



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería Eléctrica



ANALISIS DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES
DEL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL
"GUAYAS - LOS RIOS"

TESIS DE GRADO
Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD
Especialización: POTENCIA

Presentada por:
Francisco Juan de Dios Morán Peña

Guayaquil - Ecuador
1.989

D E D I C A T O R I A

A MIS PADRES

A MI ESPOSA

A MIS HERMANAS

AGRADECIMIENTO

AL ING. CARLOS DEL POZO,
DIRECTOR DE TESIS, ING.
EDUARDO VERGARA, SR. JOSE
ANDRADE, PERSONEROS DE EMELGUR
POR LA AYUDA Y COLABORACION
PARA LA REALIZACION DE ESTE
TRABAJO:

DECLARACION EXPRESA

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

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


FRANCISCO HUARAN PESA

C. Villafuerte P.

ING. CARLOS VILLAFUERTE P.
SUB-DECANO

Carlos Del Pozo C.

ING. CARLOS DEL POZO C
DIRECTOR DE TESIS

Jorge Flores Macías

ING. JORGE FLORES MACIAS
MIEMBRO PRINCIPAL

Alberto Hanze B.

ING. ALBERTO HANZE B.
MIEMBRO PRINCIPAL

RESUMEN

En el análisis del sistema de protecciones de EMELGUR, que se va a realizar, nos presenta diversos puntos de interés.

A continuación se presenta un breve resumen de lo que significa cada capítulo del temario presentado.

En el capítulo de introducción y generalidades, se describirá la importancia del estudio de coordinación, una revisión del sistema de EMELGUR, una descripción y ubicación del sistema EMELGUR.

En lo que respecta a puntos de recepción de energía, se describirá de dónde se recibe energía, cuál es la potencia máxima, potencia de cortocircuito en esos puntos, ya sea potencia máxima y mínima, a qué voltaje se entrega la energía.

En Sistema de Subtransmisión se describirá las longitudes de las líneas de 69 KV, cantidad de subestaciones, calibre y disposición de los conductores.

Impedancia de secuencia positiva y cero de las líneas, sistemas de EMELGUR con sus respectivas subestaciones.

En Subestaciones del Sistema se hablará de cada subestación, Potencia (capacidad), Voltaje de alta y baja, Conexión de los transformadores, impedancia de

secuencia positiva y cero de los transformadores.

En lo que respecta al Sistema de Distribución, se describirá cuántas alimentadoras salen de cada subestación con sus respectivos nombres; calibre, disposición y cálculo de impedancias.

En Cargas del Sistema se hablará de demanda máxima de las subestaciones, transformadores, alimentadoras y demanda máxima total del Sistema Durán, Daule y Sistema Quevedo, factores de potencia, factores de carga.

En el tercer capítulo se hablará de las protecciones de las líneas de subtransmisión; dónde está ubicado cada sistema, breaker y equipos de protecciones con sus curvas de operación, cómo está protegido cada sistema.

Además se mencionará cada subestación con su sistema de protección individual tanto en alta tensión como en baja tensión.

En lo que respecta a protecciones del sistema de Distribución se mencionará cómo están protegidas las líneas en su arranque en las subestaciones, marca de los equipos.

En el cuarto capítulo se describirán los diversos tipos de fallas que originan sobrecorrientes, es decir, fallas trifásicas, fallas monofásicas, fallas de fase a fase,

fallas dos fases a tierra.

En el cálculo de la corriente de cortocircuito, se lo realizará tanto en potencia máxima como en potencia mínima. Se hará un análisis de la coordinación del sistema de protecciones, se hablará sobre protecciones primarias y de respaldo, se dará una explicación de cómo se coordinan los equipos de protección, y se hará una selectividad de las protecciones.

En el quinto capítulo se realizará un esquema de expansión de EHELGUR a mediano palzo, es decir como va a crecer el sistema, nuevas subestaciones, nuevas líneas, cómo seccionar el sistema de distribución.

En la evolución de las capacidades de cortocircuito de los puntos de recepción de energía, se hablará de cómo va a crecer su capacidad año a año en los puntos de recepción.

En el punto de revisión de la vigencia técnica del sistema de protección actual, se analizará si los equipos que protegen al actual sistema van a servir para un futuro, se analizará la saturación de las capacidades del equipo de protección, hay que comparar las corrientes anteriores y actuales, y si el equipo va a servirnos posteriormente y hasta que año.

En la revisión de la coordinación de protecciones ante la conexión de nuevos equipos de protecciones, se describirá el lugar en donde habrán nuevos equipos y su capacidad de corriente de cortocircuito, si el equipo es nuevo, a qué equipos afecta su coordinación.

Por último en el resumen de calendario de inversiones que EHELGUR requiere en su sistema de protecciones, se describirá en cada año si es necesario comprar un equipo y dónde se lo ubicará, si hay que cambiar algún equipo, o si está por demás algún equipo de protección.

INDICE GENERAL

	pag.
RESUMEN.....	6
INDICE GENERAL.....	10
INDICE DE FIGURAS.....	12
I. INTRODUCCION Y GENERALIDADES.....	17
II. DESCRIPCION ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE EHELGUR:	
2.1 PUNTOS DE RECEPCION DE ENERGIA.....	19
2.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISION.....	20
2.3 SUBESTACIONES DEL SISTEMA.....	21
2.4 SISTEMA DE DISTRIBUCION.....	23
2.5 CARGAS DEL SISTEMA.....	31
III. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.....	
3.1 PROTECCIONES DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION.....	43
3.2 PROTECCION DE LAS SUBESTACIONES.....	49
3.3 PROTECCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.....	57
IV. OPERACION DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.....	
4.1 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	63
4.1.1 FALLAS QUE ORIGINAN SOBRECORRIENTES.....	63
4.1.2 CALCULO DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	64
4.2 ANALISIS DE LA COORDINACION Y SELECTIVIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.....	66
4.2.1 COORDINACION DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION.....	66
4.2.2 ANALISIS DE LAS SUBESTACIONES.....	70

4.2.3 SELECTIVIDAD DE LAS PROTECCIONES.....	73
4.3 CONCLUSION Y RECOMENDACION DEL ANALISIS.....	76
V. VIGENCIA DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ANTE LAS PERSPECTIVAS DE EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO DE EMELGUR.....	
5.1 ESQUEMA DE EXPANSION DE EMELGUR A MEDIANO PLAZO..	77
5.2 EVOLUCION DE LAS CAPACIDADES DE CORTOCIRCUITO DE LOS PUNTOS DE RECEPCION DE ENERGIA DEL SISTEMA EMELGUR.....	80
5.3 REVISION DE LA VIGENCIA TECNICA DEL SISTEMA DE PROTECCION ACTUAL.....	82
5.3.1 CALCULOS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA LOS AÑOS FUTUROS.....	82
5.3.2 SATURACION DE LAS CAPACIDADES DE LOS EQUIPOS.....	83
5.3.3 REVISION DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES ANTE LA CONECCION DE NUEVOS EQUIPOS DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA.....	83
5.4 RESUMEN DEL CALENDARIO DE INVERSIONES QUE EMELGUR REQUIERE EN SU SISTEMA DE PROTECCIONES.....	85
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	87
ANEXOS.....	16
BIBLIOGRAFIA.....	161

CAPITULO PRIMERO

INTRODUCCION Y GENERALIDADES

La seguridad, eficiencia y confiabilidad de un sistema eléctrico dependen, en alto grado, de su sistema de protección.

