

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

"MANTENIMIENTO Y OPERACION DE UN SISTEMA
DE DISTRIBUCION"

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION: POTENCIA

PRESENTADA POR :

GUSTAVO ADOLFO GILER CABAL

GUAYAQUIL - ECUADOR

1.986

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

AL ING. JORGE FLORES MACIAS,
DIRECTOR DE TESIS, POR SU -
AYUDA Y COLABORACION PARA
LA REALIZACION DE ESTE TRA
BAJO.

A TODOS MIS PROFESORES POR
SUS CONOCIMIENTOS IMPARTIDOS.

DEDICATORIA

- A MIS PADRES
- A MIS HERMANOS
- A MIS FAMILIARES
- A MIS AMIGOS



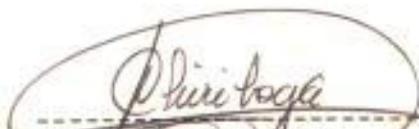
ING. GUSTAVO BERMUDEZ FLORES
SUB-DECANO DE LA FACULTAD DE
INGENIERIA ELECTRICA



ING. JORGE FLORES MACIAS
DIRECTOR DE TESIS



ING. ALBERTO HANZE BELLO
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

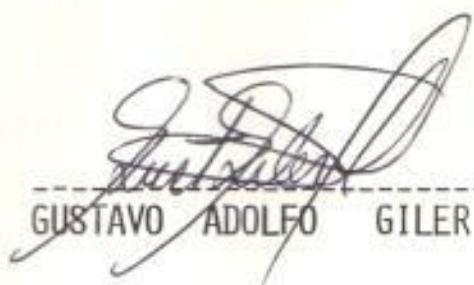


ING. JORGE CHIMBOGA V.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

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 EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES DE LA ESPOL).



GUSTAVO ADOLFO GILER CABAL

R E S U M E N

En esta tesis se dan ciertas normas y procedimientos para el mantenimiento y la operación de un sistema de distribución.

Se ha tomado como objeto de estudio a la Empresa Eléctrica Regional Guayas - Los Ríos, en especial el Sistema Durán. Se empieza realizando un Análisis y Estudio de la Condición Actual, su área de concesión y configuración de los Sistemas que posee a su cargo, luego se describe el Sistema Durán, sus alimentadoras a nivel de 13.8 KV, cargas especiales de los Sistemas y curvas de carga de la S/E Durán.

Se trata posteriormente del Mantenimiento preventivo, sus ventajas, se plantean métodos y tipos de inspecciones, se señalan las principales pruebas que deben realizarse a los equipos más comunes en un sistema eléctrico describiendo algunas de ellas.

Finalmente se trata sobre la operación de un sistema de distribución, se menciona un tipo de estructura que permite operar eficientemente un sistema de distribución, se corre un flujo de carga y cortocircuito del sistema Durán analizando las condiciones del mismo.

INDICE GENERAL

PAGS.

RESUMEN -----	VI
INDICE GENERAL -----	VIII
INDICE DE FIGURAS -----	XII
INDICE DE TABLAS -----	XIV
INTRODUCCION -----	16
CAPITULO I	
ANALISIS Y ESTUDIO DE LA CONDICION ACTUAL DE EMELGUR	
1.1. GENERALIDADES -----	19
1.2. AREA DE CONCESION Y CONFIGURACION DE LOS SISTEMAS -----	25
1.2.1. Sistema Durán -----	25
1.2.2. Sistema Daule -----	32
1.2.3. Sistema Quevedo -----	37
1.3. DESCRIPCION DEL SISTEMA DURAN -----	42
1.3.1. Cargas especiales -----	43

1.3.2. Curvas de carga -----	49
------------------------------	----

CAPITULO II

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

2.1. OBJETIVOS -----	53
2.1.1. Económico -----	53
2.1.2. Técnico -----	53
2.2. SISTEMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO -----	54
2.2.1. Consideraciones generales -----	54
2.2.2. Inspección de redes y líneas de distribución -----	56
2.2.2.1. JERARQUIZACION DE REDES O L/D	57
2.2.3. Métodos de Inspección -----	60
2.2.4. Tipos de inspección -----	61
2.2.4.1. INSPECCION VISUAL-----	63
2.2.4.2. INSPECCION INSTRUMENTAL ---	86
2.2.5. Mantenimiento con línea viva -----	91
2.2.5.1. CONSIDERACIONES GENERALES--	91
2.2.5.2. SUPERVISION Y CONTROL -----	92

CAPITULO III

MANTENIMIENTO Y PRUEBAS A EQUIPOS MAS COMUNES
DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS

3.1. CONSIDERACIONES GENERALES -----	98
3.2. EJECUCION DE PRUEBAS POR EMPRESAS ESPECIALIZADAS -----	99

3.2.1. Transformador de corriente -----	103
3.2.2. Transformador de potencial -----	103
3.2.3. Transformador de potencia -----	103
3.2.4. Disyuntor -----	104
3.2.5. Barraje -----	105
3.2.6. Llaves de seccionadores manuales y motorizadas-	105
3.2.7. Resistencia de aterrizamiento-----	106
3.2.8. Pararrayos -----	106
3.2.9. Instrumentos de Protección - Todos los tipos de relés y elementos asociados -----	106
3.2.10. Instrumentos de medición -----	107
3.2.11. Paneles -----	107
3.2.12. Cargadores de Batería -----	108
3.2.13. Banco de Baterías Eléctricas -----	108
3.2.14. Malla de tierra -----	108
3.3. PRUEBAS -----	109
3.3.1. Relación de Transformación -----	109
3.3.2. Ensayos de polaridad -----	109
3.3.3. Desplazamiento angular -----	110
3.3.4. Control de la temperatura -----	111
3.3.5. Ensayo de rigidez dieléctrica -----	113
3.3.6. Prueba de aislamiento de los devanados de los transformadores de potencia -----	116
3.3.7. Prueba a los relés de sobrecorriente tipo induc ción -----	118

3.4. CONSIDERACIONES GENERALES -----	120
CAPITULO IV	
OPERACION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION	
4.1. CONSIDERACIONES GENERALES -----	123
4.2. CENTRO DE OPERACION DE DISTRIBUCION -----	124
4.2.1. Supervisión de operaciones -----	125
4.2.2. Central de Consultas -----	127
4.2.3. Central de Operaciones -----	128
4.2.4. Sectores de apoyo -----	129
4.2.4.1. INGENIERIA OPERACIONAL -----	130
4.2.4.2. PLANIFICACION OPERACIONAL -----	138
4.2.5. Grupos de Emergencia -----	140
4.3. FLUJO DE CARGA Y CORTOCIRCUITO SISTEMA DURAN -----	140
4.3.1. Capacidad de líneas de Subtransmisión y Dis- tribución -----	144
4.3.2. Confiabilidad y pérdidas -----	148
4.4. SISTEMA DE COMUNICACIONES -----	149
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES -----	152
BIBLIOGRAFIA -----	154

INTRODUCCION

El mantenimiento es una actividad que se ejecuta para preservar las características ideales conferidas por las etapas anteriores al propio mantenimiento, o sea admitiendo que fueron rigurosamente observadas las siguientes recomendaciones:

- Proyecto adecuado
- Correcta especificación de los elementos constituyentes del sistema.
- Adquisición de equipos, instrumentos y materiales de buena calidad.
- Ejecución del montaje por una empresa calificada y en perfecta observancia del proyecto.
- Apropiado ajuste de los dispositivos de protección.

El asegurar condiciones económicas y confiables de operación depende en gran parte del mantenimiento (limpieza, lubricación, chequeo periódico, substituciones, pruebas, etc.), que se dé a los equipos, para

detectar y corregir a tiempo posibles daños que podrían ocurrir. Estos daños en equipos podría significar en algunas ocasiones un par y/o sus pensión de servicio al usuario, por un tiempo - que dependerá de la gravedad del caso, con las consiguientes pérdidas económicas a causa de una - producción detenida, reposición o reparación de equipo eléctrico dañado, personal accidentado, - etc.

El mantenimiento es la principal variable en la rentabilidad de una empresa. Después que el proyecto fue definido, las instalaciones fueron ejecutadas, las materias primas fueron juiciosamente seleccionadas, y cuando los equipos están trabajando, la gran variable es el mantenimiento.

El mantenimiento preventivo es una actividad eje cutada en intervalos previamente definidos, ob jetivando minimizar la probabilidad de ocurrencias de fallas y la degradación del comportamiento - operacional de un equipo.

Se debe tener cuidado de no excederse en la apli cación del mantenimiento, lo cual por el contrario po

dría significar gasto económico innecesario y destruc
ción del equipo.

CAPITULO I

ANALISIS Y ESTUDIO DE LA CONDICION ACTUAL DE EMELGUR

1.1. GENERALIDADES

La Empresa Eléctrica Regional Guayas - Los Ríos, consti
tuye una entidad de derecho público y tendrá como ob-
jetivo fundamental la generación local, la distribución
y la comercialización de la energía eléctrica en su
área de concesión.

Dispondrá de patrimonio y recursos propios, autonomía
técnica, económica y administrativa.

Está constituida básicamente por un Directorio, la Ge
rencia General, la Dirección Técnica, la Dirección Fi
nanciera, Dirección Comercial, Dirección de Planifica-
ción y las demás unidades administrativas necesarias -
para su normal desenvolvimiento.

Siendo el Directorio el que traza la línea de acción

de la empresa, este debe estar integrado por las entidades que representan los intereses de la regional y por ende son las entidades que tienen que velar por el desarrollo eléctrico.

Así el Directorio estará conformado por los siguientes miembros:

- Un representante de INECEL
- Un representante de los Consejos Provinciales del área de la Regional.
- Un representante de los Municipios del área de la regional.
- Un representante del Colegio de Ingenieros Eléctricos del área de la regional.
- Un representante de los trabajadores de la Empresa Eléctrica Regional.
- Un representante de las Cámaras de la Producción del área de la Regional.
- Un representante por la Escuela Superior Politécnica

ca del Litoral.

Son obligaciones de la Empresa Regional:

- Suministrar la energía eléctrica para el alumbrado público y para el servicio industrial, comercial y residencial a todo el que lo solicite sin ninguna restricción.

- Realizar sus estudios de proyección de demanda eléctrica y el programa de obras para satisfacer la real necesidad de energía eléctrica del sistema, y no estar sujeto a restricciones debido a estudios que tratan de frenar el desarrollo de la zona.

- Conservar las obras e instalaciones en condiciones adecuadas para la eficiente prestación del servicio eléctrico.

- Realizar y ejecutar el plan de electrificación rural de la región que esté de acuerdo con sus requerimientos y poder conseguir la productividad del sector agropecuario y el establecimiento de la agroindustria.

- Elaborar y ejecutar programas destinados al desarrollo

llo de los recursos humanos necesarios para satisfacer sus requerimientos.

Será el área técnica la encargada de la dirección del mantenimiento y operación de los tres sistemas a su cargo.

El Organigrama general de EMELGUR, y el de la Dirección Técnica se encuentran en las figuras N° 1 y N° 2, respectivamente.

ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL
GUAYAS LOS RIOS

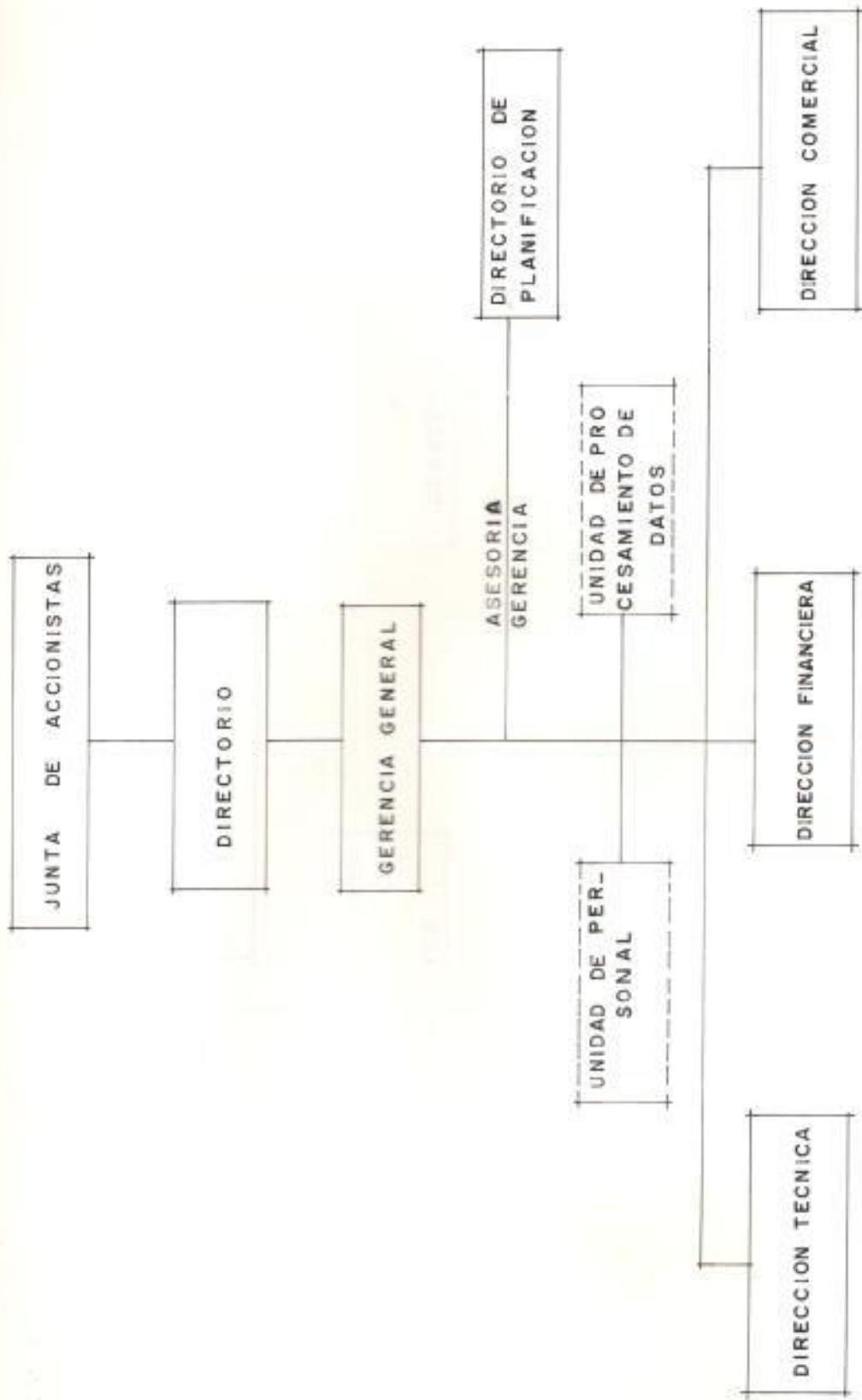


Figura N°-1

ORGANIGRAMA DE LA DIRECCION TECNICA

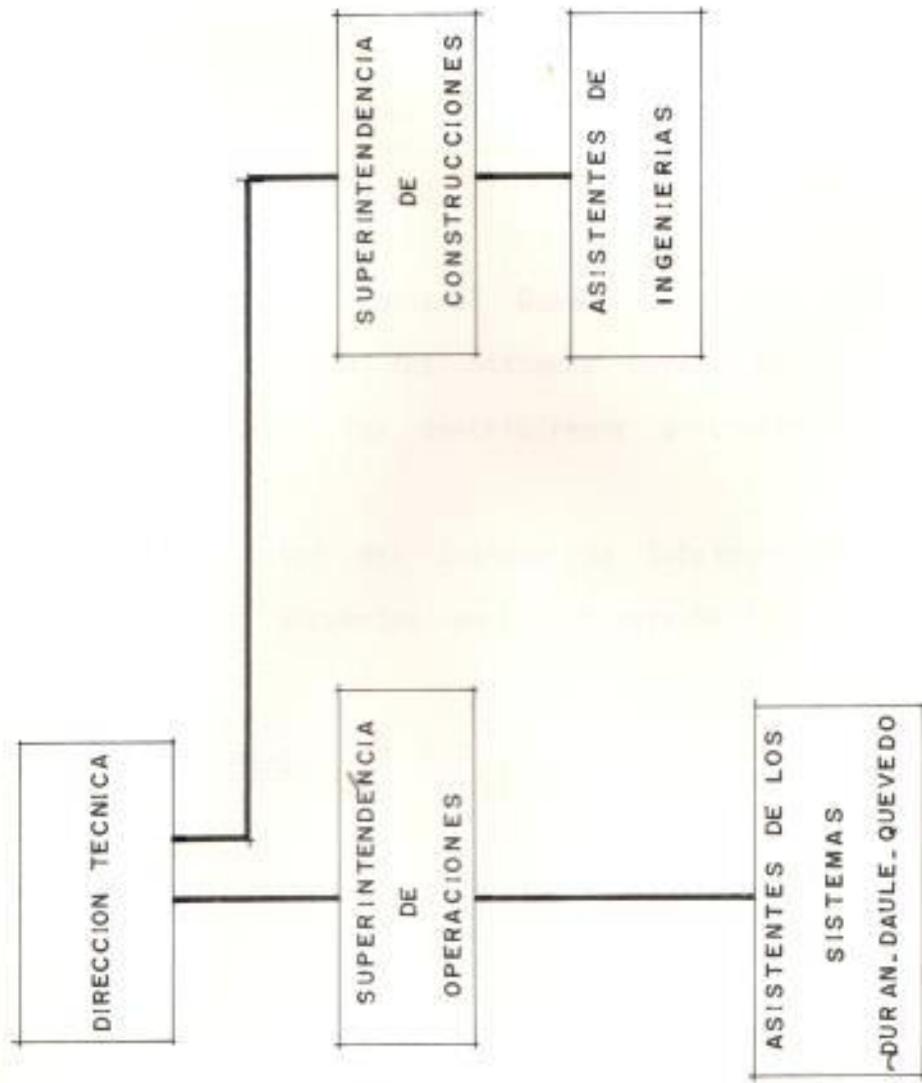


Figura N.º 2

1.2. AREA DE CONCESION Y CONFIGURACION DE LOS SISTEMAS

La zona de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Guayas - Los Ríos (EMELGUR), abarca aproximadamente 10.201 Km², siendo la población total según resumen provisional del censo de 1.982 de 538.650 habitantes.

La Empresa Eléctrica Regional Guayas - Los Ríos, tiene bajo su administración los Sistemas Durán - Daule y Quevedo, los cuales los describiremos a continuación.

El Diagrama Unifilar del Sistema de Subtransmisión - Daule - Durán se encuentra en la figura N° 3.

1.2.1. Sistema Durán

El Sistema Durán recibe la energía del Sistema Nacional Interconectado, por medio de la S/E de Reducción Pascuales.

La energía recibida del SNI es transmitida por medio de un sistema de subtransmisión a 69 KV, de aproximadamente unos 57 Km, a 3 subestaciones de reducción 69/13.8 KV (Tennis, Durán, Samboron-

dón), con una capacidad instalada total de 22 MVA, cuyas características técnicas se encuentran en las tablas N° 1 y N° 2.

De las subestaciones de reducción salen 9 alimentadoras a nivel de 13.8 KV, cuyo diagrama unifilar se encuentra en la figura N° 4.

Las demandas del Sistema Durán por alimentadoras están indicadas en la tabla N° 3.

SISTEMA DURAN DIAGRAMA UNIFILAR

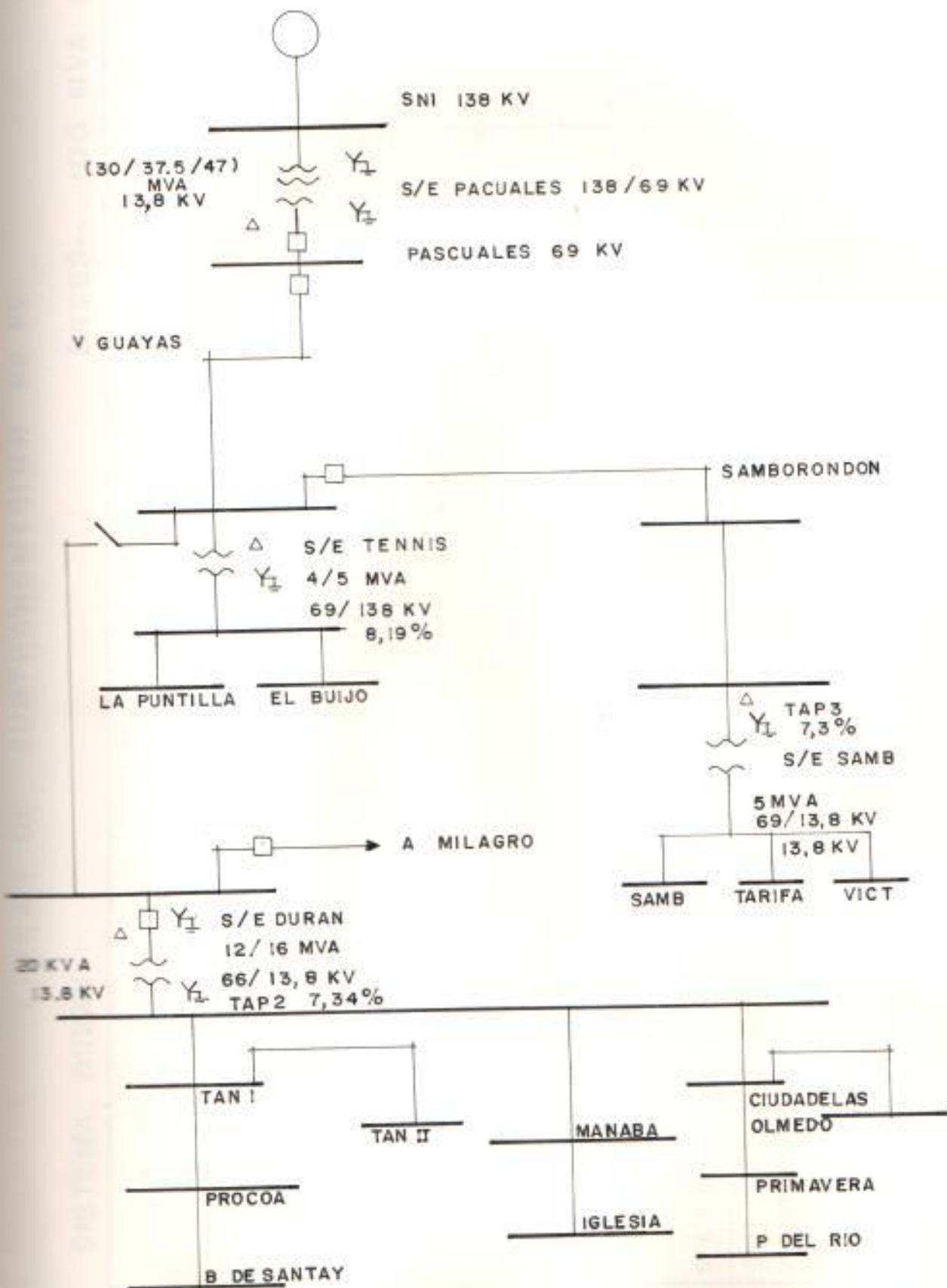


Figura N° 4

LINEAS DE SUBTRANSMISION 69 KV

SISTEMA DURAN

BASES— 100 MVA 69 KV

DE	A	LONGITUD (Kms)	CONDUCTOR		IMPEDANCIA (%)	
			CALIBRE (MCM)	TIPO	SECUENCIA POSITIVA	SECUENCIA CERI
S/E PASCUALES SNI	V GUAYAS	7,6	336,4	ACSR	3,03 + J 7,11	6,44 + J 27,66
V GUAYAS	S/E TENNIS	6,8	477	ACSR	1,92 + J 6,12	4,97 + J 24,60
S/E TENNIS	LA PUNTILLA	4	477	ACSR	1,13 + J 3,6	2,96 + J 14,41
LA PUNTILLA	FINAL PUENTE RIO DAULE	2,2	500	Cu-15KV	0,7 + J 1,2	2,4 + J 0,6
FINAL PUENTE RIO DAULE	S/E DURAN	6,1	477	ACSR	1,72 + J 5,48	4,48 + J 21,96
S/E TENNIS	Y- SAMBORONDON	7,2	266,8	ACSR	3,62 + J 6,86	6,87 + J 26,32
Y SAMBORONDON	S/E SAMBORONDON	22	266,8	ACSR	11,06 + J 20,96	30,99 + J 20,44

TRANSFORMADORES DE SUBESTACION
 CARACTERISTICAS TECNICAS PRINCIPALES
 SISTEMA DURAN

NOMBRE DE SUBESTACION	TRANS Nº	CAPACIDAD		RELACION TRANSF (KV)	CONEX DE TRAF	
		MVA	T. TRIAM		PRIMAR	SECUND
DURAN	1	12/16	0A/FA	66/13.8		
TENNIS	1	4/5	0A/FA	69/13.8		
SAMBORONDON	1	5	0A/FA	69/13.8		

Tabla Nº-2

24

DEMANDA DE LAS CARGAS DEL SIST DURAN 1986

S/E		Nº	BARRA	DEMANDA MAX	DEMANDA MED	DEMANDA MIN
				(KW+JKVAR)	(KW+JKVAR)	(KW+JKVAR)
			DURAN 13.8	535+J342.4	770+J482	407 + J 214
			PUNTILLA	620 + J 225	418 + J 214	321 + J 120
YENNIS	ALIM		EL BUIJO	268+ J 97	171 + J 85.6	28.4 + J 33
		1	VICTORIA	214 + J 86	140 + J 75	107 + J 33
SAMBORONDON	ALIM	2	TARIFA	107 + J 43	75 + J 33	54 + J 22
		3	SAMBORONDON	1.027+ J 331.7	642+ J 300	535 + J 214
			TANASA	567.1 + J 342	750 + J 460	1605+J 86
DURAN	ALIM	2	PROCOA	256+ J 171.2	3745 + J 2033	85.6 + J 54
			B SANTAY	492 + J 321	695 + J 428	182 + J 96
			EL MANABA	1605 + J 888.1	1091 + J 770	856 + J 586
		3	IGLESIA	1605 + J 877	1080+J 770	856 + J 586
			OLMEDO	1070 + J 642	620+ J 471	482 + J 321
			PRIMAVERA	428 + J 256.8	267.5 J 214	214 + J 150
		4	P DEL RIO	750+ J 460	428 + J 333	321 + J 224
			TOTAL	9.544.6+J5083.3	7522+J4836.4	4708 + J 2728.5

Tabla Nº 3

1.2.2. Sistema Daule

El sistema Daule recibe la energía necesaria del Sistema Nacional Interconectado, por medio de la subestación de reducción Pascuales.

