

ESCUELA SUPERIOR  
POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

"ESTUDIO DE LAS INTERRUPCIONES DE SERVICIO Y PROCEDIMIENTOS DE OPERACION PARA LA RESTAURACION DE CARGAS DEL SISTEMA GUAYAQUIL"

TESIS DE GRADO

*Previa a la obtención del Título de:*

INGENIERO EN ELECTRICIDAD  
(ESPECIALIZACION POTENCIA)

*Presentada por:*

EDUARDO E. ALCIVAR Z.

GUAYAQUIL - ECUADOR

1986

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

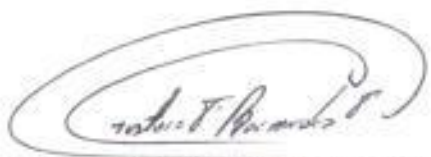
AL ING. JORGE FLORES M.  
*Director de Tesis, por  
su ayuda y colaboración  
para la realización de  
este trabajo.*

DEDICATORIA

A LA MEMORIA DE MI PADRE

A MI MADRE Y HERMANOS

A MI ESPOSA E HIJO



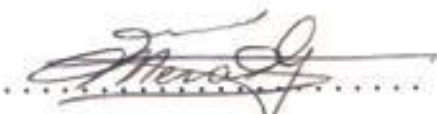
.....  
ING. GUSTAVO BERMUDEZ F.  
Sub-Decano



.....  
ING. JORGE FLORES M.  
Director de Tesis



.....  
ING. JORGE CHIRIBOGA V.  
Miembro Principal



.....  
ING. CRISTOBAL MERA G.  
Miembro Principal

DECLARACION EXPRESA

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

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

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized loop at the top and a series of vertical strokes below, ending in a horizontal line.

.....  
EDUARDO E. ALCIVAR Z.

## RESUMEN

Se presenta una descripción de como está compuesto el Sistema Guayaquil, para luego analizar las interrupciones de servicio tanto a nivel de subtransmisión 69 KV como a nivel de distribución 13.8 y 4.16 KV, de acuerdo a una clasificación de las interrupciones que se desarrolla previamente, acorde a los tipos de fallas que suceden en nuestro medio.

El análisis se realiza para todas las interrupciones ocurridas en el período 1983-1984. De los resultados se puede apreciar claramente que un buen número de interrupciones tienen su origen en perturbaciones o fallas ocurridas fuera de las instalaciones del sistema Emelec, es decir en el Sistema Nacional Interconectado, y en la mayoría de los casos por la operación del esquema de rechazo de carga por acción de los relés de baja frecuencia, como se puede apreciar en las diferentes tablas y se ilustra mediante algunos gráficos.

Estos resultados demuestran claramente que la frecuencia con que suceden las interrupciones de servicio a los usuarios de la ciudad de Guayaquil ha aumentado considerablemente desde la interconexión del Sistema Guayaquil al Sistema Nacional Interconectado, lo que ha incidido directamente en la cali-

dad del servicio que se brinda a la ciudad.

Luego se analizan los procedimientos que se siguen para la restauración de la carga a raíz de una desconexión de alimentadora o línea de subtransmisión. También se analizan los pasos a seguir para el restablecimiento del sistema bajo la ocurrencia de un colapso parcial y de un colapso total, analizando para este último caso el arranque en negro de una turbina a gas.

En un anexo se presenta un listado de las maniobras a seguir en el operativo para restablecer el Sistema Guayaquil cuando suceda un colapso total.

## INDICE GENERAL

Pág.

RESUMEN .....	vi
INDICE GENERAL .....	viii
INDICE DE FIGURAS .....	xii
INDICE DE TABLAS .....	xv
INTRODUCCION .....	16
I. CONFIGURACION Y CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA GUAYAQUIL .....	19
1.1. Características del Sistema de Subtransmisión a 69 KV .....	20
1.2. Subestaciones de reducción existentes .....	25
1.3. Alimentadoras primarias existentes.....	27
1.4. Plantas generadoras y entrega de energía por parte del Sistema Nacional Interconectado..	39
1.5. Características de la carga .....	44
1.5.1. Curva de carga del sistema .....	44
1.5.2. Carga de las líneas de subtransmisión	52
1.5.3. Carga de las subestaciones .....	53
1.5.4. Carga de las alimentadoras .....	55
1.6. Clasificación de las cargas .....	57
1.6.1. Clasificación según necesidades vitales .....	59
1.6.2. Clasificación según importancia económica .....	62
II. CLASIFICACION Y ESTADISTICAS DE LAS INTERRUPTIO-	



NES .....	66
2.1. Procedimiento de clasificación de interrupciones.....	66
2.1.1. Interrupciones consideradas .....	66
2.1.2. Clasificación de las interrupciones según el nivel de tensión .....	68
2.1.3. Clasificación de las interrupciones según la duración.	69
2.1.4. Clasificación de las interrupciones según el origen.....	69
2.1.5. Clasificación de las interrupciones según la causa .....	70
2.1.5.1. Interrupción programada...	70
2.1.5.2. Interrupción forzada .....	72
2.1.6. Clasificación de las interrupciones según el estado del tiempo .....	75
2.2. Análisis estadístico de las interrupciones del sistema .....	76
2.2.1. Análisis estadístico de interrupciones a nivel de subtransmisión .....	78
2.2.2. Análisis estadístico de interrupciones a nivel de distribución .....	84
2.2.3. Análisis estadístico de interrupciones por baja frecuencia.	90
2.2.4. Análisis estadístico de interrupciones por tiempo de duración.	96
2.2.5. Análisis estadístico de interrupciones por racionamiento.	100
III. ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA	103
3.1. Criterios a nivel nacional .....	103

3.2. Configuración del esquema de desconexión por baja frecuencia del sistema .....	113
IV. RECOPIACION DE INFORMACION Y UBICACION DE LA FALLA .....	119
4.1. Recopilación de información .....	119
4.1.1. Información suministrada por <u>table</u> ristas y operadores de plantas y subestaciones .....	120
4.1.2. Información del Sistema Nacional Interconectado .....	123
4.1.3. Equipo de detección de fallas ....	126
4.2. Ubicación de la falla .....	133
4.2.1. Información suministrada por los usuarios .....	133
4.2.2. Inspección visual .....	136
4.2.3. Pruebas .....	142
V. PROCEDIMIENTOS PREVIOS A LA RESTAURACION .....	153
5.1. Eliminación de la causa del daño .....	153
5.2. Aislamiento del tramo dañado .....	156
5.3. Reparación del daño .....	161
5.4. Personal y materiales más comunes .....	170
VI. RESTAURACION DEL SISTEMA LUEGO DE OCURRIDO UN COLAPSO PARCIAL .....	177
6.1. Restauración de líneas de subtransmisión y subestaciones .....	177
6.2. Restauración de alimentadoras primarias..	182
6.2.1. En función de su importancia.....	183
6.2.2. En función de su ubicación .....	184
6.2.3. En función de su magnitud .....	185

6.3. Programa de racionamiento .....	185
VII. RESTAURACION DEL SISTEMA LUEGO DE OCURRIDO UN COLAPSO TOTAL .....	190
7.1. Arranque en negro de unidades .....	190
7.2. Colapso total a nivel local .....	194
7.3. Colapso total a nivel nacional .....	197
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	203
- ANEXO .....	205
- BIBLIOGRAFIA .....	218

## INTRODUCCION

La confiabilidad y por ende la calidad del servicio eléctrico depende fundamentalmente de la continuidad con la que éste se brinda, por consiguiente se debe tratar de evitar en lo posible la interrupción del mismo, pero si la interrupción ocurre siendo sus causas numerosas y casi en su totalidad fortuitas, hay que tratar de normalizar el servicio a la brevedad posible.

Restablecer la energía de una extensa área fuera de servicio es usualmente una tarea difícil, complicada por muchos factores, entre los que se incluyen la no familiarización del personal de operación y la presión del tiempo.

La industria hace constantemente esfuerzos en el desarrollo de medidas preventivas y correctivas para reducir las posibilidades de fallas en los sistemas, pero sin embargo, se hace relativamente poco esfuerzo en la planificación de la restauración de un sistema para minimizar la duración de la interrupción, si ésta ocurriera.

En el desarrollo del presente trabajo se establecen cuáles son las principales causas por la que suceden desconexiones

en el Sistema Guayaquil, encontrando aquí una fuente valiosa para importantes conclusiones.

A continuación se hace un corto análisis del esquema de rechazo de carga por baja frecuencia y los criterios a nivel nacional para la implementación del mismo, por considerarlo de mucha importancia debido al elevado número de interrupciones que ocurren por este motivo.

En el capítulo cuarto se analizan los procedimientos que se siguen inmediatamente después de ocurrida una interrupción, comenzando por la recopilación de la información y la ubicación de la falla en caso de haberla.

Luego se trata sobre las formas de aislar la sección fallada de la línea, para iniciar las reparaciones de los daños, considerando aquí las prácticas actuales de puentes y puestas a tierra en el área de trabajo, que se realizan para prevenir al personal de cualquier eventual energización de la línea, haciendo del área de trabajo un lugar seguro.

En los dos últimos capítulos del presente trabajo se trata sobre la restauración del sistema luego de ocurrido un colapso parcial y un colapso total. Se presenta también un pro -

grama de racionamiento para el sistema, utilizado en los momentos críticos cuando la capacidad en generación del sistema se ve mermada ante la imposibilidad de poner en línea cierto equipo fallado, sea este perteneciente al sistema o a jeno al mismo.

## CAPITULO I

### CONFIGURACION Y CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA

#### GUAYAQUIL

El Sistema Guayaquil, de cuya operación, distribución y comercialización se ha encargado la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., se encuentra constituido en la actualidad por dos plantas generadoras, un punto de interconexión o de entrega de energía a 69 KV por parte de Inecel y proveniente del Sistema Nacional Interconectado, y una línea de subtransmisión radial a 69 KV que nace en la subestación Pascuales del Sistema Nacional Interconectado. Posee también una red de subtransmisión cuya tensión es 69 KV, esta red tiene el rol de servir a un conjunto de subestaciones de transformación reductoras, las mismas que alimentan las redes de distribución llamadas también sistema primario cuya tensión de operación es 13.8 KV con unas pocas alimentadas a 4.16 KV. Esta red de distribución suministra la energía a los clientes, sea directamente cuando se trata de

clientes industriales o sea por intermedio de nueva etapa de transformación con los transformadores de distribución que reducen la tensión primaria a la tensión de consumo de las redes de baja tensión también llamadas secundario.

Existen también once abonados, entre ellos grandes industrias, instituciones y centros comerciales, que son servidos directamente de la red de subtransmisión a 69 KV.

En la figura 1.1 se muestra el recorrido físico de las líneas a 69 KV y la ubicación de todas las subestaciones y plantas generadoras, en la figura 1.2 se muestra el diagrama de una línea del Sistema Guayaquil.

### 1.1. Características del sistema de subtransmisión a 69 KV

En la actualidad el Sistema de Guayaquil consta de siete líneas de subtransmisión que salen de la subestación Estero Salado, dos de las líneas se interconectan con la subestación Guayaquil formando un anillo, y las cinco restantes son radiales. Estas siete subtransmisiones reparten la potencia a doce subestaciones de reducción de la Empresa y a once subestaciones de reducción particulares.



La red de subtransmisión del sistema, es aérea en toda su extensión con disposición vertical de conductores y con un hilo de guardia, a un solo circuito.

Hay un total de 112,09 kms. de línea de subtransmisión por conductor, siendo sus calibres los siguientes: 477 MCM ACSR, 477 MCM 5005, 336.4 MCM ACSR, 4/0 AWG ACSR, y 2/0 ACSR. En la tabla I se muestran para cada línea de subtransmisión la longitud en kilómetros por conductor de acuerdo al calibre de conductor y las subestaciones servidas.

Como lo muestra el diagrama unifilar de la figura 1.2, el sistema de subtransmisión tiene instalado en varios puntos interruptores en aire, en unos casos normalmente cerrados, para puntos de seccionamiento, y en otros normalmente abiertos, para puntos de interconexión. También en todas las subestaciones y en la salida de cada una de las subtransmisiones en la subestación Estero Salado y en la subestación Guayaquil hay instalados interruptores en aire para línea y para conexión a tierra de la línea, provistos de un sistema de enclavamiento mecánico que permite el cierre sólo de un interruptor; es decir, no puede cerrarse el interruptor a

TABLA I

CALIBRES Y LONGITUDES DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION DEL  
SISTEMA GUAYAQUIL

SUBTRANS- MISION	S/E SERVIDAS	C O N D U C T O R E S				
		477 ACSR	477- 5005	336.4 ACSR	4/0 ACSR	2/0 ACSR
SUR	Torre Molinera*	3.92		5.86	0.92	1.15
	Universal*				2.53	
	Pradera				0.43	
	Portuaria*	6.00				
	Base Naval*					
	Guasmo	2.40			0.70	
	Funasa*				1.66	
PORTETE	Esmeraldas P. Guayaquil		8.37 1.62			
GARAY	Garay	3.30	5.35			
NORTE	Boyacá P. Guayaquil	10.44		3.13	0.99	
CEIBOS	Ceibos	3.64				
	Policentro*			3.51		
	América Atarazana			1.77 1.82		
PASCUALES	Mapasingue	8.25			5.03	
	Alborada	4.01				
	T. Terrestre*					
	Fisa*	4.73				
	Sauce	2.10				
	Cridesa*	1.74				
	Cervecería*	4.61				
Germania						
CEMENTO	Cemento*	1.41			10.70	
TOTAL POR CONDUCTOR		56.55	15.34	16.09	22.96	1.15

TOTAL POR LINEA: 112.09 km.

Distancias en kilómetros

\*S/E particulares.

Todas las líneas están conformadas por un solo circuito.

tierra mientras esté cerrado el interruptor de la línea y viceversa.

### 1.2. Subestaciones de reducción existentes

En la actualidad el Sistema Guayaquil cuenta con 20 transformadores de reducción ubicados en trece subestaciones; habiendo una subestación con tres transformadores, cinco con dos transformadores y siete con un solo transformador.

La tabla II contiene la capacidad instalada en el Sistema Guayaquil con un listado de todos los transformadores de reducción con su capacidad a 55 grados centígrados de elevación de temperatura del devanado, tanto para las condiciones de enfriamiento OA, como para la primera etapa de enfriamiento forzado FA y una segunda etapa de enfriamiento FOA o FA.

El sistema cuenta, además de estas subestaciones de reducción, con alimentadoras cuyas salidas se encuentran en las barras de generación de las unidades a vapor Estero Salado y Guayaquil. En la Planta Estero Salado hay dos salidas de alimentadoras a 13.8 KV y en la

TABLA II

## CAPACIDAD INSTALADA EN LAS SUBESTACIONES DE REDUCCION DEL SISTEMA GUAYAQUIL

SUBESTACION	OA	FA	FOA - FA
Boyacá 1 *	5	6.25	
Boyacá 2	12	16	
Boyacá 3	12	16	
Ceibos 1	12	16	
Ceibos 2	12	16	
Torre 1	12	16	
Torre 2	12	16	20
Esmeraldas 1	18	24	
Esmeraldas 2	16.5	22	27.5
Guasmo 1	12	16	
Guasmo 2	12	16	20
Garay 1	18	24	
Garay 2	18	24	
Atarazana	12	16	20
Mapasingue	18	24	
Sauces	8	10	
Germania	8	10	
Alborada	12	16	20
América	10	12.5	
Pradera	10	12.5	
TOTAL	249.5	329.25	350.75

Capacidad continua con 55°C de elevación de temperatura devanado.

Planta Guayaquil hay seis salidas a 13.8 KV y cuatro a 4.16 KV.

Existen también once subestaciones de reducción particulares que son Cemento, Fisa, Cridesa, Cervecería, Molinera, Universal, Portuaria, Funasa, Policentro, Terminal Terrestre y Base Naval. La capacidad servida por estas subestaciones alcanzó en diciembre de 1984 los 35.2 MVA, con excepción de las subestaciones Terminal Terrestre y Base Naval que entraron en operación en 1985.

### 1.3. Alimentadoras primarias existentes

El sistema primario de distribución de la ciudad de Guayaquil está constituido en la actualidad por setenta y tres alimentadoras en operación de las cuales sesenta y seis tienen como nivel de tensión 13.800 voltios, y las siete restantes 4.160 voltios, teniendo todas la configuración radial.

Por lo general las alimentadoras del sistema son aéreas en la totalidad de su recorrido, con excepción de ca  
torce de ellas que sirven al centro de la ciudad, de

las cuales once tienen parte aérea y parte subterránea y tres son completamente subterráneas. Los calibres de conductor normalizados para la parte aérea son el 336.4 MCM-ACSR en troncales de alimentadoras, y el 3/0 AWG-Al y el 2 AWG-Al para los ramales principales y secundarios, respectivamente. En la parte subterránea el conductor normalizado para la troncal es el 500 MCM Al, para ramales principales el 3/0 AWG-Al y para ramales secundarios el 2 AWG-Al, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) para 15.000 voltios y con neutro concéntrico exterior.

Para las salidas de las alimentadoras desde la subestación hasta el punto donde se hacen aéreas el conductor normalizado es el 500 MCM Cu., aunque existen algunas con 350 MCM Cu., y también 750 MCM Al. En la tabla III se muestra el número de alimentadoras que salen de cada subestación así como también el nivel de tensión y su tipo de salida.

Debido a la configuración radial de todas las alimentadoras del sistema de distribución primario, para aumentar su confiabilidad en cuanto a la continuidad del servicio, están provistas de un adecuado sistema de

TABLA III

NIVEL DE TENSION Y TIPO DE SALIDA DE LAS ALIMENTADORAS POR  
CADA SUBESTACION

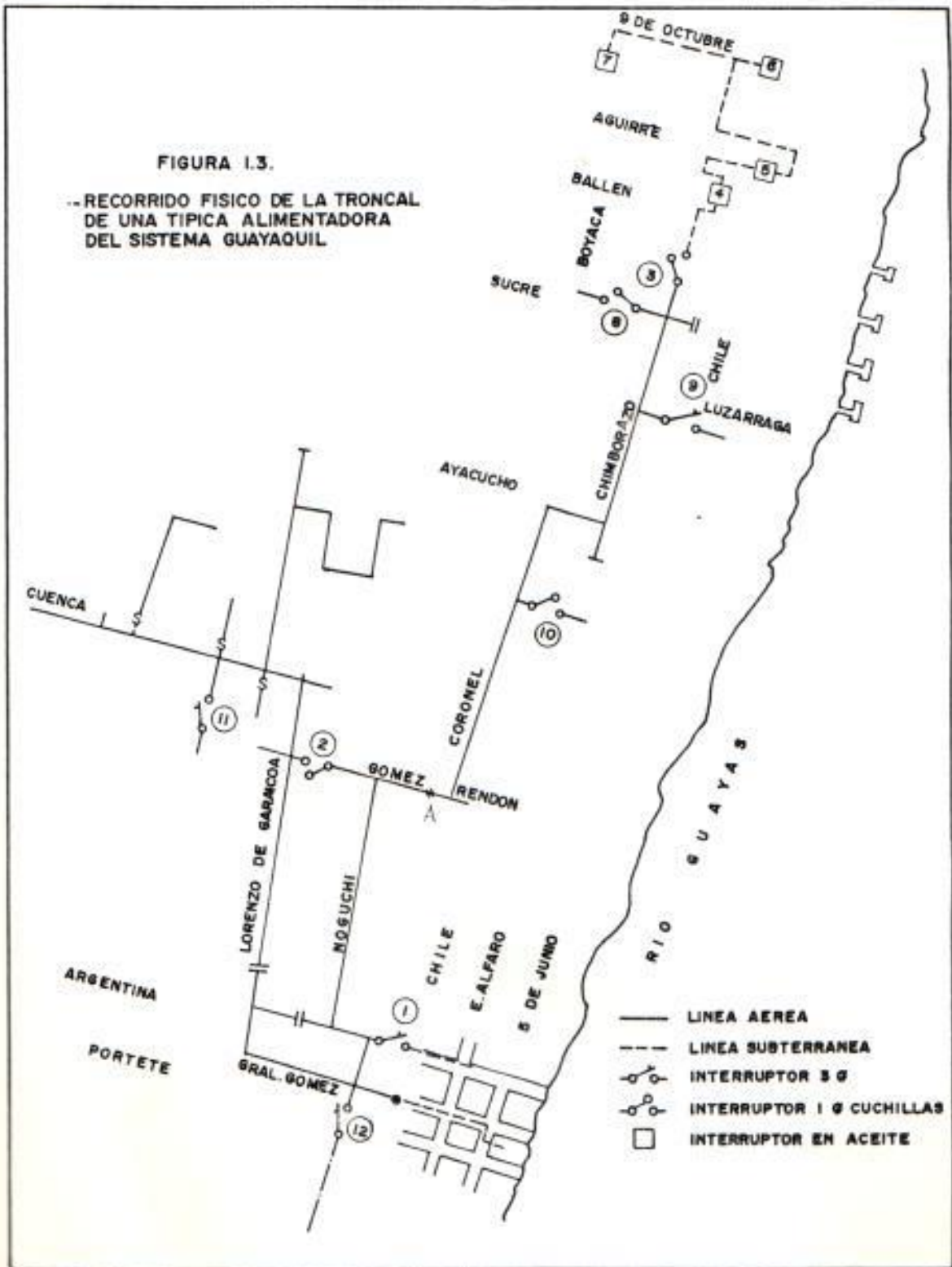
SUBESTACION O PLANTA	No. DE ALIMENTADORAS		TIPO DE SALIDA
	13.8 KV	4.16 KV	
S/E BOYACA 1		3	Subterránea
S/E BOYACA 2	3		Subterránea
S/E BOYACA 3	3		Subterránea
S/E CEIBOS 1	3		Subterránea
S/E CEIBOS 2	3		Subterránea
S/E TORRE 1	3		Aérea
S/E TORRE 2	3		Aérea
S/E ESMERALDAS 1	3		Subterránea
S/E ESMERALDAS 2	4		Subterránea
S/E GUASMO 1	3		Subterránea
S/E GUASMO 2	3		Aérea
S/E GARAY 1	4		Subterránea
S/E GARAY 2	4		Subterránea
S/E ATARAZANA	3		Aérea
S/E MAPASINGUE	3		Aérea
S/E SAUCES	4		Aérea
S/E GERMANIA	2		Aérea
S/E ALBORADA	3		Aérea
S/E AMERICA	2		Aérea
S/E PRADERA	2		Aérea
P.V. GUAYAQUIL	6	4	Subterránea
P.V. ESTERO SALADO	2		Subterránea
TOTAL	66	7	

seccionamiento e interconexión. En la figura 1.3 se muestra el recorrido físico de la troncal de una típica alimentadora con parte aérea y parte subterránea, en este caso alimentadora Coronel, en ella se pueden notar fácilmente los puntos de seccionamiento y de interconexión.

En la parte aérea en los puntos de interconexión hay instalados interruptores en aire tripolares accionados en grupo por medio de un manubrio instalado en la parte inferior del poste y equipados con rompearco para operación bajo carga, estos interruptores tienen normalmente la posición de abierto, y son operados únicamente en condiciones de emergencia o en maniobras programadas de transferencia de carga. En los puntos de seccionamiento hay instalados por lo general cuchillas seccionalizadoras, que son interruptores monopolares que operan por separado, su posición de operación normal es cerrada y su maniobra de apertura en caso de falla se realiza únicamente con la alimentadora desenergizada.

En la parte subterránea, donde la ubicación de fallas se torna más difícil que en líneas aéreas, y en don





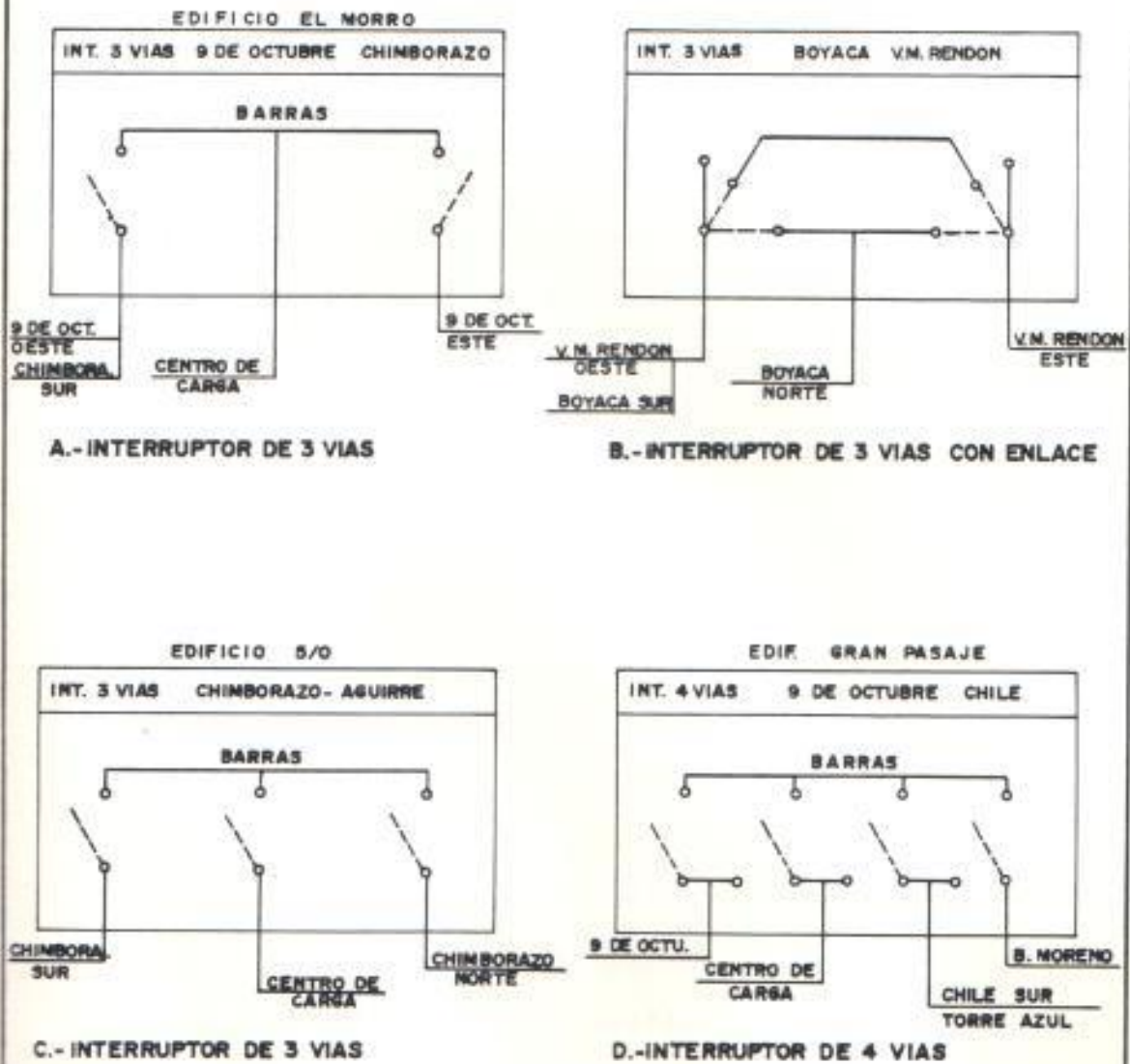
de la reparación de daños demanda por lo general mucho más tiempo, hay más variadas posibilidades de seccionamiento e interconexión.

El sistema subterráneo en lo que a troncal de alimentadora se refiere, tiene instalado en los centros de distribución principales interruptores en aceite de operación conjunta de las tres fases con carga, de montaje horizontal sobre el piso, o vertical sobre paredes.

En la figura 1.4 se muestra diferentes esquemas de interruptores en aceite de tres y de cuatro vías, así tenemos que el interruptor "A" es de tres vías, de las cuales sólo dos tienen manubrio para abrir o cerrar y la tercera vía o centro de carga está directamente conectada a las barras; el interruptor "B" es de tres vías con un enlace entre las vías principales, su diferencia con el interruptor "A" es que la vía central puede quedar completamente aislada; el interruptor "C" es de tres vías con manubrio independiente en cada vía y el interruptor "D" es de cuatro vías con manubrio en cada una de las vías y posibilidad de conectar vías adyacentes sin conectarse a las barras.

FIGURA L4.

