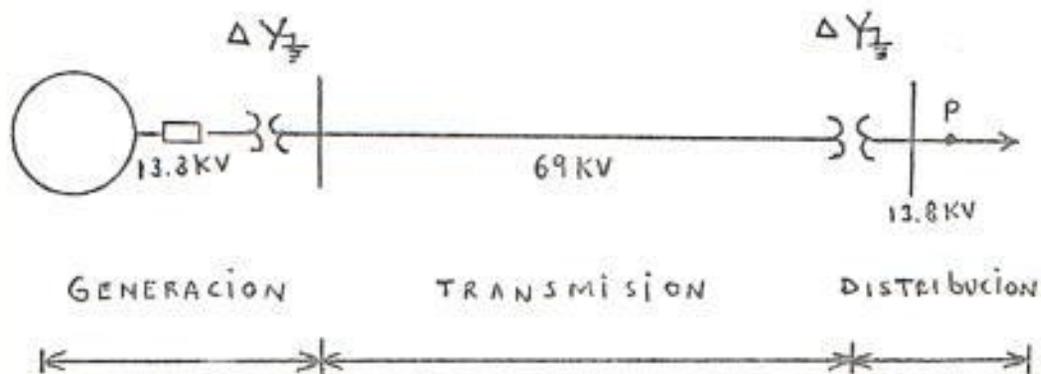


FIG.No.3.2 DIAGRAMA UNIFILAR DE UN SIMPLE SISTEMA DE TRANSMISION RADIAL

3-2 METODO B:

Es el caso cuando desde un estudio de fallas de el Sistema da transmision se obtienen los valores por unidad

de corrientes de falla de los tipos diferentes de fallas, esto es falla trifásica, falla de Línea a Línea, falla de Línea a Tierra, en la barra de alto voltaje de la subestacion de Distribucion. Tambien si el voltaje de prefalla en la barra de alto voltaje está en por unidad.

En este caso las Impedancias de Secuencia de la fuente en la barra de alto voltaje pueden ser encontrados por las siguientes expresiones :

Impedancia de Secuencia Positiva :

$$Z_1 = \frac{V_f}{I_{f-3\phi}} - Z_f \quad (1)$$

Impedancia de Secuencia Negativa :

$$Z_2 = \frac{\sqrt{3} V_f}{I_f} - Z_1 - Z_f \quad (2)$$

Impedancia de Secuencia Cero :

$$Z_0 = \frac{3 V_f}{I_f} - Z_1 - Z_2 - Z_f \quad (3)$$

Donde :

V_f = Voltaje de prefalla .

Z_f = Impedancia de falla

$I_{f-3\phi}$ = Corriente de falla trifasica

I_{f-LT} = Corriente de falla de linea a tierra

I_{f-LL} = Corriente de falla de linea a linea

Este metodo fue el empleado para el cálculo de las impedancias de secuencia de la segunda fuente de energia ubicada en la barra de alto voltaje (69 KV) de la subestacion Los Ceibos , punto de entrega de energia por parte de EMELEC al Sistema Daule - Balzar - Salitre de la Empresa Regional Guayas Los Rios S . A .

De la Tesis de grado del Ing Juan Rodriguez , el estudio de corto circuito , en la barra de 69 KV de la subestacion Los Ceibos se obtuvieron los siguientes valores de las corrientes de falla a máxima generacion en por unidad :

$$I_{f-3\phi} = 9.9186 \text{ P.U.}$$

$$I_{f-LL} = 8.5936 \text{ P.U.}$$

$$I_{f-LT} = 8.1934 \text{ P.U.}$$

Los valores base a 69 KV son :

$$MVA_{Base} = 100$$

$$KV_{Base} = 70$$

El voltaje de prefalla se considera uno (1) por unidad

CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE LA FUENTE

Impedancia de Secuencia Positiva

$$Z_1 = \frac{V_f}{I_{f-3\phi}}$$

$$Z_1 = \frac{1}{9.9186}$$

$$Z_1 = 0.1008 \text{ P.u}$$

Impedancia de Secuencia Negativa

$$Z_2 = \frac{\sqrt{3} V_f}{I_{f-LL}} - Z_1$$

$$Z_2 = \frac{1.732}{8.5936} - 0.1008$$

$$Z_2 = 0.1007 \text{ P.u}$$

Impedancia de Secuencia Cero

$$Z_0 = \frac{3V_f}{I_{f-LT}} - Z_1 - Z_2$$

$$Z_0 = \frac{3}{8.1934} - 0.1008 - 0.1007$$

$$Z_0 = 0.1647 \text{ P.u}$$

A minima generacion los valores en por unidad de las corrientes de falla fueron :

$$I_{f-3\phi} = 6.7906 \text{ P.u}$$

$$I_{f-LL} = 6.6759 \text{ P.u}$$

$$I_{f-LT} = 6.5360 \text{ P.u}$$

CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE LA FUENTE

Impedancia de Secuencia Positiva

$$Z_1 = \frac{1}{6.7906}$$

$$Z_1 = 0.1472 \text{ P.u}$$

Impedancia de Secuencia Negativa

$$Z_2 = \frac{V^3}{6.6759} - 0.1472$$

$$Z_2 = 0.1122 \text{ P.u}$$

Impedancia de Secuencia Cero

$$Z_0 = \frac{3}{6.536} - 0.1472 - 0.1122$$

$$Z_0 = 0.1995 \text{ P.u}$$

3.2.3 METODO C

Es el caso , cuando solamente los KVA trifásicos de falla disponible en la barra de alto voltaje es proporcionado . Este método , es similar al de la corriente de falla del niado en la seccion 3.2.2 , excepto que solamente informacion de la falla trifasica es dada . En esta situacion - un valor para la magnitud de Z_1 es calculada convirtiendo los KVA de falla a la magnitud de la corriente de falla - en por unidad .

Luego se usa la ecuacion (1) asumiendo un voltaje nominal del sistema , si el valor actual del voltaje V en la barra de alto voltaje es desconocido . Tambien la magnitud por

unidad de Z_1 puede ser encontrada directamente de la expresión siguiente :

$$Z_1 = \frac{V}{KVA_{r-3\phi} / KVA_B} = \frac{V}{KVA_{r-3\phi} - P.u}$$

Donde :

Z_1 = magnitud de la impedancia de secuencia positiva de la fuente en por unidad.

V = voltaje de línea a línea en la barra de alto voltaje de la subestacion en por unidad .

$KVA_{r-3\phi}$ = KVA de falla trifasica disponible

KVA_B = KVA base

$KVA_{r-3\phi-P.u}$ = KVA de falla trifasica disponible en por unidad .

Se asume que $Z_2 = Z_1$ si no información adicional es proveída . Si un valor de Z_0 es necesitado en la barra de alto voltaje , debe ser estimado basado en una experiencia precedente con el sistema bajo estudio , puesto que no puede ser obtenida conociendo solamente los KVA trifásicos de falla . Aquí denuevo , la conexión del transformador de la subestacion sería primero determinada . La experiencia han demostrado que para muchas conexiones Z_0 en la barra de alto voltaje no es necesitada para cálculos de -

falla en el sistema distribución .

3.2.4 METODO D .

Otro posible origen de información de la impedancia de secuencia de la fuente son los datos de la matriz impedancia de barra , usados en algunos estudios de corto - circuito del sistema de transmisión . En estos estudios, cada generador es representado por un voltaje constante - detras de la reactancia de la maquina (generalmente de la reactancia transciente o subtransciente) , las conexiones shunt (como por ejemplo capacitancia de línea a tierra) son despreciables , todos los transformadores son puestos a taps nominal , y la tierra es tomada como referencia . En la matriz impedancia de barra los elementos de la diagonal son las impedancias vistas desde cada barra - mirando hacia atraz en el sistema . Estos elementos de la diagonal son tambien llamados las impedancias de Driving - Point .

Si la barra de alto voltaje de la subestacion de distribución es representada en la matriz impedancia de barra , luego el elemento de la diagonal correspondiendo a la barra de alto voltaje en la matriz de impedancia de secuencia positiva es el valor deseado de Z_1 .

El elemento diagonal similar en la matriz de impedancia -

de secuencia cero es el valor deseado de Z_0 .

Por ultimo como se anoto en la seccion 3.2.2, estos valores deben ser luego apropiadamente combinados con las impedancias de secuencia del transformador de la subestacion en por unidad para producir las impedancias de secuencia de la fuente en la barra de bajo voltaje de la subestacion de distribucion.

3.3 IMPEDANCIA DE SECUENCIA DE LOS TRANSFORMADORES

La impedancia de secuencia positiva en ohms referida a el secundario de transformadores trifasicos de subestaciones (1), sin considerar si estos estan conectados en Delta - Estrella o Estrella - Delta, viene dada por la expresion siguiente:

$$Z_{1t} = \frac{KV_s^2}{MVA_t} \left[\frac{KV_{total} - KW_{NL}}{1000 \times MVA} + 3 \sqrt{\left(\frac{Z_T\%}{100}\right)^2 - \left(\frac{KW_{TOT} - KW_{NL}}{1000 MVA_T}\right)^2} \right]$$

Donde:

KV_s = Voltaje nominal de línea a línea del transformador trifasico, en KV en el lado secundario.

MVA_T = Capacidad con enfriamiento propio (OA) de el transformador.

KW_{NL} = Perdidas en vacio del transformador en KW

KW_{TOT} = Perdida total del transformador trifasico en KW -

cuando entrega capacidad de salida a 0A .

Z_T = Impedancia de dispersion en porcentaje del transformador .

En el caso de transformadores de subestaciones se asume - que la impedancia de secuencia negativa es igual a la impedancia de secuencia positiva .

La impedancia de secuencia cero de el transformador de subestacion (1) depende de las conexiones del devanado .- Asi para el caso de transformadores conectados en Delta - en el lado de alta tension y en Estrella aterrizada en el lado de baja tension , donde el punto neutro de el devanado secundario es aterrizado a travez de una impedancia Z_N , - la impedancia de secuencia cero en ohms referida al secundario viene dada por la ecuacion siguiente:

$$Z_{0T} = K_1 Z_{1T} + 3Z_N \quad (3.2)$$

Donde

Z_N = Impedancia a travez del punto neutro en el lado secundario en ohms .

$K_1 = 1.0$ si el banco del transformador esta hecho de tres unidades de una sola fase .

$K_1 = 0.9$ para un transformador trifasico.

Si el transformador en el lado primario esta conectado en-

estrella , con el punto neutro solidamente aterrizado , y en el lado secundario esta tambien conectado en estrella- con el punto neutro aterrizado a travez de una impedancia Z_N , la impedancia de secuencia cero en ohms referida a el secundario viene dada por la ecuacion :

$$Z_{0T} = Z_{1T} + 3Z_N \quad (3.3)$$

Donde

Z_{1T} = impedancia de secuencia positiva

Z_N = impedancia a travez del punto neutro en el lado secundario en ohms .

Aplicando las formulas (3.1) , (3.2) , y (3.3) a uno- de los transformadores de una subestacion de distribucion en el caso nuestro al primer transformador de potencia de la subestacion Daule , se tienen los siguientes valores - de las impedancias de secuencia :

CALCULO DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA

$$KW_{TOT} = 31.5$$

$$KW_{NL} = 7$$

$$KV_S = 13.8$$

$$MVA_T = 4$$

$$Z_{T\%} = 9$$

Aplicando la ecuacion (3.1) tenemos :

$$Z_{1T} = \frac{(13.8)^2}{4} \left[\frac{31.5-7}{1000 \times 4} + j \sqrt{\left(\frac{9}{100}\right)^2 - \left(\frac{31.5-7}{1000 \times 4}\right)^2} \right]$$

$$Z_{1T} = 0.2916 + j 4.2749 \quad \text{ohms}$$

Llevando este valor real al valor por unidad de base nueva, es decir la base del sistema tenemos :

$$Z_{\text{Base}_1} = \frac{(13.8)^2}{4} = 47.61$$

$$Z_{P.u_1} = 0.0061 + j 0.0897 \quad \text{P.u}$$

$$KV_{\text{Base}_2} = 70 \quad \frac{13.8}{69} = 14$$

$$MVA_{\text{Base}_2} = 100$$

$$Z_{P.u_2} = Z_{P.u_1} \left[\frac{KV_{\text{Base}_1}}{KV_{\text{Base}_2}} \right]^2 \left[\frac{MVA_{\text{Base}_2}}{MVA_{\text{Base}_1}} \right]$$

Reemplazando valores :

$$Z_{P.u_2} = (0.0061 + j 0.0897) \quad \frac{13.8}{14} \quad \frac{100}{4}$$

$$Z_{1T} = 0.1481 + j 2.1788 \quad \text{P.u}$$

IMPEDANCIA DE SECUENCIA NEGATIVA

$$Z_{1T} = Z_{2T} = 0.1481 + j 2.1788 \quad \text{P.u}$$

CALCULO DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO

Puesto que el transformador de potencia de la subestacion

Daule , esta conectado en Delta en el lado primario , y ,
 en Estrella solidamente a tierra ($Z_N=0$) en el lado secun-
 dario , y además considerando que es una unidad trifasica,
 tenemos :

$$Z_{oT} = 0.9 (0.0061 + j 0.0897)$$

$$Z_{oT} = 0.0055 + j 0.0807 \text{ P.u}$$

Pasando este valor por unidad al valor por unidad del sis-
 tema tenemos :

$$Z_{oT_2} = (0.0055 + j 0.0807) \left(\frac{13.8}{14} \right)^2 \left(\frac{100}{4} \right)$$

$$Z_{oT_2} = 0.1335 + j 1.9602 \text{ P.u}$$

Del calculo de las imperancias de secuencia , para el segun-
 do transformador de potencia de la subestacion Daule , y ,
 el transformador de la subestacion La Toma , se obtubieron
 los siguientes resultados :

S/E DAULE

$$Z_{1T} = 0.3188 + j 2.5435 \text{ P.u} = Z_{2T} \text{ P.u}$$

$$Z_{oT} = 0.2858 + j 2.2906 \text{ P.u}$$

S/E LA TOMA

$$Z_{1T} = 0.1049 + j 1.7458 \text{ P.u} = Z_{2T} \text{ P.u}$$

$$Z_{oT} = 0.0932 + j 1.5930 \text{ P.u}$$

3.4- IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION

Las impedancias de secuencia para línea de subtransmisión aéreas (1) vienen dadas por las siguientes expresiones :

Impedancias de Secuencia Positiva :

$$(1) Z_{11} = R_{\phi} + j 0.2794 \frac{f}{60} \log \frac{GMD_{\phi}}{GMR_{\phi}} \quad \text{ohms / milla}$$

Donde :

R_{ϕ} = Resistencia de el conductor de fase en ohms/milla -

f = Frecuencia nominal del sistema en hertz

GMD_{ϕ} = Distancia media geometrica entre conductores de fase en pies .

GMR_{ϕ} = Radio medio geometrico de el conductor de fase en pies .

La impedancia de secuencia negativa se considera igual a la impedancia de secuencia positiva .

Impedancia de Secuencia Cero

$$(2) Z_{00} = R_{\phi} + 0.2862 \frac{f}{60} + j 0.8382 \frac{f}{60} \log \frac{D_e}{\sqrt[3]{GMR_{\phi} GMD_{\phi}^2}} - \frac{3Z_{\phi N}^2}{Z_{NN}}$$

ohm / milla

Donde :

$$Z_{\phi N} = 0.0954 \frac{f}{60} + j 0.2794 \frac{f}{60} \log \frac{D_e}{GMD_{\phi N}}$$

$$Z_{NN} = R_N + 0.0954 \frac{f}{60} + j 0.2794 \frac{f}{60} \log \frac{D_e}{GMR_N}$$

$$D_e = 2160 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad \text{Pies}$$

ρ = Valor promedio de la resistividad de la tierra en ohms - metros a lo largo de la ruta de el circuito . Es practica comun usar un valor de 100 para la resistividad a menos que un valor específico sea disponible .

$GMD_{\phi N}$ = Distancia media geometrica entre los conductores de fase y el conductor neutro en pies .

R_N = Resistencia de el conductor neutro en ohms / milla-

GMR_N = Radio medio geometrico de el conductor neutro en pies .

Aplicando las formulas (1) y (2) al calculo de las impedancias de secuencia de las líneas de subtransmision a 69 y - 13.8 KV existentes en el sistema Daule - Balzar - Urvina - Jado tenemos :

Líneas de Subtransmision a 13.8 KV

La línea de Subtransmision a 13.8 es del sistema del tipo

de cuatro líneas , con el conductor neutro multi - aterrizado y utiliza la configuración de la estructura mostrada en la figura (3.3) para su sujeción . Puesto que la línea en su recorrido tiene varios calibres de conductores , sus impedancias de secuencia se encontraran en forma independiente .