La energía recibida del SNI, es transmitido por medio de un sistema de subtransmisión a 69 KV de aproximadamente 111 Km. a 4 subestaciones de reducción de 69/13.8 KV (Daule, Palestina, Pedro Carbo, Balzar) con una capacidad instalada total de 17.5 MVA, cuyas características técnicas se encuentran en las tablas N° 4 y N° 5, cabe indicar que además existen las subestaciones La Favorita y La Toma como cargas especiales con una capacidad instalada de 7.5 MVA.

De las subestaciones de reducción salen 8 alimentadoras a nivel de 13.8 KV, cuyo diagrama unifilar se encuentran en la figura N° 5.

Las demandas del Sistema Daule por alimentadoras están indicadas en la Tabla N° 6.

DIAGRAMA UNIFILAR

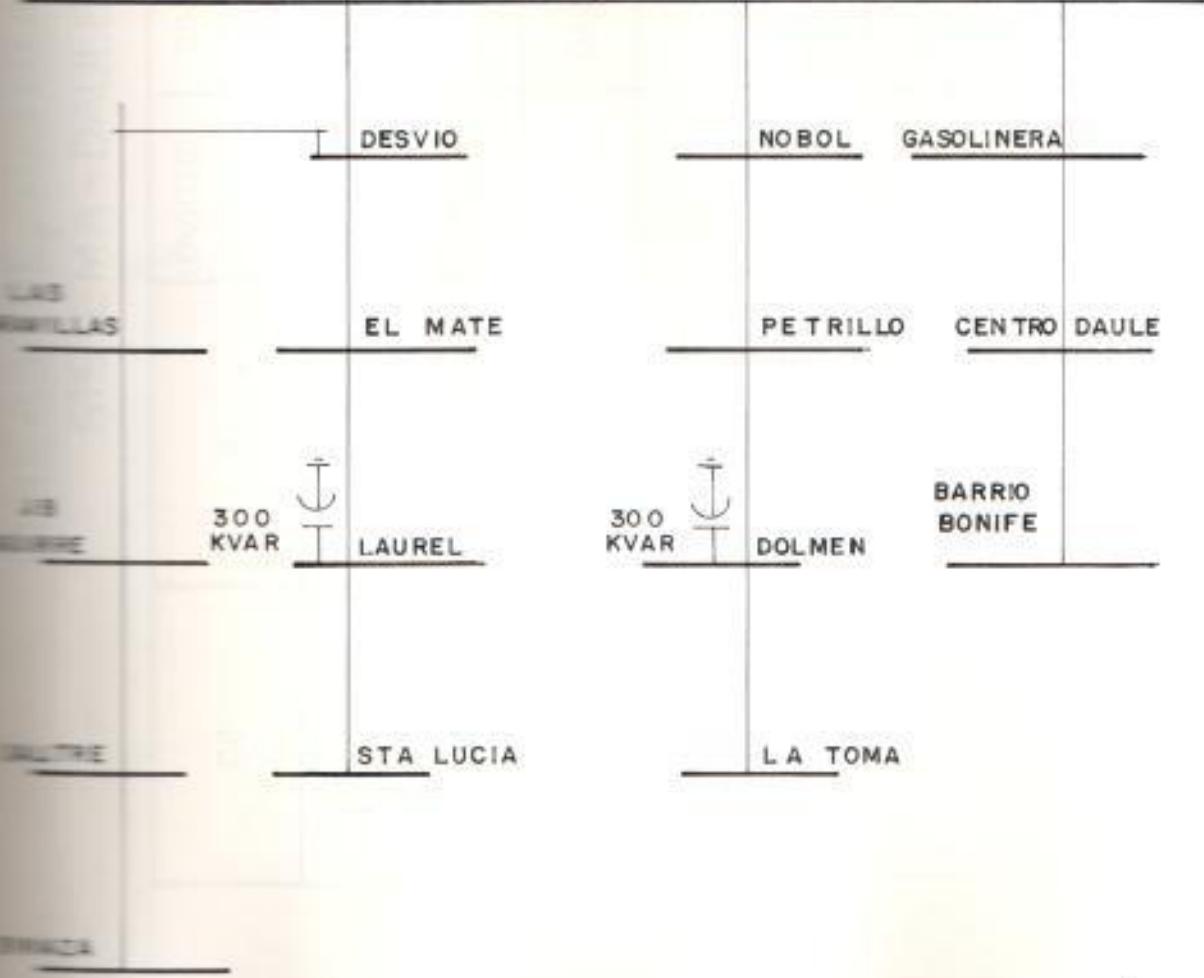
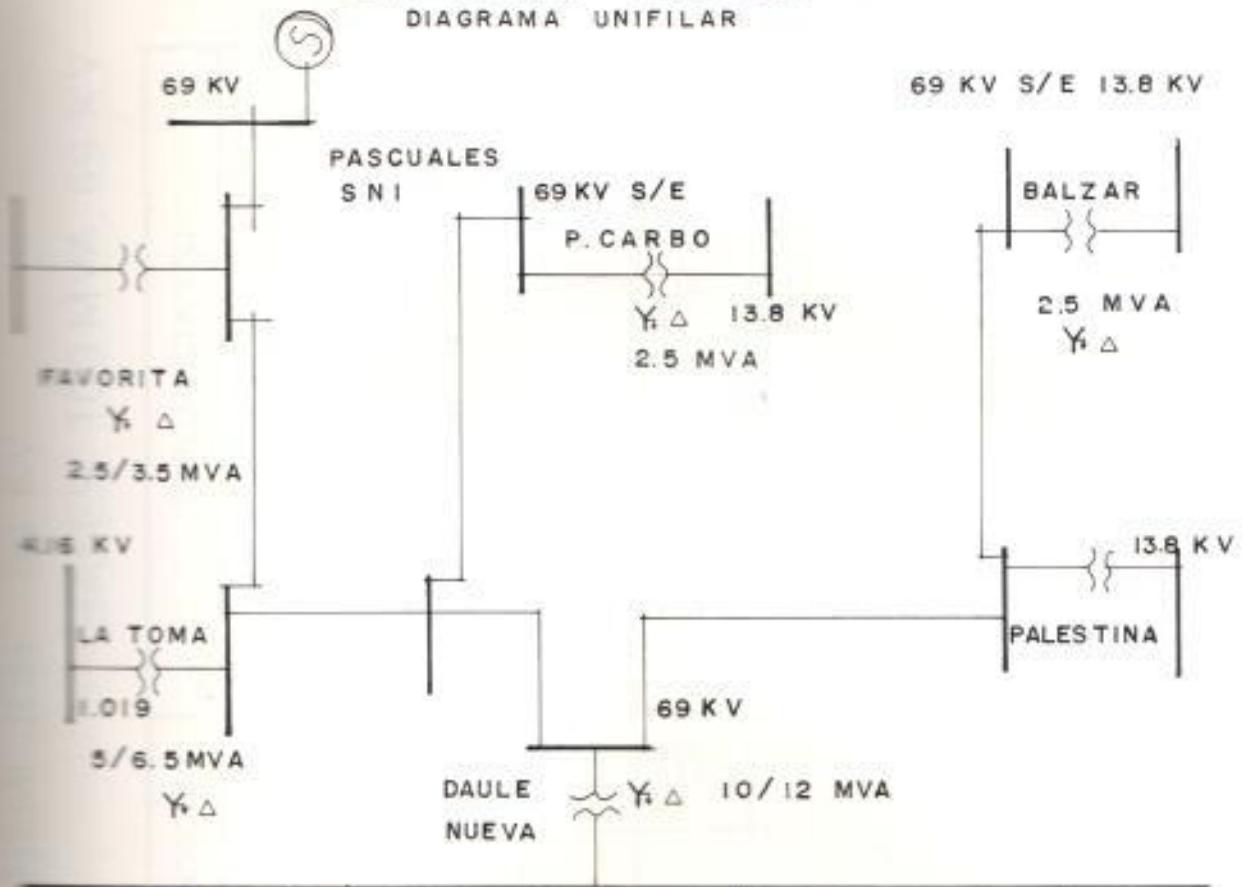


Figura N° 5

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN 69 KV
 SISTEMA - DAULE
 BASES: 100 MVA, 69 KV

DE	A	LONGITUD (Kms)	CONDUCTOR		IMPEDANCIA (%)	
			CALIBRE	TIPO	SECUENCIA POSITIVA	SECUENCIA CERO
S/E PASCUALES SNI	S/E LA FAVORITA	6,6	336,4	ACSR	2,64 + j 6,16	6,16 + j 22,87
S/E LA FAVORITA	S/E LA TOMA	2,4	336,4	ACSR	0,96 + j 2,24	2,04 + j 8,73
S/E LA TOMA	ARRANQUE A PEDRO CARBO	12,7	336,4	ACSR	5,07 + j 11,86	11,86 + j 44,00
ARRANQUE A PEDRO CARBO	ISIDRO AYORA	15,0	336,4	ACSR	5,99 + j 14,01	14,01 + j 51,98
ISIDRO AYORA	S/E PEDRO CARBO	13,0	266,8	ACSR	6,53 + j 12,48	13,48 + j 45,39
ARRANQUE A PEDRO CARBO	S/E DAULE	7,0	336,4	ACSR	2,80 + j 6,54	6,54 + j 24,26
S/E DAULE	S/E PALESTINA	25,5	266,8	ACSR	12,82 + j 24,48	26,45 + j 89,03
S/E PALESTINA	S/E BALZAR	29,5	266,8	ACSR	14,83 + j 28,32	30,60 + j 102,99

**TRANSFORMADORES DE SUBESTACION
CARACTERISTICAS TECNICAS
SISTEMA DAULE**

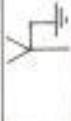
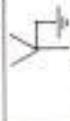
NOMBRE DE SUBESTACION	TRANSFORMADOR N°	CAPACIDAD		RELACION DE CONEXION TRANSFORMADOR KV PRIMARIO SECUNDA.	TRANSFORMADO
		MVA	T. ENTRIA		
DAULE NUEVA	1	10/12	0A/FA	69 / 13,8	
PEDRO CARBO	2	2,5	0A	69 / 13,8	
PALESTINA	3	2,5	0A	69 / 13,8	
BALZAR	4	2,5	0A	69 / 13,8	
FAVORITA	5	25/3,5	0A	67 / 13,2	
LA TOMA	6	5 / 2,5	0A	69 / 4,10	

Tabla N° 5

DEMANDA DE LAS CARGAS DEL SISTEMA DAULE AÑO 1986

S/E	Nº	BARRA	DEMANDA MAX	DEMANDA MEDIA	DEMANDA MIN.	
			(kw+jkvar)	(kw+jkvar)	(kw+jkvar)	
INDICITA			590,6 + j 300	1102 + j 556	642 + j 428	
			4173 + j 1894	3852 + j 1894	3852 + j 1892	
TOMA	ALIM Nº1	MARAVILLAS	43 + j 21	21 + j 19	18 + j 13	
		J B AGUIRRE	86 + j 43	43 + j 37	36 + j 25	
		SALITRE	246 + j 128,4	129 + j 107	107 + j 75	
		VERNAZA	107 + j 54	54 + j 45	45 + j 32	
		EL MATE	375 + j 193	171,2 + j 139	139 + j 46	
		LAUREL	321 + j 160,5	154 + j 128	132 + j 91	
		Sto LUCIA	374,5 + j 193	171 + j 139	139 + j 96	
			NOBOL	321 + j 171	150 + j 128	129 + j 86
			PETRILLO	75 + j 37	37 + j 32	32 + j 21
			DOLMEN	214 + j 107	230 + j 642	1284 + j 642
DAULE	ALIM Nº2	LA TOMA	107 + j 54	54 + j 43	45 + j 42	
		GASOLINERA	214 + j 107	107 + j 89	89 + j 65	
		ALIM Nº3	CENTRO DAULE	802 + j 428	375 + j 321	321 + j 240
		B BANIFE	321 + j 171	139 + j 118	118 + j 73	
PEDRO CARGO			1070 + j 556	535 + j 440	454 + j 342	
			1819 + j 909	792 + j 696	685 + j 428	
PUERTO			1070 + j 565	535 + j 442	455 + j 328	
SALTAR						
		TOTAL	12329 + j 6082,9	9650 + j 6013,4	8723 + j 4965	

Tabla Nº 6

1.2.3. Sistema Quevedo

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

La energía recibida del SNI es transmitida por medio de un sistema de subtransmisión a 69 KV de aproximadamente 48 Km. a 3 subestaciones de reducción con una capacidad instalada total de 220 MVA (Quevedo Sur, El Empalme, Daule y Peripa), cuyas características técnicas se encuentran en las tablas N° 7 y N° 8.

