

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Eléctrica

" ANÁLISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO
GUAYAS - LOS RÍOS (EMELGUR) "

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA

Presentada por:

EDUARDO ALBERTO VERGARA OLAYA

GUAYAQUIL - ECUADOR

1 9 8 6

AGRADECIMIENTO

Al ING. CRISTOBAL MERA GENCON, Director de Tesis,
por su total ayuda y colaboración prestada para
la realización de este trabajo.

A mis compañeros de trabajo en la Empresa Eléctri
ca Regional Guayas-Los Ríos que me brindaron su a
yuda para la culminación del presente trabajo.

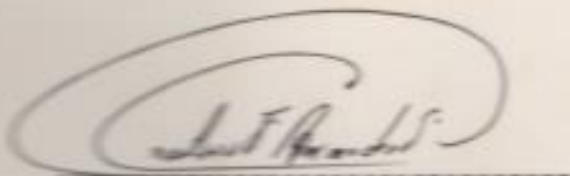
DEDICATORIA

A mi esposa Gigi

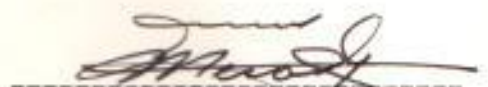
A mis hijas Katherine y Kristel

A mis padres

A mis suegros



ING. GASTÓN SERRUÁREZ FLORES
Sub-Decano de la Facultad de
Ingeniería Eléctrica



ING. CRISTÓBAL MERA GENCON
Director de Tesis



ING. JORGE FLORES MACÍAS
Miembro Principal del Tribunal



ING. JOSÉ LAYANA CHANCAY
Miembro Suplente del Tribunal

DECLARACION EXPRESA

" La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas
expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamen-
te; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL "

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la
ESPOL)



EDUARDO ALBERTO VERGARA OLAYA

RESUMEN

Esta tesis presenta una evaluación de las condiciones de operación del Sistema Eléctrico Regional Guayas - Los Ríos que es administrado por EMELGUR, cuyas áreas de concesión comprende los Sistemas Durán, Daule, Quevedo y los Sistemas Menores Tenguel - Balao y Pual.

Este análisis operacional se realiza aplicando los principales criterios de operación como son:

- Límite Térmico de Conductores
- Caída de Voltaje en líneas de Subtransmisión y de Distribución.
- Coordinación de Protecciones.
- Confiabilidad de Sistemas de Distribución.
- Capacidad de Carga de Subestaciones y Líneas de Alta Tensión.

Por último se presentan recomendaciones para optimizar la operación en cada uno de los sistemas de EMELGUR, con la finalidad de mejorar la calidad del servicio eléctrico que se brinda a los usuarios, tomando como parámetros la continuidad de servicio y la regulación de voltaje.

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

	Pág.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VII
INDICE DE FIGURAS	XI
INTRODUCCION	XV
I. CONSIDERACIONES GENERALES	16
1.1. Generalidades	16
1.2. Descripción del Sistema Eléctrico Guayas - Los Ríos	16
1.3. Diagrama Unifilar General Simplificado	18
1.4. Revisión General de las Condiciones actuales de Operación	18
1.5. Métodos de Análisis aplicados a la Operación de un Sistema Eléctrico	26
1.5.1. Estudio de Cortocircuito	26
1.5.2. Flujos de Carga	32
II. CRITERIOS DE OPERACION	34
2.1. Generalidades	34
2.2. Límite Térmico de Conductores	34
2.3. Pérdidas en un Sistema Eléctrico	37
2.4. Caída de voltaje en líneas de Alta Tensión	40
2.5. Capacidad de Carga de líneas de Alta Tensión	46
2.6. Coordinación de Protecciones	48

	Pág.
2.7. Flexibilidad en la Operación de un Sistema Eléctri co	59
2.8. Confiabilidad de Sistemas de Distribución	69
2.9. Capacidad de Carga de Subestaciones	74
III. ANALISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA DURAN	84
3.1. Generalidades	84
3.2. Diagrama Unifilar Simplificado	84
3.3. Fuente de Potencia	84
3.4. Sistema de Subtransmisión a 69 Kv.	87
3.5. Subestaciones de Distribución	96
3.5.1. Subestación Durán	96
3.5.2. Subestación Samborondón	99
3.6. Sistema de Distribución a 13.8 Kv.	103
3.6.1. Alimentadoras de Subestación Durán	103
3.6.2. Alimentadoras de Subestación Samborondón	111
3.7. Recomendaciones de Operación para el Sistema Durán	115
IV. ANALISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA DAULE	117
4.1. Generalidades	117
4.2. Diagrama Unifilar Simplificado	117
4.3. Fuente de Potencia	117
4.4. Sistema de Subtransmisión a 69 Kv.	119
4.5. Subestaciones de Distribución	128

4.5.1. Subestación La Toma	128
4.5.2. Subestación Daule	131
4.5.3. Subestación Pedro Carbo	134
4.5.4. Subestación Palestina	138
4.5.5. Subestación Balzar	140
4.6. Sistema de Distribución a 13.8 Kv.	142
4.6.1. Alimentadora Subestación La Toma	142
4.6.2. Alimentadora Subestación Daule	143
4.6.3. Alimentadoras Subestación Pedro Carbo	150
4.6.4. Alimentadoras Subestación Palestina	152
4.6.5. Alimentadoras Subestación Balzar	154
4.7. Recomendaciones de Operación para el Sistema Daule	156
V. ANÁLISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA QUEVEDO	158
5.1. Generalidades	158
5.2. Diagrama Unifilar Simplificado	158
5.3. Fuente de Potencia	158
5.4. Sistema de Subtransmisión a 69 Kv.	160
5.5. Subestaciones de Distribución	166
5.5.1. Subestación Quevedo-Sur	166
5.5.2. Subestación El Empalme	170
5.5.3. Subestación Daule-Peripa	174
5.6 Sistema de Distribución a 13.8 Kv.	177
5.6.1. Alimentadora Subestación Quevedo-Sur	177
5.6.2. Alimentadoras Subestación El Empalme	184

	Pág.
5.6.3. Alimentadoras Subestación Daule-Peripa	186
5.7. Recomendaciones de Operación para el Sistema Quevedo	188
VI. ANALISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA TENGUEL-BALAO	191
6.1. Generalidades	191
6.2. Diagrama Unifilar Simplificado	191
6.3. Fuente de Potencia	191
6.4. Sistema de Distribución a 13.8 Kv.	196
6.5. Recomendaciones de Operación para el Sistema Tenguel - Balao	199
VII. ANALISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA PUNA	201
7.1. Generalidades	201
7.2. Diagrama Unifilar Simplificado	201
7.3. Sistema de Generación	201
7.4. Subestación de Elevación	203
7.5. Sistema de Distribución	205
7.6. Recomendaciones de Operación para el Sistema Puná	211
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	213
ANEXOS	215
BIBLIOGRAFIA	241

I N T R O D U C C I O N

Es obligación de toda Empresa Eléctrica llegar con su servicio a todos los rincones de su área de concesión, de tal manera de servir al mayor número de usuarios. Con este afán construye anualmente Líneas de Subtransmisión para alimentar nuevas Subestaciones de Reducción, de donde saldrán las líneas de Distribución hacia los principales centros de consumo.

Todos estos cambios alteran la configuración tanto a nivel de esquemas de Subtransmisión y Distribución, como en lo que tiene que ver con los sistemas de protección y seccionamiento del Sistema de Potencia.

Se realiza un análisis operacional actual (1.986) referente a la calidad del servicio brindado, continuidad, confiabilidad, regulación de voltaje, capacidad de carga de líneas y subestaciones, etc.

Se utilizan herramientas de Ingeniería de Potencia, como son Hojas de Carga, Estudios de Cortocircuitos, Regulación de voltaje y todo lo necesario para analizar desde un punto de vista operacional el Sistema Eléctrico Regional Guayas - Los Ríos, que es administrado por EMELGUR.

CAPITULO PRIMERO
CONSIDERACIONES GENERALES

1.1 GENERALIDADES

La operación del Sistema Eléctrico Guayas - Los Ríos la realiza la Dirección Técnica de EMELGUR por medio de la Superintendencia de Operaciones, que es la que se encarga de mantener la continuidad de servicio y de que este llegue en las mejores condiciones posibles.

1.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO GUAYAS - LOS RIOS

El Sistema Eléctrico Guayas - Los Ríos está compuesto por los Sistemas Durán, Daule y Quevedo, llegando con su servicio a 42,098 usuarios con una demanda total de 29.7 Mw., repartidos de la siguiente manera:

SISTEMA	# ABONADOS	DEMANDA (MW)
Durán	12.426	7.6
Daule	13.983	12.6
Quevedo	15.689	9.5

Actualmente EMELGUR opera un total de 657.62 Km. de líneas de Distribución a 13.8 Kv y 202,5 km de líneas de Subtransmisión, lo que da un total de 860,12 km. de líneas de operación. Además posee una capacidad instalada en subestaciones de Distribución de 58.5 MVA, que con ventilación forzada llega a 70 MVA.

ESQUEMA GEOGRAFICO DEL SISTEMA ELECTRICO GUAYAS - LOS RIOS

SIMBOLOGIA

Línea existente a 69 KV. ———

Subestación existente ▲

Subestación del S.N.I. ▲

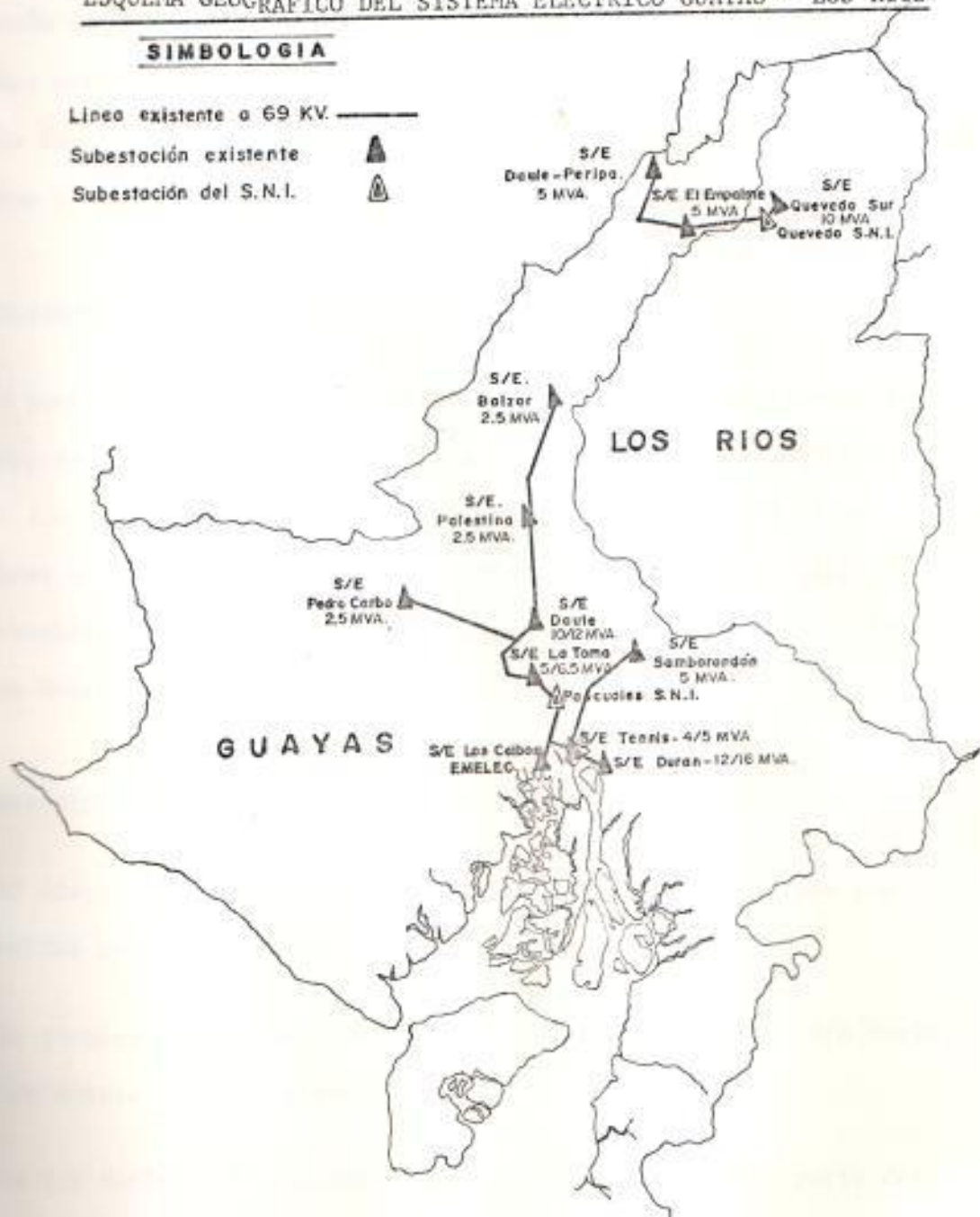


Fig. 1.2.a.

Siempre posee una capacidad instalada en Subestaciones de Distribución de 38.5 MVA, que con ventilación forzada llega a 70 MVA. Todos estos valores están considerados hasta Diciembre de 1.985. En la figura 1.2.a se presenta un esquema geográfico del Sistema Guayas - Los Ríos.

1.3 DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL SIMPLIFICADO

A continuación se presenta el diagrama unifilar simplificado a 69 Kv. de los Sistemas Daule (1.3.a), Durán (1.3.b) y Quevedo (1.3.c) donde se indica longitud y calibre de cada una de las líneas de Subtransmisión a 69 Kv. Más adelante y en los capítulos respectivos se presentarán los diagramas unifilares de las líneas de Distribución a 13.8 Kv.

1.4 REVISIÓN GENERAL DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE OPERACION

El Sistema Eléctrico Guayas - Los Ríos que es administrado por E-SENER opera actualmente de la siguiente manera:

El Sistema Durán tiene tres subestaciones en operación: S/E Durán, S/E Tennis y S/E Samborondón.

La S/E Durán está alimentada por una línea a 69 Kv que parte desde la S/E Pascuales (150Mva) del Sistema Nacional Interconectado, pasando previamente por la S/E Tennis (4/5Mva). Esta S/E tiene un transformador de Potencia de 12/16 MVA (OA/FA), de relación 66/13.8 KV. Posee protección diferencial para el transformador y tiene 4 alimentadoras en Baja Tensión protegidas por disyuntores en aceite.

La S/E Tennis tiene un transformador de Potencia de 4/5 MVA (OA/FA), de relación 69/13.8 Kv y posee dos alimentadoras en Baja Tensión (13.8Kv) protegidas por reconectores tipo RX. Tiene un disyuntor en aceite a 69 Kv para proteger la línea que va a Samborondón.

La S/E Samborondón tiene un transformador de Potencia de 5 MVA, de relación 69/13.8 Kv y posee tres alimentadoras en Baja Tensión (13.8 Kv) una de las cuales está protegida por un disyuntor en vacío (VAC) y los dos restantes por reconectores tipo RX.

Tanto la S/E Tennis como la S/E Samborondón son alimentadas en Alta Tensión (69 Kv) por una línea que parte de la S/E Pascuales - del Sistema Nacional Interconectado.

El Sistema Daule recibe la energía del Sistema Nacional Interconectado desde una salida a 69 Kv de la S/E Pascuales DOSNI, de donde arranca una línea de subtransmisión para alimentar a una subestación particular (S/E La Favorita) y cinco subestaciones de EMELCOUR: S/E La Toma, S/E Pedro Carbo, S/E Daule, S/E Palestina y S/E Balzar.

La S/E La Toma sirve exclusivamente a la Empresa Municipal de Agua Potable mediante un transformador de Potencia de 5/6,25 MVA-69/4.16 Kv para la Planta de Tratamiento y Estación de Bombeo de La EMAP. El transformador está protegido en el lado de A. Tensión

CONFIGURACION DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DURAN

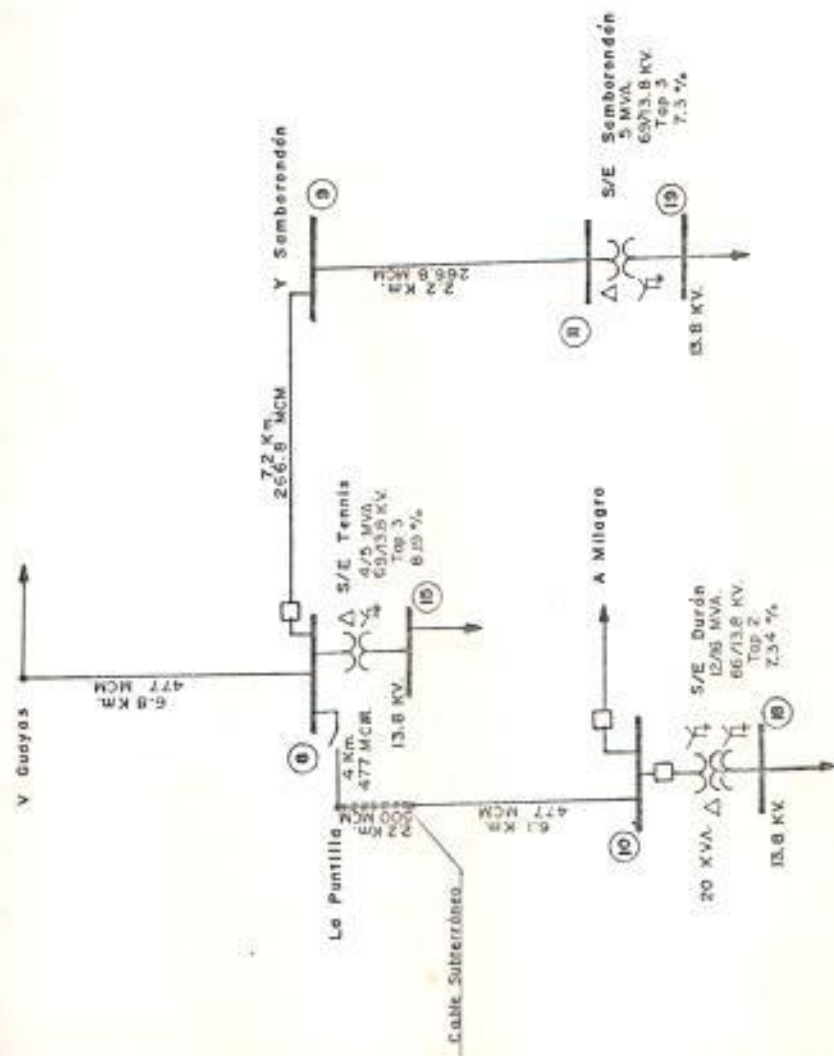


Fig. 1.3.b.

por fusibles de poder y en el lado de 4.16 Kv existe un interruptor principal de protección para la alimentadora a la Estación de Bombeo, estando las otras alimentadoras protegidas por cajas portafusibles. Existe además en la S/E La Toma un interruptor a 69 Kv, que protege la línea hacia Daule.

La S/E Pedro Carbo está alimentada por una línea a 69 Kv, que parte de un patio de Maniobra a la altura de Nobol, donde se encuentra instalado un interruptor para protección de la línea. El transformador de Potencia de la S/E Pedro Carbo es de 2.5 MVA - 69/13.8 Kv y está protegido en Alta Tensión por fusibles de poder, mientras en el lado de 13.8 Kv, las dos alimentadoras en operación están protegidas por reconectores tipo Rx. Existe posibilidad de transferencia entre alimentadoras.

La S/E Daule es la principal de este Sistema, tiene un transformador de potencia de 10/12.5 MVA - 69/13.8 Kv. protegido en Alta Tensión por un interruptor a 69 Kv. y en el lado de 13.8 Kv. existe un interruptor en vacío (VAC) y las cuatro alimentadoras están protegidas por reconectores tipo RX. Hay posibilidad de transferencia entre alimentadoras.

El transformador tiene protección diferencial. Existe también un interruptor a 69 Kv. para proteger la línea de subtransmisión hasta Palestina.

La S/E Palestina tiene un transformador de potencia de 2.5 MVA

69/13.8 KV. y está protegido en Alta Tensión por fusibles de poder y en el lado de 13.8 KV. las dos alimentadoras están protegidas por re conectores tipo RX. Se pueden realizar transferencias entre alimentadoras. Hay además un interruptor a 69 KV. para proteger la línea de Subtransmisión hacia Balzar.

La S/E Balzar es la más alejada del Sistema Daule, tiene un transformador de potencia de 2,5 MVA - 69/13.8 Kv. protegido en Alta Tensión por fusibles de poder y en el lado de 13.8 KV. las dos alimentadoras en operación están protegidas por re conectadoras tipo RX. Se pueden realizar transferencias entre alimentadoras.

De todos los Sistemas de EMELGUR, el Sistema Daule es el que presenta mayor flexibilidad en la Operación Eléctrica.

El Sistema Quevedo recibe la energía del Sistema Nacional Interconectado desde la S/E Quevedo DOSNI a través de un transformador de Potencia de 20/26/33 MVA - 138/69 KV. cuya salida llega a un patio de maniobra donde está un interruptor principal a 69 KV. y dos interruptores para proteger las salidas de líneas de subtransmisión a Quevedo y el Empalme respectivamente.

El Sistema Quevedo es servido a través de tres subestaciones de Distribución: S/E Quevedo Sur, S/E El Empalme y S/E Daule- Peripa.

La S/E Quevedo Sur es alimentada por una línea a 69 KV. que sale de la S/E Quevedo DOSNI, tiene un transformador de Potencia de 10/12,5 MVA - 67/13.2 KV. protegido en el lado de alta tensión por fu

**DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA QUEVEDO
SISTEMA DE SUBTRANSMISION A 69 KV**

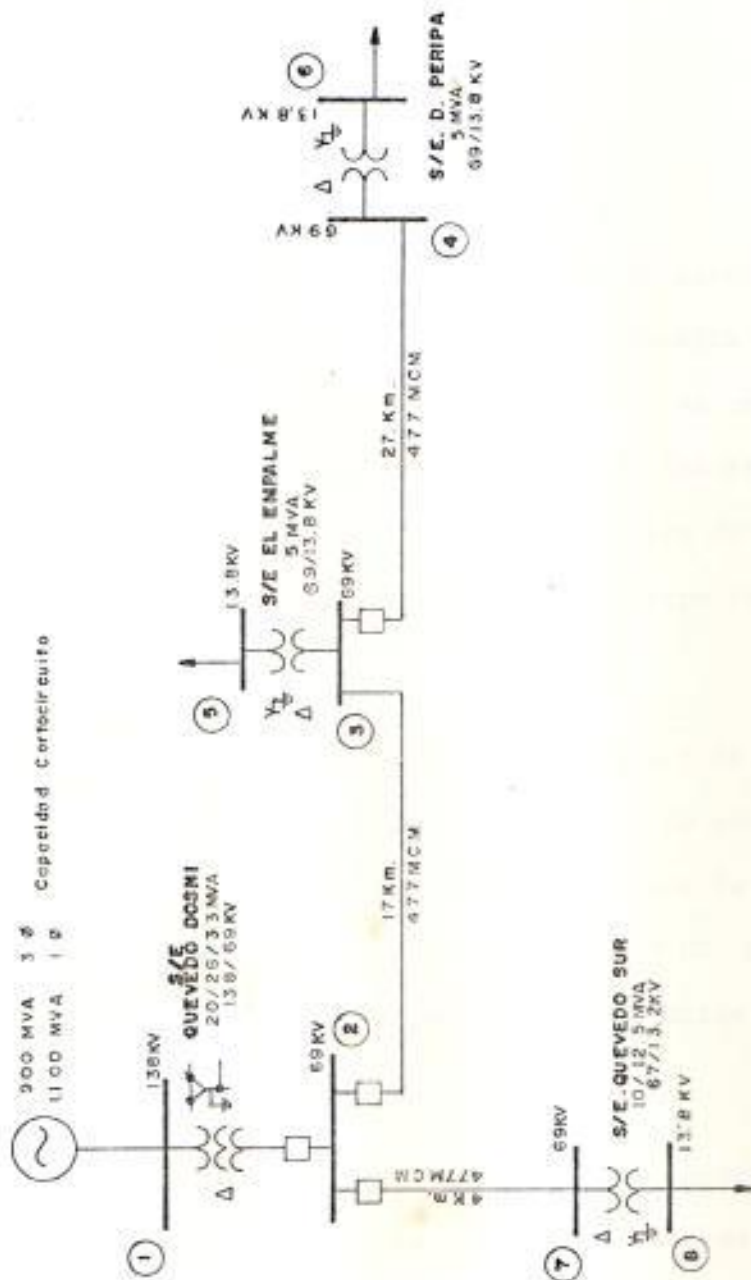


Figura 1.3.C.

sibles de poder y en el lado de 13.8 KV. un interruptor principal que sirve de respaldo a cada uno de los reconectores que protegen las cuatro alimentadoras que tiene una subestación. Se puede realizar transferencias entre alimentadoras.

La S/E El Empalme es alimentada por una línea a 69 KV. que sale de la S/E Quevedo DOSNI, tiene un transformador de potencia de 5 MVA - 69/13.8 KV. que está protegido en el lado de Alta Tensión por fusibles de poder y en el lado de 13.8 KV, por un reconector principal que sirve de respaldo a cada uno de los reconectores que protegen a las dos alimentadoras que salen de esta subestación. Además un interruptor a 69 KV. que protege la línea - hacia Daule - Peripa.

La S/E Daule - Peripa es alimentada por una línea a 69 Kv. que sale de la S/E El Empalme, tiene un transformador de potencia - de 5 MVA - 69/13.8 KV. que está protegido en el lado de alta - tensión por fusibles de poder y en el lado de 13.8 KV. por reconectores que protegen a cada una de las alimentadoras que tiene esta subestación.

El Sistema Puná es el Único Sistema de EMELGUR con generación propia y sirve a la población de la Isla Puná. Tiene un generador de 150 KW-3 Ø , 240 Voltios y posee una subestación de elevación de 501 KVA (3 x 167 KV.) de 240V/132KV. El generador está protegido por un interruptor de 600 AMP. y toda la protección

en el Sistema de Distribución es realizado por medio de cajas fusibles debidamente coordinados.

El Sistema Tenguel - Balao es un sistema de menor de EMELGUR que recibe energía de la Empresa Eléctrica El Oro mediante un ramal trifásico a 13.8 Kv que parte de una alimentadora primaria de la S/E Barbones.

La protección es realizada exclusivamente por cajas fusibles y elementos fusibles debidamente coordinados. Sirve a las poblaciones de Tenguel, Balao y sectores aledaños.

1.5 METODOS DE ANALISIS APLICADOS A LA OPERACION DE UN SISTEMA ELECTRICO

En la operación de todo Sistema Eléctrico de Potencia es necesario conocer en que condiciones estamos llevando la energía a los centros de carga, además nos interesa determinar el rango en que se encuentran las corrientes de falla en los distintos puntos del sistema de potencia donde se ubicarán los equipos de protección y seccionamiento.

Para esto estudiaremos un poco más a fondo el Estudio de Cortocircuito y el Análisis de Flujo de Carga.

1.5.1 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

El modo de operación normal de un Sistema de Potencia es trifásico balanceado, pero pueden ocurrir incidentes que in

terrupten esa condición, como puede ser: una falla de aislamiento en algún punto, algún objeto conductor que entre en contacto con uno o varios conductores de potencia desnudo produciendo un cortocircuito o falla, que además pueden ser producidos por descargas atmosféricas, vientos fuertes caídas de ramas o árboles sobre las líneas, choques de vehículos sobre estructuras o postes, vandalismo, etc. Todo esto produce condiciones de operaciones con severos desbalances.

Es importante determinar los valores de voltaje y corriente durante las condiciones de fallas, de tal manera que los dispositivos de protección puedan ser ajustados o calibrados para detectar y minimizar los efectos dañinos de tales contingencias.

Para obtener seguridad, operación selectiva y asegurar que los componentes del sistema de potencia sean protegidos de daños, debemos primeramente calcular las corrientes de fallas disponibles en varios puntos del sistema.

Las fallas en un sistema de Potencia pueden ser: línea a tierra, línea a línea, doble línea a tierra y trifásicos, - siendo las tres primeras fallas desbalanceadas y la última falla balanceada.

Una herramienta fundamental en el cálculo de corriente de -

corto circuito, es el uso de componentes simétricas especialmente en sistemas desbalanceados que pueden ser tratados como sistemas balanceados descompuestos en componentes de secuencia positiva (1), negativa (2) y cero (0), así se tendrán voltajes, corrientes e impedancias de cada una de las secuencias antes anotadas. Ver tabla 1.5.a 1.5.b y 1.5.c.

Para realizar un estudio de cortocircuito en un sistema de Potencia, lo primero que hay que realizar es determinar las impedancias de secuencia de los componentes del Sistema, - como lo son la fuente de alimentación, líneas de subtransmisión, transformador de potencia, líneas de Distribución. Además se deberán establecer las asunciones a establecerse - en el estudio como por ejemplo voltaje de prefalla, resistividad del terreno para determinar los parámetros de secuencia cero de las líneas, impedancia de falla.

Con todos estos datos se correrá un programa de Computación implementado en EMELGUR para determinar las corrientes de - falla asumiendo cortocircuito trifásico, cortocircuito de - línea a línea, cortocircuito de una línea a tierra y cortocircuito de una línea a tierra a través de una impedancia de falla la cual se considera puramente resistiva.

Con los resultados del Estudio de Cortocircuito puedo determinar las máximas y mínimas corrientes que deberán soportar cada uno de los componentes del sistema, con lo que puedo -

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA EN LINEAS AEREAS (OHMIOB/KILOMETRO)

NIVEL DE VOLTAJE 13.8 KV

CONDUCTOR	TIPO	$Z_1 = Z_2$	Z_0
336.4 MCM	ACSR	0.1868 + j 0.3912	0.4684 + j 1.2128
4/0 AWG	ACSR	0.3536 + j 0.4558	0.7042 + j 1.3531
3/0 AWG	ACSR	0.4288 + j 0.4664	0.8121 + j 1.4149
2/0 AWG	ACSR	0.5301 + j 0.476	0.9114 + j 1.4276
1/0 AWG	ACSR	0.6538 + j 0.4881	1.0776 + j 1.5660

Tabla 1.5.a

IMPEDANCIAS DE SECUENCIAS EN CABLES (OHMIOS/KILOMETRO)

CONDUCTOR	TIPO	$Z_1 = Z_2$	Z_0
500 MCM	15 KV	0.0999 + j 0.1799	1.0218 + j 0.0559
1/0 AWG	15 KV	0.4012 + j 0.2410	1.9963 + j 0.0872
2 AWG	15 KV	0.6283 + j 0.2622	2.3163 + j 0.1038

Tabla 1.5.b

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA EL LINEAS AEREAS (OHMIOS/KILOMETRO)

NIVEL DE VOLTAJE 69 KV

CONDUCTOR	$Z_1 = Z_2$
2/0 AWG	0.5301 + j 0.5118
4/0 AWG	0.3536 + j 0.4901
336.4 MCM	0.1869 + j 0.4254
477 MCM	0.1318 + j 0.4124
266 MCM	0.2357 + j 0.4341

Tabla 1.5.c

seleccionarlos adecuadamente. Por otro lado me permite realizar la coordinación de los equipos de protección de tal manera que una falla sea despejada en el menor tiempo posible y que afecte al menor número de usuarios.

1.5.2. FLUJOS DE CARGA

Muchas veces, dentro de la operación normal de un Sistema de Potencia deseamos conocer cuanto están cargados las líneas, los transformadores y como están los niveles de voltaje por todo el Sistema.

Además como afectaría el costo algún cambio que querramos hacer en el sistema, o sencillamente cuales serían nuestras condiciones de potencia y voltaje dentro de un período de 5 a 10 años, cuando nuestra carga se haya visto incrementada.

Los estudios de flujo de carga son realizados justamente para investigar lo siguiente:

- Flujos de potencia activa y reactiva por todo el sistema
- Voltajes en puntos específicos (por ejemplo: Barras)
- Efecto de readecuar circuitos e incorporar nuevos circuitos al sistema
- Efectos de inyectar potencia reactiva al sistema
- Óptimas condiciones de operación y distribución de carga
- Pérdidas óptimas del sistema

- Capacidad óptima y rango del tap del transformador
- Efectos de cambio de calibre de conductor o voltaje del sistema

El estudio de Flujo de carga se lo realiza para condiciones de carga máxima para determinar entre otras cosas: Carga de las líneas de Subtransmisión y de las Subestaciones de Distribución; Condiciones de Voltaje; Ubicación de capacitores desconectables, etc.

Para condiciones de carga mínima, el estudio de flujo de carga nos da información sobre: Sobrevoltajes; Ubicación de Capacitores Fijos, etc.

El estudio de flujos de carga es ejecutada en la Computadora de EMELGUR corriendo el programa desarrollado para tal efecto.

CAPITULO SEGUNDO

CRITERIOS DE OPERACION

2.1. GENERALIDADES

En la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia debemos siempre tener un conocimiento actualizado de todos los componentes del mismo, de tal manera que siempre nos mantengamos en los niveles de operación aceptables, en lo referente a voltaje, pérdidas, capacidad de líneas y transformadores y mantener la continuidad de servicio el mayor tiempo posible, por lo que debemos conocer cuan flexible es nuestro sistema a transferencias de carga entre subestaciones o alimentadoras.

Debido a esto presentamos a continuación un estudio pormenorizado de los criterios de operación más utilizados en Sistemas de Potencía.

2.2. LIMITE TERMICO DE CONDUCTORES

Nos referiremos exclusivamente a conductores de aluminio desnudo que son los más usados en las líneas aéreas del Sistema Eléctrico Guayas - Los Ríos.

El límite térmico de un conductor aéreo está dado por la máxima - capacidad de conducción de corriente en forma continua del conductor.

Es muy importante tomar en cuenta en el diseño de una línea de distribución o subtransmisión la elevación de temperatura del conductor por encima de la temperatura ambiente, ya que esta afecta la flecha del conductor y determina la pérdida de fuerza de tensión - debido al calentamiento del conductor.

Al seleccionar el conductor para una línea de Alta Tensión hay que considerar muy detenidamente la capacidad máxima de conducción de corriente en forma continua, sobre todo para las líneas que en determinadas condiciones de operación deban conducir corrientes muy elevadas.

Para calcular la capacidad de conducción de corriente de un conductor en forma aproximada se utiliza generalmente una fórmula experimental, para lo cual deberá fijarse temperatura ambiente, velocidad del viento y elevación de temperatura limitante.

Esta fórmula se basa en que el calor desarrollado en el conductor se disipa por convección en el aire circundante y por radiación a los objetos que lo rodean, y se expresa de la siguiente manera:

$$I^2R = (W_c + W_r) A \quad (\text{watts}) \quad (1)$$

donde:

I = corriente del conductor en amperios

R = resistencia del conductor por pie (ohms/pie')

W_c = vatios por pulgada cuadrada disipado por convección

W_r = vatios por pulgada cuadrada disipado por radiación

A = Area de la superficie del conductor en pulgadas cuadradas por pie de longitud

Cálculo de Wc:

$$W_c = \frac{0.0128}{T_a} \frac{pv}{d} A_t \quad (\text{watts/pulg}^2) \quad (2)$$

donde:

p = presión en atmósfera (p = 1.0 para presión atmosférica)

v = velocidad del viento en pie/segundo

T_a = (grados Kelvin) promedio de temperatura absoluta del conductor y el aire

d = diámetro exterior del conductor en pulgadas

A_t = (grados centígrados) elevación de temperatura

Cálculo de W_r:

$$W_r = 36.8 E \frac{T^4}{1.000} - \frac{T_o^4}{1.000} \quad (\text{watts/pulg}^2) \quad (3)$$

donde:

E = emisividad relativa de la superficie del conductor (E = 1.0 para " cuerpos negros " y 0.5 promedio para el cobre oxidado)

T = (grados Kelvin) temperatura absoluta del conductor

T_o = (grado Kelvin) temperatura absoluta de los alrededores

De la ecuación (1) podemos despejar I:

$$I = \frac{(W_c + W_r) A}{R} \quad (\text{ Amperios }) \quad (4)$$

donde el valor de R a usarse es el de la resistencia (a-c) a la temperatura del conductor (temperatura ambiente más la elevación de temperatura) .