Por lo tanto es importante realizar un análisis de la operación de los sistemas de protección, ya que de este análisis se desglosa una serie de alternativas para introducir ciertas mejoras inmediatas al sistema, considerando las variables técnicas y económicas.

Se escoge la mas factible en relación con las características del sistema y se puede sugerir un nuevo esquema de protección que sin lugar a dudas, aumenta la confiabilidad del sistema.

La continuidad de estas investigaciones en este campo abre nuevas perspectivas para mejorar, en el futuro, la seguridad, eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico de EHEIGUR ya que es obligación de toda Empresa Eléctrica llegar con su servicio a todos los rincones de su área de concesión con el objeto de servir al mayor número de usuarios.

La coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Guayas - Los Ríos la realiza el Departamento de Planificación que es el que se encarga de mantener la

confiabilidad de este sistema y de obtener un mejor servicio para que este llegue en las mejores condiciones posibles.

CAPITULO SEGUNDO

DESCRIPCION ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE EHELGUR

2.1 PUNTOS DE RECEPCION DE ENERGIA

El sistema Durán tiene tres subestaciones: S/E Durán, S/E Tennis y S/E Samborombón.

La subestación Durán está alimentada por una línea a 69 KV que nace de la subestación Pascuales del Sistema Nacional Interconectado, pasando por la S/E Tennis. La energía recibida del SNI, es transmitida por medio de un sistema de subtransmisión a 69 KV, de aproximadamente 27 km, a una subestación de reducción 66/13.8 Kv, con una capacidad de 12 MVA.

De esta subestación salen cuatro alimentadoras de 13.8 Kv.

Tanto la S/E Tennis como la S/E Samborombón son alimentadas en alta tensión (69 Kv) por una línea que parte de la subestación Pascuales del Sistema Nacional Interconectado.

El Sistema Daule, recibe la energía del Sistema Nacional Interconectado por medio de la subestación de reducción Pascuales. Esta energía recibida del SNI es transmitida, por medio de un sistema de

subtransmisión a 69 Kv, de aproximadamente 111 Km, para alimentar a una subestación particular (S/E La Favorita) y cinco subestaciones de EHELGR: S/E La Toma, S/E Pedro Carbo, S/E Daule, S/E Palestina y S/E Balzar.

El Sistema Quevedo recibe la energía del Sistema Nacional Interconectado, en la subestación Quevedo QOSNI.

La energía recibida del SNI es transmitida, por medio de un sistema de subtransmisión a 69 Kv, de aproximadamente 48 Km.

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.

2.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISION

El recorrido de las líneas de subtransmisión a 69 Kv indicando calibres de conductor, distancias entre los puntos principales y subestaciones correspondientes a cada sistema, se detallan en las figuras 2.2 - 2.3.

En lo que respecta a impedancias de las líneas tanto de secuencia positiva y secuencia cero están especificadas en las figuras 2.4 (Durán), 2.5 (Daule), 2.6 (Quevedo).

2.3 SUBESTACIONES DEL SISTEMA

En el Sistema Durán como se dijo en el artículo 2.1, tiene tres subestaciones en operación: S/E Durán, S/E Tennis y S/E Samborombón (figuras 2.7 - 2.8).

La Subestación Durán está alimentada por una línea 69 Kv que parte de la S/E Pascuales (150 MVA) del SHI pasando previamente por la S/E Tennis (4/5 MVA). Esta subestación tiene un transformador de Potencia de 12.10 MVA, cuya relación es 69/13.8 kv. (figura 2.9)

La subestación Tennis tiene un transformador de Potencia de 4/5 MVA de relación 69/13.8 Kv y posee dos alimentadoras en baja tensión (13.8 Kv) (fig. 2.10)

La subestación Samborombón tiene un transformador de Potencia de 5 MVA de relación 69/13.8 Kv y posee tres alimentadoras en baja tensión (13.8 Kv) (fig. 2.11).

El Sistema Daule está conformada por cinco subestaciones: S/E La Toma, S/E Pedro Carbo, S/E Daule, S/E Palestina y S/E Balzar. (figuras 2.12 - 2.13)

La subestación La Toma sirve exclusivamente a la Empresa Municipal de Agua Potable sirviendo un transformador de Potencia de 510, 25 kv - 22/14.10 Kv para la Planta de Tratamiento y Estación de bombeo de la EMAP (figura 2.14).

La subestación Pedro Carbo está alimentada por una línea a 69 Kv que parte de un patio de maniobras a la altura de Nobel. El transformador de potencia de esta subestación es de 2.5 MVA-69/13.8 Kv. (Fig. 2.15).

La subestación Daule es la subestación principal de este sistema tiene un transformador de potencia de 18/12.5 MVA - 69/13.8 Kv, esta subestación está compuesta por cuatro alimentadores las cuales tienen posibilidades de transferencia (figura 2.17).

La subestación Palestina tiene un transformador de potencia de 2.5 MVA - 69/13.8 Kv. Esta compuesta por dos alimentadores, las cuales se pueden realizar transferencia entre ellas (figura 2.18).

La subestación Balzar es la subestación más lejana del sistema, tiene un transformador de potencia de 2.5 MVA - 69/13.8 Kv. (figura 2.19).

Esta subestación está formada por dos alimentadores de 13.8 Kv.

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. (figura 2.20 - 2.21)

La subestación Quevedo Sur es alimentada por una línea a 69 Kv que sale de la S/E Quevedo POSMI, tiene un transformador de potencia de 18/12.5 MVA - 69/13.8

Kv. (figura 2.22).