De las subestaciones de reducción Quevedo Sur y El Empalme salen 6 alimentadores a 13.8 KV., cuyo diagrama unifilar se encuentra en la figura N°6.

Las demandas del Sistema Quevedo por alimentadora están indicados en la tabla N° 9.

DIAGRAMA UNIFILAR

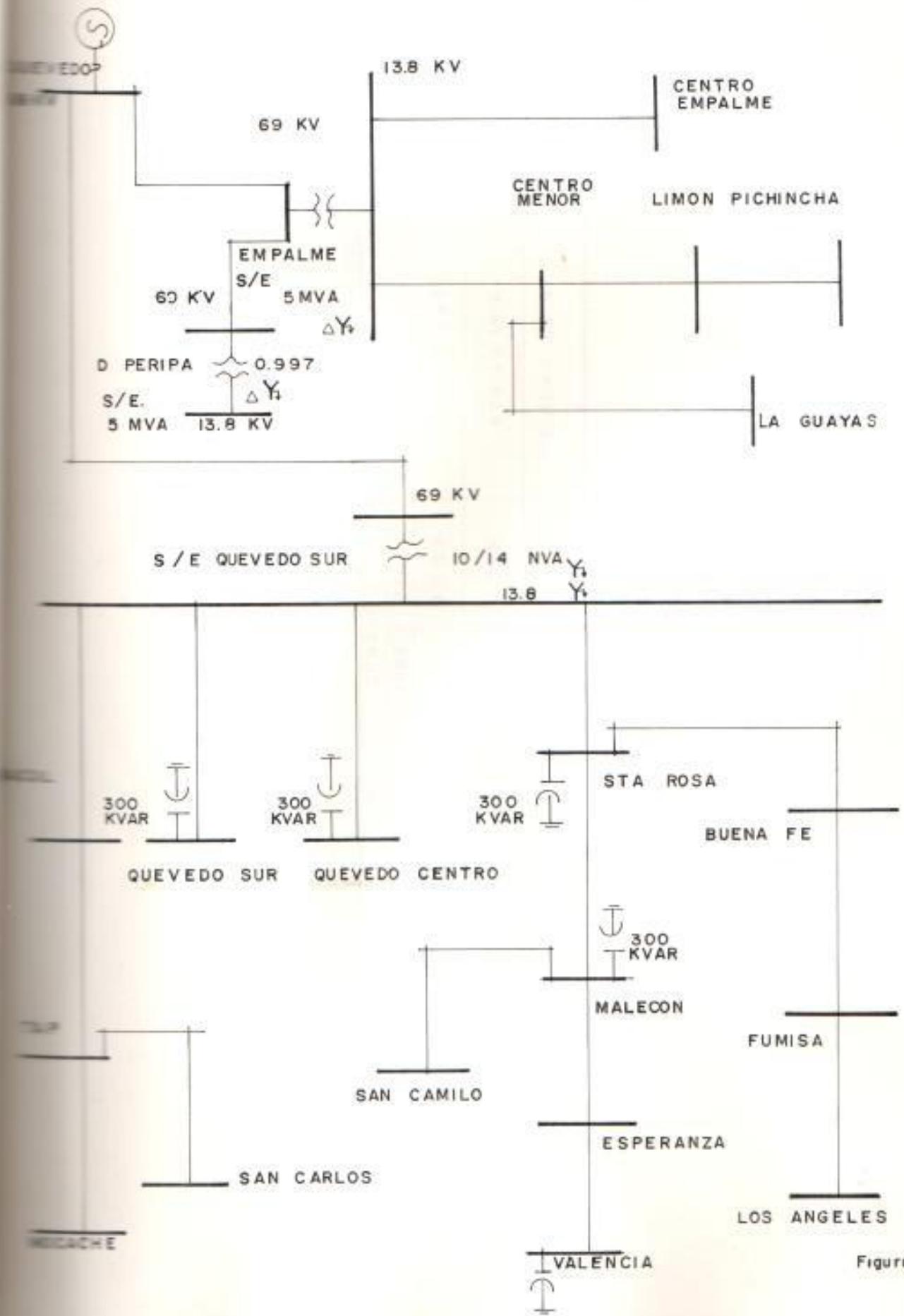


Figura N° 6

LINEA DE SUBTRANSMISION

SISTEMA QUEVEDO

BASES 100 MVA 69 KV

DE	A	LONG (Kms)	CONDUCTOR		IMPEDANCIA		
			CALIBRE	TIPO	SECUENCIA	POST	SECUENCIA CERO
S/E QUEVEDO SNI	S/E QUEVEDO SUR	4,00	4,77	ACSR	1.13 + J 3.63	3.27 + J 13.65	
S/E QUEVEDO SNI	S/E EL EMPALME	17,00	4,77	ACSR	4,79 + J 15.41	13.88 + J 58.44	
S/E EL EMPALME	S/E DAULE PERIPA	2.7 00	4,77	ACSR	7.61 + J 24.47	22.04 + J 92.62	

Tabla N° 7

**TRANSFORMADORES DE SUBESTACION CARACTERISTICAS
TECNICAS PRINCIPALES SISTEMA
QUEVEDO**

NOMBRE DE SUBESTACION	TRANS N°	CAPACIDAD		RELACION TRANFOR. KV	CONEX DE TRANS		IMPEDANCIA	
		MVA	T. ENTRIA		SECUNDARIO	SEC. POS SEC. CERO		
QUEVEDO SUR	1	10/14	0/A/FA	67/13,2	$\text{Y}\overline{\text{H}}$	$\text{Y}\overline{\text{H}}$	6,77	
EL EMPALME	1	5	0A	69/13,8	Δ	$\text{Y}\overline{\text{H}}$	7,30	
DAULE PERIPA	1	5	0A	69/13,8	Δ	$\text{Y}\overline{\text{H}}$	7,30	

Tabla N° 8

DEMANDA DE LAS CARGAS DEL
SISTEMA QUEVEDO
Año 1986

		#	BARRA	DEMANDA MAX.	DEMANDA MEDIA	DEMANDA MIN.	
				(KW + JKVAR)	(KW + JKVAR)	(KW + JKVAR)	
Empalme	Alim.		Dauile-Peripa	1819 + j 214	1712 + j 642	1819 + j 642	
		1	Centro Empalme	521 + j 268	2782 + j 219	2033 + j 160,5	
			Centro Menor	80 + j 40,6	43 + j 32	32 + j 23	
	Alim.	2	El Limón	37,4 + j 18	20,3 + j 15	15 + j 11	
			Pichincha	192,6 + j 96,3	101,6 + j 80,2	77 + j 55,6	
			La Guayas	107 + j 53,5	55 + j 46	43 + j 31	
Quevedo	1		A Macul	107 + j 53,5	55 + j 45	43 + j 31	
			San Carlos	160,5 + j 80,2	85,6 + j 70	64,2 + j 48,15	
			Mocache	214 + j 107	113,4 + j 94,16	85,6 + j 64,2	
		2	Sur Quevedo	1391 + j 706,2	738,3 + j 588,5	535 + j 428	
		3	Centro Quevedo	1658,5 + j 856	877,4 + j 728	642 + j 514	
	Alim.	4		San Camilo	268 + j 140	141,2 + j 115,6	107 + j 83,46
				Santa Rosa	283,5 + j 149,8	150 + j 122	113,4 + j 91
				Malecon	161 + j 85,6	85 + j 71	64,2 + j 51
				Esperanza	374,5 + j 187	198 + j 148	150 + j 108
				Valencia	642 + j 321	342 + j 278	257 + j 186
				Buena Fe	428 + j 214	227 + j 171	171 + j 134
				Fumisa	214 + j 107	113 + j 85,6	85,6 + j 62
			Los Angeles	214 + j 107	113 + j 85,6	85,6 + j 62	
		TOTAL	8872,7 + j 3804	5453 + j 3636	4592 + j 2786		

1.3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DURÁN

El sistema Durán como ya lo mencionamos recibe la energía del SNI a 3 subestaciones de reducción (Tennis, Durán, Samborondón) de las cuales salen 9 alimentadores que a continuación se detalla:

S/E Durán: Salen 4 alimentadoras

Alimentadora N° 1.- Recorre la carretera vía Durán Tambo - cruza el puente Río Daule y Babahoyo - La Puntilla - Entre Ríos - Tarifa - Samborondón - La Victoria.

Alimentadora N° 2.- Recorre el sector industrial (Tanasa - Finca Delia).

Alimentadora N° 3.- Recorre la carretera Durán Tambo - Sector de las ciudadelas de Durán.

Alimentadora N° 4.- Recorre el sector del centro de Durán (Central - Durán - Escandón), tal como se indica en la tabla N° 10.

S/E Tennis: Salen 2 alimentadoras.

Alimentadora N° 1.- Recorre sector Entre Ríos - La Puntilla.

Alimentadora N° 2.- Recorre el sector Aurora, General Gómez,
El Buijo.

S/E Samborondón: Salen 3 alimentadoras

Alimentadora N° 1.- Recorre el sector del centro de Samboron
dón.

Alimentadora N° 2.- Recorre el sector Arranque al Carmen -
Tarifa.

Alimentadora N° 3.- Recorre el sector de la Victoria.

Cabe señalar que las S/E Tennis, Samborondón fueron re
cientemente incorporadas al Sistema Durán, de esta for
ma se deja inoperativa la Alimentadora N° 1 de la S/E
Durán tomando toda su carga la S/E Tennis y Samboron
dón, dando de esta manera facilidades de maniobras en
caso de fallas en el sistema.