En el anexo A se presentan tablas de límites térmicos para conductores de Aluminio tipo ACSR y 5.005 , para las cuales se han considerado tres valores diferentes de temperatura del conductor y dos valores de velocidad al viento.

Es de anotar que para nuestro caso, siendo líneas de Distribución Rural se escoge para el análisis del Límite Térmico del conductor las siguientes condiciones:

- Temperatura ambiente 30 ° C
- Elevación de temperatura 50 ° C
- Factor de emisividad 0.5
- Velocidad del viento 2.2 Km/hr
- Sin sol
- A nivel del mar

Para la elaboración de las tablas mencionadas se utilizó el " ALUMINUM ELECTRICAL CONDUCTOR HANDBOOK".

2.3 PERDIDAS DE UN SISTEMA ELECTRICO

Las pérdidas en un sistema eléctrico se componen esencialmente de

pérdidas de potencia activa y pérdidas de potencia reactiva o lo que es lo mismo pérdidas por resistencia y pérdidas por reactancia.

Cuando consideramos las pérdidas por resistencia integradas en un tiempo t , tenemos las pérdidas de energía. Las pérdidas por reactancia teóricamente no requieren energía para suministrarlas y por lo mismo generalmente no se integran en el tiempo. Por tanto podemos decir que las pérdidas por resistencia está formada por un componente de energía y por una componente de demanda, mientras las pérdidas por reactancia tiene solamente la componente de demanda.

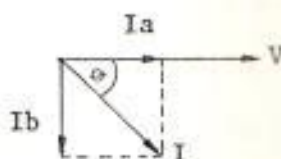
La corriente se descompone en dos componentes, una en fase con el voltaje y otro desfasado 90° con el voltaje.

Ambas componentes producen pérdidas de potencia activa y de potencia reactiva.

$$I^2 = I_a^2 + I_b^2$$

$$I^2 R = R I_a^2 + R I_b^2$$

$$I^2 X = X I_a^2 + X I_b^2$$



Para calcular los valores de pérdidas en líneas trifásicas tenemos:

$$\text{Pérdidas totales por resistencia en vatios} = 3RI^2 = 3R(I_a^2 + I_b^2) =$$

$$= \frac{KVA^2}{Kv^2} R$$

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas totales por reactancia en vars} + 3XI^2 &= 3X(Ia^2 + Ib^2) = \\ &= \frac{KVA^2}{KV^2} \times \end{aligned}$$

Se considera el multiplicador 3 debido a que todos los valores con siderados en las fórmulas anotadas son valores por fase.

$$Ia = \frac{Kw (3\phi)}{3 KV}$$

$$Ib = \frac{KVAR (3\phi)}{KV}$$

$$\% \text{ KW Pérdidas} = \frac{3RI^2}{KW(3\phi)} \times 100 = \frac{0.3 RI^2}{KW(3\phi)} = \frac{KVA \times R}{10 KV^2 \cos \theta}$$

Los valores de pérdidas en Kw se obtienen al correr un programa de flujo de carga en un sistema de potencia dado, lo que nos permite plantear soluciones para disminuirlas.

De acuerdo a estudios realizados por INECEL, las pérdidas físicas de energía alcanzarían los siguientes porcentajes a lo largo de un sistema Eléctrico bien diseñado:

NIVEL	PORCENTAJE %
Generación	0.25 - 0.50
Subestación de Elevación	0.25 - 0.50
Transmisión	1.0 - 2.0
Subtransmisión	2.0 - 4.0
Subestación de Reducción	0.25 - 0.50
Alimentadores Primarios y Ramales	3.0 - 5.0

Transformadores de Distribución	1.0 - 2.0
Total Sistema Eléctrico	8.0 15.0

2.4 CAIDA DE VOLTAJE EN LINEAS DE ALTA TENSION

La caída de voltaje en una línea de Alta Tensión es la diferencia entre el voltaje de salida y el voltaje de recepción. Para calcular la caída de voltaje es necesario conocer los Kw, factor de potencia de la carga, características eléctricas de los conductores, transformadores, Etc y el voltaje de salida o de recepción. Si asumimos que la carga no es función del voltaje de recepción, podemos usar la siguiente aproximación:

$$V_{rn} = V_{sn} - \frac{(R \cos \theta_r + X \sin \theta_r)}{3 V_{rn}}$$

Esta ecuación puede ser satisfecha en 1 o 2 iteraciones.

Una aproximación más exacta a la solución correcta se puede obtener, usando el método de aproximación de:

$$V_{rn} = \sqrt{(V_{sn} - IR \cos \theta_r - IX \sin \theta_r)^2 + (IX \cos \theta_r - IR \sin \theta_r)^2}$$

La ecuación a usarse cuando las condiciones de envío son conocidas es:

$$V_{sn} = \sqrt{(V_{rn} - IR \cos \theta_s - IX \sin \theta_s)^2 + (-IX \cos \theta_s + IR \sin \theta_s)^2}$$

Y cuando las condiciones de recepción son conocidas se usa:

$$V_{sn} = \sqrt{(V_{rn} + IR \cos \theta_r + IX \sin \theta_r)^2 + (IX \cos \theta_r - IR \sin \theta_r)^2}$$

cuya solución aproximada es:

$$V_{sn} = V_{rn} + IR \cos \theta_r + IX \sin \theta_r \quad (d)$$

Cuando las condiciones de salida son conocidos, se puede emplear la siguiente ecuación:

$$V_{rn} = V_{sn} - (IR \cos \theta_s + IX \sin \theta_s)$$

donde:

V_{sn} = voltaje fase-neutro de salida

V_{rn} = voltaje fase-neutro de recepción

θ_s = ángulo del factor de potencia en el terminal de salida

θ_r = ángulo del factor de potencia en el terminal de recepción

I = corriente de línea

R = resistencia de ohmios de una línea desde el terminal de salida al terminal de recepción

X = reactancia en ohmios de una línea desde el terminal de salida hasta el terminal de recepción.

La caída de voltaje $IX \sin \theta$ es positiva cuando la corriente atrasa al voltaje. Hay que cambiar el signo de $IX \sin \theta$ a negativo cuando la corriente adelanta al voltaje.

En cálculos de caída de voltaje es conveniente expresar la caída en porcentaje del voltaje de recepción. Dividiendo la ecuación d para 1,000 para cambiar voltios a kilovoltios, multiplicando por

$\sqrt{3}$ para cambiar la base de fase a neutro a base fase a fase, y sus tituyendo $KVA/\sqrt{3}$ KV para I, en un circuito trifásico, la caída porcentual se transforma.

$$\begin{aligned} \text{Caída porcentual } 3 \phi &= \frac{(V_s - V_r)}{V_r} \times 100 \\ &= \frac{KVA (R \cos \theta + X \sin \theta) 100}{1.000 \text{ KV}^2} \\ &= \frac{KVA (R \cos \theta + X \sin \theta)}{10 \text{ KV}^2} \end{aligned}$$

Y para un circuito monofásico

$$\begin{aligned} \text{Caída porcentual } 1 \phi &= \frac{KVA 2 (R \cos \theta + X \sin \theta) 100}{1.000 \text{ KV}^2} \\ &= \frac{KVA (R \cos \theta + X \sin \theta)}{5 \text{ KV}^2} \end{aligned}$$

A continuación se detalla una tabla de zonas de voltajes obtenida del DISTRIBUTION SYSTEMS OF WESTINGHOUSE.

- 1- Voltaje en el punto de utilización del equipo
- 2- Voltaje primario del transformador de Distribución
- 3- Voltaje en la subestación y Sistemas de Subtransmisión

VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA (V)	ZONAS DE VOLTAJE			
	ZONA FAVORABLE		ZONA TOLERABLE	
	MINIMO	MAXIMO	MINIMO	MAXIMO
120	110	125	107	127
120/240	110/220	125/250	107/214	127/254
120/208Y	114/197Y	125/217Y	111/193Y	127/220Y
240	210	240	200	250
7620/13200Y	1270/12600Y	7960/13800Y	7000/12100Y	8250/14300Y
13.200	12.600	14.300	12.100	14.500
14.400	13.000	15.000	12.600	15.500
69.000	-----	-----	60.000	72.500

La caída de voltaje existe en cada parte del sistema, desde la fuente hasta el usuario. La regulación de voltaje del sistema se realiza para mantener el voltaje de servicio al usuario dentro de límites permisibles, usando equipo de control de voltaje localizados estratégicamente dentro del sistema.

En un Sistema de Distribución se consideran las caídas de voltaje según el tipo de alimentadora:

a) Alimentadora Urbana.- El voltaje de utilización en la zona favorable va de 110 V - 125 V en base 120 V, esto quiere decir que el usuario más cercano electricamente a la subestación tenga un voltaje de 125 V y el más lejano 110 V para carga liviana.

Se considera una caída de voltaje de 3 V en las instalaciones in-

ternas del usuario. Se permite en la línea secundaria una caída de 3 V, lo mismo para el transformador de Distribución.

Cuando se tiene alimentadoras primarias con ramales monofásicos se permite una caída de 1 V en ramales alejados y 3 V en ramales próximos a la subestación.

Las caídas atribuidas a cada uno de los elementos del sistema no es una regla fija, lo importante es permanecer en la zona favorable de voltaje y se puede usar cualquier combinación.

Se puede observar en el gráfico 2.4.a un perfil de voltaje de una alimentadora urbana.

b) Alimentadoras Rurales.- Son diferentes a las urbanas debido a la dispersión de la carga. Generalmente no hay líneas secundarias debido a las distancias entre usuarios. Cada usuario tiene su propio transformador que normalmente es de baja capacidad. Ver figura 2.4.b.

Las alimentadoras primarias son más largas de 5 a 10 veces que las urbanas y muchas veces son monofásicas. Normalmente requieren de reguladores de voltaje.

Los valores de caída de voltaje permitidas para este tipo de alimentadoras como para el tipo urbana se presentan en la siguiente tabla:

PERFIL DE VOLTAJE DE ALIMENTADORA URBANA

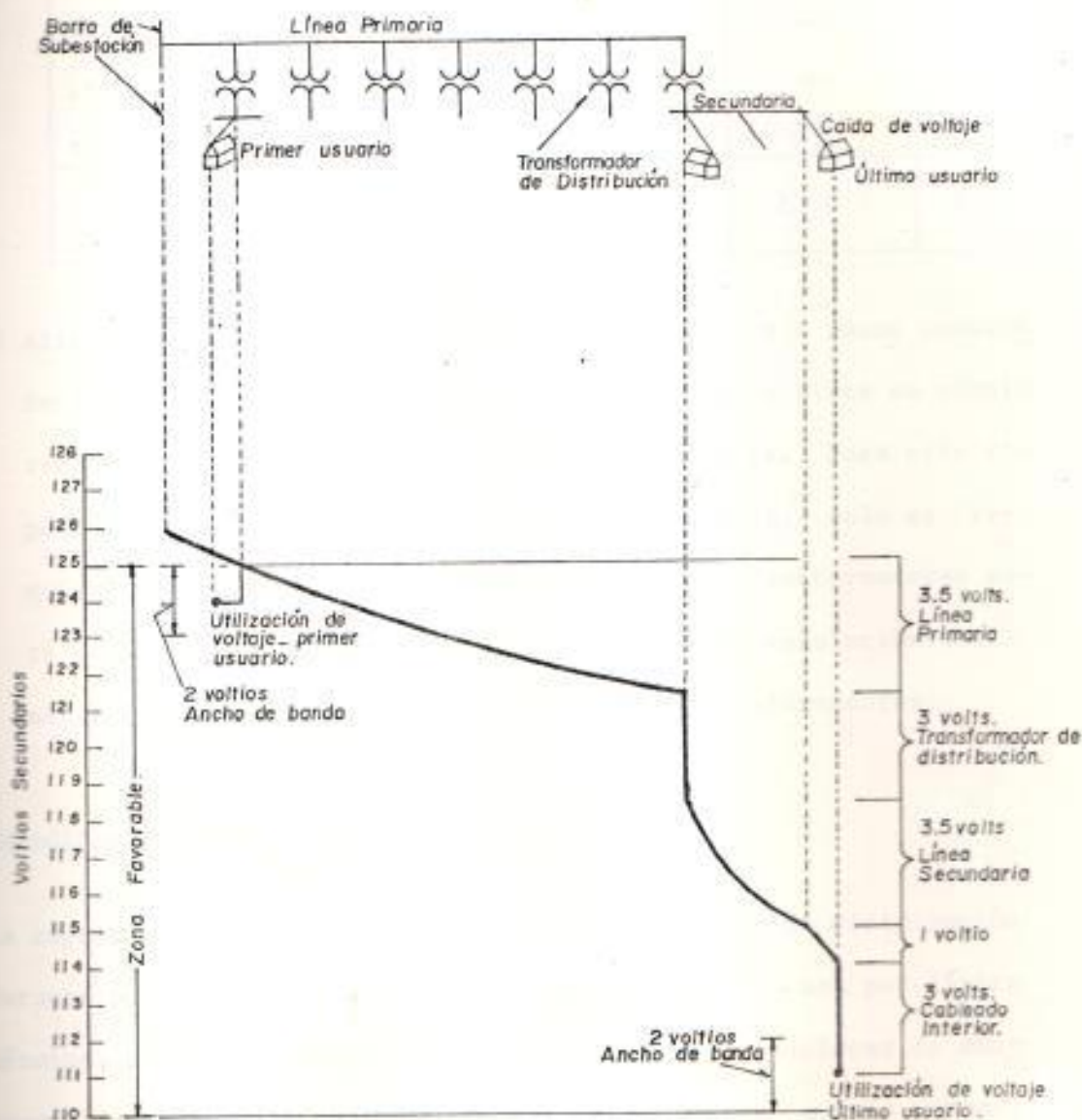


Figura 2.4.a.

CAIDAS DE VOLTAJE PERMISIBLES (VOLTIOS)

Componente	Alimentadora Urbana		Alimentadora Rural	
	Max. Carga	Carg. L.	Max. Carga	Carg.L.
Alimentador Prim.	3.5	1.0	6.0	2.0
Transf. Distrib.	3.0	1.0	3.0	1.0
Línea Secundaria	3.5	1.0	---	---
Caída de Servicio	1.0	0.3	2	1.0
T O T A L	11.0	3.3 V	11.0 V	4.0 V

c) Alimentadoras Industriales.- Son cortas y sirven a pocos consumidores. No existen secundarios. Cada consumidor tiene su propio transformador conectado al primario directamente. Para este tipo de alimentadoras no hay caída de voltaje fija, solo se requiere que el voltaje de alimentación de los transformadores esté en la zona favorable. No se usa sistema de regulación automática, solo se juega con los taps de los transformadores.

2.5 CAPACIDAD DE CARGA DE LINEAS DE ALTA TENSION

La capacidad de carga de líneas aéreas en sistemas de Distribución durante operación normal puede estar determinada ya sea por límite térmico, caída de voltaje o economía. Durante condiciones de emergencia, cuando una línea debe llevar más corriente que la normal, la capacidad de carga va a estar determinanda por límite térmico del conductor, para que no se produzca daño en el conductor mismo o sobrecalentamiento de conectores y grapas como aumento de la flecha del conductor lo que podría provocar que la altura del conduc-

DIAGRAMA UNIFILAR ALIMENTADORA RURAL

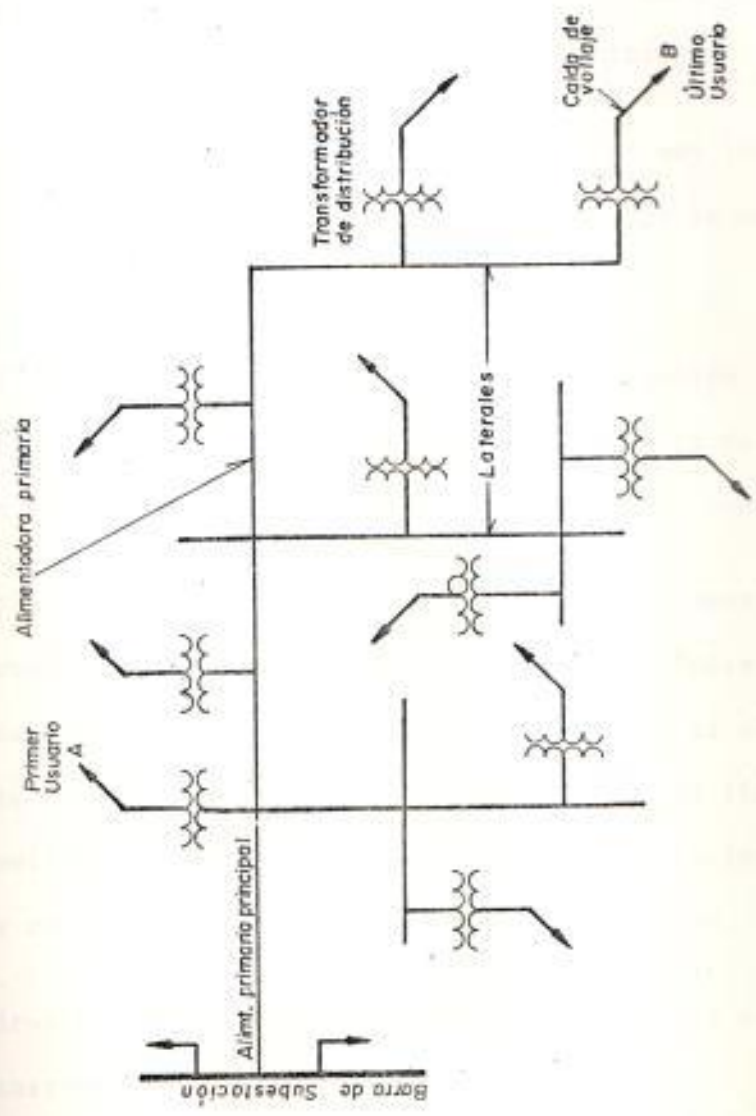


Figura 2.4. b.

tor al suelo sea menor que los estándares permitidos por seguridad. Ver figura 2.5.a y 2.5.b.

Para el caso de alimentadoras urbanas a 13.8 Kv la capacidad de carga va a estar determinada por el límite térmico del conductor ya que en este caso la caída de voltaje es mínima.

Lo contrario ocurre para alimentadoras rurales muy largas donde la capacidad de carga va a estar determinada por la caída de voltaje de la alimentadora.

Para el caso de líneas aéreas a 69 Kv. donde también las caídas de voltaje son muy pequeñas, la capacidad de carga de estas líneas va a estar dada por el límite térmico de los conductores.

El factor económico interviene cuando para las líneas aéreas - que llevan elevada corriente pero debajo de su límite térmico y caída de voltaje, se realiza un estudio para ver si es más conveniente económicamente cambiar el conductor de la línea que seguir operándolo en esas condiciones, sobre todo en lo que tiene que ver con pérdidas de energía traducidas a sucres.

Los cálculos de límites térmicos y caída de voltaje se detallaron anteriormente en este capítulo.

2.5 COORDINACION DE PROTECCIONES

Dentro de todo sistema de Potencia existen los llamados elementos de protección, cuya función principal es que en caso de ocurrencia

CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTES PARA PREVENCIÓN DE AUMENTO DE FLECHA EN CONDUCTOR DE ALUMINIO DESNUDO

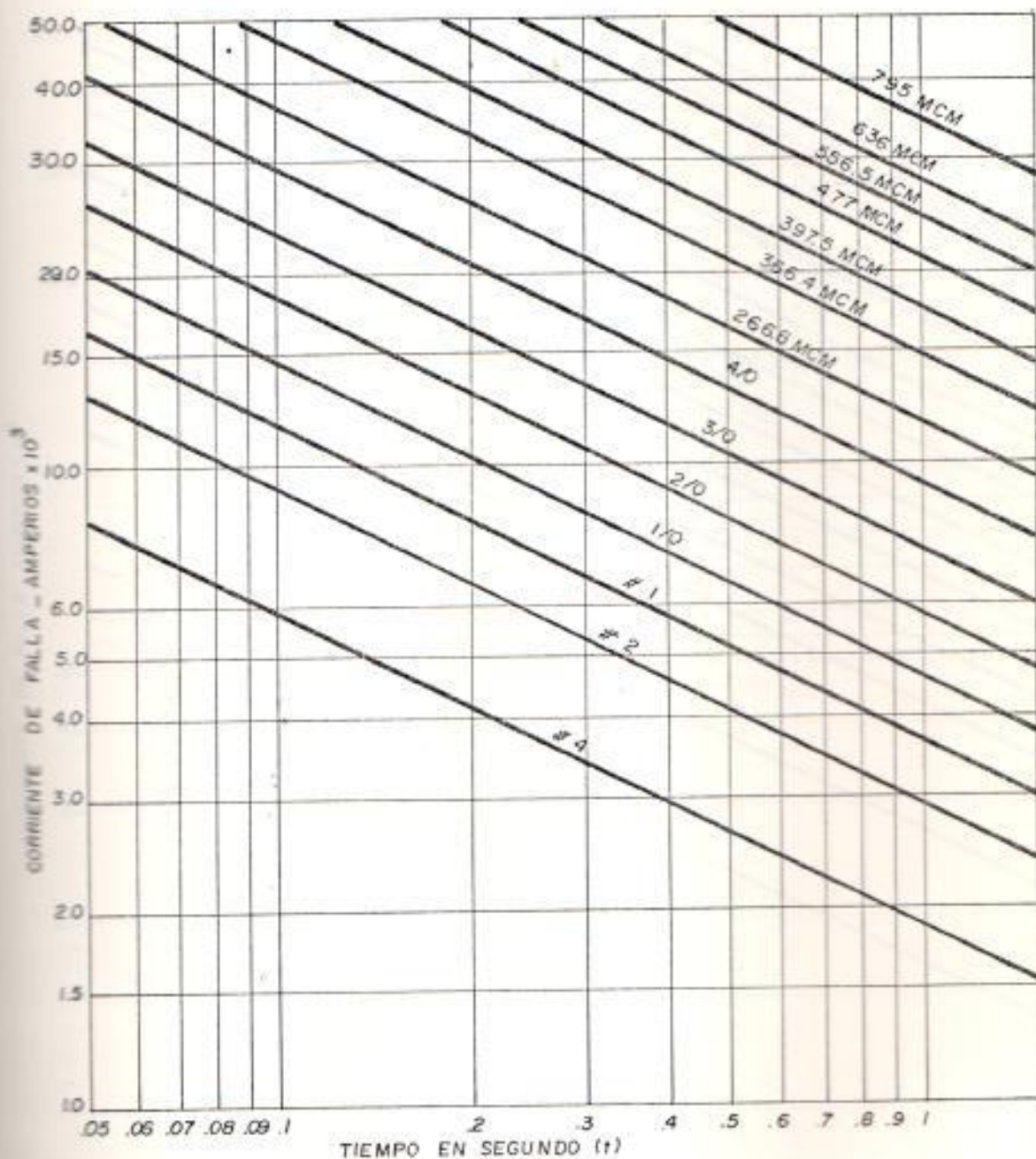


Figura 2.5.a.

CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTES PARA PREVENCIÓN DE AUMENTO DE FLECHA EN CONDUCTOR ACSR.

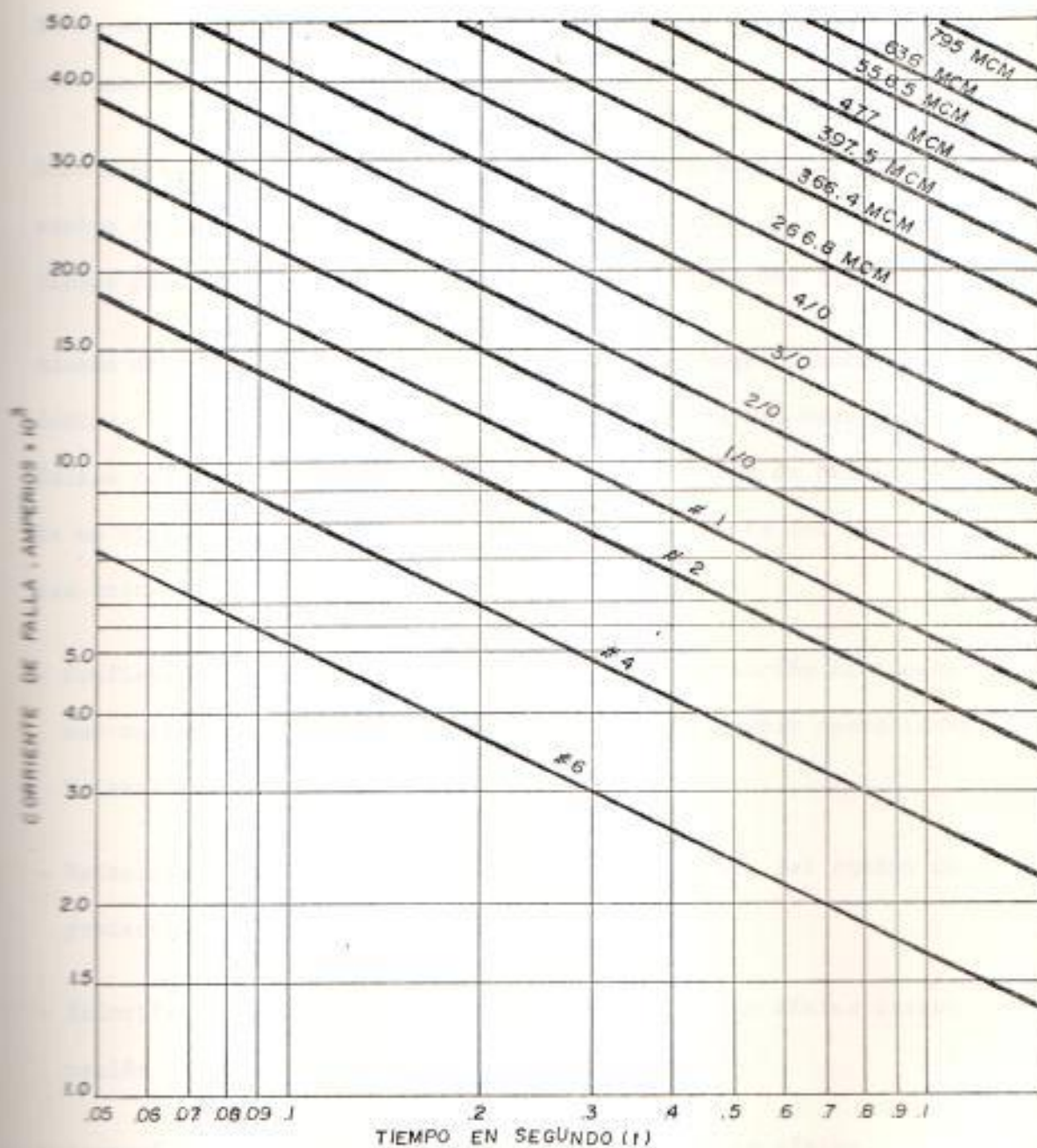


Figura 2.5. b.

de fallas en cualquier componente del sistema, primeramente detectan la falla y la aíslan en el menor tiempo posible, para que solo se afecte la parte fallada y el resto del sistema pueda seguir operando normalmente.

Debido a que la mayoría de las fallas son momentáneas, deberá el equipo de protección poder restablecer el servicio en el menor tiempo posible y retomar la configuración original del sistema.

Además deberá discriminar entre condiciones normales y anormales dentro del sistema, de tal manera que no se produzcan operaciones falsas del equipo. En el diseño de un buen esquema de protección de un sistema de potencia se deberán tener en cuenta los siguientes criterios:

- Confiabilidad.- la habilidad del equipo de protección de funcionar correctamente cuando sea necesario y de prevenir operaciones falsas.
- Velocidad.- para un mínimo tiempo de falla y daño del equipo de protección.
- Selectividad.- máxima continuidad de servicio con mínima desconexión del sistema.
- Economía.- tener una máxima protección a un costo mínimo.
- Simplicidad.- mínimo equipamiento y circuitería con un buen diseño.

Los equipos de protección más usados en sistemas de Potencia son: Fusibles, Pararrayos, interruptores en aceite (OCB), interruptores en vacío (VAC), reconectores, seccionalizadores.

Como la mayoría de las fallas ocurren en las líneas conectadas a fuentes generadoras o a subestaciones de transmisión o subtransmisión, detallamos a continuación las principales tipos de protección de líneas, cuya selección dependerá de: Tipo de circuito; Importancia de la línea; Coordinación y factor económico:

- Sobrecorriente instantáneo
- Sobrecorriente - tiempo
- Direccional
- Distancia
- Por hilo piloto

La coordinación de todos los equipos de protección dentro del sistema de potencia deberá hacerse con el objeto de que para una falla solo opera el relé que ha sido calibrado para detectar fallas en esa zona y aísla la parte fallada del resto del sistema.

Previo la coordinación de protecciones debemos correr un programa de Cortocircuito que nos indique los valores de corrientes máximas y mínimas en los puntos donde tenemos o pensamos colocar equipos de protección.

Para Líneas de Distribución las cuales generalmente son radiales son muy utilizados para la coordinación de protecciones las cur-

vas de tiempo - corriente graficadas en un papel log - log, debido a que todo equipo de protección como lo son: fusibles, interruptores, reconectores, etc., tienen sus curvas tiempo - corriente.

Antes de pasar a ver los tipos y criterios de coordinación, revisaremos las principales características de cada uno de los equipos de protección.

- Cajas portafusibles y elementos fusibles.- Las características de las cajas portafusibles es la capacidad de corriente nominal, voltaje, frecuencia, BIL y capacidad de interrupción.

Para el elemento fusible su característica la da la curva tiempo - corriente, donde se encontrará su máximo tiempo de despeje y su mínimo tiempo de fusión.

- Reconectores.- Es un equipo capaz de interrumpir y cerrar automáticamente un circuito. Puede distinguir entre fallas temporales y permanentes. Sus características principales son: voltaje, corriente mínima de disparo y corriente de interrupción. Un reconector puede operar sobre una o varias combinaciones de dos curvas tiempo - corriente, primero opera sobre la curva rápida y luego sobre la lenta, hasta que después de un número determinado de operaciones quedará abierta permanentemente existen reconectores hidráulicos y electrónicos.

- Seccionalizadores.- Este equipo no puede interrumpir corriente de falla. Trabaja en serie en el lado de la carga, con un reco

nectador. Cuenta cada vez que el reconectador interrumpe una corriente de falla y después de una cantidad predeterminada de interrupciones 1, 2 o 3 se abre permanentemente. Sólo podrá ser cerrado manualmente. Puede utilizarse como interruptor ya que puede interrumpir la corriente de carga normal de una línea.

- Interruptores.- Es un equipo de protección sin inteligencia, necesita de un elemento externo que le indique cuando abrir o cerrar. Sus características principales son: voltaje, factor rango de voltaje K, rango de corriente continua, capacidad de interrupción y tiempo de interrupción. Hay de varios tipos: en aceite (OCB), en vacío (VAC), en hexafluoruro de azufre (SF6) etc.

Analizaremos la coordinación de los elementos de protección en sistema de distribución:

- Coordinación Fusible - Fusible.- Se la realiza utilizando las curvas tiempo - corriente de los fusibles y las tablas de coordinación existentes.
- Coordinación Reconectador - Fusible lado de la carga.- Se obtiene máxima coordinación entre reconectador y fusible, cuando se ajusta al reconectador para dos operaciones rápidas, seguida de dos operaciones lentas. La primera apertura del reconectador permite despejar el 80 % de las fallas temporales y la segunda apertura despeja aproximadamente otro 10 %. Antes de la tercera operación, el fusible se funde despejando permanentemente la falla.

El rango de coordinación entre reconectadores y fusible viene da do por las siguientes reglas: La máxima corriente de coordinación está dada por el punto de intersección de la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible con la curva de despeje de la operación rápida del reconectador, ajustado por un factor multiplicador.

El mínimo punto de coordinación es la intersección de la curva de máximo tiempo de despeje de la operación lenta del reconectador. Si la curva de máximo tiempo de despeje no interseca o es tá bajo la curva lenta del reconectador, entonces el punto mínimo de coordinación es la corriente mínima de disparo del reconectador.

- Coordinación Fusible lado de la fuente - Reconectador.- El fusible del lado de la fuente protege al sistema de una falla interna del transformador o protege al transformador de una falla en la barra. Todas las operaciones del reconectador deben ser más rápidas que la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible. Se debe usar un apropiado factor multiplicador para evitar daño o fatiga del elemento fusible. Para determinar los puntos máximo y mínimo de coordinación puede usarse la siguiente regla: Para máxima corriente de falla disponible del lado del reconectador, el mínimo tiempo de Fusión del fusible debe ser mayor que el tiempo máximo de despeje de la curva lenta del reconectador, mul tiplicado por un factor que depende del número de operaciones rá

pidas y lentas y del tiempo de recierre del reconectador.

- Coordinación Reconectador - Reconectador.- Se lleva a cabo primeramente por una selección de los diferentes rangos de bobina de disparo en reconectadores hidráulicos, o de diferentes valores de corriente mínima de disparo en reconectadores electrónicos.

Esta selección se hace después de estudiar las características tiempo - corriente de los reconectadores.

Existe una regla práctica para coordinación que dice: que dos reconectadores en serie con curvas tiempo - corriente con menos de 0.03 seg. de reparación operación simultáneamente, con curvas entre 0.03 y 0.20 seg. de diferencia pueden o no operar simultáneamente y con curvas de más de 0.20 seg. de diferencia, los reco-nectadores no operan simultáneamente.

- Coordinación Interruptor - Reconectador.- Se usa generalmente en subestaciones donde el interruptor es utilizado como dispositivo de respaldo. Para esta coordinación se ha tomado en cuenta dos factores:

- Un interruptor abre y despeja la falla varios ciclos después de que su relé envíe la señal de apertura.
- Los relés integran el tiempo de despeje del reconectador.

El tiempo de reposición del relé es extremadamente largo y si la corriente de falla se reaplica antes de que el relé se reponga -

completamente, este avanza hacia el punto de disparo.

- Coordinación de Interruptor - Interruptor.- La coordinación está basada en que entre las dos curvas de operación de los relés hay una diferencia de 0.40 seg. para la máxima corriente de cortocircuito.

Dentro de un sistema de potencia la protección de subestaciones es de vital importancia, toda vez que se debe proteger al transformador de fuerza cuyo costo es muy elevado. A continuación se describen los esquemas de protección más utilizados:

- Protección con disyuntor en el lado de alta tensión (69 KV.).- Es utilizado para subestaciones de 10 MVA de capacidad en adelante donde la protección del transformador de fuerza se la realiza con relés diferenciales, de presión repentina y de temperatura.

Los relés diferenciales y de presión repentina hacen operar el disyuntor a 69 KV. aislando a la subestación con falla sin interrumpir la alimentación a otras subestaciones por la misma línea de 69 KV. La protección en el lado de baja tensión (13.8 KV.) que sirve de respaldo se la realiza con reconectores con relés de sobrecorriente.

- Protección con fusibles en el lado de alta tensión (69 KV.).- En este caso para protección del transformador se usan fusibles de 69 KV. En el lado de baja tensión (13.8 KV.) se utilizan reconectores y un disyuntor principal de respaldo con relés de

sobrecorriente.

Este esquema es utilizado en subestaciones con capacidad menor a 10 MVA. Es el más usado por EMELGUR. Debido a que se tiene que utilizar protección adicional contra falta de fases por disparo de uno o dos fusibles, este esquema ofrece una protección menor al esquema anterior.