Seccion de líneas formada por :

Conductor de Fases 3x3/0 ACSR

Conductor del Neutro 1/0 ACSR

CALCULO DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA

$$Z_{11} = R_{\phi} + j0.2794 \frac{f}{60} \log \frac{GMD_{\phi}}{GMR_{\phi}} \quad \text{OHMS}$$

$$R_{\phi} = 0.723 \quad \text{OHMS/MILLA}$$

$$GMR_{\phi} = 0.006 \quad \text{Pies}$$

$$R_N = 1.12 \quad \text{OHMS/MILLA}$$

$$GMR_N = 0.00446 \quad \text{Pies}$$

De la configuración de la estructura figura (3.3) tenemos:

$$d_{AB} = 3.74016 \quad \text{Pies}$$

$$d_{BC} = 3.74016 \quad \text{Pies}$$

$$d_{AC} = 5.90551 \quad \text{Pies}$$

$$d_{AN} = d_{CN} = \sqrt{(0.9)^2 + (0.9)^2} = 1.2727 \text{ mts} = 4.17582 \text{ Pies}$$

$$d_{BN} = 5.24934 \quad \text{Pies}$$

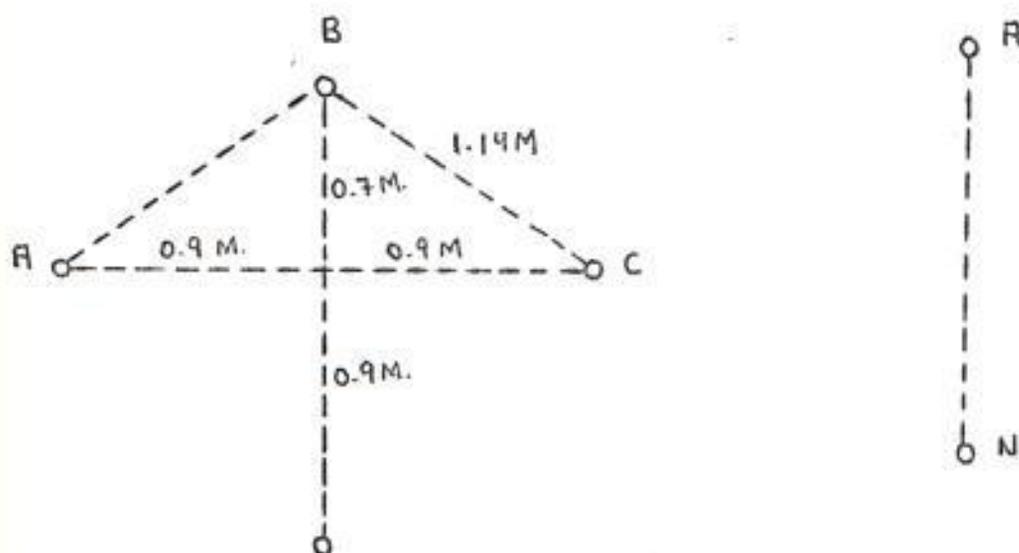
$$GMD_{\phi} = \sqrt[3]{d_{AB} \times d_{BC} \times d_{CA}} \quad (1)$$

$$GMD_{\phi} = \sqrt[3]{(3.74016)(3.74016)(5.90551)}$$

$$GMD_{\phi} = 4.35524 \text{ Pies}$$

$$Z_{11} = 0.723 + j 0.2794 \log \frac{4.35524}{0.006} \text{ OHMS/MILLA}$$

$$Z_{11} = 0.723 + j 0.79932 = Z_{22} \text{ OHMS/MILLA}$$



CALCULO DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO

$$Z_{00} = R_{\phi} + 0.2862 \frac{f}{60} + j 0.8382 \frac{f}{60} \log \frac{D_e}{V GMR_{\phi} GMD_{\phi}} - \frac{3Z_{\phi N}}{Z_{NN}}$$

$$GMD_{\phi N} = V d_{AN} \times d_{BN} \times d_{CN}$$

$$GMD_{\phi N} = V (4.17582)(5.24934)$$

$$GMD_{\phi N} = 4.50674 \text{ Pies}$$

$$D_e = 2160 V \sqrt{\frac{S}{f}} \text{ Pies}$$

$$D_e = 2160 \sqrt{\frac{100}{60}}$$

$$D_e = 2788.5 \text{ Pies}$$

$$Z_{\phi N} = 0.0954 + j 0.2794 \log \frac{2788.5}{4.50674} \text{ OHMS/MILLA}$$

$$Z_{\phi N} = 0.0954 + j 0.77995 = 0.7857 \quad | \quad 83.02647$$

$$Z_{NN} = 1.12 + 0.0954 + j 0.2794 \log \frac{2788.5}{0.00446}$$

$$Z_{NN} = 1.21540 + j 1.61941 \text{ OHMS/MILLA}$$

$$Z_{NN} = 2.02477 \quad | \quad 53.11103$$

$$Z_{00} = 0.723 + 0.2862 + j 0.8382 \log \frac{2788.5}{\sqrt[3]{0.11380}} -$$

$$- \frac{3 (0.7857 \quad | \quad 83.02647)}{2.02477 \quad | \quad 53.11103}$$

$$Z_{00} = 1.0092 + j 3.15161 - (- 0.3565 + j 0.84230)$$

$$Z_{00} = 1.3657 + j 2.30931 \text{ OHMS/MILLA}$$

Para las secciones de línea de subtransmisión restantes - se obtubieron los siguientes resultados :

Seccion de Línea :

Conductor de Fase 3x3/0 AL - 5005

Conductor de Neutro 1/0 AL - 5005

Impedancia de Secuencia Positiva

$$Z_{11} = 0.688 + j 0.6965 = Z_{22} \quad \text{OHMS/MILLA}$$

Impedancia de Secuencia Cero

$$Z_{00} = 1.339 + j 2.1163 \quad \text{OHMS/MILLA}$$

Seccion de Línea:

Conductor de Fase 3x2/0 ACSR

Conductor de Neutro 1/0 ACSR

$$Z_{11} = 0.895 + j 0.8190 = Z_{22} \quad \text{OHMS/MILLA}$$

$$Z_{00} = 1.5377 + j 2.329 \quad \text{OHMS/MILLA}$$

Seccion de Línea:

Conductor de Fase 3x1/0 ACSR

Conductor de Neutro 2 ACSR

$$Z_{11} = 1.12 + j 0.8353 \quad \text{OHMS/MILLA}$$

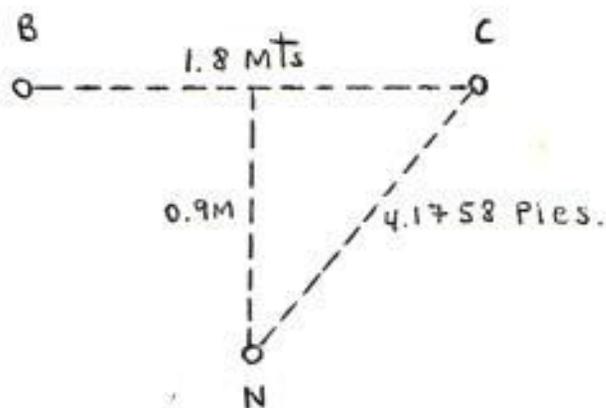
$$Z_{00} = 1.8316 + j 2.5501 \quad \text{OHMS/MILLA}$$

Seccion de Línea Bifasica :

Conductor de Fase 2x2 ACSR

Conductor de Neutro #4 ACSR

De la configuracion de la estructura de la figura (3.4)



$$GMD_{\phi} = d_{BC} = 5.9055 \quad \text{Pies}$$

$$GMD_{\phi N} = \sqrt{d_{BN} \times d_{CN}}$$

$$GMD_{\phi N} = \sqrt{(4.1758) (4.1758)}$$

$$GMD_{\phi N} = 4.1758$$

$$R_{\phi} = 1.69 \quad \text{OHMS/MILLA}$$

$$GMR_{\phi} = 0.00418 \quad \text{Pies}$$

$$R_N = 2.57 \quad \text{OHMS/MILLA}$$

$$GMR_N = 0.00437 \quad \text{Pies}$$

CALCULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA

$$Z_{11} = 1.69 + j 0.2794 \log \frac{5.9055}{0.00418}$$

$$Z_{11} = 1.69 + j 0.2794 = Z_{22} \quad \text{OHMS/MILLA}$$

CALCULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO

$$Z_{00} = 1,69 + 0.2862 + j 0.8382 \log \frac{2788.5}{\sqrt[3]{(0.00418)(5.9055)}}$$

$$- \frac{3 (0.7949 \quad 83.1074)}{3.12 \quad | \quad 31.3190}^2$$

$$Z_{00} = 2.4049 + j 2.691 \quad \text{OHMS/MILLA}$$

Línea de Subtransmision a 69 KV

La línea de subtransmision a 69 KV es del tipo de sistema de tres hilos , con un hilo de guardia para la proteccion de la línea contra descargas eléctricas . Este hilo se instala de tal forma que el angulo tomado por la vertical que pasa por el punto de fijacion del mismo y la línea determinada por este punto y el conductor , no exeda 45° , lo normal se utiliza 30° .

El tipo de estructura comun que se utiliza para la sujecion de la línea en el area rural es la estructura de suspension " S " , es decir donde la disposicion de los conductores es triangular con crucetas de hierro y brazos soportes (- (pie de amigo) , conforme se muestra en la figura (3.5)

La línea de subtransmision a 69 KV esta formada por :

3x336.4 ACSR conductor de Fase

1x Alambre de acero cobreado de 1/2" ϕ

CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

a) Impedancia de Secuencia Positiva

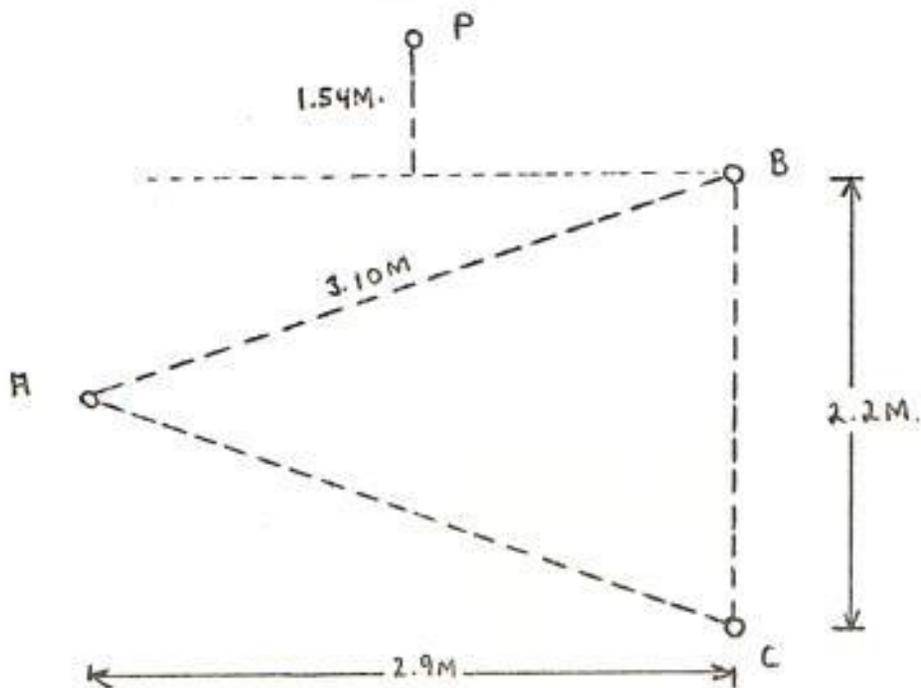
$$R_{\phi} = 0.306 \quad \text{OHMS/MILLA}$$

$$GMR_{\phi} = 0.0244 \quad \text{Pies}$$

$$R_p = 1.040 \quad \text{OHMS/MILLA}$$

$$GMR_p = 0.00628 \quad \text{Pies}$$

De la configuración de la estructura de la figura (3.5)- para zona rural , con hilo de guardia tenemos :



$$X = \sqrt{(2.90)^2 + (1.10)^2}$$

$$X = 3.1016 \text{ Mts}$$

$$d_{AB} = 10.1758 \quad \text{Pies}$$

$$dBC = 7.2178 \quad \text{Pies}$$

$$dAC = 10.1758 \quad \text{Pies}$$

$$dCP = 12.2703 \quad \text{Pies}$$

$$dBP = 5.0524 \quad \text{Pies}$$

$$dAP = 8.6614 \quad \text{Pies}$$

$$GMD_{\phi} = \sqrt[3]{(10.1758)(7.2178)}$$

$$GMD_{\phi} = 9.0550 \quad \text{Pies}$$

$$Z_{11} = 0.306 + j 0.2794 \log \frac{9.0550}{0.0244} \quad \text{OHMS/MILLA}$$

$$Z_{11} = 0.306 + j 0.7179 \quad \text{OHMS/MILLA} = Z_{22}$$

b) Impedancia de Secuencia Cero

$$GMD_{\phi n} = \sqrt[3]{(12.2703)(5.0524)(8.6614)}$$

$$GMD_{\phi n} = 8.1109 \quad \text{Pies}$$

$$Z_{\phi N} = 0.0954 + j 0.2794 \log \frac{2788.5}{8.1109}$$

$$Z_{\phi N} = 0.0954 + j 0.7086$$

$$Z_{\phi N} = 0.7149 \quad \underline{82.332} \quad \text{OHMS/MILLA}$$

$$Z_{NN} = 1.040 + 0.0954 + j 0.2794 \log \frac{2788.5}{0.00628}$$

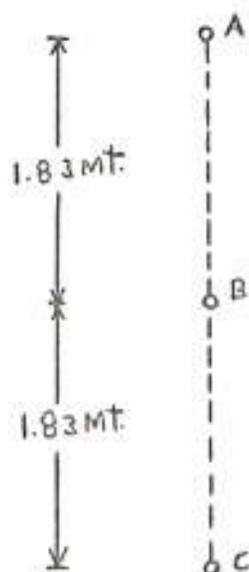
$$Z_{NN} = 1.1354 + j 1.5778$$

$$Z_{NN} = 1.9438 \quad \underline{54.2608} \quad \text{OHMS/MILLA}$$

$$Z_{00} = 0.306 + 0.2862 + j 0.8382 \log \frac{2788.5}{\sqrt[3]{(0.0244)(9.055)}} - \frac{3 (0.7149 \sqrt{82.3322})^2}{1.9438 \sqrt{54.2608}}$$

$$Z_{00} = 0.8671 + j 2.0646 \text{ Ohms/milla}$$

Cabe indicar que existe una seccion de linea de subtransmision a 69 KV., comprendida entre las subestaciones Los Ceibos y Pascuales en zona urbana, que no tiene hilo de guarda. El tipo de configuracion de la estructura comun que se utiliza para la sujecion de la linea es la estructura de suspension urbana que contiene aisladores tipo poste mostrada en la figura (3.6), de la cual la disposicion de los conductores es la siguiente :



$$d_{AB} = 6 \quad \text{Pies}$$

$$d_{BC} = 6 \quad \text{Pies}$$

$$d_{CA} = 12 \quad \text{Pies}$$

$$GMD_{\phi} = \sqrt{(6)(12)}$$

$$GMD_{\phi} = 7.5442 \quad \text{Pies}$$

CALCULO DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA

a) Impedancia de Secuencia Positiva

$$Z_{11} = 0.306 + j 0.2794 \log \frac{7.5442}{0.0244}$$

$$Z_{11} = 0.306 + j 0.6957 = Z_{22} \quad \text{OHMS/MILLA}$$

b) Impedancia de Secuencia Cero

La Impedancia de Secuencia Cero para un circuito de tres conductores en paralelo con retorno por tierra, es decir sin hilo de guardia (ϕ), viene dada por la siguiente ecuación :

$$Z_0 = r_c + 0.00477f + j 0.01397 \log \frac{D_e}{\sqrt[3]{(GMR_{\phi})(GMD_{\phi})^2}}$$

Donde :

r_c = Resistencia / milla de un conductor de fase

Reemplazando valores :

$$Z_0 = 0.306 + 0.00477 + j 0.01397 \log \frac{2788.5}{\sqrt{(0.0244)(7.5442)^2}}$$

$$Z_0 = 0.3107 + j 0.0474 \quad \text{Ohms/milla}$$

En la tabla 3.1 se detallan las impedancias de secuencia positiva , negativa , y cero de todos los calibres de conductores utilizados en el estudio de la coordinacion de las protecciones del Sistema Daule-Balzar .

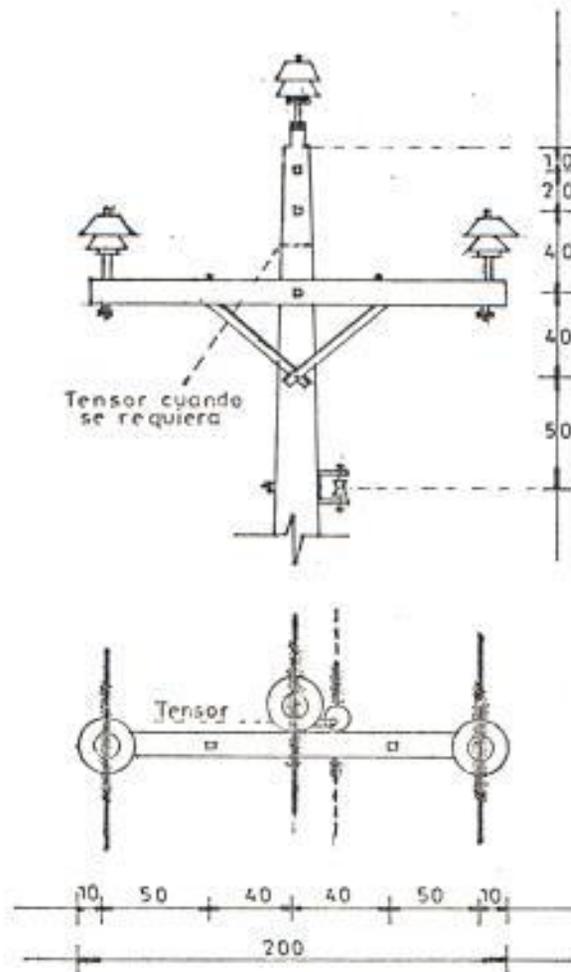


Fig. 33 (Estructura Tipo "P" 13.8 KW.)

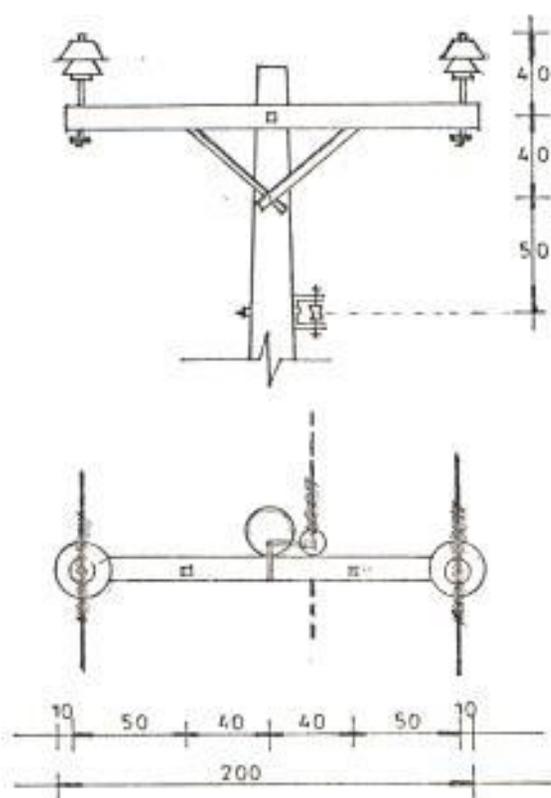


Fig. 3.4 (Estructura Bifásica a 13.8 KV.)