1.3.1. Cargas especiales de los sistemas

Sistema Durán:

No existen cargas industriales a nivel de 69 KV, to

LINEA DE DISTRIBUCION 13,8 KV

S/E DURAN

BASES 100 MVA 14,43 KV

IDENTIFICACION DE LINEA	DE	A	LONGITUD Km	CONDUCTOR	
				CALIBRE	TIPO
ALIMENTADORA 1	S/E DURAN	CARRETERA	0,50	336,4	ACSR
	CARRETERA	INICIO PUENTE BABAHOYO	3,10	336,4	ACSR
	INICIO PUENTE BABAHOYO	FINAL PUENTE BABAHOYO	2,05	500	Cu-15Kv
	FINAL PUENTE BABAHOYO	INICIO PUENTE DAULE	0,90	336,4	ACSR
	INICIO PUENTE DAULE	FINAL PUENTE DAULE	0,90	1/0	Cu-15 Kv
	INICIO PUENTE BABAHOYO	FINAL PUENTE BABAHOYO	2,05	500	Cu-15 Kv
	FINAL PUENTE BABAHOYO	INICIO PUENTE DAULE	0,90	336,4	ACSR
	INICIO PUENTE DAULE	FINAL PUENTE DAULE	0,90	500	Cu-15 Kv
	ENTRERIOS	ARRANQUE A LA AURORA	10,90	4/0	ACSR

Tabla N°10

LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN 13.8 KV

S/E DURAN

BASES 100 MVA 14,43 KV

IDENTIFICACION DE	DE	A	LONGITUD Kms	CONDUCTOR	
				CALIBRE	TIPO
	ARRANQUE A LA AURORA	GENERAL GOMEZ	8,60	4/0	ACSR
	GENERAL GOMEZ	ARRANQUE A EL CARM	5,50	4/0	ACSR
	ARRANQUE A EL CARMEN	TARIFA	1,80	2/0	ACSR
	TARIFA	SAMBORONDON	4,00	2/0	ACSR
	SAMBORONDON	LA VICTORIA	8,00	2/0	ACSR
ALIMENTADORA 2	S/E DURAN	DESVIO A TANASA	1,00	4/0	ACSR
	DESVIO A TANASA	MARINES	2,20	2/0	ACSR
	DESVIO A TANASA	MARMOLES	1,10	4/0	ACSR

LINEAS DE DISTRIBUCION 13,8KV

S/E DURAN
BASES 100MVA 14,43KV

IDENTIFICACION DE LINEA	DE	A	LONGITUD	CONDUCTOR	
				CALIBRE	TIPO
	MARMOLES	FINCAS DELLA	3,90	4/0	ACSR
ALIMENTADORA 3	S/E DURAN	CARRETERA	0,50	4/0	ACSR
	CARRETERA	ARRANQUE CDLA. ORAMAS	0,80	4/0	ACSR
	ARRANQUE CDLA. ORAMAS	ARRANQUE A CDLAS.	0,14	4/0	ACSR
	ARRANQUE A CIUDADELAS	CIUDADELAS	1,40	4/0	ACSR
	CIUDADELAS	LINEA PRIMAVE- RA SECAP	0,70	4/0	ACSR
	ARRANQUE A CIUDADELAS	CDLA LA PRIMAVERA	2,16	4/0	ACSR
	CDLA LA PRIMAVERA	SECAP	1,50	2/0	ACSR

LINEAS DE DISTRIBUCION

S/E DURAN
100 MVA 1443 KV

Nº de fase 3

IDENTIFICACION DE LINEA	DE	A	LONGITUD (Km)	CONDUCTOR	
				CALIBRE	T I P O
ALIMENTADORA Nº 4	S/E DURAN	CENTRAL DURAN	2,83	1/0	ACSR
	CENTRAL DURAN	EL CAMAL	1,20	1/0	ACSR
	EL CAMAL	ESCANDON	160	4/0	ACSR

das son a 13.8 KV y están concentradas la mayor parte en la alimentadora N° 2. En el mes de Octubre entra una carga de aproximadamente 1 MW - por la Feria Internacional, la cual se toma de la barra Durán.

Sistema Daule:

Encontramos las siguientes cargas industriales es peciales:

- La Empresa Municipal de Agua Potable que recibe servicio a nivel de 69 KV del sistema de subtransmisión de EMELGUR y su demanda es - aproximadamente de 3.9 MW.

- La fábrica de aceites La Favorita.- presenta - una demanda de 1.2 MW y se la suministra a ni vel de 69 KV, pero comercialmente es cliente de EMELEC.

- Sistema Quevedo.- Existe una carga industrial - predominante que es el Proyecto Daule - Peripa que tiene una demanda de 2 MW y recibe energía a nivel - de 69 KV por medio de la S/E Daule - Peripa.

1.3.2. Curvas de carga

La obtención de las características típicas de carga diaria de las subestaciones nos sirven como ayuda y orientación de como se comporta el sistema, ya sea a nivel de subtransmisión o distribución (por alimentadoras) de energía eléctrica.

En la tabla N° 11, se presentan datos de carga de la subestación Durán (4 alimentadoras) durante un día del año, indicando sus demandas máximas y medias.

En las figuras N° 7 y 8 se presentan las características típicas de carga diaria y la equivalente rectangular de la subestación Durán.

S/E DURAN

HORA	PROMEDIO DEMANDAS (MW)
1.00	5,46
2.00	5,42
3.00	5,23
4.00	5,25
5.00	5,39
6.00	4,97
7.00	4,93
8.00	5,53
9.00	5,84
10.00	5,95
11.00	6,30
12.00	6,26
13.00	6,38
14.00	6,26
15.00	6,30
16.00	6,06
17.00	6,25
18.00	7,70
19.00	9,26
20.00	8,91
21.00	8,40
22.00	7,56
23.00	6,79
24.00	5,93
D. MAX. (MW):	9,26
D. MEDIA (MW):	6,70

Tabla N° 11

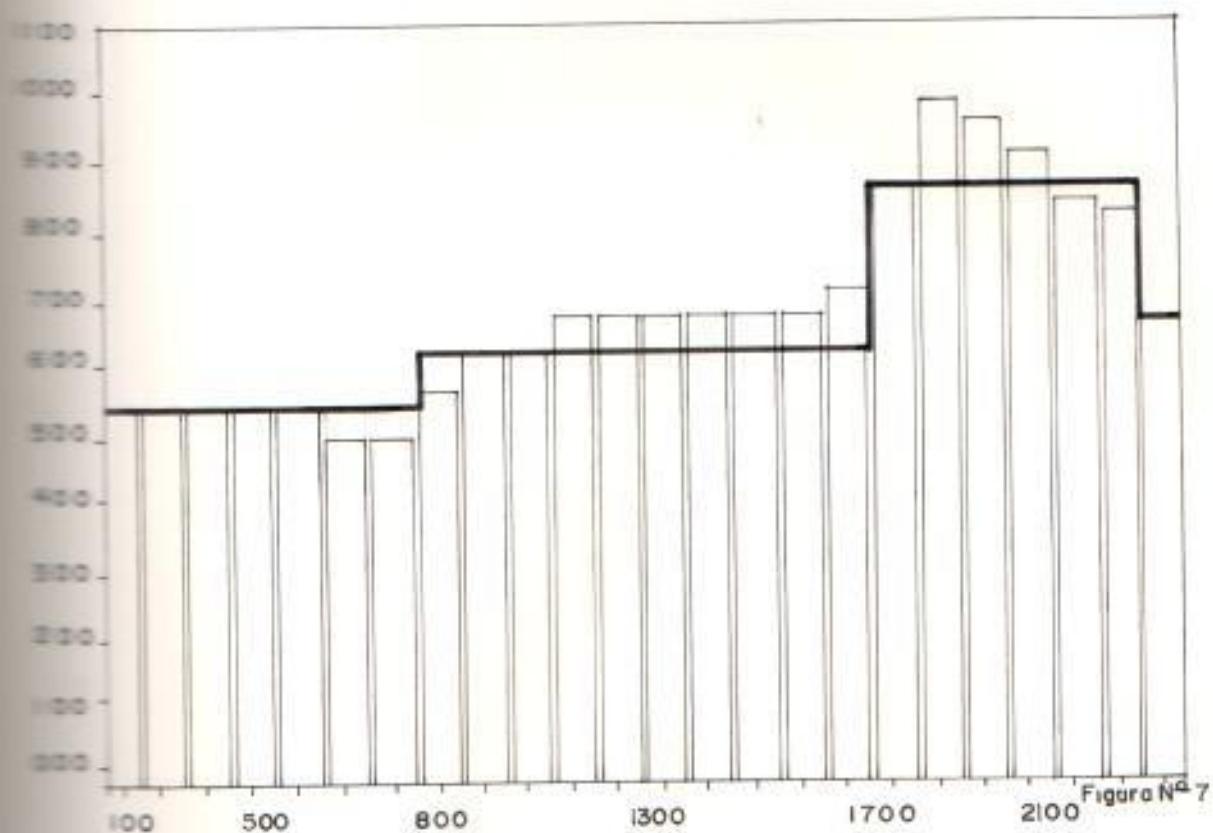
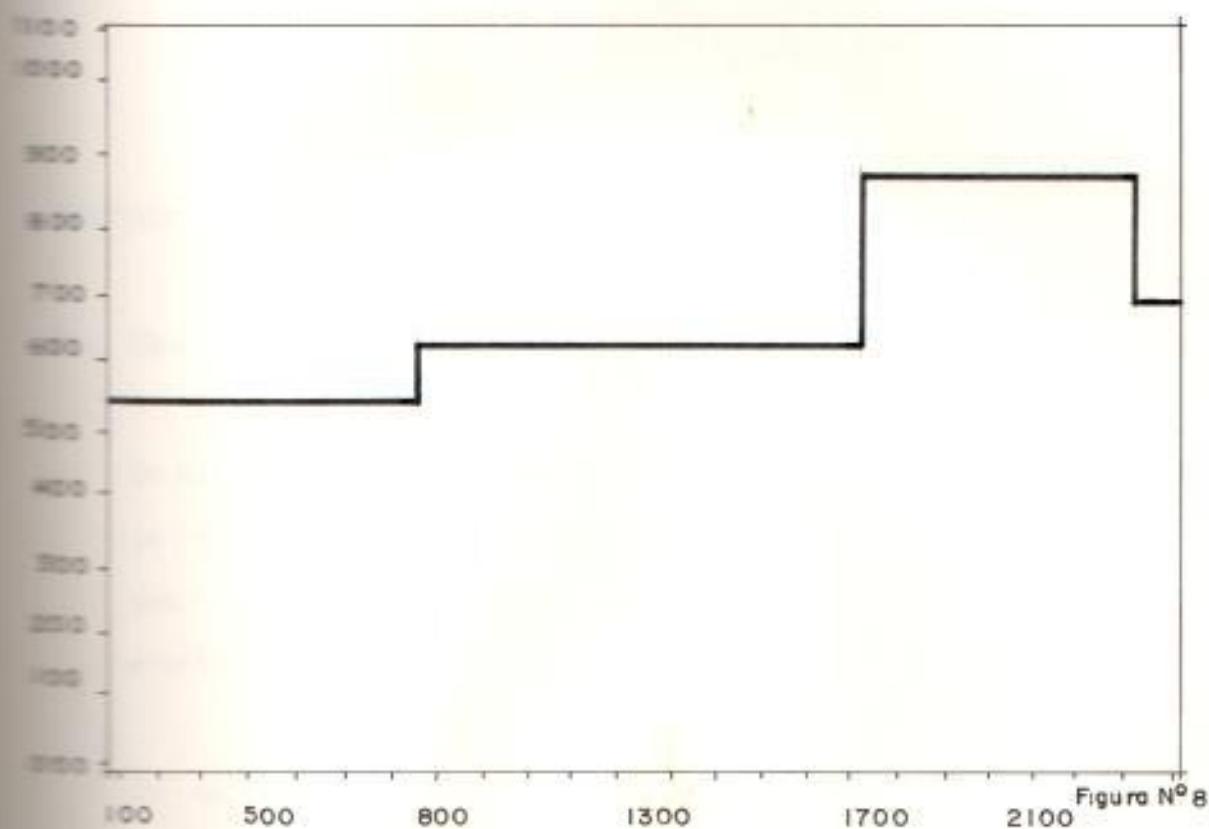


Figura N^o 7

**CARACTERÍSTICA TÍPICA DE CARGA DIARIA
DE LA SUBESTACION DURAN**



**CARACTERISTICA EQUIVALENTE RECTANGULAR DE
CARGA TIPICA DIARIA DE LA SUBESTACION
DURAN**

CAPITULO II

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

2.1. OBJETIVO

Se define el término mantenimiento como actividades que se desarrollan, con el fin de conservar las propiedades físicas de un equipo en condiciones de funcionamiento seguro, eficiente y económico.

Su objetivo se lo puede fijar desde dos puntos de vista: el económico y el técnico.

2.1.1. Objetivo económico

Es contribuir a sostener lo más bajo posible - el costo del producto, para nuestro caso la subtransmisión y distribución eléctrica.

2.1.2. Objetivo Técnico

Es conservar en condiciones de funcionamiento se

guro y eficiente las propiedades físicas.

Clases de Mantenimiento

Aunque existen muchos criterios para la clasificación del mantenimiento, podemos adoptar uno - desde el punto de vista técnico que consiste en dividir el mantenimiento en correctivo y preventivo.

El correctivo se caracteriza en la corrección de fallas a medida que se van presentando.

En el preventivo la característica es la detección de la falla en su fase inicial y la corrección en el momento oportuno.

2.2. SISTEMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

2.2.1. Consideraciones Generales

Mantenimiento preventivo es todo servicio programado de control, conservación o restauración de instalaciones y equipos ejecutados con la finalidad de mantenerlos en condiciones de operación

y prevenir posibles fallas que afecten su disponibilidad.