- Protección con interruptor de falla a tierra.- En este esquema, el interruptor de falla a tierra operará cuando los relés diferenciales detecten una falla en el transformador, en las barras de 13.8 Kv o en los reconectadores; los relés de sobrecorriente también harán operar el interruptor de falla a tierra como respaldo en caso de que alguno de los reconectadores no despeje una falla en las líneas de distribución. El relé de presión repentina del transformador hará operar también el mencionado interruptor.

La operación del interruptor de falla a tierra produce una falla de baja impedancia en el lado de Alta Tensión de la subestación que será detectada por los relés de la línea de subtransmisión produciendo la desenergización de la misma, y por consiguiente de la subestación.

Para evitar que la desenergización de la línea produzca una interrupción prolongada en las otras subestaciones que son alimentadas desde la misma línea, se ha previsto que la falla producida por el interruptor de falla a tierra sea despejada automáticamente

te, en conjunto con el transformador. Al operar el interruptor de falla a tierra, un contacto auxiliar de éste hará que el interruptor de aire motorizado se abra, despejando la falla y permitiendo el recierre exitoso del interruptor de la línea. Sin embargo, el relé de recierre deberá ser fijado en un tiempo que permita la apertura del interruptor de aire antes de que se produzca el primer recierre (aproximadamente 5 segundos).

En el futuro, si el análisis de las fallas propias de la línea se determina que estas no requieren del retardo en el primer recierre, se podría utilizar un relé de tiempo que produzca la apertura del interruptor de aire entre el primer y segundo recierre, permitiendo que el primer recierre sea mucho más rápido y, por consiguiente, menos molesto para el usuario.

Se presentan en las figuras 2.6.a hasta la 2.6.i curvas de coordinación de los casos típicos que presenta EMELGUR en sus sistemas.

LA DISPONIBILIDAD EN LA OPERACION DE UN SISTEMA ELECTRICO

Es la capacidad de maniobra que tiene un sistema de potencia para cambiar su configuración original sin que afecte a los usuarios del sistema.

Estos cambios pueden deberse a transferencias de cargas entre alimentadoras o subestaciones ya sea por mantenimiento o falla permanente. Tener la disponibilidad física con equipos de protección y seccionamiento para realizar tales maniobras es que

da a un sistema una mayor flexibilidad de operación.

Los sistemas en anillo permiten una mayor flexibilidad que los sistemas radiales en lo referente a líneas de subtransmisión a 69 KV.

En las alimentadoras primarias a 13.8 KV. la posibilidad de transferencias entre ellas dependerá de la capacidad de carga de la alimentadora que permita llevar una mayor corriente en condiciones de emergencia.

En lo que tiene que ver con subestaciones de distribución la flexibilidad en operación de la misma dependerá si toda su carga puede ser servida por otras subestaciones, durante un período de mantenimiento o de falla permanente en la subestación.

Se procura en lo posible que los cambios a realizarse en la configuración del sistema no afecten la calidad de servicio que llega al usuario. Ver figura 2.7.a.

2.3. CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION

El sistema de distribución es la parte del sistema de potencia que lleva la energía desde las subestaciones de Distribución directamente hasta los consumidores. Por esto desde el punto de vista del consumidor la confiabilidad del sistema de distribución es sumamente importante porque la mayoría de las interrupciones de servicio experimentadas por un consumidor individual tiene su origen en falla en el servicio del sistema de Distribución.

FLEXIBILIDAD DE OPERACION EN LINEAS DE DISTRIBUCION A 13.8 KV.

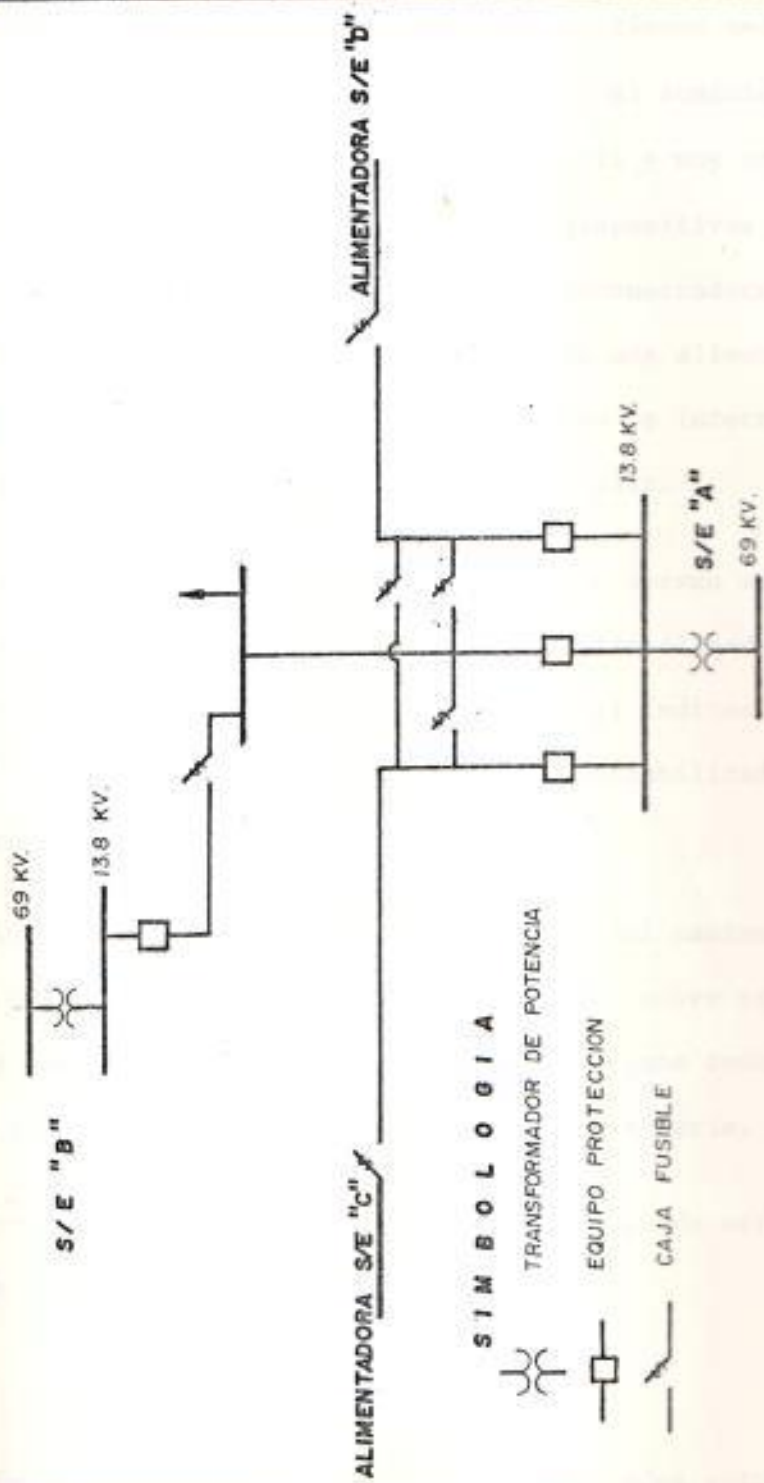


Figura 2.7. e.

La mayoría de nuestros sistemas de Distribución tienen una disposición radial y los componentes involucrados en el suministro de energía del consumidor están en conexión en serie y muy ocasionalmente existe alguna conexión paralelo. Los dispositivos de interrupción pueden ser interruptores, fusibles, reconectores, seccionadores etc. En caso de alguna falla en una alimentadora se espera que opere adecuadamente el dispositivo de interrupción más cercano desde la fuente hasta el punto de falla.

Si asumimos que los dispositivos de interrupción operan adecuadamente cuando son requeridos, los índices de confiabilidad para sistemas radiales se pueden dividir en dos tipos: Índices de confiabilidad en el punto de carga e Índices de Confiabilidad de todo el sistema.

- Confiabilidad en el punto de carga.- Dependen del camino entre el punto de carga y la fuente. Los componentes sobre este camino pueden ser considerados en serie y si hay alguna conexión en paralelo deberá representarse por su equivalente serie.

La frecuencia de falla f_F en el punto de carga puede ser determinado como sigue:

$$f_{FPC} = \sum_{\alpha \in MN} \lambda_{\alpha}$$

λ_{α} = Razón de fallas por año del elemento ubicados entre la fuente y el punto de carga considerado.

MN = Juego de componentes sobre el camino considerado entre la -

fuente y el punto de carga.

La duración media de fallas se determina como sigue:

$$T_{FPC} = \frac{\sum_{\alpha \in MN} \lambda_{\alpha} T_{\alpha}}{\sum_{\alpha \in MN} \lambda_{\alpha}}$$

T = Tiempo medio de reparación del componente

En caso de componentes en paralelo y pueden ser combinados para encontrar su equivalente serie de la siguiente manera:

$$\lambda_{\alpha} = \lambda_{\beta} \lambda_{\gamma} (\tau_{\beta} + \tau_{\gamma})$$

$$\tau_{\alpha} = \frac{1}{\mu_{\beta} + \mu_{\gamma}} = \frac{\tau_{\beta} + \tau_{\gamma}}{\tau_{\beta} + \tau_{\gamma}}$$

= razón de reparación

Para la validez de todas las fórmulas se asume que las condiciones son normales y no afectan los índices de confiabilidad.

- Índice de Confiabilidad del Sistema.- Se definen generalmente como un promedio de los índices en el punto de carga sobre todo el sistema. Así el índice de frecuencia de falla f_F puede ser definido como la frecuencia total de interrupciones del consumidor por consumidor servido, y se calcula por la ecuación siguiente:

$$f_F = \frac{\sum c f_{FPC}}{\sum c}$$

c = número total de consumidores comprendidos entre la fuente y el punto de carga considerado.

El tiempo medio de duración de falla T_F puede ser definido como el tiempo medio de reparación del consumidor y calculado como la

duración total de interrupciones del consumidor por año dividido para el número de interrupciones del consumidor por año.

$$TF = \frac{\sum C f F_{PC} T_{FPC}}{\sum C f F_{PC}}$$

Otro índice de confiabilidad del sistema frecuentemente usado es el tiempo de interrupción promedio total por consumidor por año.

Este índice H_F puede ser calculado de la siguiente manera:

$$H_F = \frac{\sum C f F_{PC} T_{FPC}}{\sum C}$$

De esta ecuación se puede deducir que:

$$H_F = T_F f_F$$

Es afán de toda empresa suministradora de energía eléctrica tratar de mejorar su nivel de confiabilidad en su Sistema de Distribución pero eso implica inversión de dinero en compra de equipos, construcción de nuevas líneas, cambio de esquemas de protección, etc.

Debido a esto se debe realizar un análisis Costo vs Confiabilidad para de tal manera determinar si el incremento de confiabilidad - justifica la inversión adicional.

Dado el escaso tiempo de operación de EMELGUR y de no poseer datos estadísticos de fallas de nuestro sistema, se ha tomado para el análisis índices utilizados por EBASCO, pero comprobando la validez

de los mismos.

Los valores asumidos de probabilidad de falla por año para los diferentes componentes del sistema son:

- Líneas de 69 KV. aéreas:	0,0375
- Transformadores de Poder:	0,05
- Barra 13.8 KV. :	0,05
- Reconectador 13.8 KV. :	0,0375
- Líneas 69 KV. aisladas:	0,07 + 0,005/km.
- Tiempo para restablecimiento de servicio en componentes no afectadas :	0,5 horas
(Fundamentalmente movilización de personal y maniobras de desconexión y conexión)	

2.3. CAPACIDAD DE CARGA DE SUBESTACIONES

La determinación de la capacidad de carga de una subestación de distribución va a depender de cuanta carga podremos conectar al transformador de potencia de la subestación sin deterioro de su aislamiento o pérdida de vida útil.

La salida de potencia que un transformador puede entregar en servicio sin deterioro de su aislamiento puede ser más o menos su salida nominal, dependiendo de las características de diseño y condiciones de operación existentes en un momento particular, como

son:

- Temperatura ambiente
- Elevación de la temperatura del aceite sobre la temperatura ambiente
- Elevación de temperatura del punto más caliente sobre la temperatura del aceite (gradiente del punto más caliente del cobre)
- Constante de tiempo térmico del transformador
- Relación de pérdidas con carga a pérdidas sin carga del transformador
- Capacidad de carga basada en la temperatura ambiente.- Los transformadores sumergidos en aceite son construídos en base a normas establecidas, para operar continuamente con una vida útil estimada, a KVA normales y voltaje secundario provistos para promedios de temperatura ambiente no mayor a 30 °C a través de un período de 24 horas, con una temperatura del aire máxima que nunca excede de los 50 °C .

Cuando la temperatura promedio del medio refrigerante es diferente de los valores anotados anteriormente, se puede modificar la carga del transformador de acuerdo a la siguiente tabla que nos indica el porcentaje de cambio de la carga en KVA por cada cambio de un grado centígrado en la temperatura ambiente promedio.

TIPO DE ENFRIAMIENTO	TEMPERATURA PROMEDIO	
	DEL AIRE SOBRE LOS	DEL AIRE BAJO LOS
	30 °C	30 °C
OA	- 1,5 % por °C	+ 1 % por °C
FA *	- 1.0	+ 0.75
FOA *	- 1.0	+ 0.75

* BASADO EN LA CAPACIDAD DE ENFRIAMIENTO FORZADO.

- Capacidad de carga basadas en la temperatura del Aceite.- La temperatura del punto más caliente dentro de los devanados de un transformador de potencia influye en alto grado el deterioro del aislamiento. Para transformadores sumergidos en aceite los límites de temperatura del punto más caliente han sido determinados en 105 °C máximo y 95 °C promedio en un período de 24 horas. El tiempo de vida útil normal esperado se basa en estos límites.

La temperatura del aceite, junto con un posible incremento de temperatura llamado Gradiente del punto más caliente del cobre, es usado frecuentemente como una indicación del punto más caliente.

La temperatura del aceite permitida para una carga constante particular puede ser determinado restando el gradiente del punto más caliente del cobre para esa carga de 95 °C.

El gradiente del punto más caliente del cobre debe ser conocido

de la información de diseño para resultados más exactos, aunque valores típicos pueden ser asumidos para propósitos estimativos.

Si el gradiente del punto más caliente del cobre es conocido para una condición de carga, se puede estimar otras condiciones de carga usando la fig. 2.9.a. En la fig. 2.9.b. se muestran dos curvas por diferentes tipos de enfriamiento y que sirve para determinar la capacidad de carga del transformador basado en la temperatura del aceite.

- Capacidad de carga basado en el factor de capacidad.- El factor de capacidad de un transformador se obtienen dividiendo los KVA de operación para los KVA nominales. Este factor promediados en un período de 24 horas podría ser menor al 100 %, cuando esto ocurre algún incremento puede hacerse en la carga máxima que puede entregar el transformador. El porcentaje de incremento en la carga máxima como una función del factor de capacidad basado en el valor esperado de vida útil del transformador está dado en la siguiente tabla:

TIPO DE ENFRIAMIENTO	% DE INCREMENTO SOBRE KVA NOMINAL POR CADA 1 % POR EL CUAL EL FACTOR DE CAPACIDAD ES MENOR QUE 100	% DE INCREMENTO MAXIMO SIN IMPORTAR EL FACTOR DE CAPACIDAD
OA	0.5	25
FA	0.4	20
FOA	0.4	20

GUIA DE SOBRECARGA EN FUNCION DE TEMPERATURA DEL ACEITE

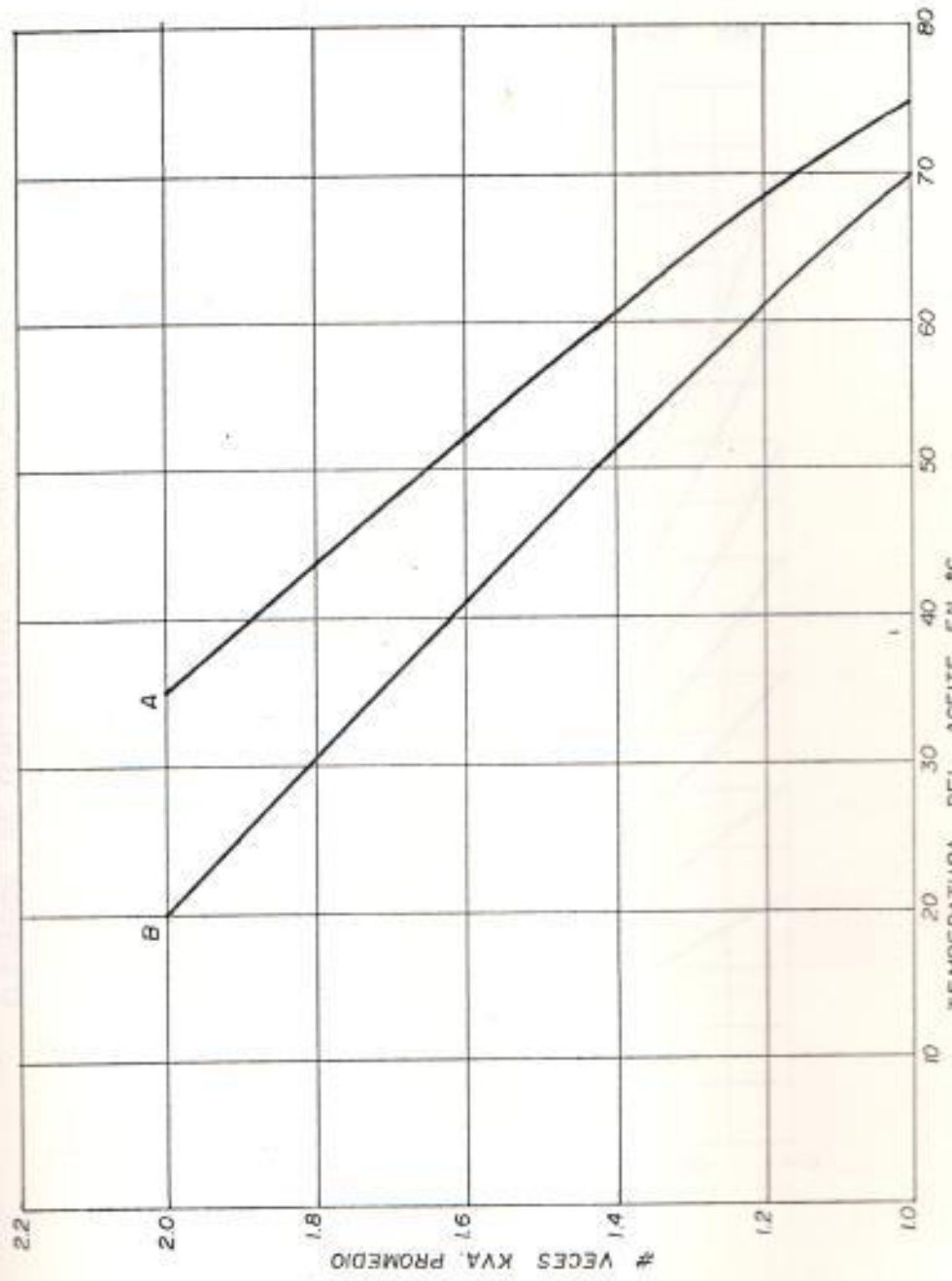


Figura 2.9. a.

ELEVACION DE TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL TRANSFORMADOR EN FUNCION DE LA CARGA.

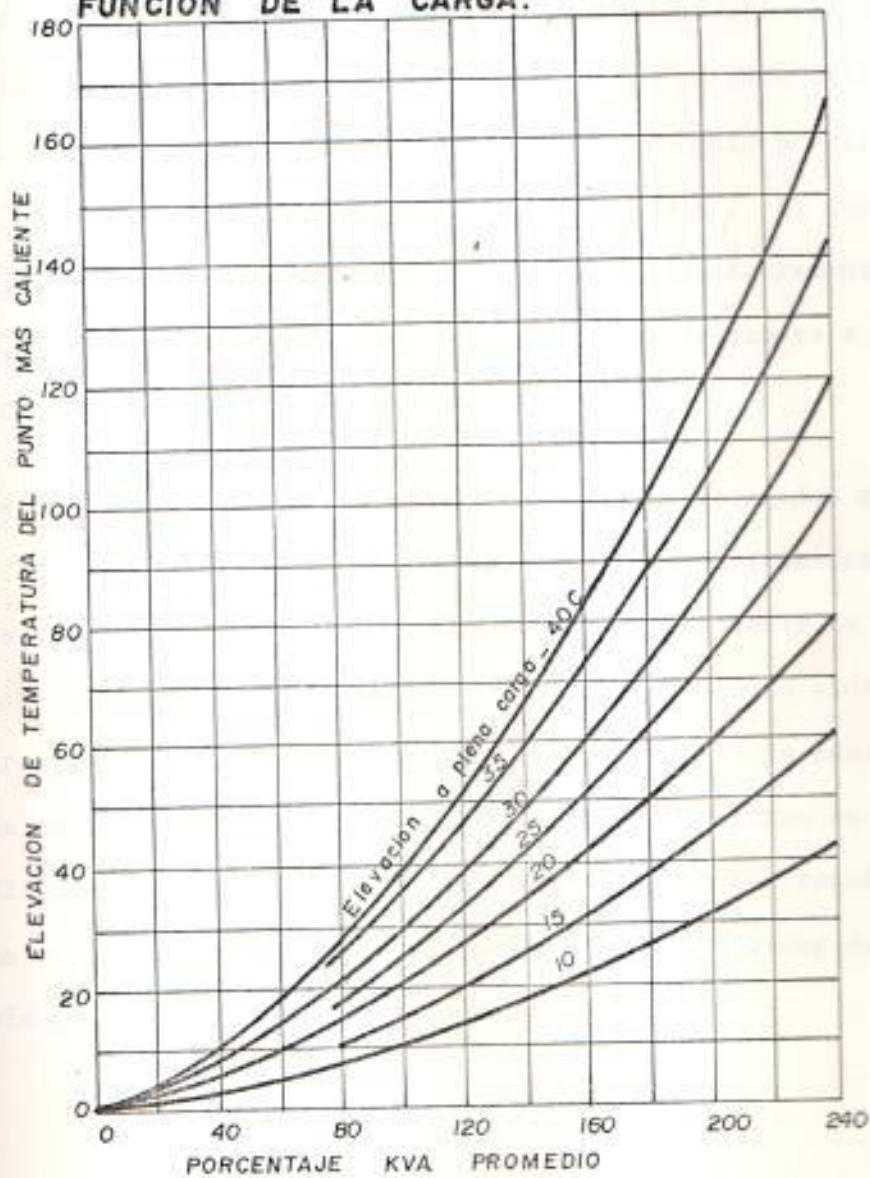


Figura 2.9.b.

- Capacidad de carga basado en sobrecarga de corto tiempo.- Carga de corto tiempo las cuales ocurren no más de una vez durante un período de 24 horas, podrían exceder la capacidad del transformador sin causar ninguna reducción predecible en su vida útil. La carga permisible es una función de la carga promedio previa al período de sobrecarga como se detalla en la tabla I. El incremento de carga basado en el factor de capacidad y el incremento basado en sobrecarga de corto tiempo no pueden ser aplicados a la vez es necesario escoger un método u otro.

Cargas de corto tiempo más grandes que aquellas mostradas en la tabla I causarían un incremento en la vida útil del transformador, pero esta cantidad de decremento es difícil de predecir en términos generales. Alguna estimación del sacrificio en la vida útil del transformador puede ser obtenida en la tabla II la cual está basada en condiciones teóricas y limitaciones descritas en la tabla III. Estas condiciones fueron escogidas para dar resultados con un margen probable cuando se compara con los diseños de la mayoría de los transformadores convencionales.

TABLA I

SOBRECARGA PERMISIBLE DE CORTA DURACION EN UN TRANSFORMADOR
 SIN PERDIDA DE VIDA UTIL

PERIODO DE SOBRECARGA (HORAS)	MAXIMA CARGA EN POR UNIDAD DE CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (OA/FA)		
	Carga inicial promedio en por unidad de capacidad del transformador		
	0.90	0.70	0.50
0.5	1.45	1.58	1.68
1.0	1.31	1.38	1.50
2.0	1.19	1.23	1.26
4.0	1.11	1.13	1.15
8.0	1.06	1.07	1.07

TABLA II

SOBRECARGA PERMISIBLE DE CORTA DURACION DE TRANSFORMADORES
CON PERDIDA DE VIDA UTIL

TIPO DE ENFRIAM.	PERIODO DE SOBRECARGA (HORAS)	PERDIDA PROBABLE DE VIDA UTIL EN PORCENTAJE POR CADA SOBRECARGA			
		0.10	0.25	0.50	1.00
		Maxima carga en por unidad de capacidad del transformador			
	0.5	1.67	1.82	1.94	2.00
	1.0	1.47	1.60	1.71	1.81
SA/FA	2.0	1.29	1.41	1.50	1.58
	4.0	1.18	1.28	1.35	1.43
	8.0	1.10	1.18	1.26	1.33
	24.0	1.05	1.09	1.15	1.21

TABLA III

CONDICIONES Y CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR ASUMIDAS EN LA PREPARACION DE LAS TABLAS DE SOBRECARGA

DESCRIPCION	QA/FA
Elevación de temperatura del punto más caliente	65 c
Elevación de temperatura del aceite	45 c
Constante de tiempo a plena carga	2.0 h
Relación a plena carga de la pérdidas de cobre y de hierro.	2.0
Temperatura ambiente	30 c
Máxima temperatura del aceite	100 c
Máxima sobrecarga de corta duración	200 %

CAPITULO TERCERO

ANALISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA DURAN

3.1 GENERALIDADES

El Sistema Durán está ubicado dentro de la Provincia del Guayas y sirve principalmente a las poblaciones de Durán, Tarifa, Samborondón y zona rural aledaña a las mismas. Se extiende por la vía La Puntilla Samborondón hasta el recinto La Victoria, por la vía Durán Tambo hasta el Km. 18 y por la vía Durán Yaguachi hasta el recinto Casiguana.

3.2 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

En la figura 3.2.a se presenta el diagrama unifilar simplificado del Sistema Durán, donde se detalla las líneas de Subtransmisión a 69 Kv, las subestaciones de Distribución y sus principales líneas de Distribución a 13.8 Kv.

3.3 FUENTE DE POTENCIA

La principal fuente de potencia del Sistema Durán es la Subestación Pascuales de INECEL-DOSNI (150MVA) y como fuente alternativa de potencia la Subestación Milagro de INECEL-DOSNI (33MVA) de donde sale una alimentadora a 69 Kv que llega a la Subestación Montero (3,75 MVA) de la Empresa Eléctrica Milagro de donde arranca una línea a 69 Kv que llega a la Subestación Durán.

2.4 SISTEMA DE SUBTRANSMISION A 69 KV

El recorrido de las líneas de subtransmisión a 69 Kv indicando calibres de conductor y distancia entre los puntos principales, se detallan en la figura 1.3.b.

Realizados los estudios de Flujo de Carga y Cortocircuito del Sistema Durán, cuyos resultados se presentan tabulados en los Anexos C y B al final de esta tesis, procedemos a analizar a continuación el análisis de los mismos en lo que a líneas a 69 Kv se refieren:

- Regulación de voltaje

Hemos asumido que las capacitancias propias de las líneas a 69 Kv son despreciables debido a lo corto que son las líneas a 69 Kv en el Sistema Durán.

A continuación se presenta una tabla con los voltajes a Demanda Máxima y Mínima de las barras a 69 Kv.

BARRA	demanda maxima		demanda minima	
	V(pu)	C. V.	V(pu)	C. V.
Dennis 69	0.990	1 %	0.994	0.6 %
Samborondón 69	0.998	1.2 %	0.993	0.7 %
Durán 69	0.984	1.6 %	0.991	0.9 %

KV base = 69

De acuerdo a los valores obtenidos todos los voltajes se encuen-

tran dentro de los límites aceptados, según las tablas descritas en el Segundo Capítulo en el punto correspondiente.

- Coordinación de Protecciones

Del estudio de Cortocircuito se encontraron las corrientes máximas y mínimas de fallas, las cuales se encuentran tabuladas en el anexo al final de esta tesis. En cuanto al sistema de subtransmisión a 69 Kv, estas corrientes se presentan a continuación: Ver figura 3.4 y 3.4' .

BARRA	MAXIMA GENERACION	
	If 3Ø Amp	If 1 Ø Amp
Pascuales 69	3494	3903
Tennis 69	2228	1736
Samborondón 69	1230	795
Durán 69	1733	1230

La protección en la S/E Pascuales DOSNI para la alimentadora a 69 Kv para el Sistema Durán, se realiza por medio de un disyuntor en SF₆ (Hexafluoruro de Azufre), comandados por relés de sobrecorrientes de las siguientes características:

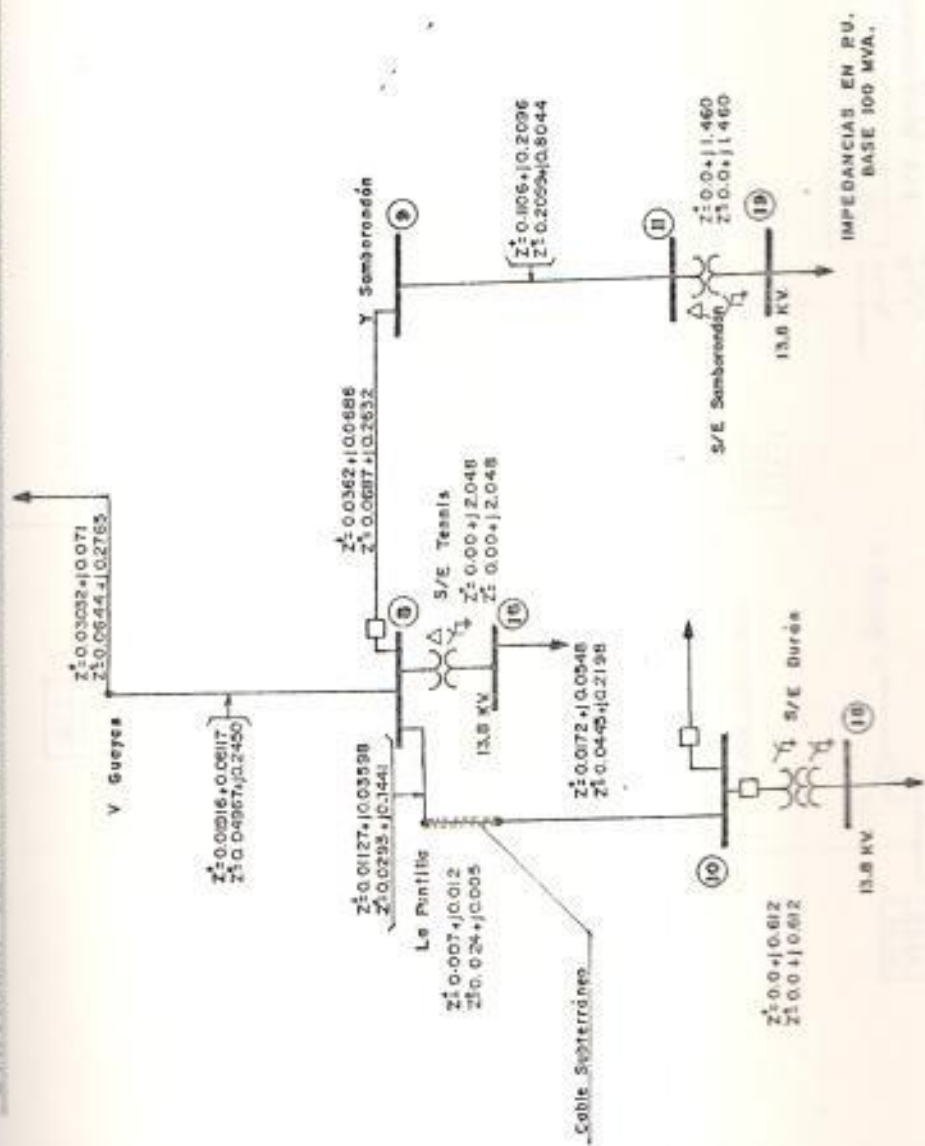
Marca: Westinghouse

Modelo: CO - 9

Tipos: Sobrecorriente de fase y neutro

Existe además en la S/E Tennis Club un disyuntor en aceite (OCB)

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DURAN

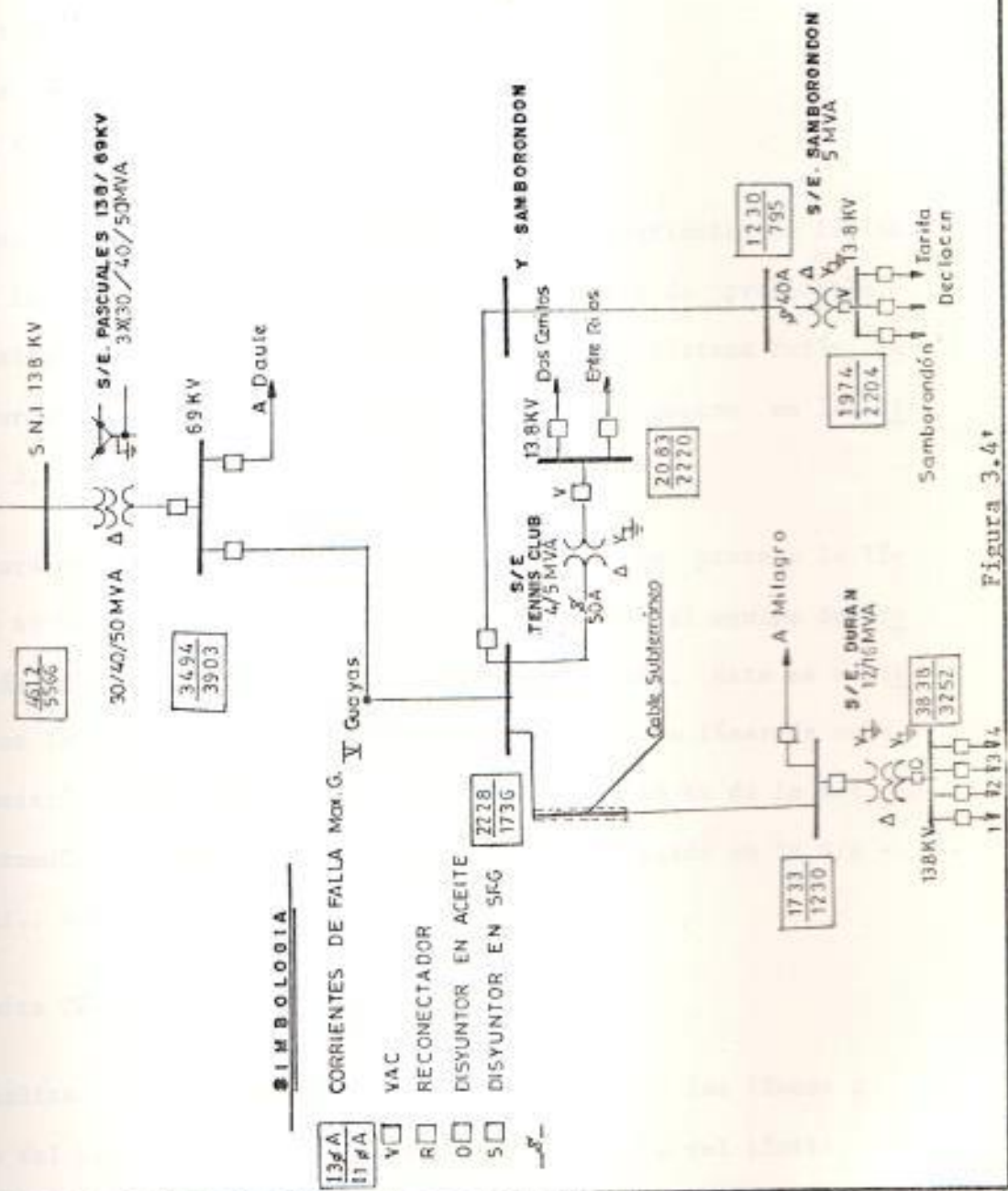


IMPEDANCIAS EN P.U.
BASE 100 MVA.