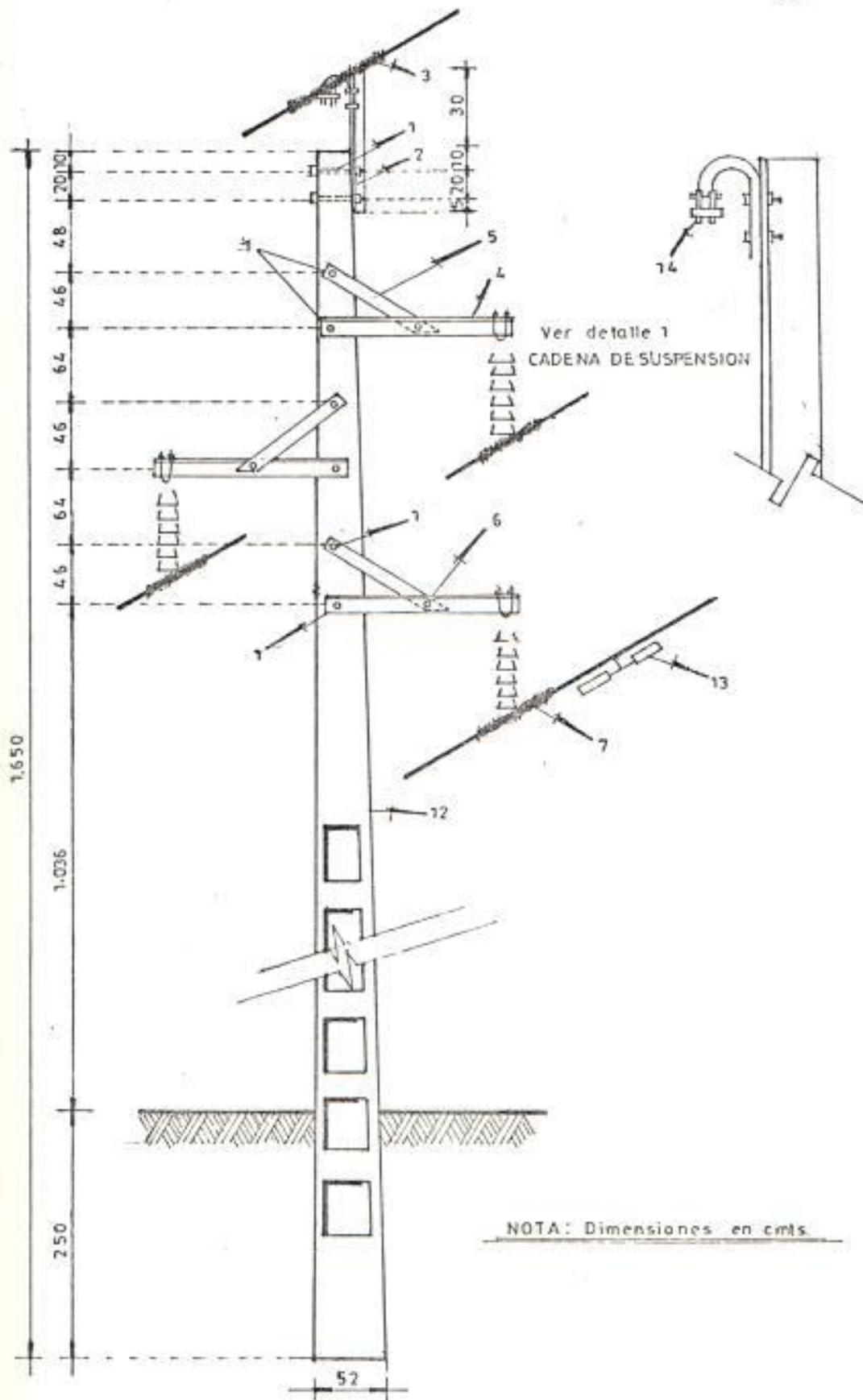
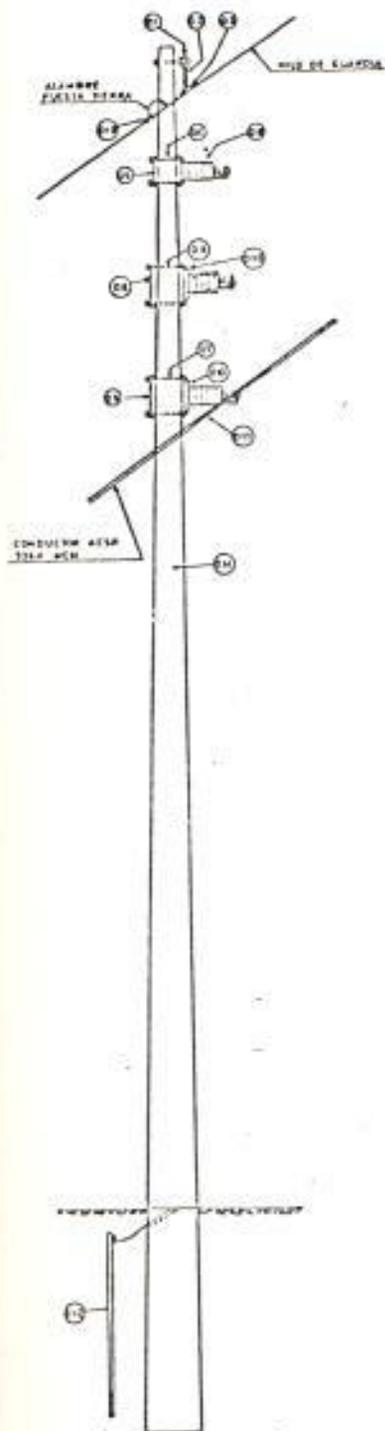


Fig. 3.5 (Estructura de Suspensión)

L E Y E N D A



- 01 PERNO DE CABLE CON ROSCA INTERNA DE $1/2"$ CON 4 TUERCAS Y 4 ARANDELAS
 02 ADAPTADOR V SIMILAR A B CHANCE 1/2-3/8"
 03 CARRA DE SUSPENSION SIMILAR A B CHANCE 1/2-3/8"
 04 PERNO MAGNUM DE $3/8"$ CON TUERCA Y ARANDELA
 05 PLACITA DE $1/2"$ DE $2 1/2 \times 3 1/2$ M.M. CON 4 BUCOS DE $1/4"$ EN LAS ESQUINAS SEPARADOS ENTRE CENTROS DE 20 POR LADO Y DE 25 M.M. POR UNO LADO
 06 PERNO DPO MAGNUM DE $3/8"$ CON TUERCA Y ARANDELA
 07 PERNO TIPO MAGNUM DE $3/8"$ CON TUERCA Y ARANDELA
 08 AISLADOR TIPO POSTE TIENE POSTE CON SU RESPECTIVA CARRA DE SUSPENSION
 09 PLACITA METALICA DE $2 1/2 \times 3 1/2$ CON 4 BUCOS DE $1/4"$ SEGUN DIAGRAMA
 10 PLACITA METALICA DE $2 1/2 \times 3 1/2$ CON 4 BUCOS DE $1/4"$ Y 4 BUCOS DE $1/8"$ SEGUN DIAGRAMA
 11 TIRILLA PRE FORMADA PARA ARIAR CONDUCTOR 3300 MCM
 12 TIRILLA PUESTA A TIERRA DE $3/8"$ DIAM.
 13 CONECTOR GRILLETE PARA CABLE DE ACERO DE $3/4"$
 14 POSTE DE NORMALIZACION DE 16 M.M.

ESTRUCTURA SUSPENSION

ESCALA 1/4"

FIG 3.6 ESTRUCTURA DE SUSPENSION AREA URBANA

IMPEDANCIA DE CONDUCTOR ACSR EN OHMS POR MILLA

ESPACIO MEDIO GEOMETRICO TRES FASES 4.35 PIES

Tamaño de conductor de fase	Impedancia de secuencia positiva y neg.	Tamaño de conductor de neutro	Impedancia de secuencia cero para circuitos de cuatro hilos con neutro multi-aterrizado
3/0	0.723 + j0.79932	1/0	1.3657 + j2.30931
2/0	0.895 + j0.819	1/0	1.5377 + j2.329
1/0	1.12 + j0.8353	2	1.8316 + j2.5501

IMPEDANCIA DE CONDUCTOR DE ALUMINIO EN OHMS POR MILLA

ESPACIO MEDIO GEOMETRICO TRES FASES 4.35 PIES

3/0	0.688 + j0.6965	1/0	1.339 + j2.1163
-----	-----------------	-----	-----------------

IMPEDANCIA DE CONDUCTOR ACSR EN OHMS POR MILLA

ESPACIO MEDIO GEOMETRICO TRES FASES 9.05 PIES

Tamaño de conductor de fase	Impedancia de secuencia positiva y neg.	Impedancia de secuencia cero para circuitos de tres hilos
336.4	0.306 + j0.7179	0.8671 + j2.0646

IMPEDANCIA DE CONDUCTOR ACSR EN OHMS POR MILLA

ESPACIO MEDIO GEOMETRICO DOS FASES 5.9 PIES

Tamaño de conductor de fase	Impedancia de secuencia positiva y neg.	Tamaño de conductor de neutro	Impedancia de secuencia cero para circuitos de cuatro hilos con neutro multi-aterrizado
1/0	1.69 + j0.8801	4	2.4049 + j 2.691

CAPITULO IV

CALCULO DE CORRIENTE DE FALLA

GENERALIDADES .-

El cálculo de las corrientes de corto circuito en los varios puntos del Sistema para diferentes condiciones, es la herramienta principal en la preparación de un estudio de coordinación de los elementos de protección . La información que se quiere obtener como resultado del cálculo de las corrientes de falla son ;

- 1.- Nivel máximo de corriente de falla en amperios que podrían presentarse en cada punto seleccionado del Sistema . Este dato se utiliza para determinar la capacidad de interrupción de los equipos de protección .
- 2.- Nivel mínimo de corriente de falla en amperios en cada punto del Sistema . Este dato se requiere en la coordinación de los equipos para asegurar que todas las fallas comunes sean despejadas en el menor tiempo posible .

En la práctica la falla trifásica es la falla que produce el nivel máximo de corriente de falla en la mayoría de los casos .Las excepciones son fallas muy cerca a las subestaciones o Centrales de generación . En estos casos , la falla

fase a tierra o la falla de dos líneas a tierra con impedancia de falla pueden ser las más altas .

De igual forma la falla de línea a tierra es la falla que generalmente produce el nivel mínimo de corriente de falla, considerando algún nivel de resistencia de falla .

Se consideran ocho tipos de fallas para el cálculo de las corrientes de falla en cada barra seleccionada , para determinar los niveles máximo y mínimo de falla , ellos son :

- Falla trifásica
- Falla de línea a tierra
- Falla de línea a tierra
- Falla de doble línea a tierra
- Falla trifásica considerando resistencia de falla
- Falla de línea a tierra considerando resistencia de falla
- Falla de línea a línea considerando resistencia de falla
- Falla de doble línea a tierra considerando resistencia de falla .

En las secciones siguientes de este capítulo se detallan en forma clara las formulas y sus componentes , que fueron utilizados para los cálculos de las corrientes para los diferentes tipos de fallas antes mencionadas .

4.2- CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE FALLA TRIFÁSICA

El diagrama de la figura (4.1) representa los tres conductores de un Sistema trifásico , en el cual las varillas portadoras de las corrientes I_a , I_b , I_c , pueden interconectarse para representar distintos tipos de fallas , Consideremos el caso en que las fases a , b , c , esten a tierra . Este seria el tipo de falla trifásica simetrica en el cual solo existe la Red de secuencia positiva mostrada en la figura (4.2) .

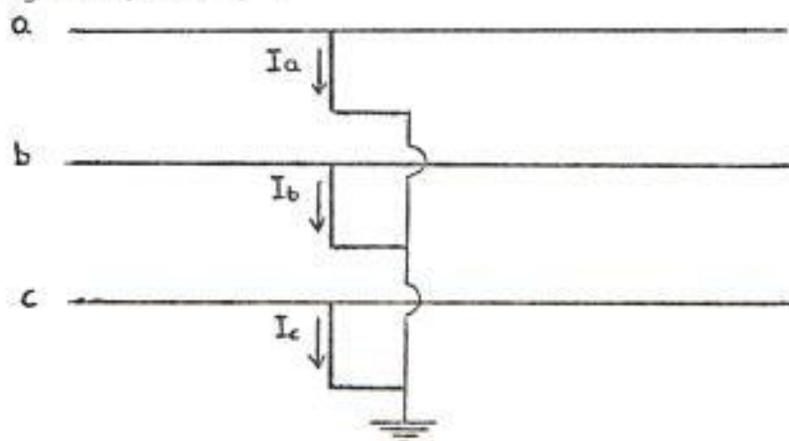


FIG.4.1 DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LAS VARILLAS HIPOTETICAS PARA UN FALLO TRIFASICO

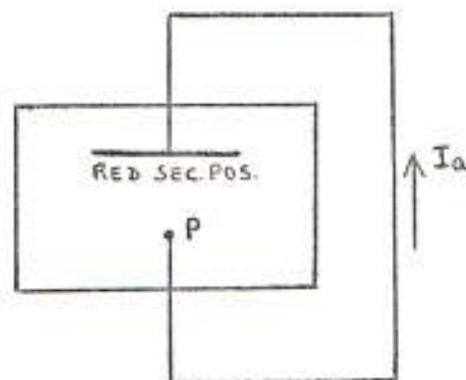


FIG.4.2 RED DE SECUENCIA PARA UN FALLO TRIFASICO

De la figura (4.2) :

$$I_a = \frac{E_a}{Z_1} \quad (1)$$

La ecuacion (1) fue la empleada para realizar los cálculos de la corriente de falla trifásica , cuyos resultados se presentan en la tabla 4.1

4.3 CALCULO DE LA CORRIENTE DE FALLA DE FASE A TIERRA

En el diagrama de la figura (4.3) consideramos el caso en que la fase a esta a tierra .

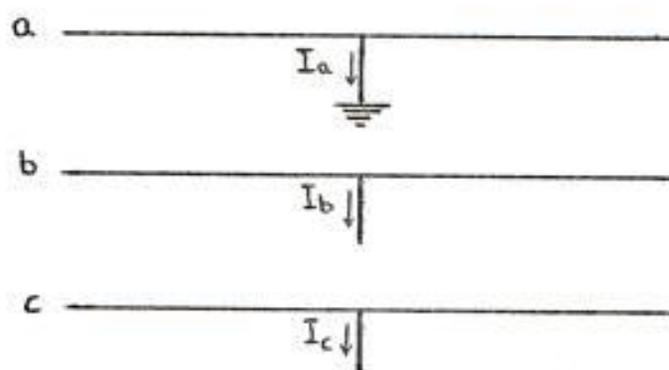


FIG.4.3 DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LAS VARILLAS HIPOTETICAS PARA UN FALLO DE LINEA A TIERRA

Durante el fallo se cumplen las relaciones siguientes :

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

$$V_a = 0$$

De las ecuaciones en forma de matrices de las componentes simétricas de las corrientes de secuencia en función de las corrientes de línea tenemos :

$$\begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Reemplazando valores :

$$\begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_c \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$I_{a_0} = \frac{I_a}{3}$$

$$I_{a_1} = \frac{I_a}{3}$$

$$I_{a_2} = \frac{I_a}{3}$$

De donde se obtiene :

$$I_{a_0} = I_{a_1} = I_{a_2} \quad (2)$$

Que nos indica que las redes de secuencia del sistema es -

tan en serie , es decir conforme se indican en la figura 4.4

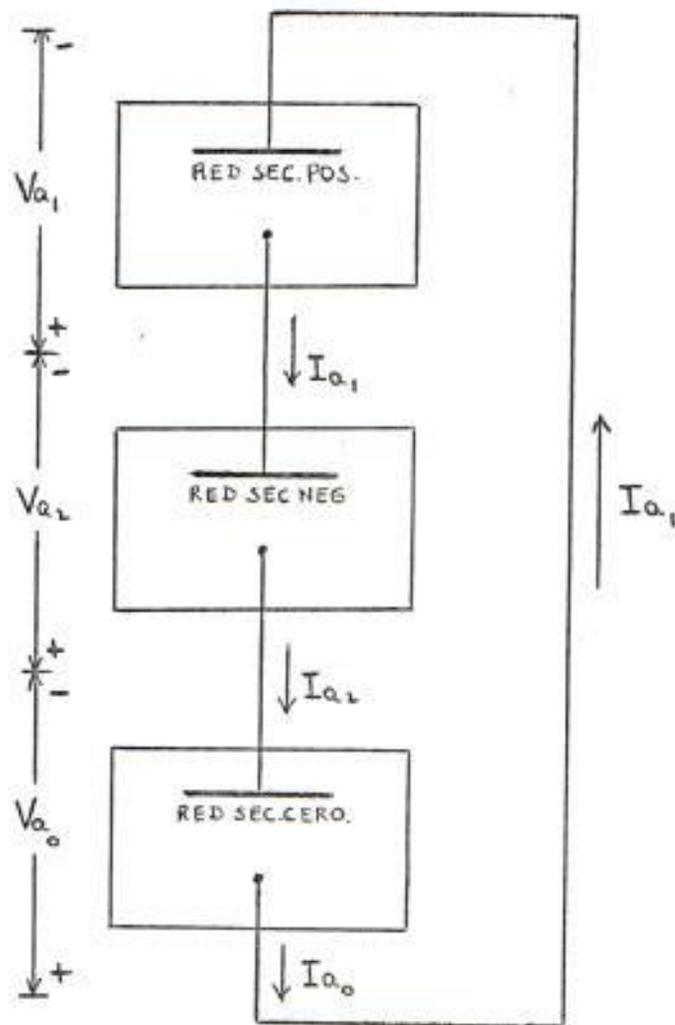


FIG. 4.4 RED DE SECUENCIA PARA UNA FALLA DE LINEA A TIERRA

De la figura 4.4 tenemos :

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

De la ecuacion (2)

$$I_f = I_a = 3I_{a1}$$

De donde :

$$I_f = \frac{3 E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (3)$$

La ecuacion (3) fue la empleada para efectuar los cálculos de la corriente de falla de fase a tierra , en los puntos previamente seleccionados ,cuyos valores se presentan en la tabla 4.1 .

4.4 CALCULO DE LA CORRIENTE DE FALLA DE LINEA A LINEA

En el diagrama de la figura (4.5) , consederamos el caso en que las fases b y c estan en falla .

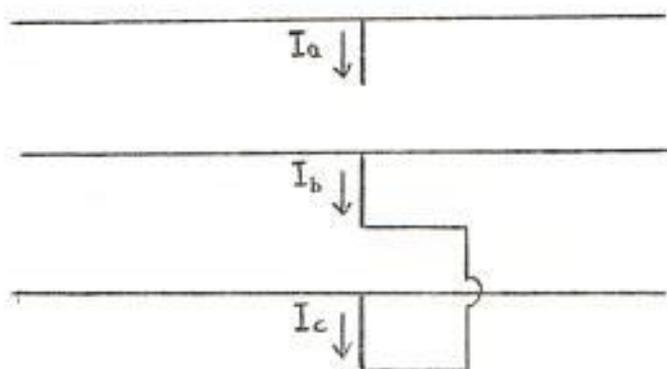


FIG.4.5 DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LAS VARILLAS HIPOTETICAS PARA UN FALLO DE LINEA A LINEA

Durante el fallo se cumplen las relaciones siguientes :

$$I_a = 0$$

$$I_b = - I_c$$

$$V_c = V_b$$

De las ecuaciones en forma de matrices de las componentes-simétricas de los voltajes de secuencia en función de los voltajes de línea tenemos :

$$\begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

Reemplazando valores :

$$\begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V \\ V_c \end{bmatrix}$$

$$V_{a_0} = \frac{1}{3} (V_a + 2V_c)$$

$$V_{a_1} = \frac{1}{3} (V_a + aV_c + a^2V_c)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3} (V_a + a^2 V_c + a V_c)$$

De donde se obtiene que :

$$V_{a1} = V_{a2} \quad (4)$$

Que nos indica que las redes de secuencia positiva y negativa del sistema estan en paralelo .