- TIPOS DE INTERRUPTORES EN ACEITE DEL SISTEMA SUBTERRANEO



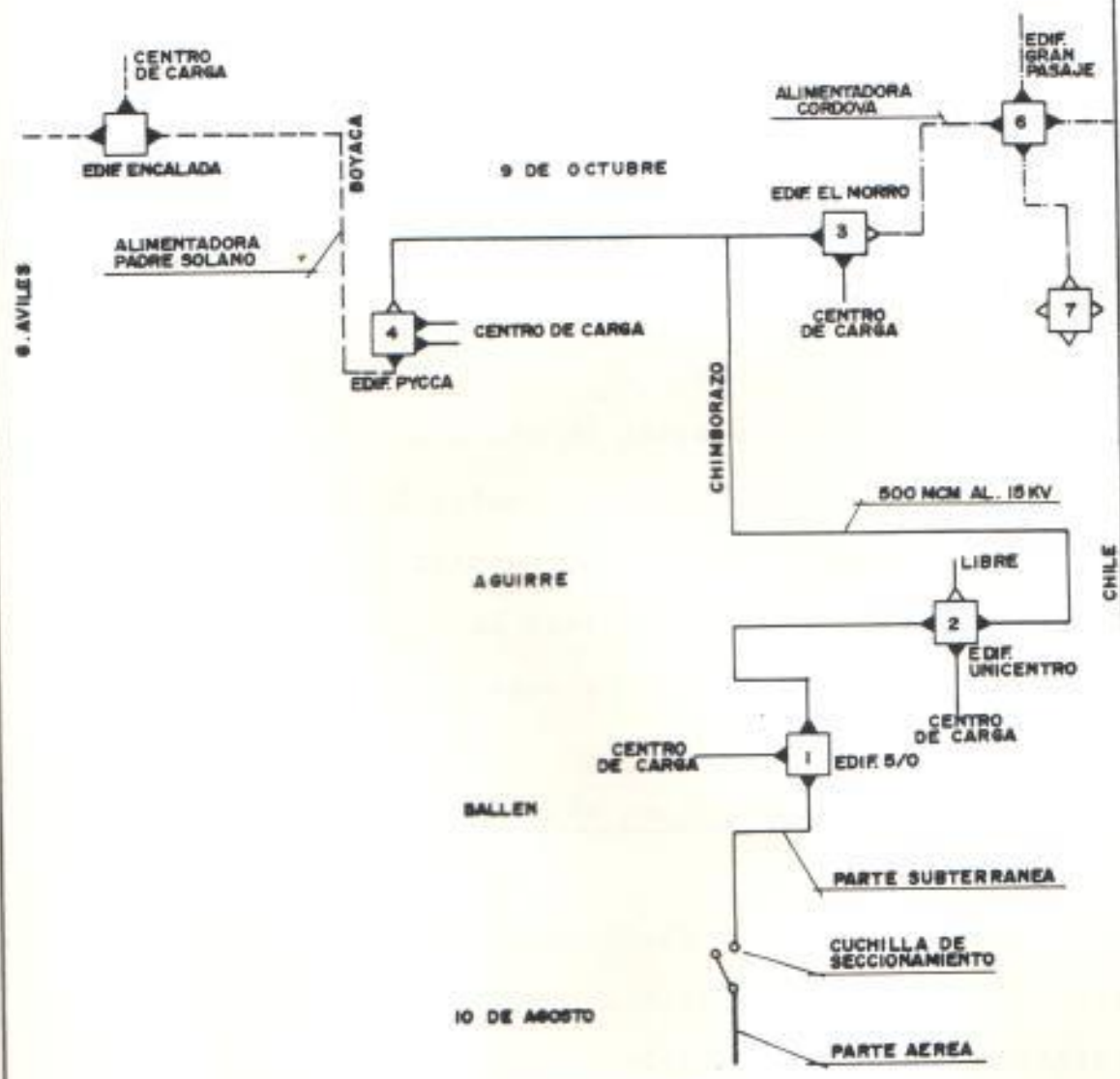
Este tipo de interruptores en aceite, debido a las variadas alternativas de operación que presentan en condiciones normales, facilitan también en condiciones emergentes maniobras de seccionamiento e interconexión, tienen una capacidad de 600 amps. en las vías principales por donde pasa o a donde llega la troncal de alimentadora y de 200 amps. en las vías secundarias o derivaciones de carga.

En la figura 1.5 se amplía la parte subterránea de la troncal de alimentadora Coronel mostrada en la figura 1.3. En ésta se representa en otra forma a los interruptores en aceite y se los ha enumerado, así el interruptor número 1 y el interruptor número 2 que son de tres y cuatro vías respectivamente, tienen todas sus vías en operación normalmente cerradas; las vías principales de estos interruptores pueden servir de seccionamiento de la alimentadora en condiciones de emergencia.

El interruptor número 3 del ejemplo puesto en la misma figura 1.5 es de tres vías del tipo "A", que tiene sus barras energizadas con alimentadora Coronel, y tiene su otra vía abierta a la cual está llegando otra alimentadora, en este caso Córdoba, para posible interco-

FIGURA 1.5.

--PARTE SUBTERRANEA DE ALIMENTADORA CORONEL.



nexión. El interruptor número 4 es un interruptor similar al número 3, pero con dos salidas para distribución, en este caso la alimentadora Coronel llega a una de sus vías que está en posición abierto, para posible interconexión con alimentadora Padre Solano, y la otra cerrada, energizando con esta última alimentadora sus barras y el centro de carga. En este ejemplo los interruptores número 1 y 2 sirven para seccionamiento, el número 3 para seccionamiento e interconexión, y el número 4 para interconexión solamente, esto en cuanto a lo que se relaciona a la alimentadora Coronel.

En el sistema subterráneo de Guayaquil se han creado centros de distribución de carga en puntos específicos en los cuales el volumen y la densidad de carga lo justifican, así se concentra la carga en ciertos puntos. Existen tres tipos de centros de distribución que son: principales, secundarios y de carga.

#### a. Centros de distribución principales

Son los adecuados para tomar la energía de la troncal de la alimentadora y distribuirla a los equipos de derivación, por lo general albergan un interrup-

tor en aceite de tres o de cuatro vías, fusibles de 200 A. de operación silenciosa instalados trifásicamente en gabinetes metálicos de montaje vertical, pueden además tener equipos de derivación y alimentación y alojar banco de transformadores.

b. Centros de distribución secundarios

Son los que básicamente cumplen las funciones de derivación, pero pueden también alojar equipo de alimentación y banco de transformadores.

c. Centro de distribución de carga

Son aquellos que básicamente hacen las funciones de alimentación, alojan equipos de alimentación y pueden alojar también transformadores.

En la figura 1.6 se muestra un típico arreglo del sistema subterráneo, en ella se notan los diferentes centros de distribución, así como también los ramales principales y secundarios. Este tipo de arreglo presenta además las posibilidades de seccionamiento e interconexión a nivel de ramales principales, esto permi

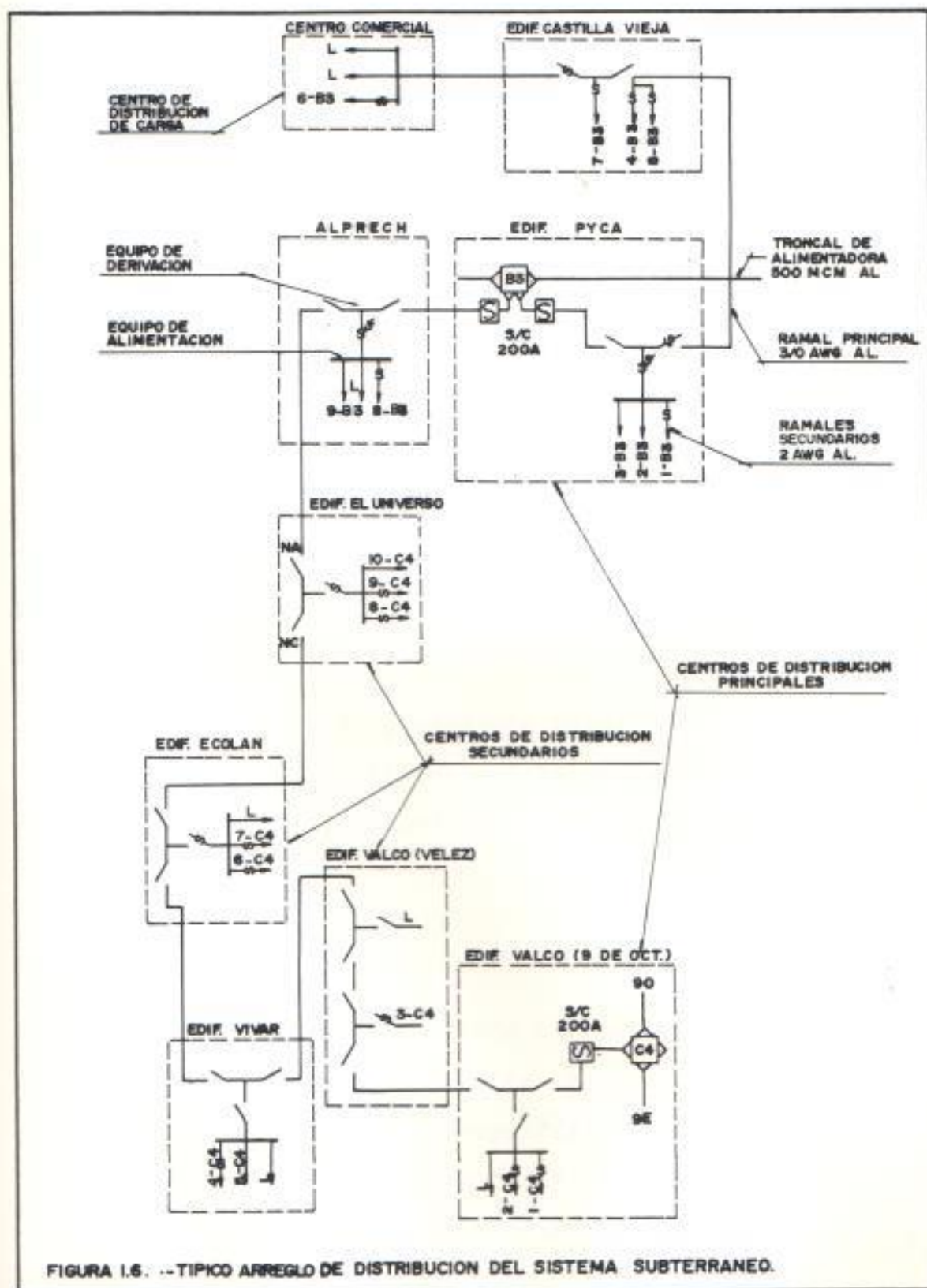


FIGURA 1.6. --TIPOO ARREGLO DE DISTRIBUCION DEL SISTEMA SUBTERRANEO.



te restablecer el servicio a todos los centros de distribución cuando ocurre falla en un tramo de ramal principal.

En la figura 1.7 se indica físicamente la ubicación de cada uno de los bancos de transformadores alimentados por los centros de carga del arreglo mostrado en la figura 1.6.

#### 1.4. Plantas generadoras y entrega de energía por parte del Sistema Nacional Interconectado

El sistema eléctrico de la ciudad de Guayaquil cuenta con dos plantas de generación propia y un punto de compra de energía en bloque al Sistema Nacional Interconectado, con las características siguientes:

##### - Planta Guayaquil

La Planta Guayaquil cuenta con cuatro unidades a vapor y una turbina a gas, la capacidad instalada de generación es 43.5 MW, repartidos de la siguiente forma: dos unidades a vapor de 5 MW cada una, otras dos unidades a vapor de 10 MW cada una y una turbina a

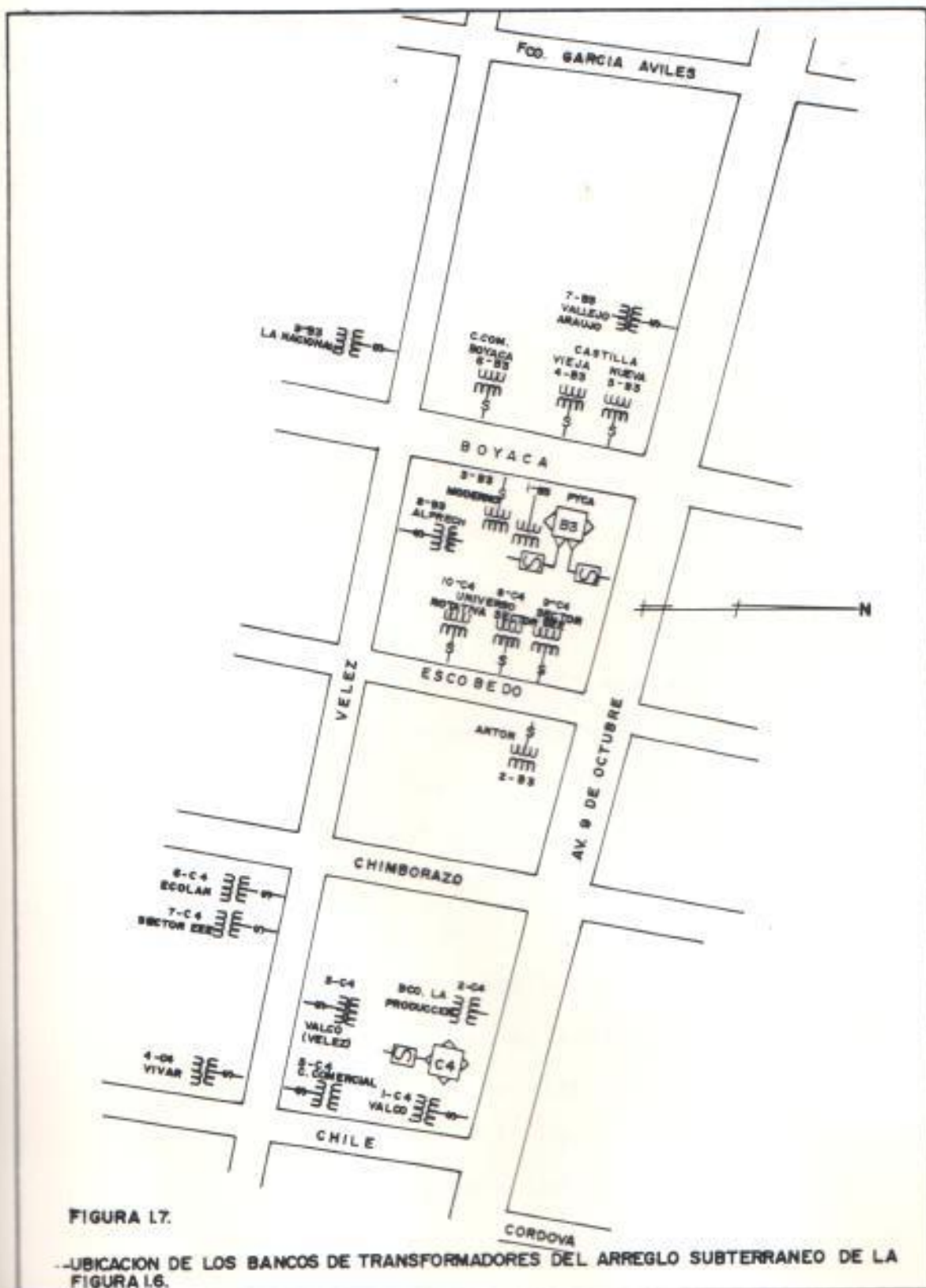


FIGURA 17.

UBICACION DE LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES DEL ARREGLO SUBTERRANEO DE LA FIGURA 16.

gas con 13.5 MW de capacidad.

Como se muestra en el diagrama unifilar del Sistema en la figura 1.2, la unidad número 1 genera 5 MW a 4.16 KV y de la barra de esta unidad salen cuatro alimentadoras a este voltaje, el resto de unidades, las números 2, 3, 4 y la turbina a gas generan a 13.8 KV y de esta barra parten seis alimentadoras a este nivel de voltaje. X

#### X- Planta Estero Salado

La Planta Estero Salado cuenta con una unidad a vapor de 33 MW y cinco unidades a gas con las siguientes capacidades: las número 1, 2 y 3 con 21 MW cada una y las unidades 5 y 6 con 22.5 MW cada una, sumando en total 141 MW.

Toda la generación de esta planta tiene un nivel de tensión de 13.8 KV y su potencia se entrega, a través de transformadores de elevación 13.2/68.8 KV, al patio de maniobras a 69 KV que conforma la subestación Estero Salado, la misma que también recibe la energía proveniente del Sistema Nacional Interconec-

tado y la distribuye por medio de las líneas de sub-transmisión a las distintas subestaciones de reducción del sistema y a las subestaciones particulares.

- Interconexión con Inecel

Otra fuente de energía para el Sistema Guayaquil, y la más importante en la actualidad, es la interconexión con Inecel, a través de la cual se recibe la potencia del Sistema Nacional Interconectado, utilizando de esta forma la energía proveniente en su mayor parte de generación hidráulica como es el caso de Paute, de acuerdo al programa técnico-económico de operación conjunta de los recursos de generación del S.N.I. y las empresas, en base a un óptimo aprovechamiento de los recursos energéticos del país.

Esta compra-venta de energía se efectúa a nivel de 69 KV, la potencia viene de la subestación que a este voltaje tiene Inecel junto a la subestación Estero Salado, a través de dos circuitos denominados BARRAS A y B de Inecel, tal como se muestra en el diagrama unifilar de la figura 1.2.

Una vez que entró en operación el banco de transformadores de la subestación Pascuales del S.N.I. cuya capacidad es de 150 MVA 138/69 KV, hay ahora otro punto de entrega de energía al Sistema Guayaquil, mediante una línea de 69 KV que partiendo de esta subestación se unió con la línea de subtransmisión Pascuales y alimenta la carga industrial correspondiente a las subestaciones Mapasingue, El Sauce y Germania, y las subestaciones particulares de Fisa, Cridesa y Cervecería.

Considerando la generación neta total diaria que requiere el Sistema Guayaquil, Inecel aporta aproximadamente con el setenta y cinco por ciento y la Empresa Eléctrica del Ecuador con el veinticinco por ciento. En las tablas IV, V y VI se presentan los reportes diarios de generación para un día normal, para sábado y domingo, respectivamente, en los mismos se presentan las cargas a cada hora de todas las unidades del sistema, así como el total generado por Emelec y lo que entrega Inecel tanto en la interconexión como en un punto de entrega en Pascuales, y el total del Sistema.

## 1.5. Características de la carga

Un ingeniero de operación para hacer frente en buena forma a cualquier situación emergente en el sistema, debe tener una idea amplia y clara del comportamiento de la carga en el sistema total, en las subestaciones de reducción, en las líneas de subtransmisión y en las líneas del sistema de distribución primario, para de esta forma conocer las limitaciones en el momento de tomar decisiones en cuanto a transferencias de carga, y así no sobrecargar los diferentes componentes del sistema.

### 1.5.1. Curva de carga del sistema

La curva de carga diaria del sistema se la obtiene del reporte diario de generación, en la figura 1.8 se muestra la curva de carga diaria correspondiente al reporte diario de generación contenido en la tabla IV, de esta curva se obtiene el pico del día que es 296.14 MWH-H, el promedio de carga es 221.15 y de ambos, el factor de carga diario que es la relación de la carga promedio del día a la máxima carga del

sistema durante el mismo período, lo que nos da el valor de 74.7 en porcentaje.

Este tipo de curva permite apreciar la variación de la carga durante el día, dejando notar que aparte de la demanda máxima que se produce alrededor de las 19H00, existe un pico un poco menor alrededor de las 12H00, que se repite aproximadamente a las 16H00.

Los días de trabajo normal de lunes a viernes presentan una característica de carga similar a la mostrada en la figura 1.8. Los días sábados presentan otro tipo de curva como la que se muestra en la figura 1.9, en la cual se aprecia que el consumo baja considerablemente, siendo su promedio de carga 173.69 MW.

Los días domingo presentan una característica de carga similar a la mostrada en la figura 1.10 la cual es parecida a la curva del día sábado, pero con menor consumo, teniendo un promedio de carga de 158.7 MW. Los días feriados presentan también una característica similar al domingo.

TABLA IV

FECHA: 26/09/05 DIA: JUEVES REPORTE DIARIO DE GENERACION PLANTA ESTERO S A L R A D O DEPARTAMENTO DE PLANIFICACION E INGENIERIA  
 EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC. CMH-HD

HORAS	UNIDADES A VAPOR				TOTAL	F. GAS	F. VAPOR	TURBINAS A GAS						TOTAL	GEN. :	ENELEC :	INECEL :	ENTREGA	SALITRAL	PASCUALES :	TOTAL	SISTEMAS		
	1	2	3	4				1	2	3	5	6	TOTAL :										GEN. :	
1	3.1	5.9	6.2	15.28	13.92									0.00	29.12			124.00			0.96	162.8		
2	3.0	5.0	6.1	14.90	14.16									0.00	29.06			116.00			0.68	153.7		
3	3.2	5.9	6.1	15.28	14.64									0.00	29.04			105.00			0.02	143.6		
4	3.1	5.9	6.1	15.18	14.00									0.00	29.90			99.00			0.60	137.6		
5	3.1	5.9	6.1	15.18	14.00									0.00	29.90			117.00			0.60	155.6		
6	3.1	6.0	6.2	15.30	14.00									0.00	30.10			115.00			7.04	153.8		
7	3.1	5.9	6.2	15.20	14.40									0.00	29.60			121.00			8.54	159.1		
8	3.1	5.0	6.1	15.00	15.60									0.00	30.60			151.00				181.4		
9	3.9	6.7	7.0	17.20	24.24								0.4	0.40	41.04			172.00				213.8		
10	5.0	9.3	10.1	24.40	31.44								13.0	13.00	69.64			167.00				236.6		
11	5.2	9.3	10.2	24.70	30.40								16.4	14.0	30.40			172.00				257.2		
12	5.2	9.4	10.2	24.00	32.16	0.0							16.6	13.0	29.60			173.00				267.2		
13	5.2	9.5	10.1	24.00	30.72	7.0							15.0	16.0	31.00			167.00				260.8		
14	5.1	9.2	10.0	24.30	31.44								12.7	16.0	20.70			167.00				251.2		
15	5.2	9.6	10.2	25.00	31.20								17.6	17.0	34.60			174.00				264.8		
16	5.3	9.2	10.3	24.00	30.96								7.7	17.5	17.0	42.20		172.00				269.4		
17	5.2	9.4	10.2	24.00	31.20								3.0	15.6	10.0	37.40		165.00				250.4		
18	5.2	9.4	10.2	24.00	31.20								15.0	19.0	34.00			172.00				262.8		
19	5.3	9.4	10.3	25.00	31.44								0.2	16.7	15.0	39.90		180.00				284.2		
20	5.2	9.3	10.1	24.60	31.44								11.6	14.6	17.0	43.20		191.00				290.2		
21	5.2	9.4	10.2	24.00	31.44								9.9	13.0	22.90			190.00				269.1		
22	5.0	9.3	10.0	24.30	31.20									10.0	10.00	65.00		190.00				255.2		
23	4.3	8.2	8.9	21.40	31.44									0.00	52.04			174.00				226.8		
24	3.0	5.0	6.2	15.00	19.44									0.00	34.44			157.00				191.2		
GEN. BRUTA	0.00	102.90	109.50	203.30	495.70	15.00								590.00	0.00	0.00	31.30	102.60	105.00	390.90	1500.40	3739.00	60.20	5307.4
REP.	7.00	11.16	10.07	29.11	0.21									0.22	0.60	0.90	1.72	66.05				66.4		
GEN. NETA	0.00	95.82	170.34	192.43	466.59	14.79								563.00	0.00	0.00	31.00	102.00	104.10	397.10	1442.36	3739.00	60.20	5241.1

GEN. BRUTA DE: 10H30 A: 19H30 FACTOR DE CARGA: 74.60 %  
 REP. PROMEDIO: 221.15 MWH-H  
 GEN. PROMEDIO: 296.14 MWH-H



Figura 1.8. CURVA DE CARGA DIARIA DE UN DIA NORMAL  
**JUEVES - SEPTIEMBRE 26 DE 1985**

PICO: 286.1 MWH - H 18H30 a 19H30 FC: 74.7%

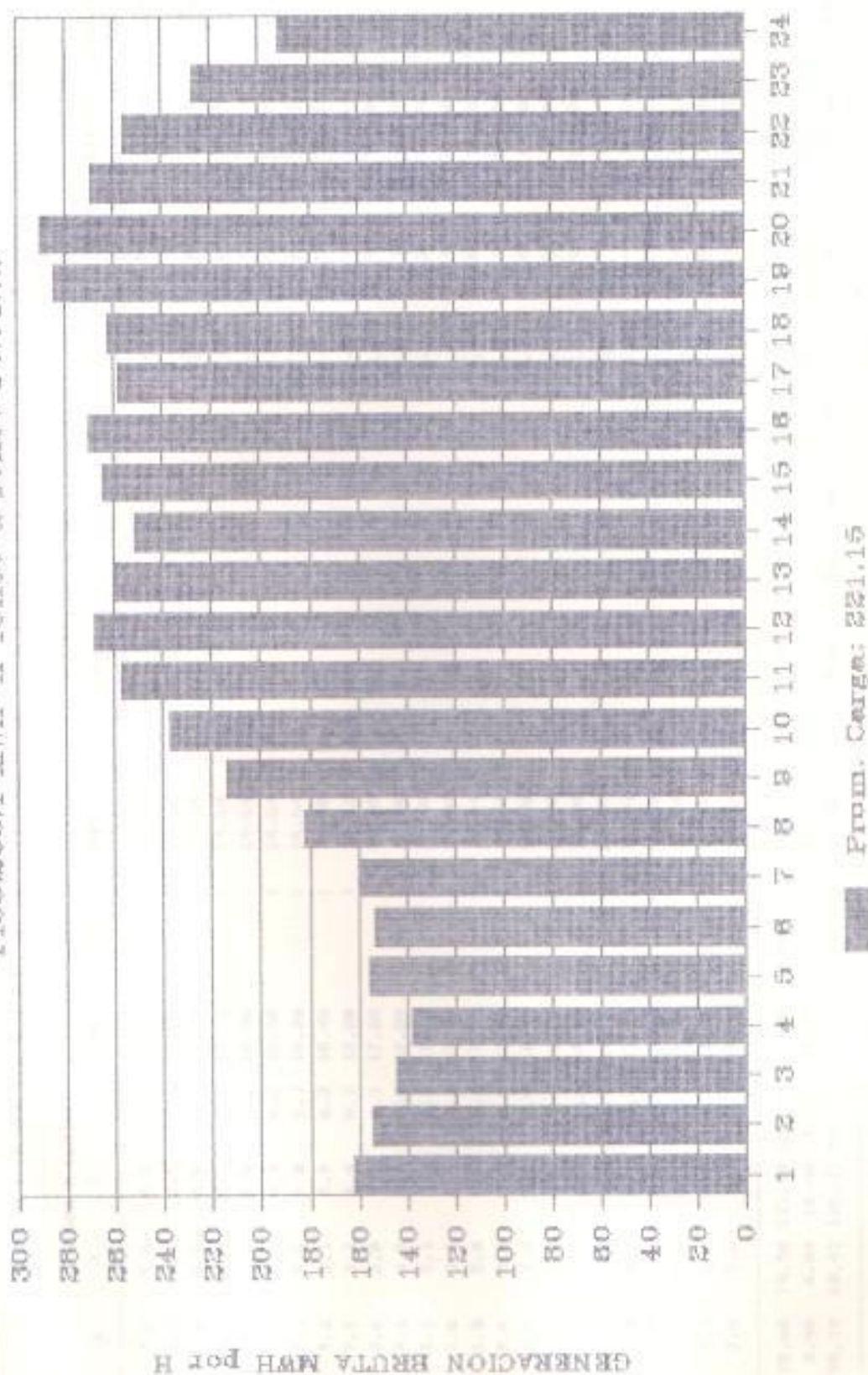
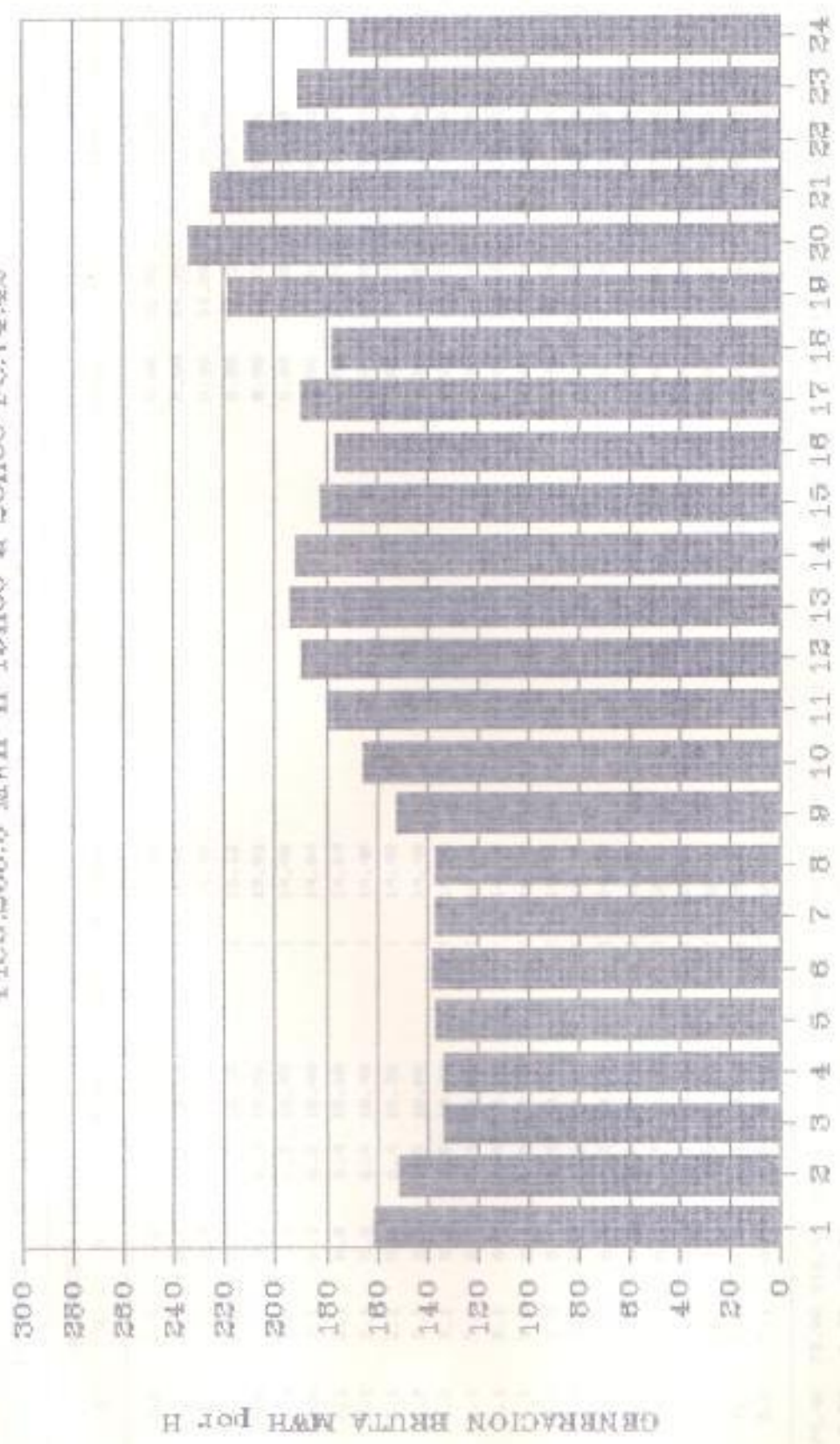