Fig. 3.4.

SISTEMA DE TRANSMISION DURAN

Capacidad Cortocircuito
 1.100 MVA }
 1.321 MVA }
 1 }
 1 }



SIMBOLOGIA

13 # A
 11 # A

V

R

O

S

CORRIENTES DE FALLA Max.G.

VAC

RECONECTOR

DISYUNTOR EN ACEITE

DISYUNTOR EN SF6

—

Figura 3.41

para protección de la línea a 69 Kv Tennis - Samborondón comandados por relés de sobrecorriente. Las características del disyuntor ante anotados son las siguientes:

Marca: Mc Graw Edison

Modelo : CG - 48-72,5-20

Tipo: 1.200 Amp.

Con los valores obtenidos de máxima y mínima corrientes de fallas y con las características anotadas de los equipos de protección, se realizó la coordinación de protecciones del Sistema Durán, cuyas curvas incluyendo ajustes de los relés se presentan en las figuras 3.4.a.

La coordinación del disyuntor de la S/E Tennis que protege la línea a 69 Kv Tennis - Samborondón, se realiza con el equipo de protección principal a 13.8 Kv de la S/E Samborondón. Esto se realiza con la finalidad de que cualquier falla en la línea de sub-transmisión antes mencionada, como en barra de 69 Kv de la S/E Samborondón, sea despejada por el disyuntor instalado en la S/E Tennis.. Ver fig. 3.4.b.

- Límite Térmico de Conductores

Se analiza la carga actual de los conductores de las líneas a 69 Kv del Sistema Durán, en función del porcentaje del Límite Térmico de los mismos.

DE DURAN
 PROTECCION DE SOBRECORRIENTE (Transformador 12/15 MVA.)

PRINCIPAL 13.8 KV

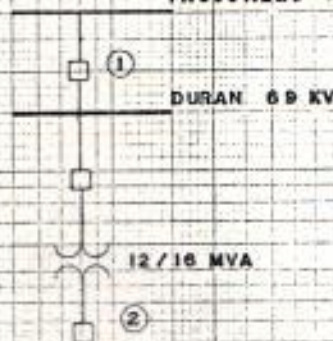
ALIMENTADORA

CT	TAP	DIAL	INST
300V	125%	10-5	
5'	40%	0.1	
300V	125%	0.2	
4'	40%	0.6	

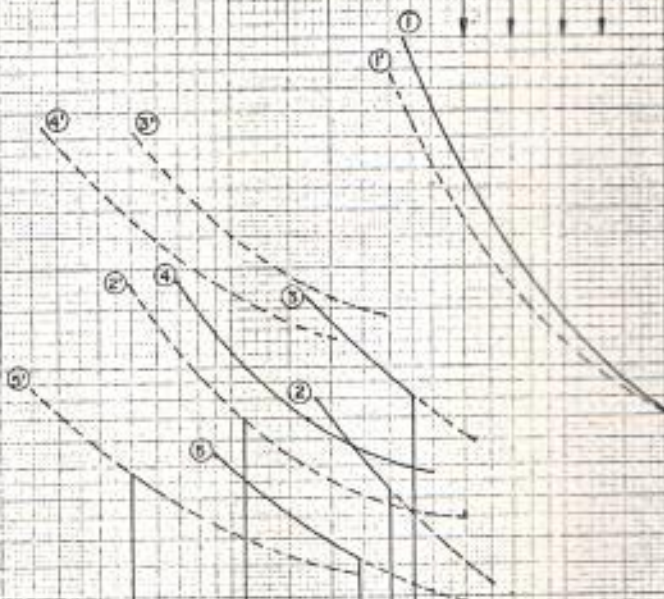
Actual
 Propuesta

CT	TAP	DIAL	INST
300V	125%	10-5	
5'	40%	0.1	
300V	125%	0.2	
4'	40%	0.6	

PASCUALES 69 KV



PRINCIPAL DURAN 13.8KV



Tierra Alimentadora

Tierra Principal

Fase Alimentadora

Fase Principal

Corriente en Amperios

TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

Fuse Links, In.

Dated

Volts a-c at p. 1, Starting at 25C with no initial load.

Test points so variations should be

No.

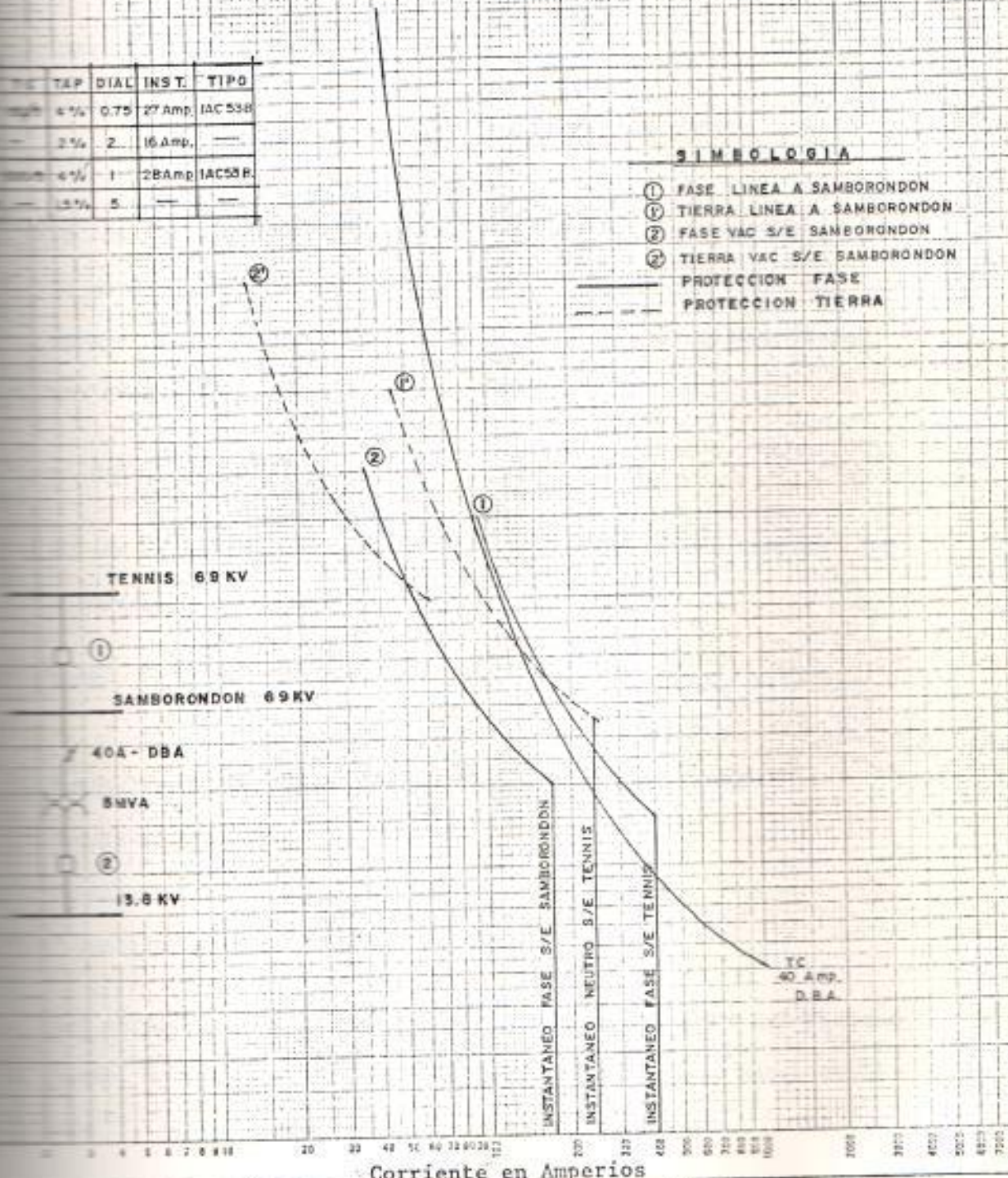
Date

TENNIS
PROTECCION DE SOBRECORRIENTE
 (Línea a Samborondon)

TAP	DIAL	INST.	TIPO
4%	0.75	27 Amp.	IAC 538
2%	2	16 Amp.	---
4%	1	28 Amp.	IAC 538
5%	5	---	---

SIMBOLOGIA

- ① FASE LINEA A SAMBORONDON
- ② TIERRA LINEA A SAMBORONDON
- ③ FASE VAC S/E SAMBORONDON
- ④ TIERRA VAC S/E SAMBORONDON
- PROTECCION FASE
- - - PROTECCION TIERRA



Corriente en Amperios

TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

Phase Line, In

Dated

Volts a-c 41 p-f, starting at 25C with no initial load

Test points or variations should be

No. _____
 Date _____

FIG. 3.4.b

LINEA	CONDUCTOR	Lim. TERM.	Carg. Actual
	ACSR	AMP	% LIM.TERM.
Pascuales-Quinto Guayas	336,4 MCM	387	24
Tennis-Samborondón	266,8 MCM	320	2,91
Quinto Guayas-Durán	477 MCM	483	19,2

De los valores obtenidos, llegamos a la conclusión de que la carga actual de los conductores de las líneas a 69 Kv están muy por debajo del límite térmico, lo que permite operar dichas líneas - con toda normalidad.

- Pérdidas de potencia

De los estudios de Flujo de Carga del Sistema Durán tenemos los siguientes valores de pérdidas en líneas a 69 Kv.

LINEA	Pérdidas	% Pérdidas respecto a
	Mw	la carga
Pascuales-Tennis	0.060	0.7
Tennis-Samborondón	* ---	---
Tennis-Durán	0.03	0.4

* Despreciable

Las pérdidas en el Sistema de Subtransmisión a 69 Kv del Sistema Durán, no son significativas analizando los valores antes anotadas.

- Flexibilidad en la Operación

El sistema de subtransmisión a 69 Kv del Sistema Durán es radial

y tiene dos fuentes posibles de alimentación, lo que hace que su confiabilidad de servicio sea mayor que para el caso de una sola alimentación. Esto hace que para simple contingencia no se presente ningún caso crítico.

Detallamos a continuación las posibles contingencias de primer orden que pueden presentarse, así como su flexibilidad en la operación.

+ Contingencia en Línea Pascuales-Tennis

Se energizan la S/E Tennis y la S/E Samborondón con la línea a 69 Kv que llega a la S/E Durán desde Milagro. Bajo estas condiciones de operación no existe sobrecarga en la línea de subtransmisión y los voltajes se mantienen dentro de los valores permisibles.

+ Contingencia en Línea Tennis-Samborondón

Se sirve la carga de la S/E Samborondón a 13.8 Kv desde la S/E Tennis. No existe sobrecarga en la línea de distribución ni en la S/E Tennis y los voltajes se mantienen dentro de los valores permisibles.

+ Contingencia en Línea Tennis-Durán

Se alimenta la S/E Durán desde Milagro y las subestaciones Tennis y Samborondón desde Pascuales. No existe sobrecarga en la línea de subtransmisión ni bajo voltaje bajo estas condiciones.

El caso crítico representaría que tanto la alimentación de Pascuales como la de Milagro queden fuera de servicio. Este caso

representaría una falla del Sistema Nacional Interconectado.

3.5 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

Como lo habíamos expresado anteriormente el Sistema Durán tiene 3 subestaciones de Distribución a saber: Subestación Durán (12 / 16 MVA), Subestación Tennis (4/5 MVA), Subestación Samborombón (5.0 MVA), a continuación analizaremos a cada una de ellas.

3.5.1 SUBESTACION DURAN

Se encuentra ubicada en el cantón Durán en la antigua vía Durán Tambo, a lado de la Feria Internacional de Durán. Ver figura 3.5.1.a.

Su transformador de potencia es de tres devanados y sus principales características son las siguientes:

- Capacidad Nominal MVA	12/16 (OA/FA)
- Relación de voltaje (KVp/KVsec)	66/13.8
- Frecuencia	60 HZ
- Elevación de Temperatura	55 °C
- Impedancia	7.3 %
- Conexión: Primario	Estrella (Solid. a tierra)
Secundario	Estrella (Solid. a tierra)
Terciario	Delta

De los estudios de Flujo de Carga y Cortocircuito realizados tenemos los siguientes resultados para la Subestación Durán :

DIAGRAMA UNIFILAR S/E. DURAN



SIMBOLOGIA






-  PARARRAYO CLASE INTERMEDIA 69 KV
-  SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA A TIERRA
-  SECCIONADOR TRIPOLAR 69 KV
-  OCB 69 KV
-  TRANSFORMADOR DE POTENCIA 3 DEVANADOS

Fig. 3.5.1.a.

- Capacidad de carga de Subestaciones

SUBESTACION	CAPACIDAD	CARGA ACTUAL % CAPACIDAD
Durán	12/16	69/52

Flexibilidad de la Operación

La Subestación Durán presenta una alternativa de alimentación a través de una línea a 69 Kv que sale de la S/E Montero de la Empresa Eléctrica Milagro y que llega a la S/E Durán.

- Coordinación de Protecciones

Del estudio de cortocircuito realizado encontramos las siguientes corrientes máxima y mínima de falla en la S/E Durán:

BARRA	If 3 ϕ Amp	If 1 ϕ Amp
Durán 69	1733	1230
Durán 13.8	3838	3252

La S/E Durán tiene protección diferencial para protección del transformador y protección de sobrecorriente para protección de alimentadora. Los ajustes de los equipos de protección y las curvas de coordinación se presentan en la figura 3.4.a.

Tiene disyuntores en aceite (OCB) en el lado de 69 Kv y en el lado de 13.8 Kv para protección del transformador de po

tencia.

3.5.2 SUBESTACION SAMBORONDON

La alimentación de la S/E Samborondón parte de la S/E Tennis que es una subestación de paso ubicada en el Km. 4 de la vía La Puntilla Samborondón. La subestación Samborondón está ubicada en la población de Samborondón en la vía hacia el Recinto La Victoria. Ver figuras 3.5.2.a y 3.5.2.b.

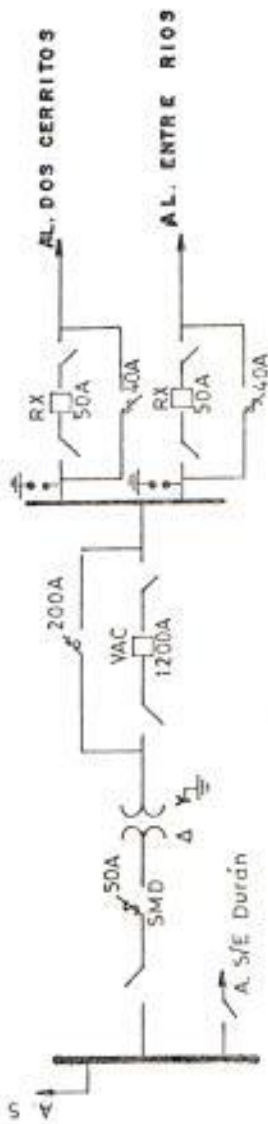
La S/E Tennis tiene un transformador de potencia de 4/5 MVA conectado estrella/Delta, y de relación (KVp/KVsec) de 69/13.8 KV. La Subestación Samborondón tiene un transformador de potencia de las siguientes características:

- | | | |
|-------------------------------------|------------|---------------------------|
| - Capacidad Nominal | 5 MVA | |
| - Relación de Voltaje (KVp/KVsec) | 69/13.8 Kv | |
| - Frecuencia | 60 HZ | |
| - Elevación de Temperatura | 55 % | |
| - Impedancia | 7.5 % | |
| - Conexión: | Primerio | Delta |
| | Secundario | Estrella (solid.a tierra) |
| - Capacidad de Carga de Subestación | | |

SUBESTACION	CAPACIDAD	CARGA ACTUAL
		% CAPACIDAD
Samborondón	5	26,66 %
Tennis Club	4/5	33,33/26,66 %

DIAGRAMA UNIFILAR S/E. TENNIS

A 5 E. Samborombá



SIMBOLOGIA






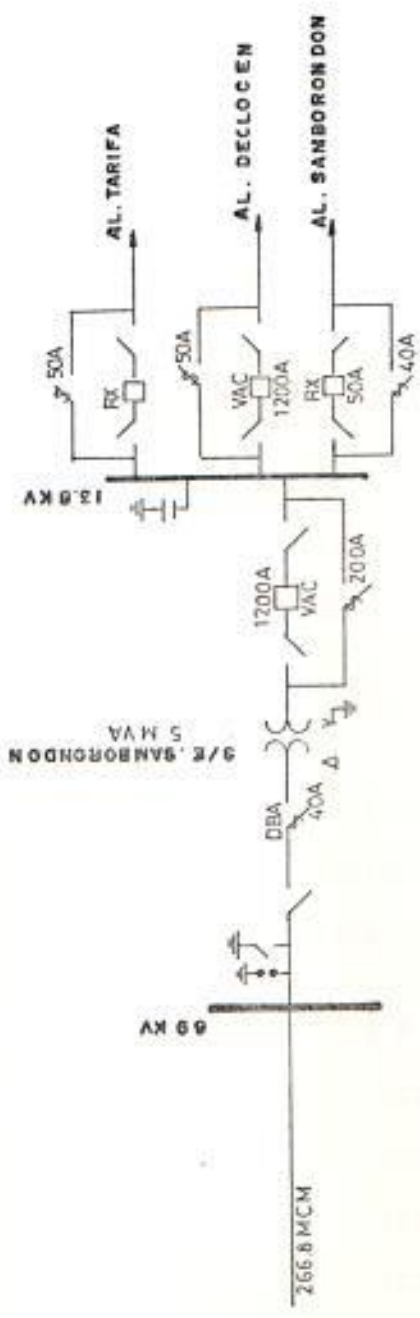
-  PARARRAYO CLASE INTERMEDIA 69 KV
-  SECCIONADOR PORTAFUSIBLE DE 69KV
-  DISYUNTOR EN VACIO PARA 13.8KV
-  TRANSFORMADOR DE POTENCIA
-  SECCIONADOR TRIPOLAR 69 KV

Fig. 3.5.2.a.

DIAGRAMA UNIFILAR S/E. SAMBORONDON



SIMBOLOGIA

- PARARRAYO CLASE INTERMEDIA 69 KV
- SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA A TIERRA
- SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69KV
- SECCIONADOR PORTAFUSIBLE DE 69 KV
- DISYUNTOR EN VACIO PARA 13.8KV
- TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Fig. 3.5.2.b.

Los porcentajes de carga actual de ambas subestaciones es bajo respecto a su capacidad nominal, lo que da un amplio margen para seguir operando en el futuro sin tener que cambiar el transformador de potencia.

- Flexibilidad en la Operación

Para falla de la S/E Pascuales se sirve a las subestaciones Tennis y Samborondón desde la S/E Durán por medio de una línea a 69 Kv que viene de Milagro. Bajo estas condiciones no existe sobrecarga en la línea que viene de Milagro, ni bajo voltaje en las subestaciones de EMELGUR.

- Coordinación de Protecciones

Del estudio de cortocircuito realizado del Sistema Durán, arrojan los siguientes valores de corrientes máxima y mínima de falla en las Subestaciones Tennis y Samborondón.

BARRA	If 3 ϕ Amp.	If 1 ϕ Amp.
Tennis 69	2228	1736
Tennis 13.8	2083	2220
Samborondón 69	1230	795
Samborondón 13.8	1974	2204

La S/E Tennis tiene protección en el lado de 69 Kv por medio de fusibles de poder tipo DBA, y en el lado de 13.8 Kv - tiene protección de sobrecorriente por medio de un VAC principal.

La S/E samborondón tiene protección en el lado de 69 Kv por medio de fusibles de poder tipo SMD y en el lado de 13.8 Kv tiene protección de sobrecorriente por medio de un interruptor en vacío (VAC) general. Ver figuras 3.5.a y 3.5.b.

3.5 SISTEMA DE DISTRIBUCION A 13.8 KV

Se analizará por separado las alimentadoras a 13.8 Kv de las S/E Durán, Samborondón, Tennis Club, con sus principales características.

3.6.1 ALIMENTADORAS DE SUBESTACION DURAN

De la S/E Durán salen cuatro alimentadoras a 13.8 Kv y los principales cargas que sirve cada uno son las siguientes:

- | | |
|--------------------|---------------------|
| - Alimentadora # 1 | La Puntilla |
| - Alimentadora # 2 | Tanasa |
| | Procoa |
| | Abbot |
| | Brisas de Santay |
| | Promariscos |
| | La Herradura |
| | Expalsa |
| - Alimentadora # 3 | Cdla. Primavera |
| | Oramas Gonzalez |
| | Gilbert Pontón |
| | Ana María de Olmedo |

- Alimentadora # 4

Maldonado
 Unidad Nacional
 Peñón del Río
 Norte de Durán
 Centro de Durán
 Empacadora ESTAR
 Fribalao
 Oficinas EMELGUR
 Fleischmann

En la figura 3.6.1.a se presenta el diagrama unifilar central del Sistema Durán con la S/E Durán sus cuatro alimentadoras, configuración escogida para realizar los estudios de Flujo de Carga, donde se obtuvieron los siguientes resultados.

- Regulación de Voltaje

BARRA	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MINIMA	
	V(pu)	% C.V.	V(pu)	% C.V.
Durán 13.8	0.976	2.4	1.007
La Puntilla	0.974	2.6	1.005
Tap Tanasa	0.973	2.7	1.006
Procoa	0.971	2.9	1.006
Brisas	0.966	3.4	1.004
Tanasa	0.970	3.0	1.006
El Manabe	0.938	6.2	0.988	0.12
Iglesia	0.930	7.0	0.985	0.15
Tap Olmedo	0.968	3.2	1.004

CONFIGURACION ACTUAL DEL SISTEMA DURAN

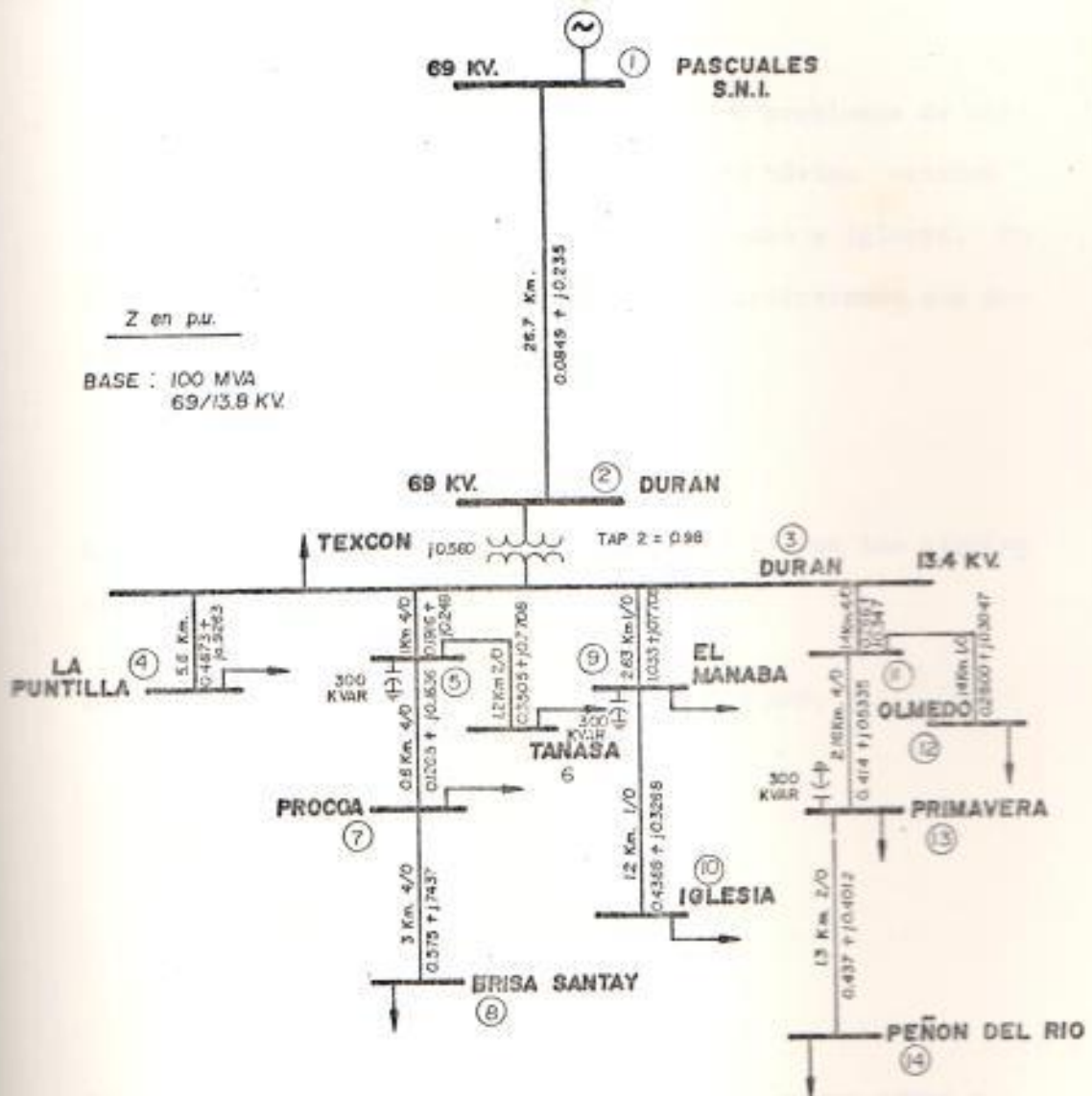


Figura 3.6.1.a.

Primavera	0.961	3.9	1.002
Peñón del Río	0.956	4.4	1.000
Olmedo	0.964	3.6	1.003

KV Base = 13.8

De estos resultados concluimos que no tiene problemas de voltaje para Demanda Mínima y que para Demanda Máxima existen dos barras con bajo voltaje que son: El Manaba e Iglesia. En las recomendaciones al final del capítulo indicaremos que podemos hacer para mejorar esa situación.

- Límite Térmico de Conductores

Los conductores más usados a nivel de 13.8 Kv son los siguientes, incluyendo sus límites térmicos:

CONDUCTOR ACSR	LIMITE TERMICO AMP.
4/0	252
3/0	214
2/0	183
1/0	153
2	119

Si escogemos los tramos de alimentadoras con mayor carga y los comparamos con el límite térmico del conductor, tenemos los siguientes valores:

LINEA	CONDUCTOR	LIM. TER.	CARGA % LIM.
	ACSR	AMP.	TERMICO
Durán 13.8-La Puntilla	4/0	252	10.7
Durán 13.8-Tap Tanasa	4/0	252	26.2
Durán 13.8-El Manaba	1/0	153	94.8
Durán 13.8-Tap Olmedo	4/0	252	39.3

De los resultados concluimos que salvo la línea Durán 13.8 - El Manaba, las demás líneas de Distribución se encuentran - cargados en un porcentaje menor respecto al límite térmico.

Respecto a la línea antes mencionada se harían las recomendaciones al final del capítulo para superar esta situación.

- Pérdidas en el Sistema Eléctrico

De los resultados de los Flujos de Carga tenemos los siguientes resultados respecto a pérdidas de potencia:


De 7.6 Mw de demanda se pierden 0.16 Mw en el sistema de Distribución a 13.8 Kv es decir un 2,1 % respecto al total, lo que nos indica que estamos dentro de los límites permitidos.


- Flexibilidad en la Operación


El Sistema de Distribución a 13.8 Kv del Sistema Durán, tiene gran flexibilidad ya que se pueden realizar interconexiones entre todas las alimentadoras pudiendose completar una malla a 13.8 Kv que opera eficientemente. Ver figura 3.6.1. b.

FLEXIBILIDAD EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION A 13.8 KV. DEL SISTEMA DURAN

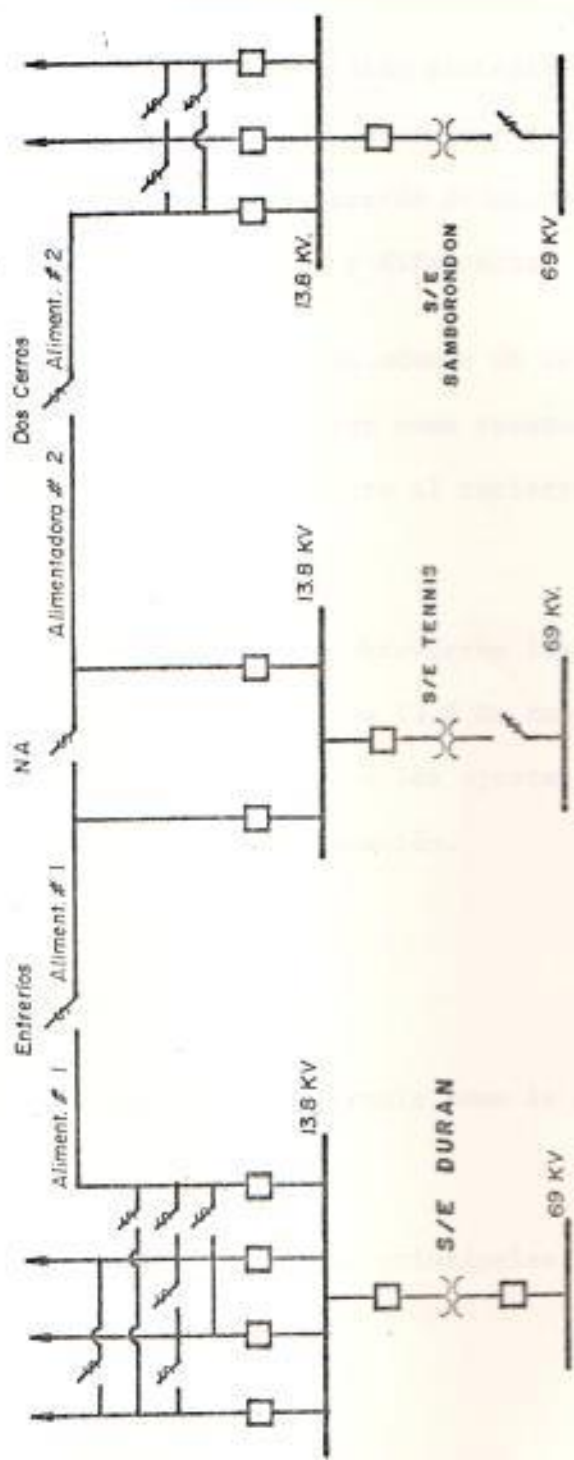
S I M B O L O G I A

- 

 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.
- 

 EQUIPO PROTECCION.
- 

 CAJA FUSIBLE.



Figuro 3.6.i.b.

- Coordinación de Protecciones

Las cuatro alimentadoras de la S/E Durán están protegidas por disyuntores en aceite comandados por relés de sobrecorriente y existe un disyuntor en aceite como protección principal a 13.8 Kv que tiene relés de sobrecorriente y diferencial.

Los disyuntores de las alimentadoras tienen además un relé - de recierre que hace que estos puedan operar como reconectores, teniendo la opción de dejar sin efecto el recierre, - bloqueando este relé.

Del estudio de cortocircuito realizado se obtuvieron las corrientes máxima y mínima de falla a nivel de 13.8 Kv con lo que se procedió a realizar la coordinación y los ajustes de los relés los cuales se presentan a continuación.

Ver figura. 3.4.a.

3.6.2 ALIMENTADORAS DE SUBESTACION SAMBORONDON

Analizaremos las alimentadoras de la S/E Tennis como la de - la S/E Samborondón.

La S/E Tennis tiene dos alimentadoras cuyas principales cargas son las siguientes:

- Alimentadora # 1

Club Biblos

Instituto Absón Calderón

Urb. Entre Ríos

- Alimentadora # 2 La Aurora
- Hipódromo Buijo
- Desvío a Salitre
- Dos Cerros

La S/E Samborondón tiene tres alimentadoras cuyas cargas principales son las siguientes:

- Alimentadora # 1 Centro de Samborondón
- Alimentadora # 2 Boca de Caña
- Tarifa
- Guarefirme
- Alimentadora # 3 Declocur
- La Victoria

Los estudios realizados de Flujo de Carga y Cortocircuito solo consideran hasta la barra de 13.8 Kv de la S/E Samborondón puesto que su poca carga hace que para efectos de análisis operativos los valores obtenidos en la barra son suficientemente significativos para el estudio considerado.

- Regulación de Voltaje

BARRA	DEMANDA MAX V(pu) % c.v.	DEMANDA MINIMA V(pu) % C.V.
Tennis 13.8	0.983 1.7	0.991 0.09

Los voltajes de máxima y mínima Demanda están dentro de los límites aceptados.

- Flexibilidad en la Operación (S/E Samborondón)

Se pueden interconectar las alimentadoras a nivel de 13,8 Kv e incluso formar una malla que opera con normalidad. Además puede interconectarse su alimentadora # 2 con la alimentadora # 2 de la S/E Tennis para casos de emergencia o mantenimiento del transformador de Potencia. Ver fig. 3.6.1.b.

- Coordinación de Protecciones (S/E Samborondón)

La protección de las alimentadoras a 13,8 Kv se realiza para las alimentadoras # 1 y # 2 por medio de un reconectador hidráulico tipo RX para cada una y la alimentadora # 3 está protegida por un interruptor en vacío (VAC), además la protección principal también se la realiza con un interruptor de este tipo. Las curvas de coordinación con los ajustes respectivos se presentan en la figura 3.5.b.

Todos los equipos de protección antes mencionados tienen su respectivo by-pass , para ser utilizado cuando se tenga que hacer mantenimiento de estos equipos.

- Flexibilidad en la Operación (S/E Tennis)

A nivel de 13,8 Kv tiene una gran flexibilidad en la operación ya que aparte de poder interconectar sus dos alimentadoras, también se puede interconectar con la alimentadora # 1 de la S/E Durán y con la alimentadora # 2 de la S/E Sambo

rondón. Esto facilita la operación en condiciones de emergencia y mantenimiento de la S/E Tennis y aumenta considerablemente la confiabilidad del Sistema de Distribución. Ver figura 3.6.1.b.

- Coordinación de Protecciones (S/E Tennis)

La protección de las dos alimentadoras a 13.8 Kv de la S/E Tennis se la realiza por medio de reconectores hidráulicos y tiene como protección un interruptor en vacío (VAC).

Las curvas de coordinación con los ajustes respectivos se presentan en la figura 3.5.a.

- Confiabilidad del Sistema de Distribución

Tomando en cuenta los tiempos de interrupción durante 1.985 en el Sistema Durán que fue de 44 horas/año y habiendo obtenido que la probabilidad total de fallas/año en el Sistema Durán fue de 41,49 obtenemos que la disponibilidad de servicio en dicho sistema fue de 79,15 % en 1.985.

Este índice relativamente bajo se debe que durante el año antes mencionado se pusieron en operación las Subestaciones Tennis y Samborondón por lo que gran parte de los tiempos de interrupción en el sistema se deben principalmente a - pruebas de operación realizadas a estas subestaciones.

3.7 RECOMENDACIONES DE OPERACION PARA EL SISTEMA DURAN

A continuación se detallan recomendaciones para mejorar la operación actual del Sistema Durán, en cada uno de los componentes de su Sistema de Potencia:

- Fuente de Potencia

Es poco lo que EMELGUR puede hacer operacionalmente en la S/E Pascuales DOSNI, puesto que esta es controlada por INECEL, pero si puede exigir que se cumplan los niveles de voltajes horarios que se tienen en la barra de entrega de energía, particular que se discute en reunión de Comité de Operación entre INECEL, EMELGUR y EMELEC, esta última empresa incluida por cuanto de la misma barra de entrega sale una alimentadora que sirve al Sistema Guayaquil. Es importante seguir una curva horaria de voltaje común puesto que de esto depende la calidad de servicio que tanto EMELEC y EMELGUR pretenden dar a sus usuarios, en cuanto a voltaje se refiere.