De las componentes simétricas para las corrientes , en forma de matrices tenemos :

$$\begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Reemplazando valores :

$$\begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -I_c \\ I_c \end{bmatrix}$$

$$I_{a0} = 0 \quad (5)$$

Que indica que no existe red de secuencia cero :

$$I_{a1} = \frac{1}{3} (a - a) I_c \quad (6)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3} (a - a) I_c$$

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

De el resultado de las ecuaciones (4) y (5) se concluye que las conexiones de las Redes de secuencia serán :

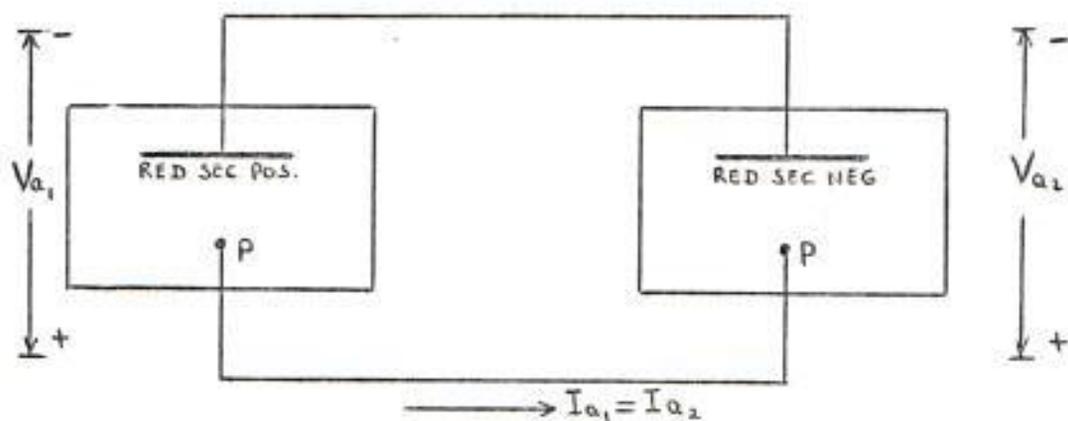


FIG.4.6 RED DE SECUENCIA PARA UN FALLO DE LINEA A LINEA

De la figura (4.6) tenemos :

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

De ecuacion (6)

$$I_c = \frac{3 I_{c1}}{(a - a)}$$

$$I_c = \frac{3 E_a}{(a - a) (Z_1 + Z_2)}$$

$$I_c = \frac{3}{-j\sqrt{3}} \frac{E_a}{Z_1 + Z_2}$$

$$I_c = \frac{j\sqrt{3} E_a}{Z_1 + Z_2} = I_f \quad (7)$$

La ecuacion (7) fue la empleada para efectuar los cálculos de la corriente de falla de fase a fase , cuyos resultados se presentan en la tabla (4.1)

4.5 CALCULO DE LA CORRIENTE DE FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

En el diagrama de la figura (4.7) , consideremos el caso en que las fases b y c son puestas a tierra .

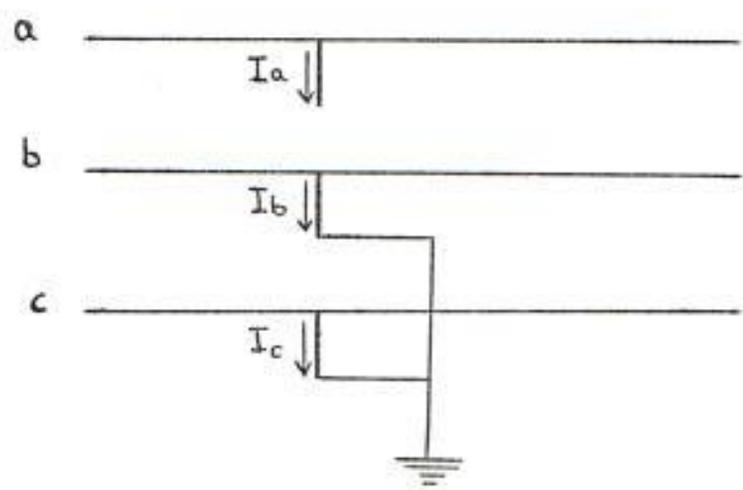


FIG.4.7 DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LAS VARILLAS HIPOTETICAS PARA UN FALLO DE DOBLE LINEA A TIERRA

Durante el fallo se cumplen las relaciones siguientes :

$$i_a = 0$$

$$V_b = V_c = 0$$

De las ecuaciones matriciales de las componentes simétricas para el voltaje tenemos :

$$\begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

Reemplazando valores :

$$V_{a_0} = 1/3 V_a$$

$$V_{a_1} = 1/3 V_a$$

$$V_{a_2} = 1/3 V_a$$

$$V_{a_0} = V_{a_1} = V_{a_2} \quad (8)$$

La ecuación (8) nos indica que en este caso las redes de - secuencia positiva , negativa y cero están en paralelo , - es decir conforme se indica en la figura (4.8) .

De la figura (4.8) obtenemos :

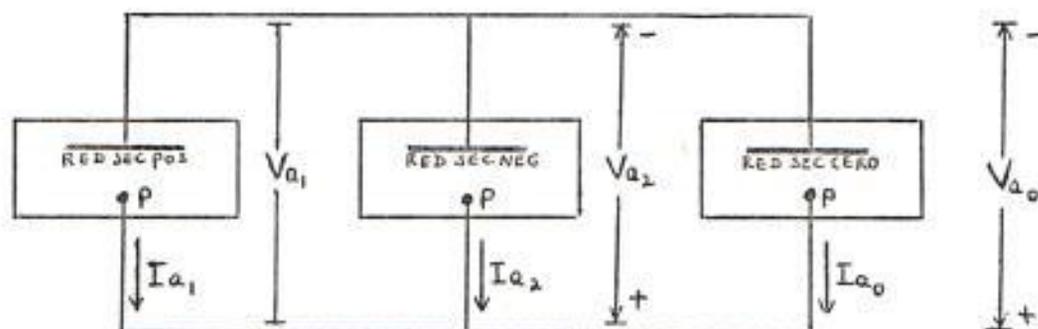


FIG.4.8 RED DE SECUENCIA PARA FALLO DE DOBLE LINEA A TIERRA

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}} \quad (9)$$

$$I_{a2} = -I_{a1} \frac{Z_0}{Z_2 + Z_0} \quad (10)$$

$$I_{a0} = -I_{a1} \frac{Z_2}{Z_2 + Z_0} \quad (11)$$

De las ecuaciones en forma de matrices de las corrientes de línea en función de las corrientes simétricas tenemos :

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

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

$$I_b = I_{a0} + \dot{a}I_{a1} + aI_{a2} \quad (12)$$

$$I_c = I_{a0} + aI_{a1} + \dot{a}I_{a2}$$

Reemplazando las ecuaciones (9), (10), (11) en (12) tenemos:

$$I_b = -I_{a1} \frac{Z_2}{Z_2 + Z_0} + \dot{a}I_{a1} + a(-I_{a1}) \frac{Z_0}{Z_2 + Z_0}$$

$$I_b = \frac{Ea}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}} \left[\frac{-Z_2}{Z_0 + Z_2} + \dot{a} - a \frac{Z_0}{Z_2 + Z_0} \right]$$

$$I_b = \frac{Ea (Z_2 + Z_0)}{Z_1 (Z_2 + Z_0) + Z_2 Z_0} \left[\frac{-Z_2 + \dot{a}(Z_0 + Z_2) - aZ_0}{(Z_0 + Z_2)} \right]$$

$$I_b = - \frac{Ea}{Z_1 Z_2 + Z_0 (Z_1 + Z_2)} \left[Z_2 - \dot{a}Z_0 - \dot{a}Z_2 + aZ_0 \right]$$

$$I_b = - \frac{Ea}{Z_1 Z_2 + Z_0 (Z_1 + Z_2)} \left[aZ_2 \left(\frac{1}{a} - a \right) + Z_0 (a - \dot{a}) \right]$$

$$I_b = + \frac{Ea}{Z_1 Z_2 + Z_0 (Z_1 + Z_2)} \left[aZ_2 (-j\sqrt{3}) + Z_0 (j\sqrt{3}) \right]$$

$$I_b = - \frac{j\sqrt{3} Ea (Z_0 - aZ_2)}{Z_1 Z_2 + Z_0 (Z_1 + Z_2)} \quad (13)$$

La ecuación (13) fue la utilizada para efectuar los cálculos de la corriente de falla de doble fase a tierra, cuyos resultados se presentan en la tabla (4.1).

En las ecuaciones utilizadas para los cálculos de las corrientes de falla , esto es ecuaciones (1) , (3) , (7) y (13) tenemos que :

$E_a = V_f$ es la tensión de pre-fallo respecto al neutro en el punto de aplicación del fallo .

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva

Z_2 = Impedancia de secuencia negativa

Z_0 = Impedancia de secuencia cero

Z_f = Impedancia de falla

El valor de la impedancia de falla utilizada para los cálculos de corriente de falla fue de 15 ohmios , valor que es el normalmente aplicado por la mayoría de las empresas eléctricas para estudios de corto circuito .

Para visualizar mejor como varían las corrientes de falla máxima (trifásica) y falla mínima (línea a tierra) , en el anexo se muestran las curvas referentes a los perfiles de corriente de falla , de las alimentadoras radiales del Sistema Daule-Balzar .

T A B L A 4.1

=====

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LA LINEA DE
SUBTRANSMISION PASCUALES - PETRILLO - PEDRO CARBO

<u>FALLA</u>	<u>S/E PASCUALES 69 KV. (1)</u>	<u>CTE. MINIMA CARGA</u>
3F	"	2807.9
1FT	"	1989.6
2F	"	2431.4
2FT	"	2550.8
3F	S/E PASCUALES 13.8 KV. (2)	526.20
1FT	"	527.20
2F	"	886.88
2FT	"	
3F	Y - LAS LOJAS (3)	464.0
1FT	"	445.0
2F	"	688.56
2FT	"	
3F	Y - ESTACADA (4)	426.39
1FT	"	399.0
2F	"	589.82
2FT	"	
3F	Y - DOS REVASAS (5)	391.47
1FT	"	358.82
2F	"	520.11
2FT	"	

T A B L A 4. 1 (CONT.)

=====

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LA LINEA DE
SUBTRANSMISION PASCUALES - PETRILLO - PEDRO CARBO

=====

<u>FALLA</u>	<u>PETRILLO (ALFAD) (6)</u>	<u>CTE. MINIMA CARGA</u>
3F	"	346.88
1FT	"	301.65
2F	"	422.88
2FT	"	
3F	VIPA (7)	331.0
1FT	"	284.0
2F	"	394.63
2FT	"	
3F	CERRO PELADO (8)	305.0
1FT	"	255.95
2F	"	351.0
2FT	"	
3F	NOBOL (9)	297.27
1FT	"	247.82
2F	"	338.68
2FT	"	
3F	Y - PEDRO CARBO (10)	287.21
1FT	"	237.44
2F	"	323.07
2FT	"	

T A B L A 4.1 (CONT.)

=====

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LA LINEA DE
SUBTRANSMISION PASCUALES - PETRILLO - PEDRO CARBO

=====

<u>FALLA</u>	<u>LIBALSA (11)</u>	<u>CTE. MINIMA CARGA</u>
3F	"	244.47
1FT	"	196.99
2F	"	259.48
2FT	"	
3F	L. SARGENTILLO (12)	233.71
1FT	"	186.63
2F	"	245.43
2FT	"	
3F	MADERITA (13)	210.30
1FT	"	164.44
2F	"	215.69
2FT	"	
3F	I. AYORA (14)	205.12
1FT	"	159.67
2F	"	209.33
2FT	"	
3F	SABANILLA (15)	177.70
1FT	"	135.12
2F	"	176.75
2FT	"	

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LA LINEA DE
SUBIRANSMISION PASCUALES - PETRILLO - PEDRO CARBO

<u>FALLA</u>	<u>PEDRO CARBO (16)</u>	<u>CTE. MINIMA CARGA</u>
3F	"	171.27
1FT	"	129.53
2F	"	169.37
2FT	"	

T A B L A 4.1

=====

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LA LINEA DE
SUBTRANSMISION PASCUALES - PETRILLO - PEDRO CARBO

=====

<u>FALLA</u>	<u>S/E PASC. 69 KV. (1)</u>	<u>CTE. MAXIMA CARGA</u>
3F	"	3351.1
1FT	"	2150.1
2F	"	2888.0
2FT	"	2995.2
3F	S/E PASC. 13.8 (2)	3850.73
1FT	"	4316.33
2F	"	3334.7
2FT	"	4140.97
3F	Y - LAS LOJAS (3)	1849.0
1FT	"	1476.53
2F	"	1601.33
2FT	"	1729.65
3F	Y - ESTACADA (4)	1309.36
1FT	"	1031.68
2F	"	1133.91
2FT	"	1193.0
3F	Y - DOS REVESAS (5)	1036.39
1FT	"	756.81
2F	"	897.5
2FT	"	931.0

T A B L A 4.1 (CONT.)

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LA LINEA DE
SUBTRANSMISION PASCUALES - PETRILLO - PEDRO CARBO

<u>FALLA</u>	<u>PETRILLO (ALFAD) (6)</u>	<u>CTE. MAXIMA CARGA</u>
3F	"	735.57
1FT	"	522.57
2F	"	637.0
2FT	"	652.0
3F	VIPA (7)	662.41
1FT	"	467.65
2F	"	573.65
2FT	"	585.40
3F	CERRO PELADO (8)	559.31
1FT	"	391.49
2F	"	484.36
2FT	"	492.15
3F	NOBOL (9)	532.09
1FT	"	371.61
2F	"	460.79
2FT	"	467.68
3F	Y - PEDRO CARBO (10)	498.76
1FT	"	347.40
2F	"	431.93
2FT	"	437.78

T A B L A 4.1 (CONT.)

=====

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LA LINEA DE
 SUBTRANSMISION PASCUALES - PETRILLO - PEDRO CARBO

=====

<u>FALLA</u>	<u>LIBALSA (11)</u>	<u>CTE. MAXIMA CARGA</u>
3F	"	369.69
1FT	"	261.80
2F	"	320.15
2FT	"	327.51
3F	L. SARGENTILLO (12)	345.55
1FT	"	243.50
2F	"	299.25
2FT	"	305.41
3F	MADEIRITA (13)	296.16
1FT	"	206.56
2F	"	256.48
2FT	"	260.56
3F	I. AYORA (14)	285.91
1FT	"	198.99
2F	"	247.59
2FT	"	251.30
3F	SABANILLA (15)	234.96
1FT	"	161.91
2F	"	203.47
2FT	"	205.55

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LA LINEA DE
SUBTRANSMISION PASCUALES - PETRILLO - PEDRO CARBO

<u>FALLA</u>	<u>PEDRO CARBO (16)</u>	<u>CTE. MAXIMA CARGA</u>
3F	"	223.78
1FT	"	153.88
2F	"	193.79
2FT	"	195.57

T A B L A 4.1

=====

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LAS LINEAS DE
SUBTRANSMISION LOS CEIBOS - LA TOMA - DAULE - BALZAR - URVI-
NA JADO - VINCES

=====

<u>FALLA</u>	<u>S/E LOS CEIBOS A 69 KV. (1)</u>	<u>CTE. MINIMA CARGA</u>
3F	"	5601
1FT	"	5391
2F	"	5506
2FT	"	4853
3F	LA FAVORITA A 69 KV. (2)	1729,46
1FT	"	1687.97
2F	"	2005.27
2FT	"	2878.25
3F	S/E LA TOMA A 69 KV. (3)	1656.54
1FT	"	1578.02
2F	"	1883.61
2FT	"	2824.46
3F	S/E LA TUMA A 4.16 KV. (4)	6595.93
1FT	"	6702.65
2F	"	5759.78
2FT	"	6691.70
3F	S/E DAULE A 69 KV. (5)	1217.0
1FT	"	1008.9

T A B L A 4.1 (CONT.)

=====

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LAS LINEAS DE
SUBTRANSMISION LOS CEIBOS - LA TOMA - DAULE - BALZAR - URVI-
NA JADO - VINCES

=====

<u>FALLA</u>	<u>S/E DAULE A 69 KV. (5)</u>	<u>CTE. MINIMA CARGA</u>
2F	"	1257.0
2FT	"	1594.60
3F	S/E DAULE A 13.2 KV. (6)	470.69
1FT	"	466.83
2F	"	703.80
2FT	"	1302.0
3F	DAULE (7)	582.55
1FT	"	422.87
2F	"	596.98
2FT	"	1089.67
3F	LAS MARAVILLAS (8)	369.09
1FT	"	334.11
2F	"	454.72
2FT	"	
3F	J.B. AGUIRRE (9)	303.76
1FT	"	258.74
2F	"	344.72
2FT	"	

T A B L A 4.1 (CONT.)

=====

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LAS LINEAS DE
SÚBTRANSMISION LOS CEIBOS - LA TOMA - DAULE - BALZAR - URVI-
NA JADO - VINCES

=====

<u>FALLA</u>	<u>SALITRE (10)</u>	<u>CTE. MINIMA CARGA</u>
3F	"	257.52
1FT	"	210.17
2F	"	277.44
2FT	"	
3F	G. VERNAZA (11)	207.56
1FT	"	164.55
2F	"	212.88
2FT	"	
3F	S/E DAULE A 13.8 KV. (12)	491.17
1FT	"	487.05
2F	"	727.40
2FT	"	
3F	ANIMAS (13)	450.89
1FT	"	432.67
2F	"	622.30
2FT	"	
3F	Y-FLOR DE MARIA (14)	427.89
1FT	"	402.82
2F	"	569.31
2FT	"	

T A B L A 4.1 (CONT.)