TABLA V

FECHA: 19/10/85 DIA: SABADO REPORTE DIARIO DE GENERACION PLANTA ESTERO S A L A D O DEPARTAMENTO DE PLANIFICACION E INGENIERIA  
 EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC. CAJAH-ND

HORAS	UNIDADES A VAPOR			TOTAL T. GAS	P. VAPOR	TURBINAS A GAS			TOTAL	GEN. TOTAL	SALITRAL PASCUALES	ENTREGA PASCUALES	TOTAL SISTEMA
	1	2	3			4	1	2					
1	3.2	3.0	6.0	6.1	18.30	14.64			9.88	32.94	119.88	8.96	160.98
2	3.2	3.1	6.0	6.2	18.58	14.48			9.88	32.98	189.88	8.54	158.44
3	3.0	3.0	6.0	6.1	18.18	14.64			9.88	32.74	92.88	8.68	133.42
4	3.1	3.0	6.0	6.2	18.18	14.64			9.88	32.74	92.88	8.48	133.14
5	3.2	3.1	6.0	6.2	18.58	14.64			9.88	33.14	95.88	8.54	136.68
6	3.2	3.1	6.0	6.2	18.58	14.64			9.88	33.14	96.88	7.98	137.12
7	3.1	3.0	6.0	6.1	18.28	14.64			9.88	32.84	96.88	7.98	136.82
8	3.2	3.1	6.0	6.2	18.48	14.48			9.88	32.88	96.88	8.12	136.92
9	3.1	3.1	1.4	6.2	13.88	15.12			9.88	28.92	114.88	8.68	151.68
10	3.0	3.0	4.7	6.3	17.88	14.48			9.88	31.48	125.88	8.48	164.88
11	3.1	2.0	6.4	6.2	17.58	15.68			9.88	33.18	136.88	8.96	178.86
12	3.1	3.1	6.4	6.2	17.88	14.48			9.88	32.28	148.88	8.96	189.16
13	3.0	3.1	6.4	6.2	17.78	14.48			9.88	32.18	153.88	8.96	194.86
14	3.0	3.0	6.2	6.0	17.28	14.64			9.88	31.84	151.88	8.82	191.66
15	3.0	3.0	6.7	6.0	17.78	14.48			9.88	32.18	148.88	9.24	181.34
16	2.9	3.0	6.9	6.6	18.48	14.48			9.88	32.88	135.88	8.48	176.28
17	3.1	3.0	6.8	6.4	18.58	14.48			9.88	32.98	149.88	7.84	189.74
18	3.1	3.1	6.1	6.2	18.58	14.48			9.88	32.98	137.88	7.56	177.46
19	3.2	3.3	6.4	7.8	19.98	22.88			9.88	42.78	167.88	7.98	217.68
20	4.3	4.2	9.1	9.4	27.88	31.44			9.88	58.44	167.88	7.84	233.28
21	3.3	3.3	6.5	6.9	28.88	27.68			9.88	47.68	178.88	7.78	225.38
22	3.0	3.0	6.1	6.3	18.48	17.84			9.88	35.44	169.88	7.42	211.86
23	3.2	3.1	6.8	6.5	18.88	14.16			9.88	32.96	158.88	7.14	198.18
24	3.0	3.0	6.9	6.1	18.88	14.88			9.88	32.88	131.88	6.86	178.74
GEN. BRUTA	75.68	74.58	136.98	153.88	442.88	8.88	398.72	8.88	8.88	8.88	8.88	8.88	4168.48
AUM.	5.46	6.09	18.48	18.83	32.86		32.88		8.88	64.86			64.86
GEN. META	78.14	68.41	128.42	143.77	418.74	8.88	356.72	8.88	8.88	8.88	8.88	8.88	4184.42
MAX. GENERACION:	233.28	RUH-H	DE:	19888	A:	28888							
GEN. PROMEDIO:	173.69	RUH-H											
FACTOR DE CARGA: 74.45 %													

Figura 1.9. CURVA DE CARGA DIARIA DE UN DIA SABADO  
 SABADO - OCTUBRE 19 DE 1985  
 PICO:233.3 MWH-H 18H00 a 20H00 FC:74.4%



■ From. Carga: 173.69

GENERACION BRUTA MWH Por H

FABRICA VI

FECHA: 20/10/85 DIA: DOMINGO  
 EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC.

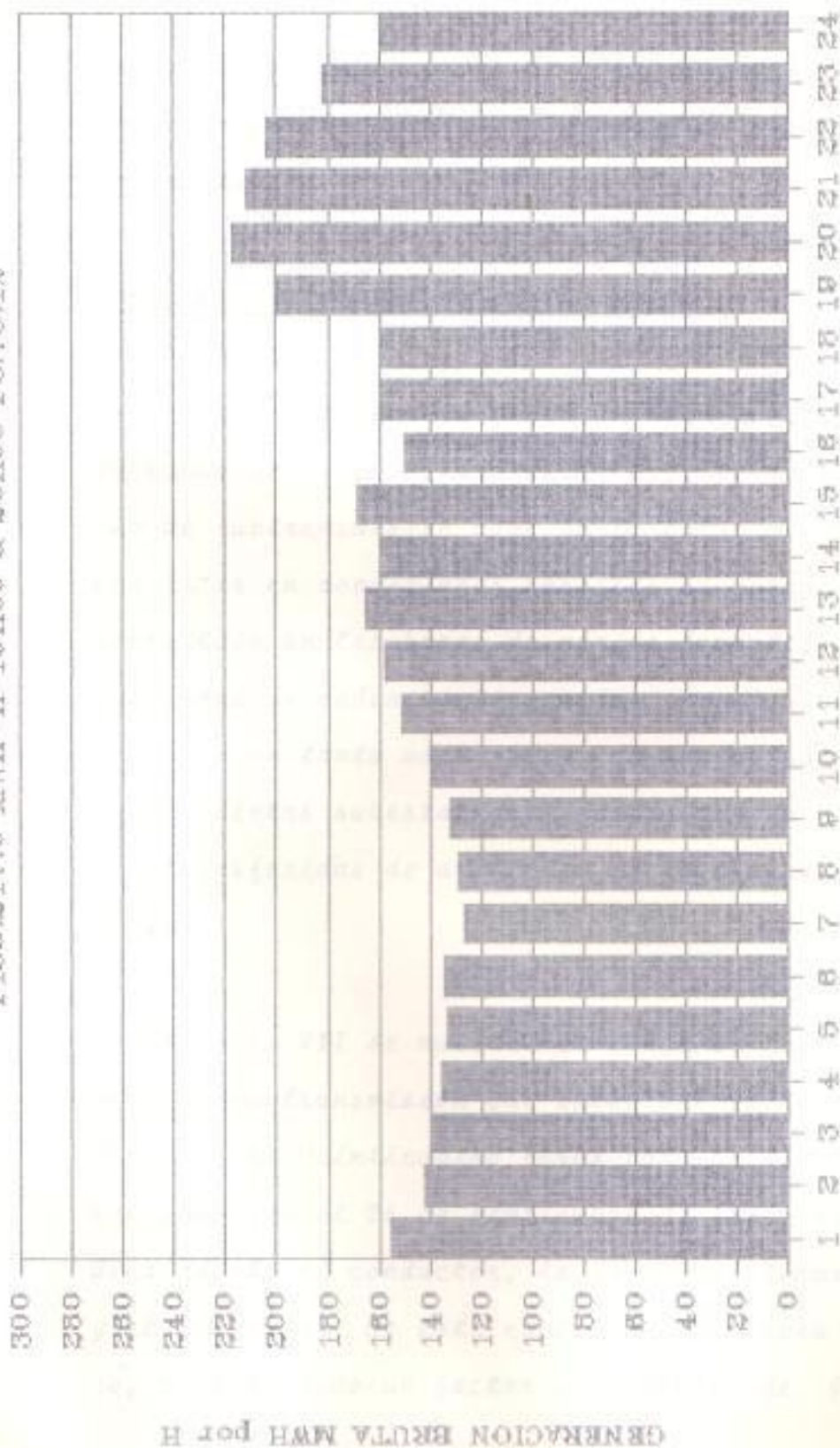
REPORTE DIARIO DE GENERACION  
 CASH-HD

DEPARTAMENTO DE PLANIFICACION E INGENIER

PLANTA GUAYARQUIL		PLANTA ESTERO SALADO				EMELEC		INECEL		TOTAL											
HORAS	UNIDADES A VAPOR				TURBINAS A GAS		TOTAL	GEN. :	SALITRAL	ENTREGA	TOTAL										
	1	2	3	4	TOTAL	T.GAS						P.VAPOR	1	2	3	5	6				
1	3.0	3.1	6.2	6.3	18.60			13.92			0.00	32.52	115.00	7.14	154.66						
2	3.1	3.1	6.1	6.3	18.60			15.68			0.00	34.28	101.00	7.14	142.34						
3	3.1	3.1	6.1	6.3	18.60			14.48			0.00	33.08	99.00	7.00	139.08						
4	3.1	3.1	6.1	6.3	18.60			15.12			0.00	33.72	95.00	7.00	135.72						
5	3.0	3.1	6.1	6.3	18.50			13.92			0.00	32.42	94.00	7.00	133.42						
6	3.0	3.0	6.1	6.3	18.40			14.40			0.00	32.00	94.00	7.00	133.00						
7	3.0	3.1	6.1	6.2	18.40			14.64			0.00	33.04	87.00	6.50	126.62						
8	3.1	3.1	6.0	6.4	18.60			14.64			0.00	33.24	89.00	6.44	128.68						
9	3.1	3.1	5.0	6.4	18.40			14.40			0.00	32.00	93.00	6.72	132.52						
10	3.1	3.1	5.7	6.4	18.30			14.40			0.00	32.70	100.00	6.72	139.42						
11	3.2	3.1	5.0	6.5	18.60			14.40			0.00	33.00	111.00	6.86	150.86						
12	3.2	3.1	5.9	6.5	18.70			14.00			0.00	33.50	117.00	6.86	157.44						
13	3.1	3.2	6.1	6.4	18.00			15.36			0.00	34.16	124.00	6.86	165.02						
14	3.1	3.1	6.1	6.4	18.70			14.40			0.00	33.10	120.00	6.86	159.96						
15	3.1	3.0	6.1	6.2	18.40			14.00			0.00	33.20	120.00	7.00	160.20						
16	3.0	3.0	6.0	6.4	18.40			14.16			0.00	32.56	111.00	6.44	150.00						
17	3.0	3.2	5.2	6.2	17.60			14.40			0.00	32.00	120.00	6.50	150.50						
18	3.2	3.1	6.1	6.2	18.60			14.40			0.00	33.00	120.00	6.72	159.72						
19	3.1	3.1	6.0	6.2	18.40			16.56			0.00	34.96	157.00	7.42	199.38						
20	3.2	3.0	6.1	6.3	18.60			18.96			0.00	37.56	172.00	7.42	216.98						
21	3.2	3.0	6.0	6.1	18.30			17.20			0.00	35.50	169.00	7.28	211.86						
22	3.1	3.0	6.1	6.3	18.50			16.00			0.00	34.50	162.00	7.14	203.72						
23	3.1	3.0	6.0	6.1	18.20			14.00			0.00	33.00	142.00	7.00	182.00						
24	3.2	3.1	6.1	6.2	18.60			14.40			0.00	33.00	119.00	6.72	150.72						
GEN. BRUTA 74.40 73.90 143.90 151.20 443.40 0.00												360.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2039.00	165.90	3000.70
AUX. 5.56 6.16 10.05 9.87 32.43												30.74								63.17	63.17
GEN. META 60.04 67.74 133.86 141.33 410.97 0.00												329.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2039.00	165.90	3745.61
MAX. GENERACION: 216.90 RHM-H DE: 19H00 A: 20H00												FACTOR DE CARGA: 73.14 %									
GEN. PROMEDIO: 150.70 RHM-H																					

Figura 1.10. CURVA DE CARGA DIARIA DE UN DIA DOMINGO  
**DOMINGO - OCTUBRE 20 DE 1985**

PICO: 217.0 MWH - H 18H00 a 20H00 FC: 73.1%



Estas dos últimas curvas de carga se obtuvieron de los reportes diarios de generación mostrados en las tablas V y VI.

#### 1.5.2. Carga de las líneas de subtransmisión

Es de gran importancia tener un buen conocimiento tanto de la capacidad de transporte de la línea de subtransmisión como de la carga que tienen éstas en condiciones normales de operación, sobre todo en las horas de máxima demanda, ya que cuando suceden contingencias en estas horas se torna un tanto más crítico el restablecimiento de ciertas subestaciones cuando tienen que ser transferidas de una línea de subtransmisión a otra.

En la tabla VII se muestra la carga de las líneas de subtransmisión que salen del Salitral, durante las veinticuatro horas para un día normal como fue el 26 de septiembre de 1985, se indica además el conductor, la capacidad térmica y el porcentaje de esta capacidad a la hora pico, considerando un factor de potencia de 0.96

ya que en este tipo de línea el factor de potencia oscila entre 0.95 y 0.97.

Con excepción de las líneas Pascuales y Cemento que alimentan a subestaciones que sirven a cargas industriales, las líneas de subtransmisión tienen una característica de carga bastante similar a la curva de carga diaria del sistema.

Las líneas que alimentan cargas industriales como Pascuales y Cemento, mantienen la carga en forma más pareja y sostenida, es decir tienen un mejor factor de carga.

### 1.5.3. Carga de las subestaciones

El conocimiento, familiarización o acceso a la información de la carga y capacidad de cada uno de los transformadores de las distintas subestaciones, juega un papel importante en los momentos emergentes en los cuales sea necesario ejecutar maniobras de transferencia de carga entre alimentadoras que tengan su origen en diferentes subestaciones.

TABLA VII

## CARGA EN LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION (MW)

HORA	SUR	NORTE	CEIBOS	GARAY	PAS- CUALES	PORTETE	CEMENTO
1	27	5	21	10	21	11	17
2	27	5	20	10	20	10	17
3	27	4	19	9	20	9	17
4	27	4	19	9	20	9	17
5	26	4	19	9	20	10	20
6	27	5	20	10	20	10	20
7	29	7	21	11	21	15	20
8	27	10	25	14	40	17	21
9	27	13	32	19	50	16	22
10	29	16	36	21	55	25	22
11	30	17	40	24	54	26	22
12	31	15	41	24	56	23	21
13	34	17	40	23	55	25	18
14	34	16	42	22	60	25	12
15	33	17	43	22	60	27	14
16	35	18	42	25	57	28	16
17	34	18	38	23	54	25	16
18	43	18	38	25	53	30	16
19	50	18	42	27	58	31	16
20	50	15	40	23	57	27	18
21	50	13	36	20	53	24	18
22	45	10	33	18	48	20	20
23	36	10	28	15	44	20	21
24	30	6	24	13	40	15	18
CONDUC- TOR	336.4	336.4	477	477	477	477	4/0
CAPACI- DAD (MVA)	59	59	72	72	72	72	39
% CAPA- CIDAD	89,16	31,47	62,23	39,07	86,83	44,86	58,67



En la tabla VIII se indica las capacidades FA (aire forzado) a 55 grados centígrados de elevación de temperatura del devanado de cada uno de los transformadores de las distintas subestaciones y la carga a la hora pico y su porcentaje con relación a la capacidad antes mencionada.

#### 1.5.4. Carga de las alimentadoras

La carga de las alimentadoras es otro factor importante a considerarse por el ingeniero de operación cuando existen contingencias a nivel de alimentadoras, además debe conocerse la capacidad de transporte de las líneas así como su tipo de salida y conductor.

Las alimentadoras a 13.8 KV cuya salida es aérea con conductor 336.4 MCM ACSR. tienen una capacidad aproximada de 11.8 MVA y las alimentadoras con salida subterránea cuyo conductor es 500 MCM Cu. tienen una capacidad aproximada de 9.0 MVA.

La variación de carga de las alimentadoras du -

TABLA VIII

CARGA DE LAS SUBESTACIONES A DICIEMBRE DE 1985

<u>SUBESTACION</u>	<u>CAPACIDAD FA</u>		<u>CARGA</u>	
	<u>MVA</u>		<u>MVA</u>	<u>%</u>
CEIBOS 1	16		(13.5)	(85.0)
CEIBOS 2	16		(11.9)	(74.4)
MAPASINGUE	24		(17.3)	(72.1)
SAUCE	10		( 8.2)	(82.0)
GERMANIA	10		( 9.1)	(91.0)
ALBORADA	16		(14.4)	(90.0)
ATARAZANA	16		(12.0)	(75.0)
BOYACA 1	7		( 2.3)	(32.9)
BOYACA 2	16		(14.5)	(90.6)
BOYACA 3	16		(15.4)	(90.0)
GARAY 1	24		(17.2)	(71.7)
GARAY 2	24		(16.2)	(67.5)
TORRE 1	16		(13.9)	(89.6)
TORRE 2	16		(15.6)	(97.5)
ESMERALDAS 1	24		(20.6)	(85.8)
ESMERALDAS 2	22		(19.7)	(89.5)
GUASMO 1	16		(11.1)	(69.4)
GUASMO 2	16		(12.1)	(75.6)
AMERICA	12.5		( 9.9)	(79.2)
PRADERA	12.5		( 5.5)	(44.0)

rante las veinticuatro horas del día o "curva de carga diaria", tiene diferente forma, dependiendo si se trata de alimentadoras de tipo residencial, industrial o comercial. Así tenemos que alimentadoras que sirven exclusivamente al centro comercial de la ciudad y que salen de su subestación Boyacá y de la barra de Planta a Vapor Guayaquil tienen el pico de carga o su máxima demanda alrededor de las once horas, de igual manera tienen a esta misma hora su pico de carga máxima alimentadoras que sirven a un gran sector industrial como es el ubicado a lo largo de la vía a Daule y que tienen sus orígenes en las subestaciones Mapasingue, Sauces y Germania.

La gran mayoría de las alimentadoras del Sistema Guayaquil son las que sirven a cargas eminentemente residenciales, y en las cuales el pico de demanda máxima se presenta alrededor de las diecinueve horas.

#### 1.6. Clasificación de las cargas

En cierto tipo de contingencia o colapso, sean de ori-

gen internos o externos, se presenta muy a menudo una situación en la cual el restablecimiento total de las alimentadoras del sistema depende única y exclusivamente del aumento de la generación, ya sea por entrada de unidades del sistema o por aumento en la entrega de energía por parte de Inecel en la interconexión.

El aumento en la generación casi por lo general es lento y demora unos cuantos minutos, por lo que la entrada en servicio de las alimentadoras se ejecuta paulatinamente. Es por este motivo que se hace necesario el contar con una clasificación de las alimentadoras, estableciendo prioridades de acuerdo a ciertas necesidades vitales o la importancia económica de la carga que éstas alimentan.

La clasificación de acuerdo a prioridades permite siempre escoger la alimentadora más indicada para su restablecimiento.

En el "Programa de Racionamiento" del cual se tratará en el numeral 6.3, se justificará aún más la importancia de esta clasificación de las cargas, ya que aquí por el contrario se tratará en la medida de lo posible

de no tomar en consideración las alimentadoras que sirven a estas cargas importantes cuando se tenga la necesidad imperiosa de racionar el servicio.

#### 1.6.1. Clasificación según necesidades vitales

Existen cierto tipo de consumidores especiales, los cuales debido a la actividad que desarrollan se considera que el servicio eléctrico continuo es vital para su desenvolvimiento, y siempre que éste falle por cualquier circunstancia, se trata siempre de atender prioritariamente.

En esta clasificación podemos contar a los centros hospitalarios que tiene la ciudad, que dan cabida a centenares de enfermos, y algunos tienen más de un quirófano, entre ellos tenemos el Hospital Regional del Seguro Social, el Luis Ver-naza, el del Suburbio, la Maternidad Enrique Sotomayor, los hospitales de niños Bustamente de Icaza, León Becerra y Alejandro Mann, entre otros.

Otro tipo de cargas que entran en esta clasifi-

- A. Atarazana III      Aeropuerto

1.6.2. Clasificación según importancia económica

Hay otro tipo de abonados importantes como los industriales para los cuales la continuidad en el servicio eléctrico es necesaria, por los complejos sistemas de producción que tienen en sus instalaciones, así tenemos industrias textiles, industrias del plástico, industrias farmacéuticas, industrias metalmeccánicas, entre otras, que hacen que toda la zona industrial sea considerada en la clasificación según importancia económica.

También las alimentadoras que sirven al casco comercial de la ciudad entran en esta clasificación, por la importancia que tiene el comercio y la banca en la economía y en el desenvolvimiento diario de la ciudad.

Los medios de comunicación también son considerados en este equipo, existe una alimentadora que sirve al Cerro del Carmen, donde están ubicadas

- A. Chile Hospital Alejandro Mann
- A. Alfaro Centro de la ciudad
- A. Coronel Centro de la ciudad
- A. Rumichaca Centro de la ciudad
  
- S/E Boyacá
  - A. Panamá Centro de la ciudad
  - A. Córdoba Centro de la ciudad
  - A. Malecón Centro de la ciudad
  - A. Nueva Boyacá Centro de la ciudad
  - A. Padre Solano Centro de la ciudad
  
- S/E Garay
  - A. Colón Matern. E. Sotomayor
  - A. Vélez Centro de la ciudad
  
- S/E América
  - A. Kennedy Estadio Modelo
  - A. Plaza Dañín Estadio Modelo
  
- S/E Los Ceibos
  - A. Carlos Julio C. Comercial A. Borja
  
- S/E Atarazana

cación son las del centro de la ciudad, por ser el área con mayor cantidad de edificios altos, por consiguiente, cuando hay apagones en esta área, es mayor el número de personas atrapadas en los ascensores.

Los lugares de masiva concurrencia como estadios grandes centros comerciales, aeropuertos, tam - bién se consideran importantes.

A continuación se presenta un listado de las alimentadoras que conforman esta clasificación, y la subestación a la que pertenecen, indicándose además la carga importante que sirven.

- S/E Esmeraldas

- |                       |                       |
|-----------------------|-----------------------|
| - A. Acacias          | Hospital IESS         |
| - A. Venezuela        | Hospital del Niño     |
| - A. Av. del Ejército | Hospital León Becerra |

- S/E La Torre

- |              |                       |
|--------------|-----------------------|
| - A. Torre 5 | Hospital del Suburbio |
|--------------|-----------------------|

- Planta Guayaquil





- S/E Los Ceibos
  - A. Carlos Julio           Zona industrial
  - A. Norte                   Zona industrial
  
- Planta Estero Salado
  - A. San Eduardo           Zona industrial
  - A. Cerro Azul           Zona industrial (re-  
petidoras)
  
- S/E Alborada
  - A. Tanca Marengo       Zona industrial
  
- S/E Mapasingue
  - A. Mapasingue I       Zona industrial
  - A. Mapasingue II      Zona industrial
  - A. Mapasingue III     Zona industrial
  
- S/E Los Sauces
  - A. Sauces I            Zona industrial
  - A. Sauces II          Zona industrial
  - A. Sauces III         Zona industrial
  - A. Sauces IV         Zona industrial
  
- S/E Germania

- A. Pascuales      *Zona industrial (Penitenciaría del Litoral)*
- A. La Toma        *Zona industrial*

## CAPITULO II

### CLASIFICACION Y ESTADISTICAS DE LAS INTERRUPCIONES

#### 2.1. Procedimiento de clasificación de interrupciones

Las interrupciones o la pérdida de servicio para uno o más consumidores es el resultado de la salida de operación de uno o más componentes de un sistema, dependiendo de la configuración del sistema. Estas interrupciones deben ser clasificadas de acuerdo a ciertos criterios para de esta manera poder hacer el análisis por separado de cada una de las clasificaciones.

De esta manera es muy importante relacionar las interrupciones con el nivel de tensión de componentes que han fallado o que deliberadamente son colocados fuera de servicio, con la duración de las mismas, con el origen, con las causas y con las condiciones climáticas imperantes en el momento de la ocurrencia de la misma.

##### 2.1.1. Interrupciones consideradas

Para los objetivos de este estudio se consideraron todas las interrupciones que afectaron a las alimentadoras del sistema que se analiza, siendo sus orígenes las perturbaciones ocurridas; en la generación propia del sistema o en la del Sistema Nacional Interconectado, en el sistema de transmisión del SNI, en las líneas de subtransmisión y la red de alimentadoras primarias del propio sistema, y todas las debidas a aperturas manuales y a la operación de los dispositivos de protección del sistema incluyendo las que se originaron por la caída de frecuencia. Se exceptuaron los casos indicados expresamente en los puntos siguientes:

- a. Las interrupciones del suministro a un cliente originada por la operación de sus propios dispositivos de protección o desconexión, aún cuando se deban a condiciones transitorias del sistema.
- b. Las interrupciones producidas a clientes por fallas en sus propias redes, siempre y cuando dichas fallas no causen que parte del sis

tema de la empresa quede sin servicio por la operación de algún dispositivo de protección de la alimentadora que sirve a este cliente.

- c. Las interrupciones menores producidas a un consumidor o pocos consumidores, ocasionadas por problemas en acometidas de baja tensión, en circuitos secundarios, etc., debido a su poca importancia para los fines de este estudio.

Tomando en consideración las observaciones indicadas anteriormente se ha clasificado a las interrupciones de la siguiente forma:

#### 2.1.2. Clasificación de las interrupciones según el nivel de tensión

- a. Interrupciones primarias: corresponde a las originadas en desconexiones de líneas cuyos voltajes son 4.16 KV ó 13.8 KV que son los voltajes de operación del sistema de distribución primario. Se incluyen los equipos de las subestaciones que operan a los mismos

voltajes.

- b. Interrupciones de subtransmisión: corresponde clasificar en este grupo a las interrupciones causadas por desconexiones de líneas del sistema de subtransmisión de la empresa, cuyo voltaje es 69 KV.

2.1.3. Clasificación de las interrupciones según la duración

- a. Interrupciones momentáneas: son aquellas cuya duración es menor o igual a tres minutos, se incluyen en este grupo las operaciones instantáneas de los reconectadores o relés de recierre.
- b. Interrupciones sostenidas: son aquellas cuya duración es mayor a tres minutos.

2.1.4. Clasificación de las interrupciones según el origen

Esta clasificación se refiere al sistema al cual

pertenece el componente o equipo que sufre la salida de operación, originando así una interrupción:

- a. Interrupción de origen externo: son aquellas originadas en la desconexión de uno o más componentes de un sistema ajeno a la empresa, como son salidas de servicio de líneas de transmisión o salidas de unidades o centrales generadoras del Sistema Nacional Interconectado o de las empresas conectadas al mismo.
  
- b. Interrupciones de origen interno: son aquellas que resultan de una salida de operación de una línea o equipo que pertenece al sistema considerado.

#### 2.1.5. Clasificación de las interrupciones según la causa

- 2.1.5.1. Interrupción programada: son las interrupciones que se originan en el retiro programado del servicio de uno o más



componentes para mantenimiento, cambio, alteración o expansión, por maniobra y por racionamiento, y en las cuales se requiere la intervención humana para su realización; se subdivide en:


- a. Interrupción programada por alteración: son las interrupciones ejecutadas por la necesidad de hacer mejoras o ampliaciones de las instalaciones en operación.
- b. Interrupción programada por mantenimiento: son las interrupciones originadas por la necesidad de hacer tanto mantenimiento correctivo como mantenimiento preventivo a uno o más componentes en operación.
- c. Interrupción programada por maniobras: son interrupciones efectuadas para hacer maniobras que necesariamente se las realiza en frío, como el cierre o apertura de interrupto-

res o cuchillas.

d. Interrupción programada por racionamiento: son las interrupciones programadas debido a la falta de capacidad en generación en el sistema.