- Sistema de Subtransmisión a 69 Kv

Esta parte de sistema opera satisfactoriamente, la única recomendación para mejorar su operación es la de reubicar los tramos de líneas a 69 Kv que pasa por los terrenos del Batallón Quinto Guayas, puesto que cuando existen fallas en ese tramo, es difícil y demorado localizar la misma ya que pasa por sectores donde practican maniobras de tiro, que mas de una vez han causado interrupciones de servicio, que toman mucho tiempo ser superadas por las dificultades motadas.

- Subestaciones de Distribución

En la S/E Samborondón que es una subestación terminal debe eliminarse los fusibles de poder para protección del lado de Alta Tensión - (69 Kv) del transformador de fuerza, ya que existe un disyuntor en aceite (OCB) instalado en la S/E Tennis para protección de la línea a 69 Kv Tennis - Samborondón. La configuración propuesta sería de beneficio para la operación y economía de la empresa, sin desmedro de su sistema de protección.

- Sistema de Distribución a 13.8 Kv

Se debe cambiar el tramo de conductor 3 # 1/0 ACSR de la alimentadora # 4 de la S/E Durán, que está por llegar a su límite térmico por un conductor 3 # 4/0 ACSR como el resto de dicha alimentadora.

Además se deben colocar banco de capacitores desconectables de 300 KVAR en las barras de la S/E Durán, que tienen bajo voltaje a Demanda Máxima.

Por último se debe procurar instalar interruptores en aceite de las siguientes características en los puntos de interconexión entre alimentadoras:

- Tipo	NR
- Voltaje nominal máximo	15 Kv
- Corriente Continua	200 Amp.
- Nivel básico de Aislamiento	95 Kv

Estos interruptores facilitarían las maniobras de interconexión entre alimentadoras sin afectar la continuidad de servicio.

CAPITULO CUARTO

ANALISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA DAULE

4.1 GENERALIDADES

El Sistema Daule está ubicado íntegramente dentro de la Provincia del Guayas y sirve a las poblaciones de Daule, Pedro Carbo, Palestina, Balzar, Nobol, Colimes entre otras y las zonas rurales aledañas a las mismas.

Se extiende por la vía El Empalme hasta el cantón Balzar, por la vía a Manabí hasta Pedro Carbo, por la vía Salitre hasta la población de Vernaza y por la vía a Guayaquil hasta la Planta de Tratamiento de Agua Potable "La Toma".

4.2 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

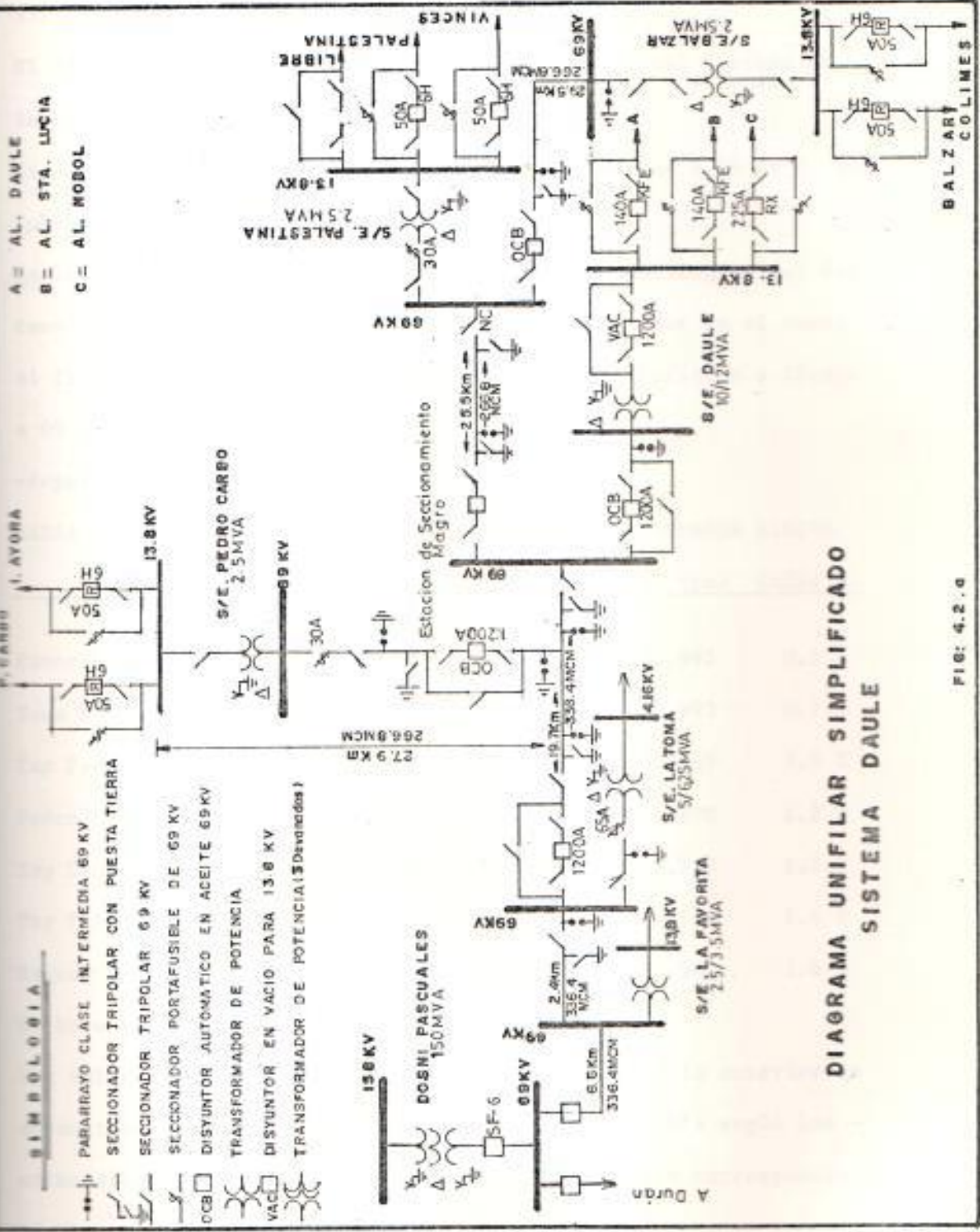
En la figura 4.2.a se presenta el diagrama unifilar simplificado del Sistema Daule, donde se detallan las líneas de Subtransmisión a 69 Kv, las subestaciones de Distribución y sus principales líneas de Distribución a 13.8 Kv.

4.3 FUENTE DE POTENCIA

La única fuente de potencia del Sistema Daule es la Subestación Pascuales DOSNI (150 MVA). Para el suministro de energía para el Sistema Daule así como los Sistemas Durán y Quevedo, EMELGUR tiene firmado un solo contrato de suministro de energía con INECEL.

SIMBOLÓGICA

- PARARRAYO CLASE INTERMEDIA 69 KV
- SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA TIERRA
- SECCIONADOR TRIPOLAR 69 KV
- SECCIONADOR PORTAFUSIBLE DE 69 KV
- DISYUNTOR AUTOMÁTICO EN ACEITE 69KV
- TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- DISYUNTOR EN VACIO PARA 138 KV
- TRANSFORMADOR DE POTENCIA (Devanados)



- A = AL. DAULE
- B = AL. STA. LUCIA
- C = AL. MOBOL

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO SISTEMA DAULE

1.4 SISTEMA DE SUBTRANSMISION A 69 KV

El detalle del sistema de Subtransmisión a 69 Kv del Sistema Daule se encuentra en la figura 1.3.a.

Es de tipo radial con una derivación para alimentar a 69 Kv a la Subestación Pedro Carbo (2.5 MVA).

Realizados los estudios de Flujo de carga y cortocircuito del Sistema Daule, cuyos resultados se encuentran tabulados en el anexo al final de esta tesis, analizaremos los que se refieren a líneas a 69 Kv.

-Regulación de Voltaje

BARRA	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MINIMA	
	V (pu)	Caída V	V (pu)	Caída V
Favorita 69	0.992	0.8 %	0.995	0.5 %
Toma 69	0.989	1.1 %	0.993	0.7 %
Tap Pedro Carbo	0.979	2.1 %	0.989	1.1 %
Pedro Carbo 69	0.976	2.4 %	0.988	1.2 %
Tap Daule	0.977	2.3 %	0.988	1.2 %
Tap Palestina	0.971	2.9 %	0.986	1.4 %
Balzar 69	0.967	3.3 %	0.984	1.6 %

KV base = 69

Los valores de caída de voltaje de acuerdo a la tabla anterior se encuentran dentro de los límites de la zona tolerable según los estándares dados en el Segundo Capítulo en el punto correspondiente.

-Coordinación de Protecciones

Del estudio de Cortocircuito se encontraron las corrientes máxi-

mas y mínimas de fallas, las cuales se encuentran tabuladas en el Anexo al final de esta tesis. En cuanto al sistema de subtransmisión a 69 Kv estas corrientes se presentan a continuación: Ver figura 4.4 y 4.4'.

BARRA

MAXIMA GENERACION

	I falla 3 \emptyset (Amp)	I falla 1 \emptyset A
Pascuales 69	3494	3903
La Favorita 69	2764	2477
La Toma 69	2566	2184
Tap Pedro Carbo	1854	1340
Pedro Carbo	1133	718
Tap Daule	1730	1220
Tap Palestina	1059	666
Balzar	757	456

La protección en la S/E Pascuales DOSNI para la alimentadora a 69 Kv para el Sistema Daule, se realiza por medio de un disyuntor en SF₆ (Hexafluoruro de Azufre), comandados por relés de sobrecorriente de las siguientes características:

Marca: Westinghouse

Modelo: CO - 9

Tipo: Sobrecorrientes de fase y neutro

El siguiente punto de protección de la alimentación al Sistema - Daule está en la S/E La Toma mediante un disyuntor en aceite de las siguientes características:

Marca: G.E.C

Tipo: D 1102517 - JB 428

Valores Nominales: 69 KV - 1.200 Amp.

Este disyuntor está comandado por relés de sobrecorriente caracte

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DAULE

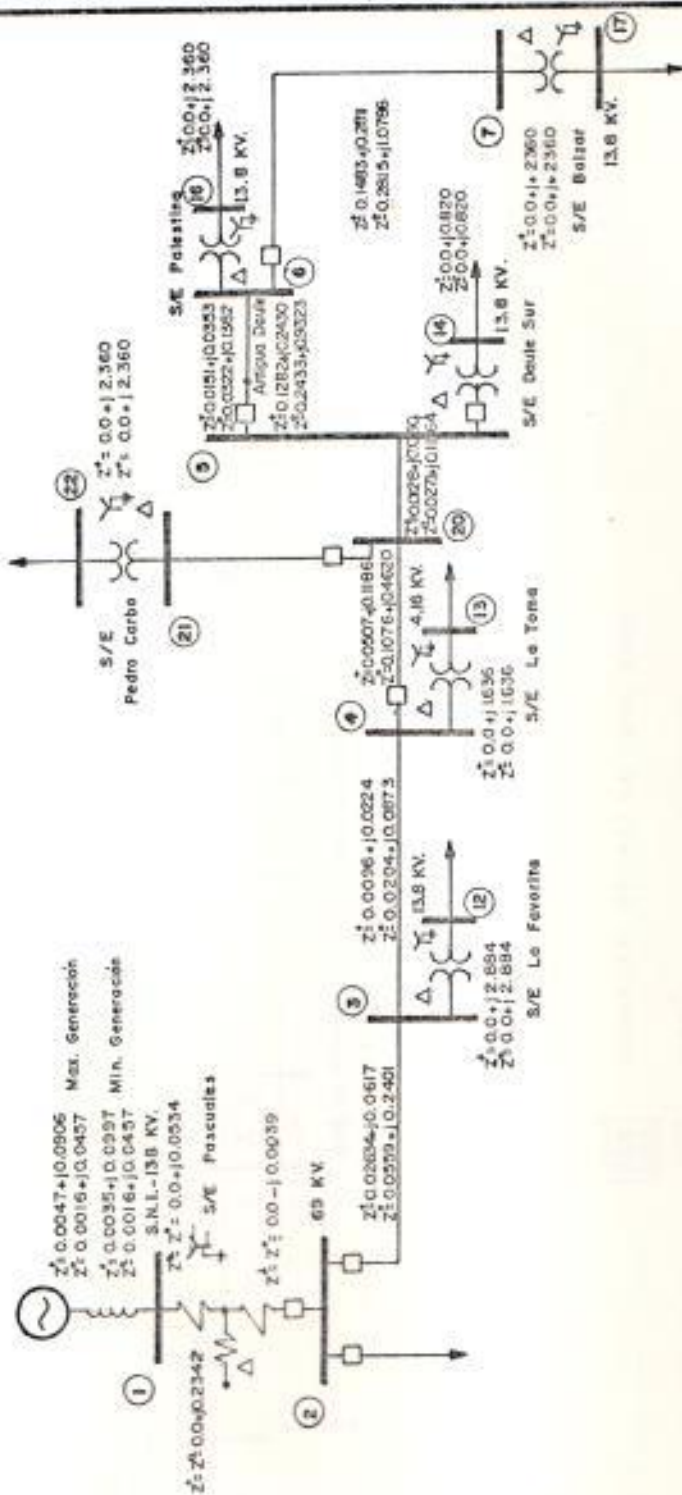
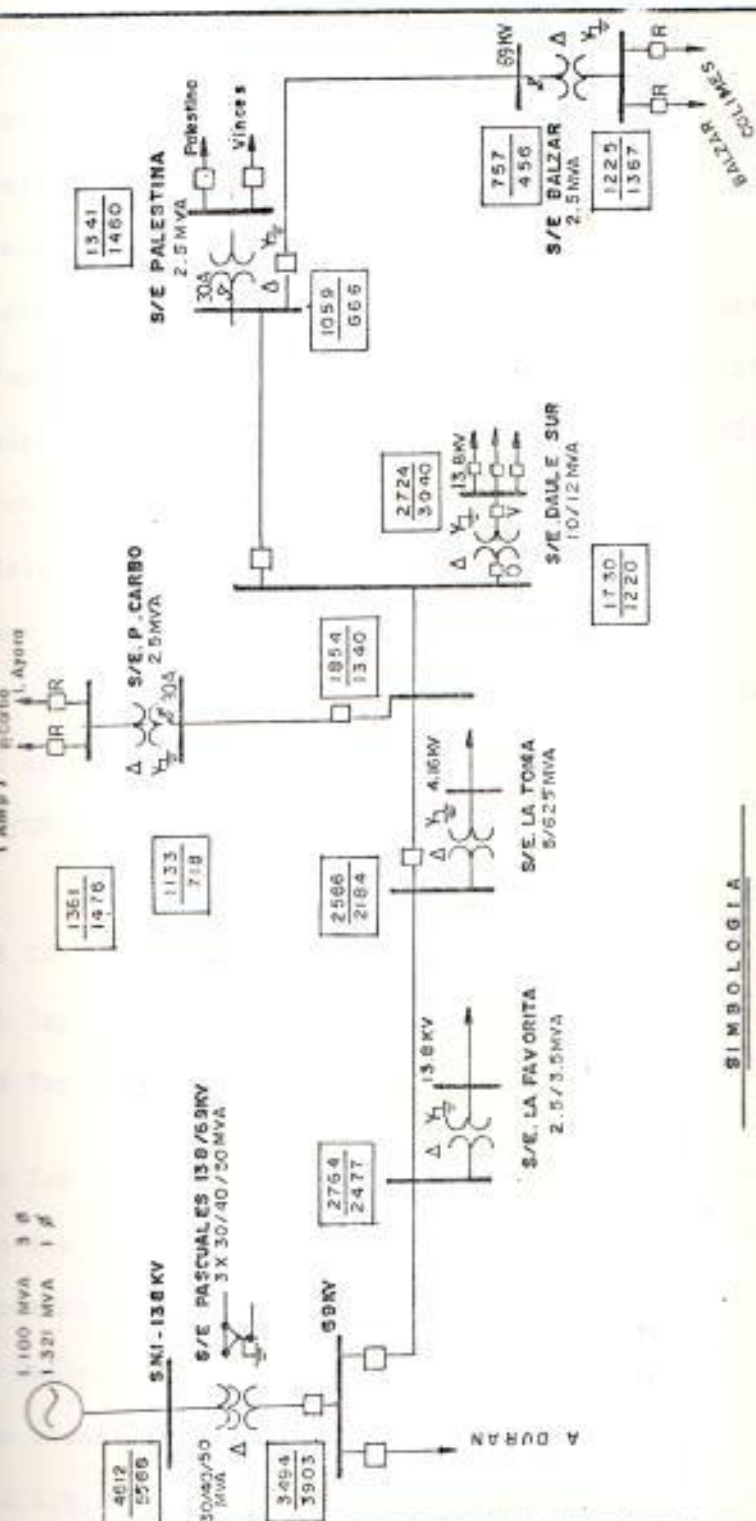


Fig. 4.4

SISTEMA DE SUBTRANSMISION DAULE

CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO
(Amp)



SIMBOLOGIA

- | |
|------|
| 59A |
| 116A |

 CORRIENTE DE FALLA (Max. Gener.)
- V □ VAC
- R □ RECONECTADOR
- O □ DISYUNTOR EN ACEITE
- S □ DISYUNTOR EN SF-6
- FUSIBLE DE PODER

Figura 4.4*

rísticas que se detallan a continuación:

Marca: G.E.C

Modelo: CDG - 13

Tipos: Sobrecorrientes de fase y tierra

Existen también disyuntores en aceite (OCB) para la derivación a Pedro Carbo, línea Daule-Palestina, línea Palestina-Balzar, los cuales son similares con las siguientes características:

Marca: Mc Graw Edison

Modelo: CG - 48 - 72.5 - 20

Tipo: 1,200 Amp.

Los relés que comandan estos equipos tienen las características - que se detallan en la siguiente tabla:

DISYUNTOR	RELE		
	Marca	Modelo	Tipos
OCB Tap Pedro Carbo	General Electric	IAC 53 B	fase y neut.
OCB Tap Daule	General Electric	IAC 53 B	fase y neut.
OCB Tap Palestina	General Electric	IAC 53 B	fase y neut.

Con los valores obtenidos de máxima y mínima corriente de falla y con las características anotadas de los equipos de protección, se procedió a realizar la coordinación de las protecciones del Sistema Daule, cuyas curvas incluyendo los ajustes de los relés y de los transformadores de corriente presentamos en las figuras 4.4a y 4.4.b . Hay que hacer una consideración especial la coordinación del OCB Tap Pedro Carbo se lo realiza con los elementos de protección de sobrecorriente a 13.8 Kv para evitar que el fusible se poder se quemara para fallas en la barra a 13.8 Kv, puesto que

se considera que el tiempo de interrupción de servicio es similar si se cambia el fusible de poder como para la operación del OCB, y también es más económico para la empresa. Este criterio se ha aplicado para las líneas de subtransmisión a 69 Kv que llegan a subestaciones terminales.

- Límite Térmico de Conductores

Analizaremos en porcentajes de la carga actual respecto al límite térmico, de esta manera obtenemos los siguientes resultados:

LINEA	Cond. ACSR	Lim. Term. (AMP)	Carga Actual en % Límite Térmico
Pascuales-La Toma	336.4	387	33.68
La Toma-Tap P. Carbo	336.4	387	20.44
Tap P. Carbo-P. Carbo	266.8	320	2.91
Tap P. Carbo-Tap Daule	336.4	387	17.92
Tap Daule-Tap Palestina	266.8	320	5.55
Tap Palestina-Balzar	266.8	320	4.07

De los valores obtenidos en la tabla anterior observamos que los valores actuales de carga, están muy por debajo del límite térmico, lo que nos da un amplio margen de seguridad de operación aún para condiciones de emergencia.

-Pérdidas de Potencia

De los resultados de los Flujos de Carga del Sistema Daule tenemos los siguientes valores:

LINEA	Pérdidas (Mw)	% Pérd. respecto a la carga
Pascuales - La Toma	0.08	0.57
La Toma-Tap P. Carbo	0.05	0.59
Tap P. Carbo-P. Carbo	*	*
Tap P. Carbo-Tap Daule	0.01	0.13
Tap Daule-Tap Palestina	0.01	0.52
Tap Palestina-Balzar	*	*

* Despreciable

Los valores de pérdidas en el Sistema de Subtransmisión son muy pequeños, y esto se debe a que la carga que transportan es muy baja.

- Flexibilidad en la Operación

Debido a que el Sistema de Subtransmisión de Daule es radial, con una sola fuente de alimentación en caso de contingencia en la línea a 69 Kv Pascuales - La Toma, todo el Sistema Daule queda fuera de servicio, es decir el tramo Pascuales - La Toma es un punto crítico del Sistema de Subtransmisión.

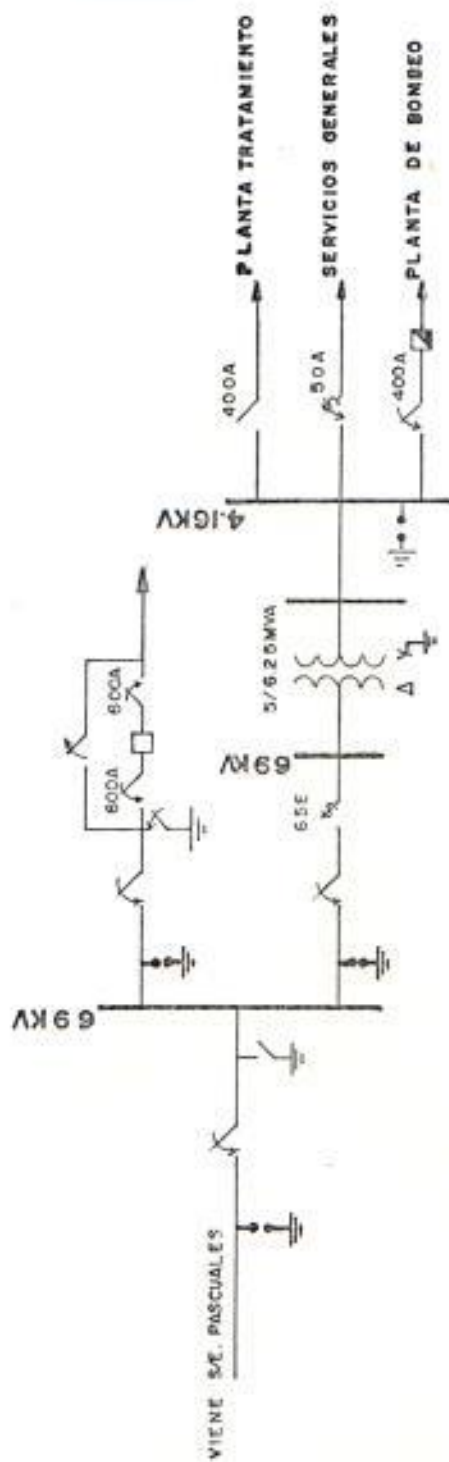
+ Contingencia en Línea Tap Pedro Carbo - Pedro Carbo

Queda fuera de operación la S/E Pedro Carbo, se alimenta su carga a partir de la alimentadora # 3 de S/E Daule. Bajo estas condiciones no existe sobrecarga en la línea de Distribución, pero existe bajo nivel de voltaje durante la emergencia

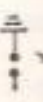
+ Contingencia en línea La Toma - Daule

Queda fuera de servicio todo el Sistema Daule y lo único que se -

DIAGRAMA UNIFILAR S/E. LA TOMA



SIMBOLOGIA

- | | |
|---|--------------------------------------|
|  | BARRA SECCIONADORA TRIPOLAR N.C. |
|  | BARRA SECCIONADORA TRIPOLAR N.A |
|  | PARARRAYOS 10 KV |
|  | FUSIBLE DE PODER |
|  | OCB GRAN VOLUMEN ACEITE 6000 |
|  | OCB PEQUEÑO VOLUMEN ACEITE 1200A |
|  | CUCHILLAS MONOPOLARES TIPO BARRA |
|  | CUCHILLA MONOPOLAR TIPO PORTAFUSIBLE |
|  | TRANSFORMADOR DE PODER |

Otra dificultad para la operación de esta subestación es el nivel de voltaje en baja tensión (4.16 Kv) que es diferente al voltaje de las líneas de Distribución (13.8 Kv) que llegan a la zona.

- Coordinación de Protecciones

Del estudio de cortocircuito realizado se encontraron las corrientes máximas y mínimas de fallas en la S/E La Toma.

BARRA	If 3 ϕ	If 1 ϕ
La Toma 69	2566	2184

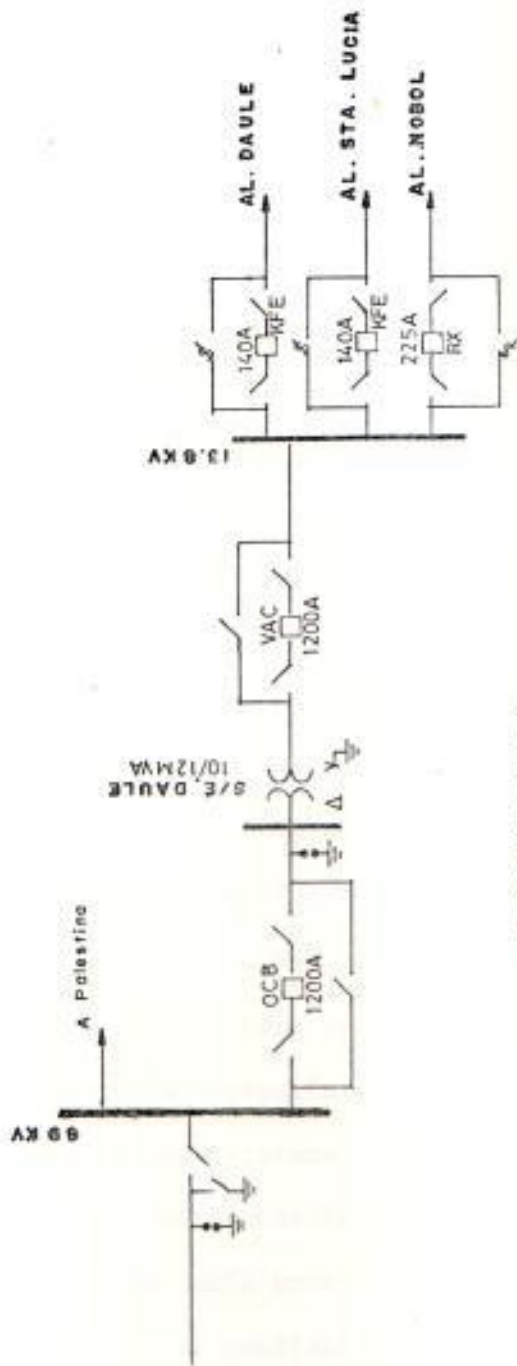
Nos incluimos los datos de cortocircuito a 4.16 Kv puesto - que a este nivel de voltaje la Empresa de Agua Potable se encarga de sus protecciones. EMELGUR supervisa que los ajustes de EMAP-G no causen operación de equipos de protección de EMELGUR innecesariamente.

El equipo de protección existente en la S/E La Toma son fusibles de poder en el lado de Alta Tensión (69 Kv) del transformador. Existe además un disyuntor en aceite para protección de la línea a 69 Kv La Toma - Daule.

4.5.2 SUBESTACION DAULE

Se encuentra ubicada en la entrada a la población de Daule. Su transformador de fuerza tiene las siguientes características: (Ver figura 4.5.2.a.) .

DIAGRAMA UNIFILAR S/E DAULE



SIMBOLOGIA

- PARARRAYO CLASE INTERMEDIA 69KV
- SECCIONADOR TRIPOLAR 69 KV
- SECCIONADOR PORTAFUSIBLE DE 69KV
- TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- DISYUNTOR AUTOMATICO EN ACEITE 69 KV
- DISYUNTOR EN VACIO PARA 13.8KV
- SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA A TIERRA

Fig. 4.5.2.a

- Capacidad Nominal: (OA/FA) 10/12,5 MVA
- Relación de voltaje (KVp/KVsec) 69/13.8 KV
- Frecuencia 60 HZ
- Impedancia 10.6 %
- Conexión : Primario Delta
 Secundario Estrella (salida a tierra)

- Capacidad de Carga de subestaciones

La carga actual máxima de la S/E Daule es de 5.54 Mw, por lo tanto tenemos los siguientes:

SUBESTACION	CAPACIDAD	CARGA ACTUAL % CAP.
Daule	10/12.5 MVA	61/49

De estos resultados anotamos que la subestación Daule está cargada por debajo de su capacidad nominal, lo que nos permite operar con toda normalidad. Si consideramos un crecimiento de la carga con un 7 % anual, la S/E Daule llegaría a su capacidad nominal OA despues de 7.16 años y aun tendría de reserva 2.5 MVA para copar su capacidad FA.

- Flexibilidad en la Operación

Debido a lo radial del sistema de subtransmisión a 69 Kv no hay alternativa de alimentación a 69 Kv para esta subestación. Una solución sería construir nuevas líneas a 69 Kv para poder aumentar la confiabilidad de la subestación Daule.

- Coordinación de Protecciones

Del estudio de cortocircuito encontramos las corrientes má-

ximas y mínimas de fallas para la subestación Daule, las cuales tabulamos a continuación:

SUBESTACION	If 3 Ø Amp	If 1 Ø Amp
Daule 69	1730	1220
Daule 13.8	2724	3040

El transformador de potencia (10/12.5 MVA) de la S/E Daule tiene protección diferencial por medio de relés diferenciales que comandan a un disyuntor en aceite (OCB) a 69 Kv y a un interruptor en vacío (VAC) a 13.8 Kv para que operen simultáneamente en caso de falla del transformador. Existe además en la S/E Daule un disyuntor en aceite (OCB), para protección de sobrecorriente de la línea a 69 Kv Daule-Palestina.

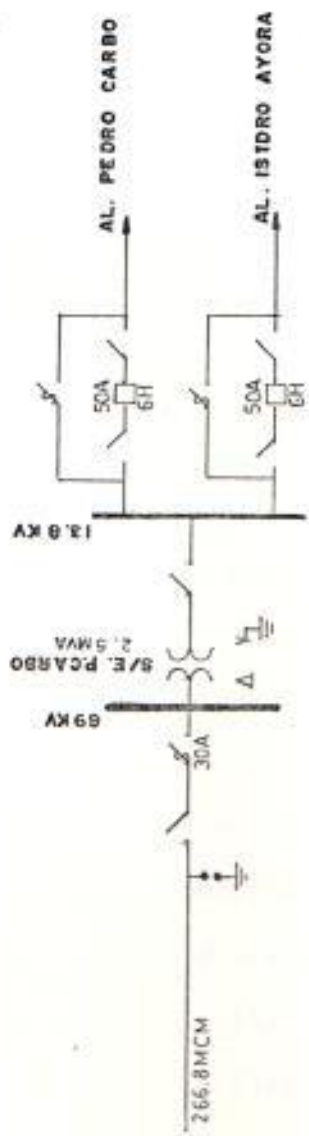
Las curvas de coordinación y los ajustes de los relés de protección se encuentran en la figura.4.5.2.b.

4.5.3 SUBESTACION PEDRO CARBO

Se encuentra ubicada a la entrada de la población de Pedro Carbo. Su transformador de potencia tiene las siguientes características: (Ver figura 4.5.3.a.)

- Capacidad Nominal 2.5 MVA
- Relación de voltaje (KVp/KVsec) 69/13.8 KV
- Frecuencia 60 HZ
- Impedancia 5.9 %
- Conexión: Primario Delta
- Secundario Estrella (salida a tierra)
- Capacidad de carga de subestaciones

DIAGRAMA UNIFILAR S/E. P. CARBO



SIMBOLOGIA





-  PARARRAYO CLASE INTERMEDIA. 69 KV
-  SECCIONADOR TRIPOLAR 69 KV
-  SECCIONADOR PORTAFUSIBLE DE 69KV
-  TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Fig. 4.5.3.8.

La carga actual de la S/E Pedro Carbo es de 1 Mw. por tanto tenemos los siguientes valores:

SUBESTACION	CAPACIDAD	CARGA ACTUAL % CAP.
Pedro Carbo	2,5 MVA	40

Como observamos la carga actual de la subestación está a un 40 % de su capacidad normal y si consideramos que la carga crecerá a una tasa del 7 % anual, se llegará a su capacidad normal despues de 12 años.

- Flexibilidad en la Operación

La subestación Pedro Carbo y todas las subestaciones del Sistema Daule tienen una flexibilidad limitada debido a su única alimentación a 69 Kv por tanto se sugieren construcción de líneas a 69 Kv alternativas para su alimentación.

- Coordinación de Protecciones

Del estudio de cortocircuito realizado se encuentran las corrientes máximas y mínimas de fallas en la S/E Pedro Carbo las cuales se tabulan a continuación:

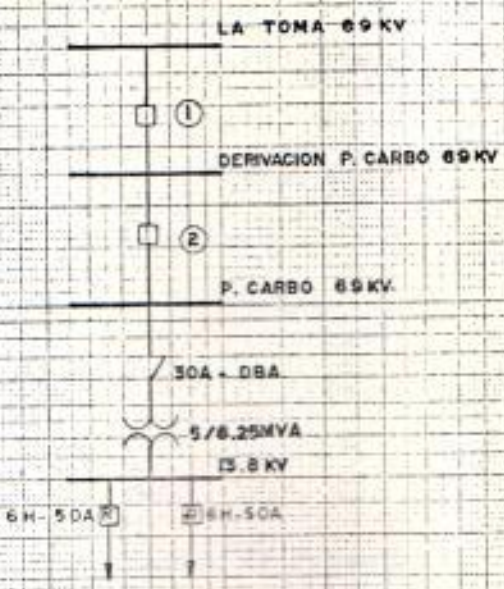
BARRA	If 3 Ø Amp.	If 1 Ø Amp.
Pedro Carbo 69	1133	718
Pedro Carbo 13.8	1361	1476

En la S/E Pedro Carbo la protección se la realiza a 69 Kv, con fusibles de poder y como protección principal a 13.8 Kv un interruptor en vacío (VAC).