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LAS LINEAS DE
 SUBTRANSMISION LOS CEIBOS - LA TOMA - DAULE - BALZAR - URVI-
 NA JADO - VINCES

<u>FALLA</u>	<u>Y - LIMONAL (15)</u>	<u>CTE. MINIMA CARGA</u>
3F	"	388.26
1FT	"	353.40
2F	"	487.22
2FT	"	
3F	Y - EL MATE (16)	370.0
1FT	"	331.62
2F	"	452.89
2FT	"	
3F	Y - LAUREL (17)	363.74
1FT	"	324.15
2F	"	441.56
2FT	"	
3F	LAUREL (18)	262.47
1FT	"	219.39
2F	"	420.80
2FT	"	
3F	Y - FAIIMA (19)	346.26
1FT	"	303.99
2F	"	410.70
2FT	"	

T A B L A 4.1 (CONT.)

=====

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LAS LINEAS DE
SUBTRANSMISION LOS CEIBOS - LA TOMA - DAULE - BALZAR - URVI-
NA JAUO - VINCES

=====

<u>FALLA</u>	<u>SANTA LUCIA (20)</u>	<u>CTE. MINIMA CARGA</u>
3F	"	305.61
1FT	"	258.99
2F	"	344.90
2FT	"	
3F	Y - CAPILLA (21)	292.19
1FT	"	244.92
2F	"	324.69
2FT	"	
3F	Y - SAN PABLO (22)	261.73
1FT	"	213.84
2F	"	281.26
2FT	"	
3F	PALESTINA (23)	247.70
1FT	"	210.01
2F	"	262.30
2FT	"	
3F	Y - COLIMES (24)	203.03
1FT	"	157.95
2F	"	205.71
2FT	"	

T A B L A 4.1 (CONT.)

=====

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LAS LINEAS DE
SUBTRANSMISION LOS CEIBOS - LA TOMA - DAULE - BALZAR - URVI-
NA JADO - VINCES

=====

<u>FALLA</u>	<u>LOS CERRITOS (25)</u>	<u>ÓTE. MINIMA CARGA</u>
3F	"	175.48
1FT	"	133.61
2F	"	173.37
2FT	"	
3F	BALZAR (26)	148.79
1FT	"	110.93
2F	"	143.63
2FT	"	
3F	COLINES (27)	168.32
1FT	"	130.73
2F	"	166.45
2FT	"	
3F	MACUL (28)	199.73
1FT	"	155.06
2F	"	201.75
2FT	"	
3F	VINCES (29)	154.44
1FT	"	115.47
2F	"	149.80
2FT	"	

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LAS LINEAS DE
 SUBTRANSMISION LOS CEIBOS-LA TOMA-DAULE-BALZAR-URVINA JADO-VINCES

<u>FALLA</u>	<u>S/E LOS CEIBOS A 69 KV. (1)</u>	<u>CTE. MAX. CARGA (A.)</u>
3F	"	8181
1FT	"	6758
2F	"	7088
2FT	"	7652
3F	LA FAVORITA A 69 KV. (2)	3164.96
1FT	"	2926.58
2F	"	2740.92
2FT	"	3489.35
3F	S/E LA TOMA A 69 KV. (3)	2903.16
1FT	"	2576.7
2F	"	2514.00
2FT	"	2822.25
3F	S/E LA TOMA A 4.16 KV. (4)	6746.43
1FT	"	6803.89
2F	"	5842.0
2FT	"	6823.0
3F	S/E DAULE A 69 KV. (5)	1725.50
1FT	"	1297.34
2F	"	1494.14
2FT	"	1601.57

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION LOS CEIBOS-LA TOMA-DAULE-BALZAR-URVINA JADO-VINCES

<u>FALLA</u>	<u>S/E DAULE A 13.2 KV. (6)</u>	<u>CTE. MAX. CARGA (A.)</u>
3F	"	1379.80
1FT	"	1349.84
2F	"	1194.92
2FT	"	1381.24
3F	DAULE (7)	1139.24
1FT	"	1016.14
2F	"	986.42
2FT	"	1103.65
3F	LAS MARAVILLAS (8)	770.79
1FT	"	606.25
2F	"	667.84
2FT	"	712.60
3F	J.B. AGUIRRE (9)	530.47
1FT	"	390.63
2F	"	459.29
2FT	"	477.30
3F	SALITRE (10)	402.35
1FT	"	287.63
2F	"	348.34
2FT	"	357.97

T A B L A 4.1 (CONT.)

=====

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MÁXIMA Y MÍNIMA EN LAS LINEAS DE --
 SUBTRANSMISION LOS CEIBOS-LA TOMA-DAULE-BALZAR-URVINA JADO-VINCES

<u>FALLA</u>	<u>G. VERNAZA (11)</u>	<u>CTE. MAX. CARGA (A.)</u>
3F	"	292.66
1FT	"	207.66
2F	"	253.72
2FT	"	257.49
3F	S/E DAULE A 13.8 KV. (12)	1556.41
1FT	"	1511.87
2F	"	1347.73
2FT	"	1558.47
3F	ANIMAS (13)	1219.89
1FT	"	1058.64
2F	"	1056.58
2FT	"	1174.52
3F	Y-FLOR DE MARIA (14)	1064.0
1FT	"	882.54
2F	"	921.72
2FT	"	1007.08
3F	Y-LIMONAL (15)	844.60
1FT	"	661.91
2F	"	731.60
2FT	"	781.0

=====

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LAS LINEAS DE
SUBTRANSMISION LOS CEIBOS-LA TOMA-DAULE-BALZAR-URVINA JADO-VINCES

<u>FALLA</u>	<u>Y-EL MATE (16)</u>	<u>CTE. MAX. CARGA (A.)</u>
3F	"	760.88
1FT	"	584.79
2F	"	659.02
2FT	"	698.2
3F	Y-LAUREL (17)	734.08
1F1	"	560.87
2F	"	635.92
2FT	"	678.40
3F	LAUREL (18)	421.89
1FT	"	308.06
2F	"	365.39
2FT	"	371.98
3F	Y-FATIMA (19)	663.97
1F1	"	499.42
2F	"	574.89
2FT	"	603.76
3F	SANTA-LUCIA (20)	525.81
1FT	"	384.36
2F	"	455.29
2FT	"	472.20

=====

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LAS LINEAS DE
SUBTRANSMISION LOS CEIBOS-LA TOMA-DAULE-BALZAR-URVINA JADO-VINCES

<u>FALLA</u>	<u>Y-CAPILLA (21)</u>	<u>CTE. MAX. CARGA (A.)</u>
3F	"	486.22
1FT	"	352.60
2F	"	421.06
2FT	"	435.08
3F	Y-SAN PABLO (22)	405.39
1FT	"	289.92
2F	"	351.36
2FT	"	360.44
3F	PALESTINA (23)	371.98
1FT	"	264.35
2F	"	322.0
2FT	"	329.92
3F	Y-COLIMES (24)	278.37
1FT	"	194.65
2F	"	240.84
2FT	"	244.55
3F	LOS CERRITOS (25)	228.47
1FT	"	158.36
2F	"	197.97
2FT	"	200.01

CORRIENTES DE FALLA A CARGA MAXIMA Y MINIMA EN LAS LINEAS DE
SUBTRANSMISION LOS CEIBOS-LA TOMA-DAULE-BALZAR-URVINA JADO-VINCES

<u>FALLA</u>	<u>BALZAR (26)</u>	<u>CTE. MAX. CARGA (A.)</u>
3F	"	184.75
1FT	"	127.43
2F	"	160.0
2FT	"	161.25
3F	COLIMES (27)	220.63
1FT	"	156.71
2F	"	190.94
2FT	"	191.35
3F	MACUL (28)	272.18
1FT	"	190.11
2F	"	235.48
2FT	"	238.37
3F	VINCES (29)	193.83
1FT	"	133.61
2F	"	167.84
2FT	"	169.08

CAPITULO V

CORRIENTES ASIMETRICAS

5.1- GENERALIDADES

Los calculos de las corrientes de falla realizados son solamente aplicables para condiciones de estado estable del Sistema , es decir , nos dan el valor rms de la componente de estado estable de la corriente de falla Total .

Si una falla ocurre , la corriente Total en la trayectoria de la falla consiste de una componente de estado estable o de corriente alterna (a.c), más una componente de corriente directa (d.c.) la cual decae exponencialmente con el tiempo .

Debido a que las corrientes de carga son despreciables en comparacion con las de las corrientes de falla , la mayoría de los circuitos de Distribucion durante una falla pueden ser reducidos a la forma simple mostrada en la figura 5.1 .

En el circuito RL de la figura 5.1 el interruptor S simula la ocurrencia de una falla . Al cerrar el interruptor se esta aplicando una tension senoidal . En dicho momento la funcion de tension puede estar en un punto cualquiera -

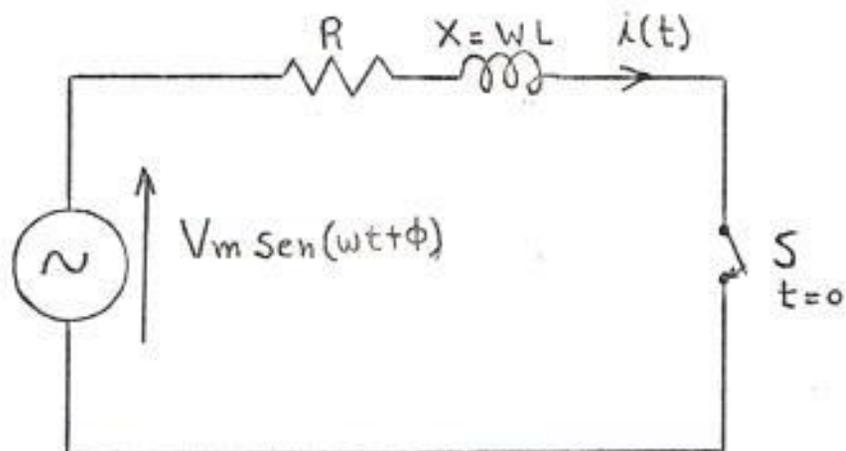


FIG. 5.1 CIRCUITO DE DISTRIBUCION RL DURANTE FALLA

$$i(t) = \sqrt{2} I_{rms} \left[\sin(\omega t + \phi - \theta_2) - \sin(\phi - \theta_2) e^{-\frac{\omega t}{\tau}} \right]$$

$$I_{rms} = \frac{V_m \sqrt{2}}{\sqrt{R^2 + X^2}}$$

del periodo , y por lo tanto , el angulo de fase ϕ puede tomar valores desde cero hasta 2 radianes por segundo . Aplicando la segunda ley de Kirchhoff al circuito de la figura 5.1 se tiene la siguiente ecuacion :

$$Ri + L \frac{di}{dt} = V_{\max} \sin(\omega t + \phi)$$

$$\left(D + \frac{R}{L} \right) i = \frac{V_{\max}}{L} \sin(\omega t + \phi) \quad (1)$$

Desarrollando la ecuacion (1) obtenemos una solucion complementaria y una particular :

La funcion complementaria es $I_c = c e^{-\frac{\omega t}{\tau}}$

La funcion particular es :

$$i_p = e^{-\frac{wt}{x/R}} \int e^{-\frac{wt}{x/R} t} \frac{V_{max}}{L} \text{Sen}(\omega t + \phi) dt$$

Resolviendo la integral tenemos :

$$i_p = \frac{V_{max}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \text{Sen}(\omega t + \phi - \text{arctg} \frac{\omega L}{R})$$

La solución completa por lo tanto es :

$$i = i_c + i_p$$

$$i = c e^{-\frac{\omega t}{R/L} t} + \frac{V_{max}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \text{Sen}(\omega t + \phi - \text{arctg} \frac{\omega L}{R}) \quad (2)$$

Del circuito de la figura (5.1) se conoce que la bobina impide cualquier cambio brusco de la corriente, y, como antes de cerrar el circuito la corriente es cero, se deduce $i_0 = 0$.

Por consiguiente para $t=0$.

$$i_0 = 0 = c(1) + \frac{V_{max}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \text{Sen}(\phi - \text{arctg} \frac{\omega L}{R})$$

De donde :

$$c = - \frac{V_{max}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \text{Sen}(\phi - \text{arctg} \frac{\omega L}{R}) \quad (3)$$

Sustituyendo (3) en (2) tenemos :

$$i = e^{-\frac{\omega t}{X/R}} \left[\frac{-V_{\text{máx}}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \text{Sen}(\phi - \theta_z) \right] + \frac{V_{\text{máx}}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \text{sen}(\omega t + \phi - \theta_z)$$

$$i = \frac{V_{\text{máx}}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \left[\text{Sen}(\omega t + \phi - \theta_z) - \text{Sen}(\phi - \theta_z) e^{-\frac{\omega t}{X/R}} \right]$$

$$\text{Si } I_{\text{rms}} = \frac{V_{\text{máx}} \sqrt{2}}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}$$

El valor instantáneo de la corriente en cualquier tiempo - después del cierre del interruptor S es dado por la ecuación siguiente :

$$i(t) = \sqrt{2} I_{\text{rms}} \left[\text{sen}(\omega t + \phi - \theta_z) - \text{sen}(\phi - \theta_z) e^{-\frac{\omega t}{X/R}} \right] \quad (5)$$

Donde :

$i(t)$ = Al valor instantáneo de la corriente en el tiempo t .

I_{rms} = Al valor de la raíz cuadrada (rms) de la componente a.c. de la corriente.

ϕ = Al ángulo de cierre que define el punto en la fuente senoidal de la onda de voltaje en el cual el interruptor S es cerrado

$\theta_z = \tan^{-1} \frac{X}{R}$ Angulo de la impedancia del sistema

ω = Frecuencia del sistema en radianes por segundo.

El primer término en el lado derecho de la ecuación (5) - representa la componente de estado estable o a.c. de la corriente. El valor pico de esta componente a.c. es $\sqrt{2}$ veces el valor rms de la componente a.c. (I_{rms}).

El segundo término en el lado derecho de la ecuación (5) - representa la componente d.c. de la corriente decaendo - exponencialmente . Aunque la constante de tiempo en la cual la componente d.c. decae es una función de la razón - L/R de el circuito , la magnitud inicial de la componente d.c. es una función de el ángulo de cierre ϕ .

Si en la ecuación (5) el ángulo de cierre ϕ es seleccionado tal que $\phi - \theta_z$ es igual a $n\pi$ radianes donde n es un entero o cero , el valor inicial de la componente d.c. será cero, lo que indica que el ángulo de cierre ϕ puede ser seleccionado tal que la componente d.c. de la corriente no existirá en el circuito de la figura (5.1) . Si el ángulo de cierre es seleccionado tal que $\phi - \theta_z$ es igual a $n\pi/2$ radianes , donde n es un entero impar (es decir : - 1,3,5.....) , la componente d.c. tendrá un valor máximo a tiempo cero . Este máximo es igual a $\sqrt{2}$ veces I_{rms} .

La figura (5.2) es un gráfico de la ecuación (5) en la que se muestran las dos componentes que forman la onda de corriente (Asimétrica) total . Para la elaboración del gráfico se considera una razón X/R del circuito igual a 10 , y el ángulo de cierre ϕ igual a cero grados .

Conforme se indicó en los párrafos anteriores , si el ángulo de cierre fuera ajustado tal que la componente d.c. no

estubiese presente , la forma de onda de la corriente total seria aquella correspondiente a la componente a.c. de corriente .

En resumen efectuando una comparacion de la forma de onda de la componente a.c. , con aquella de la componente (Asimetrica) total en la figura (5.2) nos muestra que el valor de máximo pico de la onda de corriente Asimetrica es mucho más grande que el pico de la onda de corriente simetrica . De igual forma el contenido de energia en la onda Asimetrica es mayor .

5.2- FACTOR DE LA CORRIENTE DE PICO

Factor de la corriente de pico se define a la razon de la máxima corriente de pico (I_p) que puede ocurrir en un circuito , a el valor rms de la componente a.c. de la corriente (I_{rms}) .

En diseños de sistemas de aparatos , frecuentemente es necesario determinar la máxima corriente de pico que puede ocurrir para un valor conocido de la componente a.c. o simetrica de la corriente . Esto por que las fuerzas desarrolladas en los aparatos son una funcion de el cuadrado de la corriente de pico .

La máxima corriente de pico que puede ocurrir durante condiciones de falla es tambien util en la determinacion del

valor numerico de la capacidad de fusibles de limitacion de corriente para limitar la corriente de pico .

La máxima corriente de pico en el circuito R-L ,indiferente de la magnitud de I_{rms} , es el producto de el factor de la corriente de pico y el valor rms de la componente a.c. de la corriente .

Factores de corriente de pico pueden ser obtenidos de la la ecuacion (5) ; haciendo que el angulo de cierre ϕ sea igual a cero y resolviendo la ecuacion iterativamente para cualquier razon especifica X a R para determinar la máxima corriente de pico como un multiplo de I_{rms} .

Factores de corriente de pico , para un rango de razones X a R son listados en la tabla 5.1 en la segunda columna bajo de la razon I_p/I_{rms} . En la tercera columna de la misma tabla bajo la denominacion T_p se listan los tiempos en mili segundos , despues que el interruptor es cerrado y en la cual la máxima corriente de pico ocurre .

Valores aproximados de factores de corriente de pico para razones X a R dados (1) pueden ser calculados con una exactitud de 0.7% o menos de la ecuacion siguiente :

$$\frac{I_p}{I_{rms}} = \sqrt{2} \left[1 + \exp\left(-\left(\theta z + \frac{\pi}{2}\right) \frac{R}{X}\right) \cdot \text{Sen } \theta z \right] \quad (6)$$

Como un ejemplo para encontrar el factor de corriente de pico , considere un circuito con una razón X a R de 2.0 , de la tabla (5.1) se obtiene que el valor exacto para el factor de la corriente de pico es 1.756 . Por comparación , el valor calculado desde la ecuación (6) es 1.746 que es el mismo para propósitos prácticos .

5.3 FACTOR I^2t

Factor I^2t se define a la razón de el valor máximo de I^2t en el primer lazo de corriente a I_{rms}^2 . Su valor es una función de solamente la razón de X a R del circuito .

El término I^2t es una abreviación para la integral de tiempo de el cuadrado de el valor instantáneo de la corriente de una forma de onda de corriente , tal como la mostrada en la figura (5.2) , sobre un periodo de tiempo-específico . Nos da una indicación relativa de el contenido de energía de una onda .

En el caso nuestro donde la forma de onda de corriente es senoidal como se puede ver , por la onda componente a.c. en la figura (5.2), el I^2t en el primer lazo es el producto del cuadrado de el valor rms de la componente a.c. de corriente y el tiempo para el primer cero en la forma de onda de corriente , que es 0.008333 segundos para un sistema de 60 H.Z .