2.1.5.2. Interrupción forzada: es toda aquella que no encuadra en la clasificación de interrupción programada, son las originadas en fallas u otras interrupciones que por su naturaleza son imprevistas, no pueden ser postergadas ni hay tiempo de dar aviso a los consumidores, se producen por la operación de los dispositivos de protección, sin que se requiera la intervención humana. Se las subdivide en:

a. Interrupción forzada por el medio ambiente: son las interrupciones debidas a contaminación industrial, vientos fuertes, incendio no debido a fallas en la propia instalación,



bóvedas, caída o crecimiento de árboles, materiales llevados por el viento, animales como pájaros, iguanas, etc.

b. Interrupción forzada por terceros: se clasifican aquí las interrupciones debidas a acciones intencionales o accidentales provocadas por personas ajenas a la empresa, así tenemos choques de vehículos a postes o tensores, daños producidos por personal de empresas de servicio público o sus contratistas, albañiles accidentados, etc.

c. Interrupción forzada propia del sistema: son las interrupciones debidas a la operación misma del sistema, tales como problemas en trabajos con líneas energizadas, error de operación o falla humana, sobre-

carga, instalación o construcción deficiente, mala utilización de equipos, mala operación o ajuste de equipos de protecciones.

d. Interrupción forzada por falla de componente: son las fallas producidas en los elementos que conforman la red, tales como líneas, aisladores, grilletes, etc., y que pueden ser debido a falla de ajuste, de montaje, de diseño del fabricante, por envejecimiento, falta de mantenimiento, etc.

e. Interrupción forzada por falta de generación o falla en el Sistema Nacional Interconectado: son las interrupciones debidas a pérdida de generación o falla en el Sistema Nacional Interconectado que hace que accione la protección por baja frecuencia; puede tratarse de unidades generadoras de la empresa o empre -

sas conectadas al Sistema Nacional Interconectado.

- f. Interrupción forzada por otras causas: son las interrupciones de las cuales se llega a conocer su causa, pero esta no encaja en la clasificación, tales como falla en los equipos de los consumidores, etc.
- g. Interrupción forzada desconocida: son las interrupciones ocurridas en el sistema, de las cuales no se llega a tener conocimiento de su causa.

#### 2.1.6. Clasificación de las interrupciones según el estado del tiempo

Ante la ocurrencia de toda interrupción debe considerarse siempre el estado del tiempo reinante al momento de la misma para poder analizar en qué grado de severidad el sistema está sujeto a fallas con una u otra condición climá-

tica. Se adopta la siguiente clasificación:

- a. Tiempo adverso: son las condiciones climáticas que causan una alta proporción de interrupciones forzadas durante los períodos en que persisten éstas. La lluvia, tempestad, vientos fuertes, son algunas de estas condiciones, que además hacen que el tiempo de reparación sea mayor.
- b. Tiempo normal: son todas las condiciones climáticas que no inciden en la ocurrencia de interrupciones.

En el cuadro sinóptico de la figura 2.1 se resume toda la clasificación de las interrupciones.

## 2.2. Análisis estadístico de las interrupciones del sistema

Para hacer frente a la restauración de la carga de manera más rápida y eficiente, es necesario hacer antes un corto análisis estadístico de las interrupciones ocurridas en el Sistema Guayaquil tanto a nivel de subtransmisión 69 kilovoltios, como a nivel de distribu -

FIGURA 2.1

## RESUMEN DE LA CLASIFICACION DE INTERRUPCIONES

CLASIFICACION	DENOMINACION	DETALLE
TENSION	PRIMARIA	4.16 KV - 13.8 KV
	SUBTRANSMISION	69 KV
DURACION	MOMENTANEA	$\leq$ 3 minutos
	SOSTENIDA	$>$ 3 minutos
ORIGEN	EXTERNA	Falla fuera del sistema considerado.
	INTERNA	Falla en el sistema considerado.
CAUSA	PROGRAMADA	Alteración Mantenimiento Maniobra Racionamiento
	FORZADA	Medio ambiente Terceros Propia del sistema Falla de componente Falta de generación Otras Desconocida
ESTADO DEL TIEMPO	ADVERSO	Lluvias, tempestad, vientos fuertes.
	NORMAL	No clasificado como adverso.

ción 4.16 y 13.8 kilovoltios, para obtener luego importantes conclusiones.

La fuente de información para este análisis es el archivo que almacena las hojas de los reportes de interrupciones que elabora el Departamento de Distribución de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., luego de la ocurrencia de una perturbación en el sistema capaz de hacer operar los dispositivos de protección de las diferentes alimentadoras o líneas de subtransmisión; también cuando manualmente y en forma programada se desconecta una de estas líneas, trayendo consigo la discontinuidad en el servicio a una cantidad considerable de consumidores.

Se tomó por separado los reportes de interrupción de las líneas de subtransmisión y de las alimentadoras primarias, y se clasificó cada interrupción de acuerdo al "Procedimiento de clasificación de interrupciones", desarrollado en la primera parte de este capítulo, de este modo se analizaron todas las interrupciones ocurridas en los años 1983 y 1984.

### 2.2.1. Análisis estadístico de interrupciones a nivel



### de subtransmisión

Para este análisis se consideraron un total de 131 interrupciones del sistema de subtransmisión de las cuales 81 pertenecen al año 1983 y 50 al año 1984, y se las ha agrupado en la tabla IX, de acuerdo a la clasificación con respecto a: la duración, el origen, a la causa y al estado del tiempo.

En cuanto a la duración de las interrupciones de líneas de subtransmisión se puede notar en la tabla IX que el 12.98 por ciento son interrupciones momentáneas menores a tres minutos, este porcentaje equivale a 17 interrupciones ocurridas todas en el año 1983.

Es bastante difícil restablecer líneas de subtransmisión en menos de tres minutos, pero lo ocurrido en 1983 es que EMELEC controlaba una línea denominada "Subtransmisión Durán", cuyo control se ubicó provisionalmente en el kilómetro 10.5 de la vía a Daule, la misma que por el hecho de estar en el primer paso del esquema de

TABLA IX INTERRUPCIONES DE SUBTRANSMISIONES DEL SISTEMA GURUQUIL PERIODO 1983-1984

DURACION	ORIGEN	C A R U S A S		ESTADO DEL TIEMPO		TOTAL
		PROGRAMADA	F O R Z A D A	ESTADO DEL TIEMPO	TIEMPO ADERSO NORMAL	
UMENTAL, SOSTENIDA <=3 MIN > 3 MIN	EXTERNO INTERNO	ALTERAC., PARADA, MANIOBRAS RACIONALES U OTROS TIENPO	FALLA DE GENERACION OTROS DESORDENES DEL SIST., COMPONENT. BRJA PRES., CAUSAS CIDOS	TIEMPO	TIEMPO	
ENE 83	4	1	2	1	2	4
FEB 83	12	6	2	3	3	12
MAR 83	4	3	1	1	2	5
ABR 83	12	1	2	2	1	12
MAY 83	8	2	2	2	4	9
JUN 83	3	1		2	2	3
JUL 83	3			1	3	3
AGO 83	6	4		8	9	9
SEP 83	3	1		1	4	4
OCT 83	2	2	1	3	2	2
NOV 83	6	4	1	3	5	5
DEC 83	13	8	2	4	13	13
SUBTOT 83	64	29	33	25	14	81
PORC. 83	38,99	35,88	5,78	38,86	17,35	188,88
ENE 84	18	7	2	6	18	18
FEB 84	4	4	2	2	2	4
MAR 84	6	6	4	1	1	6
ABR 84	9	9	3	1	1	9
MAY 84	1	1	1	1	1	1
JUN 84	1	1	1	1	1	1
JUL 84	3	3	2	1	3	3
AGO 84	2	2	1	2	2	2
SEP 84	3	3	1	1	1	3
OCT 84	1	1	1	1	1	1
NOV 84	1	1	1	1	1	1
DEC 84	9	5	2	5	2	9
SUBTOT 84	59	12	14	11	7	59
PORC. 84	108,00	24,00	8,88	22,88	14,88	108,00
TOTAL	114	41	25	36	21	131
PORC. T	87,82	31,39	5,34	27,48	16,83	188,88

rechazo de carga por baja frecuencia, soportó algunas salidas por este motivo. Algunas de estas caídas de frecuencia se debieron a pruebas ejecutadas en el proyecto Paute, pruebas que eran esperadas y que por lo tanto el restablecimiento del rechazo de carga que causaban se hacía en forma rápida.

Las demás interrupciones que conforman el 87.02 por ciento son sostenidas, cuya duración fue más de tres minutos, ya que por lo general fallas de este tipo de líneas involucran revisiones más prolijas, patrullaje de líneas, movilización de personal a subestaciones o a lugares de falla, y a veces reparaciones.

De la misma tabla anteriormente citada se puede observar en cuanto al origen de las interrupciones a nivel de 69.000 voltios, que en su gran mayoría, el 68.70 por ciento, son producidas por perturbaciones ocurridas en el propio sistema, por diferentes causas que se analizarán posteriormente. El 31.30 por ciento faltante son de bidas única y exclusivamente a perturbaciones o

curridas en el Sistema Nacional Interconectado, tales como salidas de líneas de transmisión, pérdidas de generación, las mismas que traen consigo alteraciones en la frecuencia.

En la tabla IX se registra también los resultados en cuanto a las causas que motivaron las interrupciones en el sistema de subtransmisión. De ésta podemos notar que un escaso 3.06 por ciento equivalente a 6 interrupciones corresponden a salidas programadas y el 96.94 por ciento restante a interrupciones forzadas.

De las interrupciones por causas no programadas se puede notar que las interrupciones debidas a perturbaciones en el Sistema Nacional Interconectado que llevan consigo rechazo de carga por baja frecuencia tienen el mayor porcentaje con el 27.48 por ciento del total.

Un porcentaje bastante considerable como es el 20.61 por ciento, corresponden a salidas de líneas de subtransmisión cuya causa no se llega a conocer ni establecer con exactitud.

Le sigue en su orden el 19.08 por ciento debido a perturbaciones causadas por terceros, las cuales en su mayoría van ligadas con personas accidentadas. Le sigue en importancia las fallas producidas por el medio ambiente con el 12.98 por ciento del total, y luego el 10.69 por ciento debidas a fallas de componentes de la línea, tales como cables, aisladores, hilos de guardia, etc. Existen también un pequeño porcentaje 5.34 por ciento correspondiente a interrupciones debidas a causas propias del sistema y el 0.76 por ciento por otras causas no clasificadas.

En cuanto a las condiciones climáticas o estado de tiempo, se puede notar en la misma tabla que del total de interrupciones del sistema de sub-transmisión analizadas, el 16.03 por ciento ocurrieron cuando el estado del tiempo era adverso, con lluvias y en escasas ocasiones con descargas atmosféricas, en los meses de invierno que van de diciembre a mayo. La gran mayoría de las interrupciones, o sea las que conforman el 83.97 por ciento restante, ocurrieron cuando el estado del tiempo era normal.

### 2.2.2. Análisis estadístico de interrupciones a nivel de distribución

Se analizaron un total de 2.964 interrupciones del sistema primario de distribución de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. ocurridas 1570 en 1983 y 1124 en el año 1984, las mismas que fueron tabuladas de acuerdo al procedimiento de clasificación de interrupciones analizado en la primera parte de este capítulo, formando la tabla X.

En cuanto a su duración se puede notar que para el período estudiado el 60.02 por ciento son interrupciones sostenidas y el 39.98 por ciento son interrupciones momentáneas, las cuales en su mayoría son instantáneas, salvo ciertas interrupciones programadas para maniobras cuyo tiempo de normalización dura menos de tres minutos, por lo que los reconectores juegan un papel importante en la permanencia de la tensión o continuidad del servicio, que es la preocupación esencial de la empresa encargada de la distribución de energía.

TABLE X INTERRUPTED SERVICES OF THE GUAYARAQUIL SYSTEM PERIOD 1983 - 1984

DIRECCION	ORIGEN	C A R U S A S										ESTADO DEL TIEMPO	TOTAL
		PROGRAMADA		FORZADA									
PERIODO: SOSTENIDA <=3 MIN > 3 MIN	EXTERNO/INTERNO	ALTERAC. MANTENIM. U. OTROS	REACCIONES RACIONALES U. OTROS	PEJORO APARENTE	TERCEROS DEL SIST.	PROPIOS DEL SIST.	FALLA DE COMPONENT.	OTRAS PREC.	DESCOM. ORDERS	DESCOM. ORDERS	TIEMPO ADMISSO	TIEMPO MENSUAL	
ENE 83	12	2	13	4	2	3	16	17	9		38	36	
FEB 83	44	5	14	17	6	9	12	48	25		36	188	
MAR 83	59	2	15	14	5	7	14	62	15		26	138	
ABR 83	85	1	11	3	1	20	15	72	15		25	132	
MAY 83	101	4	5	8	4	11	28	27	18	1	22	98	
JUN 83	16	11	38	1	3	18	26	15	1	1	74	85	
JUL 83	56	6	9	3	4	9	15	53	2	2	9	128	
AUG 83	45	4	3	8	4	8	4	147	7	5	5	184	
SEP 83	45	2	3	2	3	4	6	45	1	4	3	79	
OCT 83	45	3	5	1	8	1	12	4	13	2	2	47	
NOV 83	136	3	8	2	3	2	9	137	18	6	6	188	
DIC 83	87	17	7	4	6	3	12	98	18	19	19	148	
SUBTOT 83:	701	83	123	21	49	90	169	717	9	183	257	1313	
PORC. 83	44,65	3,39	7,83	1,34	3,13	6,86	18,76	45,67	0,57	11,66	16,37	85,63	
ENE 84	133	11	5	2	2	6	8	151	11		38	251	
FEB 84	100	14	12	1	3	5	11	4	25		25	75	
MAR 84	73	3	10	4	5	1	14	69	6		19	128	
ABR 84	10	4	5	2	4	5	29	21	3		28	86	
MAY 84	12	3	1	1	1	2	2	2	2		2	18	
JUN 84	34	3	4	2	3	3	8	8	18		34	34	
JUL 84	8	5	13	3	4	22	5	8	15		85	85	
AUG 84	49	2	5	6	1	4	6	14	14		49	49	
SEP 84	38	1	12	4	3	1	15	16	1		12	59	
OCT 84	23	7	10	3	4	3	7	23	5	7	23	71	
NOV 84	42	13	25	2	4	3	5	42	7	4	386	386	
DIC 84	186	1	11	9	2	2	14	118	1	15	29	142	
SUBTOT 84:	423	64	118	17	34	54	126	424	23	155	137	967	
PORC. 84	37,63	5,69	18,59	4,72	3,62	4,89	11,21	37,72	2,85	14,06	12,19	87,81	
TOTAL	1124	147	241	38	83	144	295	1141	32	341	394	2280	
PORC. T	39,36	6,82	21,41	5,38	3,88	5,53	18,95	42,30	1,19	12,66	14,63	85,37	

Mediante la ayuda de un minicomputador personal se han obtenido varios gráficos en los que se representan para cada año los porcentajes de los resultados obtenidos en la clasificación de las interrupciones. En las figuras 2.2.a y 2.2.b, se muestran los porcentajes de las interrupciones momentáneas y sostenidas como partes del área de un círculo.

En cuanto al origen de las interrupciones primarias notamos que el 58.28 por ciento de éstas tienen su origen en el propio sistema y el 41.72 por ciento son de origen externo, más concretamente son interrupciones en el Sistema Guayaquil debidas a perturbaciones ocurridas en el Sistema Nacional Interconectado.

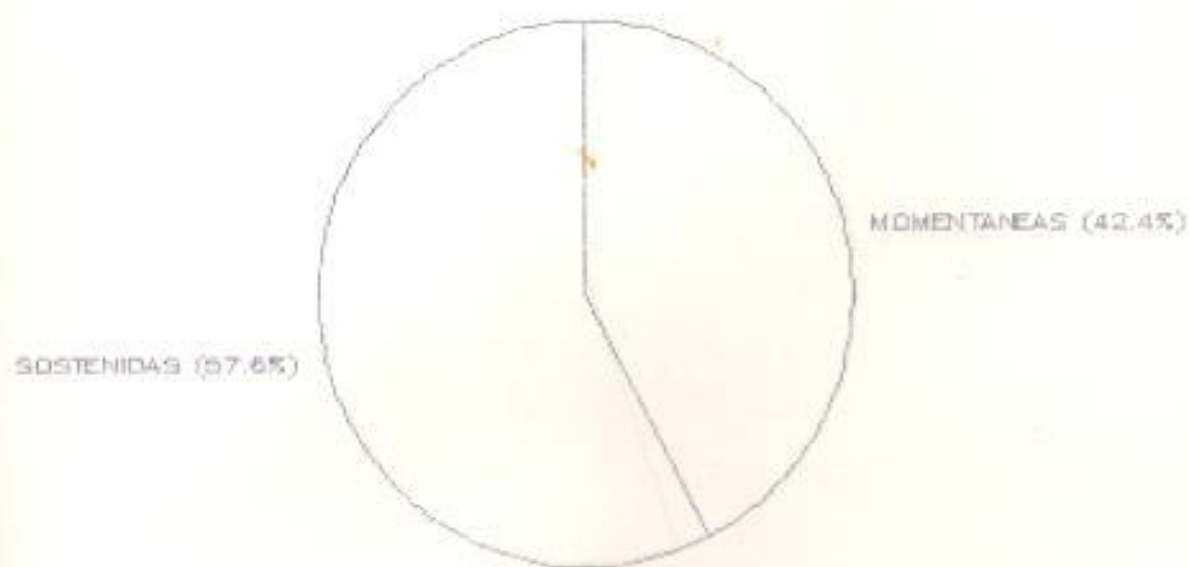
En las figuras 2.3.a y 2.3.b se puede apreciar gráficamente la incidencia de las interrupciones de origen externo en el total de las interrupciones del Sistema Guayaquil para los años 1983 y 1984.

De acuerdo a los porcentajes obtenidos, las in-



FIGURA 2.2

a.- INTERRUPCIONES EN ALIMENTADORAS  
DE ACUERDO A SU DURACION (1963)



b.- INTERRUPCIONES EN ALIMENTADORAS  
DE ACUERDO A SU DURACION (1964)

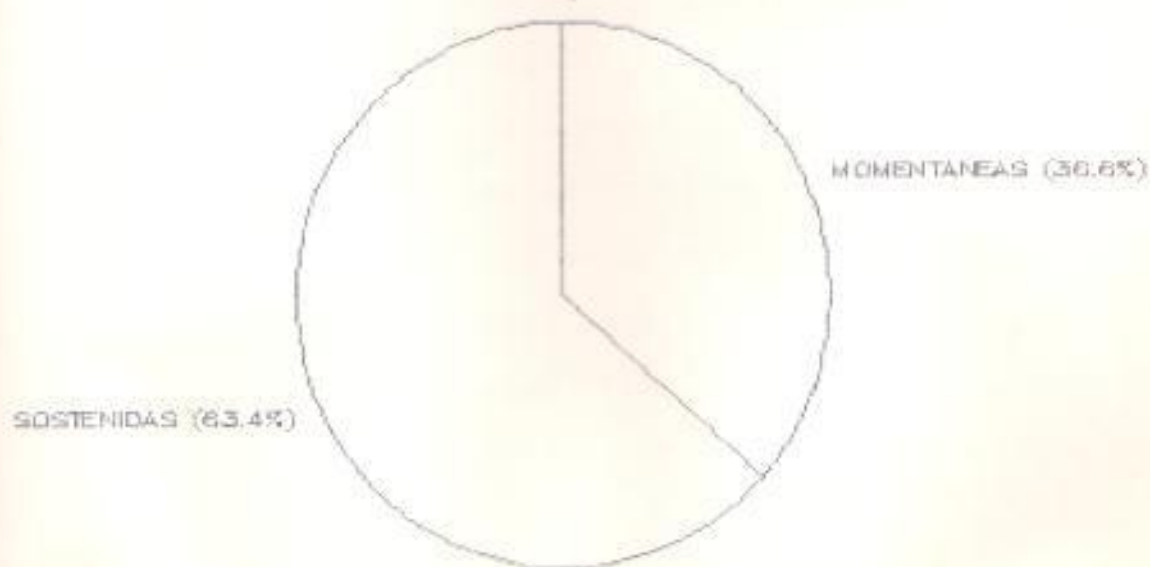
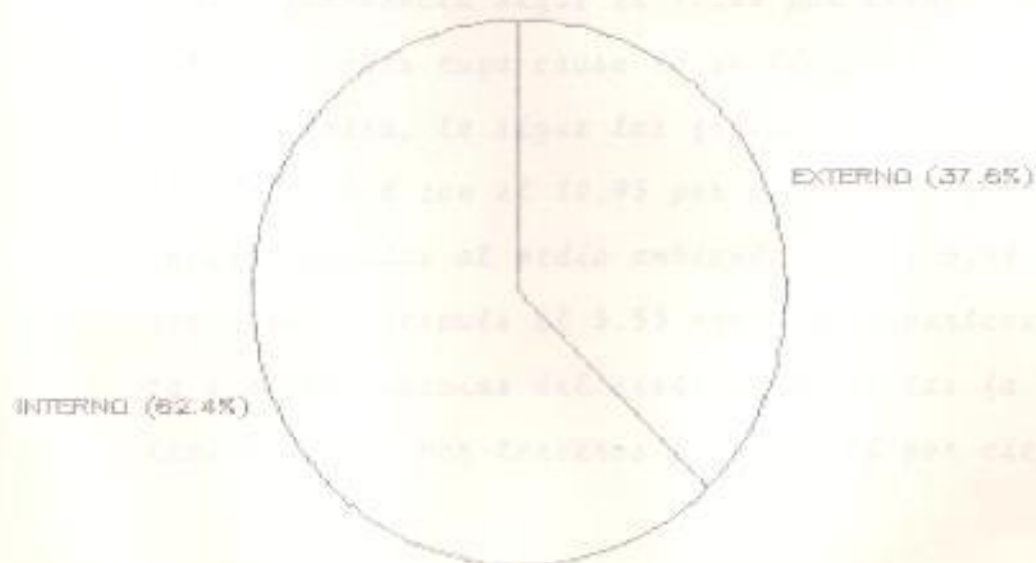


FIGURA 2.3

a. - INTERRUPTACIONES EN ALIMENTADORAS  
DE ACUERDO A SU ORIGEN (1983)



b. - INTERRUPTACIONES EN ALIMENTADORAS  
DE ACUERDO A SU ORIGEN (1984)



interrupciones programadas de alimentadoras de distribución alcanza el 18.26 por ciento, siendo la principal causa las interrupciones por maniobras con el 6.53 por ciento, seguida por las de mantenimiento con el 6.35 por ciento, luego las debidas a alteraciones de la configuración del sistema por expansiones o cambios con el 3.97 por ciento y por último el 1.41 por ciento debido a racionamiento por falta de capacidad en el sistema.

En cuanto a las interrupciones por causas no programadas notamos en la misma tabla que éstas llegan al 81.74 por ciento del total, éstas son las salidas por la operación automática de las protecciones. Después de la causa por generación y baja frecuencia sigue el 12.66 por ciento de interrupciones cuya causa no se llega a conocer en la empresa, le sigue las fallas de componentes de la red con el 20.95 por ciento, luego las salidas debidas al medio ambiente con el 5.98 por ciento, después el 5.53 por ciento pertenece a causas propias del sistema, luego las fa-llas causadas por terceros con el 3.08 por cien

to y por último el 1.19 por ciento de otras causas que no están clasificadas.

En las figuras 2.4.a y 2.4.b se muestran los porcentajes de las causas de las interrupciones para los años 1983 y 1984 como secciones del área de un círculo.

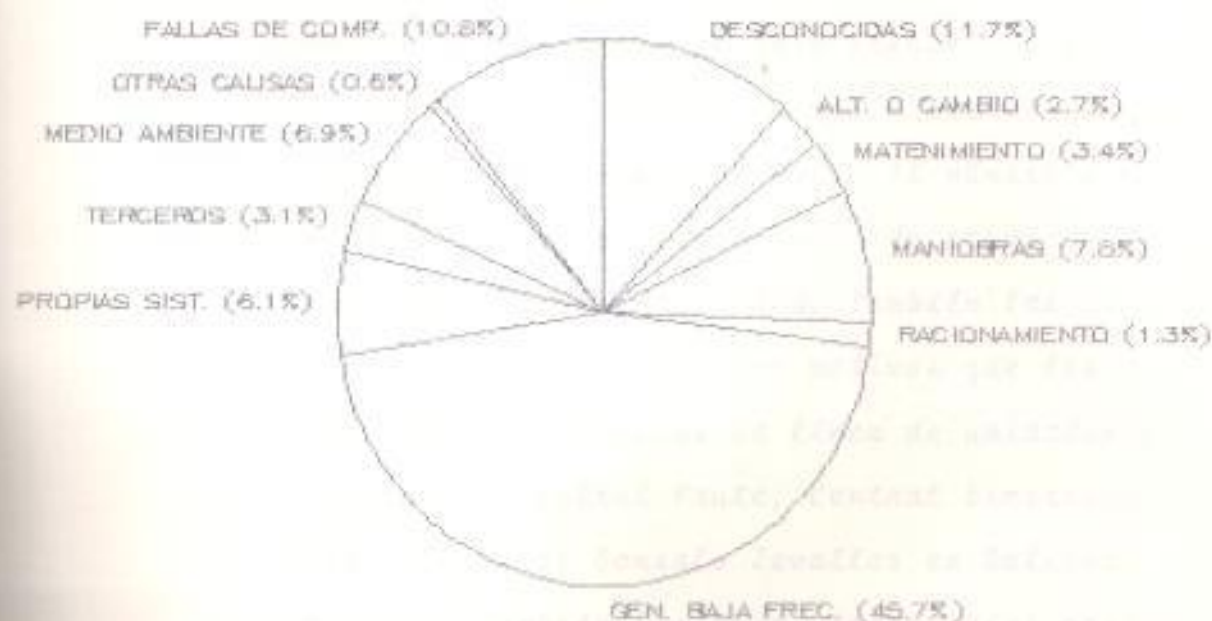
En cuanto al estado del tiempo se nota que el 85.37 por ciento de las interrupciones se producen cuando el tiempo es normal y el 14.63 por ciento cuando el tiempo es adverso.

### 2.2.3. Análisis estadístico de interrupciones por baja frecuencia

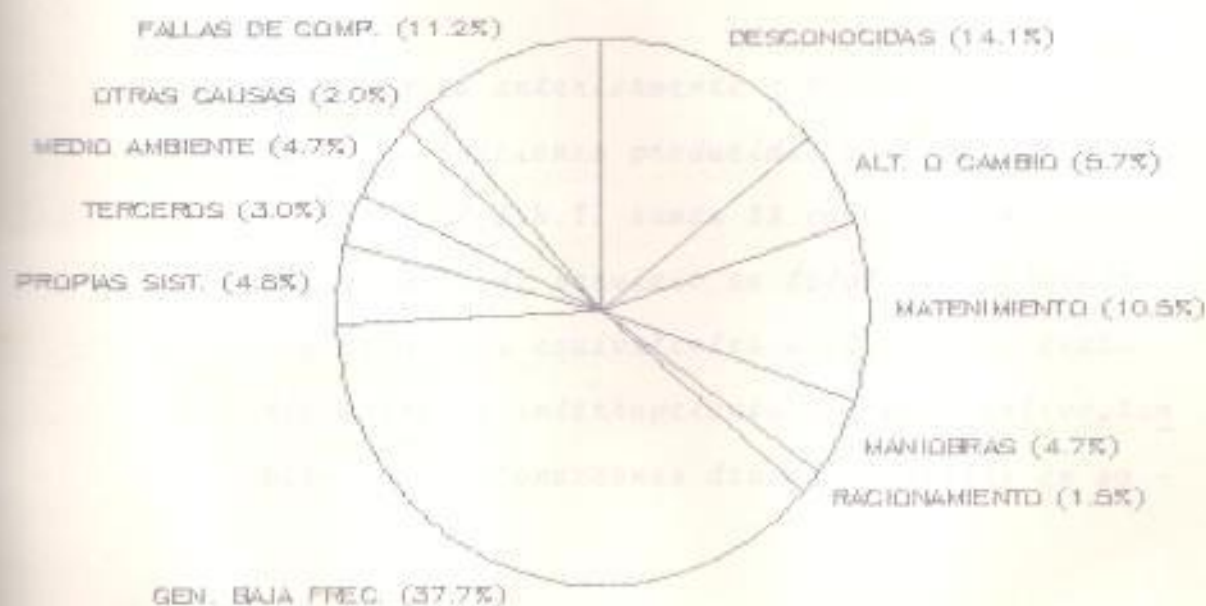
En la sección anterior se indicó en cuanto a las causas, que de todas las interrupciones del sistema de distribución primario, las debidas a la operación de relés de baja frecuencia tienen un porcentaje bastante elevado, llegando al 42.35 por ciento, es decir, de las 2.694 interrupciones analizadas, 1.141 tienen como causa una baja frecuencia en el sistema.