La subestación El Espalme es alimentada por una línea a 69 Kv. que sale de la S/E Quevedo BOSNI. Tiene un transformador de potencia de 5 MVA - 69/13.8 Kv. Esta S/E está compuesta por dos alimentadoras (figura 2.23)

La subestación Daule - Peripa es alimentada por una línea a 69 Kv. que nace de la S/E El Espalme. Tiene un transformador de potencia de 5 MVA - 69/13.8 Kv. (figura 2.24).

El Sistema Puná es el único sistema de EMBELGUR con generación propia. Tiene un generador de 150 Kw - 3 fases, 240 V y posee una subestación de elevación de 501 Kv (3x167Kv) de 240v/13.8 Kv.

El Sistema Tenguel - Baldo es el menor de EMBELGUR. Este sistema 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 Barrover.

2.4 SISTEMA DE DISTRIBUCION

Sistema Durán

En el Sistema de Distribución a 13.8 Kv se analizará las alimentadoras de las subestaciones Durán, Sanoncondón y Juntas Club que forman el sistema

Durán.

A continuación analizaremos a cada una de ellas:

- Subestación Durán

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

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

- Capacidad Nominal M.V.A.	12/16 (GA/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 estudios realizados tanto de Flujo de Carga como de cortocircuito, se han obtenido los siguientes resultados para la subestación Durán en lo que respecta a la capacidad de carga.

Subestación:	Durán
Capacidad:	12/16
Carga actual & capacidad:	69/52

- Subestación Samborondón

La S/E Samborondón está alimentada desde 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.

La S/E Samborondón tiene un transformador de potencia cuyas características son las siguientes:

- Capacidad Nominal M.V.A. 5 MVA
- Relación de Voltaje (Kvp/Kvsec) 69/13.8 Kv
- Frecuencia 60 Hz
- Elevación de Temperatura 55 %
- Impedancia 7.5 %
- Conexión : Primario Delta

Secundario Estrella (solid. a tierra)

La capacidad de carga de estas subestaciones es la siguiente:

<u>Subestación</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Carga Actual</u> <u>% Capacidad</u>
Samborondón	5	26.66 %
Tennis Club	4/5	33.33/26.66%

SISTEMA DAULE

- Subestación La Toma

Está ubicada en el Km 30 de la vía a Daule y sirve a la Planta de Agua Potable.

El transformador de la subestación La Toma tiene las siguientes características:

- Capacidad Nominal (OA/FA) 516.25 MVA
- Relación de Voltaje (Kv/Kvsec) 69/4.16 Kv.
- Frecuencia 60 Hz
- Conexión: Primario Delta

Secundario Estrella (solid. a tierra)

La capacidad de carga de esta subestación es la siguiente;

<u>Capacidad</u>	<u>Carga Actual</u> <u>% capacidad</u>
516.25 MVA	80/64

- Subestación Daule.

Se encuentra situada en la entrada a la población de Daule.

Su transformador tiene las siguientes características:

- Capacidad Nominal (OA/FA) 10712.5 MVA
- Relación de Voltaje (Kv/Kvsec) 69/13.8 Kv
- Frecuencia 60 Hz
- Impedancia 10.6 %
- Conexión: Primario Delta

Secundario Estrella (solid. a tierra)

- Capacidad de Carga

<u>Subestación</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Carga Actual</u> <u>% capacidad</u>
Daule	10/12.5 MVA	61/49

- Subestación Pedro Carbo

Se encuentra ubicada aq la entrada de la población de Pedro Carbo. Su transformador tiene las siguientes características:

- 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 (solid. a tierra)

- Capacidad de Carga

La carga actual de la S/E Pedro Carbo es de 1.1mw y la capacidad es la siguiente:

<u>Subestación</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Carga Actual</u> <u>% capacidad</u>
Pedro Carbo	2.5 MVA	40

- Subestación Palestina

Se encuentra ubicada a la salida de la población de

Palestina en la vía a Vinces. El transformador de potencia de esta subestación es de similares características que el transformador de la S/E Pedro Carbo, es decir de 2.5 MVA de capacidad, con relación de voltaje de 69/13.8 Kv, conexión Delta - Estrella (solid. a tierra).

En lo que respecta a su capacidad de carga, la S/E Palestina con una carga actual de 500 Kw. tiene los siguientes datos:

<u>Subestación</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Carga Actual</u> <u>% capacidad</u>
Palestina	2.5 MVA	20 %

- **Subestación Balzar**

Está ubicada a la entrada de la población de Balzar. Las características del 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 (solid. a tierra).

La carga actual de la S/E Balzar es de 1.40 Mw y su capacidad de carga de la subestación es la siguiente:

<u>Subestación</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Carga Actual</u> <u>% capacidad</u>
Balzar	2.5 MVA	56 %

Sistema Quevedo

- Subestación Quevedo Sur

Se encuentra ubicada atrás de la Ciudadela El Guayacán y el transformador de potencia tiene las siguientes características:

- 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

La carga actual máxima de la S/E Quevedo es 6.6 Mw, analizándolo en función de la capacidad nominal:

<u>Subestación</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Carga Actual</u> <u>% capacidad</u>
Quevedo Sur	10/12.5 Mva.	73/59

- Subestación El Espalme

Ubicada a la entrada de la población de El Espalme en la vía Balzar.

El transformador de potencia tiene las siguientes características:

- Capacidad Nominal 5 MVA
- Relación de Voltaje (Kvp/Kvsec) 69/13.8 Kv.
- Frecuencia 60 Hz.
- Impedancia 7.3 %
- Conexión: Primario Delta
Secundario Estrella (solid. a tierra)
- Capacidad de Carga

La carga actual máxima de la S/E El Empalme es de 1.0 Mw. En función de la capacidad nominal se tiene:

<u>Subestación</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Carga Actual</u> <u>% capacidad</u>
El Empalme	5 MVA	22

- Subestación Daule - Peripa

Esta subestación está ubicada cercana al Proyecto Daule - Peripa y su transformador de Potencia tiene las siguientes características:

- Capacidad Nominal 5 MVA
- Relación de voltaje (Kvp/Kvsec) 69/13.8 Kv.
- Frecuencia 60 Hz.
- Impedancia 7.3 %
- Conexión: Primario Delta

- Alimentadora # 3

Promeriscos
La Herradura
Expalsa
Cda. Primavera
Oramas Gonzales
Gilbert Pontón
Ana Maria de Dicedo
Maldenade
Unidad Nacional
Peñon del Rio
Norte de Durán

- Alimentadora # 4

Centro de Durán
Empacadora Estar
Fribolao
Oficinas EHELGUR
Fleischmann

De esta configuración escogida, presentada en la figura (2.7) se realizó un estudio de Flujo de Carga, donde se obtuvieron los siguientes resultados:

BARRA	DEMANDA V(p.u.)	MAXIMA % C.V.	DEMANDA V(p.u.)	MINIMA % C.V.
Durán 13-8	0.978	2.4	1.007	---
La Puntilla	0.976	2.3	1.005	---
Tap Tanaco	0.973	2.7	1.006	---
Procoa	0.971	2.2	1.006	---

Brisas	0.966	3.4	1.004	---
Tanasa	0.970	3.0	1.006	---
El Manabé	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	---
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				

Los conductores mas usados a nivel de 13.8 son los siguientes:

CONDUCTOR ACSR: 4/0 - 3/0 - 2/0 - 1/0 - 2

En la figura se podrá observar el calibre de los conductores de una barra a otra.