Básicamente, son aceptados por las empresas especializadas como mantenimiento preventivo los servicios indicados a continuación, soportados por una programación previa:

- Substituir: conductores, interruptores de palanca, pararrayos, aisladores, conectores, crucetas, guarniciones de hierro, postes, y otros equipos de distribución.
- Templar, aliviar la tensión mecánica en los conductores.
- Aplomar postes.
- Nivelar crucetas.
- Cambiar o alejar conductores.
- Ajustar o rehacer conexiones.
- Limpiar, lavar y substituir aisladores.
- Podar árboles.

- Enumerar o reenumerar los postes o los equipos.
- Retirar de la red objetos raros.
- Medir la resistencia de aterrizamiento.

2.2.2. Inspección de redes y líneas de distribución

La inspección objetiva es identificar las irregularidades y anomalías existentes en el sistema de distribución, que si no fueran corregidas a tiempo resultarán en defectos e interrupciones en el abastecimiento de energía eléctrica.

Al evaluar las condiciones del sistema de distribución, la inspección conduce al establecimiento de las prioridades para la ejecución del mantenimiento.

En este sentido la inspección constituye una etapa esencial e imprescindible del proceso del mantenimiento.

En este capítulo se dará énfasis a la jerarquización de las redes o líneas para efecto de inspección y mantenimiento, así como serán tratados los tipos y métodos de inspección.

2.2.2.1. JERARQUIZACION DE LAS REDES O LINEAS DE DISTRIBUCION:

La jerarquización de las redes o líneas constituye una actividad sobremanera importante en la elaboración de un programa de inspección.

Para el conjunto de las redes o líneas que sirven a una localidad, la jerarquización viene a contestar la pregunta: ¿En qué redes o líneas de distribución - los recursos de inspección y en consecuencia, los de mantenimiento deberán ser colocados prioritariamente?

La jerarquización debe ser hecha considerando diferentes aspectos de cada red o línea, siendo los principales:

- a. Desempeño Operativo: Evaluado a través de las frecuencias de interrupción en el sis

tema, y número de consumidores atendidos.

- b. Importancia de la red o de la línea.- Definida a partir del número y tipo de consumidores.

- c. Condiciones mecánicas y eléctricas.- Se basa en la edad de la red o de la línea y de sobrecargas permanentes en los conductores.

En nuestro caso el Sistema Durán, una jerarquización para las cuatro alimentadoras a nivel de 13.8 KV, considerando los diferentes aspectos ya mencionados la hacemos en la tabla N° 12, en la cual haciendo un análisis de los resultados vemos que la Alimentadora N° 2, tiene la prioridad 1, Alimentadora N° 3, prioridad 2, Alimentadora N° 4, prioridad 3 para finalmente la Alimentadora N° 1, tener la prioridad 4.

Una vez jerarquizadas las redes o líneas para efecto de inspección, podrán ser definidas las actividades y serán realizadas

SISTEMA DURAN

	ALIM Nº 1 DURAN PUNTILLA SAMBORONDON	ALIM Nº 2 INDUSTRIAS	ALIM Nº 3 CIUDADELAS DEL NORTE DURAN	ALIM Nº 4 CENTRO DURAN
FRECUENCIAS DE INTERRUPCIONES AÑO 85	6	12	5	5
NUM DE ABONADOS ATENDIDOS	2800	59	4300	3400
TIPO DE CONSUMIDORES	URBANO - URBANO MEDIO - RURAL 2	INDUSTRIAL 4	URBANO - MEDIO 2	URBANO - MEDIO 4
EDAD PROMEDIO DE ALIMENTADO- RAS (AÑOS)	5	5	8	10
CONSUMO TOTAL PROMEDIO (MW)	1,61	1,59	1,44	2,23
	18 %	35 %	25 %	22 %

Tabla Nº 12

periódicamente generando entonces el programa de inspección.

2.2.3. Métodos de Inspección

Para efecto de inspección de las redes y líneas de distribución, deberán ser utilizados los siguientes métodos de inspección:

- Total o poste a poste
- Sectorial
- Por muestras

En la inspección total deberán ser revisados todos los postes de la red o línea de distribución.

En la inspección sectorial, deberán ser revisados los componentes específicos de la red, como por ejemplo la red primaria, la red secundaria, los aisladores, los conectores, etc.

En la inspección por muestras, deberán ser revisados solamente algunos postes (pertenecientes a la muestra pre-seleccionada) del total de los postes instalados en la red o línea de distribución.

La elección del método de inspección deberá llevar en consideraciones los siguientes factores:

- Importancia de la red o línea, en términos de capacidad, número de consumidores y prioridad de atención.
- Interés en determinarse una causa específica como por ejemplo inspeccionar las conexiones, por ser marcado el número de defectos en sus herrajes.
- Recursos disponibles para la inspección.
- Condiciones de acceso a la red o línea.
- Seguridad del personal de la inspección.
- Extensión a ser recorridas.

2.2.4. Tipos de Inspección

El Sistema Eléctrico Regional Guayas - Los Ríos (EMEGUR) no presenta ningún tipo de programas de inspección preventiva sino más bien de carácter correctivo es decir ante el reclamo de los consumi-

dores ya sea vía telefónica o personalmente.

Existen unas hojas tipos de atención a usuarios las cuales se las elabora en la administración de cada sistema y llegarán al área de operaciones para que se realice la inspección, siendo el encargado del sistema el que la efectúe para luego enviar un informe a la Superintendencia de Operaciones con copia a la Administración del Sistema a su cargo.

Cabe señalar que en la hoja tipo de atención a usuarios estará detallado el tipo de servicio solicitado pudiendo ser:

- Reparación al sistema

- Reubicación de la red.

- Necesidad o habilitación de servicio eléctrico de acuerdo a la demanda.

A continuación se presenta, según los criterios vigentes los siguientes tipos de inspecciones que se deben realizar en las redes o líneas de distribución.

2.2.4.1. INSPECCION VISUAL:

La inspección visual es el tipo de inspección ejecutada directamente sobre el sistema eléctrico, a simple vista o con auxilio de un binocular, siendo ésta el tipo de inspección predominante ejecutada.

a. Programación de la Inspección.- El programa de inspección visual deberá ser elaborado con base en la jerarquización de las redes o líneas de distribución registrados en impresos apropiados. Estos impresos deberán presentar características que permitan:

- Identificar la época del año en la cual cada red o línea irá a sufrir inspección y mantenimiento, comparar la diferencia entre la inspección y el mantenimiento (que deberá ser de máximo, 30 días), comparar los servicios ejecutados con los previstos.

Para la elaboración del programa de

inspección visual, deberán ser ana
lizados también:

- . Aprovechamiento de las interrupciones programadas para obras en el sistema.
- . Epoca del año favorable a la inspección.
- . Acceso al local de la inspección.
- . Disponibilidad de recursos para la inspección.

b. Periodicidad del programa de inspección.-
La periodicidad de la inspección visual y en consecuencia el mantenimiento deberá ser establecida por medio de evaluaciones anuales, en que son comparados - el volumen de servicios de mantenimiento ejecutados y los recursos utilizados en esos servicios. Un criterio práctico a considerar es que la inspección de las redes y de las líneas que atienden a los diferentes sectores deberá ser he

cha en el mínimo una vez al año, y la inspección de las líneas de distribución rurales, en el mínimo una vez cada dos años.

Entre las redes y líneas de distribución del área servida, algunas podrán presentar características especiales que determinan que ellas sean inspeccionadas y reciban mantenimiento más frecuente que las demás. Estas características son:

- Atienden a cargas importantes.

- Están localizadas en zonas sujetas a gases del sector industrial en este caso se deberá definir con que frecuencia el agente contaminador afecta al sistema eléctrico.

- Están localizados en las orillas marítimas, estas alimentadoras deberán ser inspeccionadas y recibir mantenimiento mínimo una vez cada seis meses.

c. Impresos para la inspección.- Para la inspección de las redes y líneas de distribución se recomienda que los impresos contengan informaciones que permitan atender los siguientes objetivos:

- Registrar en términos cuantitativos y cualitativos los servicios a ser ejecutados en consecuencia de las anomalías encontradas.

- Facilitar el control de la corrección de las anomalías.

- Calcular los costos de la inspección.

Una medida que facilita el cumplimiento de los impresos y de manera general, la inspección y el mantenimiento, consiste en la identificación de los postes instalados, por medio de numeración en el propio poste o de coordenadas de un sistema de mantenimiento.

d. Componentes a ser observados en las -
inspecciones visuales.-

d.1. Postes.-

Deberá ser inspeccionados:

- Numeración del poste; número que es té borrado total o parcialmente deberá ser identificados para ser pintado nuevamente.
- Poste fuera de alineamiento, inclinado o flexionado deberá ser corregido especialmente a lo largo de las carreteras.
- Postes con base deteriorada o con hendidura los postes de madera deberán ser inspeccionados en cuanto a la putrefacción, por encima y abajo del nivel del suelo (30 cm.). Deberán ser golpeados con martillo, si están podridos emitirán un ruido característico.

- Necesidad de sustitución.- Se recomienda la sustitución del poste en los casos en que el mismo no tenga condiciones de resistir por más de un año al defecto presentado, se podrá sustituir también por razones de localización y estética. Los postes sujetos a choques frecuentes deberán ser recolocados en posiciones más favorables.

d.2. Crucetas.-

Deberán ser inspeccionadas:

- Nivelamiento, las crucetas inclinadas o descolocadas de la posición normal por falta de herraje o por cualquier otro motivo deberán ser apuntadas para su corrección.
- Sustitución.- Serán sustituidas las crucetas que presentaren quemaduras extensas de rayos, hendiduras, astillas, putrefacción.-

d.3. Aisladores.-

Deberán ser inspeccionados:

- Los aisladores que estén rajados, astillados, rotos o chamuscados, para que sean sustituidos.
- Otros defectos, como aisladores desuornillados y con pernos torcidos.

d.4. Conductores.-

Deberán ser inspeccionados:

- Corrección de la flecha - cuando hay diferencia notable entre una fase y la otra, se deberá corregir también.
- Reparación de cables partidos deberán ser inspeccionados si las enmuendas existentes son adecuadas al tipo de conductor.
- Necesidad de nuevo amarre en el aisulador.

- Falta de cinta de protección.
- Existencia de señales de cortocircuito en los conductores o de objetos raros.

d.5. Conexiones.-

En la inspección deberá ser considerada cualquier irregularidad en las conexiones.

En los casos en que sea encontrado un conector paralelo enmendado o cable (en el medio vano) apuntar para posterior sustitución.

d.6. Aterrizamiento.-

En la inspección visual, deberán ser revisados los aspectos mecánicos de la unión a tierra, la conexión del conductor a tierra debe ser profunda (500 mm.), debe ser revisado:

- Continuidad del circuito, desde la

conexión superior del componente a ser aterrizado hasta el descenso a la tierra.

- Fijación del conductor.- tierra en la cruceta.
- En los casos en que el descenso es externo al poste, revisar si el canal o el electroducto de protección están firmemente fijados al poste.

d.7. Pararrayos.-

La inspección deberá ser dirigida para los siguientes detalles:

- En primer lugar, apuntar las posiciones donde falten pararrayos, siendo recomendable su instalación en función de las normas técnicas.
- Revisión de la posición de la cruceta, en cuanto a su alejamiento.

- Revisión de las condiciones de las guarniciones de hierro y de la apretadura de las roscas.

- Revisión de las condiciones de la porcelana de la acumulación de polvo.

d.8. Interruptor de fusible e interruptor de palanca.-

Deberán ser observados los siguientes puntos:

- Posición en la cruceta

- Integridad del circuito.

- Condiciones de las guarniciones de hierro de fijación, de la porcelana del cartucho portafusible, del conector, del contacto (caso del interruptor de fusibles).

- Condiciones de la guarnición de

hierro de fijación, de la base de los aisladores de las láminas de los terminales (caso del interruptor de palanca).

- Conexiones flojas y ajuste.

En caso de interruptores manuales y mecanismo de operación deberán ser revisados:

- Conexiones.
- Aisladores.
- Contactos.
- Guarniciones de hierro, roscas de apretar.
- Mecanismos de operación, fijación al poste.
- Candado.
- Unión a la tierra.

d. 9. Transformadores.-

Deberán ser inspeccionados:

- Integridad física de las uniones.
- Condiciones físicas de la guarnición de hierro de fijación.
- Unión a la tierra.
- Existencia o señales de sustancia que se forma por la humedad.
- Estado de la pintura.
- Numeración.

d.10. Interruptor a aceite.-

Deberán ser inspeccionados:

- Vaciamiento de aceite, estanquedad a la de humedad.
- Nivel de aceite.
- Número de operaciones
- Posición de la palanca (Abierta o cerrada).