FIGURA 2.4

a.- INTERRUPCIONES EN ALIMENTADORAS  
DE ACUERDO A SUS CAUSAS (1983)



b.- INTERRUPCIONES EN ALIMENTADORAS  
DE ACUERDO A SUS CAUSAS (1984)



En la tabla XI se han agrupado todas las perturbaciones en el sistema que han ocasionado la operación de los relés de baja frecuencia en los años 1983 y 1984, indicando mes a mes el número de caídas de frecuencia y luego el número de alimentadoras que quedaron fuera de servicio en todas estas caídas, agrupando también las interrupciones de acuerdo a los motivos que las causaron, como son salidas de línea de unidades generadoras en Central Paute, Central Esmeraldas, Pucará y Central Gonzalo Zevallos en Salitral Guayaquil, también las bajas frecuencias ocasionadas por desconexiones de unidades generadoras del propio Sistema Guayaquil, por salidas de líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado y de sus subestaciones.

De la tabla anteriormente citada notamos que las perturbaciones producidas por salidas de unidades del S.N.I. suman 88 caídas de frecuencia sacando de servicio en total 802 alimentadoras primarios equivalentes a 70.29 por ciento del total de interrupciones por este motivo, también las desconexiones debidas a fallas en su -

TABLA II

## INTERRUPCIONES DE ALIMENTADORAS POR BAJA FRECUENCIA

	CENTRAL PAUTE	CENTRAL ESMERALDAS	CENTRAL PUCARA	U.V. INECEL SALITRAL	U. SISTEMA GUAYADUIL	S/E S.N.I.	L/T S.N.I.	PROBLEMAS INTERCONEX	MALA OPERAC.	TOTAL
ENE 83				1 - 4	1 - 5		2 - 8			4 - 17
FEB 83		3 - 40			1 - 4			1 - 4		5 - 48
MAR 83	1 - 7	2 - 28			3 - 15		2 - 8	1 - 4		9 - 62
ABR 83		4 - 26		1 - 23	2 - 7			2 - 8	2 - 8	11 - 72
MAY 83		1 - 4		1 - 7	4 - 16					6 - 27
JUN 83				1 - 11			1 - 4			2 - 15
JUL 83	7 - 45			1 - 4			1 - 4			9 - 53
AGO 83	12 - 103					2 - 40	1 - 4			15 - 147
SEP 83	1 - 10			1 - 29				2 - 6		4 - 45
OCT 83			1 - 4							1 - 4
NOV 83	14 - 119			3 - 18						17 - 137
DIC 83	8 - 50	1 - 4			1 - 3	1 - 33				11 - 90
SUBT 83	43 - 334	11 - 102	1 - 4	9 - 96	12 - 50	3 - 73	7 - 28	6 - 22	2 - 8	94 - 717
ENE 84	10 - 127			1 - 4						11 - 131
FEB 84					1 - 4					1 - 4
MAR 84	4 - 59						1 - 10			5 - 69
ABR 84	1 - 18				1 - 3					2 - 21
MAY 84										
JUN 84										
JUL 84	2 - 8									2 - 8
AGO 84										
SEP 84	1 - 4	1 - 12								2 - 16
OCT 84		2 - 8		2 - 15						4 - 23
NOV 84				1 - 4			1 - 38			2 - 42
DIC 84	1 - 52				1 - 5	1 - 48		1 - 5		4 - 110
SUBT 84	19 - 268	3 - 20	0 - 0	4 - 23	3 - 12	1 - 48	2 - 48	1 - 5	0 - 0	33 - 424
TOTAL	62 - 602	14 - 122	1 - 4	13 - 119	15 - 62	4 - 121	9 - 76	7 - 27	2 - 8	127 - 1141

bestaciones y salidas de líneas de transmisión del S.N.I., suman 22 desconexiones con 269 interrupciones al sistema de distribución equivalente al 23.58 por ciento.

Resumiendo se puede decir que de las 1.141 interrupciones de alimentadoras provocadas por pérdida de frecuencia, el 93.87 por ciento equivalente a 1.071 desconexiones tienen origen externo al Sistema Guayaquil, lo que equivale a concluir que de 2.694 que es el número total de interrupciones a nivel primario para el período estudiado, el 39.76 por ciento, se deben a perturbaciones ocurridas en el Sistema Nacional Interconectado, que causaron la operación de los relés de baja frecuencia en el sistema de Emelec.

En la tabla XII se han detallado para los años 1983 y 1984 las operaciones de los diferentes pasos del esquema de rechazo de carga por baja frecuencia, detallando los motivos como: pérdida de generación en general, fallas en el sistema de transmisión y subestaciones, y otras.



TABLA XII

## OPERACIONES DEL ESQUEMA DE BAJA FRECUENCIA POR PASOS

	1° PASO	2° PASO	3° PASO	4° PASO	5° PASO	TOTAL	
1.983	GENERACION	41	25	6	3	1	76
	S.TRANSM. S/E	7	1	-	2	-	10
	OTROS	8	-	-	-	-	8
	TOTAL 1.983	56	26	6	5	1	94
1.984	GENERACION	17	7	3	1	1	29
	S.TRANSM. S/E	-	1	-	1	1	3
	OTROS	1	-	-	-	-	1
	TOTAL 1.984	18	8	3	2	2	33
TOTAL 83-84	74	34	9	7	3	127	

En las figuras 2.5.a y 2.5.b se presentan para los años 1983 y 1984 respectivamente, diagramas de barras que representan el número de interrupciones de alimentadoras en cada mes, diferenciando las debidas a baja frecuencia y las debidas a todas las otras causas.

#### 2.2.4. Análisis estadístico de interrupciones por tiempo de duración

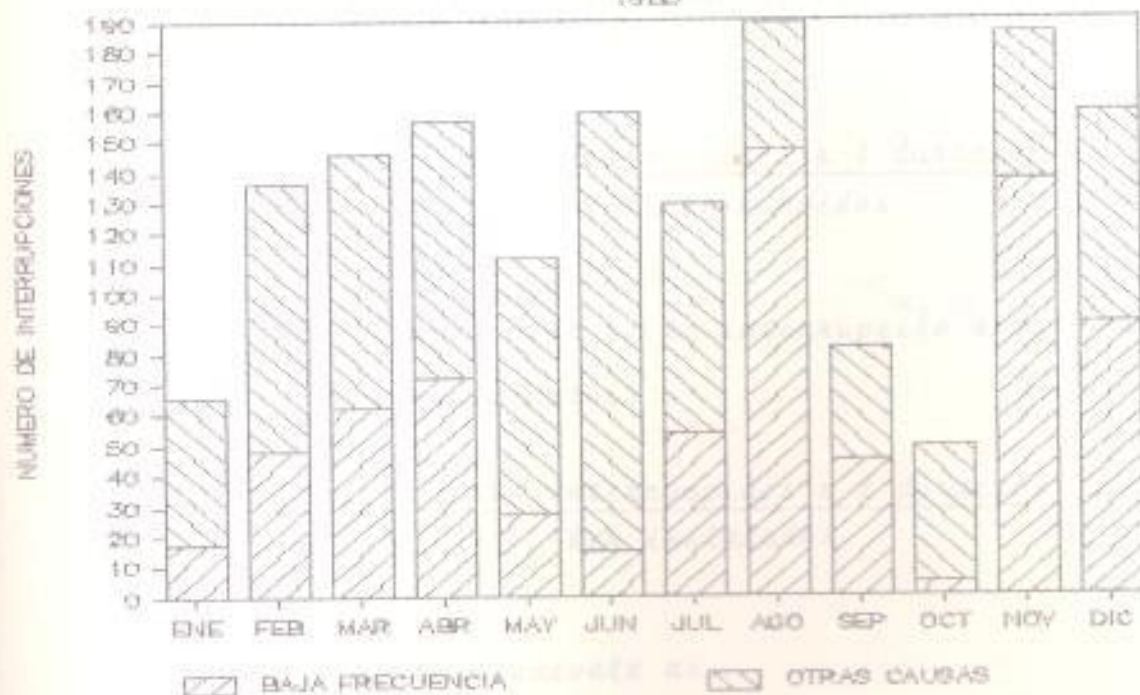
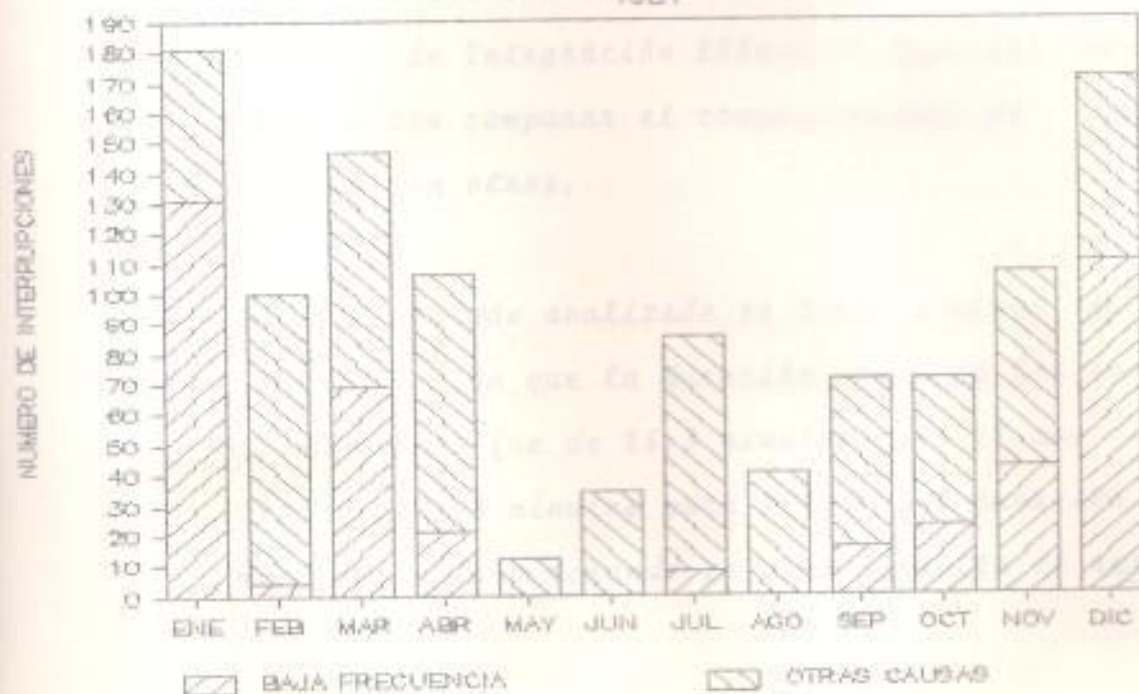
El restablecimiento de la energía en un área fuera de servicio es una tarea difícil por muchos factores, entre los que se incluye a la presión del tiempo como uno de los principales.

Es que el tiempo de duración de las interrupciones juega un papel importante en la medida de la continuidad del servicio en un sistema, continuidad que viene dada por los índices siguientes:

-  $F_i$  Frecuencia media anual de interrupción

$$F_i = \frac{\Sigma \text{KVA interrumpidos en el año}}{\text{KVA instalados}} \quad (1.1)$$

FIGURA 2.5

a.-INTERRUPCIONES EN ALIMENTADORAS  
1983b.-INTERRUPCIONES EN ALIMENTADORAS  
1984

- $D_i$  Duración media anual de las interrupciones (minutos)

$$D_i = \frac{\sum \text{KVA interrumpidos} \times t \text{ duración}}{\sum \text{KVA interrumpidos}} \quad (1.2)$$

- $T_i$  Tiempo total de <sup>equivalente</sup> la interrupción <sup>que</sup> anual promedio (minutos)

$$T_i = \frac{\sum \text{KVA interrumpidos} \times t \text{ duración}}{\text{KVA instalados}} \quad (1.3)$$

Lo que equivale a:

$$T_i = F_i \times D_i \quad (1.4)$$

Estos índices son recomendados por el "CIER", Comisión de Integración Eléctrica Regional, para permitir comparar el comportamiento de un sistema con otros.

Para el período analizado se tiene a nivel de subtransmisión que la duración media de las interrupciones fue de 28.3 minutos para el año 1983 y de 31.8 minutos para 1984, esta duración media se obtuvo tomando en consideración el res

tablecimiento total de la línea afectada.

En el campo de las alimentadoras primarias, se han dividido los tiempos de duración de las interrupciones de acuerdo al tipo, así tenemos interrupciones instantáneas en las cuales los reconectadores trabajan poniendo nuevamente la línea en servicio en escasos segundos; interrupciones no instantáneas o las que requieren de un cierre manual del disyuntor para su restauración; y las interrupciones ocurridas por operación de los relés de baja frecuencia. Los tiempos promedios de estas interrupciones para cada año son los siguientes:

ANO: 1983

Interrup. instantáneas:	399	$\bar{t} = 0$
Interrup. no instantáneas:	454	$\bar{t} = 30.46 \text{ min}$
Interrup. por baja frec.:	<u>717</u>	$\bar{t} = 12.37 \text{ min}$
Total de interrupciones:	1570	$\bar{t} = 14.46 \text{ min}$

ANO: 1984

Interrup. instantáneas:	285	$\bar{t} = 0$
Interrup. no instantáneas:	415	$\bar{t} = 27.93 \text{ min}$

Interrup. por baja frec.: 424  $\bar{t} = 32.08$  min  
 Total de interrupciones: 1124  $\bar{t} = 22.41$  min

Tanto el número de interrupciones instantáneas como los tiempos promedios se obtuvieron de los mismos archivos de reportes de interrupciones utilizados para elaborar las tablas IX, X y XI.

#### 2.2.5. Análisis estadístico de interrupciones por racionamiento

Cuando por falta de energía, sea ésta por falta de generación o por falla en algún equipo del sistema propio, o del Sistema Nacional Interconectado, como transformadores, líneas de transmisión, autotransformadores, que imposibilitan el restablecimiento total del sistema, se tiene que racionar algunas veces el servicio a varios sectores por períodos prolongados de tiempo, racionamiento que casi siempre se lleva a efecto alrededor de la hora de máxima demanda.

Para el período analizado han habido relativamente pocas interrupciones por este motivo en

el Sistema Guayaquil, ocurrieron veintiun desconexiones en el año 1983 con un tiempo promedio de restablecimiento de 55.48 minutos, muy por encima del tiempo medio del total de interrupciones para el mismo año que fue de 14.46 minutos. En el año 1983 se produjeron diecisiete aperturas de alimentadoras por racionamiento con un promedio de tiempo de normalización de 50.25 minutos, también mucho mayor a 22.41 minutos que es la media de la duración de todas las interrupciones ocurridas en el mismo año.

Fuera del período 1983-1984 analizado, preocupa en gran forma las desconexiones que por racionamiento hubo que realizar en el primer semestre de 1985 debido precisamente a fallas en las subestaciones del Sistema Nacional Interconectado.

En los meses de marzo y junio de 1985 ocurrieron respectivamente 27 y 11 aperturas de alimentadoras por racionamiento, con un tiempo promedio por alimentadora fuera de servicio de 78.48 minutos, tiempo bastante considerable si lo comparamos con los tiempos promedio de las inte -

rrupciones para los años 1983 y 1984. Los motivos de estas interrupciones por racionamiento fueron fallas en los autotransformadores 138/69 KV de la subestación Salitral de Inecel.

Problemas como estos son los que obligan a tener un programa de racionamiento del que se tratará en detalle en el numeral 6.3. X



## CAPITULO III

### ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

#### 3.1. Criterios a nivel nacional

Cuando un sistema de potencia está en operación estable y con frecuencia normal, la potencia mecánica total de entrada a los generadores desde los primo motores es igual a la suma de todas las cargas conectadas más la suma de todas las pérdidas de potencia real en el sistema, lo que equivale simplemente a decir que la suma de generación es igual a la suma de cargas más la suma de pérdidas, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$\Sigma \text{ GENERACION} = \Sigma \text{ CARGAS} + \Sigma \text{ PERDIDAS} \quad (3-1)$$

Las masas rotativas de los rotores turbina-generador actúan como un depósito de energía cinética: cuando la potencia mecánica de entrada al sistema es insuficien-

te, los rotores reducen su velocidad, supliendo energía al sistema; asimismo, cuando se tiene un exceso en la potencia mecánica de entrada, aumenta la velocidad de ellos, absorbiendo energía. Cualquier cambio en la velocidad causa una variación proporcional en la frecuencia.

Las unidades generadoras cuentan con un dispositivo llamado gobernador, que se encarga de sensar pequeños cambios de velocidad que resultan de las variaciones normales de la carga. Estos gobernadores ajustan la potencia mecánica de entrada a la unidad generadora con la finalidad de mantener la igualdad expresada en la ecuación (3-1) a frecuencia normal.

Cuando en el Sistema Nacional Interconectado suceden grandes cambios en la capacidad de generación debidos ya sea a la salida de un generador o a la desconexión de líneas de transmisión que aislen alguna central generadora, se produce un gran desbalance en la ecuación (3-1) causando una caída rápida de frecuencia que los gobernadores no pueden controlar, siendo necesario en este caso rechazar carga rápidamente para mantener el equilibrio generación-carga y detener así la caída de

frecuencia para salvar el sistema de un colapso total.

El rechazo rápido de carga se consigue a través de los relés de baja frecuencia y mediante un esquema implementado a nivel nacional.

El propósito principal del esquema de rechazo de carga por baja frecuencia es el evitar el colapso total del Sistema Nacional Interconectado, ante fallas o disturbios que de otra manera lo llevarían a esa situación.

Para el caso de nuestro país, en el que Inecel es el distribuidor de energía en bloque, no conviene que el rechazo de carga se realice en sus instalaciones ya que dejaría sin servicio extensas zonas del país; por esta razón el esquema de seccionamiento de carga por baja frecuencia está dentro de los sistemas de las empresas eléctricas, habiéndose evitado en muchas ocasiones el colapso total del sistema gracias a la efectiva colaboración de las empresas desde 1980, año de su implementación.

Al proteger el sistema del colapso seccionando carga, hay que tener en cuenta el nivel más bajo de frecuen-

cia que se puede lograr de tal forma que las unidades de generación no lleguen a dispararse ni a sufrir daño, también es conveniente que luego de producirse el rechazo de carga el nivel de frecuencia se recupere a un valor tal en el cual las unidades de generación puedan operar sin sufrir deterioro físico. Existen dos áreas en donde se presentan los mayores problemas, que son:

- a. Los servicios auxiliares del generador accionados por motores, especialmente las bombas de agua de alimentación a la caldera, disminuyen su velocidad, reduciendo la salida del generador. Esto hace que comiencen peligrosamente a reducir los márgenes de seguridad de los sistemas de enfriamiento del generador.
  
- b. En las turbinas a gas y a vapor, los álabes de las últimas etapas, que son los más grandes y los de baja presión, son diseñados para operar libre de resonancia alrededor de 60 Hz. Cuando giran con carga pesada y cerca de los 58.5 Hz o menos, la frecuencia de excitación del vapor se aproxima a la de resonancia de los álabes, los cuales pueden así vi-

brar severamente, produciendo esfuerzos de fatiga. En promedio, los álabes no deben estar sujetos a un total de tiempo acumulativo mayor que diez minutos de vibraciones severas, ya que la pérdida de vida por fatiga es acumulativa. Los fabricantes proporcionan estos límites de frecuencia y tiempo para las turbinas.

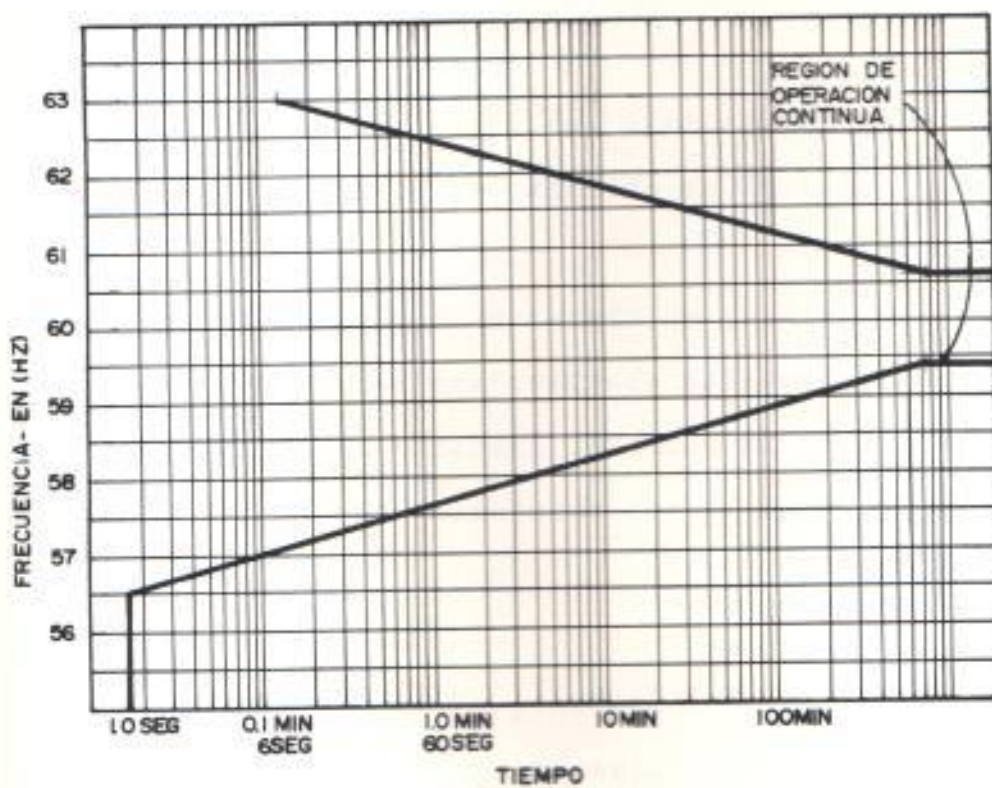
La figura 3.1 muestra la curva que representa el mínimo tiempo acumulativo al que pueden ser sometidas las turbinas de vapor para valores de sobre frecuencia y baja frecuencia, sin que alguna parte de la estructura de los álabes sufra deterioro. El análisis de una gran cantidad de datos de frecuencia de vibraciones para diferentes etapas de la turbina lleva a la recomendación de estos tiempos límites para operación fuera de frecuencia normal.

Para el rango de variación de frecuencia de  $\pm 1$  por ciento (59.4 a 60.6 Hz), la curva es horizontal, lo que significa que estas frecuencias no afectan a la vida de la estructura de los álabes de la turbina.

Desde el año 1980 estuvo en vigencia en el Sistema Na-

FIGURA 3.1.

--LIMITES DE FUNCIONAMIENTO FUERA DE FRECUENCIA DE TURBINAS A VAPOR.



cional Interconectado el siguiente esquema de seccionamiento de carga:

PASOS	FRECUENCIA DE OPERACION (Hz)	% DE CARGA SECCIONADA	TIEMPO DE RETARDO DEL RELE (CICLOS)
1	59.4	7	10
2	59.0	10	10
3	58.6	10	10
4	58.0	20	10

En este esquema por pasos los porcentajes de carga rechazada en cada paso se calculan de la carga remanente.

Emelec implementó por su cuenta un quinto paso que operó en algunas ocasiones evitando así apagones generales en el Sistema Nacional Interconectado. Este paso operó a 57.6 Hz de frecuencia con el 60 por ciento de carga rechazada.

Con el incremento de la generación de la Central Hidroeléctrica Paute y la interconexión de nuevos sistemas a la red nacional, Inecel creyó conveniente hacer un análisis de este esquema de seccionamiento, teniendo como objetivos principales:

- Evitar que fallas menores produzcan salidas de carga innecesarias, y
- Evitar que la frecuencia del sistema llegue a valores que pongan en peligro la integridad física de los equipos.

El estudio lo dividió Inecel en dos partes:

- a. Etapa provisional o Pre-Pascuales, esto es antes de la instalación del transformador de 150 MVA. 138/69 Kv. en la subestación Pascuales de Inecel, y
- b. Etapa definitiva o Post-Pascuales, esto es una vez instalado el transformador antes mencionado en subestación Pascuales y tomando su carga nominal.

El estudio en su primera etapa lo realizó Inecel, y para la segunda etapa contrató a la compañía "SWEDPOWER" de Suecia.

En vista de que con el esquema anterior, en muchas circunstancias, por un lado, la frecuencia bajó de 58.5 HZ por períodos relativamente largos de tiempo, y por



otro, pequeños disturbios ocasionaron seccionamientos de carga; Inecel propuso el siguiente esquema de rechazo de carga, como esquema provisional o Pre-Pascuales.

PASOS	FRECUENCIA DE OPERACION (HZ)	% DE CARGA SECCIONADA	TIEMPO DE ACTUACION (CICLOS) (t. relés + t. apertura interrupt)
1	59.2	7	12
2	59.0	10	12
3	58.8	10	12
4	58.6	20	12
5	58.5	Abrir <u>inter</u> <u>conexión</u> Guayaquil (52T1) <u>sepa</u> <u>rando</u> Central G. Zevallos del SNI.	12
	58.5	Abrir <u>inte</u> <u>rruptor</u> de unidad de vapor de Inecel.	3 segundos

Inecel justificó este nuevo esquema en base al análisis de estabilidad correspondiente, para las diferentes condiciones de demandas máxima, media y mínima del Sistema Nacional en el mes de julio de 1985.

Este nuevo esquema que rige en la actualidad y que fue

implementado a partir de noviembre de 1985, tiene las siguientes características:

- Mantiene los porcentajes de carga seccionada en cada paso.
- Disminuye la frecuencia de operación del primer paso en 0.2 Hz.
- Disminuye también la diferencia de frecuencia entre pasos.
- Y disminuye el retardo de tiempo de operación de los relés, unificando el tiempo total de actuación en 12 ciclos.

El esquema definitivo de seccionamiento de carga por baja frecuencia, el mismo que es el resultado del estudio elaborado por la Compañía Sueca es el que se detalla a continuación.

PASOS	FRECUENCIA	CARGA DESCONECTADA %	TIEMPO DE AC- TUACION
1	59.0	10	12 ciclos
2	58.7	15	12 ciclos
3	58.5	20	12 ciclos
4	58.0	25	12 ciclos
*	58.5	Unidad a vapor de Inecel	3 segundos

Este esquema tiene las siguientes características:

- Reducen el número de pasos, variando los porcentajes de carga seccionada en cada uno de ellos.
- Con relación al esquema provisional reduce la frecuencia de operación del primer paso en 0.2 Hz.
- Mantiene los 12 ciclos como tiempo total de actuación del relé y apertura del interruptor.
- No contempla la separación del Sistema Guayaquil del Sistema Nacional Interconectado.

### 3.2. Configuración del esquema de desconexión por baja frecuencia del sistema

Una vez que Inecel determina cuál debe ser el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, corresponde a cada una de las empresas y sistemas regionales implementar dicho esquema, respetando los parámetros que en él se imponen.

Las empresas eléctricas que tienen instalados relés de baja frecuencia son: Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. (EMELEC), Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.), Sistema Eléctrico Regional de Manabí (SERM), Empresa Eléctrica Riobamba S. A. (EERSA), Empresa Eléctrica Regional Centro Sur (EERCS).

En el caso del sistema que nos ocupa (EMELEC), se trata siempre en la medida de lo posible de cumplir con lo programado por Inecel, en cuanto a:

- La frecuencia a la que debe operar cada paso del esquema.
- Los porcentajes de carga que se rechaza en cada paso.
- Y el retardo de tiempo de los relés, para asegurar que el tiempo total de actuación se ajuste a los 12

ciclos.

Luego del quinto paso en el cual se separa el Sistema Guayaquil del Sistema Nacional Interconectado, Emelec implementó un sexto paso en el cual se rechaza el 60 por ciento de la carga remanente, operando a una frecuencia de 58.0 Hz. Este paso ha librado en algunas ocasiones al Sistema Guayaquil del colapso, en ocasiones en que ha existido colapso a nivel nacional.

En la implementación del esquema en el Sistema Guayaquil, se han instalado los relés de baja frecuencia del tipo electrónico o de estado sólido, que tiene las siguientes ventajas sobre los que operaron en principio que eran del tipo inducción:

- Tienen un código de ajuste tanto para frecuencia como para retardo de tiempo, que le da mayor precisión.
- Tienen mayor selectividad en el ajuste del retardo de tiempo.
- Son insensibles a los transientes causados por fallas.

- Tienen restricción de voltaje.

En la selección de las subestaciones, alimentadoras y líneas de subtransmisión, que conforman los pasos de la configuración del esquema de rechazo de carga por baja frecuencia del Sistema Guayaquil, intervienen algunos factores importantes que se detallan a continuación:

- Debido al orden descendente de valores de la frecuencia de operación de los pasos, y como lo muestra la tabla XII, siendo el número de operaciones del primer paso mayor que el del segundo, el número de salidas del segundo paso mayor que el tercero y así sucesivamente, se debe escoger para los primeros pasos a cargas cuyas subestaciones tengan operador, de tal manera que puedan ser restablecidas rápidamente.
- Por las mismas razones expuestas anteriormente, la carga que se escoja en los diferentes pasos deberá ser de menor importancia mientras más alto sea el valor de frecuencia de operación del paso.
- Considerar en la medida de lo posible la importancia

de la carga, de acuerdo a la clasificación por necesidades vitales y por importancia económica, tratadas en los numerales 1.6.1 y 1.6.2.