- Subestación Samborondón

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
 - Inst. Abdón 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 Samborondón
- Alimentadora # 2 Boca de Caña
 Tarifa
 Guarayíne
- Alimentadora # 3 Declocur
 La Victoria

En lo que respecta a la Demanda Máxima y Mínima por estudios realizados de Flujo de Carga tenemos lo siguiente:

BARRA	DEMANDA V(p.u.)	MAXIMA % C.V.	DEMANDA V(p.u.)	MINIMA % C.V.
Sambo	13.8 @.984	1.6	@.990	@.1
Tennis	13.8 @.983	1.7	@.991	@.09

Estos voltajes se encuentran dentro de los límites aceptados.

Sistema Daule

- Subestación La Toma

De la S/E La Toma sale una sola alimentadora a Daule

KV. que sirve a la planta de bombeo de la Empresa de Agua Potable. (EMAP).

- Subestación Daule

De la SVE Daule salen tres alimentadoras a 11.0 KV. y las principales cargas que sirven cada una son las siguientes:

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

De la figura 2.12 en el cual se presenta el diagrama unifilar del Sistema Daule se ha escogido esta configuración para realizar el estudio de Flujo de Cargas.

Después de realizar nuestro primer estudio se observó que el nivel de voltaje a Demanda Máxima

fue muy bajo por ende la caída de voltaje es elevada en la mayoría de las barras de esta subestación. Esto se debió principalmente al voltaje que sale de la subestación Pascuales a Demanda Máxima es muy bajo (1.00 p.u.) y cuyas alimentadoras a 13.8 Kv. tienen largos recorridos. Se volvió a correr un nuevo flujo de carga considerando el voltaje de 70.5 Kv (1.0217 p.u.) en la S/E Pascuales DDSNI a nivel de 69 Kv. y subimos el TAP de la S/E Daule a TAP 4, con estos cambios llegamos a la posición contraria, es decir, tenemos sobrevoltajes en la mayoría de las barras a Demanda Máxima pero los voltajes a Demanda Mínima están dentro de los límites aceptables. Para resolver este inconveniente de sobrevoltaje a Demanda Máxima se puso el TAP de la S/E Daule en 3 y se transfirió la carga de Sta. Lucía a la S/E Palestina y se consideró la instalación de un regulador de voltaje en el centro de la alimentadora # 3 y los resultados fueron los siguientes:

BARRA	DEMANDA V(p.u.)	MAXIMA % C.V.	DEMANDA V(p.u.)	MINIMA % C.V.
Daule 13.8	0.9986	0.14	0.9769	2.31
Hobol	0.9914	0.81	0.9763	2.37
Pétrillo	0.9999	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. Lucia	@.9751	2.49	@.9654	3.46
Vernaza	@.9391	6.09	@.9511	4.89
C. Dauile	@.9922	@.78	@.9738	2.62

KV. Base = 13.8

Analizando estos resultados observamos que tanto los voltajes de Demanda Máxima y Mínima se mantienen dentro de los límites aceptables.

- Subestación Pedro Carbo

De esta subestación salen dos alimentadoras a 13.8 Kv. y las principales cargas que sirven cada una son las siguientes:

- Alimentadora # 1 Pedro Carbo
- Alimentadora # 2 Isidro Ayora
Lomas de Sargentillo

Los valores de voltaje en la barra a 13.8 Kv. tanto a Demanda Máxima como en Demanda Mínima son las siguientes:

BARRA	DEMANDA V(p.u.)	MAXIMA % C.V.	DEMANDA V(p.u.)	MINIMA % C.V.
P.Carbo 13.8	@.963	3.7	3.980	2.9

Estos valores están dentro de los límites permitidos.

- **Subestación 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

A continuación se presenta los valores de voltaje tanto a Demanda Máxima como a Mínima los cuales se encuentran dentro de los límites permisibles en condiciones normales.

BARRA	DEMANDA V(p.u.)	MAXIMA % C.V.	DEMANDA V(p.u.)	MINIMA % C.V.
Palest13.8	0.965	3.5	0.983	1.7

- **Subestación Balzar**

La S/E Balzar tiene dos alimentadoras a 13.8 Kv. A continuación se presenta las alimentadoras con sus principales cargas:

- Alimentadora # 1 Balzar
- Alimentadora # 2 Colinas

Los voltajes de Demanda Máxima y Mínima a nivel de 13.8 Kv. se presenta a continuación:

BARRA	DEMANDA V(p.u.)	MAXIMA % C.V.	DEMANDA V(p.u.)	MINIMA % C.V.
Balzar	13.8 @.949	5.1	@.973	2.7

Sistema Quevedo

- Subestación Quevedo Sur

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

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

A continuación se presenta los datos de voltajes 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 V(p.u.)	MAXIMA % C.V.	DEMANDA V(p.u.)	MINIMA % C.V.
Quevedo	13.8 @.959	4.1	@.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	4.8	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	7.8	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	18.0	0.911	8.9
Buena Fe	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 se observa los niveles de voltajes sobre todo en la alimentadora # 4 son excesivamente bajos y esto se debe principalmente a la carga que lleva esta alimentadora así como el gran recorrido de las líneas de 13.8 kv. Para esto es necesario la construcción de una nueva subestación (Quevedo Norte) para reducir la carga de dicha alimentadora y así se mantendrá los voltajes dentro de los límites aceptables en operación normal.

El calibre de los conductores se encuentra en la figura (2.20) anteriormente descrita.

- Subestación El Empalme

De la S/E El Empalme salen dos alimentadoras a 13.8 Kv. cuyas cargas principales son las siguientes:

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

Después de realizar el estudio de flujo de carga en lo que respecta a las alimentadoras de esta subestación, se obtuvo los siguientes resultados de los cuales se tiene los voltajes tanto a Demanda Máxima como a Demanda Mínima.