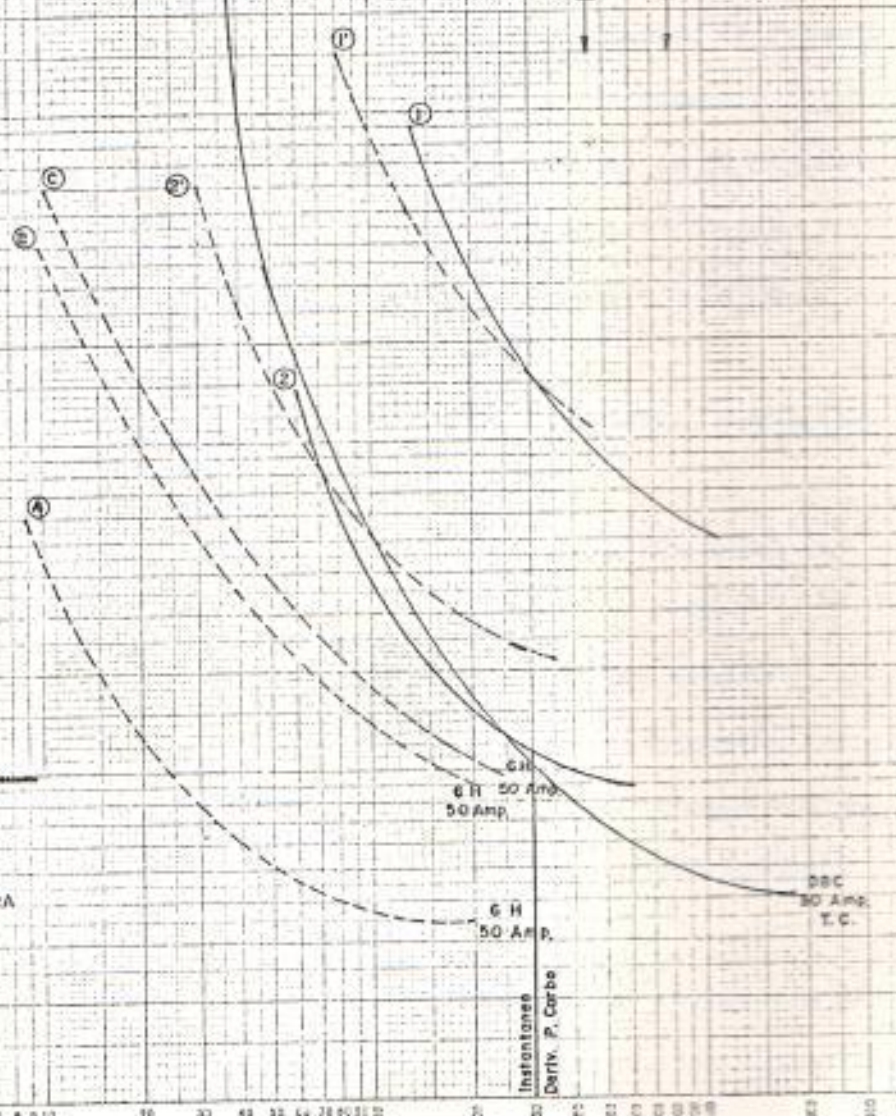
Debido a que la S/E Pedro Carbo es una subestación Terminal la coordinación para fallas en la barra a 13.8 Kv se la rea

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 20 30 40 50 60 70 80 100 150 200 300 400 500 600 700 800 900 1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 9000 10000

PEDRO CARBO
PROTECCION DE SOBRECORRIENTE
 (Como Nobel - P. Carbo)



T.D.	INSTANT.	
0.4	—	IAC 53 B
0.9	—	—
0.5	30 Amp	IAC 53 B
2	Boqueda	—



TECNOLOGIA
 PROTECCION FASE
 PROTECCION TIERRA

Corriente en Amperios

TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
 Fuse Links In.....

Dated.....
 Volts a.c. at..... p-l. Starting at 25C with no initial load.....
 Test points so variations should be.....

No.....
 Date.....

FIG: 4.5.3. b

liza con el disyuntor en aceite (OCB) instalado en el arranque de la línea a 69 Kv Tap Pedro Carbo- Pedro Carbo.

Las curvas de coordinación y los ajustes de los equipos de protección se detallan en la figura.4.5.3.b

4.5.4 SUBESTACION PALESTINA

Se encuentra ubicada a la salida de la población de Palestina en la vía a Vinces. Su transformador de potencia tiene las mismas características del transformador de la S/E Pedro Carbo, es decir es de 2,5 MVA de capacidad, 69/13.8 Kv Delta - Estrella (Salida a tierra). Ver figura 4.5.4.a.

- Capacidad de carga de Subestaciones

La carga actual de la S/E Palestina es de 500Kw, por lo tanto tenemos los siguientes valores:

SUBESTACION	CAPACIDAD	CARGA ACT. % CAP.
Palestina	2.5 MVA	20 %

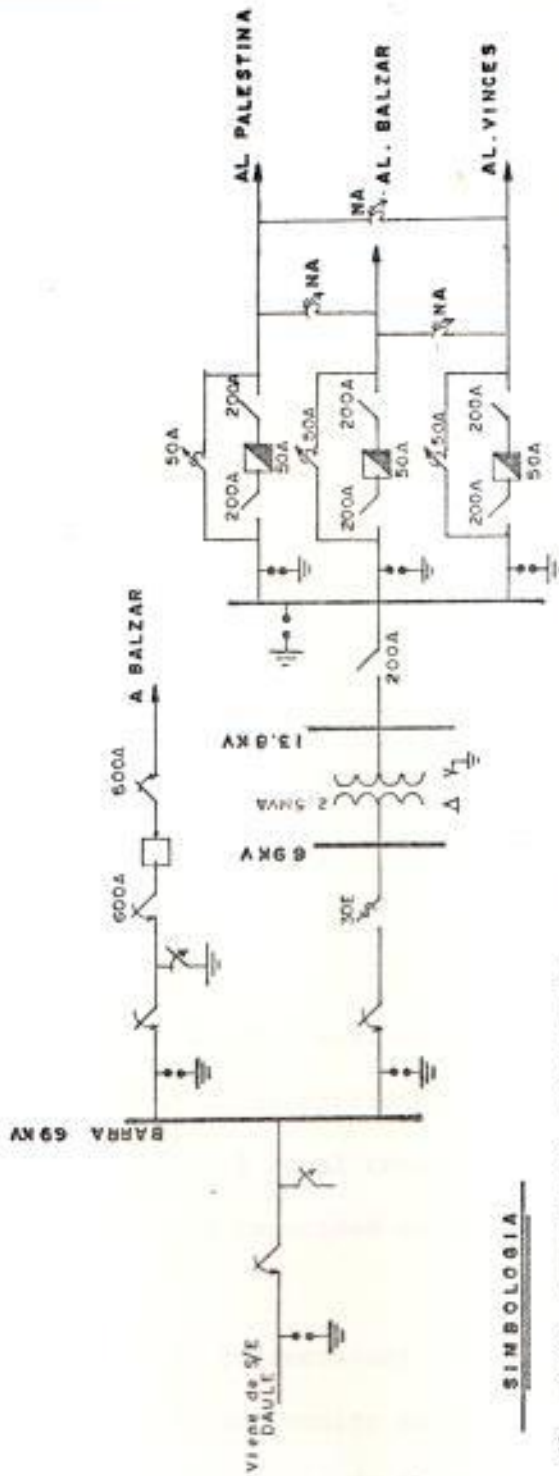
Como observamos la carga actual está muy por debajo de la capacidad nominal del transformador. Si consideramos que la carga aumenta con una tasa del 7 % anual tenemos que después de 22 años recién se llegará a la capacidad nominal.

- Coordinación de Protecciones

Del estudio de cortocircuito encontramos las corrientes máximas y mínimas de falla de la S/E Palestina, las cuales tabulamos a continuación:

BARRA	If 3 Ø Amp	If 1 Ø Amp
Palestina 69	1059	666
Palestina 13.8	1341	1460

DIAGRAMA UNIFILAR S/E PALESTINA



SIMBOLOGIA











-  BARRA SECCIONADORA TRIPOLAR NC
-  BARRA SECCIONADORA TRIPOLAR NA
-  PARARRAYOS 10 KV
-  PARARRAYOS 60 KV
-  FUSIBLE POLAR
-  RECLOSER TIPO NS
-  OCB
-  CUCHILLA MONOPOLAR TIPO HAIRA
-  CUCHILLA MONOPOLAR TIPO PORTAFUSIBLE
-  TRANSFORMADOR DE PODER

Figure 4.5.4.2

La protección se la realiza con fusibles de poder en el lado de 69 Kv y para protección principal a 13.8 Kv un reconectador tipo RX con mecanismo hidráulico. Las curvas de coordinación de esta S/E se encuentran en la figura 4.4.a

4.5.5 SUBESTACION BALZAR

Está ubicada a la entrada de la población de Balzar. Las características de su transformador de potencia es la misma que el de la S/E Palestina y S/E Pedro Carbo, es decir de 2.5 MVA, 69/13.8 KV Conexión Delta Estrella (Salida a tierra). Ver figura 4.5.5.a.

- Capacidad de Carga de Subestaciones

La carga actual de la S/E Balzar es de 1.40Mw por lo tanto tenemos los siguientes valores:

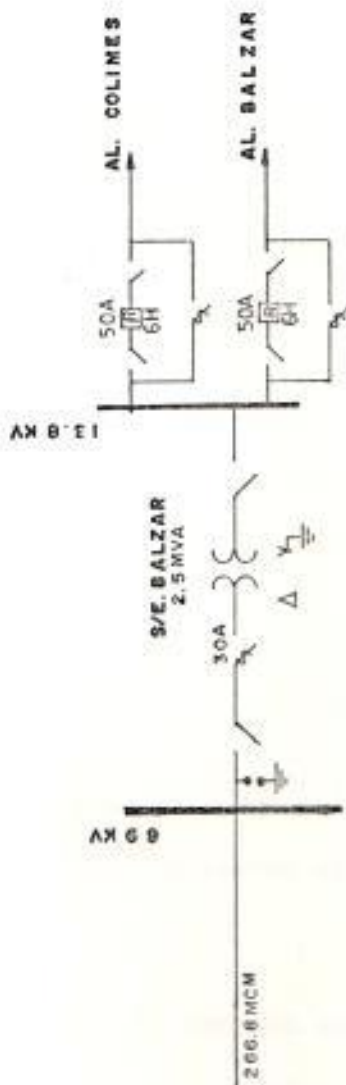
SUBESTACION	CAPACIDAD	CARGA ACT. % CAP.
Balzar	2.5 MVA	56 %

Como notamos la carga actual está aún muy por debajo de la capacidad nominal. Si consideramos un crecimiento de carga con una tasa del 7 % anual tenemos que después de 7 años recién llegamos a la capacidad nominal del transformador de potencia.

- Coordinación de protecciones

Del estudio de cortocircuito encontramos las corrientes máximas y mínimas de fallas de la S/E Balzar, las cuales tabulamos a continuación:

DIAGRAMA UNIFILAR S/E. BALZAR



SIMBOLOGIA





-  PARARRAYO CLASE INTERMEDIA . 69 KV
-  SECCIONADOR TRIPOLAR 69 KV
-  SECCIONADOR PORTAFUSIBLE DE 69 KV
-  TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Fig. 4.5.5.a.

BARRA	If 3 Ø Amp.	If 1 Ø Amp.
Balzar 69	757	456
Balzar 13.8	1225	1367

La protección se la realiza con fusibles de poder en el lado de 69 Kv y para protección principal a 13.8 Kv un reconector tipo RX con mecanismo hidráulico. Es de anotar que como la S/E Balzar es una subestación terminal la coordinación para falla en la barra a 13.8 Kv se la realiza con el disyuntor en aceite (OCB) que protege la línea Palestina - Balzar que se encuentra ubicada en la S/E Palestina.

4.5 SISTEMA DE DISTRIBUCION A 13.8 KV

Se analizará cada una de las alimentadoras de la S/E La Toma, S/E Daule, S/E Pedro Carbo, S/E Palestina y S/E Balzar, con sus principales características.

4.6.1 ALIMENTADORA DE SUBESTACION LA TOMA

De la S/E La Toma sale una sola alimentadora a 4.16 KV que sirve a la planta de bombeo de la Empresa de Agua Potable - (EMAP-G).

En esta subestación EMELGUR solo se ocupa del patio de Alta Tensión (69Kv) y del transformador de potencia (5/6.25 MVA) para dar servicio a la Toma a 4.16 Kv. Toda la parte de Distribución a 4.16 Kv la supervisan técnicos de la EMAP-G, pero siempre coordinando cualquier trabajo dentro de la subestación con personal técnico de EMELGUR.

4.6.2 ALIMENTADORA SUBESTACION DAULE

De la S/E Daule salen tres alimentadoras a 13.8 Kv y las principales cargas que sirven cada uno son las siguientes:

- | | |
|--------------------|-------------|
| - Alimentadora # 1 | Daule |
| | Banife |
| - Alimentadora # 2 | El Mate |
| | Laurel |
| | Santa Lucía |
| | Salitre |
| | Vernaza |
| - Alimentadora # 3 | Nobol |
| | Petrillo |
| | Dolmen |
| | La Toma |

En la figura 4.6.2.a se presenta el diagrama unifilar actual del Sistema Daule, con sus subestaciones y Alimentadoras, con figuración escogido para realizar los estudios de Flujos de Carga, cuyos resultados generales se encuentran en el anexo - al final de esta tesis.

- Regulación de voltaje

A continuación se presentan los datos de voltaje a Demanda - máxima y mínima con su respectiva caída de voltaje para cada una de las barras consideradas en las alimentadora a 13.8 Kv de la S/E Daule.

CONFIGURACION ACTUAL DEL SISTEMA DAULE

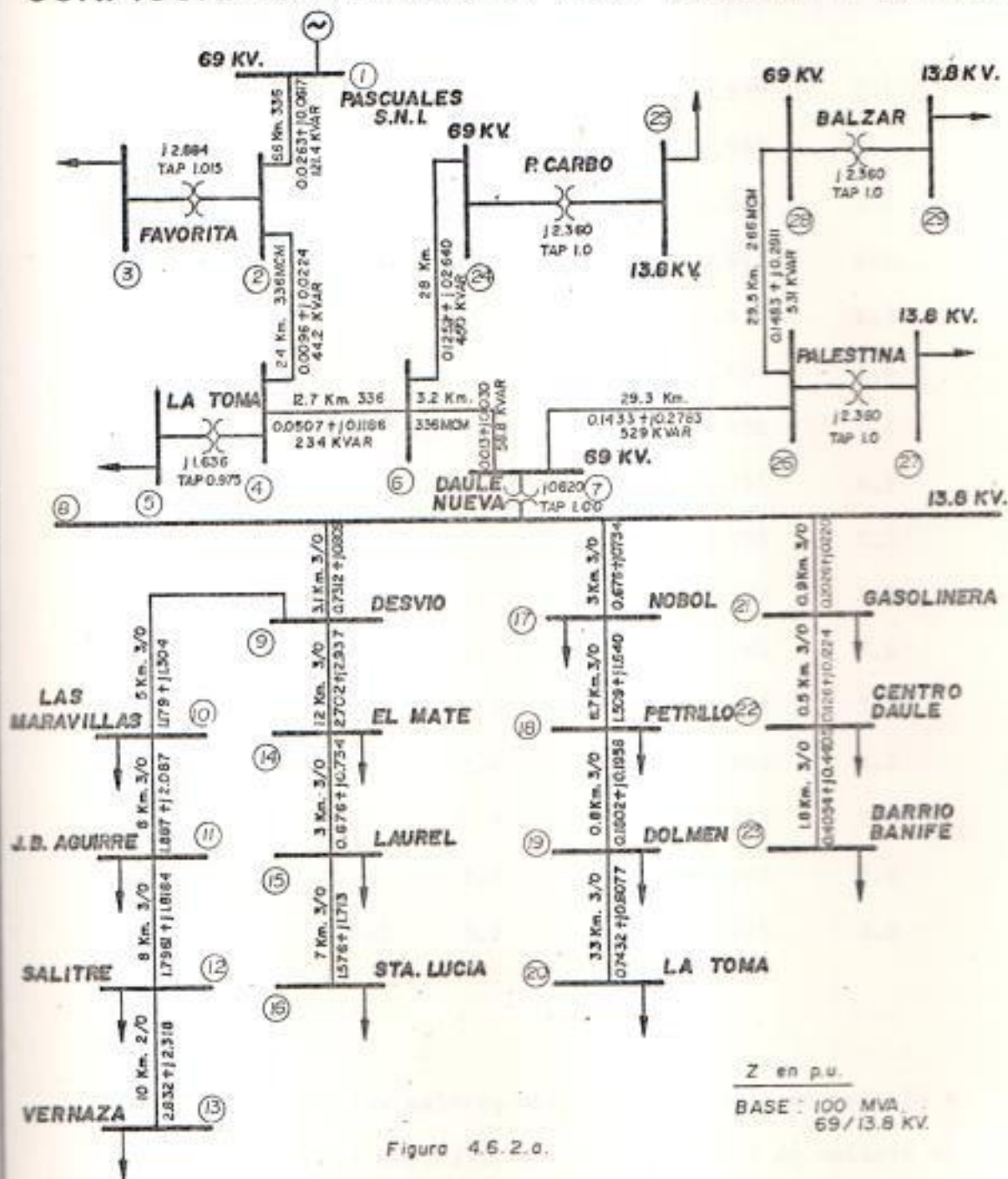


Figura 4.6.2.a.

BARRA	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MINIMA	
	V(pu)	% CAIDA DE V	V(pu)	% CAIDA DE V
Daule 13.8	0.951	4.9	0.979	2.1
Desvío	0.926	7.4	0.969	3.1
El Mate	0.863	13.7	0.946	5.4
Laurel	0.853	14.7	0.942	5.8
Sta. Lucía	0.840	16.0	0.937	6.3
Maravillas	0.914	8.6	0.964	3.6
J.B.Aguirre	0.897	10.3	0.956	4.4
Salitre	0.884	11.6	0.951	4.9
Vernaza	0.878	12.2	0.948	5.2
Nobol	0.928	7.2	0.973	2.7
Petrillo	0.885	11.5	0.964	3.6
Dolmen	0.882	11.8	0.963	3.7
La Toma	0.874	12.6	0.963	3.7
Gasolinera	0.946	5.4	0.977	2.3
C.Daule	0.944	5.6	0.976	2.4
Banife	0.942	5.8	0.975	2.5

KV Base = 13.8

Como notamos de los valores obtenidos el nivel de voltaje a Demanda Máxima es muy bajo, por ende la caída de voltaje es elevada en la mayoría de las barras de la S/E Daule. Esto se debe principalmente al voltaje que sale de la S/E Pascua les a Demanda Máxima es muy bajo (1.00Pu) y las alimentadoras a 13.8 Kv tienen largos recorridos.

Ante esta situación se volvió a correr un Flujo de Carga con siderado un voltaje de 70.5 KV (1.0217 pu) en la S/E Pascua- les DOSNI a nivel de 69 Kv y subimos el tap de la S/E Daule a tap 4. Los resultados de estos cambios reflejados en las principales barras del sistema son las siguientes:

BARRA	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MINIMA	
	V(pu)	% CAIDA DE V	V(pu)	% CAIDA DE V
Daule 13.8 KV	1.0263	-----	0.9896	1.04
Nobol	1.0255	-----	0.9906	0.94
Petrillo	1.0266	-----	0.9916	0.84
Dolmen	1.0270	-----	0.9918	0.82
La Toma	1.0257	-----	0.9912	0.88
Sta. Lucía	0.9392	6.08	0.9621	3.79
Vernaza	0.9625	3.75	0.9620	3.80
C.DAule	1.0200	-----	0.9866	1.34

KV Base = 13.8

De los resultados obtenidos vemos que los cambios introduci- dos, nos han hecho llegar a la posición contraria al caso an terior, es decir ahora tenemos sobrevoltaje en la mayoría de las barras a Demanda Máxima. Los valores de voltaje a Deman- da Mínima están dentro de las líneas aceptables.

Para solucionar el problema de sobrevoltaje a Demanda Máxima dejamos el tap de la S/E Daule en tap 3 y se transfiere la - carga de Santa Lucía a la S/E Palestina; adicionalmente se

considera la instalación de un regulador de voltaje en el centro de la alimentadora # 3. Los resultados obtenidos de esta manera son los siguientes:

BARRA	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MINIMA	
	V(pu)	% CAIDA DE V.	V(pu)	% C.DE V.
Daule 13.8	0.9986	0.14	0.9769	2.31
Nobol	0.9919	0.81	0.9763	2.37
Petrillo	0.9949	0.51	0.9943	0.57
Dolmen	0.9938	0.62	0.9932	0.68
La Toma	0.9867	1.33	0.9868	1.32
Sta. Lucía	0.9751	2.49	0.9654	3.46
Vernaza	0.9391	6.09	0.9511	4.89
C.Daule	0.9922	0.78	0.9738	2.62

KV Base= 13.8

Analizando estos valores tenemos que tanto los voltajes a Demanda Máxima y Mínima se mantienen dentro de los límites aceptables.

En el caso de Vernaza se puede corregir en parte la caída de Voltaje cambiando los taps de los transformadores de distribución a tap 4.

- Límite Térmico de Conductores

Los conductores más usados a nivel de 13.8 se detallan a continuación, así como sus límites térmicos y la carga máxima actual que soporta cada uno de los conductores:

LINEA	COND.	LIM. TERM.	Carga %
	ACSR	AMP.	LIM. TERM.
Daule 13.8-Nobol	3/0	214	45
Daule 13.8-Desvío	3/0	214	43
Daule 13.8-Gasol.	3/0	214	30

De los valores calculados tenemos que los conductores están aún por debajo del Límite Térmico. Sin embargo se debe considerar el cambio de conductor a # 4/0 ACSR por tenerlo normalizado como las demás alimentadoras de subestaciones con capacidad igual o mayor a 10 MVA.

- Flexibilidad en la Operación

A nivel de 13.8 Kv las alimentadoras de la S/E Daule tienen puntos posibles de interconexión, por una parte su alimentadadora # 3 puede interconectarse con las líneas a 13.8 Kv de EMELEC que llegan hasta La Toma. Además esta misma alimentadadora se puede interconectar con la alimentadora # 2 de la S/E Pedro Carbo. Por otro lado la alimentadora # 2 de S/E Daule puede interconectarse con la alimentadora # 1 de la S/E Palestina que llega hasta la entrada a los recintos de Barranquilla-Porvenir. Ver figura 4.6.2.b.

- Coordinación de Protecciones

La S/E Daule tiene protección diferencial para el transformador de fuerza, mediante relés diferenciales que comandan

**FLEXIBILIDAD EN LA OPERACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION A 13.8 KV.
DEL SISTEMA DAULE**

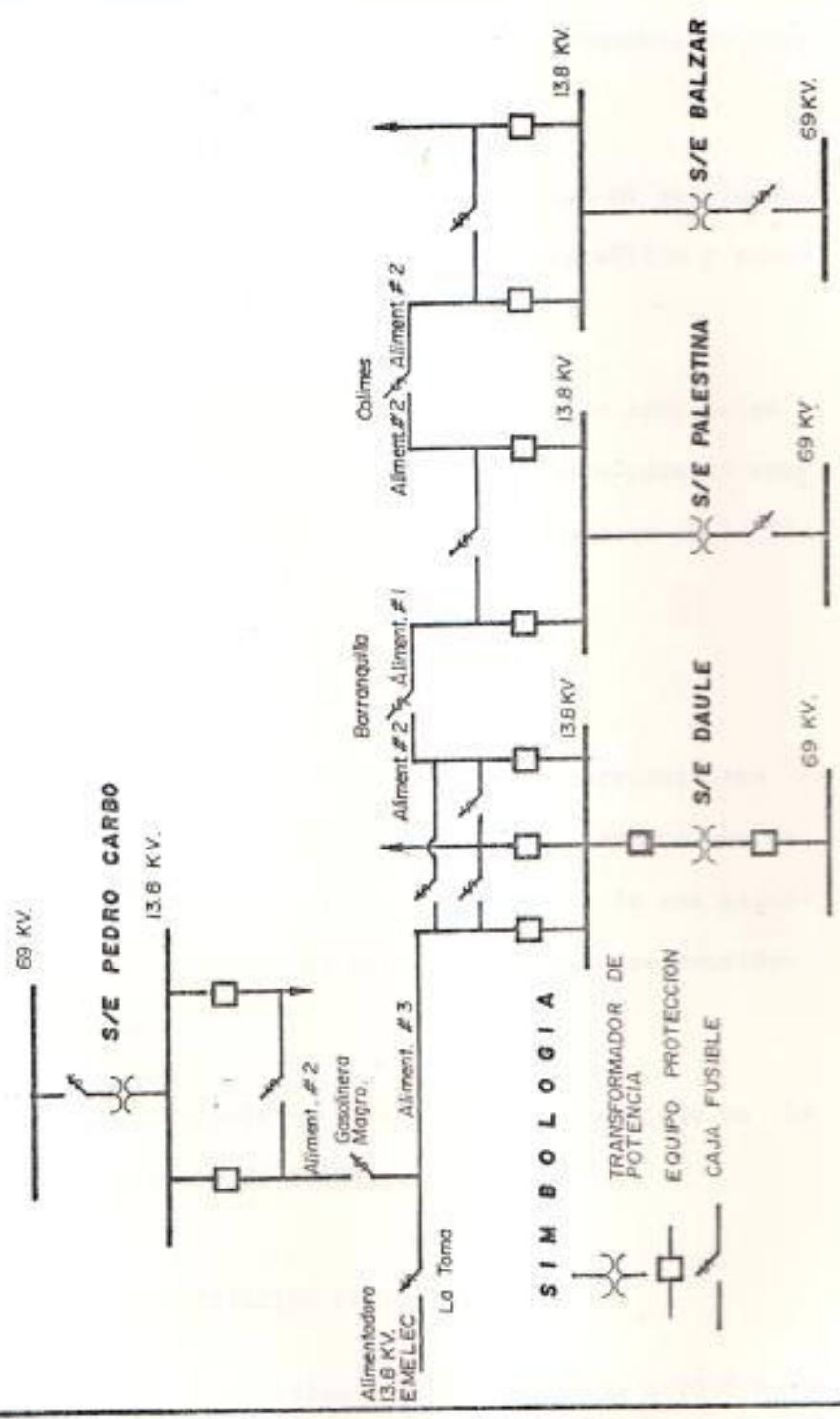


Figura 4.6.2. b.

a un disyuntor en aceite (OCB) a 69 Kv y a un interruptor en vacío (VAC) a 13.8 Kv a operar simultáneamente en caso de falla del transformador.

Para protección de las alimentadoras a 13.8 Kv se tienen reconectores tipo RX y tipo KFE tipo hidráulico y electrónico respectivamente.

Del estudio de cortocircuito se obtienen las corrientes máximas y mínimas de falla que se utilizaron para la coordinación de protecciones, cuya curva representa en la figura 4.5.2.b.

- Pérdidas en el Sistema Eléctrico

De los resultados de los Flujos de Carga corridos para las alimentadoras a 13.8 de la S/E Daule, tenemos que de 5.54 Mw de demanda hay 0.32 Mw de pérdidas, lo que significa un 5,78 % respecto al total, las cuales se consideran aceptables.

Estas pérdidas bajarán si se realiza lo aconsejado en la parte de Regulación de Voltaje.

4.6.3 ALIMENTADORAS SUBESTACION PEDRO CARBO

De la S/E Pedro Carbo salen dos alimentadoras a 13.8 Kv y las principales cargas que sirven cada una son las siguientes:

- Coordinación de Protecciones

La protección de las alimentadoras a 13.8 Kv se realiza mediante reconectores hidráulicos tipo 6 H, de corriente nominal 50 Amp. y corriente mínima de disparo 100 Amp.

Del estudio de cortocircuito se obtuvieron las corrientes máximas y mínimas de fallas para la coordinación de los equipos de protección, cuya curva se presenta en la figura 4.5. 3.a.

4.6.4 ALIMENTADORAS SUBESTACION PALESTINA

La S/E Palestina tiene dos alimentadoras a 13.8 Kv y las principales cargas a las que sirven son las siguientes:

Alimentadora # 1

Palestina

Barranquilla

Alimentadora # 2

Macul

Esta subestación fue construida y diseñada para servir también al cantón Vinces del área de concesión de EMELRIOS, - pero desde que esta empresa recibe energía del Sistema Nacional Interconectado, esta opción es utilizada solo en ca sos de emergencia.

Las consideraciones respecto al Estudio de Flujo de Carga aplicada a la S/E Pedro Carbo se aplican también a las sub estaciones Palestina y Balzar es decir su estudio llega solo hasta la barra de 13.8 Kv para efectos de análisis operativo.

- Regulación de Voltaje

Los valores de voltaje a Demanda máxima y Mínima se detallan a continuación, incluyendose el porcentaje de caída de voltaje respectivo:

BARRA	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MINIMA	
	V(pu)	% Caí.V	V(pu)	%Caí.V
Palestina 13.8	0.965	3.5	0.983	1.7

Los valores obtenidos de caída de voltaje se encuentran dentro de los límites aceptables de operación en condiciones normales.

- Flexibilidad en la Operación

La S/E Palestina por medio de su alimentadora # 2 puede interconectarse con las líneas a 13.8 Kv de EMELRIOS que sirven a las poblaciones de Vinces y Palenque. Por otro lado su alimentadora # 1 puede interconectarse con la alimentadora # 2 de la S/E Balzar a la altura de la entrada a la parroquia Colimes y también puede interconectarse con la alimentadora # 2 de la S/E Daule a la altura de la entrada al recinto Barranquilla. Ver figura 4.6.2.b.

- Coordinación de Protecciones

La protección de las dos alimentadoras a 13.8 Kv se la realiza con reconectores hidráulicos tipo 6H, corriente normal 50 Amp. y corriente mínima de disparo 100 Amp.

Del estudio de Cortocircuito se obtienen las corrientes máximas y mínimas de falla a nivel de 13.8 Kv, con las cuales se realiza la coordinación de los equipos de protección.

4.6.5 ALIMENTADORAS SUBESTACION BALZAR

La S/E Balzar tiene dos alimentadoras a 13.8 Kv cuyas principales cargas servidas son las siguientes:

Alimentadora # 1	Balzar
Alimentadora # 2	Colimes

Las consideraciones respecto al estudio de Flujo de Carga hechas para las alimentadoras de las subestaciones Pedro Carbo y Palestina se aplican también a la S/E Balzar.

- Regulación de Voltaje

Los voltajes de Demanda máxima y mínima a nivel de 13.8 Kv y su respectiva caída de voltaje se presenta a continuación:

BARRA	DEMANDA MÁXIMA		DEMANDA MINIMA	
	V(pu)	% C.V.	V(pu)	% C.V.
Balzar 13.8	0.949	5.1	0.973	2.7

- Flexibilidad en la Operación

La S/E Balzar por medio de su alimentadora # 2 tiene una sola opción de interconexión a 13.8 Kv que es con la alimentadora # 1 de la S/E Palestina a la altura de la entrada a la parroquia Colimes. Ver figura 4.6.2.b.

- Coordinación de Protecciones

La protección de las alimentadoras a 13.8 Kv se realiza mediante reconectores hidráulicos tipo 6 H. de corriente nominal 50 Amp. y corriente mínima de disparo 100 Amp.

- Confiabilidad del Sistema de Distribución

Tomando en consideración los tiempos totales de interrupción durante 1.985 en el Sistema Daule, que fue de 27,35 horas y habiendo obtenido que la probabilidad total de falla/año en el Sistema Daule fue de 57,13 , se obtiene que la disponibilidad de servicio en dicho sistema fue de 82,16 % en 1.985. Este índice relativamente bajo se debe principalmente a la falta de seccionamiento y equipos de protección en el Sistema que permitan aislar la falla rápidamente disminuyendo los tiempos de interrupción.

4.7 RECOMENDACIONES DE OPERACION PARA EL SISTEMA DAULE

A continuación se detallan recomendaciones para mejorar la operación actual del Sistema Daule, en cada uno de los componentes de su Sistema de Potencia.

- Fuente de Potencia

Como la fuente de potencia del Sistema Daule es la misma para el Sistema Durán, se aplican aquí las mismas recomendaciones efectuadas en la sección 3.7 del capítulo tercero en cuanto a Fuente de Potencia se refiere.

- Sistema de Subtransmisión a 69 Kv.

Se recomienda construir una línea a 69 Kv que alimente exclusivamente a la S/E La Toma, partiendo de la S/E Pascuales DOSNI, esto beneficiaría enormemente el normal suministro de Agua Potable a la ciudad de Guayaquil, al elevar la confiabilidad de servicio de la S/E La Toma. Adicionalmente el Sistema Daule tendría una alternativa de alimentación en caso de falla de la línea a 69 Kv Pascuales - La Toma actualmente existente.

- Subestación de Distribución

De lo analizado en la parte correspondiente a subestaciones de Distribución del Sistema Daule en este capítulo, se debe proce-

der al cambio de taps de las subestaciones Daule, Palestina, Balzar a tap 3 y el tap de la S/E La Toma a tap 4. Estos pasos harían - que los voltajes de las alimentadoras de las subestaciones antes - mencionadas estén entre los límites permisibles a Demanda Máxima y Demanda Mínima.

Para el caso de la S/E Pedro Carbo y S/E Balzar que son subestaciones terminales, se aplica el mismo criterio de eliminar fusible de poder a 69 Kv., por las razones explicadas en la sección 3.7 en la parte correspondiente a Subestaciones de Distribución.

- Sistema de Distribución a 13.8 Kv

Se recomienda la instalación de un regulador de voltaje en el centro de la alimentadora # 3 de la S/E Daule, para mejorar las condiciones de voltaje. Además se debe transferir la carga de la población de Santa Lucía de la S/E Daule a la S/E Palestina.

Para el caso de la población de Vernaza que está al final de la alimentadora # 2 de la S/E Daule, se recomienda cambiar los taps de los transformadores de distribución a posición 4, para compensar - el bajo voltaje recibido.

Se deben colocar interruptores en aceite en los puntos de interconexión de alimentadoras de las distintas subestaciones. Las características de estos equipos fueron dadas en la sección 3.7 del capítulo Tercero.

CAPITULO QUINTO

ANALISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA QUEVEDO

5.1 GENERALIDADES

El sistema Quevedo está ubicado en las Provincias del Guayas y Los Ríos y sirve principalmente a las poblaciones de: Quevedo, El Empalme, Buena Fé, Valencia, La Maná, Mocache, San Carlos, La Guayas Pichincha, El Porvenir y las zonas rurales aledañas a las mismas.

Se extiende por la vía Babahoyo hasta la población de San Carlos, por la vía a Cotopaxi hasta La Maná y por la vía a Santo Domingo hasta Los Angeles.

5.2 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

En la figura 5.2.a se presenta el diagrama unifilar simplificado del Sistema Quevedo, donde se detallan las líneas de Subtransmisión a 69 Kv, las subestaciones de Distribución y sus principales líneas de Distribución a 13.8 Kv.

5.3 FUENTE DE POTENCIA

La única fuente de Potencia del Sistema Quevedo es la Subestación Quevedo DOSNI (33 MVA). Para el suministro de energía - de los Sistemas Quevedo, Daule, Durán, EMELGUR tiene firmado un solo contrato de suministro de energía con INECEL, de acuerdo a las condiciones indicadas en el punto 3.3 del capítulo tercero.

5.4 SISTEMA DE SUBTRANSMISION A 69 KV

El detalle del sistema de subtransmisión a 69 Kv del sistema Quevedo se encuentra en la figura 1.3.c. Es de tipo radial, llegando - con una alimentadora a 69 Kv directamente a la S/E Quevedo Sur (10/12.5 MVA) y con otra alimentadora a 69 Kv para la S/E El Empalme (5 MVA) y S/E Daule Peripa (5 MVA).

Realizados los estudios de Flujo de Carga y Cortocircuito del Sistema Quevedo, cuyos resultados se encuentran tabulados en el Anexo al final de esta tesis, analizaremos los que a líneas de subtransmisión a 69 Kv se refieren.

- Regulación de voltaje

Se presenta a continuación los voltajes de las principales barras a 69 Kv del sistema con su respectivo porcentaje de caída de voltaje:

BARRA	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MINIMA	
	V(pu)	% c. V.	V(pu)	% C.V.
Quevedo Sur 69	0.998	0.2	0.999	0.1
Empalme 69	0.997	0.3	0.997	0.3
Peripa 69	0.993	0.7	0.994	0.6

KV Base = 69

De acuerdo a la tabla anterior observamos que las caídas de voltaje son bajas y se encuentran dentro de los límites aceptables. Es to se debe principalmente a la poca distancia que existe entre la

S/E Quevedo DOSNI y la S/E Quevedo Sur que es mayor del Sistema Quevedo y la que tiene mas carga.

- Coordinación de Protecciones

Del estudio de cortocircuito se calcularan las corrientes máximas y mínimas de falla, las referentes a líneas de 69 Kv se presentan a continuación: Ver figura 5.4

BARRA	I falla 3 \emptyset AMP.	I falla 1 \emptyset AMP.
Quevedo SNI 69	1765	2024
Quevedo Sur 69	1640	1722
El Empalme 69	1330	1156.7
Daule Peripa	952	685

La protección de la línea a 69 Kv que va desde la S/E Quevedo DOSNI a la S/E Quevedo Sur se la realiza por medio de un disyuntor en aceite (OCB) comandados por relés de sobrecorrientes fase y tierra de las siguientes características.