Conjugando estos factores y tratando de cumplir con los porcentajes de carga estipulados, se ha obtenido el siguiente esquema de rechazo de carga por baja frecuencia para nuestro sistema, el mismo que se implementó a partir de noviembre de 1985:

### ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

<u>Paso</u>	<u>Hz</u>		
1	59.2	S/E Guasmo 1 S/E Guasmo 2	(A. Cuba, A. Unión de Bananeros) (A. Floresta, A. Guasmo Sur, A. 25 de Julio)
2	59.0	Planta Guayaquil S/E Ceibos 1 S/E Ceibos 2	(A. Rumichaca, A. El Oro) (A. Lomas, A. Ceibos, A. C. Julio) (A. Miraflores, A. Norte)
3	58.8	S/E Torre 1  S/E Torre 2  S/E Alborada	(A. Torre 1, A. Torre 2, A. Torre 3) (A. Torre 4, A. Torre 5, A. Torre 6) (A. Alborada, A. Samanes)
4	58.6	S/E Esmeraldas 1  S/E Esmeraldas 2  S/E Atarazana  Transmisión Sur	(A. Tulcán, A. Trujillo, A. Av. del Ejército) (A. Antepara, A. Venezuela, A. 4 de Noviembre) (A. Atarazana 1, A. Atarazana 2) (S/E's Molinera, Universal, Pradera, Funasa, Autoridad Portuaria, Base Naval)
5	58.5	Disyuntor 52-T1	(Interconexión Central G. Zevallos - SNI)
6	58.0	S/E Boyacá 2  S/E Boyacá 3  S/E Garay 1  S/E Garay 2	(A. Córdoba, A. Nva. Boyacá, A. Panamá) (A. Roca fuerte, A. Padre Solano) (A. Colón, A. Aguirre, A. Hurtado, A. 10 de Agosto) (A. Orrellana, A. El Salado, A. Huancavilca, A. Vélez)
		Transmisión Cemento	
		Planta Guayaquil	(A. Alfaro)
		Planta Estero Salado	(A. San Eduardo)



## CAPITULO IV

### RECOPIACION DE INFORMACION Y UBICACION DE LA FALLA

#### 4.1. Recopilación de información

Luego de producirse una falla o un colapso en el sistema, una buena recopilación y canalización de la información y una rápida ubicación de la falla, es de una importancia valiosa para dar a los ingenieros de operación una rápida idea del estado de la red, para comenzar rápidamente con las maniobras previas a la restauración y proceder enseguida con la restauración en sí.

Se comenzará analizando los procedimientos para canalizar la información que deben suministrar los tableristas y operadores de plantas y subestaciones, el despacho de Inecel, la que nos dan los equipos de detección de fallas, la proporcionada por los usuarios, la proveniente del patrullaje de las líneas y los resultados obtenidos en las pruebas de circuitos.

La empresa encargada del suministro de energía a la ciudad de Guayaquil, dispone de un sistema de radio de alcance suficiente para cubrir todos los puntos adonde llega el servicio, es un sistema de comunicación compartida, en que todas las unidades pueden enterarse de las operaciones de trabajo normal y de condiciones emergentes.

Cuando se produce una emergencia, el personal que labora normalmente restringe sus comunicaciones por radio, con el propósito de que éste pueda ser utilizado sin obstáculo por el personal que tiene a cargo los operativos de la restauración del servicio.

#### 4.1.1. Información suministrada por tableristas y operadores de plantas y subestaciones

Una perturbación en el sistema, cualquiera que sea el origen o su causa, debe ser siempre despejada por los dispositivos de protección del sistema que son los relés, encargados de enviar señales de apertura a los diferentes disyuntores con que cuenta un sistema.

El tablerista u operador de la planta o subestación donde se ha detectado alguna desconexión de equipo o circuito procederá a ejecutar los siguientes pasos:

- Silenciará alarmas sonoras.
- Reconocerá y registrará alarmas, relés y disyuntores que han operado.
- Informará rápidamente a central de distribución a través de comunicación por radio, los relés, alarmas y disyuntores que han operado, y las condiciones de voltaje, frecuencia y capacidad momentáneas.
- Ejecutará la reposición de relés y alarmas y se pondrá en espera de órdenes de la central de distribución.
- Reportará a central de distribución cierre de disyuntores y maniobras ejecutadas.

La información que se envíe a central de distri

bución debe ser clara y concisa, pues esto ayuda a hacer el análisis de la red, y da la pauta para comenzar la búsqueda de la falla en forma más precisa.

Para operación de relés de sobrecorriente se debe usar la nomenclatura normalizada para la indicación de fase, unidad de tiempo o instantáneo, como sigue:

1 - T - I	1 - T	1 - I
2 - T - I	2 - T	2 - I
3 - T - I	3 - T	3 - I
T - T - I	T - T	T - I

Con relación a los relés de distancia, usado en las líneas de subtransmisión del sistema, lo normalizado es la especificación de fase y zona, como sigue:

Fase 1-2	- Zona	} 1, 2 ó 3
Fase 2-3	- Zona	
Fase 3-1	- Zona	

En los disparos de líneas de subtransmisión en los que se tiene operación de relé de distancia, la información de fase y zona, facilita la ubicación del sitio de falla, por cuanto en estas líneas se mantiene siempre el orden de las fases 1, 2 y 3 de abajo hacia arriba, por ser disposición vertical de conductores y por tener claramente definidas las zonas de protección como sigue:

Zona 1: 90% de la línea

Zona 2: 110% de la línea

Zona 3: 180% de la línea

Usada para respaldo en caso de líneas que conforman el anillo de subtransmisión del sistema.

Esta información es recopilada luego en la central de distribución y registrada en los reportes de interrupciones, siendo de mucha utilidad para verificar posteriormente los estudios de coordinación de la protección.

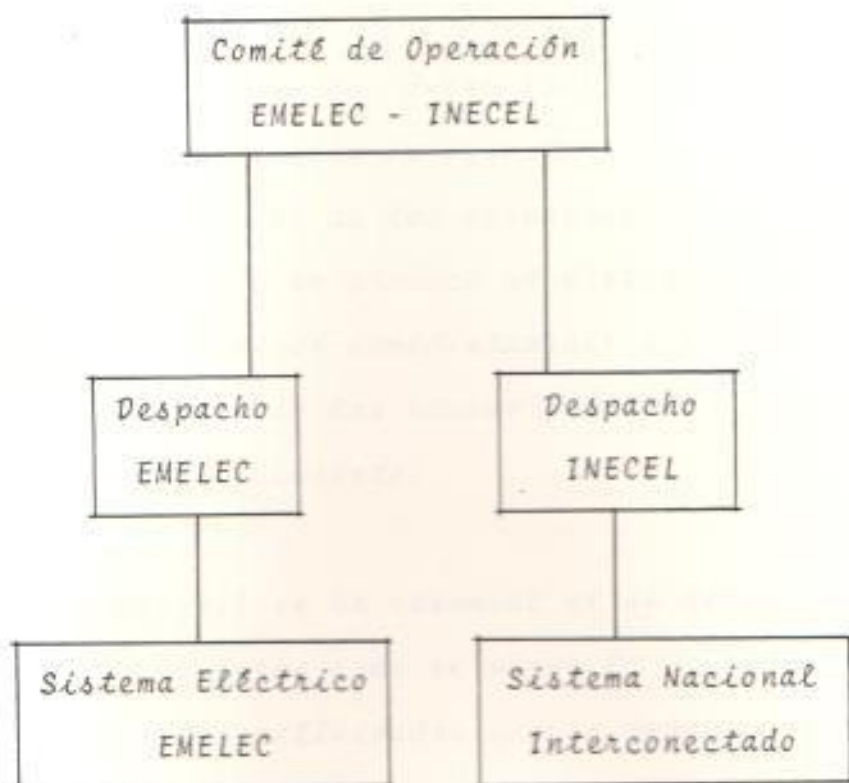
#### 4.1.2. Información del Sistema Nacional Interconectado

Debido a que el Sistema Guayaquil forma parte del Sistema Nacional Interconectado, existe un constante intercambio de información en condiciones de operación normal y también cuando se producen contingencias, ya que toda perturbación en uno de los sistemas se siente de una u otra forma en el otro.

Como se analizó en los numerales 2.2.1 y 2.2.2, las interrupciones del sistema de subtransmisión y de distribución originados por problemas en el Sistema Nacional Interconectado alcanzan los porcentajes de 31.30 y 41.72, respectivamente, luego la información que debe suministrar el subdespacho Guayaquil referente a estas situaciones emergentes son vitales para iniciar el análisis del estado de la red, y para comenzar después con el proceso de restauración, el mismo que muchas veces depende de la entrega de energía por parte del S.N.I. para su culminación total.

La organización de la operación del Sistema Guayaquil y el Sistema de Inecel está establecida

por el Comité de Operación; cuyas funciones están determinadas en los respectivos contratos de compra-venta de energía (ver diagrama de bloques).



Los procedimientos de restablecimiento a nivel nacional serán establecidos por el Comité de Operación, el que analiza los siguientes casos:

- Colapso total.

- Colapsos parciales, pérdida de generación en cualquier zona.
- Pérdidas importantes de carga en los puntos principales.

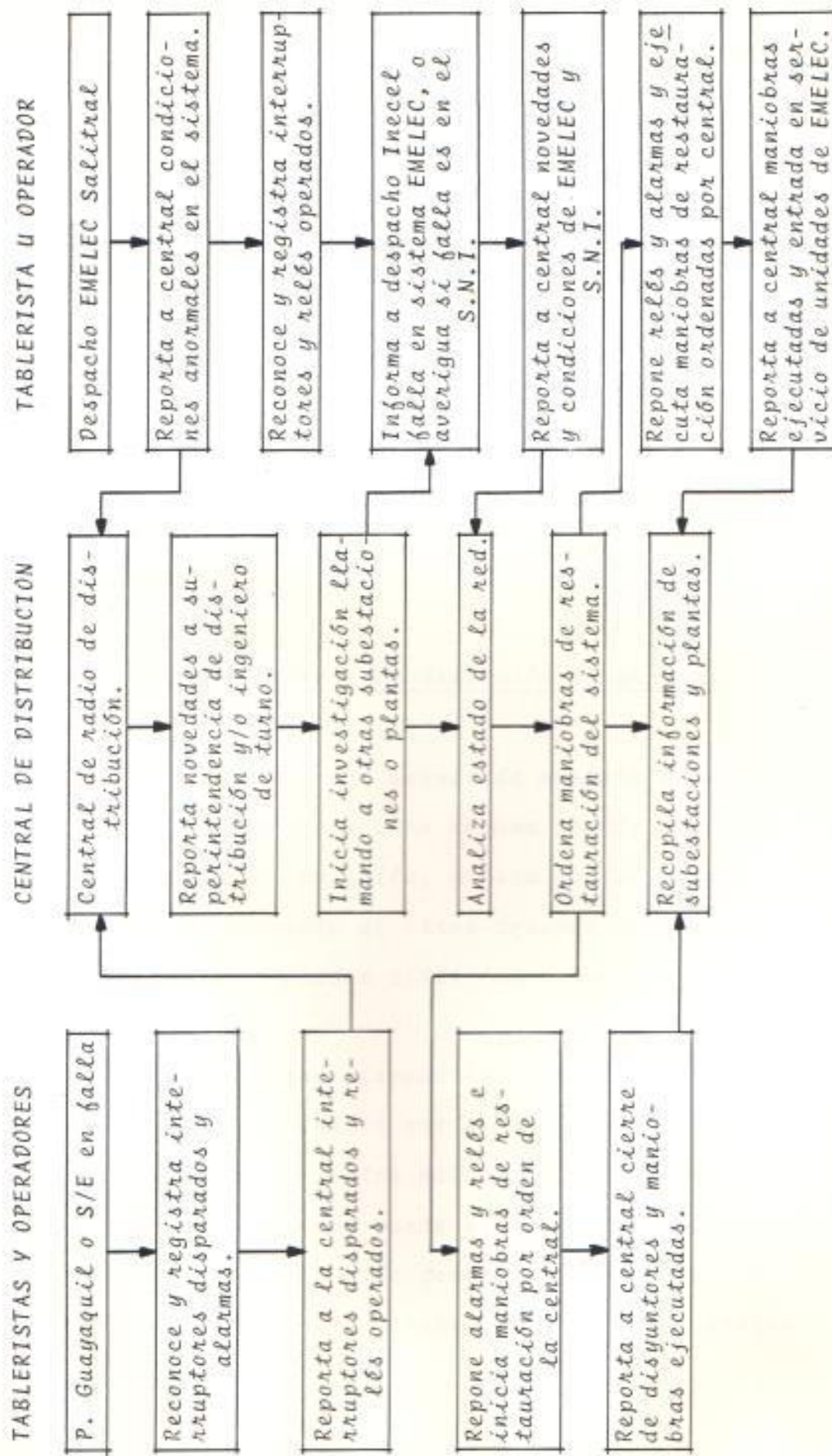
Todas las maniobras que deben realizarse en condiciones de emergencia se ejecutarán previa comunicación a través de los despachos de carga. El sistema en que se produce un disturbio está obligado a comunicar inmediatamente a los otros sistemas, indicando las causas y tiempo aproximado de restablecimiento.

En la figura 4.1 se ha resumido en un diagrama de bloques la forma como se mueve la información, y ciertas actividades que se deben cumplir entre la central de radio de distribución, los tableristas y operadores del despacho de Emelec en el Salitral y los de subestaciones o planta en la cual se detecta falla u operación de algún equipo.

#### 4.1.3. Equipo de detección de falla



**Figura 4.1 COORDINACION DE ACTIVIDADES Y FLUJO DE INFORMACION ENTRE CENTRAL DE RADIO DE DIS-  
TRIBUCION Y TABLERISTAS U OPERADORES LUEGO DE UNA FALLA**



El sistema eléctrico Guayaquil cuenta con varios dispositivos de detección de fallas, que son otra fuente valiosa de información para las personas encargadas del análisis y la restauración del sistema luego de una falla.

Entre estos dispositivos hay dos clasificaciones de acuerdo a la función que realizan, así se tiene:

#### A. Equipos activos de detección de fallas

Son aparatos que además de mostrar alguna señal visual, ejecutan alguna acción tendiente a despejar la falla, ya sea por sí mismos o por intermedio de otros equipos de interrupción. Se pueden citar los siguientes:

1. Relés: son dispositivos electromecánicos o electrónicos que se calibran para que operen a ciertos valores de alguna señal eléctrica que puede ser corriente, voltaje, frecuencia o la combinación de ellas, por lo general a través de contactos envían

señales a otros equipos encargados de la interrupción. En el Sistema Guayaquil se tiene instalados estos equipos en plantas y subestaciones, habiendo de diversos tipos como: sobrecorriente, sobrevoltaje, de distancia, potencia inversa, diferencia - les, baja frecuencia, etc.

2. Reconectadores: son dispositivos con control electrónico capaces de distinguir entre una falla instantánea y una falla permanente. Al sensar una corriente de falla ejecuta operaciones de apertura y cierre de la línea, de tal manera que permite que ésta quede con servicio normal si la falla es instantánea o temporal; en cambio, si la falla es sostenida, el reconectador después de una serie predeterminada de operaciones de apertura-cierre, desconectará definitivamente la línea, dejando una señal visible que indica que la alimentadora está fuera de servicio.

El Sistema Guayaquil tiene instalado reco

nectadores en todas las subestaciones ubicadas a la intemperie.

3. Seccionadores: son dispositivos de protección que aíslan automáticamente secciones falladas de una línea de distribución primaria, ya que cuentan las operaciones del dispositivo de respaldo (reconectador) durante condiciones de falla y después de un preseleccionado número de operaciones de éste, el seccionador abre, dejando accionado un indicador visual, fácilmente observable desde el nivel de la calle.

En el Sistema Guayaquil se está implementando el uso de seccionadores en los puntos donde las alimentadoras se hacen subterráneas para aislar la falla cuando ésta se produce en la parte subterránea, permitiendo así que la sección aérea quede en servicio.

4. Fusibles corta circuito: también son elementos capaces de interrumpir fallas y

presentar su propio porta elemento en posición abierto como indicativo visual de que han detectado falla. En el sistema primario de distribución hay un sinnúmero de estos elementos, instalados en los ramales de las alimentadoras, y como protección tanto de transformadores convencionales como de acometidas en alta tensión.

#### B. Equipos pasivos de detección de fallas

Son aparatos que detectan falla y no ejecutan ninguna acción tendiente a despejar la misma, los únicos de este tipo instalados en el sistema son los:

- Indicadores de falla: son aparatos que ante la circulación de corriente de falla en el lugar donde están instalados, activan únicamente indicadores visuales permitiendo de esta manera indicar que el punto de falla está más adelante; luego, considerando el lado de la fuente, se puede ubicar el tramo de línea en el cual se ha producido

la falla, que será el comprendido entre el último indicador activado y el primero sin activar.

En el Sistema Guayaquil se tiene instalados únicamente en la parte subterránea de algunas alimentadoras, indicadores de falla (como los que se muestran en la foto de la figura 4.2), que son unidades monofásicas instaladas en cada una de las fases en un mismo punto de la línea, por lo general antes y después de las vías de seccionalización.

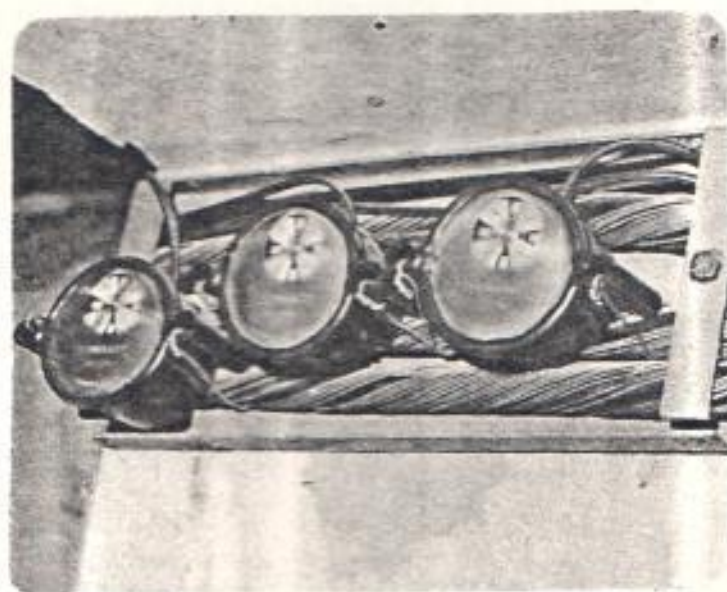


Figura 4.2 "INDICADORES DE FALLA"

Cuando se produce una desconexión en una alimentadora con parte subterránea, la revisión de los indicadores de falla permite ubicar el tramo en el que ha ocurrido la falla, así como también la fase en que ésta ocurrió.

#### 4.2. Ubicación de la falla

##### 4.2.1. Información suministrada por los usuarios

De acuerdo a los resultados obtenidos en el capítulo II y considerando las tablas IX y X, se tiene que aproximadamente el 70 por ciento de las interrupciones del sistema de subtransmisión y el 40 por ciento de las del sistema de distribución, no son interrupciones programadas, ni son debidas a la operación de los relés de baja frecuencia, por lo tanto son interrupciones para las cuales hay que buscar la causa y ubicar el sitio de falla.

Es en este proceso de ubicación de la falla y establecimiento de la causa donde tiene mucha

importancia la información suministrada por los usuarios, de acuerdo a si se sabe o no en la central de radio de distribución que ha habido la desconexión de alguna alimentadora o sub-transmisión, información que se la puede clasificar en:

1. Cuando se conoce de la desconexión: cuando el circuito fallado que está fuera de servicio pertenece o se origina en una planta o en una subestación donde se tiene tablerista u operador, y estos comunican rápidamente a la central de radio de distribución de la desconexión existente, entonces la información de los usuarios sea vía teléfono o por acercamiento directo a la central, se la clasifica en:

- Información intrascendente: es aquella que no aporta en nada para la ubicación del sitio de falla o para el establecimiento de la causa de la misma, el usuario simplemente se limita a reportar que en tal sector está sin el servicio eléctrico.



- Información importante: es aquella que nos permite ubicar rápidamente el sitio de la falla, ya que el usuario a más de informar que está sin servicio eléctrico, reporta novedades que han alarmado al sector como explosiones, fogonazos, chisporroteos, objetos sobre las líneas o líneas arrancadas, de tal manera que enviando a ese lugar a un supervisor o una cuadrilla de linieros, se puede comprobar si se trata o no de la falla que originó la desconexión.
2. Cuando no se conoce de la desconexión: debido a que existen en el sistema nueve subestaciones que no tienen operador, que son La Torre, Esmeraldas, Atarazana, Mapasingue, Saucés, Pascuales, Alborada, América y Pradera, y que por lo tanto al existir alguna desconexión o algún problema en cualquiera de ellas en la central de radio no se conoce rápidamente de esta situación.

La información suministrada por los usuarios en este caso es muy útil, el telefonista de

la central debe analizar cuando tiene varias llamadas de sectores que no son muy distantes entre sí, pero sí lo suficientemente cercanos como para sospechar que se trata de toda una alimentadora que probablemente esté fuera de servicio; debe dar parte al personal de emergencia de turno para que éste verifique en la subestación respectiva la existencia o no de la desconexión.

#### 4.2.2. Inspección visual

Cuando se tiene alguna interrupción del servicio por desconexión fortuita de líneas, sean éstas de subtransmisión a 69 KV, o de distribución primaria a 13.8 ó 4.16 KV, la inspección visual o patrullaje de las líneas es de mucha importancia para dar con la ubicación del sitio de falla.

En el sistema que nos ocupa, el patrullaje se realiza por lo general en líneas aéreas, ya que en circuitos subterráneos la inspección visual se limita a la revisión de ciertas bóvedas o

centros de cargas principales.

En el patrullaje de líneas aéreas hay que considerar algunos factores como:

A. Personal disponible: el ingeniero encargado de la emergencia distribuye el recurso humano el mismo que varía según la hora de la emergencia; así, si ésta se presenta entre horas laborables como 07H30 a 15H30, puede contar en un momento dado con dos ingenieros asistentes, tres ingenieros de distribución y cuatro supervisores de líneas, personal que se distribuye de acuerdo a su mejor ubica-ción para el propósito deseado.

Si la contingencia se presenta luego de las horas normales de trabajo, o sea entre 16H00 a 24H00, o entre 00H00 a 07H30, el personal disponible se limita exclusivamente al personal de turno, así el Superintendente de Dis-tribución puede contar con un ingeniero asistente, un ingeniero de distribución y un supervisor de líneas, contando además en la

tarde y en la noche con el apoyo de tres cuadrillas de líneas y cuatro parejas de la guardia permanente, y en la madrugada con tan solo dos parejas de esta última guardia.

B. Tipo de línea: básicamente por su longitud, tipo de estructura, nivel de tensión, longitud del vano, etc., se puede dividir en dos tipos que son:

1. Líneas de subtransmisión: las líneas de 69 KV del Sistema Guayaquil tiene una longitud que oscila entre 8.6 kilómetros como subtransmisión Garay y 25 kilómetros como subtransmisión Pascuales, por lo tanto cuando se tiene que recorrer este tipo de líneas hay que dividirla en varias partes tomando para esto como referencia, ciertas calles o avenidas, puntos de seccionamiento, cambios de dirección de la línea, etc., división que se hará de acuerdo al personal disponible y su ubicación.

En la revisión hay que tomar en cuenta principalmente, objetos sobre las líneas, estado de aisladores, continuidad del hilo de guardia, proximidad de ramas o vegetación, cosa que se facilita por tener vanos más largos y por ende menor número de estructuras. También debe prestarse mucha atención al pasar por donde hay edificios en construcción, ya que con frecuencia originan desconexiones ya sea por el andamiaje o por accidentes de trabajadores al movilizar varillas, etc.

2. Líneas de distribución: para el patrullaje de estas líneas se requiere menos personal ya que son líneas generalmente más cortas, cuya longitud varía entre dos y cinco kilómetros con excepción de alimentadoras como la que sirve a la vía a la Costa que tiene más de veinte kilómetros, y de alimentadora La Toma que nace en la subestación Germania ubicada en el kilómetro 16.5 y llega al kilómetro 28, por la vía a Daule.

En este tipo de líneas se tiene muchos ra  
males con puentes fijos que deben ser re-  
visados ya que forman parte de la troncal,  
hay más estructuras debido a los vanos  
más cortos en las cuales la revisión se  
dificulta ya que son más complejos por te  
ner más elementos que las conforman, como  
crucetas, cajas fusibles, puentes o trans  
formadores, puentes a cajas fusibles, ais  
ladores, y a veces tienen dos niveles de  
primario.

También en la revisión de estas líneas  
hay que observar la cercanía de árboles,  
ya que por tener menor altura son más fá-  
ciles de ser alcanzadas por éstos. Las  
construcciones merecen atención prolija,  
debido a que los obreros de éstas arrojan  
desperdicios sobre las líneas.

En el Sistema Guayaquil es costumbre siem  
pre que hay una desconexión de una alimen  
tadora y ésta es puesta en servicio por  
acción del reconectador, recorrer de to -

das maneras la línea, para establecer la causa de la desconexión y eliminarla para evitar así nuevas desconexiones.

- C. Hora de la emergencia: el patrullaje de líneas es también influenciado por la hora en que se realiza, así tenemos que a ciertas horas de la mañana, de la tarde y al comenzar la noche, se dificulta el patrullaje en sectores cercanos al centro de la ciudad por el intenso tráfico vehicular que causa embotellamientos producidos por el mismo apagón al dejar fuera de servicio a los semáforos.

En horas de la noche se dificulta el patrullaje de líneas debido a la poca visibilidad y a la incomodidad por el uso de un reflector.

- D. Estado del tiempo: en los meses de invierno en los que aparece la estación lluviosa, el patrullaje de líneas se torna problemático, ya que se ve entorpecido por los aguaceros que son muy frecuentes y que ocasionan desco

nexiones, sobre todo cuando vienen acompañados de descargas atmosféricas.

#### 4.2.3. Pruebas

En algunos casos en que resulta difícil ubicar el motivo o el sitio exacto donde ocurrió la falla en ciertas interrupciones de líneas, es necesario recurrir a las pruebas de energización de la línea para poder lograrlo.

Las pruebas de líneas se realizan cuando hasta cierto punto por un lado se van agotando las posibilidades de ubicar la falla, sea mediante la información suministrada por los usuarios o por la inspección o patrullaje de líneas; y por el otro lado cuando los minutos pasan y la duración de la interrupción se va prolongando en forma preocupante.

Para hacer el análisis de las pruebas de líneas que a menudo se realizan en el Sistema Guayaquil es necesario hacerlo por cada tipo de línea como sigue:



#### A. Pruebas en líneas de subtransmisión

Cuando en el Sistema Guayaquil se tiene la desconexión de una línea de subtransmisión, se piensa siempre en dos factores que son predominantes para acelerar la ejecución de las pruebas:

- El primero de ellos es el gran volumen de carga y por consiguiente el gran número de abonados sin servicio, ya que hay subtransmisiones que alimentan a más de una subestación de reducción del sistema y algunas sirven además a subestaciones particulares.
  
- El segundo factor es la no existencia de reconectores o relés de recierre en circuitos con este nivel de voltaje, por lo tanto antes de la prueba se desconoce si la falla que motivó la desconexión es una falla sostenida o si se trata de una falla instantánea o transitoria.

En las líneas de subtransmisión se comien-

za haciendo primero una prueba de toda la línea y luego si es necesario con la prueba por tramos.

### 1. Prueba de toda la línea

Siempre se tiene la costumbre en el Sistema Guayaquil de comenzar probando la línea en toda su extensión, lo cual permite conocer si la falla es transitoria o si ésta es permanente, existiendo siempre mayor probabilidad de que termine la emergencia ya que en este tipo de líneas el mayor número de fallas son instantáneas, debido a la disposición vertical, distancia entre conductores, altura de la línea, calibres, etc.

Previo a la ejecución de esta primera prueba es necesario desconectar la carga de la línea en las subestaciones de reducción del sistema, para evitar oscilaciones y cambios bruscos de frecuencia, debido a la magnitud de la carga,

en caso de entrar en servicio la línea. Esta desconexión de carga en las subestaciones se realiza abriendo manualmente los disyuntores de las alimentadoras, maniobra que ejecutan los operadores de las subestaciones o personal del departamento de distribución en caso se trate de una subestación sin operador.

Momentos antes de ejecutar la prueba de la línea el ingeniero encargado de la emergencia da aviso al personal de ingenieros, supervisores y cuadrillas de líneas que también intervienen en la emergencia para que éstos tomen una ubicación que permita observar un buen tramo de la línea en el momento de la prueba, siendo puntos estratégicos para la ubicación los puntos de seccionamiento, los cambios de dirección, lugares elevados que permitan buena visibilidad, etc.

Si la falla persiste y el circuito vuelve a desconectar, el resultado de la

prueba será positivo si la observación permite rápidamente encontrar el sitio de la falla, ya que en este lugar se observará algún fogonazo, chisporroteo, contorneo a través de un aislador, o se escuchará alguna explosión producto del cortocircuito, etc.

Una vez ejecutada la prueba cerrando los disyuntores en aceite en la subestación Estero Salado, si la línea entra en servicio se supera la emergencia, pero si la línea vuelve a disparar y no es posible ubicar la falla, el segundo paso es la prueba por tramos.