BARRA	DEMANDA V(p.u.)	MAXIMA % C.V.	DEMANDA V(p.u.)	MINIMA % 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

Estos voltajes obtenidos tanto en Demanda Máxima como Demanda Mínima se encuentran en los niveles aceptables.

- Subestación Daule - Peripa

1. - LÍNEA Daule - Peripa tiene un Δ de potencia de 13.8 MVA, cuyas cargas se detallan en el cuadro siguiente:

- Alimentadora # 1	595000
- Alimentadora # 2	600000

CAPITULO TERCERO

DESCRIPCION DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

3.1 PROTECCION DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION

Sistema Durán

Del estudio de Cortocircuitos se encontraron las corrientes máximas y mínimas de fallas, las cuales se encuentran tabuladas en el capítulo cuarto. En cuanto al sistema de subtransmisión a 69 KV, los disyuntivos se presentan a continuación:

BARRA	MAXIMA GENERACION	
	17.30 Amp.	17.10 Amp
Pascuales 69	3494	1903
Tennis 69	2228	1738
Samborombón 69	1738	798
Durán 69	1733	1238

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

Marcas: Westinghouse

Modelos: CD - 9

Tipos: Subcorriente de 1.17 a 2.000

Existe además en la S/E Tennis Club un disyuntor en aceite (OCB) para protección de la línea a 69 Kv Tennis - Samborombón comandado por relés de sobrecorriente.

Las características del disyuntor ante anotadas son las siguientes:

Marca: Mc Gram Edison

Modelo: 46 - 46-72,5-20 (voltaje de operación nominal 72 Kv)

Tipo: 1.200 Amp. (capacidad nominal continua)

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 3.1.

La coordinación del disyuntor de la S/E Tennis que protege la línea a 69 Kv Tennis - Samborombón, se realiza con el equipo de protección principal a 13,8 Kv de la S/E Samborombón. Esto se realiza con la finalidad de que cualquier falla en la línea de subtransmisión antes mencionada, sea en barra de 69 Kv de la S/E Samborombón, sea apagada por el disyuntor instalado en la S/E Tennis (figura 3.5).

Sistema Daule

Del estudio de cortocircuito se encontraron las corrientes máximas y mínimas de fallas, las cuales se encuentran tabuladas en el capítulo cuarto. En cuanto al sistema de subtransmisión a 69 Kv, estas corrientes se presentan a continuación: (figura 2.3).

LARRA	MÁXIMA GENERACION	
	I _r 30 Amp.	I _r 10 Amp.
Pascuales 69	1494	3903
La Esperanza 69	2744	2477
La Toma 69	2562	2194
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 DGSN1 para la alimentadora a 69 Kv para el Sistema Daule, se realiza por medio de un disyuntor en SF6 (Hexafluoruro de Azufre), comandado por relés de sobrecorriente de las siguientes características:

Marcas: Westinghouse

Modelo: CO - 9

Tipo: Sobrecorrientes de fase y neutro

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

Marca: G.E.C

Tipo: D 1102517 - JB 420

Valores Nominales: 72 Kv - 1.200 Amp. (capac. nominal
(continua))

Este disyuntor está comandado por relés de sobrecorriente características que se detallan a continuación:

Marca: G.E.C

Modelos CDG - 13

Tipo: Sobrecorrientes de fase y tierra

Existe 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 Gran Edison

Modelos CG - 48 - 72.5 - 20 (72 Kv Voltaje Operación
Nominal) (20 Kv Cap. Int. Amp. Asym)

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 neutro
OCB Tap Doble	General Electric	IAC 53 B	fase y neutro
OCB Tap Palestina	General Electric	IAC 53 R	fase y neutro

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 Doble, cuyas curvas incluyendo los ajustes de los relés y de los transformadores de corriente presentamos en las figuras 3.3 y 3.4. 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 de 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.

Sistema Quevedo

Del estudio de cortocircuito se calculan las corrientes máximas y mínimas de falla, las referencias a líneas de 69 Kv se presentan a continuación: Ver figura 2.6.

MARCA	Falla 30 Asp.	Falla 30 180°
Quevedo SINI 69	1760	2024
Quevedo Sur 69	1640	1722
El Espalme 69	1330	1156.7
Daule Peripa	952	685

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

MARCA: Mitsubishi

MODELO: CO - 8

TIPO: Sobrecorrientes fase y sobrecorriente tierra

La protección para la línea a 69 Kv ubicada a la S/E El Espalme se realiza de la misma manera y con los

mismos equipos descritos anteriormente.

La protección de la línea a 69 Kv El Espalme - La Peripa se la realiza con un disyuntor en aceite, el cual es comandado por relés de sobrecorriente tierra de las siguientes características:

MARCA: General Electric

MODELO: IAC 53 B - 104 A

TIPO: Sobrecorriente fase y sobrecorriente tierra

Con los datos del estudio de cortocircuito y con las características anotadas de los equipos de protección, se procedió a realizar la coordinación de protecciones del Sistema Guareo, cuyas curvas presentamos en la figura 3.10.

3.2 PROTECCION DE LAS SUBESTACIONES

Sistema Durán

Subestación Durán

Del estudio de cortocircuito realizado encontramos las siguientes corrientes máximas y mínimas de falla en la S/F Durán:

BARRA	I _F 3Ø Amp.	I _F 1Ø Amp.
Durán 69	1733	1230
Durán 12.5	1838	1252

La S/E Durán tiene protección diferencial para protección del transformador y protección de sobrecorriente para protección de alimentación.

Los ajustes de los equipos de protección y las curvas de coordinación se presentan en la figura 3.1.

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

- Subestación Saaborondón

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

BARRA	11 30 Amp.	11 10 Amp.
Tennis 69	2226	1736
Tennis 13.8	2083	2220
Saaborondón 69	1230	795
Saaborondón 13.8	1974	2204

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

La S/E Samborombón tiene protección en el lado de 69 Kv por medio de fusibles de poder tipo SHD y en el lado de 13.8 Kv tiene protección de sobrecorriente por medio de un interruptor en vacío (VAC) general. Ver figuras 3.6 y 3.7.

Sistema Daule

- Subestación La Toma

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

SARNA	If 3Ø Amp.	If 1Ø Amp
La Toma.	2566	2184

No incluímos 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. ENELGUR supervisa que los ajustes de ENAP-6 no causen operación de equipos de protección de ENELGUR 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.