MARCA: Mitsubishi

MODELO: CO - 8

TIPO : Sobrecorriente fase y sobrecorriente tierra

La protección para la línea a 69 Kv alimenta a la S/E El Empalme - se la realiza de la misma manera y con los mismos equipos descritos anteriormente.

La protección de la línea a 69 Kv El Empalme - Daule Peripa se la

realiza con un disyuntor en aceite (OCB) comandados por relés de -
sobrecorriente tierra de las siguientes características:

MARCA: General Electric

MODELO: IAC 53 B

Tipo: Sobrecorriente fase y sobrecorriente tierra

Con los datos del estudio de cortocircuito y con las característi-
cas anotadas de los equipos de protección, se procedió a realizar
la coordinación de protecciones del Sistema Quevedo, cuyas curvas
presentamos en la figura 5.4.a.

- Límite Térmico de Conductores

Analizaremos los conductores de las líneas a 69 Kv del Sistema Que-
vedo en porcentaje de la carga actual respecto al Límite Térmico,
así tenemos:

LINEA	CONDUCTOR	LIM. TERM.	% CARGA EN FUN.
		(AMP)	LIM. TERM.
QUEVEDO SNI-QUEVEDO SUR	477MCM	483	12,69
QUEVEDO SNI-EL EMPALME	477MCM	483	5,54
EL EMPLAME-DAULE PERIPA	477MCM	483	3,65

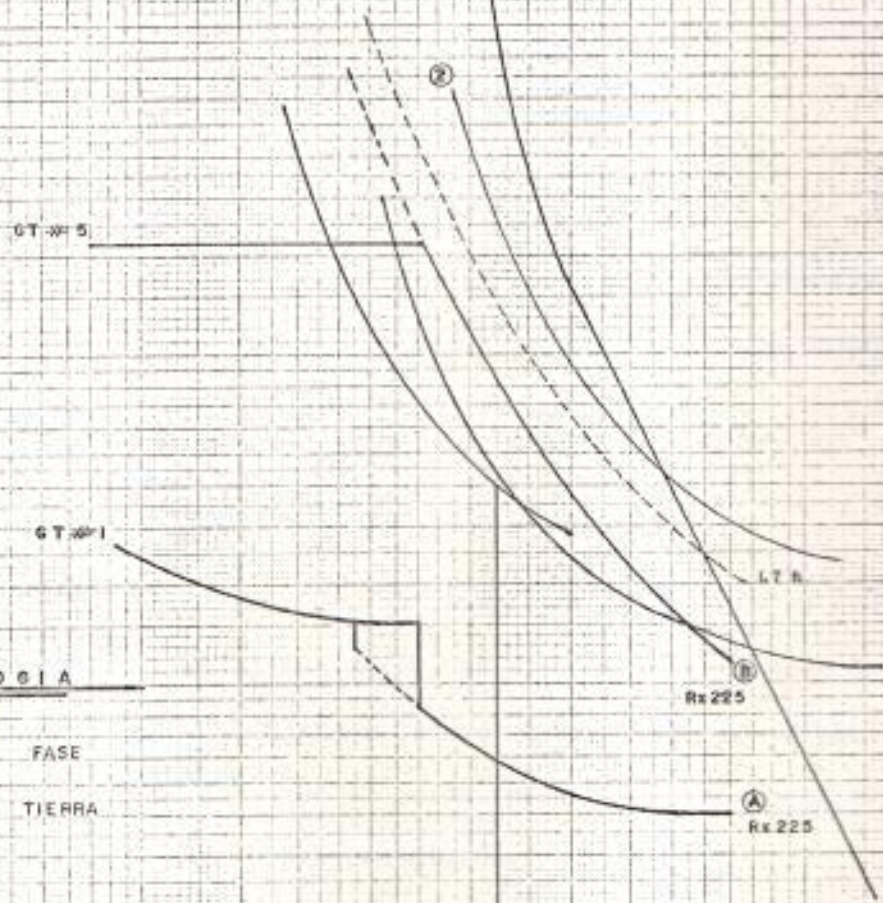
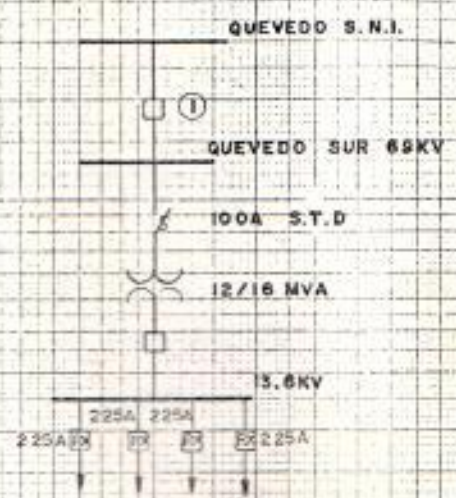
De los valores encontrados observamos que la carga actual de los -
conductores está muy por debajo del límite térmico, lo que se de-
be principalmente al alto calibre de conductor utilizado con res-
pecto a la carga máxima que se tiene. La operación del sistema de
subtransmisión con estos valores es por ende segura y normal.

QUEVEDO SUR.

MM. 100 E STD.

CB Principal 13.6 KV, S/E Quevedo Sur.
 S/E Quevedo Dosn

Tierra			
TAP	DIAL	INST.	T.C.
1.5	2	10	600/5
2	1.5	30	200/5



SIMBOLOGIA

- PROTECCION FASE
- PROTECCION TIERRA

Corriente en Amperios x 10 (REFERIDO A 13.6 KV.)

TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

..... Fuse Links In.....
 Dated.....
 Voils a-e at..... p-f, Starting at 25C with no initial load
 Test prints as variations should be.....

No.
 Date.....

FIG: 5.4.c.

- Pérdidas de Potencia

De los resultados de los Flujos de Carga del Sistema Quevedo tenemos los siguientes valores:

LINEA	PERDIDAS	% PERDIDAS RESPECTO A LA CAR.
Quevedo SNI-Quevedo Sur	0.01	0.15
Quevedo SNI-El Empalme	*
El Empalme-Daule Peripa	*

* Despreciable

Debido a la poca carga que tiene el sistema de subtransmisión a 69 Kv del Sistema Quevedo, las pérdidas a este nivel son despreciables.

- Flexibilidad en la Operación

Debido a que el Sistema de Subtransmisión de Quevedo es radial, con una sola fuente de alimentación, en caso de contingencia de la S/E Quevedo SNI, todo el Sistema Quevedo queda fuera de servicio. Analizaremos los casos que se puedan presentar en primera contingencia del Sistema de Subtransmisión.

+ Contingencia en línea Quevedo SNI - Quevedo Sur

Este es un caso crítico, ya que quedaría fuera de servicio la S/E Quevedo Sur que es la de mayor carga del Sistema Quevedo y por -

tanto sería mayor el número de abonados que se quedarían sin servicio por esta contingencia. No hay sobrecarga ni bajo voltaje.

+ Contingencia en la línea Quevedo SNI - El Empalme

En este caso se quedarían sin servicio las subestaciones El Empalme y Daule Peripa. Para el caso de la carga a 13.8 Kv de la S/E - El Empalme, esta puede ser servida por la alimentadora # 1 de la - de la S/E Quevedo Sur. Para el caso de la S/E Daule Peripa esta contingencia afectaría totalmente su carga, mientras dure la misma. No hay sobrecarga ni bajo voltaje.

+ Contingencia en la línea EL Empalme - Daule Peripa

Esta contingencia para la S/E Daule-Peripa es igual a la anterior, es decir su carga quedaría fuera de servicio mientras dure la misma. No hay sobrecarga ni bajo voltaje.

5.5 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

El Sistema Quevedo tiene tres subestaciones de Distribución que son: S/E Quevedo Sur (10/12.5 MVA), S/E El Empalme (5MVA) y S/E Daule-Peripa (5 MVA), a continuación analizaremos cada una de ellas.

5.5.1 SUBESTACION QUEVEDO SUR

Se encuentra ubicada atrás de la ciudadela El Guayacán y su transformador de potencia tiene las siguientes característi

cas: Ver figura 5.5.1.a.

- Capacidad Nominal	10/12.5 MVA
- Relación de Voltaje	67/13.2 KV
- Frecuencia	60 HZ
- Impedancia	7 %
Conexión : Primario	Estrella (solid. a tierra)
Secundario	Estrella (solid. a tierra)
Terciario	Delta

- Capacidad de carga de subestaciones

La carga actual máxima de la S/E Quevedo Sur es 6.6 Mw, analizando esto en función de la capacidad nominal tenemos:

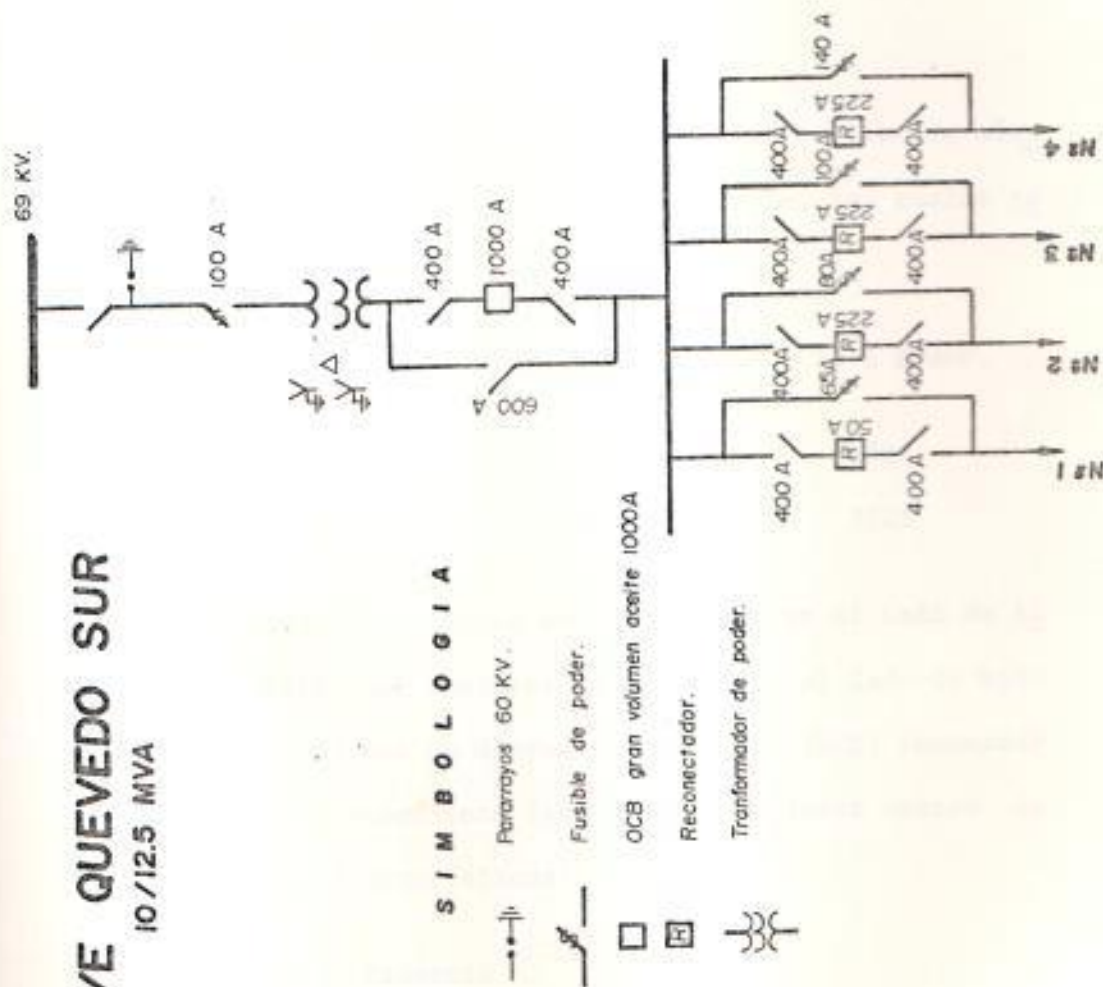
SUBESTACION	CAPACIDAD	CARGA ACTUAL % CAPACIDAD
Quevedo Sur	10/12.5 MVA	73/59

De estos resultados observamos que esta subestación está cargada bajo su capacidad nominal, lo que nos permite operar - con toda normalidad.

Si consideramos una tasa de crecimiento de la carga de la - subestación con un 7 % anual tenemos que despues de 4,5 años se llegaría a su capacidad nominal OA, y quedaría aun - de reserva los 2.5 MVA adicional para copar su capacidad - FA.

S/E QUEVEDO SUR

10/12.5 MVA



S I M B O L O G I A






-  Pararrayos 60 KV.
-  Fusible de poder.
-  OCB gran volumen aceite 1000A
-  Reconector.
-  Transformador de poder.

Figura 5.5.1.a

- Flexibilidad en la Operación

Debido a lo radial del Sistema de Subtransmisión a 69 Kv tenemos que no hay alternativa de alimentación para la S/E Quevedo Sur. Una solución a este problema sería la de construir una nueva línea a 69 Kv de la S/E Quevedo SNI a la S/E Quevedo Sur aprovechando la poca distancia que existe entre las mismas.

- Coordinación de Protecciones

Del estudio de cortocircuito encontramos las corrientes máximas y mínimas de fallas para esta subestación, las cuales tabulamos a continuación:

BARRA	If 3 Ø AMP.	If 1 Ø AMP.
Quevedo Sur 69	1640	1722
Quevedo Sur 13.8	3644	3723

El transformador de potencia está protegido en el lado de Alta Tensión (69KV) por fusibles de poder y en el lado de bajo voltaje (13.2 KV) por un disyuntor en aceite (OCB) comandado por relés de sobrecorriente fase y sobrecorriente neutro de las siguientes características:

MARCA: General Electric
 MODELO: IAC
 TIPO: Sobrecorriente fase y sobrecorriente tierra

DIAGRAMA UNIFILAR S/E. EL EMPALME

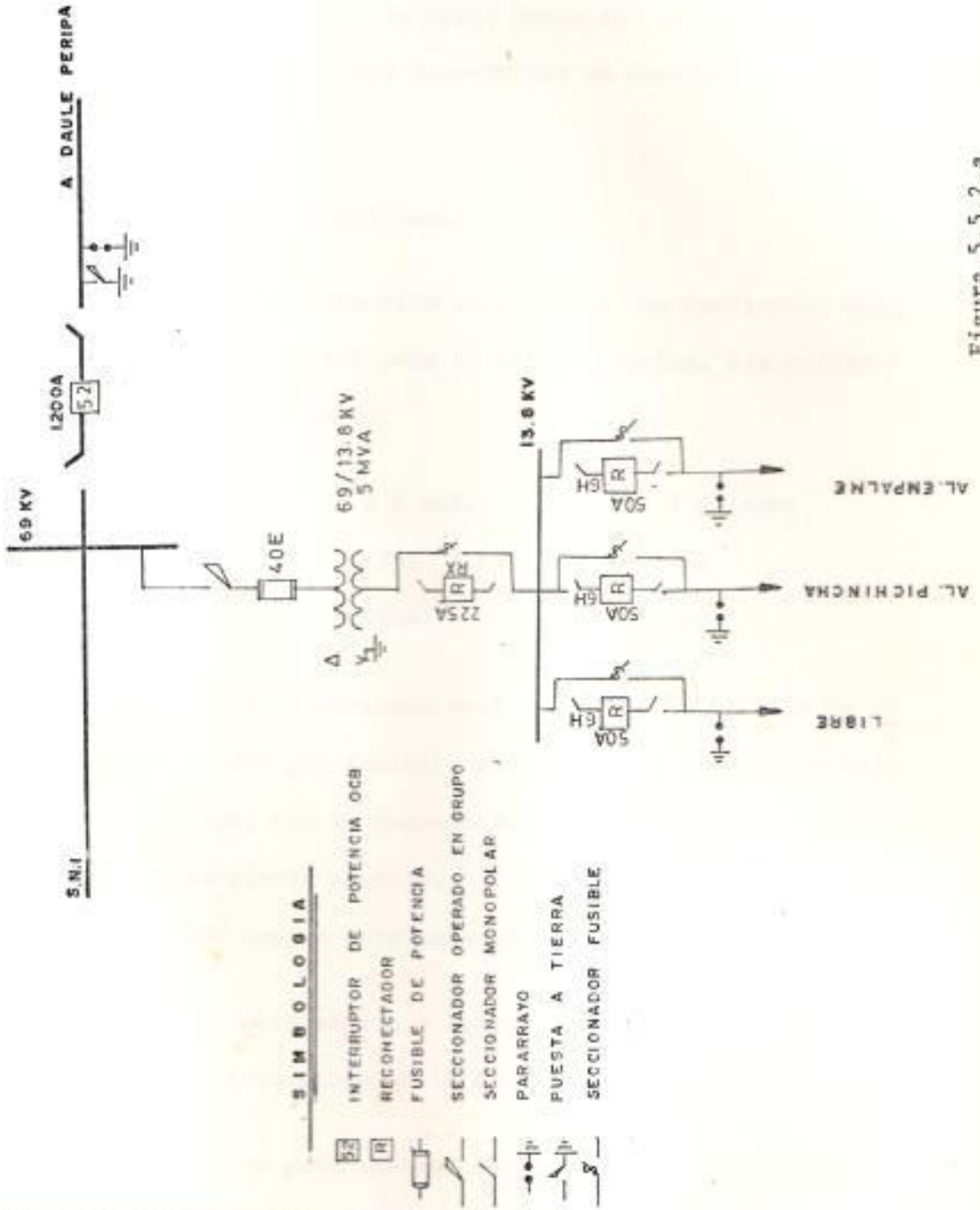


Figura 5.5.2.a

69 Kv tenemos que no hay alternativa de alimentación para la S/E El Empalme. La única flexibilidad que presenta esta subestación es de que toda su carga puede ser servida por la alimentadora # 1 de la S/E Quevedo Sur en condiciones de emergencia.

- Coordinación de Protecciones

Del estudio de Cortocircuito encontramos las corrientes máximas y mínimas de fallas para la S/E El Empalme, las cuales - tabulamos a continuación:

BARRA	If 3 ϕ AMP.	If 1 ϕ (AMP)
El Empalme 69	1330	1156
El Empalme 13,8	2004	2257

El transformador de potencia está protegido en el lado de Alta Tensión (69KV) por fusibles de poder y en el lado de baja tensión (13,8Kv) por un reconectador hidráulico tipo RX de - 225 AMP de corriente nominal, 450 AMP de corriente mínima de disparo y 6000 Amp de corriente máxima de interrupción.

Las curvas de coordinación y los ajustes de los equipos de protección se encuentran en la figura 5.5.2.b.

Adicionalmente es esta subestación existe un disyuntor en aceite (OCB) para protección de la línea a 69 Kv, tal como - se ha descrito en el punto 5.4 de este mismo capítulo.

ME EL EMPALME

CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR DE 5.000 KVA.

EL EMPALME 69KV

M.M 40E STD.

40A STD

5 MVA

RX-225A

13.6 KV

6H-50A

6H-50A

GT CURVA p 5

GT CURVA p 1

SIMBOLOGIA

PROTECCION FASE

PROTECCION TIERRA

1.7

1.7

(C) 6H50

(B) 6H50

(A) 6H50

(C) Rx 225

(B) Rx 225

(A) Rx 225

Corriente en Amperios

x 10 (REFERIDO A 13.6 Kv.).

TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

Fuse Links In

Dated

Volts a.c at

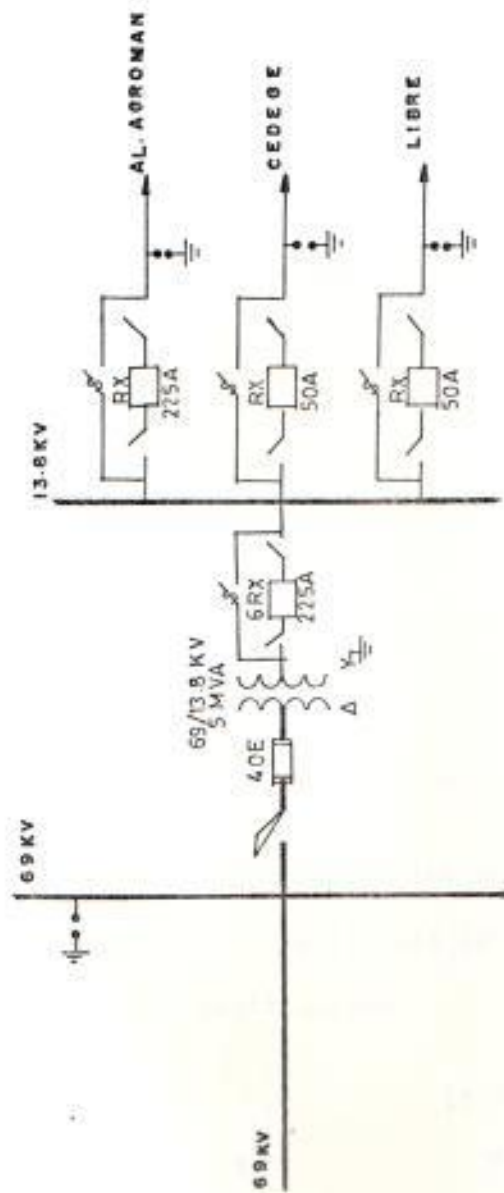
p 1, Starting at 25C with no initial load

Test points as variations should be

No.

Date

DIAGRAMA UNIFILAR S/E. DAULE - PERIPA



S I M B O L O G I A



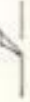



-  RECONECTADOR
-  FUSIBLE DE POTENCIA
-  SECCIONADOR 3 Ø OPERADO EN GRUPO
-  SECCIONADOR MONOPOLAR
-  SECCIONADOR CON FUSIBLE
-  PARARRAYO

Figura 5.5.3.a

cargada del Proyecto de riego e hidroeléctrico Daule Peripa, y la otra carga que sirve es CEDEGE encargado del trasvase de las aguas del Río Daule..

- Flexibilidad en la Operación

Debido al carácter única, radial de la alimentación a 69 - Kv de la S/E Daule-Peripa, no existe ninguna flexibilidad de operación en caso de falla de la S/E ya que las líneas a 13.8 Kv de la S/E El Empalme no llega hasta el proyecto.

Cualquier contingencia ya sea en la línea a 69 Kv o en la S/E afecta a toda la carga hasta que la contingencia haya sido superada.

- Coordinación de Protecciones

Del estudio de cortocircuito encontramos las corrientes máximas y mínimas de falla para la S/E Daule-Peripa las cuales - tabulamos a continuación:

BARRA	If 3 Ø AMP	If 1 Ø AMP.
Daule-Peripa 69	952	685
Daule-Peripa 13.8	1793	2049

El transformador de potencia está protegido en el lado de alta tensión (69KV) por fusibles de poder y en el lado de baja tensión por un reconectador hidráulico tipo RX de 225 AMP. - de corriente nominal., 450 AMP de corriente mínima de dispa-

ro y 6000 Amp. de corriente máxima de interrupción.

5.6 SISTEMA DE DISTRIBUCION A 13.8 KV

Se analizará cada una de las alimentadoras a 13,8 Kv de la S/E Quevedo Sur, S/E El Empalme y S/E Daule Peripa, con sus principales características.

5.6.1 ALIMENTADORAS SUBESTACION QUEVEDO SUR

De la S/E Quevedo Sur salen cuatro alimentadoras a 13.8 Kv, cuyas principales cargas son las siguientes:

- Alimentadora # 1
 - Quevedo
 - Mocache
 - San Carlos
- Alimentadora # 2
 - Quevedo
- Alimentadora # 3
 - Quevedo
- Alimentadora # 4
 - Quevedo
 - Buena Fé
 - Los Angeles
 - Valencia
 - La Maná

En la figura 5.6.1.a se presenta el diagrama unifilar actual del Sistema Quevedo, con sus subestaciones de distribución y alimentadoras a 13.8 Kv, configuración utilizada para realizar los estudios de Flujo de Carga, cuyos resultados generales se encuentran tabulados en el anexo al final de esta tesis.

- Regulación de voltaje

A continuación se presentan los datos de voltaje a Demanda - Máxima y Mínima con su respectiva caída de voltaje para cada una de las barras consideradas en la alimentadora a 13.8 Kv de la S/E Quevedo Sur.

BARRA	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MINIMA	
	V(pu)	% C.V.	V(pu)	% C.V.
Quevedo 13,8	0.959	4.1	0.971	2.9
Macul	0.950	5.0	0.967	3.3
Tap Mocache	0.939	6.1	0.962	3.8
San Carlos	0.935	6.5	0.960	4.0
Mocache	0.927	7.3	0.956	4.4
Sur Quevedo	0.954	4.6	0.969	3.1
Cent. Quevedo	0.935	6.5	0.961	3.9
San Camilo	0.919	8.1	0.954	4.6
Santa Rosa	0.925	7.5	0.957	4.3
Malecón	0.920	8.0	0.954	4.6
Esperanza	0.867	13.3	0.932	6.8

Valencia	0.815	18.5	0.911	8.9
Buena Fé	0.862	13.8	0.930	7.0
Fumisa	0.818	18.2	0.913	8.7
Los Angeles	0.806	19.4	0.908	9.2

KV Base = 13.8

Como observamos de los valores antes anotados, los niveles de voltaje sobre todo en la alimentadora # 4 son excesivamente bajos y esto se debe principalmente a la carga que lleve esta alimentadora, así como el gran recorrido que hacen las líneas de distribución a 13.8 Kv. Esto hace necesario la construcción de una nueva subestación para reducir la carga de la alimentadora antes indicada, así como los recorridos de la línea a 13.8 Kv. Esta recomendación servirá para mantener los voltajes dentro de los límites aceptables de operación normal.

La alternativa de variación del tap de la S/E Quevedo Sur no es conveniente ya que produciría sobrevoltajes en las barras de las demás alimentadoras que sirven principalmente a la ciudad de Quevedo donde está ubicada esta subestación de Distribución.

- Límite Térmico de Conductores

Los conductores más usados a nivel de líneas de 13.8 Kv, sus límites térmicos, así como la carga máxima actual que sopor-

cada uno de ellos, analizadas en función del límite térmico de cada uno:

LINEA	Conductor	LIM. TER.	% CARGA %
		CSR	LIM. TER.
Quevedo 13.8-Macul	3/0	214	11
Quevedo 13.8-Sur Quevedo	4/0	252	27
Quevedo 13.8-Sta. Rosa	4/0	252	54
Quevedo 13.8-Cen. Quev.	4/0	252	32

De los valores obtenidos tenemos que los conductores utilizados en distribución se encuentran todavía debajo de su límite térmico, lo que permite operar con toda normalidad.

- Flexibilidad en la Operación

A nivel de 13.8 Kv la alimentadora # 1 de la S/E Quevedo Sur puede interconectarse en Macul con la alimentadora # 2 de la S/E El Empalme, lo que permite alimentar toda la carga de dicha subestación desde la S/E Quevedo Sur. Fig 5.6.2.a

Por otro lado la alimentadora # 4 de la S/E Quevedo Sur se interconecta en las redes de distribución de la Cooperativa de Electrificación Santo Domingo en el punto denominada Los Angeles, pero con ciertas restricciones debido al nivel de voltaje que se tiene en ese punto así como por la limitación en cuanto a energía a suministrarse desde Santo Domingo. La situación de bajo voltaje se puede corregir median-

FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION A 13.8 KV. DEL
 SISTEMA QUEVEDO



- TRANSFORMADOR DE POTENCIA.
- EQUIPO DE PROTECCION.
- CAJA FUSIBLE.

Figura 5.6.2.a.

te la instalación de Reguladores de Voltaje conectados en cascada si el caso lo amerita.

- Coordinación de Protecciones

Existe como protección principal a 13.8 Kv un disyuntor en aceite (OCB) comandados por relés de sobrecorriente de fase y sobrecorriente de tierra. La protección de cada alimentadora se la realiza mediante reconectores hidráulicos tipo RX de 225 Amp. de corriente nominal, 450 Amp. de corriente mínima de disparo, 6000 Amp. de corriente máxima de interrupción.

Del estudio de cortocircuito se calcularon las corrientes máximas y mínimas de fallas que se utilizaron para la coordinación de protecciones, cuya curva se presenta en la figura 5.4.a.

- Pérdidas en el Sistema Eléctrico

De los resultados del estudio de Flujo de Carga para las alimentadoras a 13.8 de la S/E Quevedo Sur tenemos que de 6.6 Mw de demanda, se tiene 0.33 Mw de pérdidas, lo que significa un 50 % respecto al total. Estas pérdidas se consideran por encima de lo normal, por lo que se debe procurar mejorar el voltaje en la alimentadora # 4 para que estas pérdidas disminuyan, esto se puede lograr construyendo una nueva subestación en esa zona que permita mejorar la calidad de servicio en cuanto a voltaje y disminuyan -

las pérdidas totales del sistema.

5.6.2 ALIMENTADORAS SUBESTACION EL EMPALME

De la S/E El Empalme salen dos alimentadoras a 13.8 Kv cuyas cargas principales se enumeran a continuación:

- Alimentadora # 1	El Empalme
- Alimentadora # 2	Limón
	Pichincha
	La Guayas

En el diagrama unifilar del Sistema Quevedo se presenta la configuración escogida para realizar el estudio de flujo de carga, en lo que respecta a las alimentadoras de la S/E El Empalme, estos son los resultados.

- Regulación de Voltaje

Se analizan los voltajes que se obtienen a Demanda Máxima y Demanda mínima de las alimentadoras a 13.8 Kv de la S/E El Empalme y sus respectivas caídas de voltaje.

BARRA	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MINIMA	
	V(pu)	% C.V.	V(pu)	% C.V.
Empalme 13.8	0.989	1.1	0.993	0.7
C. Empalme	0.984	1.6	0.991	0.9
C. Menor	0.982	1.8	0.990	1.0
Limón	0.978	2.2	0.988	1.2

Pichincha	0.960	4.0	0.980	2.0
La Guayas	0.975	2.5	0.987	1.3

KV Base = 13.8

De los valores obtenidos, llegamos a la conclusión de que los voltajes tanto a demanda máxima y demanda mínima se encuentran en los niveles aceptables por tanto permiten operar con toda normalidad.

- Límite Térmico de Conductores

Los conductores utilizados por las alimentadoras a 13.8 Kv de la S/E El Empalme, con su respectivo límite térmico se presentan a continuación, así como un análisis de la carga actual - de estos conductores respecto al límite térmico.

LINEA	CONDUCTOR	Lim. Term.	Carga Act
		AMP	en % L. T
Empalme 13.8-Centro Empalme	2/0	183	16.4
Empalme 13.8-Centro Menor	1/0	153	17.1

De los valores obtenidos, observamos que la carga actual de los conductores está muy por debajo del límite térmico, lo que permite operar con normalidad dichas líneas.

- Flexibilidad en la Operación

La flexibilidad en la operación de las alimentadoras a 13.8

Kv de la S/E El Empalme es muy limitada, pero sin embargo suficiente para la carga actual de esta subestación, ya que para contingencia de la subestación, toda la carga puede ser - servida por la alimentadora # 1 de la S/E Quevedo Sur. Figura 5.6.2.a.

Adicionalmente existe posibilidad de interconexión entre las dos alimentadoras de la S/E El Empalme lo que permite transferir carga de una alimentadora a la otra, sin problemas en la operación. No hay sobrecarga pero si bajo voltaje.

- Coordinación de Protecciones

La protección principal a 13.8 Kv se la realiza con un reconnector hidráulico tipo Rx, 225 Amp de corriente nominal, - 450 Amp. de corriente mínima de disparo y 6000 Amp. de corriente máxima de interrupción.

La protección de las alimentadoras a 13.8 Kv se la realiza - con reconectores hidráulicos tipo 6 H de 50 Amp. de corriente nominal, 100 Amp. de corriente mínima de disparo y 2000 Amp. de corriente máxima de interrupción.

Del estudio de cortocircuito se calcularon las corrientes máximas y mínimas de falla, que se utilizaron para la coordinación de protecciones cuya curva se presenta en la figura 5.5.2.b

5.6.3 ALIMENTADORAS SUBESTACION DAULE-PERIPA

La S/E Daule-Peripa tiene dos alimentadoras a 13.8 Kv, cuyas

cargas principales son las siguientes:

- | | |
|--------------------|---------|
| - Alimentadora # 1 | AGROMAN |
| - Alimentadora # 2 | CEDEGE |

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL CANTÓN
 Dept. de Ingeniería Eléctrica
 BIBLIOTECA
 Lav. 2da. POT-083

Hay que anotar en esta parte lo particular de la carga que alimenta la S/E Daule-Peripa, por una parte la alimentadora # 1 suministra energía a toda la maquinaria que posee la compañía AGROMAN que es la encargada de las obras de infraestructura de la línea Daule-Peripa, que servirá para el Proyecto de Riego del mismo nombre que beneficiará a grandes zonas del litoral ecuatoriano.

Por otra parte, la alimentadora # 2 suministra energía a CEDEGE (Comisión de Estudio para el Desarrollo de la Cuenca del Río Guayas) que es la fiscalizadora por parte del Gobierno Nacional de la compañía AGROMAN. La carga de esta alimentadora sirve principalmente para los campamentos de los trabajadores tanto extranjeros como nacionales que laboran en este proyecto.

- Coordinación de Protecciones

La protección principal a 13.8 Kv se la realiza con un reconnector hidráulico tipo RX de 225 Amp. de corriente nominal, 450 Amp. de límite mínimo de disparo y 6000 Amp. de corriente máxima de interrupción.

La protección de las alimentadoras a 13.8 Kv se la realiza para el caso de la alimentadora # 1, con un reconectador de características similares al de protección principal. Para la alimentadora # 2 consiste en un reconectador hidráulico tipo RX de 50 Amp. de corriente nominal, 100 Amps. de corriente mínima de disparo y 3.000 Amp. de corriente máxima de interrupción .

- Confiabilidad del Sistema de Distribución

Tomando en consideración los tiempos totales de interrupción durante 1.985 en el Sistema Quevedo, que fue de 22,66 horas y habiendo obtenido que la probabilidad total de falla/año en el Sistema Quevedo fue de 42,17 se obtiene que la disponibilidad de servicio en dicho sistema fue de 89,1 % en 1.985.

Este índice relativamente bajo se debe principalmente a la falta de seccionamiento y equipos de protección en el Sistema que permitan aislar la falla rápidamente disminuyendo los tiempos de interrupción.

5.7 RECOMENDACIONES DE OPERACION PARA EL SISTEMA QUEVEDO

A continuación se presentan recomendaciones para mejorar la operación actual del Sistema Quevedo en cada uno de los componentes de su Sistema de Potencia.

- Fuente de Potencia

La S/E Quevedo DOSNI operada por INECEL, la cual suministra energía al Sistema Quevedo no presenta problemas operativos, por lo que no se hacen recomendaciones en este punto.

- Sistema de Subtransmisión a 69 Kv

Operacionalmente hablando el único problema que presentan las líneas de subtransmisión a 69 Kv del Sistema Quevedo es la poca accesibilidad que presentan, lo que hace detectar una falla en estas líneas lleve considerable tiempo, por lo que los tiempos de interrupción para fallas a este nivel son elevados.

Si bien se podrá recomendar la reubicación de las líneas a 69 Kv hacia sitios más accesibles, esto sería antieconómico, por lo que solamente se recomienda se mantenga libre de malezas la franja de terreno que determina INECEL para el recorrido de líneas de subtransmisión a 69 Kv.

Adicionalmente se debe construir una línea de subtransmisión a 69 Kv para alimentar a una nueva subestación que se hace necesario - para el área de la población de Buena Fé.

- Subestaciones de Distribución

Se recomienda la construcción de una subestación de Distribución

con una capacidad nominal de 2,5 MVA, 69/13.8 Kv, que deberá quedar ubicada por la zona de Buena Fé, lo que descargaría en buena forma la alimentadora # 4 de la S/E Quevedo Sur, así como se verían mejoradas las condiciones de voltaje de los usuarios de esa extensa zona del Sistema Quevedo.