## 2. Pruebas por secciones

Esta prueba permite conocer con exactitud el tramo de línea en el cual permanece la falla, consiste en seccionar la línea por medio de los interruptores de aire de seccionamiento y probar luego el primer tramo de línea y

luego ir adicionando secciones de línea hasta que la prueba sea negativa, entonces el último tramo adicionado es el que contiene la falla.

Para un ejemplo de este tipo de pruebas se tiene la línea de subtransmisión Ceibos representada en la figura 4.3, en ella se han enumerado los puntos de seccionamiento del 1 al 6 y los puntos de interconexión con el 7 y 8.

La prueba comienza abriendo el interruptor número 1 y procediendo luego a cerrar los disyuntores en aceite en la subestación Estero Salado, si la línea no entra en servicio significa que este primer tramo es el que contiene la falla terminando ahí la prueba, pero si la línea queda energizada es señal que la falla está más adelante.

Se procede a abrir manualmente la línea en la subestación Estero Salado, cerran

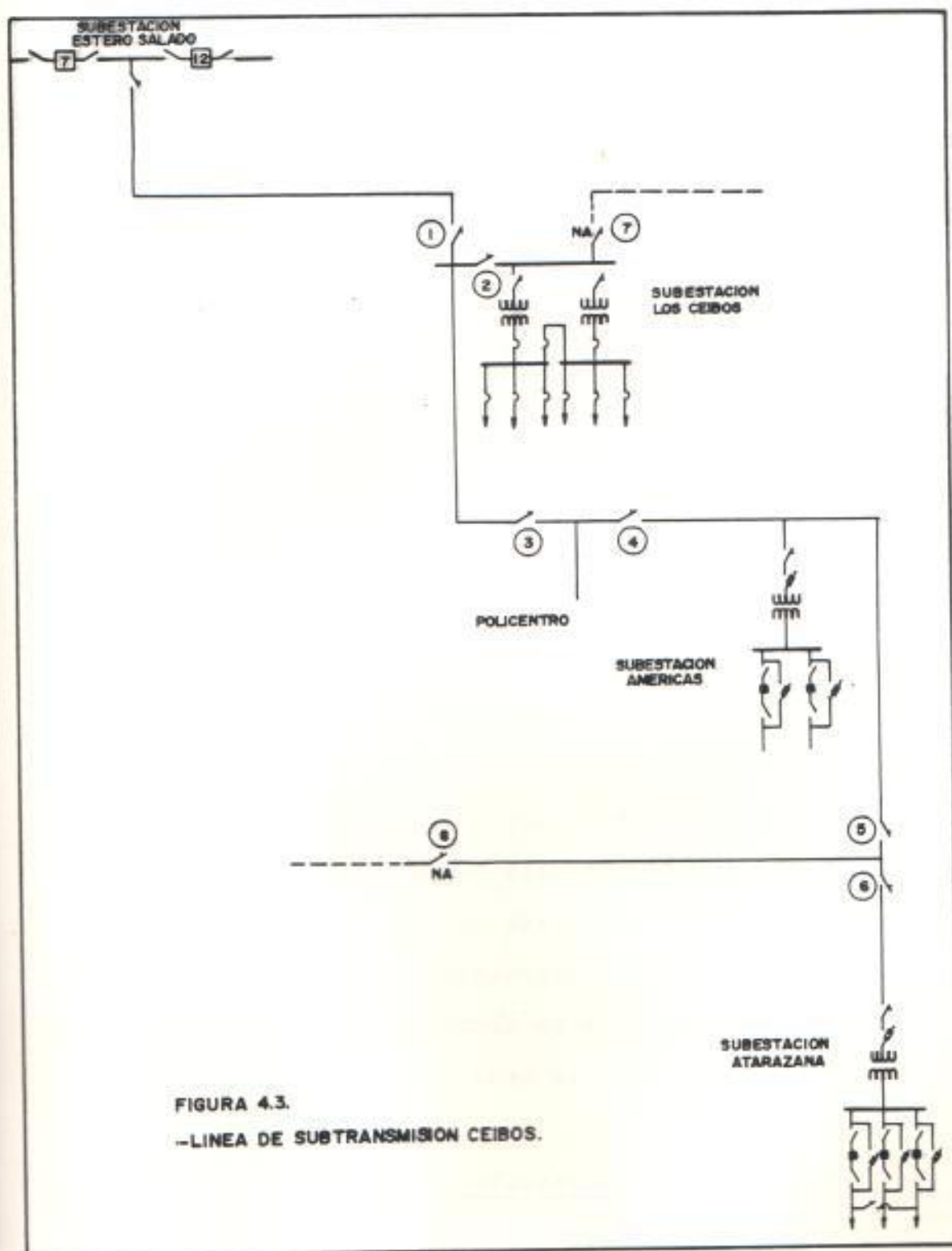


FIGURA 4.3.  
--LINEA DE SUBTRANSMISION CEIBOS.

do luego el interruptor número 1 y abriendo el interruptor número 3, maniobras que se realizan con el circuito desenergizado, de esta manera la siguiente prueba se hará hasta el punto número 3, se cierra la línea en la subestación Estero Salado y si no entra en servicio, la falla está en el tramo entre el punto número 1 y el número 3, pero si entra en servicio, es señal que la falla está más adelante.

Se abre nuevamente la línea y se continúa añadiendo tramos a la prueba, hasta dar con el tramo fallado que será el último que se haya sumado a la prueba cuando ésta resulte negativa. En cada una de estas pruebas debe observarse con detenimiento el tramo que se está adicionando en el instante mismo de la prueba, para poder localizar la falla.

B. Pruebas en alimentadoras a 13.8 KV y 4.16

KV

A diferencia de las líneas de subtransmisión, las alimentadoras del Sistema Guayaquil, están equipadas con reconectadores, con excepción de cuatro alimentadoras del sistema de 4.16 KV. Por esta razón, cuando luego de haber ejecutado todas sus operaciones el reconector de una alimentadora, ésta queda fuera de servicio, se sabe con certeza que la falla que ocasionó la desconexión es una falla permanente.

En estas condiciones en que se conoce de la permanencia de la falla, el comenzar haciendo la prueba de toda la línea no tiene otro objetivo que la observación de la misma, si ésta es de corta longitud.

Por lo general cuando no se encuentra la falla en una alimentadora y se tiene que proceder con las pruebas, se comienza con la prueba por tramos, hasta dar con el tramo fallado.

Al igual que en las pruebas en líneas a



69 KV, se debe distribuir al personal que interviene en la emergencia para la observación de la línea en el momento de la prueba.

Considerando la figura 1.3 en la que se muestra una típica alimentadora con parte aérea y parte subterránea como lo es Coronel, el procedimiento es el mismo que para líneas de subtransmisión, probando primero hasta los interruptores 2 y 3, si no hay falla en esta prueba se intenta la siguiente prueba con el interruptor 2 cerrado, si el disyuntor de la alimentadora cierra, es señal que la falla no está en la parte aérea sino en la parte subterránea.

Este sería el caso de una alimentadora que no tiene aún instalado un seccionador en la unión parte aérea-parte subterránea.

Las pruebas en la parte subterránea se realizan seccionando la línea en los inte

ruptores en aceite, abriendo siempre la vía de salida del interruptor o sea la que mira al siguiente tramo, de tal manera de probar también el centro de carga del interruptor en referencia, que en el ejemplo que nos ocupa sería el número 4.

Si la falla no aparece se procede adicionando en una siguiente prueba el tramo 4-5 y así sucesivamente hasta ubicar el tramo de línea en el cual ha ocurrido la falla.

Una vez ubicado el tramo fallado, sea por medio de pruebas o por medio de la inspección visual de los indicadores de fallas, se procede a revisar detenidamente las bóvedas por donde pasa este cable, y de ser necesario se revisan también las cajas de paso para ubicar el sitio exacto de la falla.

## CAPITULO V

### PROCEDIMIENTOS PREVIOS A LA RESTAURACION

#### 5.1. Eliminación de la causa del daño

De los resultados obtenidos en el análisis de las interrupciones del Sistema Guayaquil tanto a nivel de sub-transmisión como de distribución, que se trató en el numeral 2.2., se deduce que un elevado porcentaje de las interrupciones de servicio por causa no programada se deben a daños presentes en los elementos que conforman las redes, interrupciones cuyas causas son variadas como: el medio ambiente, terceros, propias del sistema, falla de los componentes y otras.

Una vez localizado el sitio de la falla, el siguiente paso previo a la restauración del servicio al área afectada es la eliminación de la causa de la interrupción. La duración de esta eliminación depende del grado en que haya quedado afectada la red, y se puede cla

sificar en los siguientes grupos de acuerdo a los arreglos que haya que ejecutar:

a. Fallas de rápida eliminación

Son interrupciones del sistema cuya causa son debidas por lo general a objetos o ramas que quedan en contacto con las líneas o sobre ellas, y simplemente con el retiro de estos objetos y una sencilla inspección visual para comprobar que no hay avería en los componentes de la línea se puede luego restaurar el servicio.

Este tipo de fallas se presentan tanto a nivel primario como a nivel de subtransmisión, en este último nivel cuando se localiza la falla rápidamente por medio de llamadas de usuarios la demora para la normalización del servicio se limita simplemente a la inspección visual debido a que la mayoría de estas interrupciones son de carácter transitorio.

En líneas de 13.8 KV suceden fallas que dejan averías en los conductores, pero éstas son leves de tal manera que se puede normalizar el servicio y e-

jecutar la reparación en caliente o sea con la línea energizada.

También se consideran daños de rápida eliminación los que demandan de corto tiempo para su arreglo, de tal forma que todo el circuito puede esperar a que éste termine para su restablecimiento, sin tener que seccionalizar la alimentadora para aislar la sección en que se encuentra la falla.

b. Fallas de demorada eliminación

Cuando las reparaciones que deban ejecutarse en líneas de subtransmisión o alimentadoras primarias sean de tal embergadura que demanden mayor tiempo, es necesario aislar el tramo dañado para de esta manera poder restablecer el resto de la línea mientras se ejecuta la reparación.

En líneas de subtransmisión se consideran fallas de eliminación demorada aquellas que involucran cambios de aisladores, conductores o hilo de guardia arrancados, puentes y grilletes en mal estado, etc.

En las alimentadoras de distribución ocurren daños de diversos tipos cuyas reparaciones necesitan un tiempo considerable como son, empalmes de líneas arrancadas, crucetas quebradas, postes chocados que necesitan ser cambiados, puentes y grilletes en mal estado, etc.

### 5.2. Aislamiento del tramo dañado

Tanto para líneas de subtransmisión como para alimentadoras de distribución, el aislamiento de la sección que contiene la falla, se puede clasificar de acuerdo a los dispositivos o elementos que se utilicen para realizarlo, así tenemos:

- a. Aislamiento mediante dispositivos de seccionamiento como los interruptores trifásicos accionados en grupos o las cuchillas monofásicas.
- b. Aislamiento mediante retiro de puentes en los puntos de seccionamiento natural existentes, como son: cortes en las líneas, ángulos, cambios de dirección, etc.

Tomando la figura 1.3 que muestra el recorrido físico de la troncal de una alimentadora típica del Sistema Guayaquil y considerando una falla en el punto A, entre el punto 1, en este caso planta Guayaquil, y los puntos de seccionamiento 2 y 3.

Lo primero que se hace es aislar el área fallada seccionando la alimentadora mediante uno de los procedimientos antes mencionados.

- Si se procede como en a, se seccionaliza la alimentadora en los puntos 2 y 3, abriendo los interruptores existentes en estos puntos. Luego de esto se puede normalizar el servicio en los sectores 2-11, mediante la interconexión existente en el punto 11 y en el sector 3-6 y 7, utilizando una de las interconexiones existentes en los puntos 6 y 7.

Cuando terminen las reparaciones en el punto A, se restablece el servicio en el sector fallado 1-2-3 mediante el cierre del interruptor en 1.

Luego se procede a normalizar las alimentadoras involucradas en las interconexiones.

Se interconecta la alimentadora en la cual hubo falla con la alimentadora que tomó la carga del tramo 2-11, cerrando el interruptor en el punto 2, entrando en paralelo; luego se abre el paralelo abriendo el interruptor 11, quedando así normalizada la alimentadora que llega hasta este punto. En igual forma se procede con la parte subterránea comprendida entre los puentes 3-6 y 7, entrando en paralelo con el interruptor en el punto 3 y abriendo el paralelo en punto 6 en el punto 7, el que se haya maniobrado para tomar la carga, quedando así normalizadas las tres alimentadoras.

- Si se procede como en b, retirando puentes para acortar así el tramo fallado, utilizando el ejemplo anterior con el mismo punto A de falla, y una vez seccionada la alimentadora en los puntos 2 y 3, se retirarían los puentes en las esquinas de Gómez Rendón-Noguchi y en Gómez Rendón-Coronel; de tal manera que la sección fallada de la línea quedaría reducida a la línea que va por la calle Gómez Rendón, pudiéndose restablecer el servicio en la troncal que va por la calle Noguchi, mediante el cierre del disyuntor de la alimentadora, así como también por las calles Coronel



y Chimborazo mediante el cierre del interruptor en el punto 3.

Este procedimiento de retiro de puentes se realiza únicamente cuando el daño ha sido muy grave y la reparación toma mucho tiempo, ya que hay que considerar los siguientes factores:

- Se requiere personal adicional para ejecutarlo.
- El volumen de la carga que se restablecería con esta medida.
- También toma su tiempo tanto el retiro como la colocación, tiempo que se suma al de reparación en muchos casos.
- Tanto para retiro como para la colocación de puentes deben estar sin energía las líneas, es decir para normalizar los puentes hay que volver a desenergizar los sectores que se restablecieron luego de su retiro, con las molestias que esto causa a los usuarios.

Para las líneas de subtransmisión a 69 KV el proceso

de aislamiento de la falla es similar al que se realiza en las alimentadoras a 13.8 KV.

- Se seccionaliza el tramo de subtransmisión en el cual está la falla mediante la apertura de los puntos de seccionamiento más cercanos a uno y otro lado de la falla.
- Se restablece el servicio a los tramos no fallados, mediante la energización de la línea, sea desde la subestación Estero Salado o Guayaquil, o mediante las interconexiones con otras líneas de subtransmisión. Estas maniobras de energización de la línea se las realiza una vez desconectada manualmente la carga en las subestaciones del sistema.

Para daños mayores, como derribamiento de postes, que también ocurren en el sistema de subtransmisión, y cuando en el tramo que contiene la falla está conectada al guna subestación sea esta particular o de la empresa, se procede a aislar la falla mediante el retiro de puen tes fi jos en algún punto, de tal manera que permita res ta ble ce r el servicio en la sección de línea en la cual está conectada la carga.

### 5.3. Reparación del daño

Debido a la amplia experiencia de los linieros de la empresa, sumada a la adecuada utilización de vehículos con canastas aisladas y herramientas necesarias, la reparación de daños en la mayor parte de las fallas se ejecutan con rapidez.

En el sistema de subtransmisión la reparación de daños y en general todo trabajo se ejecuta con la línea deseenergizada, lo que no sucede en el sistema primario a 13.8 KV en donde muchos de los trabajos de reparación de daños se ejecutan con las líneas energizadas o en caliente.

Hay fallas, como por ejemplo el rompimiento de cierto tipo de crucetas en donde se repara en forma provisional ya sea amarrando la línea o eliminando la cruceta dejando un vano largo, restableciéndose así el servicio en forma rápida, para luego con el circuito energizado proceder a la reparación definitiva o la reposición de la cruceta.

La empresa ha mantenido desde hace algunos años un buen

número de herramientas para trabajos con líneas energizadas y se ha familiarizado al personal que labora en las cuadrillas de distribución, con la ayuda de cursos prácticos realizados cada año por expertos extranjeros enviados por la casa fabricante de los equipos.

Es grande la cantidad de trabajos que se realizan a diario sin suspender el servicio, sean estos parte de las reparaciones de daños o trabajos planificados, lo que ha contribuido enormemente a mejorar la confiabilidad o la permanencia del servicio en el sistema.

En la reparación de daños con las líneas desenergizadas en el Sistema Guayaquil se utiliza siempre una adecuada instalación de puentes y puestas a tierra para lograr así la seguridad en el área de trabajo, ya que un circuito sin energía puede energizarse por cualquiera de los factores que se indican a continuación:

- Los voltajes inducidos de líneas energizadas adyacentes sea en la misma estructura o en estructuras cercanas, debido al campo electromagnético que alimenta a la línea desenergizada. La magnitud de los voltajes inducidos variará con la cercanía de los siste -

mas adyacentes y con la magnitud de la corriente que circula en ellos.

- Las corrientes de falla en sistemas adyacentes introducen un aumento notable en el voltaje inducido en la línea desenergizada, aunque estas corrientes de falla son de corta duración pueden causar molestias considerables en el área de trabajo de la línea desenergizada.
- La energización accidental del sistema, ya que por negligencia o mal entendido los interruptores pueden ser cerrados energizando el área de trabajo.
- Accidentes en las redes adyacentes, en cruces de líneas, o en líneas superiores o inferiores, pueden traer como resultado que líneas energizadas entren en contacto con el sistema desenergizado.

Todas estas situaciones requieren de un procedimiento apropiado de instalación de puentes y puestas a tierra para evitar posibles lesiones eléctricas, incomodidades o reacciones inadvertidas de los trabajadores en el sistema desenergizado.

- Prácticas actuales de puesta a tierra

Para evaluar las prácticas actuales de la instalación de puentes y puestas a tierra que se ejecutan en el Sistema Guayaquil, es necesario hacer una revisión de la práctica clásica que consistía en conectar cada conductor a un barreno por medio de cables largos que se representan en la figura 5.1. En este método hay que considerar dos factores que son:

- La longitud del cable.
- La localización de las conexiones de los cables en el área de trabajo.

Para analizar la seguridad del trabajador en este método se examinará la equivalencia eléctrica que se demuestra en la figura 5.2, en la cual:

- $R_c$  = Resistencia del cable de bajada.
- $R_h$  = Resistencia del trabajador.
- $R_g$  = Resistencia de la tierra en el área de la estructura.



FIGURA 5.1

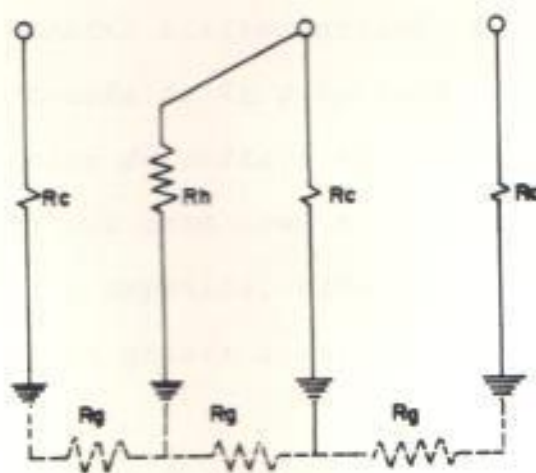


FIGURA 5.2.

El punto importante de este circuito es que  $R_c$  y  $R_g$  están en serie y esta combinación de resistencia está en paralelo con  $R_h$ .

El valor combinado de  $R_c$  y  $R_g$  varía considerablemente de un lugar de trabajo a otro, siendo el valor de  $1\Omega$  bastante aceptable para una rápida discusión. El valor de  $R_h$  puede ser del orden de  $5000\Omega$  si consideramos la resistencia del cuerpo y la resistencia de contacto entre la palma y el conductor, pero se usará  $500\Omega$  como un valor ampliamente aceptado de resistencia del cuerpo humano.

Si en el área de trabajo se presentase accidentalmente una corriente de 1000 amperios, valor bastante conservador en nuestro sistema actual, luego la caída de voltaje a través de  $R_c$  y  $R_g$  será de 1000 voltios; la misma caída de voltaje habrá a través de  $R_h$ , el trabajador, lo que dará como resultado un flujo de corriente de dos amperios, valor muy conservador pero que puede traer graves consecuencias.

Con el paso del tiempo fueron modificándose las prácticas de puestas a tierra, primero conectando los



tres cables de bajada a una barra común como se apreciaba en la figura 5.3, esto redujo a  $R_g$  entre fases, e eliminándola virtualmente.

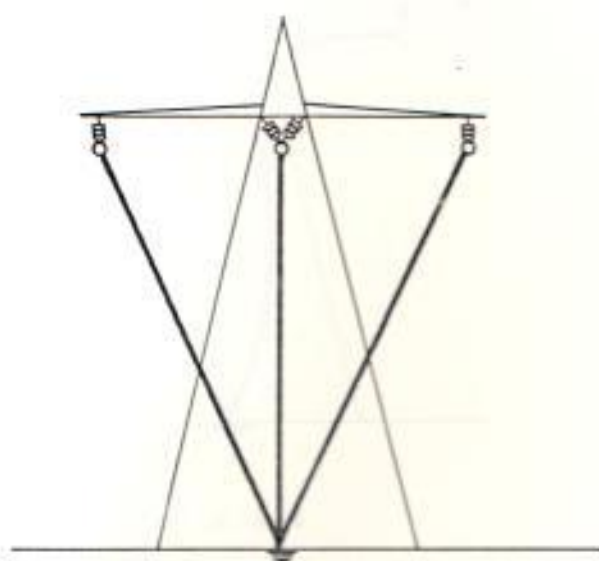


Figura 5.3

El siguiente paso fue bajar los cables juntos como lo demuestra la figura 5.4, pero se abandonó esta práctica debido a los esfuerzos mecánicos que producían las fuerzas electromagnéticas involucradas durante las corrientes de falla en estos cables cercanos.



Figura 5.4

Luego se redujo el largo y la  $R_c$  del cable entre fases y se realizó las puestas a tierra directamente entre fase y fase, como se muestra en la figura 5.5, esto redujo el número de largas bajantes a tierra, y la acción violenta de las bajantes múltiples durante las corrientes de fallas, y logra una resistencia mínima entre fases lo cual libera rápidamente el sistema de falla. Este esquema utilizó todavía una sola

bajante de una de las fases a una barra.

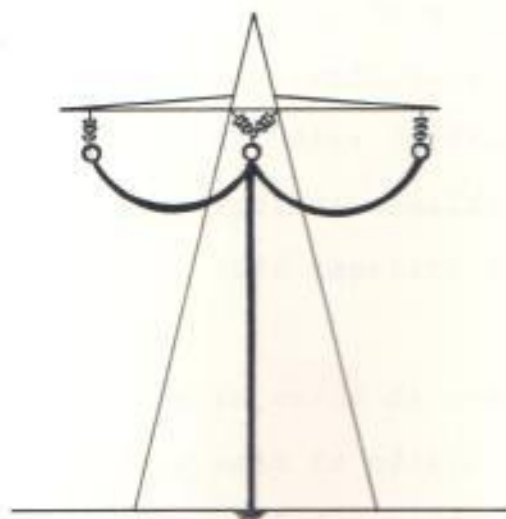


Figura 5.5

Una mayor reducción de la caída de voltaje en el cable de la bajante se logra acortando la longitud de este cable y conectándolo a la estructura o al neutro del sistema como lo muestra la figura 5.6. Cuando un hombre es puenteado de esta manera, estará en paralelo con un mínimo de resistencia y sujeto a una caída de voltaje mínima en caso de un flujo de corriente en el sistema.

La equivalencia eléctrica de este último sistema, que es el que se utiliza en la actualidad en el Sistema Guayaquil, se muestra en la figura 5.7, fácilmente se aprecia la ventaja de tener al hombre puenteado solo por la resistencia del cable, la misma que podría ser del orden de un miliohmio, esto hace que el potencial impreso a través del área de trabajo sea del orden de un voltio, si seguimos considerando una corriente accidental de 1000 amperios en el sistema.

Luego la reducción de la caída de voltaje en el área de trabajo es la base para la utilización de puentes como método más seguro. Estos voltajes, notablemente más bajos, también reducen la probabilidad de heridas en la piel permitiendo el uso de resistencias de contacto que en serie con la resistencia del cuerpo, resultará en un valor considerablemente más alto que si se tomara en cuenta solo la resistencia del cuerpo.

#### 5.4. Personal y materiales más comunes

El recurso humano es uno de los factores más importantes en cualquier empresa, el mejor aprovechamiento de

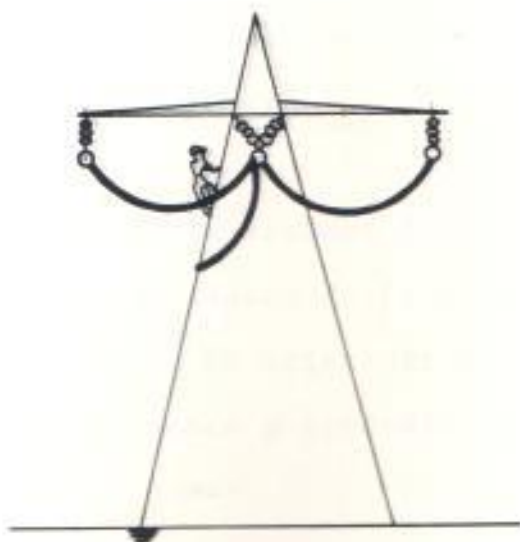


FIGURA 5.6.

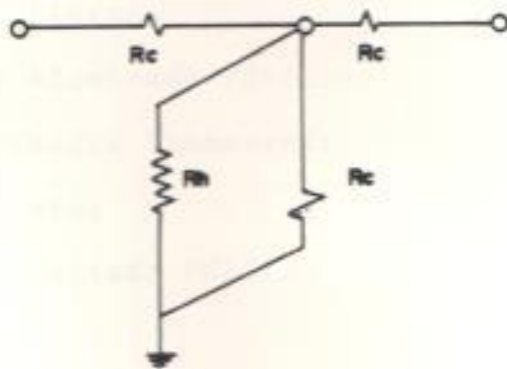


FIGURA 5.7.

este recurso se verá compensado con mejores resultados en la operación del sistema sea en condiciones normales o en condiciones emergentes.

En la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., el departamento de distribución encargado de la operación y mantenimiento del sistema en lo referente a subtransmisión y distribución primaria y secundaria, está constituido en la siguiente forma:

- 1 Ingeniero Superintendente
- 2 Ingenieros Asistentes
- 4 Ingenieros de Distribución
- 1 Ingeniero de Alumbrado Público
- 4 Supervisores de Líneas
- 2 Supervisores de Alumbrado Público
- 1 Supervisor de Guardia Permanente
- 13 Cuadrillas de Líneas
- 2 Cuadrillas de Alumbrado Público

Existen además otras áreas como la estación de servicio y central de radio que también están a cargo de este departamento.

En la figura 5.8 se muestra el organigrama del departamento de distribución, en él se podría notar que cada ingeniero asistente tiene a su cargo dos grupos de trabajo conformados cada uno por un ingeniero de distribución, un supervisor de distribución y sus respectivas cuadrillas de líneas.

Las emergencias del sistema son atendidas de la siguiente forma: cada semana hay un ingeniero asistente de turno, un ingeniero de distribución de turno y un supervisor de líneas de turno que se encargan con sus respectivas cuadrillas de las emergencias que existen en el horario normal de trabajo que es de 07H30 a 15H30.

En el horario de 16H20 a 24H00 laboran cuatro cuadrillas de líneas; una en alumbrado público y tres exclusivamente en la atención de emergencias, las mismas que tienen este horario durante una semana, luego trabajan otra semana en el horario normal, o sea que hay ocho cuadrillas que trabajan cuatro en un horario y cuatro en el otro y cambian de horario cada semana.