- Subestación Daule:

Del estudio de cortocircuito encontramos las corrientes máximas y mínimas de fallas para la subestación Daule, las cuales tabuleamos a continuación:

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

El transformador de potencia (10/12.5 Hka) de la S/E Daule tiene protección diferencial por medio de relés diferenciales que comandan a un disyuntor en aceite (OCB) a 29 Kv y a un interruptor en vacío (VAC) a 13.8 Kv para que operen simultáneamente en caso de falla del transformador.

Existen 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 3.4.

- Subestación Pedro Carbo

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	17 10 Amp.	17 10 Amp.
Pedro Carbo 69	(111)	718
Pedro Carbo 13.8	(161)	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 realiza 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 3.8.

- Subestación Palestina

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

BARRA	17 10 Amp.	17 10 Amp.
Palestina 69	(189)	145
Palestina 13.8	(141)	1450

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 3.3.

- Subestación Balzar

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

BARRA	17 30 Amp. +	17 10 Amp.
Balzar 69	757	456
Balzar 13.8	1229	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 reconectador 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 colectiva - Balzar que se encuentra ubicada en la S/E Palestina.

Sistema Quevedo

- Subestación Quevedo Sur

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

BARRA	1 ^a 3 ^o Amp.	1 ^a 1 ^o Amp.
Quevedo Sur 69	1640	1722
Quevedo Sur 13.8	3644	3723

El transformador de potencia está protegido en el lado de Alta Tensión (69 Kv) 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

Las curvas de coordinación y los ajustes de los equipos de protección se encuentran en la figura 3.5.

- Subestación El Espalme

Del estudio de Corto circuito encontramos las corrientes máximas y mínimas de fallas para la S/E El Espalme, las cuales tabulamos a continuación:

BARRA	I _f 30 Amp.	I _f 10 Amp
El Empalme 69	1330	1156
El Empalme 13.8	2004	2257

El transformador de potencia está protegida en el lado de Alta Tensión (69Kv) por fusibles de poder y en el lado de baja tensión (13.8 Kv) 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 3.2.

Adicionalmente en esta subestación existe un disyuntor en aceite (OCB) para protección de la línea a 69 Kv, tal como se ha descrito en el punto 3.1 de este mismo capítulo.

- Subestación Daule - Peripa

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

BARRA	I _f 30 Amp.	I _f 10 AMP.
Daule-Peripa 69	252	685

Daule-Peripa 13.8

1993

2049

El transformador de potencia está protegido en el lado de alta tensión (69 Kv.) 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 disparo y 6000 Amp. de corriente máxima de interrupción.

3.3 PROTECCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

Sistema Durán.

- Subestación Durán

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, obteniendo 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.

- Subestación Samborombón

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 3.7.

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

- Subestación Tennis

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

Las curvas de coordinación con los ajustes respectivos se presentan en la figura 3.6.

Sistema Daule

- Subestación La Toma

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.

- Subestación Daule

La S/E Daule tiene protección diferencial para el transformador de fuerza, mediante relés diferenciales que comandan 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 reconectadores tipo RX y tipo KFE tipo mecánico 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 3.4.

- Subestación Pedro Carbo

La protección de las alimentadoras a 13.8 Kv se

realiza mediante reconectadores hidráulicos tipo 6H, 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 3.8.

- Subestación Palestina

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

Del estudio de cortocircuito se obtuvieron 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.

- Subestación Balzar

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

Sistema Guevedo

- Subestación Quevedo Sur

Existe como protección principal a 13.8 Kv un disyuntor en aceite (OCR) comandados por relés de sobrecorriente de fase y sobrecorriente de tierra. La protección de cada alimentadora se la realiza mediante reconectadores 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 3.5.

- Subestación El Espalme

La protección principal a 13.8 Kv se la realiza con un reconectador 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 reconectadores 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 3.9.

- Subestación Daule - Peripa

La protección principal a 13.8 Kv se la realiza con un reconectador 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 Amp. de corriente mínima de disparo y 3000 Amp. de corriente máxima de interrupción.

CAPITULO CUARTO

OPERACION DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

4.1 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

4.1.1 FALLAS QUE ORIGINAN SOBRECORRIENTE

El modo de operación normal de un sistema de potencia es trifásico balanceado, pero pueden ocurrir incidentes que interrumpen esta condición, como puede ser: una falla de aislamiento en algún punto, algún cable conductor que entre en contacto con uno o varios conductores de potencia desnudos produciendo un cortocircuito o falla, que además pueden ser producidos por descargas atmosféricas, vientos fuertes, caídas de rama 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 corriente 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.

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.

4.1.2 CALCULO DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

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.

Una herramienta fundamental en el cálculo de corriente de cortocircuito, 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 mencionadas, ver tablas.

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 condiciones en el estudio en el estudio como por ejemplo voltaje de prefault, resistividad del terreno para determinar los parámetros de secuencia cero de las líneas, impedancias de falla.

Con 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 parámetro resistiva.

Con los resultados del Estudio de Cortocircuito se puede determinar las máximas y mínimas corrientes que deberán soportar cada uno de los componentes del sistema, con lo que se puede seleccionarlos adecuadamente.

Por otro lado nos permite realizar la coordinación de los equipos de protección de tal manera que una falla sea detectada en el

menor tiempo posible y que afecte al menor número de usuarios.

4.2 ANALISIS DE LA COORDINACION Y SELECTIVIDAD DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

4.2.1 COORDINACION DE EQUIPOS DE PROTECCION

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

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

- Coordinación Fusible - fusible

Se las realiza utilizando las curvas tiempo - corriente de los fusibles y las tablas de coordinación existentes.

- Coordinación Reconectador - Fusible a todo 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 dado 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 de 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 está 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 el 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, multiplicado por un factor que depende del número de operaciones rápidas 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 senos de 0.1 seg. de reparación operan simultáneamente, con curvas entre 0.01 y 0.20 seg. de diferencia pueden o no operar simultáneamente y con curvas de más de 0.1 seg. de diferencia, los reconectadores 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 después la falla varios ciclos después de que se recibe envía 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.

4.2.2 ANALISIS DE LAS SUBESTACIONES

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. En continuación se describen los esquemas de protección más utilizados: (69 KV.)

- Protección con disyuntor en el lado de alta tensión. 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, arrojando 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 reconectadores con relés de sobrecorriente.

- Protección con fusibles en el lado de alta tensión. En este caso para protección del transformador se usan fusibles de 69 KV. En el lado de baja tensión (13.8 KV.) se utilizan reconectadores 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 EHELGUR. Debido a que se tiene que utilizar protección adicional contra falla de fases or 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 hará 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, en conjunto con el transformador. Al operar el interruptor de falla a tierra, un contacto

auxiliar de este 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 seg.).