- Integridad de las tapas de unión a tierra.

d. 11. Regulador.-

Deberán ser inspeccionados:

- Vidrio del mostrador de "taps".
- Vaciamiento por las aletas de refrigeración perforadas por la humedad o por la tapa.
- Nivel de aceite.
- Pararrayos, interruptores "by-pass".
- Porcelanas.
- Unión a la tierra.
- Luces indicadoras y posición de los punteros.
- Contador de operaciones.

d.12. Seccionalizador.-

Deberán ser inspeccionados:

- Estado de la pintura
- Presencia de la sustancia que se presenta por la humedad.
- Integridad de la unión a tierra.
- Integridad de las tapas.
- Posición de la palanca de operación.

d.13. Capacitores.-

Deberán ser revisados:

- Continuidad de las uniones, primarios, interruptor, fusible, capacitor.
- Continuidad de las uniones; primario, pararrayos, descenso a la tierra.
- Aterrizamiento de la estructura, soporte

de los capacitores.

- Condición de las tapas.
- Estado de la pintura, presencia de sustancia que se forma por la - acumulación de la humedad.
- Comandos.
- Contador de operaciones.
- Luces indicadoras.

d.14. Iluminación Pública.-

Deberán ser revisados:

- Integridad de los componentes.
- Continuidad de las uniones.
- Estado físico de los componentes.
- Condiciones en cuanto a la posición de los componentes.

IMPRESOS PARA INSPECCION VISUALES

ELABORADO POR:

FECHA

	ALIM N° 1			ALIM N° 2			ALIM N° 3			ALIM N°		
	N° DEL POSTE	CANTIDAD	CORREGIDOS									
1) POSTES												
NUMERACION DEL POSTE BORRADO												
POSTE FUERA DEL ALINEAMIENTO INCLINADO O FLEXIONADO												
POSTE DETERIORADO												
SUBSTITUCION DEL POSTE												
2) CRUCETAS												
INCLINADAS O DESCOLOCADAS												
SUBSTITUCION												
3) AISLADORES												
RAJADOS. ASTILLADOS. ROTOS												
DESTORNILLADOS O PERNOS TORCIDOS												

- Focos prendidos en el período diurno.

Nota: La simple sustitución de focos constituye rutina aparte.

d. 15. Zona de seguridad.-

- La presencia o proximidad de ramas o vástagos de árboles junto a los conductores deberá ser considerada para que sean tomadas las medidas necesarias conforme el caso.
- En terrenos de cultivos, la altitud de los mismos o apilamiento de vegetales secos junto a los postes (peligro de fuego) o bajo las línneas son condiciones de inseguridad, en este caso los propietarios deberán ser avisados, para que tomen las providencias para la remoción.

e. Recursos Utilizados.- Las inspecciones deberán ser siempre hechas por perso-

nal especializado, que esté familiarizado con los criterios y padrones del proyecto que sea capaz de identificar irregularidades en el material y en el equipo instalado en la red. Es importante resaltar que una inspección bien hecha conduce a una gran eficacia en el mantenimiento.

Los grupos específicos de inspección o el inspector de línea dedicándose esencialmente a la averiguación y al apuntamiento de las anomalías en el sistema, recorriendo en media de 4 a 6 Km. de línea o red cada día.

La inspección visual puede ser hecha por equipos de línea viva, que utilizan vehículos con canastas aéreas el mantenimiento es desarrollado simultáneamente. El binocular es el principal equipo a ser utilizado en las inspecciones visuales, pues permite el examen detallado de los componentes. Otros equipos auxiliares podrán ser utilizados como pala, machete, escaleras, es

indispensable el equipo de protección como: guantes, casco, lentes de protección y otros.

2.2.4.2. INSPECCION INSTRUMENTAL :

La inspección instrumental es hecha in directamente en el sistema eléctrico , con el empleo de aparatos que permitan detectar las condiciones físicas y eléc tricas del objeto de la inspección.

Existen varios tipos de equipos para la inspección instrumental, que por ser de costos elevados y muy sofisticados no se utilizan en nuestro medio, aunque hay tendencia para la utilización más inten sificada de este tipo de inspección, so bre todo cuando existe gran incidencia de reclamaciones en una misma área, cuan do la red o línea sufre interrupciones frecuentes en corto plazo sin causa idén tificada, en caso de incidencia elevada de fallas en conexiones y en conductores. La inspección instrumental deberá ser acompañada de una inspección visual parcial de las redes o líneas.

Para mayor ilustración al respecto, menciono a continuación un tipo de inspección instrumental con un aparato de Termovisión.

a. Inspección en Termovisión.- El termovisión es un aparato que permite detectar, sin necesidad de contacto físico o mecánico puntos supercalentados en la red , que constituyen fuentes potenciales de interrupciones.

El termovisión 720 es un sistema de inspección termográfica portátil completo que está constituido de dos unidades básicas: la cámara especial, que enfoca el objeto a ser revisado, y la unidad de video, constituida de un osciloscopio adaptado convenientemente y que expone las imágenes térmicas.

El conjunto es alimentado por una batería portátil o por un rectificador de corrientes alterna.

En la imagen térmica aparecen puntos - de diversas luminosidades, que permiten por medio de una serie de cálculos, de terminar la temperatura del objeto en focado en relación a la temperatura - ambiente o a otras fuentes de referen- cias.

1. Programación de la inspección.- Las prioridades para la inspección con el termovisión deberán ser definidos considerándose la jerarquización de las redes o líneas de distribución y el grado de incidencia de defectos en conexiones y enmiendas o conductor partido en la red o línea. Para ma yor eficiencia en la aplicación del termovisión podrá ser indicado, en planta el recorrido del aparato, a ser definido en función de los servi- cios en la red y de detalles del tránsito local.

2. Periodicidad de la inspección.- Por ser un tipo de inspección aún sofisticado no se tiene un criterio uniforme para

determinar la periodicidad de la inspección, sin embargo se concluye que la inspección con el termovisión ocurre en las siguientes situaciones:

- Cuando hay gran incidencia de defectos en conexiones, emiendas o conductores por partidas.
- Cuando es hecha la reinspección después de la corrección de defectos detectándose la inspección normal. (después del mantenimiento).
- Cuando hay sobrecarga en la alimentadora.
- Para verificación de la calidad de los servicios ejecutados por contratistas.

3. Criterios para el mantenimiento después de la inspección.- Debido a que el termovisión permite identificar puntos supercalentados y la intensidad de la irregularidad, podrán ser establecidos cri

terios para la actuación del mantenimiento después de la inspección, en base a la diferencia de temperatura del objeto enfocado y la del medio ambiente.

Así podemos poner como ejemplo, experiencias que se han realizados en otros países:

Cuando la diferencia es menor a 10° C - corregir en el mantenimiento correctivo programado.

Cuando está entre 10° - 20° C corregir máximo en 30 días.

Cuando está entre 20° - 40° C corregir máximo 15 días.

Cuando la diferencia es mayor 40° C corregir en forma inmediata.

Los valores máximos de las diferencias de temperatura para la utilización de estos criterios deberán ser considerados cuando la carga sea máxima.

4. Componentes Críticos a ser observados en las inspecciones con termovisión.-

Constituyen puntos críticos a ser observados durante la inspección todas las piezas sujetas a aprieto como : ganchos, conectores, grapas, terminales - de interruptóres y otros.

5. Recursos.- La inspección deberá ser hecha por un equipo compuesto por 3 elementos: motorista, operador de vídeo, y operador de cámara

2.2.5. Mantenimiento con línea viva

2.2.5.1. CONSIDERACIONES GENERALES:

Las empresas de energía eléctrica vienen preocupándose por introducir técnicas que permitan el mantenimiento en las redes y líneas de distribución sin interrupciones, es para esto el servicio de mantenimiento con línea viva.

Por ser un servicio bastante oneroso y de costo inicial elevado, es conveniente se

atiendan los siguientes requisitos:

- Colecta sistemática de datos de interrupciones del sistema en el nivel de sus componentes, a fin de determinar las áreas de actuación.

- Organizar de un servicio de análisis y clasificación de los consumidores más importantes y vulnerables a las interrupciones.

- Existencia de un soporte técnico gerencial capaz de coordinar con eficiencia los criterios y actividades de planificación, proyecto, construcción, calidad del material, operación y mantenimiento de la red.

De esta manera, la línea viva pasa a ser justificada como un criterio de trabajo para el mantenimiento, reduciendo las interrupciones, que traen de manifiesto prejuicios al consumidor y a la imagen de la empresa.

2.2.5.2. SUPERVISION Y CONTROL:

El mantenimiento con línea viva debe ser su

22

pervisado por un elemento preferencialmente de nivel técnico que le deberá dar total asistencia.

El supervisor deberá planear y organizar los trabajos en grupos de línea viva, a partir de las instrucciones generalmente recibidas.

Se justifica un mantenimiento con línea viva para casos en las cuales se evite la desconexión del circuito afectado, o de la alimentadora, de esta manera se reducen las interrupciones por lo que se mejora el servicio al consumidor y la imagen de la empresa, así por ejemplo para realizar un cambio de crucetas en mal estado se tiene que desconectar el circuito dejando sin servicio al usuario, causándoles molestias, el mantenimiento con línea viva evita esta interrupción y el trabajo se lo realiza de una manera más eficiente y rápida.

Para realizar dicho mantenimiento se deberá tener la precaución de enterarse bien de la parte técnica para poder orientar la ejecución

ción correcta de los trabajos y corregir las imperfecciones o improvisaciones existentes, así para estructuras en ángulos o terminales no podrá realizarse dicho trabajo.

La programación del servicio deberá ser hecha considerando si se trata de un mantenimiento preventivo o correctivo; de la jerarquización de las alimentadoras en función de la necesidad de urgencias del servicio.

Se deberá observar la reposición de equipos y herramientas dañadas junto a los sectores competentes.

Existen una gran diversidad de equipos y materiales de línea viva, en virtud de los diferentes métodos de trabajo y de las exigencias específicas de la empresa.

Entre los principales servicios que se realizan en el mantenimiento con línea viva se pueden mencionar:

a. Servicio con Cestas Aéreas.- Para este tipo de servicio se recomienda que el trabajador se proteja con guantes de alta tensión (13.8 KV) a tomar contacto con los conductores energizados.

- Las cestas aéreas no deberán tocar los conductores energizados para ello debe usarse protección en las líneas mediante un material aislante.

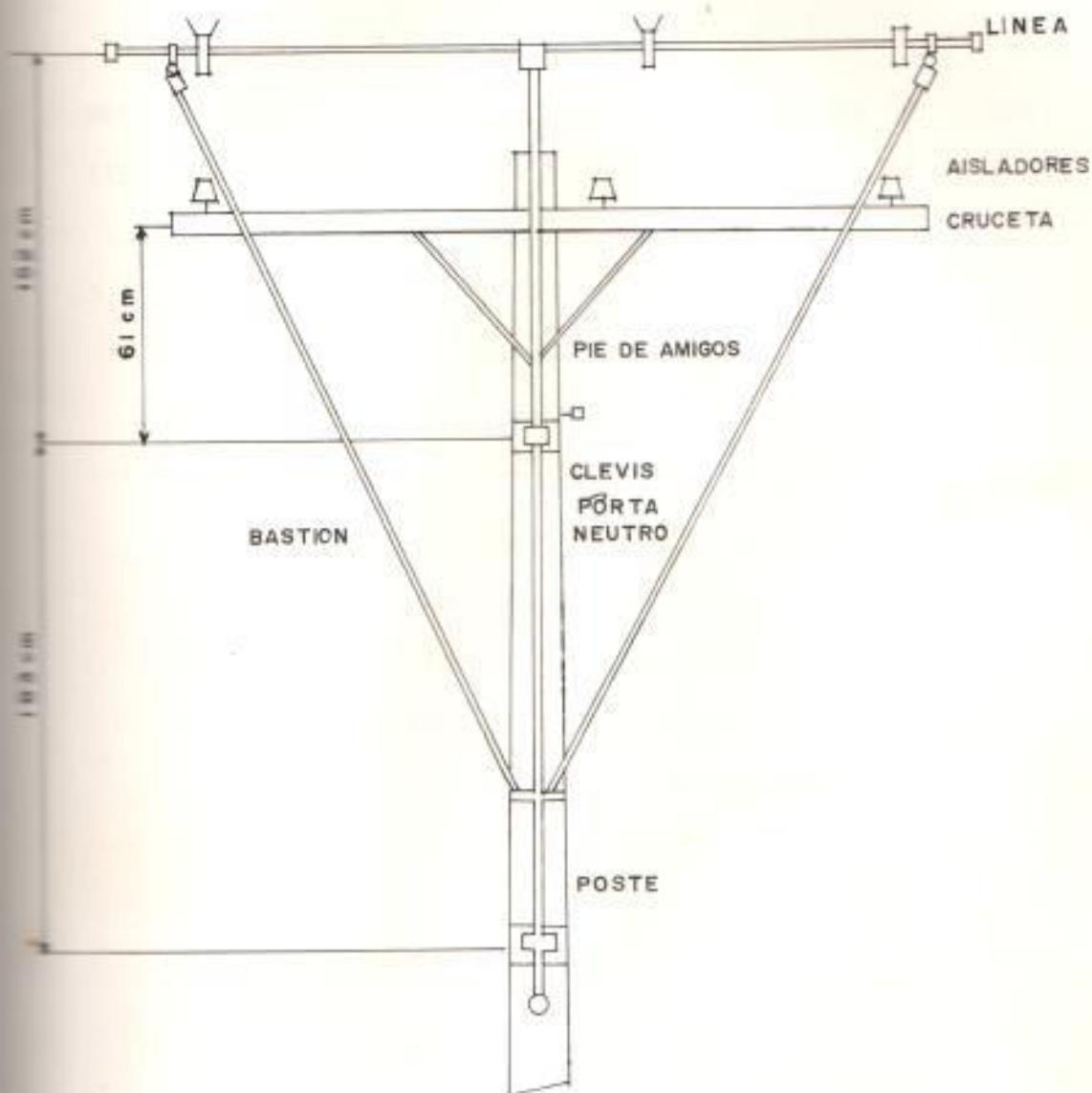
- Para el caso de maniobras en cestas aéreas articuladas se deberá evitar que la parte metálica tanto superior como inferior no hagan contactos con los conductores energizados.