Para la ejecución de diferentes trabajos, sean estos planificados, de expansión o cambio, de mantenimiento

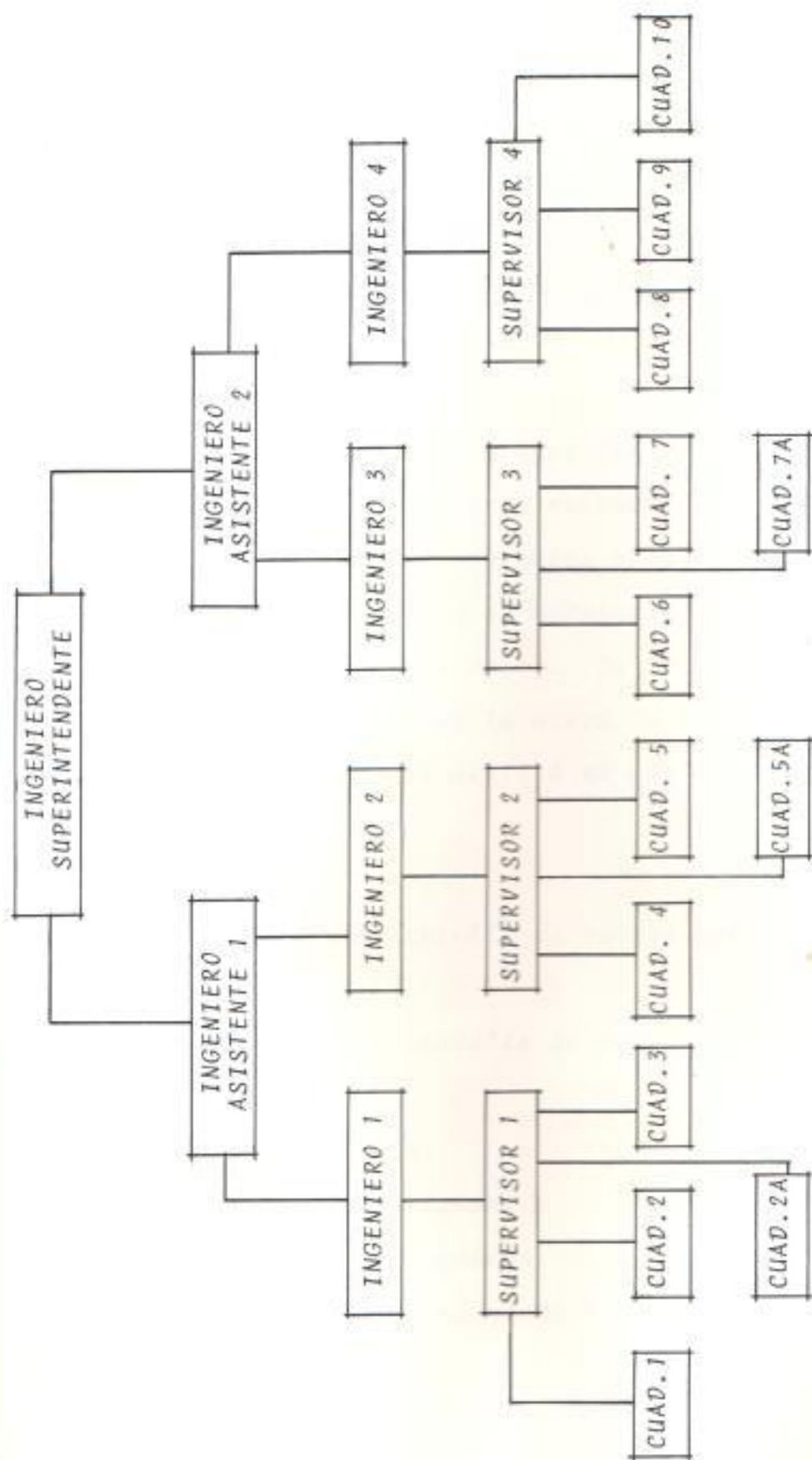


Figura 5.8. ORGANIGRAMA DEL DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCION



o reparación de daños, el Sistema Guayaquil cuenta con once vehículos para líneas, de los cuales ocho tienen extensiones con canastillas aisladas especiales para trabajos en líneas energizadas y tres son del tipo convencional solo con escalera.

Para hacer frente a las emergencias en forma rápida cuando se tenga que realizar reparaciones, la experiencia nos indica que los vehículos deben estar siempre provistos de cierto tipo de materiales de más frecuente utilización en estos casos. Se considera que una cuadrilla debe tener por lo menos la cantidad de los materiales para líneas de 13.8 KV que a continuación se detallan:

- 1 Cruceta centrada sencilla de madera con sus accesorios.
- 1 cruceta en volado sencilla de madera con sus accesorios.
- 3 aisladores tipo pin.
- 3 pernos pin de 12 pulgadas.
- 2 aisladores tipo suspensión.
- 10 metros de cables de aluminio #2, 1/0, 3/0, 4/0, 336.4 MCM.

2 uniones para machinar de cada uno de los calibres ci  
tados.

4 grilletes de cada tipo.

1 caja porta fusibles de 100 A.

El mantener siempre estos materiales, así como las he-  
rramientas en buen estado, sobre todo las prensas mecá-  
nicas e hidráulicas con sus dados completos, en cada  
cuadrilla, ayuda a superar gran parte de las emergen-  
cias en corto tiempo.

## CAPITULO VI

### RESTAURACION DEL SISTEMA LUEGO DE OCURRIDO UN COLAPSO PARCIAL

#### 6.1. Restauración de líneas de subtransmisión y subestaciones

Además de las interrupciones de alimentadoras y líneas de subtransmisión que ocurren con cierta frecuencia en el Sistema Guayaquil, también suceden suspensiones de servicio que afectan a un área mayor del sistema a las que se han denominado colapso parciales.

El origen de estas suspensiones de servicio o de estos colapsos parciales pueden ser fallas en el propio sistema, o fallas en el Sistema Nacional Interconectado que ocasionen falta de generación al Sistema Guayaquil y por consiguiente la operación del esquema de rechazo de carga por baja frecuencia.

Cuando el Sistema Guayaquil quedare afectado en por lo menos un 40 por ciento, se entenderá que se está frente a un colapso parcial, lo que en términos de rechazo de carga corresponde a la operación de hasta por lo menos el cuarto paso del esquema.

A nivel de Sistema Nacional las fallas que se estima ocasionan colapso parcial en el área de Guayaquil son:

- Falla en autotransformadores 138/69 KV de subesta -  
ción Salitral.
- Apertura de los dos circuitos de la línea de transmi -  
sión Salitral-Pascuales a 138 KV.
- Falla en autotransformadores 230/138 KV de subesta -  
ción Pascuales.
- Falla en los dos circuitos de la línea de transmi -  
sión Pascuales-Milagro a 230 KV.
- Falla en subestación Milagro a 230 KV.
- Falla en los dos circuitos de la línea de transmi -

sión Milagro-Paute a 230 KV.

- Falla en la subestación Molino (Paute) que separa la central del Sistema Nacional.
- Apertura de interconexión Sistema Guayaquil-S.N.I. (disyuntor 52T1).

La restauración del Sistema Guayaquil debe ir ligada al restablecimiento del S.N.I.

Despacho de carga de planta Estero Salado comenzará regulando los niveles de tensión con la potencia reactiva de las unidades de Emelec si el Sistema Guayaquil ha quedado independizado del S.N.I., y en conjunto con subdespacho Guayaquil de Inecel en caso de que el sistema no se haya independizado.

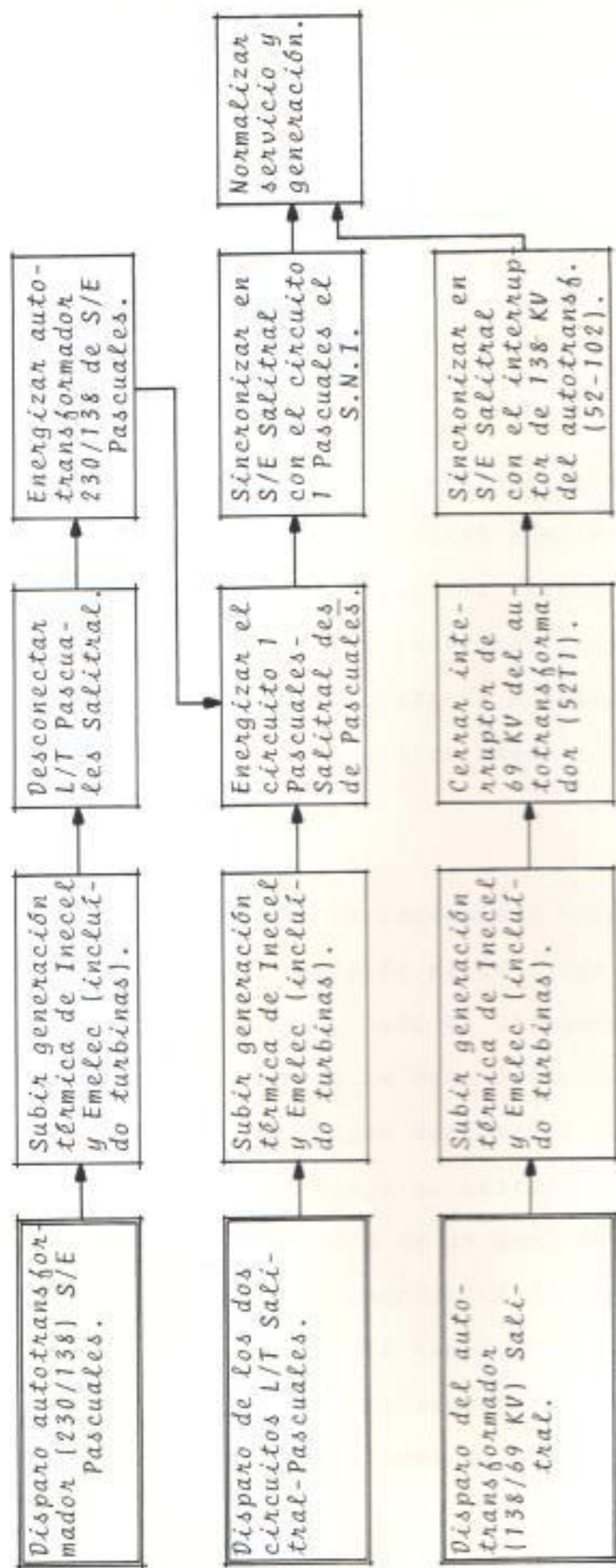
La reposición del servicio comienza con la generación propia del Sistema Guayaquil, subiendo al máximo la generación térmica y arrancando las turbinas a gas, hasta que se normalice la entrega por la interconexión Emelec-Inecel.

En el diagrama de bloques de la figura 6.1 se indican las maniobras de emergencia a ejecutarse específicamente en el área de Guayaquil por Inecel, de acuerdo a la falla que se haya producido. Para cada una de estas contingencias la primera acción a tomar es, aumentar la generación térmica tanto de Inecel en la Central Gonzalo Zevallos como de Emelec en sus dos plantas, y si la revisión de equipos fallados retardan las maniobras de reposición, se arrancarán además turbinas a gas para normalizar el servicio.

Se restablece con prioridad las líneas de subtransmisión que se hayan desconectado por baja frecuencia; en el cuarto paso del esquema de rechazo está subtransmisión Sur, y en el sexto paso las subtransmisiones Cemento y Pascuales. Esto permite:

- Normalizar la configuración de la barra de 69 KV en la subestación Estero Salado.
- Energizar los transformadores de las subestaciones de reducción alimentados por estas líneas, de tal manera que quedarían listas para ser restablecidas las alimentadoras que nacen de estas subestaciones, y

Figura 6.1 MANIOBRAS DE EMERGENCIA DE INECEL PARA EL AREA DE GUAYAQUIL



\*Se arrancarán turbinas a gas del área de Guayaquil en el caso que las maniobras de reposición se demoren al tener que esperar una revisión de los equipos fallados.

\* L/T - Línea de transmisión.

\* S/E - Subestaciones.

- Normalizar las subestaciones particulares servidas por estas líneas.

## 6.2. Restauración de alimentadoras primarias

La restauración de las alimentadoras del sistema luego de ocurrido un colapso parcial comienza por lo general una vez normalizado el sistema de subtransmisión, aunque en muchas ocasiones se restablecen primero ciertas alimentadoras con el objeto de normalizar la frecuencia del sistema, cuando ésta queda un poco arriba de su valor nominal.

Para evitar grandes variaciones o caídas bruscas de frecuencia, la reposición de la carga debe hacerse en incrementos pequeños, esto es alimentadora por alimentadora, y dependiendo la hora del colapso debe dejarse siempre cierta capacidad disponible para los incrementos normales de la carga ya restablecida, ya que existe siempre la tendencia de un gran número de usuarios del servicio, de desconectar ciertos aparatos o maquinarias ante la falla del servicio y reconectarlos momentos después de que se repone y normaliza el fluido eléctrico, lo que hace aumentar la carga de las alimen



tadoras ya reconectadas en forma rápida.

Debido a que se puede seleccionar las alimentadoras, la reposición de éstas va en función de ciertos factores como son: importancia, ubicación y magnitud.

#### 6.2.1. En función de su importancia

En la restauración de las alimentadoras luego de un colapso parcial, se considera siempre la importancia que tienen ciertas alimentadoras debido a la carga que sirven. En los numerales 1.6.1 y 1.6.2 se trata más en detalle de cuáles son las alimentadoras involucradas tanto por la importancia económica como por necesidades vitales.

La hora a la cual sucede la emergencia también tiene mucha importancia en el escogimiento de la alimentadora a reponerse. En cuanto a necesidades vitales por ejemplo, en horas avanzadas sigue siendo importante el servicio para centros hospitalarios o para la Penitenciaría del Litoral, más no para lugares de masiva concu -

rrencia como centros comerciales o escenarios deportivos. En cuanto a importancia económica, la zona industrial no tiene el mismo valor en horas laborables y en la madrugada.

#### 6.2.2. En función de su ubicación

En ciertas contingencias de magnitud considerable, en que la espera para la reposición de la energía se torna muy prolongada, se trata siempre de dejar para el final la restauración de a alimentadoras que por su ubicación y los sectores que sirven están en el primer turno del programa de racionamiento, del cual trata el numeral 6.3 del presente trabajo.

Este es otro factor que influye en la selección de las alimentadoras para su restablecimiento, ya que es a través de fallas permanentes en equipos que son puestos fuera de servicio, que comienzan muchas veces los períodos en que hay que racionar el servicio, cuando estas fallas suceden en horas de gran demanda.

### 6.2.3. En función de su magnitud

La magnitud de la carga de las alimentadoras es otro factor que se toma en consideración en estos casos, ya que las alimentadoras del Sistema Guayaquil tienen diferentes magnitudes de carga, en hora de máxima demanda hay alimentadoras que tienen un megavatio de carga y otras que llegan a seis megavatios y más.

Luego cuando el aumento en la capacidad o generación disponible es muy demorado y a veces se paraliza algunos minutos quedando capacidad para pocos megavatios, se restablecen alimentadoras de carga baja, por lo que la magnitud de la carga es también de mucho interés en la restauración de alimentadoras luego de ocurrido un colapso.

### 6.3. Programa de racionamiento

El programa de racionamiento está hecho por turnos en los cuales se abarca alimentadoras de un mismo sector de la ciudad. Hay siete turnos establecidos, con lo

cual se cubre prácticamente toda la ciudad y en caso de que el problema continúe se logra que no se repita la suspensión a un mismo sector en un mismo día.

Dentro de cada sector hay ciertas alimentadoras que no están incluidas en el programa ya que alimentan cargas que no pueden prescindir del servicio eléctrico, sobre estas alimentadoras se trató en la clasificación de las cargas de la sección 1.6.

El tiempo de corte de servicio a cada sector es de aproximadamente una hora, y si el déficit de energía es una magnitud tal, que solo se requiera racionar en la hora de máxima demanda, se puede reducir el tiempo de suspensión a un sector, alternando con la suspensión a otro sector.

A continuación se detallan los turnos y sectores que constituyen el Programa de Racionamiento del Sistema Guayaquil.

- PRIMER TURNO : Sector sur oeste de la ciudad, comprendido entre las calles Leonidas Plaza, Portete y la Décima Primera

por el este, y las riveras del Sala  
do por el norte, sur y oeste.

Subestación :	TORRE 1	TORRE 2
Alimentadoras:	TORRE I	TORRE IV
	TORRE II	TORRE VI
	TORRE III	

- SEGUNDO TURNO : Sector sur de la ciudad, comprendi-  
do entre las ciudadelas Sopena, Pr  
dera I, II y III por el norte, la  
rivera del Estero Covina y Autori-  
dad Portuaria por el sur, la rivera  
del Río Guayas por el este y la ri-  
vera del Estero del Muerto por el o  
este.

Subestación :	GUASMO 1	GUASMO 2	PRADERA
Alimentadoras :	U. Bananeros	Guasmo Sur	El Maestro
	Cuba	Floresta	Pradera

25 de Julio

- TERCER TURNO : Sector de la ciudad comprendido en-  
tre la calle Gómez Rendón por el nor  
te, Av. J. V. Trujillo por el sur,  
la rivera del Río Guayas por el es-

te, y la rivera del Estero Puerto Liza y calle Décima Primera por el oeste.

Subestación :	ESMERALDAS 1	ESMERALDAS 2
Alimentadoras :	Tulcán	Trujillo
	Fco. Segura	4 de Noviembre
		Antepara

- CUARTO TURNO : Sector de la ciudad comprendido por las ciudadelas Kennedy, Bolivariana y Ferroviaria, la ciudadela Universitaria; y las calles Julián Coronel por el norte, Gómez Rendón por el sur, Av. del Ejército por el este y la Décima Primera por el oeste.

Subestación :	GARAY 1	GARAY 2
Alimentadoras :	Hurtado	Orellana
	10 de Agosto	El Salado
		Huancavilca

- QUINTO TURNO : Sector residencial norte comprendido por las ciudadelas Los Parques, Los Olivos, Santa Cecilia, Colinas de Los Ceibos, Los Ceibos, Miraflo-

res, El Paraiso, Urdesa y Lomas de Urdesa.

Subestación :	LOS CEIBOS 1	LOS CEIBOS 2
Alimentadoras :	C.J. Arosemena	Urdesa
	Los Ceibos	Miraflores
		Las Lomas

- SEXTO TURNO : Sector comprendido por las ciudades las Atarazana, Alborada, Samanes, Saucés, Guayacanes y Garzota además el Cerro del Carmen y la Av. P. J. Menéndez y Av. de las Américas.

Subestación :	ATARAZANA	ALBORADA
Alimentadoras :	Atarazana 1	Tanca Marengo
	Atarazana 2	Samanes
		Alborada

- SEPTIMO TURNO : Sector industrial comprendido desde el km. 4-1/2 hasta el km. 15-1/2 de la vía a Daule.

Subestación :	LOS CEIBOS 1	MAPASINGUE	SAUCES	PASCUALES
	Norte	Mapasingue I	Sauces I	Pascuales
		Mapasingue II	Sauces II	
		Mapasingue III	Sauces III	
			Sauces IV	

## CAPITULO VII

### RESTAURACION DEL SISTEMA LUEGO DE OCURRIDO UN COLAPSO TOTAL

#### 7.1. Arranque en negro de unidades

*Dar arranque a una unidad generadora, sea esta una unidad a gas o a vapor, significa poner en movimiento la unidad hasta lograr ciertas condiciones de velocidad, voltaje y frecuencia, que la pongan apta para poder cumplir su función que es la de entregar potencia a un sistema eléctrico. Una vez cumplidas estas condiciones con las cuales se completa la secuencia de arranque, la unidad queda lista para ser sincronizada y poder entrar en línea.*

*Para empezar el arranque de un genrador se requiere de una serie de auxiliares que requieren de cierta potencia para realizar su trabajo, entre estos auxiliares se tiene: bombas de agua para calderos, bombas de lubricación, bombas de combustible, sistemas de encendido,*



etc., los mismos que necesitan corriente alterna como alimentación.

Cuando a causa de un colapso total en el sistema no es posible suministrar energía en corriente alterna para dar arranque a los generadores, se requiere de otra alternativa de arranque que se ha denominado como arranque en negro, el mismo que está disponible únicamente en las turbinas a gas, ya que en las unidades de generación a vapor el proceso de arranque es mucho más complejo.

Por medio del arranque en negro de una turbina a gas se puede a través del propio sistema suministrar corriente alterna para los auxiliares de las centrales a vapor y para otras turbinas a gas, comenzando así la restauración del sistema luego de ocurrido un colapso total.

Durante el arranque en negro no existe problema con el sistema de control de la turbina, ya que todo este sistema trabaja con corriente continua.

Las bombas de lubricación y de combustible que normal-

mente trabajan con motres de C.A., durante el arranque en negro lo hacen con un motor de C.D. alimentado por el banco de baterías de la unidad. En unas turbinas es te motor de C.D. está acoplado al mismo eje del motor de C.A. como lo muestra la figura 7.1.; y en otras existe doble bomba, una acoplada a un motor de C.A. y o tra acoplada a un motor de C.D. como lo muestra la figura 7.2.



Figura 7.1. Motor de corriente directa acoplada al mismo eje



Figura 7.2. Sistema de doble bomba

El sistema de encendido utiliza en los quemadores bujías para iniciar la combustión de la mezcla aire a presión más combustible, estas bujías trabajan siempre con una señal de corriente alterna, la misma que en el proceso de arranque en negro se logra a través de un inversor C.D. - C.A. que es un equipo electrónico que convierte una señal continua en alterna. El esquema de la figura 7.3. ilustra esta situación.

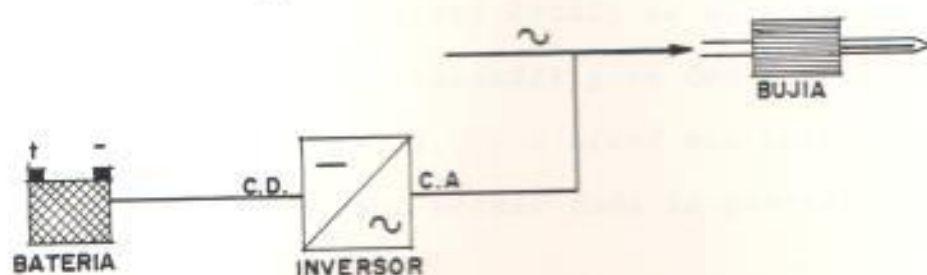


Figura 7.3. Sistema de encendido en el arranque en negro

Para iniciar el movimiento del eje de la turbina, unas unidades utilizan aire previamente comprimido y otras utilizan un motor a diesel, luego no se requiere de corriente alterna para empezar el movimiento, y cuando la unidad alcanza cierto número de revoluciones, completa la secuencia de arranque con los sistemas de inyección

de combustible y de lubricación.

## 7.2. Colapso total a nivel local

El Sistema Guayaquil al igual que el Sistema Nacional Interconectado, basan la protección de sus unidades de generación ante desequilibrios en la frecuencia, en el esquema de rechazo de carga por baja frecuencia, pero el sistema no está libre de ocurrencia de un colapso total que puede ser a nivel local, si el sistema queda sin generación en sus unidades y en los puntos de interconexión con el S.N.I., o a nivel nacional si además el sistema nacional pierde toda la generación.

La estrategia que se sigue para empezar el restablecimiento de un sistema luego de un colapso total y que tiendena recuperar cualquier sistema son las siguientes:

1. Seccionalizar el sistema en subsistemas, de tal manera que cada subsistema contenga como mínimo una unidad a gas con capacidad de arranque en negro.
2. Simultáneamente en cada subsistema se dará arranque

en negro a unidades a gas para poder alimentar luego los auxiliares de los generadores a vapor y de otras turbinas a gas en caso de haberlas.

3. Sincronizar luego entre sí las plantas generadoras entre cada subsistema.
4. Comenzar la restauración de cargas en incrementos pequeños para evitar excesiva desviación de la frecuencia. La guía general es entrar con carga cuando la frecuencia está alta y subir generación cuando la frecuencia decae.

En el Sistema Guayaquil se han agrupado las maniobras a ejecutarse para el restablecimiento del servicio en caso de un colapso total en un operativo que se detalla en el anexo 1, este operativo contiene fundamentalmente las maniobras generales que deben ser realizadas obligatoriamente y maniobras específicas para diferentes alternativas de restablecimiento.

Al mando de las operaciones que se efectúen estará siempre el ingeniero superintendente de distribución o el ingeniero encargado de la emergencia.

Las maniobras generales son las que tratan de asegurar en primer lugar la comunicación entre la central de radio de distribución con el despacho de carga de planta Estero Salado y planta Guayaquil.

En segundo lugar este grupo de maniobras tratan de desconectar disyuntores de las subtransmisiones, de las alimentadoras, así como de los interruptores en aire de las subtransmisiones en la planta Estero Salado, con la finalidad de dejar el sistema separado en dos sub-sistemas y completamente desconectado en lo que se refiere a generación, líneas de subtransmisión y alimentadoras, para proseguir luego cerrando estrictamente lo necesario en el proceso de restauración.

Las maniobras específicas son las que sirven para el restablecimiento del sistema, y comienzan con las tendientes a dar arranque en negro tanto a unidades a gas de planta Estero Salado como a la turbina a gas de planta Guayaquil, para así poder dar servicio a los auxiliares de las unidades a vapor de capa planta, y luego tratar de sincronizar las plantas, prioritariamente con subtransmisión Portete, y de no poderlo hacer, con subtransmisión Norte.

Hay otro grupo de maniobras específicas, en caso de que no se pueda dar arranque en negro a la turbina a gas Guayaquil, en estas, los auxiliares de planta a vapor Guayaquil serán alimentados desde planta Estero Salado donde se supone que sí se logra el arranque en negro, a través de una línea de subtransmisión.

Asimismo hay en el operativo otro grupo de maniobras para el caso de que se logre arranque en negro en planta Guayaquil únicamente.

También se considera la posibilidad de que no se logre arranque en negro en las unidades del Sistema Guayaquil, pidiendo servicio a Inecel para los auxiliares de planta Estero Salado.

### 7.3. Colapso total a nivel nacional

Cuando se pierda la estabilidad en el Sistema Nacional Interconectado, produciéndose el colapso total a nivel nacional, la estrategia de la restauración del sistema es similar a la anunciada anteriormente.

- Inecel divide el sistema en dos subsistemas denomina

dos zona norte y zona sur, quedando estas zonas constituidas de la siguiente manera:

Zona Norte

Zona Sur

- |                                |                          |
|--------------------------------|--------------------------|
| - Central Pucará               | Central Paute            |
| Central Gungapolo              | Central Gonzalo Zevallos |
| Central Santa Rosa             | Eercs (Cuenca)           |
| Central Esmeraldas             | Emelrios                 |
| E.E. Ambato                    | E.E. Milagro             |
| E.E. Riobamba                  | Emelgur (Daule-Durán)    |
| E.E. Cotopaxi                  | Emelec                   |
| E. E. Quito S. A.              |                          |
| Emelnorte (Ibarra)             |                          |
| Coop. Sto. Domingo             |                          |
| Emelesa (Esmeraldas)           |                          |
| Serm (Manabí)                  |                          |
| Emelgur (Quevedo-Daule/Peripa) |                          |
- Luego se dará énfasis al suministro de servicio auxiliares a las centrales de generación de Inecel en tres frentes.

1. Central Pucará y Central Santa Rosa desde E.E. Qui



to, a través de la S/E Vicentina, dando arranque en negro en Cumbayá.

2. Central Gonzalo Zevallos desde Emelec arrancando unidades a gas en planta Estero Salado.
  3. Central Paute desde el área de Guayaquil a través de las líneas de transmisión Salitral-Pascuales, Pascuales-Milagro y Milagro-Paute.
- Comenzar la reposición del servicio en las dos zonas y tratar de restablecer todas las líneas del sistema con un solo circuito hasta lograr la sincronización de las dos zonas en el interruptor de 230 KV del transformador 230/138 KV de la subestación Santa Rosa.
  - Completar la restauración del sistema, normalizando la generación y conectando los segundos circuitos de las líneas de transmisión.

En la figura 7.4 se muestra el diagrama de una línea del Sistema Nacional Interconectado y en la figura 7.5 se muestra un diagrama de bloques en el que se detallan las maniobras principales y secundarias a seguir por

*Inecel para la restauración del S.N.I. en caso de un co  
lapso total.*



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Debido a la configuración actual del Sistema Nacional Interconectado, que pierde fácilmente la estabilidad ante fallas de líneas cercanas a Paute, y que ante otras contingencias se recupera gracias a la oportuna operación del esquema de rechazo de carga por baja frecuencia, nuestra ciudad viene siendo continuamente sometida a interrupciones en amplios sectores, desmejorando considerablemente la continuidad con la que se brinda el servicio a los usuarios.

Por el motivo anteriormente citado es recomendable que Inecel cumpla con la ejecución de la Fase C del Sistema Nacional de Transmisión, la misma que se encuentra retardada y que contempla el cierre del anillo nacional a nivel de 230 KV, ya que este sistema presenta una característica mucho más estable que el sistema radial actual ante la presencia de simple contingencia en las líneas de transmisión.

También es necesaria la construcción de la nueva línea Paute-Guayaquil contemplada en la Fase D, y que servirá para evacuar la generación del Proyecto Paute C, ya en etapa de construcción, para mejorar aún más la estabilidad del S.N.I.

Para poder obtener los índices de confiabilidad de nuestro sistema, es necesario un cambio en el formato de los reportes de interrupción, de tal manera que se pueda registrar los KVA fallados en cada interrupción.

Con el propósito de reducir el tiempo de las interrupciones es conveniente recomendar que se ponga operadores en las subestaciones que no lo tienen, sobre todo en las que tienen dos transformadores, de esta manera se puede probar líneas de subtransmisión sin esperar que personal de distribución llegue a la subestación. Además esto liberaría al personal para el patrullaje de líneas.

Otra alternativa sería que las alimentadoras de 13.8 KV que salen de las subestaciones 69/13.8 KV, queden con sus interruptores abiertos automáticamente al momento de producirse una desconexión en la línea de subtransmisión que alimenta a la subestación.

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

1. R.J. KAFKA, D.R. PENDERS, S.H. BONCHEV, "System Restoration Plan Development for a Metropolitan Electric System". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-100, No. 8 AGO 1981, pp. 3.703-3.711.
2. COLECAO DISTRIBUICAO DE ENERGIA ELETRICA. "Desempenho de Sistemas de Distribuicao" Volumen 3, Eletrobrás.
3. CIER, Comisión de Integración Eléctrica Regional, Sub-Comité de Operación y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos, "Manual de Estadísticas de Desconexiones en Sistemas Eléctricos", Etapa de redes, Nov. 1.974, Montevideo, Uruguay.
4. EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC., "Manual de Operación del Sistema de Transmisión y Distribución", 1.982.
5. A.H. El-Abiad, editor, Power Systems Analysis and Planning, cap. 8, Power System Operation and Control, Parte VII, "System Restoration", por L.H. FINK, pp. 182-184.