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 podrían utilizar un relé de tiempo que produzca la apertura de 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 4.1 hasta la 4.9 curvas de coordinación de los casos típicos que presenta ENELGUR en sus sistemas.

4.2.3 SELECTIVIDAD DE LAS PROTECCIONES

En todo sistema de Potencia existen los llamados elementos de protección, cuya función principal es que en caso de ocurrir fallas en

cualquier componente dentro del sistema, primeramente detectan la falla y la aíslan en el menor tiempo posible, para que solo afecte la parte fallada y el resto del sistema pueda seguir operando normalmente, es decir que el equipo de protección pueda restablecer el servicio en el menor tiempo posible y volver a la configuración original del sistema.

En el diseño de un buen esquema de protecciones de un sistema de potencia se deberán tener en cuenta ciertos criterios de interés:

- **Confiabilidad** .- Para que un equipo sea confiable deberá tener la habilidad de funcionar correctamente cuando sea necesario y de prevenir operaciones falsas.
- **Velocidad** .- Este punto es importante ya que depende de esta para que funcione la protección en un mínimo tiempo de falla para que no se produzcan daños en el equipo.
- **Selectividad** .- Al hablar de selectividad estamos diciendo de que deberá haber una máxima continuidad en el servicio y una mínima desconexión del sistema.

- **Economía** .- En este punto queremos decir que es necesario tener un equipo a un costo mínimo pero con una protección máxima.
- **Simplicidad** .- Debemos tener un buen diseño con un mínimo de equipamiento y de circuitos ya que sería una ventaja en el momento de su arreglo en un momento dado.

Los equipos de protección más usados en sistemas de Potencia son: fusibles, Parafusos, interruptores en aceite (OCB), interruptores en vacío (VAC), reconectadores, seccionalizadores.

La mayoría de fallas ocurren en líneas conectadas a fuentes generadoras o a subestaciones de transmisión o subtransmisión, detallamos los principales tipos de protecciones de líneas, cuya selectividad dependerá del tipo de circuito, importancia de la línea, Coordinación y factor económico.

Estos son los siguientes:

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

4.3 CONCLUSION Y RECOMENDACION DEL ANALISIS

Como hemos visto, para realizar un análisis de las protecciones de un sistema, debemos tener muy presente que para realizar la coordinación de protecciones debemos correr un programa de cortocircuito que nos indique los valores de corrientes máximas y mínimas en los puntos donde vamos a debemos colocar equipos de protección.

Además cabe decir que para realizar un estudio de cortocircuito en un sistema de potencia debemos primariamente determinar las impedancias de secuencias de los componentes del sistema y asumir voltaje antes de la falla, impedancia de falla, resistividad del terreno.

Por lo tanto es recomendable realizar este estudio para tener así un sistema de protección seguro, eficiente y confiable.

CAPITULO QUINTO

VIGENCIA DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ANTE LAS
PERSPECTIVAS DE EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO DE
EHELGUR

5.1 ESQUEMA DE EXPANSION DE EHELGUR A MEDIANO PLAZO

Los esquemas presentados en las figuras 5.1 hasta la 5.9, son esquemas programados hacia el año de 1985, los cuales son para futuras nuevas subestaciones, nuevas líneas, dependiendo de como se va crecer el sistema.

Se han estudiado cuatro esquemas que podrían ser utilizados en las subestaciones de distribución:

- a. Esquema con interruptor automático de 50 kV. En este esquema la protección de los transformadores es con relés diferenciales, de presión repentina y de temperatura.

Los relés diferenciales y de presión repentina hacen operar el interruptor automático aislando a la subestación con falla sin que esta repercuta en las otras subestaciones que están siendo alimentadas por la misma línea de subtransmisión.

La protección de respaldo de los reconectadores de 13.8 KV se la realiza con relés de sobrecorriente.

- b. Esquema con "Circuit - Switcher": Este esquema es similar al anterior con la diferencia de que el interruptor automático ha sido reemplazado por un "Circuit - Switcher", que cumple un papel muy similar al del interruptor automático del esquema anterior, pero con una capacidad inferior de interrupción.

Debe indicarse que las corrientes de cortocircuito en los sistemas analizados, son inferiores a las tolerables por el Circuit-Switcher.

- c. Esquema 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, en conjunto con el transformador. Al operar el interruptor de falla a tierra un contacto auxiliar de este 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 del análisis de 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 molestias para el usuario.

d. Esquema con fusibles de 69 KV: Este esquema utiliza fusibles de 69 KV para la protección del transformador. Con relés de sobrecorriente y un interruptor principal de 13.8 KV se da protección de respaldo a los reconectadores.

Este esquema es actualmente utilizado en muchas de las subestaciones existentes.

5.2 EVOLUCION DE LAS CAPACIDADES DE CORTOCIRCUITO DE LOS PUNTOS DE RECEPCION DE ENERGIA DEL SISTEMA EHELGUR

En un sistema de distribución en el que la carga sigue en crecimiento, el requerimiento de subestaciones puede seguir muchos planes específicos, ya sea por aumento en la capacidad de las subestaciones actuales o por la instalación de nuevas.

Todos estos planes caen entre dos extremos. En el uno el área servida por una subestación permanece constante y la capacidad de la subestación crece con la carga. En el otro, la capacidad de la subestación permanece constante y se instalan subestaciones en otros sitios a medida que aumenta la carga.

En el estudio de mediano plazo de los sistemas se determinan los requerimientos de subestaciones de

distribución bajo un compromiso entre los dos extremos indicados.

Se permitió cargar las subestaciones de distribución hasta que la capacidad térmica y la caída de voltaje de las alimentadoras primarias y líneas de subtransmisión lo permitan, para solo entonces ubicar nuevas subestaciones.

Del estudio de mediano plazo se encontró la carga para cada una de las subestaciones, se puede concluir que los transformadores nuevos a instalarse pueden ser de 5 o 10 MVA.

Considerando que la carga inicial en la mayoría de las nuevas subestaciones es inferior a 2.5 MVA, se realizó un análisis económico para determinar la capacidad mas conveniente para el transformador.

En las zonas que tengan por mucho tiempo una carga inferior a los 2.5 MVA se reubicó los transformadores de algunas de las subestaciones existentes para tener una mejor utilización de los mismos y en algunos centros poblados de mayor importancia se prefirió el uso de transformadores de 12.5 MVA para suplir al transformador existente, o aumentar la capacidad de la subestación.