Comparacion de las formas de onda para la corriente total y la componente a.c. de corriente en la figura (5.2) , se deduce que el contenido $I^2 t$ de el primer lazo de una onda Asimetrica será mayor que aquella de el primer lazo de onda Simetrica . Ademas puede mostrarse que el primer lazo de una onda Asimetrica tendrá máximo valor $I^2 t$ si el angulo de cierre ϕ es cero grados .

Si en la ecuacion (5) se pone $\phi = 0$, se eleva al cuadrado y se integran ambos lados desde $t = 0$ a $t = t_0$ donde t_0 es el tiempo para el primer cero de corrientes , y , se dividen ambos lados por I_{rms} , se obtiene la razon de el valor máximo de $I^2 t$ en el primer lazo de corriente a I_{rms} , que nos da el factor de el primer lazo $I^2 t$ definido en los parrafos anteriores .

Valores para el factor de el primer lazo $I^2 t$ son dados en la tabla (5.1) en la columna cuatro para un rango de típicos valores X a R de circuitos de Distribucion .

El valor dado bajo la denominacion t_0 es el tiempo para el primer cero de corriente en milisegundos para el angulo de cierre de cero grados . Si el valor rms de la corriente a.c. disponible es conocido , el máximo valor posible para el $I^2 t$ en el primer lazo es el cuadrado de el valor rms de la componente a.c. (componente simetrica de

corriente) por el factor de el primer lazo $I t$ en la tabla (5.1).

5.4-VALOR RMS DE LA ONDA DE CORRIENTE

El valor RMS de una forma de onda de corriente tal como aquella mostrada en la figura (5.2) viene definida por la siguiente expresion :

$$I' = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t_1}^{t_1+T} i^2(t) dt} \quad (7)$$

Donde I es el valor rms de la corriente $i(t)$ entre el tiempo t_1 y el tiempo t_1+T .

Si se elevan al cuadrado ambos lados de la ecuacion (7)

tenemos :

$$I'^2 = \frac{1}{T} \left[\int_{t_1}^{t_1+T} i^2(t) dt \right] \quad (8)$$

Donde el termino entre parentesis angulares es el valor $I t$ de la forma de onda de corriente en el intervalo de tiempo T . De la seccion (5.3) se recuerda que el valor $I t$ de una forma de onda de corriente es proporcional a la energia transferida a un elemento resistivo con resistencia constante en el periodo de tiempo T , donde la resistencia es la constante de proporcionalidad entre $I t$ en amperios cuadrados por segundo y la energia en julios. Referencias a la ecuacion (8) muestra que el cuadrado de-

el valor rms de una forma de onda de corriente veces el - intervalo de tiempo T sobre el cual el valor rms fue determinado , es proporcional a la energía entregada a un elemento resistivo con resistencia constante ..

En general el valor RMS de cualquier forma de onda de corriente puede ser determinado por la ecuacion (3) .

Este valores significante puesto que es la medida 0 base- para establecer las capacidades momentanea y de interrupcion de equipos de potencia .

La tabla 5.1 lista bajo el título valores rms de primer - lazo , valores para la razon de el valor máximo de el primer lazo de corriente a el valor rms de la componente simetrica de corriente .

Tambien se da en la tabla para cada razon X a R el valor- de el angulo de cierre ϕ que resulta en el máximo y el tiempo en milisegundos (t_0) para el primer cero de corriente.

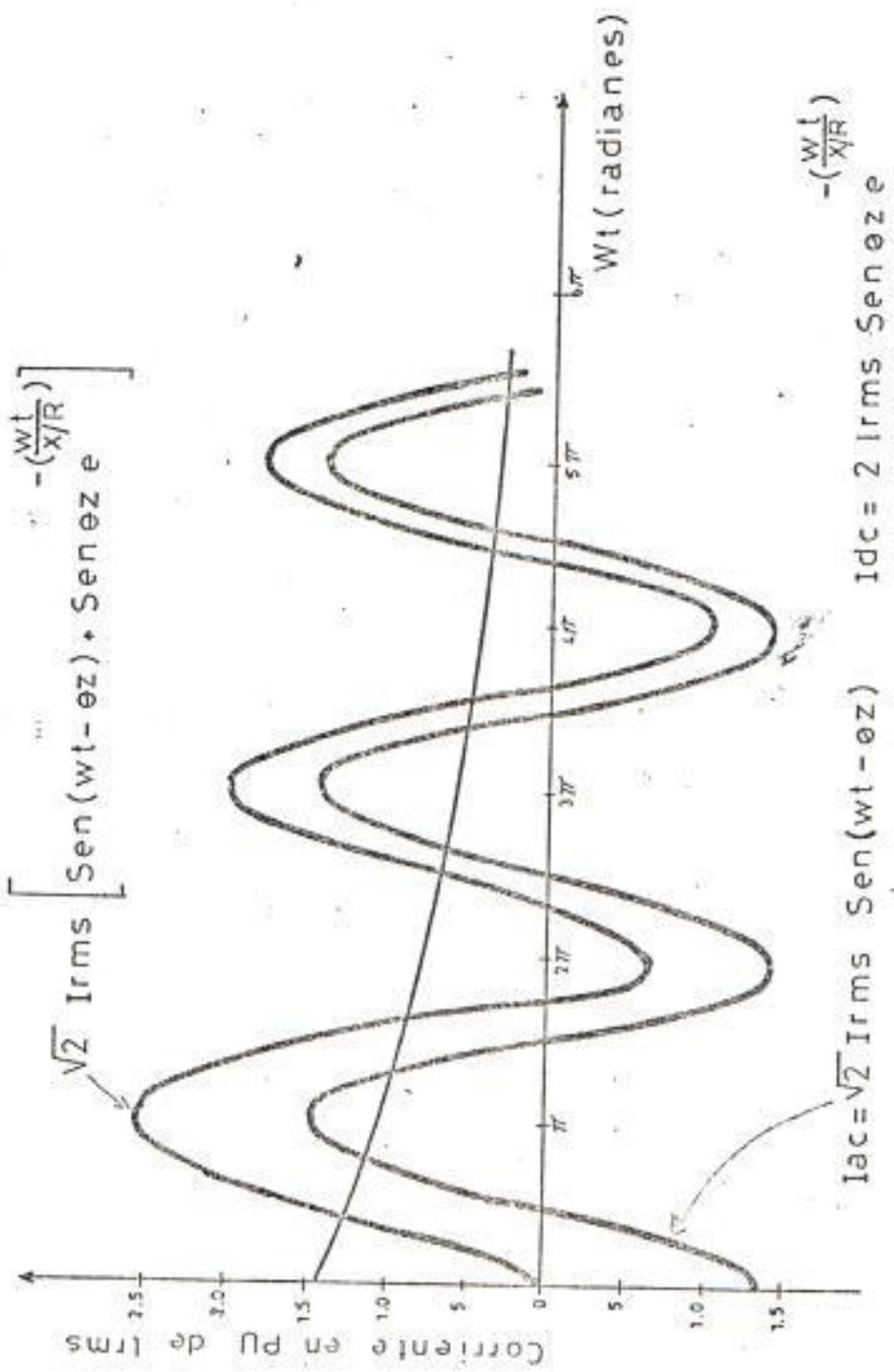


Fig 5.2 (Forma de Onda de la corriente Asimétrica Total)

T A B L A 5.1

=====

FACTORES DE CORRIENTE DE PICO =====		FACTORES I ² T DEL PRIMER LAZO =====		VALORES RMS. DEL PRIMER LAZO =====			
X/R	I _p /IRMS	T _p (MSG)	R ² DT/I ² RMS	T _O (MSG)	I'RMS/IRMS	Ø (GRADOS)	T'O (MSG)
0.0	1.414	4.167	.008333	8.333	1.103	51.3	5.96
0.2	1.414	4.690	.008367	8.857	1.042	41.7	6.93
0.4	1.418	5.157	.008574	9.343	1.008	34.5	7.75
0.6	1.436	5.530	.009021	9.770	1.000	29.2	8.41
0.8	1.469	5.824	.009679	10.137	1.010	25.9	8.93
1.0	1.512	6.059	.010490	10.453	1.030	23.4	9.36
2.0	1.756	6.772	.015302	11.540	1.172	17.1	10.73
3.0	1.950	7.137	.019743	12.194	1.291	14.5	11.50
4.0	2.089	7.362	.023366	12.644	1.377	13.3	12.01
5.0	2.192	7.514	.026283	12.978	1.439	12.6	12.37
6.0	2.271	7.652	.028652	13.239	1.487	12.0	12.66
7.0	2.332	7.709	.030605	13.451	1.524	11.6	12.88
8.0	2.382	7.775	.032237	13.627	1.553	11.3	13.08

T A B L A 5.1 (CONT.)
 =====

X/R	FACTORES DE CORRIENTE DE PICO =====		FACTORES I ² DEL PRIMER LAZO =====		VALORES RMS. DEL PRIMER LAZO =====		
	I _p /IRMS	T _p (MSG)	R ² DT/I ² RMS	T ₀ (MSG)	I'RMS/IRMS	Ø (GBADOS)	T'0 (MSG)
9.0	2.422	7.829	.033620	13.777	1.577	11.1	13.23
10.0	2.456	7.873	.034805	13.906	1.597	11.0	13.36
11.0	2.485	7.910	.035832	14.020	1.613	10.8	13.48
12.0	2.509	7.941	.036729	14.120	1.627	10.7	13.59
13.0	2.531	7.969	.037520	14.210	1.639	10.6	13.68
14.0	2.549	7.992	.038223	14.290	1.650	10.6	13.76
15.0	2.566	8.012	.038850	14.363	1.659	10.6	13.83
16.0	2.580	8.031	.039415	14.430	1.667	10.5	13.90
17.0	2.594	8.047	.039925	14.491	1.674	10.4	13.97
18.0	2.605	8.062	.040388	14.548	1.680	10.3	14.02
19.0	2.616	8.075	.040810	14.600	1.686	10.4	14.03
20.0	2.626	8.088	.041197	14.648	1.691	10.4	14.12
	2.818	8.333	.05000	16.667	1.768	14.9	15.29

CAPITULO VI

SELECCION DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO

6.1 GENERALIDADES

La seleccion de los equipos de proteccion y seccionamiento es uno de los aspectos basicos que se deben considerar en un estudio de coordinacion de protecciones , dicho equipo debe ser seleccionado considerando tanto la parte economica como la confiabilidad del sistema .

En el sistema Daule - Balzar - Urvina Jado se cuenta con el tipo de proteccion de sobre corriente , puesto que como se indico en los parrafos anteriores es la mas sencilla , la mas barata , aunque se debe tomar muy en cuenta que es tambien la mas dificil de aplicar y la que mas reajustes necesita .

Los equipos seleccionados deberan tener las mismas caracteristicas técnicas que los existentes en el sistema para de esta manera facilitar la coordinacion integral del mismo .

En definitiva una correcta seleccion de los equipos de proteccion nos permitiran tener un servicio continuo , aislando las fallas con rapidez a la seccion de línea mas pequeña del sistema .

6.2 TIPOS DE LOS EQUIPOS

El tipo de los equipos de protección y seccionamiento utilizados en el estudio de las protecciones del sistema Daule - Balzar son :

Reconectores

Se han utilizado reconectores con el tipo de sistema de control hidráulico , que tiene ventajas como es ser económico , sencillo , confiable y duradero . ventajas que son importantes para el caso nuestro de circuitos rurales o instalaciones remotas donde el equipo no puede ser inspeccionado y probado frecuentemente y convenientemente . Así mismo da facilidad para su mantenimiento .

Los reconectores de control hidráulico utilizan como medio de interrupción el aceite por los tres fines siguientes :

- 1.- Interrupción de corriente
- 2.- Aislación de las piezas energizadas de tierra
- 3.- Funciones de recuento y temporización del mecanismo

Así el mecanismo hidráulico controla el tiempo de apertura de los contactos , establece el intervalo de reenganche , cuenta las interrupciones y abre el reenganchador cuando el número previsto de operaciones ha tenido lugar .

Las características de los reconectores utilizados son :

Reconectador R₁

Tipo	R
Voltaje de diseño	14.4 KV
Capacidad continua	400 Amps
Capacidad de la bobina de disparo	165 Amps
Corriente minima de apertura	330 Amps
Capacidad de interrupcion	4.000 Amps
Medio de interrupcion	Aceite
Intervalo de recierre	2 Seg
Secuencia de operacion	1A-3C

Este equipo protege el alimentador raestina en su inicio en la subestacion Daule .

Reconectador R₂

Tipo	R
Voltaje de diseño	14.4 KV
Capacidad continua	400 Amps
Capacidad de la bobina de disparo	100 Amps
Corriente minima de apertura	200 Amps
Capacidad de interrupcion	400 Amps

A. 2. 2. 2. 2.

Medio de interrupcion	Aceite
Intervalo de recierre	2 Seg
Secuencia de operacion	2A-2C
Protege la zona comprendida entre la y - Laurel y la Parroquia de Palestina .	

Reconectador R₃

Tipo	R
voltaje de diseño	14.4 KV
Capacidad continua	400 Amps
Capacidad de bobina de disparo	50 Amps
Corriente minima de apertura	100 Amps
Capacidad de interrupcion	4.000 Amps
Medio de interrupcion	Aceite
Intervalo de recierre	2 Seg
Secuencia de operacion	2A-2B

Protege la zona de línea de subtransmision entre la parroquia Palestina y el canton Balzar .

Reconectador R₄

Tipo	R
Voltaje de diseño	14.4 KV

Capacidad continua	400 Amps
Capacidad de bobina de disparo	50 Amps
Corriente minima de apertura	100 Amps
Capacidad de interrupcion	4.000 Amps
Medio de interrupcion	Aceite
Intervalo de recierre	2 Seg
Secuencia de operacion	2A-2B

Protege la zona de línea de subtransmision entre la Parroquia de Palestina y el Canton Vinces .

Reconectador R₅

Tipo	R
Voltaje de diseño	14.4 KV
Capacidad continua	400 Amps
Capacidad de bobina de disparo	100 Amps
Corriente minima de apertura	200 Amps
Capacidad de interrupcion	4.000 Amps
Medio de interrupcion	Aceite
Intervalo de recierre	2 Seg
Secuencia de operacion	1A-3C

Este equipo protege el alimentador Daule Salitre desde su arranque en la subestacion Daule .

Reconectador R₆

Tipo	R
Voltaje de diseño	14.4 KV
Capacidad continua	400 Amps
Capacidad de la bobina de disparo	35 Amps
Corriente minima de apertura	70 Amps
Capacidad de interrupcion	4.000 Amps
Medio de interrupcion	Aceite
Intervalo de recierre	2 Seg
Secuencia de operacion	2A-2B

Protege la zona de línea comprendida entre la salida del canton Daule y la Parroquia de General Vernaza .

Reconectador R₇

Tipo	WE-3
Voltaje de diseño	14.4 KV
Capacidad continua	560 Amps
Capacidad minima de apertura	280 Amps

Capacidad de interrupcion	10.000 Amps
Medio de interrupcion	Aceite
Secuencia de operacion para fallas de fase	2B,2C
Secuencia de operacion para fallas a tierra	1-1,3K

Este equipo es de propiedad de EMELEC ? Y protege la alimentadora LA TOMA - PEDRO CARBO desde el arranque de la subestacion PASCUALES .

Reconectador R₈

tipo	R
Voltaje de diseño	14.4 KV
Capacidad continua	400 Amps
Capacidad de la bobina de disparo	70 Amps
Corriente minima de apertura	140 Amps
Capacidad de interrupcion	4.000 Amps
Medio de interrupcion	Aceite
Intervalo de recierre	2 seg
Secuencia de operacion	2A-2B

Este equipo protege la zona de línea de subtransmision a 13.8 KV y-Pedro Carbo y la poblacion del mismo nombre .

Interruptores de potenciaInterruptores de potencia OCB₁ y OCB₂

Estos equipos son del mismo tipo y dan proteccion primaria y de respaldo a la linea de subtransmision a 69 KV La Toma Daule . Sus caracteristicas son las siguientes :

Tipo	JB428
Voltaje nominal	69 KV
Corriente continua	.200 Amps
Capacidad de interrupcion	1.500 MVA
Tiempo de interrupcion	3 Seg
Corriente momentanea	33.4 KA
Bil	350 KV
Fases	3
Frecuencia	60 Hz

Interruptor de potencia OCB₃

este equipo sirve para dar proteccion primaria a las instalaciones internas de la planta de agua potable La Toma .

Sus caracteristicas son las siguientes .

Tipo	JB 42
------	-------

Voltaje nominal	4.16 KV
Corriente continua	800 A
Capacidad de interrupcion	500 MVA
Tiempo de interrupcion	5 ciclos
Corriente momentanea	20 KA
Bil	350 KV
Fases	3
Frecuencia	60 HZ

Fusibles

Se utilizan fusibles de los tipos K y T , de apertura rapida y lenta respectivamente , para tension de 13.8 KV . Para la tension de 69 KV se usan los fusibles de potencia del tipo SMD 1A , de velocidad lenta de la linea McGraw Edison Company .

Interruptores de Aceite

Este dispositivo es utilizado en las alimentadoras Daule Salitre y Pascuales - La Toma - Pedro Carbo para seccionar la linea con carga .

Las características de este equipo son :

Tipo	NR
Voltaje de diseño	15 KV
Bil (Impulse Withstand)	95 KV
Frecuencia	60 HZ
Corriente continua	200 Amps
Capacidad de interrupcion	6.000 Amps
Corriente momentanea	9.000 Amps
Fases	3

6.3 SELECCION DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO

6.3.1 RECONECTADORES

Para la selección de los Reconectores se requiere conocimiento de regimenes , curvas de tiempo - corriente , secuencias de operacion , y , las siguientes reglas basicas :

1.- El voltaje fase a fase no debe exceder del voltaje de diseño del reconector . Una excepcion seria un reconector monofásico con niveles BIL Y RIV adecuados (tal como el tipo E , que proteja un ramal monofasico en un sistema trifasico con conexiones múltiples a tierra . En tal caso el voltaje fase a neutro no debe exceder del voltaje de diseño del reconector .

2.- La capacidad nominal de corriente del reconector ,

debe ser igual o mayor que la corriente de carga máxima de través del reconectador .

3.- la capacidad interruptiva del reconectador debe ser igual o mayor que la corriente de falla máxima disponible en la ubicación del reconectador .

4.- La mínima corriente de corte seleccionada debe permitir que el reconectador sienta la corriente de falla en toda la zona de protección deseada .

5.- Las curvas de tiempo - corriente y las secuencias de operación seleccionadas deben permitir la coordinación con otros dispositivos de protección en ambos lados del reconectador .