- Sistema de Distribución a 13.8 Kv.

Las condiciones de bajo voltaje de la alimentadora # 4 de la S/E Quevedo Sur se verán notoriamente mejoradas cuando se construya la subestación de Distribución recomendada en la parte anterior.

Mientras tanto se debe proceder a colocar reguladores de voltaje en esta alimentadora para poder llegar a los usuarios con voltajes - dentro de los límites tolerables.

Aquí también se recomienda el uso de interruptores en aceite del tipo NR, similar al recomendado en la sección 3.7 del capítulo tercero en la parte correspondiente, para las interconexiones entre alimentadoras

CAPITULO SEXTO

ANALISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA TENGUEL-BALAO

6.1 GENERALIDADES

El Sistema Tenguel-Balao, es un sistema menor a 13.8 Kv de EMELGUR, que no tiene comunicación con otras redes de esta empresa, para la cual administrativa y operacionalmente hablando la considera dentro del Sistema Durán. El Sistema Tenguel-Balao está ubicado en el límite de la Provincia del Guayas con la Provincia de El Oro y sirve principalmente a las poblaciones de Tenguel y Balao y la zona rural aledaña a las mismas.

6.2 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

En la figura 6.2.a se presenta el diagrama unifilar simplificado del sistema Tenguel-Balao, donde se detallan sus líneas de Distribución a 13.8 Kv, calibre de conductor y distancias entre los puntos importantes de esta red.

6.3 FUENTE DE POTENCIA

La fuente de Potencia del Sistema Tenguel-Balao es una alimentadora a 13.8 Kv que parte de la S/E Barbones (5 MVA) y que llega al punto de entrega de energía ubicado en la entrada a la población de Tenguel en la vía a Machala. En este sitio se encuentra, instalado un equipo de medición para efectos de registrar y posteriormente =

DIAGRAMA UNIFILAR TENGUEL BALAO

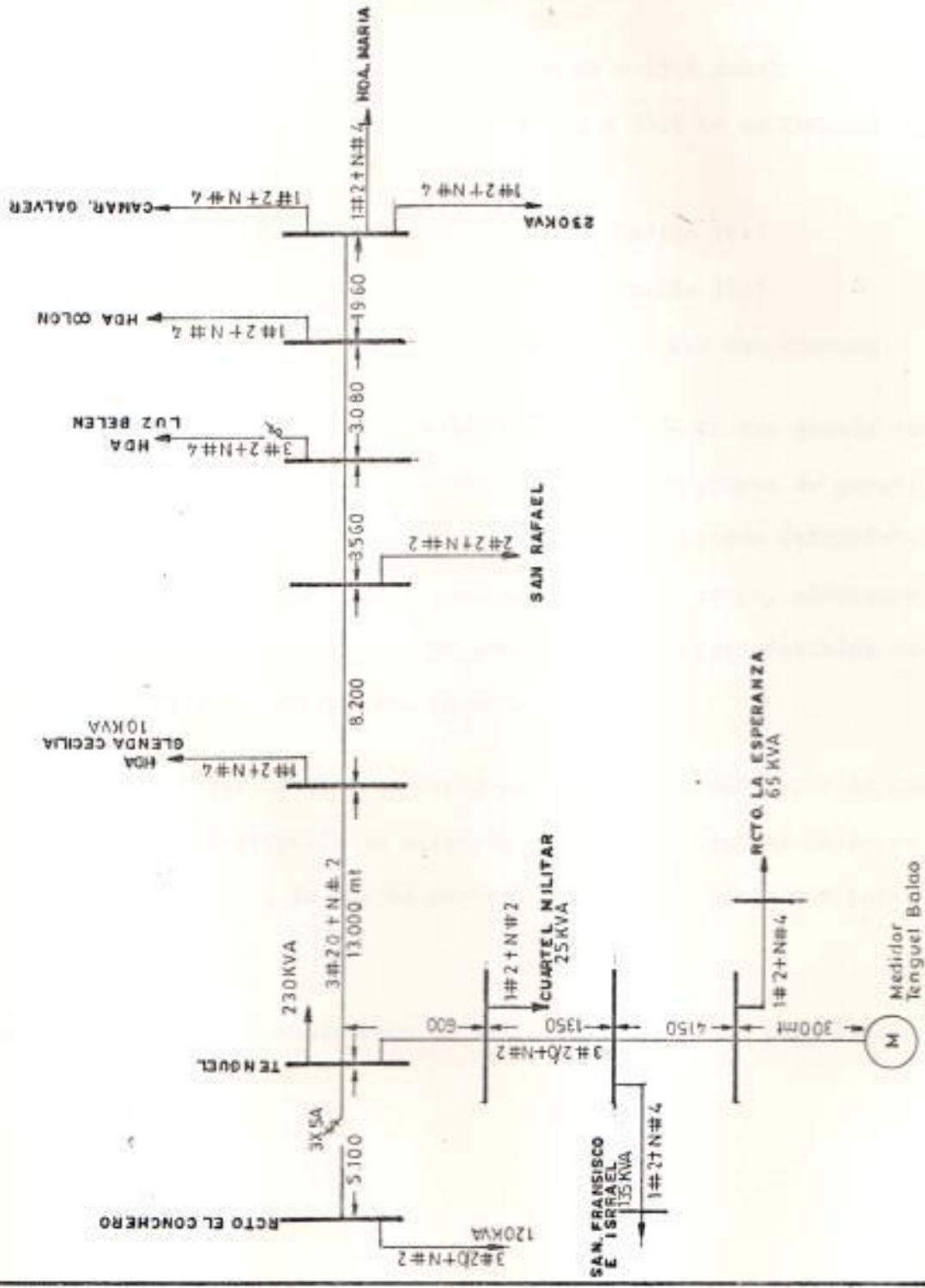


Figura 6.2.a

facturar la energía entregada por parte de EMELORO a EMELGUR.

Actualmente rige un contrato de Compra-venta de energía firmado entre EMELGUR y EMELORO, bajo las siguientes condiciones:

- Demanda Máxima	500 Kw + 15 % anual
- Punto de Entrega	Redes a 13.8 Kv de EMELGUR
- Factor de Potencia	0.85
- Equipo de Medición	2 TP relación 70:1 3 TC relación 15:5 Medidor de kWh con demanda

Cabe anotar que debido a que la Empresa Eléctrica El Oro genera toda la energía que consume, cualquier falla en sus grupos de generación que obligue a racionamiento de energía, el Sistema Tenguel-Balao se encuentra en el primer paso de rechazo de carga, efectuada en forma manual, es decir desconectando las cajas portafusibles colocadas en el punto de entrega de energía.

La situación anteriormente expuesta se produce a menudo, por lo que el tiempo de interrupción de servicio del Sistema Tenguel-Balao es alarmantemente alto, lo que ha motivado más de una queja por parte de los usuarios.

En la parte de recomendaciones se analiza alternativas para superar esta situación.

TABLA 6.4.b

CARGA ACTUAL DEL SISTEMA TENGUEL-BALAO

BARRA	NOMBRE	DEMANDA MAXIMA MW + j MVAR	DEMANDA MINIMA MW + j MVAR
1	ARRELORO	0.030 + j 0.018	0.012 + j 0.008
2	SANFCO.	0.050 + j 0.030	0.020 + j 0.012
3	CONCHERO	0.200 + j 0.120	0.080 + j 0.048
4	SANRAFAEL	0.030 + j 0.018	0.012 + j 0.008
5	BALAO	0.150 + j 0.090	0.060 + j 0.040

TABLA 6.4.c
 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA TENGUEL-BALAO

LINEA	R (%)	X (%)
1-2	115.53	104.08
2-3	55.68	50.16
3-4	139.20	125.40
3-5	584.64	526.68
5-6	222.72	200.64

6.4 SISTEMA DE DISTRIBUCION A 13.8 KV

Todas las líneas del Sistema Tenguel-Balao, son líneas de Distribución a 13.8 Kv, cuyo esquema se presenta en la figura 6.2.a. Es de tipo radial, llegando a Tenguel primeramente y continúa hasta Balao paralela a un camino vecinal que une estas dos poblaciones. En su recorrido alimenta mediante pequeños arranques a toda la zona rural del sector. Ver detalle del sistema en Tablas 6.4.b y 6.4.c.

En la figura 6.4.a. se presenta la configuración del Sistema de Distribución a 13.8 Kv, escogido para realizar los estudios de Flujo de Carga, cuyos resultados se analizan a continuación.

- Regulación de Voltaje

Debido al gran recorrido que hace la alimentadora de la S/E Barbones que sirve, al Sistema Tenguel-Balao, los voltajes en el punto de entrega son bajos. Revisaremos los valores obtenidos a Demanda Máxima y Demanda Mínima.

BARRA	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MINIMA	
	V(pu)	% C.V.	V(pu)	% C.V.
Arr. El Oro	0.920	8.0	0.960	4.0
San Fco.	0.911	8.9	0.956	4.4
Tenguel	0.907	9.3	0.955	4.5
Conchero	0.906	9.4	0.955	4.5
San Rafael	0.888	11.2	0.948	5.2
Balao	0.882	11.8	0.946	5.4

KV Base = 13.8

CONFIGURACION SIMPLIFICADA SISTEMA TENQUEL-BALAO

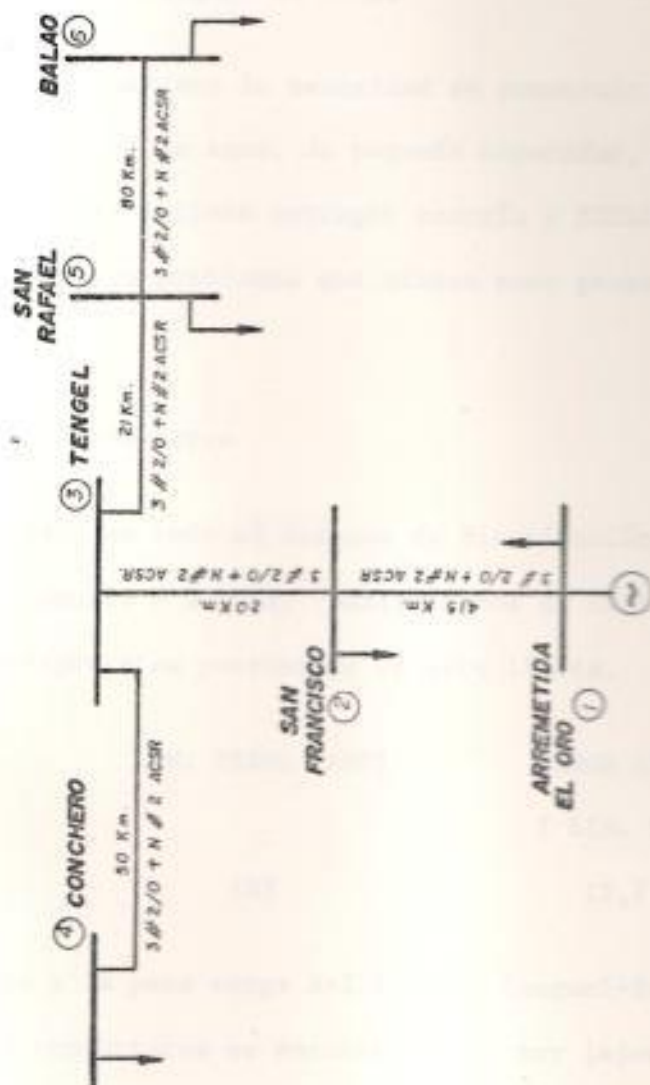


Figura 6.4.0.

Como se observa el nivel de voltaje es bajo aun para demanda mínima esta situación no puede ser corregida ni subiendo el tap de los transformadores de distribución instalados en el Sistema. Agregando a esto la poca confiabilidad de servicio que nos brinda EMELORO la calidad de servicio entregado es mala.

Por lo tanto se hace imperiosa la necesidad de construir una subestación de Distribución en la zona, de pequeña capacidad, pero que considere un margen para incluso entregar energía a EMELORO y alivianar en algo los graves problemas que tienen esos grupos generadores.

- Límite Térmico de Conductores

El conductor utilizado en todo el Sistema de Distribución es calibre # 2/0 ACSR con neutro # 2 ACSR. Analizaremos su límite térmico y la carga que transporta en porcentaje de este límite.

CONDUCTOR	LIM. TERM. (AMP)	CARGA ACTUAL % LIM. TERM.
# 2/0 ACSR	183	12,7

Como notamos debido a la poca carga del Sistema Tenguel-Balao (máximo 500 Kw), los conductores se encuentran aun muy lejos de su límite térmico, por lo que su operación es normal en este sentido.

- Flexibilidad en la Operación

Debido al carácter del Sistema de Distribución a 13,8 Kv que es ra-

dial y con una sola fuente de entrega de potencia, no existe flexibilidad en la Operación de este sistema, por lo que cualquier falla en el Sistema de Distribución significa pérdida de servicio irremediablemente.

- Coordinación de Protecciones

Toda la protección del Sistema Tenguel-Balao se efectúa por tirafusibles tipo K instalados en cajas portafusibles a lo largo de la troncal principal de las líneas de Distribución. No existe ningún equipo de protección operando en esta red.

- Pérdidas del Sistema

Las pérdidas totales en el sistema de Distribución a Demanda máxima es de 10 Kw, lo que significa un 2 % del total. Estas pérdidas están dentro de los valores normales.

6.5 RECOMENDACIONES DE OPERACION PARA EL SISTEMA TENGUEL-BALAO

Como hemos analizado a lo largo de este capítulo son muchos los problemas de operación que nos presenta el Sistema Tenguel-Balao, ya sea por la baja de calidad del servicio brindado, así como la poca confiabilidad que brinda a sus usuarios.

Como no podemos controlar la calidad de servicio entregado, se hace necesaria la construcción de una Subestación de Distribución de propiedad de EMELGUR y poder suministrar energía a 13.8 Kv a todos sus

usuarios del Sistema Tenguel- Balao en mejores condiciones que las que reciben actualmente.

Para tal efecto se debe primeramente construir la respectiva línea de subtransmisión a 69 Kv que alimenta dicha subestación. Esta línea podría arrancar de la S/E Puerto Inca (2.5 MVA) de la Empresa Milagro pues la línea a ese voltaje mas cercana a esta área de concesión de EMELGUR.

Adicionalmente la construcción de esta línea beneficiará a EMELORO ya que podría arrancar de esta futura subestación de EMELGUR que podría estar por la zona de Balao, hacia sus líneas de subtransmisión que alimentan las subestaciones de Distribución lo que aliviaría enormemente la cantidad de energía que tienen que generar de sus ya vetustas centrales, integrando esta productiva zona de la Patria al Sistema Nacional Interconectado a nivel de 69 Kv.

Habría que analizar las alternativas que podrían presentarse, así como los niveles de voltaje que llegaría a las líneas de EMELORO, con estas interconexiones. Este estudio rebasa el alcance de esta tesis, ya que esta trata exclusivamente del Análisis de la Operación Actual de los Sistemas ya existentes de EMELGUR.

CAPITULO SEPTIMO

ANALISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA PUNA

7.1 GENERALIDADES

El Sistema Puná comprende específicamente la isla Puná que es una parroquia de la Provincia del Guayas a la cual la Empresa Regional Guayas-Los Ríos EMELGUR llega con su servicio eléctrico por medio de una Central de generación ubicada en la cabecera parroquial. Ver figura 7.1.

7.2 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

En la figura 7.2,a se presenta el diagrama unifilar simplificado - del Sistema Puná, donde se detallan las características principales de la Central de Generación, la subestación de elevación y las líneas de distribución.

7.3 SISTEMA DE GENERACION

Para la alimentación al Sistema Puná, EMELGUR posee dos grupos electrógenos, los cuales operan uno a la vez indistintamente, dependiendo de los períodos de mantenimientos correctivos y preventivos que se realizan periódicamente.

Las características de los grupos generadores, así como de sus respectivos motores son las siguientes:



GENERADOR	# 1	# 2
MARCA	Mirrless Blackstone	Caterpillar
CAPACIDAD (KW)	350	150
VOLTAJE (VOLTIOS)	240	240
FACTOR DE POTENCIA	0.8	0.8
NUMERO DE FASES	3	3
CONEXION DE FASES	Estrella	Estrella
AÑO DE INSTALACION	1.982	1.985
MOTOR		
MARCA	Mirrless Blackstone	Caterpillar
CAPACIDAD (HP)	540	230
VELOCIDAD (RPM)	900	1800
COMBUSTIBLE	Diesel	Diesel

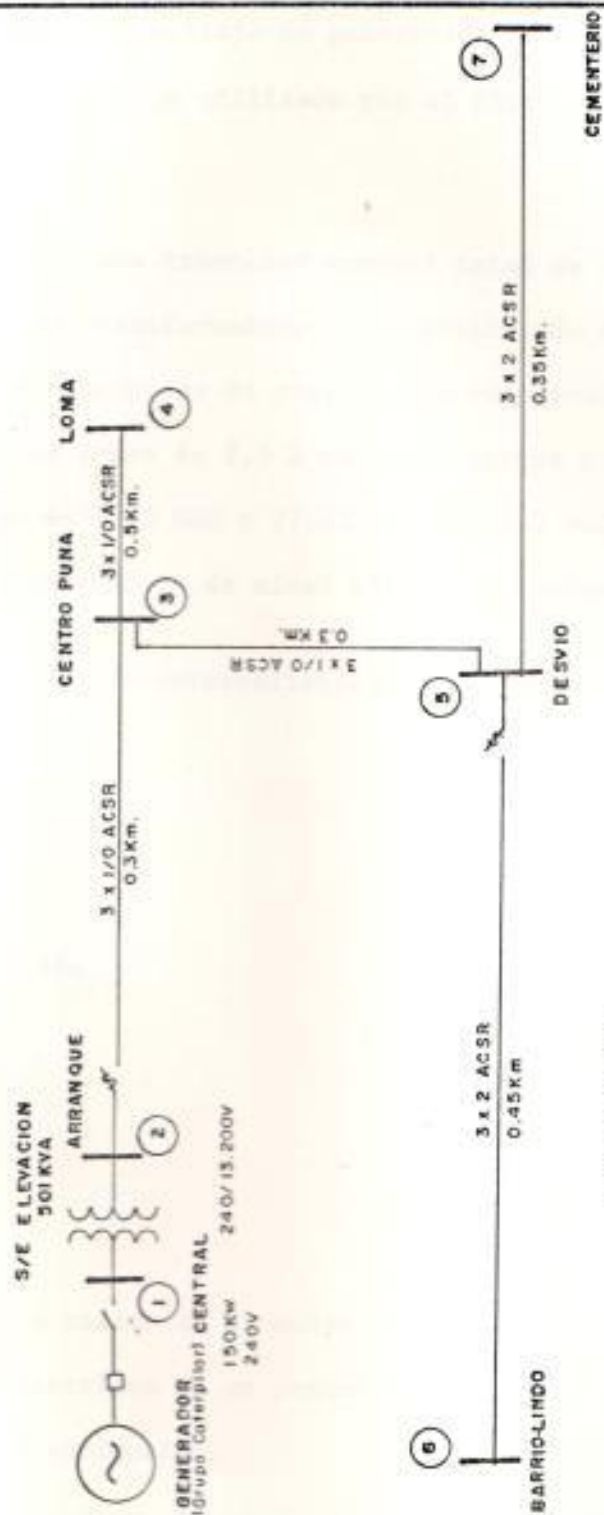
Los valores obtenidos de Flujo de Carga y cortocircuito del Sistema Puná serán expuestos y analizados cuando lleguemos al punto # 5 del Sistema de Distribución.

Hay que anotar como dato referencial que la central de generación - trabaja solo 7 horas diarias, de 17h00 a 24h00, es decir el servicio es casi exclusivamente nocturno. El combustible es llevado a la isla periodicamente, existiendo un tanque de almacenamiento de - 5.000 galones.

7.4 SUBESTACION DE ELEVACION

La subestación de elevación está ubicada a la salida de la Central

DIAGRAMA UNIFILAR DEL AREA PUNA



SIMBOLOGIA

A : NUMERO DE FASES

B : CALIBRE DEL CONDUCTOR

C : TIPO DE CONDUCTOR

D : DISTANCIA (Km.)

NUMERO DE BARRA

NOMBRE DE BARRA

$$\frac{A \times B \times C}{D}$$



Figura 7.2.a

de Generación y eleva el voltaje de generación que es 240 voltios hasta 13.2 que es el voltaje utilizado por el Sistema de Distribución. Ver figura 7.4.a

Esta subestación tiene una capacidad nominal total de 501 KVA y está compuesta por tres transformadores de distribución monofásicos, tipo convencionales sumergidos en aceite, con regulación de voltaje mediante taps con dos tomas de 2,5 % cada una arriba y abajo del voltaje nominal que es 13.2 GRD y /7.62 Kv, 120/240 voltios, 167KVA de capacidad cada una y 95 Kv de nivel básico de aislamiento.

Resumiendo las principales características de la subestación de elevación tenemos:

- Capacidad (KVA)	3 x 167
- Voltaje (KV)	0.240/13.2
- Tipo de Refrigeración	OA
- Conexión	Delta/Estrella
- Impedancia	4.0 %
- Número de fases	3
- Año de Instalación	1.981

Hay que anotar que la salida de la subestación de elevación a 13.2 se hace en forma subterránea en un pequeño tramo hasta el primer poste de la Red de Distribución.

7.5 SISTEMA DE DISTRIBUCION

El voltaje de operación del Sistema de Distribución es de 13.2 Kv.

CENTRAL DE GENERACION

CASA DE MAQUINA

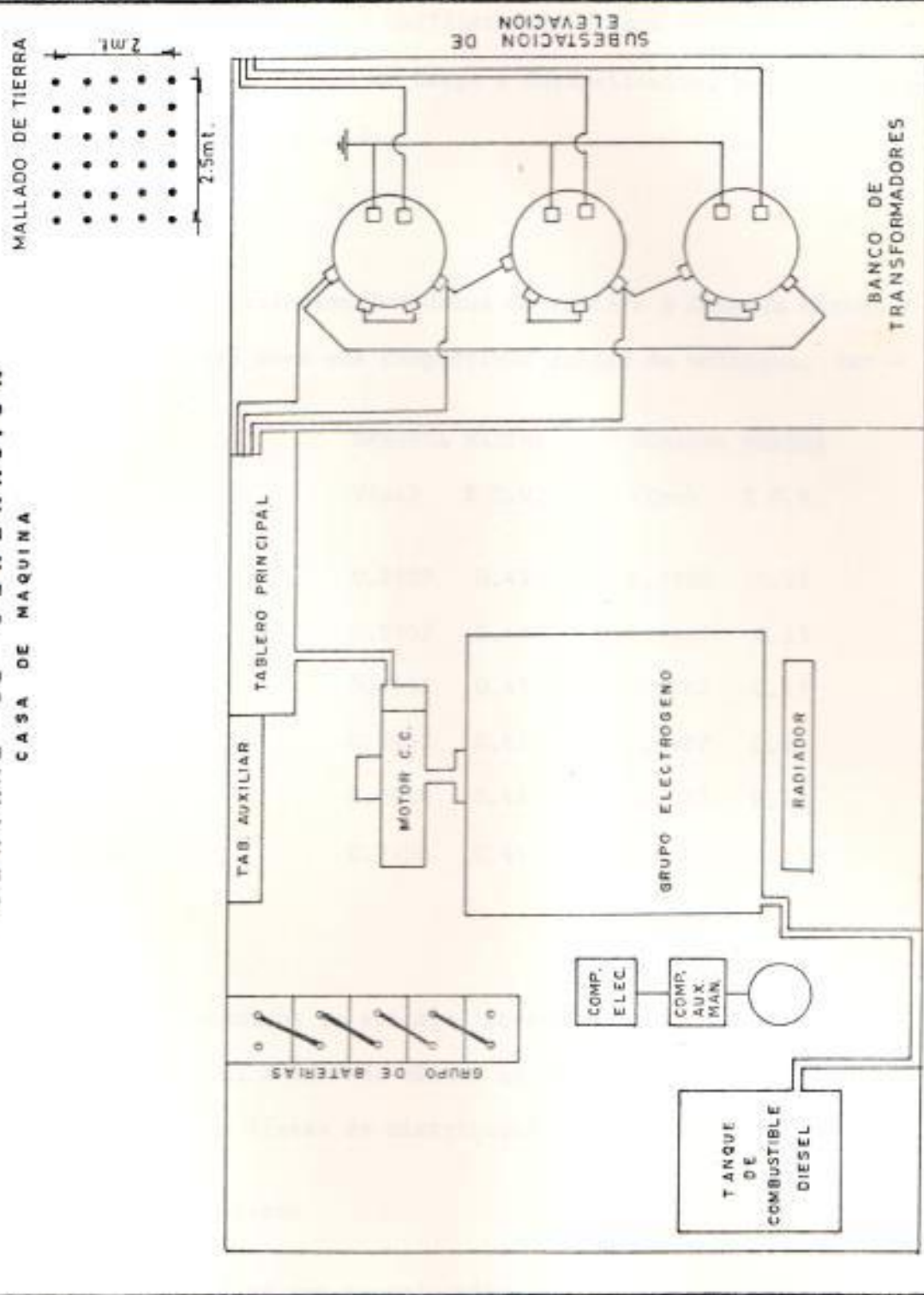


Figura 7.4.a

La figura 7.2.a del diagrama unifilar del Sistema Puná se utilizó - para los estudios de Flujos de Carga y Cortocircuito, cuyos resultados analizamos a continuación.

- Regulación de Voltaje

A continuación se presentan los datos de voltaje a Demanda Máxima y Demanda mínima, así como sus respectivas caídas de voltajes. Ver - figura 7.4.b

BARRA	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MINIMA	
	V(pu)	% C.V.	V(pu)	% C.V.
Arranque 13.2	0.9959	0.41	0.9988	0.12
Centro Puná	0.9957	0.43	0.9987	0.13
Loma	0.9957	0.43	0.9987	0.13
Desvío	0.9957	0.43	0.9987	0.13
Cementerio	0.9956	0.44	0.9987	0.13
Barrio Lindo	0.9956	0.44	0.9987	0.13

KV Base = 13.2

De los valores obtenidos de voltaje, observamos que no existe problemas de voltaje ni a Demanda Máxima ni mínima. Esto se explica por lo corto de las líneas de distribución del Sistema Puná.

- Pérdidas en el Sistema

El Sistema Puná tiene una demanda máxima de 105 Kw y tiene 0.02 Kw de pérdidas, lo que es un valor casi despreciable.

Las pérdidas del sistema Puná son pequeñas por lo corto de las líneas de Distribución y las cargas bajas que circulan por las mismas.

- Flexibilidad en la Operación

Por el carácter mismo de poseer un sistema de distribución radial a 13.2Kv cualquier contingencia en este sistema no se podrá suministrar energía por otro camino.

En cuanto al Sistema de Generación, como se poseen dos generadores cualquier falla, en uno de ellos no afectaría el suministro de energía, ya que entraría en operación el generador que quede de emergencia.

Referente a la subestación de elevación, cualquier daño en uno de los transformadores monofásicos, afectaría el suministro de energía, por tanto se recomienda tener un transformador de las mismas características de los que forman la subestación de elevación que pueda ser utilizado en caso de esta contingencia.

- Coordinación de Protecciones

Del estudio de cortocircuito del Sistema Puná se encontraron las corrientes de falla máximas y mínimas que se presentan en este sistema, las mismas que se tabulan a continuación: Ver figura 7.

4.c.

DIAGRAMA UNIFILAR CON CORRIENTES DE FALLAS TRIFASICA - MONOFASICA

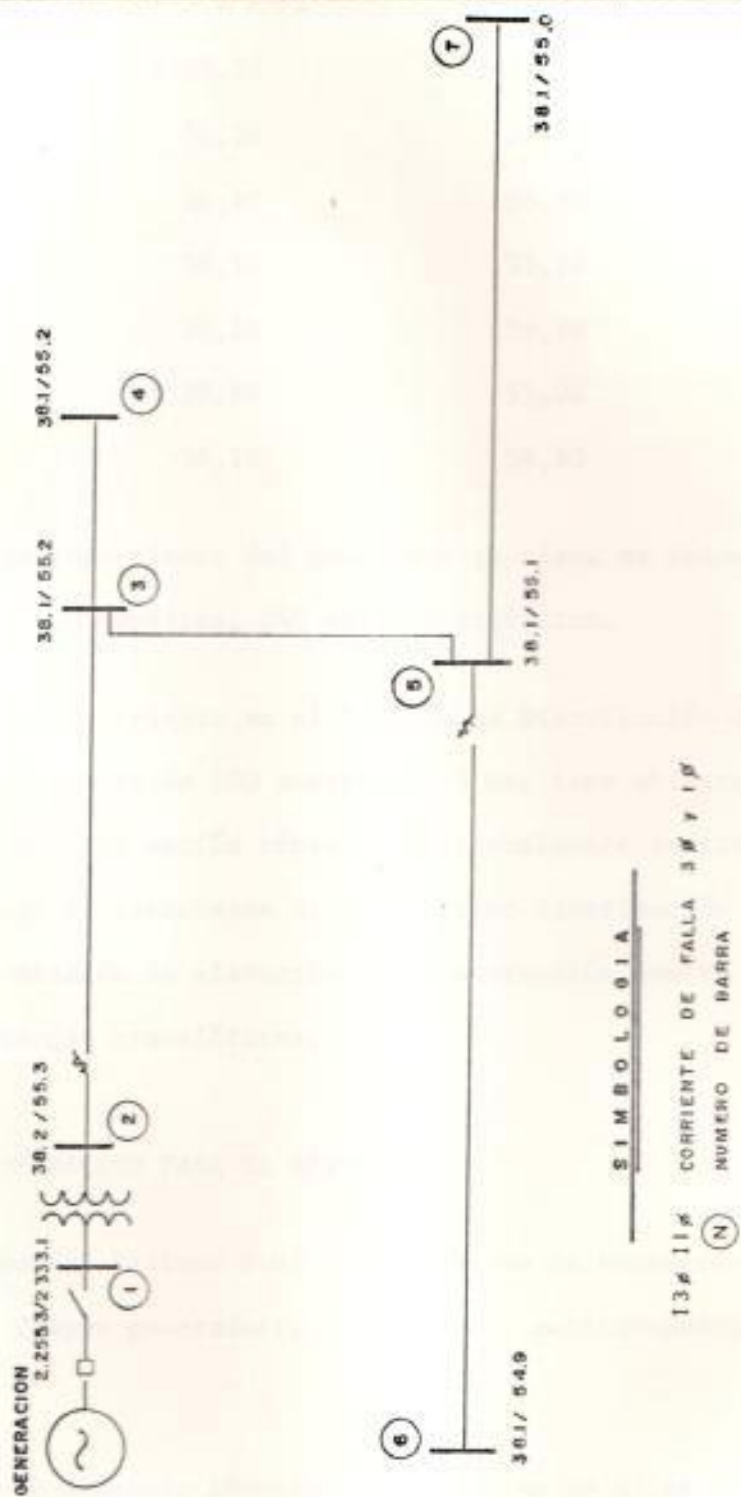


Figura 7.4.c

BARRA	If 3 Ø AMP.	If 1 Ø AMP.
Generación	2255,30	2333,10
Arranque 13.2	38,20	55,30
Centro Puná	38,10	55,20
Loma	38,10	55,20
Desvío	38,10	55,10
Cementerio	38,10	55,00
Barrio Lindo	38,10	54,90

Para protección de sobrecorriente del generador se tiene un interruptor principal de 600 amperios, 240 voltios trifásico.

Para protección de sobrecorriente en el Sistema de Distribución se utilizan cajas portafusibles de 100 amperios, 15 Kv, tipo abierto, con tira fusibles tipo K de acción rápida. Adicionalmente se tienen colocados un juego de pararrayos de 10 Kv, tipo distribución a la salida de la subestación de elevación, para protección contra sobrevoltajes y descargas atmosféricas.

7.6 RECOMENDACIONES DE OPERACION PARA EL SISTEMA PUNA

El principal problema del Sistema Puná es el consumo de combustible (Diesel) de sus grupos generadores, lo que hace antieconómico su operación.

Esto hace que se estén buscando fórmulas alternativas de alimentación al Sistema Puná, una de aquellas recomendaciones es la mencion

nada por el Ing. Carlos Triviño en su tesis de Grado "Plan de Desarrollo Eléctrico de la Isla Puná", que propugna una alimentación al Sistema Puná por medio de un cable submarino tripolar de cobre, tipo XLPE aislado para 15 Kv y con capacidad de 350 amperios.

Analizando esta alternativa desde el punto de vista operacional, es te presenta algunos inconvenientes, pero sin embargo comparandolo - con lo que representa económicamente para EMELGUR el consumo de Die sel de los generadores, esta alternativa se vislumbra como la solu- ción, cuando el consumo de Diesel y el costo de los mismos, rebase los valores programados para el suministro de energía al Sistema Pu ná.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se ha analizado operacionalmente todas las partes que componen el Sistema Eléctrico Regional Guayas - Los Ríos y podemos llegar a las siguientes conclusiones:

- Sus fuentes de Potencias, la S/E Pascuales DOSNI y S/E Quevedo DOSNI son suficientemente confiables y no presentan problema alguno de sobrecarga en sus transformadores principales de servicio a EMELGUR.

Se deberá exigir únicamente se cumplan los niveles requeridos de voltaje para Demanda Máxima y Demanda Mínima, para una correcta operación de los Sistemas.

- Su Sistema de Subtransmisión a 69 Kv ha sido diseñado con un amplio margen de seguridad, por lo que con la carga actualmente existente, estas líneas se hallan lejos de su límite térmico, aún para condiciones de transferencia en casos de emergencia.

- Todas las subestaciones de Distribución se encuentran cargadas por debajo de su capacidad nominal, manteniendo una reserva suficiente para poder trabajar en condiciones de emergencia, al realizarse transferencia entre subestaciones.

- En cuanto a su Sistema de Distribución, sus niveles de operación son

buenos en condiciones normales, pero en condiciones de emergencia en la mayoría de los casos si bien no se produce sobrecarga de las líneas de distribución, existe bajo voltaje cuando se tiene que servir alguna alimentadora a 13.8 Kv de otra subestación.

Esto se debe principalmente a lo disperso que se encuentran las cargas en los Sistemas a cargo de EMELGUR.

De lo anteriormente expuesto y para mejorar la operación de cada una de las áreas del Sistema Eléctrico Regional Guayas - Los Ríos, se presentaron las recomendaciones respectivas al final de cada capítulo de la presente tesis.

B I B L I O G R A F I A

1. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. Electrical Transmission and Distribution Reference Book, 1.964.
2. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. Distribution Systems - Electric - Utility Engineering Reference Book, 1.965.
3. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. Aplied Protecting Relaying, 1979.
4. DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA DE LA ESPOL. Curso de Planificación de Sistemas de Distribución, Tomos 1,2 y 3; 1.983.
5. DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA DE LA ESPOL. Seminario de Regulación de Voltaje en Sistemas de Distribución, 1.982.
6. DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA DE LA ESPOL. Seminario de Protección de Sistemas de Distribución, 1.983.
7. DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA DE LA ESPOL. Seminario de Métodos de Análisis de Fallas en Sistemas Eléctricos, 1.982.
8. INECEL - CESI. Curso de Protecciones, 1.984.
9. STEVENSON, WILLIAM D. Elements of Power System Analysis, 1.975.
10. GROSS, CHARLES A. Power Systems Analysis, 1.979.
11. IEEE. Power Systems Reliability Evaluation - Tutotial Course.
12. MENA, ALFREDO. Confiabilidad de Sistemas de Potencia, 1.983.
13. SULLIVAN , R.L. Power Systems Planning.
14. WEEDY, B.M. Electric Power Systems, 1.979.
15. ELGERD, OLLE I. Electric Energy Systems Theory: An Introduction, 1.971.