5.3 REVISIÓN DE LA VIGENCIA, TÉCNICA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL

5.3.1 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA LOS AÑOS FUTUROS

Para realizar el cálculo de estas corrientes se tomó datos de un estudio de fallas tanto de 69 KV como de 13.8 Kv, realizado por INECEL, el cual fue enviado a EMELGUR, este estudio se refería a fallas de una fase a tierra y fallas trifásicas.

Se dieron estos datos tanto en magnitud y ángulo y base 100 MVA. Para los años de 1991 - 1993 y 1996.

Para determinar estas corrientes de cortocircuito se corrió un programa de Cortocircuito, el cual fue facilitado por EMELGUR, para el cual se escogió los datos del año 1993, se aumentó las nuevas subestaciones que van a entrar en operación como son: S/E Durán Norte, S/E Juan Bautista Aguirre, S/E America, S/E Quevedo Norte, S/E Buena Fe, S/E Valencia y del cual se obtendrá las respectivas corrientes en cada barra para ese año.

5.3.2 SATURACION DE LAS CAPACIDADES DE LOS EQUIPOS

En lo que respecta a este tema de las saturaciones de las capacidades de los equipos de protección podemos decir que los equipos de EMELBUR, no se van a saturar para una expansión del sistema a mediana plazo, esto se debe a que los equipos tienen una gran capacidad simétrica de interrupción en la actualidad, es decir, están sobredimensionados.

Los equipos que podrían saturarse en un cierto año, pero no muy próximo, serían los equipos CM - 50A, los cuales tienen una corriente mínima de disparo de 2000 Amp., pero estos serían reemplazados por los RY - 225A, con una capacidad Simétrica de Interrupción de 6000 Amp. o podrían ser los KFE - 140A, con una Capacidad Simétrica de Interrupción similar a la anterior.

5.3.3 REVISION DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES ANTE LA CONEXION DE NUEVOS EQUIPOS DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA.

Se ha realizado en EMELBUR un estudio de los equipos de protección que se pueden adaptar al

esquema de protecciones, es decir, que tengan una flexibilidad en su coordinación con los equipos de protección existentes.

Estos nuevos equipos funcionan con relés de sobrecorriente, son de tipo cubículo Sec de la MITSUBISHI (Corporación Eléctrica). Según el estudio realizado, se ha determinado que los equipos de protecciones que serían instalados en las nuevas subestaciones, tendrán las siguientes características: Damos como ejemplo a la nueva subestación Durán Norte.

En esta Subestación se va a tener un transformador con las siguientes características:

12/16 MVA
Y Y delta (69/13.8 KV)
3 fases DA/FA
TIPO GIS (GAS INSULATION
SUBSTATION)

Los interruptores de 69 KV tienen las siguientes características:

TIPO CUBICULO GIS (69KV)
VOLTAJE 72.5 KV
AMPERIOS 630 AMP.

<i>I</i> corto	20 KA
Frecuencia	60 Hz

Los interruptores de 13.8 KV tienen las siguientes características:

INSTALADOS EN CUBICULO TIPO VCB (13.8KV)

VOLTAGE	24 KV
AMPERIOS	600 AMP.
<i>I</i> corto	12.5 KA
Frecuencia	60 Hz

5.4 RESUMEN DEL CALENDARIO DE INVERSIONES QUE EMELGOR REQUIERE EN SU SISTEMA DE PROTECCIONES

En este tema nos corresponde fijar la fecha óptima de instalación de acuerdo a un análisis económico de los equipos en un sistema de subtransmisión y así evitar en lo posible la instalación innecesaria de equipos (capacitores y/o reguladores de voltaje).

El costo de los capacitores no entra en análisis económico debido a que son equipos necesarios para mejorar el factor de potencia y reducir pérdidas, por lo tanto aunque se anticipe la instalación de la subestación deben ser analizadas.

De los resultados del análisis económico se puede concluir que es preferible retardar un año la entrada

a servicio de la subestación, instalando reguladores de voltajes, siempre y cuando la reducción de las pérdidas sea inferior o igual a 250 Kw, o por debajo cuando la reducción de pérdidas sea inferior o igual a 500 Kw. Las alimentadoras de los sistemas en estudio tienen una pérdida inferior a los valores indicados, por lo tanto, la reducción de pérdidas, con la entrada en servicio de la subestación, será muy inferior a los 250 Kw.

La línea de subtransmisión que alimenta directamente a subestaciones, como es obvio, deberá ser construida para entrar en servicio el mismo año que la subestación correspondiente.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se ha analizado operativamente 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 ENELGUR.

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 sí

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 ENELGUR.

- En lo que respecta a la Operación del Sistema de Protecciones tenemos bien presente que para realizar un buen estudio de coordinaciones se debe realizar anteriormente un estudio de cortocircuito para poder así seleccionar las protecciones adecuada y tener un sistema confiable.

- En lo que respecta al estudio de expansión de ENELGUR se ha realizado un estudio de cortocircuito incrementando al sistema actual las subestaciones que van a entrar en funcionamiento en el futuro en el cual podemos apreciar como van a cambiar las corrientes de cortocircuito.

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 en cada capítulo de la presente tesis.

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

1. MCGRAW- EDISON COMPANY. DISTRIBUTION - SYSTEM PROTECTION MANUAL
2. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. DISTRIBUTION SYSTEMS - ELECTRIC - UTILITY ENGINEERING REFERENCE BOOK, 1965.
3. DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA DE LA ESPOL SEMINARIO DE PROTECCION DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION 1981.
4. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION APPLIED PROTECTIVE RELAYING, 1979.
5. CONVENIO INECEL - EPH CORTOCIRCUITO DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.
6. CONVENIO INECEL - EPH PROTECCIONES DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA.
7. WONG - YANNUZZELLI PLANIFICACION REGIONAL INTEGRAL DEL AREA GUAYAS - LOS RIOS INFORME PH - 03 VOLUMEN 09 OCTUBRE 1985.
8. WONG - YANNUZZELLI PLANIFICACION REGIONAL INTEGRAL DEL AREA GUAYAS - LOS RIOS INFORME PH - 06 VOLUMEN 016 OCTUBRE 1985.

9. ELGERD, OLLE I. ELECTRIC ENERGY SYSTEMS THEORY: AN INTRODUCTION, 1971.

10. STEVENSON, WILLIAM D. ELEMENTS OF POWER SYSTEM ANALYSIS, 1975.

11. INECEL - CESI. CURSO DE PROTECCIONES, 1984.