6.- Considerar posibles márgenes para futuros crecimientos de carga o probables modificaciones del sistema .

6.3.2 SECCIONALIZADORES

Es básicamente un interruptor de aceite , monofásico o trifásico . No tiene capacidad para interrumpir corrientes de fallas .

El seccionalizador está ubicado en serie con el reconectador sobre el lado de la carga , cuenta cada vez que el reconectador interrumpe una falla de corriente y después de una cantidad pre - determinada de interrupciones del reconecta

dor , 1 , 2 , o 3 , abra sus contactos siempre sobre un circuito desenergizado .

No tiene curvas características de operación , pero si tiene capacidad para interrumpir la corriente de carga normal y por lo tanto puede usarse como interruptor de carga para seccionamiento de línea manual .

Debido a que la corriente mínima de conteo es 160 % de la capacidad de la bobina selenoide se puede obtener diferentes valores de corriente mínima de recuento cambiando la bobina .

Los seccionadores de línea se instalan para proveer puntos adicionales con el objetivo de seccionar automáticamente circuitos de distribución en forma económica .

Entre los factores más importantes para la selección de seccionadores se debe anotar lo siguiente :

- 1.- La corriente mínima de falla en la zona de protección debe exceder la corriente de actuación mínima del seccionador .
- 2.- Deben usarse en serie con un reconectador automático de circuito (o un disyuntor con recierre) y en su lado de carga .
- 3.- El reconectador de respaldo debe ser capaz de percibir una falla mínima en cualquier parte de la zona de protección .

ccion del seccionalizador .

4.- No deben accederse los regimenes momentaneos y de corto tiempo de los seccionalizadores .

6.3.3 FUSIBLES

El fusible es el dispositivo mas sencillo de que se dispone para interrumpir la corriente de falla . Es un conductor de un material especial (plata , estaño , plomo , etc) calibrado de modo que el calentamiento producido por la corriente normal del circuito en el cual se encuentra éntercalado no sea suficientemente alto como para producir una variacion substancial de las propiedades conductoras del metal . Sin embargo el elemento fusible debe fundirse e interrumpir el circuito cuando la corriente excede de cierto valor pre determinado .

Los fusibles tienen dos curvas características de operacion que son : la curva de tiempo minimo de fusion , y , la curva de maximo tiempo de despeje , ambas en funcion de la corriente de falla .

Los factores mas importantes en la seleccion de los fusible son :

1. - Corriente de carga
- 2.- Tension del sistema de distribución

3.- Capacidad interruptiva

4.- La seguridad , economia y localizacion tambien influyen en la seleccion del dispositivo fúsbile .

6.3.4 RELES

La funcion del rele es originar el retiro rapido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia , cuando este sufre una falla o cuando empieza a funcionar en cualquier forma normal que pueua originar daño o interfiere de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema . El equipo de proteccion esta ayudado en esta teoria , por interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de proteccion se lo ordena .

La aplicacón de reles de proteccion apropiadamente requiere evaluacion de varios factores , especialmente :

- 1.- Los requerimientos de la potencia de servicio y funcionamiento deseado de el sistema durabte condiciones de falla para producir este resultado .
- 2.- Las corrientes , voltajes , temperaturas , presiones , u otros indicadores en tiempo de falla las cuales provee las bases fundamental de discriminacion .
- 3.- Las características de elementos del rele standar o disponible .

4.- Las esquemas en que ellas son usadas .

6.3.5 INTERRUPTORES DE POTENCIA

Un interruptor en general es un dispositivo cuya función es interrumpir y establecer la continuidad en un circuito eléctrico .

Un interruptor de potencia es aquel que realiza la operación de apertura o cierre con carga o con corriente de falla

Los interruptores están localizados de tal manera que cada elemento de potencia que protegen pueda desconectarse por completo del resto del sistema . Deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la corriente máxima de falla que puede fluir a través de ellos e interrumpir entonces esta corriente .

Entre los factores técnicos que se deben considerar para la selección de interruptores de potencia , tenemos:

- 1.- Tensión de impulso (BIL)
- 2.- Tensión normal de operación
- 3.- Corriente de régimen continuo en KA
- 4.- Capacidad nominal de interrupción en MVA
- 5 - Tiempo de interrupción
- 6 - Frecuencia

CAPITULO VII

COORDINACION DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION

7.1 GENERALIDADES

Como en todo Sistema electrico de consideracion , el Sistema Daule-Balzar esta dividido en zonas de proteccion conforme se muestra en las figuras 7.1 y 7.2 , que son diagramas simplificados consus zonas principales de proteccion en donde en cada una de ellas existe un elemento de proteccion cuya finalidad es despejar la falla ocurrida en su propia zona , restringiendo asi a una pequeña parte del Sistema que va a quedar sin servicio . Para el caso en que la falla no sea despejada por el elemento correspondiente a la zona de falla , existe un elemento de respaldo que dará mayor seguridad y confiabilidad del Sistema .Aunque ahora va a ver una gran parte del Sistema que va a quedar sin servicio .

Como una referencia , las fallas más comunes que se presentan en el Sistema , de acuerdo a informacion de registros de fallas tenemos :

- 1.- Ramas de arboles que tocan o son barridas a traves de

las líneas energizadas

- 2.- Conductores barridos por el viento que se tocan
- 3.- Pajaros , o animales pequeños que contactan entre una línea energizada y una superficie conectada a tierra .
- 4.- Descargas de rayos sobre un aislador
- 5.- Destrucción de posteria por diferentes causas
- 6.- Ondas de conexión , aunque estas condiciones de sobre corriente no son fallas , son temporarias y pueden hacer operar los fusibles .

7.2 COORDINACION DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCION

El sistema Daule-Balzar consta de una línea de subtransmisión principal a 69 KV , tres alimentadoras a 13.8 KV y una a 4.16 KV . Trataremos en las secciones siguientes sobre la coordinación de sus equipos de protección .

7.2.1 ALIMENTADORA DAULE-PALESTINA-BALZAR A 13.8 KV

Este alimentador transporta una corriente de carga de 140 Amps a la hora de máxima demanda . Tiene como elemento de protección principal un reconectador hidráulico tipo R de 160 Amps de bobina de disparo , , secuencia 1A-3C , ubicado en la subestación Daule . Sirve como protección de respaldo contra fallas en la barra secundaria a la cual esta

conectado el transformador de fuerza de 4/5 MVA , y , como proteccion primaria a los equipos electricos instalados a lo largo del alimentador . La figura 7.3 muestra el diagrama unifilar correspondiente a este alimentador . En la coordinacion de los dispositivos de proteccion de este alimentador se presentan cuatro tipos de proteccion que son :

COORDINACION FUSIBLE-FUSIBLE

Para este tipo de coordinacion se consideró la regla de aplicacion basica (3) que afirma que el tiempo máximo de despeje de el elemento o tira fusible protectora no deberá exceder un 75 % del tiempo minimo de fussion de la tira fusible protegida .

Tomando en cuenta la regla antes mencionada las secciones de línea de este alimentador quedaron coordinadas de la siguiente manera :

Y - Colimes - Colimes , Fusibles de 8K y 15 K , con un 44 % .

Y - Colimes - Balzar , Fusibles de 20 K y 30 K , con un 54 % .

Macul - Vinces , Fusibles de 20K y 30K , con un 56 % .

Y-Laurel - Laurel , Fusibles de 8K y 15K , con un 63 % .

COORDINACION RECONECTADOR - FUSIBLE EN EL LADO DE CARGA

Para obtener coordinacion entre un reconectador y un fusible instalado en el lado de carga del reconectador , se deben cumplir las dos reglas (3) siguientes :

1.- Para todos los valores de corriente de falla en la seccion de línea protegida por el elemento fusible , el tiempo minimo de fusion del elemento debe ser mayor que el tiempo de despeje de la operacion rapida del reconectador , ajustados por un factor multiplicador . La magnitud de este factor multiplicador , o factor K , varia con el número de operaciones rápidas y los intervalos de tiempo de recierre entre operaciones rapidas . Esta regla establece el punto máximo de coordinacion .

2.- Para todos los valores posibles de corriente de falla en la seccion de línea protegida por el elemento fusible , el tiempo máximo de despeje del fusible no debe ser mayor que el minimo tiempo de despeje demorado del reconectador . Esta regla establece el punto minimo de coordinacion .

Estas dos reglas nos determinan el rango de coordinacion entre el reconectador y el elemento fusible .

En el caso de la alimentadora Daule , Palestina , Balzar , aplicando las reglas mencionadas en los parrafos anteriores

se obtuvieron los siguientes rangos de coordinacion .

Seccion de línea Palestina - Y-Colimes

Reconectador R3 dc 50 amps - fusible de 15 K

Punto maximo de coordinacion 280 amps .

Punto minimo de coordinacion 100 amps .

Seccion de línea Palestina - Macul .

Reconectador R4 de 50 A - fusible 30 K .

Punto máximo de coordinacion 660 amps .

Punto mínimo de coordinacion 140 amps .

Seccion de línea Palestina-Y Balzar

Reconectador R3 de 50 A - fusible 30 K

Punto máximo de coordinacion 650 A

Punto minimo de coordinacion 115 amps

COORDINACION RECONECTADOR-RECONECTADOR

Para la coordinacion entre reconectores se utilizo el metodo de combinacion de tamaños de bobina y secuencias de operacion . Se basa en la suposicion de que sobre una base de 60 ciclos , dos reconectores en serie con curvas de tiempo-corriente con más de 12 ciclos de separacion no operarán simultaneamente . Este metodo provee mejoras posibi

lidades de coordinacion del Sistema y es recomendado su uso siempre que sea posible . Con este metodo puede eliminarse o al menos minimizarse el corte simultaneo o el efecto de cascada limitada , y puede mantenerse una buena coordinacion con fusibles de ramales .

Considerando lo afirmado en los parrafos anteriores , la coordinacion entre reconectores de la alimentadora Daule-Palestina-Balzar , quedaron coordinados de la siguiente forma :

Seccion de linea Subestacion Daule-Y Laurel

Reconector R1 con reconector R2 en 18 ciclos de separacion

Seccion de linea Y Laurel-Palestina

Reconector R2 con reconector R3 en 48 ciclos de separacion

Reconector R2 con reconector R4 en 48 ciclos de separacion

COORDINACION RECONECTOR-FUSIBLE EN EL LADO DE ALIMENTACION

Para el caso de la coordinacion de reconector con elemento fusible en el lado de alimentacion , se requiere se cumpla la siguiente regla (4) :

Para la máxima corriente de falla disponible en una ubicación del reconfigurador , el tiempo mínimo de fusión del elemento fusible en el lado de alimentación del transformador debe ser mayor que el tiempo promedio de despeje de la curva demorada del reconfigurador , multiplicada por un factor específico . Este factor varía con las secuencias de recierre y operación .

Esta regla se cumple con las curvas del elemento fusible y reconfigurador sobre lamisma base .

Aplicando esta regla de coordinación al caso de la alimentadora en estudio , tenemos que la curva 50E del fusible ajustado cruzará la curva C ajustada del reconfigurador a un valor de corriente de falla por encima de 1558 amps y así se obtiene una coordinación satisfactoria . Además con el fusible 50E en el lado de 69 KV se proporciona una protección contra sobrecarga de aproximadamente 240% . Las curvas de coordinación de los diferentes dispositivos de protección de este alimentador se muestran en las hojas de coordinación 1 , 2 , 3 , 4 y 5 , en el anexo 3 .

7.2.2 ALIMENTADOR DAULE-SALITRE A 13.8 KV

Este alimentador sirve a los cantones de Daule , Salitre Parroquias de las Maravillas , J.B. Aguirre , General Vernaza , y demás recintos aledaños . Transporta una corrien

te de carga de 75 amps a la hora de máxima demanda . Cuenta como elemento de protección principal con un reconectador hidráulico tipo R con bobina de disparo de 100 amps secuencia 1A - 3C , ubicado en la subestacion Daule . Este sirve como protección de respaldo contra fallas en la barra secundaria a la cual esta conectado el transformador de fuerza de 2.5 MVA y como protección primaria al resto de equipos ubicados a lo largo del alimentador .

La figura 7.4 muestra el diagrama unifilar de este alimentador .

Los dispositivos de protección del alimentador quedaron coordinados de la siguiente forma :

Seccion de línea Salitre - General Vernaza

Fusibles 30T y 25T , con un 52,9 %

Seccion de línea salida de Daule - llegada a Salitre

Reconectador R6 y fusible 30T

Punto máximo de coordinacion 1190 amps

Punto minimo de coordinacion 168 amps .

Subestacion Daule - salida de poblacion de Daule

Para esta seccion de línea protegida por los reconectadores R6 y R5 , la coordinacion se lleva a cabo a 18 ciclos

de separacion entre las curvas demoradas de ambos reconec tadores , para el punto de máxima falla .

Coordinacion reconectador R5 con fusible 40E en el lado de alimentacion.

La curva del fusible 40E ajustada cruzará la curva C ajus tada del reconectador en un valor de corriente de falla por encima de 1381 amps y así se obtiene una coordinacion satisfactoria . El fusible de poder proporcionará una pro teccion contra sobrecargas de aproximadamente 260 % .

Las curvas de coordinacion de los diferentes dispositivos de proteccion de este alimentador se muestran en las hojas de coordinacion 6 y 7 en el anexo 3 .

7.2.3 ALIMENTADOR PASCUALES-LA TOMA-PEDRO CARBO A 13.8 KV

Este alimentador esta operado por EMELEC hasta el punto donde esta instalado el equipo de medicion en alta tension para censar la potencia y energia de La Toma hasta Pedro Carbo, esto es hasta el equipo ubicado frente a las insta laciones de la Planta La Toma . En esta seccion de linea EMELEC proporciona fluido electrico a una serie de agro industrias . De dicho equipo en adelante el servicio de entrega de energia es administrado por EMELGUR , a traves del Sistema Daule-Balzar . Con este alimentador se sirve a las Parroquias de Pedro Carbo , Isidro Ayora , Lomas de

Sargentillo , Piedrahita (Nobol) , Las Lojas, y ,demás recintos .

La alimentadora transporta una corriente de carga de 250 A. a la hora de máxima demanda .Cuenta como elemento de protección principal en su arranque con un reconectador electrónico tipo WE-3 , que presenta una variedad de curvas para fallas de fase y tierra .

La figura 7.5 muestra el diagrama unifilar del alimentador. Los dispositivos de protección quedarán coordinados de la siguiente manera :

Sección de línea Isidro Ayora-Pedro Carbo

Fusibles 40K y 25K con un 57%

Sección de línea Y-Pedro Carbo- Isidro Ayora

Reconectador R8 y fusible 40K

Punto máximo de coordinación 820 Amps

Punto mínimo de coordinación 140 Amps

Subestación Pascuales-y.Pedro Carbo

Esta sección de línea está protegida por los reconectores R7 electrónico y R8 hidráulico. El reconector electrónico actualmente usa la curva I para instantáneo tierra y la curva K para tierra tiempo . De igual forma se utiliza la curva A para instantáneo de fase y la curva B para fase tiempo . El Reconector hidráulico usa la secuencia

de operacion 2A-2B .

Las curvas de coordinacion de los elementos de proteccion de este alimentador se muestran en las hojas de coordinacion 8 y 9 , en el anexo 3 .

7.2.4 ALIMENTADORA LA TOMA A 4.16 KV

La carga de esta alimentadora es suministrada por el transformador de fuerza de 5/6,25 MVA , 69/4.16 KV de la subestacion la Toma , para servicio exclusivo de las instalaciones de la Planta de Agua Potable de la ciudad de Guayaquil. Tiene una demanda máxima de 3.4 MW a la hora de máxima demanda . La alimentadora consta de tres ramales trifasicos , cada uno de los cuales esta protegido por elementos fusibles de 200Amps tipo T , que sirven a las estaciones de bombeo #1 y #2 y a los servicios auxiliares del proceso general de la Planta . En su arranque tiene como dispositivos de proteccion tres Reles General Electric tipo CDG33 con curvas muy inversas para las fases , y , un Rele tipo CDG13 General Electric para la tierra . Estos equipos sirven como proteccion de respaldo contra fallas en la barra secundaria a 4.16 KV , y , como proteccion primaria a los equipos electricos instalados a lo largo de la alimentadora .

Para la proteccion de fases se escoge un tap de 5 , considerando un factor de 1.5 veces la corriente de carga normal de la alimentadora .

El ajuste del tiempo se lo realiza para condiciones de máxima falla en la localidad del Rele . Aplicando la formula #1 tenemos :

$$\text{Multiplo de Tap de la corriente del Rele} = \frac{I_p}{RTC (T)}$$

I_p = Corriente primaria del Rele

RTC = Relacion de transformacion del TC

T = Tap del Rele

$$\frac{6823}{(160)(5)} = 8.52 \text{ veces el Tap}$$

con lo cual se obtiene respaldo en 0.65 seg con el dial fijado en .2

Para fallas a tierra se escoge el Tap 2 , con 270 Amps de disparo en el neutro . El ajuste del tiempo se lo efectúa para condiciones de máxima falla en la localidad del Rele , esto es a 6804 Amp .

Aplicando formula #1 tenemos :

$$\frac{6804}{(160)(2)} = 21.26 \text{ veces el tap}$$

con lo cual se obtiene respaldo en 0.85 seg con el dial fijado en .8

En la hoja de coordinacion # 10 se muestra la coordinacion de las protecciones de la alimentadora a 4.16 KV de la planta la Toma .

7.2.5 LINEA DE SUBTRANSMISION A 69 KV LOS CEIBOS-LA TOMA-DAULE

Para la linea de subtransmision a 69 KV La Toma-Daule la proteccion primaria es realizada con TC de relacion 600/5 , donde reciben señal tres reles General Electric tipo CDG33 con curvas muy inversa , para las fases , y , un rele tipo CDG13 tambien con curva muy inversa para la tierra .

Para la proteccion de fases se escoge un tap de 3.75 considerando que el rele debe empezar a operar para 1/3 de la minima corriente de falla en la subestacion Daule , esto es a 1217 Amps .

El ajuste del tiempo se lo realiza para condiciones de máxima falla en la localidad del rele , en este caso en la subestacion La Toma . Aplicando la formula #1 tenemos :

$$\frac{(2903)(5)}{(600)(3.75)} = 6.45 \text{ veces el tap}$$

con lo cual se obtiene respaldo en .8 seg con el dial fijado en .4

Para fallas a tierra se escoge el tap de 2.4 con 270 Amps

de disparo en el neutro . El ajuste del tiempo se lo realiza para condiciones de máxima falla de línea a tierra en la localidad del rele esto es a 2577 Amps . Aplicando la formula #1 tenemos :

$$\frac{(2577)(5)}{(600)(2.4)} = 9.6 \text{ veces el tap}$$

con lo cual se obtiene respaldo en .9 seg con el dial fijado en .6

En la hoja de coordinacion # 5 se muestra la coordinacion de la proteccion de la línea a 69 KV La Toma-Daule con el fusible de poder de la subestacion Daule .

La línea mencionada anteriormente tiene su proteccion de respaldo en la subestacion Los Ceibos de EMELEC, en la que los dispositivos de proteccion estan conformados por un rele de distancia para fallas de fase y un rele de sobrecorriente direccional para fallas a tierra .

El rele de distancia de fase es un Westinhouse tipo KD-4 trifasico , estando actualmente funcionando con una zona de finida de trabajo , proporcional a la reactancia existente en la línea en el punto de falla , recibe señal de tres CT de 400/5 y de tres TP de 69000/120 .

La zona se la calibra al 90% de la línea Los Ceibos-Daule , en la figura 7. se muestra la línea de subtransmision Los

Ceibos-La Toma-Daule protegida por el rele de distancia y su valor ohmico en forma polar .Usando la formula #2 (7) tenemos

$$Z_{sec} = (TPC)(Z_{pri})(RTC/RTP)$$

Donde :

Z_{pri} = Impedancia o reactancia primaria de la línea

TPC = Factor que da el porcentaje de línea protegida

RTC = Relacion de transformacion de TC

RTP = Relacion de transformacion de TP

Z_{sec} = Impedancia o reactancia sensada por el Rele

Reemplazando valores tenemos

$$Z_{sec} = (.9)(28,6404)(.139) = 3,5828 \text{ ohm secundarios}$$

Escogiendo un alcance normal de .5 ohmios secundarios, y

aplicando la formula #3 tenemos :

$$\frac{\% \text{ de calibracion del Alcance}}{\text{minimo del Rele}} = \frac{(100)(R_{min})}{Z_{sec}}$$

$$\frac{(.5)(100)}{3.5828} = 13.95 \%$$

La zona es calibrada al 14% del Tap . El tiempo se lo cali

bra para un retraso de 1 seg .

Para fallas a tierra se usa un rele direccional de sobreco-
rriente de tierra , General Electric tipo IAC-51 , con 120A
de corriente de disparo en el neutro , calibrando el tap en
1.5 . El ajuste del tiempo se lo realiza para condiciones
de máxima falla de línea a tierra en la localidad del Rele
esto es a 6758 Amps . Aplicando la formula #1 tenemos :

$$\frac{(6758)(5)}{(400)(1.5)} = 21.47 \text{ veces el tap}$$

Con lo cual se obtiene respaldo en 1 seg con el dial en 5.

La unidad instantanea se fija en el 110% de 6758 Amps .

En las hojas de coordinacion #10 y 11 en el anexo 3 se mu-
estran las curvas de coordinacion de la línea a 69 KV Los
Ceibos-La Toma-Daule .

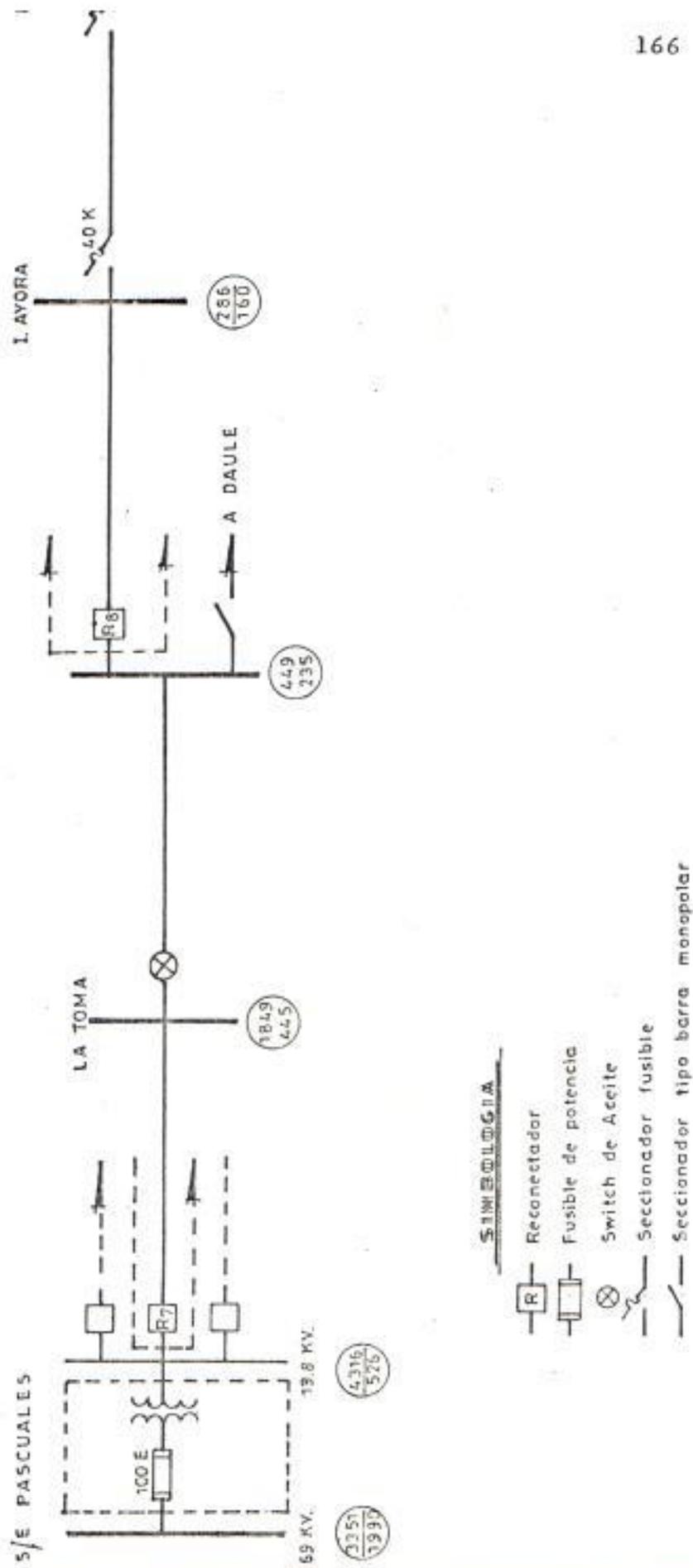
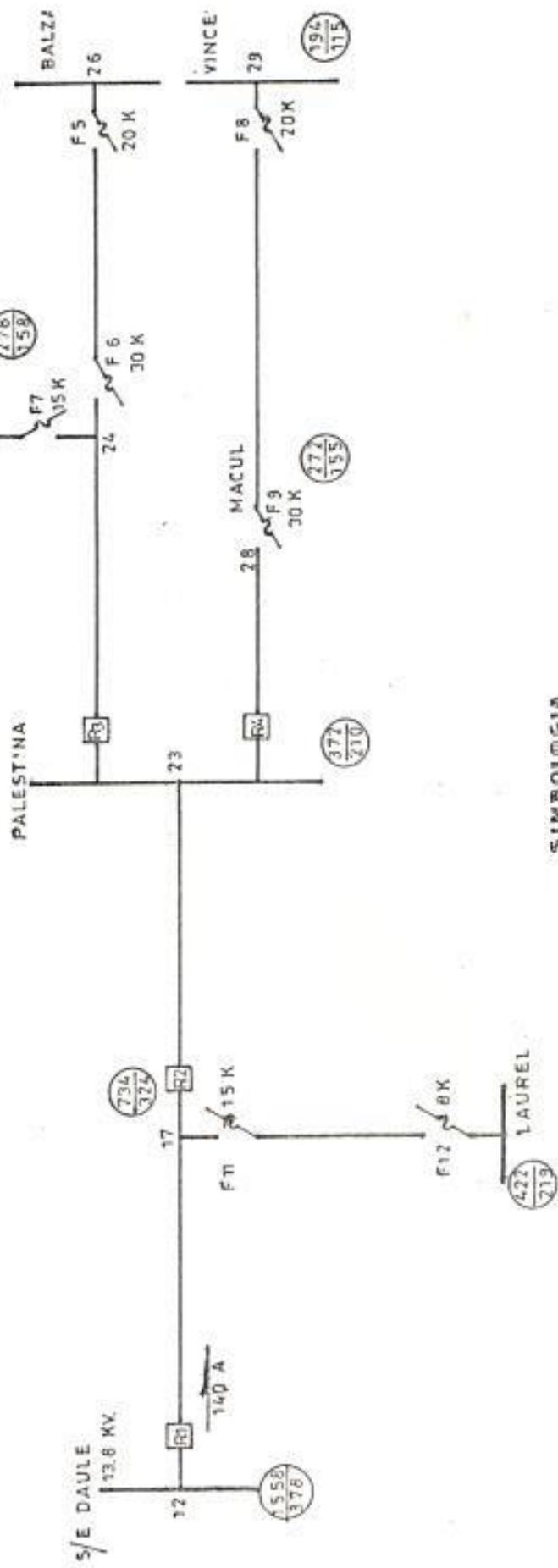


Fig. 7.2 (Zonas de Protección Area N° 2)

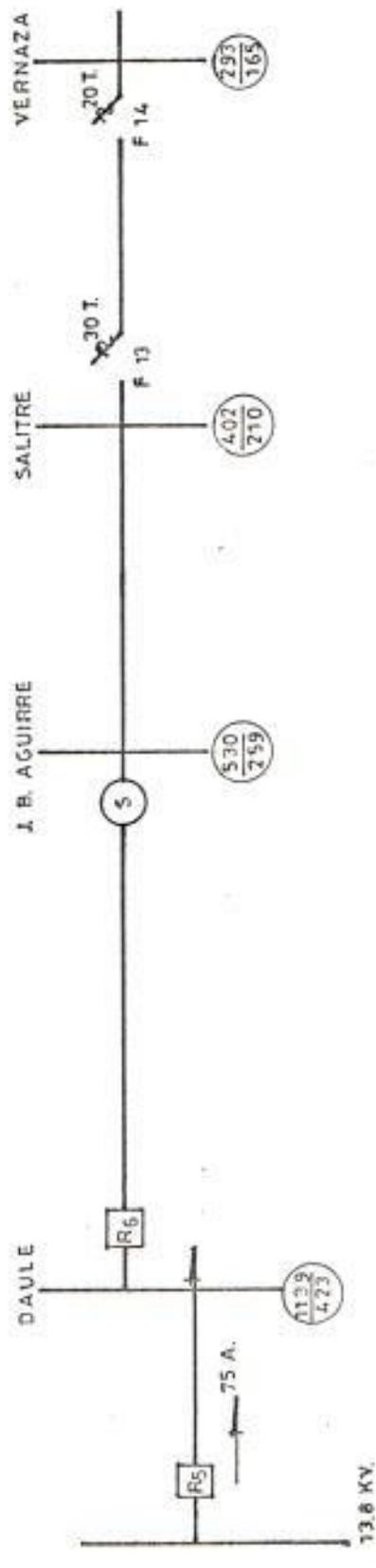
COLUMBIAS



SIMBOLOGIA

-  Reconectador.
-  Fusible ...
-  Corriente a Maxima demanda 140 A.
-  Seccionador monopolar.
-  Maxima falla
Minima falla

Fig. 7-3



SIMBOLOGIA

- [R] Reconectador
- F Fusible
- Corriente a Máxima demanda 75 A.
- (S) Switch de Aceite
- (1381 / 457) Máxima falla
- (293 / 165) Mínima falla

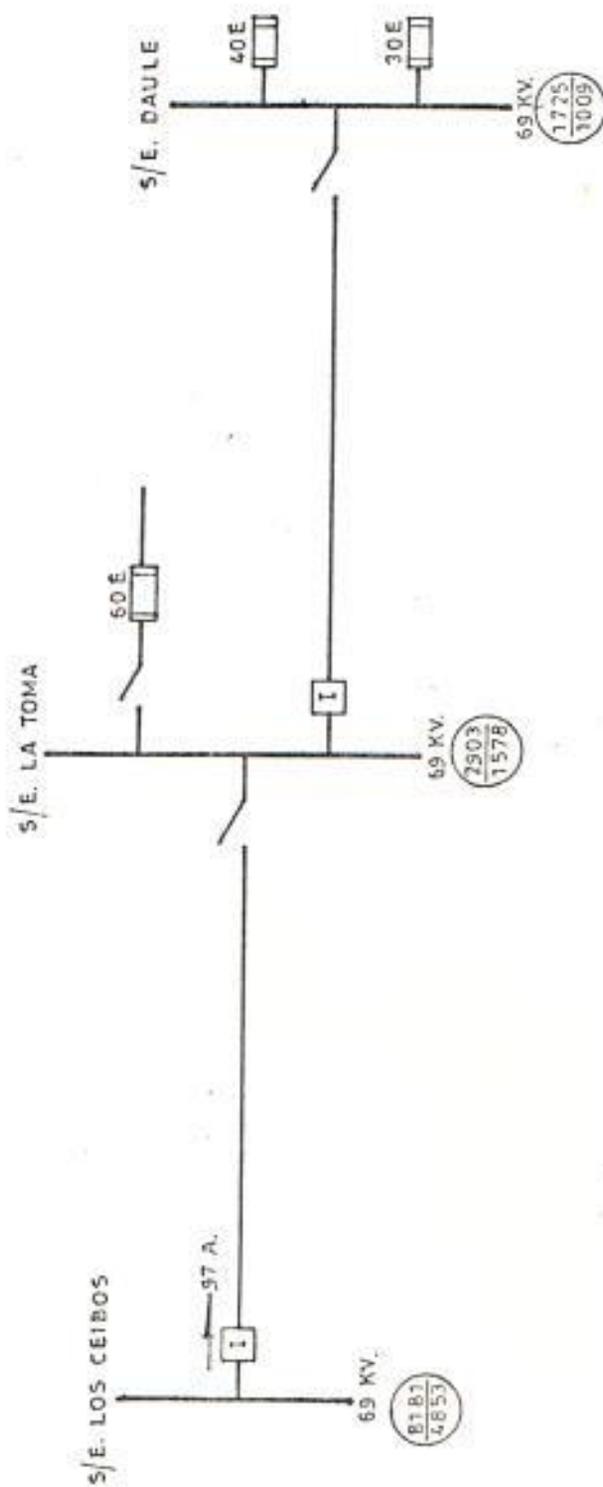
Fig. 7-4



SIMBOLOGIA

- R Reconector
- Fusible
- Corriente a Maxima demanda 260 A.
- S Switch de aceite
- $\frac{4316}{525}$ Máxima falla
- $\frac{4316}{525}$ Mínima falla

Fig. 7.5



SIMBOLOGIA

-  Interruptor de Potencia
-  Fusible de Potencia
-  Seccionador trifásico en grupo
-  Corriente a maxima demanda
-  Máxima falla
-  Mínima falla

Fig. 7-6

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como conclusiones podemos indicar que como resultado de el estudio de la coordinacion de las protecciones del Sistema Daule-Balzar , los usuarios estarán provistos de un servicio más confiable y continuo , puesto que los dispositivos de proteccion y seccionamiento ubicados en puntos criticos de fallas y seleccionados con fines futuristas , en el momento de suscitarse una falla harán que un número minimo de usuarios se queden sin servicio y puedan reintegrarse al Sistema en un corto tiempo -

Para mejorar los resultados de este estudio de la coordinacion de las protecciones se recomienda :

Que se elimine toda instalacion de fusibles en las lineas principales del Sistema que no esten indicados en las figuras 1-2 y 1-3 .

Que en la alimentadora a 13.8 KV Pascuales-La Toma-Pedro Carbo , se instale un banco de interruptores de aceite para cumplir el servicio de conexion y desconexion en el Km 24 (frente a las instalaciones de la Planta La Toma), en reemplazo de las cajas portafusibles existentes .

Que para la poblacion de el Canton Daule la alimentadora a 13.8 KV sea independiente , partiendo de la subestacion del mismo nombre .

Que la linea de subtransmision a 13.8 KV que sirve a las poblaciones de Petrillo , Piedrahita , Lomas de Sargentillo y Pedro Carbo , que en la actualidad tiene su alimentacion desde la subestacion Pascuales , sea servida desde la subestacion Daule .

Que la linea de subtransmision a 13.8 KV que sirve a las poblaciones de las Maravillas , J B Aguirre , Salitre , y General Vernaza , que en la actualidad sirve tambien al Canton Daule , tenga su alimentacion independiente desde la subestacion Daule , con lo cual se obtendría mayor confiabilidad del servicio para dicho Canton .

Que se instale un interruptor de potencia para proteccion de respaldo de las alimentadoras antes mencionadas .

Que la proteccion de distancia de fase (respaldo) en la subestacion de Los Ceibos este integrada por sus tres zonas de operacion .

Que se realice un estudio de coordinacion de sobrevoltaje asi como tambien un analisis de perdidas de energia en el Sistema .

NOTAS BIBLIOGRAFICAS

1. Seminario de proteccion de sistemas de Distribucion del Departamento de Ingenieria Electrica de la Politecnica del Litoral , Capitulo 1 , pag 1-32
2. manual de proteccion de sobrecorriente para Sistemas de Distribucion de la General Electric , Cap.2 ,Pag 4-18
3. Manual de proteccion de sistemas de Distribucion de la Megraw Edison Company power Systems Division ,parte de proteccion de sobrecorriente
4. Selection , application and Maintenance of Automatic Circuit Reclosers , Cap.1 pag 1-11 , Cap.3 pag 31-40 , Cap.4 pag 41-66 .
5. STEVENSON W D. Analisis de sistemas electricos de Potencia , 1979 , Cap. 13, pag 312-323
6. WESTINGHOUSE , Electric transmission and distribution , 1964 , Cap 3 pag 49-56 ,
7. WESTINGHOUSE , Applied Proteccion Relayig , 1979,Cap 10 pag 2-10 y 26-48
8. Seminario de protecciones electricas del Departamento

de ingeniería eléctrica de la Politécnica Del Litoral
Cap. 5

9. MASON C.R. ,El arte y la ciencia de la protección por relevadores , 1971 , Cap. 1 , pag 22-27 .
10. ENRIQUE HARPER . Equipos de potencia , Cap 3 , pag 81-112 .
11. ROGELIO HERNANDEZ , P.E , curso de distribución eléctrica para ingenieros , Cap.7
12. Normas de líneas de distribución a 69 Kv de INECEL
13. Normas de líneas y redes de distribución a 13.8 Kv de INECEL
14. Tesis de grado del Ing Juan Rodriguez N.