- El vehículo deberá ser aterrizado a fin de garantizar una mejor calidad de aterrizamiento.

b. Servicio con Bastiones.- Para este tipo de servicio la colocación de las protecciones a los conductores será la primera precaución a ser tomada.

Deberán ser cubiertas las crucetas, los conductores y los aisladores de la red primario, de esta forma para la ejecución del trabajo deberá ser descubierta apenas el área necesaria para la ejecución del servicio, de esta manera se realizará el trabajo sin inconvenientes. (Ver figura Nº 9).

Figura N° 9



ELEVACION DE FASES
TRABAJO EN LINEA VIVA

C A P I T U L O I I I

MANTENIMIENTO Y PRUEBAS A EQUIPOS MAS COMUNES DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS

3.1. OBJETIVO DE LAS PRUEBAS

El objetivo de las pruebas pre-operacionales especializadas es posibilitar la detección de eventuales puntos fallos y la corrección de los mismos antes del inicio de la operación de los sistemas, se minimiza, de esta forma, la ocurrencia de problemas después de la puesta en marcha, los costos inherentes a los mismos y los riesgos para los equipos y personal de operación.

Este mismo argumento es válido para las pruebas ejecutadas en las actividades de mantenimiento preventivo, que buscan identificar eventuales problemas con los equipos e instrumentos posibles de comprometer la operación segura y confiable de los sistemas.

En la presente tesis lo que se trata de enfocar es todos los tipos de pruebas que se deberán realizar con los diferentes equipos más comunes que se presentan en los sistemas eléctricos.

Por la gran cantidad de pruebas que se deben realizar y por no ser el objetivo principal de la presente tesis solamente me limitaré a describir únicamente unas cuantas pruebas específicas.

3.2. EJECUCION DE PRUEBAS POR EMPRESAS ESPECIALIZADAS

Las empresas especializadas disponen de personal con nivel de formación compatible con la especialización necesaria. Tal personal es entrenado a través de cursos internos, seminarios, aprendizajes en fábricas de equipos y cursos de especialización en el exterior.

Cada equipo de pruebas es siempre coordinado por un elemento, que está apto a solucionar cualquier duda que pueda ocurrir durante los mismos, inclusive interpretar eventuales resultados discrepantes de los esperados y relacionar, localizar y orientar la corrección de posibles defectos.

Las empresas especializadas utilizan equipos de pruebas de alta confiabilidad, periódicamente medidos en laboratorios, registrando los resultados de las pruebas en formularios propios como por ejemplo para el transformador de corriente tal como se indica en la tabla N° 14.

DESCRIPCION	
LOCALIDAD _____	CIRCUITO _____
DATOS DE PLACA	
FABRICANTE _____ TIPO _____ MODELO _____	
Nº SERIE: a) _____ b) _____ c) _____	
FRECUENCIA _____ HZ CLASE DE AISLAM _____ KV _____ BIL CONSTANTE TERMI _____	
RELACION _____ SECUNDARIO I _____ SECUNDARIO II _____	
CLASE DE PRECS _____ SECUNDARIO I _____ SECUNDARIO II _____	
APLICACION _____ SECUNDARIO I _____ SECUNDARIO II _____	
INSTALACION _____	TIEMPO

RESISTENCIA DE AISLAM (M ^Ω)				
CONEXIONES	FASES			TENSION
	A	B	C	PRUEVA
AT x BT1				
AT x M				
BT1 x M				
AT x BT2				
BT x M				
BT1 x BT2				
TEM_ AMB _____ °C _____ FECHA _____				

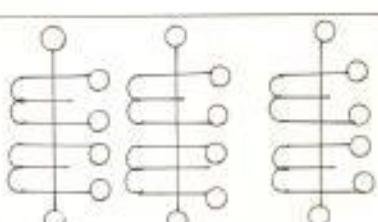
INSTALACIONES Y CONEXIONES	
OBS: INDIQUE EL TIPO DE POLARIDAD MARQUE LOS BORNES A LADO DE LA CARGA Y DE LA ALIMENTACION _____ ETC	
	
ACIDEZ_ ACEITE_ AIS _____	POLARIDAD _____
FECHA _____	ADITIVA
OLEO _____	SUSTRAT
TEM _____	AMB _____

Tabla Nº 14

RELACION DE TRANSFORMACION

	PRIMARIA APLICADA (A)	TEORICA (A)	SECUNDARIA FASE VIVA			RELACION	RELACION	ERROR %		
			A (A)	B (A)	C (A)	TEORICO	MEDIDA	A	B	C
SECUNDARIA I										
SECUNDARIA II										
INFORMACION ADICIONAL										
EJECUTADO POR _____ APROBADO POR _____										
FECHA _____										

Tabla N° 14

3.2.1. Transformador de corriente

- Relación de transformación
- Polaridad
- Resistencia óhmica del aislamiento
- Resistencia óhmica de los enrollamientos
- Saturación
- Grupo de conexión
- Rigidez dieléctrica del aceite aislante
- Aterrizamiento y clase de precisión.

3.2.2. Transformador de potencial

- Relación de transformación
- Polaridad
- Resistencia óhmica del aislamiento
- Rigidez dieléctrica del aceite aislante
- Grupo de conexión
- Aterrizamiento y clase de precisión.

3.2.3. Transformador de potencia

- Relación de transformación
- Polaridad
- Grupo de conexión
- Desplazamiento angular

- Resistencia óhmica de la aislación
- Rigidez dieléctrica del aceite aislante
- Resistencia óhmica de los enrollamientos
- Actuación de los termómetros
- Transformadores de corriente de tapón
- Actuación del indicador de nivel del aceite de tanque.
- Relé de gas
- Actuación del dispositivo de presión súbita (rápida)
- Conmutador automático de "taps".
- Sensor electro-electrónico para conmutación automática de "taps".
- Índice de neutralización de acidez de aceite aislante.
- Aterrizamiento
- Circuitos de refrigeración
- Circuitos auxiliares para comando de aerotermos
- Señalización y desligamiento
- Factor de potencia de aceite aislante, enrollamiento y de tapones.

3.2.4. Disyuntor

- Resistencia óhmica de la aislación
- Discordancia de polos

- Tiempo de abertura y cierre
- Resistencia de contacto
- Rigidez dieléctrica del aceite aislante (cuando sea el caso)
- Comando electro-mecano-neumático
- Pérdida de aire por operación
- Nivel de aire o gas (cuando sea el caso)
- Circuitos auxiliares (compresor, presostatos, dispositivos anti-bombeamiento y resistencia de acaecimiento).

3.2.5. Barramiento

- Resistencia de aislación
- Faseamiento
- Tensión aplicada
- Encaje mecánico de disyuntores y transformadores de potencial.

3.2.6. Llaves seccionadoras manuales y motorizadas

- Inspección visual
- Verificación del ajuste
- Aislamiento
- Resistencia de contactos
- Señalización, comando local y remoto

- Corriente nominal del motor (cuando sea el caso)
- Lubricación

3.2.7. Resistor de aterrizamiento

- Aislación
- Resistencia óhmica
- Conexiones
- Oxidación

3.2.8. Pararrayos

- Aislación
- Conexiones
- Corriente de fuga
- Contador de operaciones

3.2.9. Instrumentos de Protección - Todos los tipos de relés y Elementos asociados

- Limpieza
- Levantamiento de características tiempo - corriente, tiempo - tensión o tiempo - impedancia.
- Mínimo valor de partida (pick - up)
- Mínimo valor de rearme (drop - out)
- Restricción por armónicos

- Compensación ("Slope")
- Indicador de operación
- Holgas en el disco de inducción
- Ajuste de "cero"
- Aislación
- Calibración
- Otras pruebas recomendadas por los fabricantes.

3.2.10. Instrumentos de Medición (Amperímetros, Voltímetros, Wattímetros y Varímetros)

- Limpieza
- Ajuste "cero"
- Ajuste de banda
- Ajuste de linealidad
- Cálculos de constantes
- Aislación
- Medición (comprobación)
- Trazado de nuevas escalas, (si es necesario)

3.2.11. Paneles (Cuadros)

- Verificación de las borneras
- Verificación de la identificación de cabos
- Verificación del aterrizamiento
- Resistencia de calentamiento
- Identificación de los componentes

- Prueba de los circuitos de señalización, comando y alarma.

3.2.12. Cargadores de batería (Eléctrica)

- Inspección General
- Ensayo para operación automática de fluctuación
- Ensayo para ajuste manual estabilizado
- Verificación de la oscilación de tensión de salida CC.
- Ajuste de limitación de corriente del rectificador
- Verificación del nivel de tensión
- Verificación del ajuste del nivel de tensión de la carga.

3.2.13. Banco de Baterías Eléctricas

- Verificación de las conexiones (lubricación)
- Verificación de la densidad del electrolito
- Tensión de cada elemento.

3.2.14. Malla de Tierra

- Continuidad
- Resistencia de aterrizamiento
- Potencial de toque

- Potencial de paso.

3.3. PRUEBAS

3.3.1. Relación de Transformación

Normalmente existen varios métodos para realizar los ensayos de relación de transformación, según el tipo de transformador y los medios disponibles. Un método conveniente es la aplicación de una tensión conocida, generalmente - menos que lo normal al devanado de mayor tensión y la medida de las tensiones en los - otros devanados, usando voltímetros y transformadores de tensión adecuados. Las relaciones - de las lecturas de tensión indicarán las relaciones de espiras en los distintos devanados . Deben tomarse lectura para todas las posiciones de las tomas de los transformadores.

3.3.2. Ensayos de Polaridad

Los ensayos de polaridad sirven para la conexión en paralelo de transformadores.

Existen varios métodos generales para determi-

nación de la polaridad, mencionaremos el ensayo de polaridad mediante un transformador normalizado. Cuando se dispone de un transformador normalizado de polaridad conocido y de la misma relación que la unidad que se está ensayando, se conectan en paralelo los devanados de alta tensión de ambos transformadores uniendo los terminales igualmente marcados. Se conectan también análogamente los terminales marcados de un extremo de los devanados de baja tensión de ambos transformadores, dejando los otros extremos libres. Una lectura cero o despreciable del voltímetro indicará que las polaridades de ambos transformadores son idénticas.

3.3.3. Desplazamiento Angular

El desplazamiento angular y la secuencia de fases de los devanados de un transformador trifásico deben conocerse, si éste debe funcionar en paralelo o con otras unidades o si deben interconectarse sistemas. Con el transformador se suministra un esquema que muestra el desplazamiento angular y la secuencia de fases.

Estas características pueden comprobarse uniendo las conexiones H1 y X1 del transformador, excitando el transformador con baja tensión trifásica y midiendo luego las tensiones entre los distintos terminales restantes.

Estas tensiones pueden compararse entonces con el diagrama vectorial suministrado por el fabricante.

3.3.4. Control de la temperatura

La transformación de energía eléctrica de un voltaje a otro considera frecuentemente algunas pérdidas, las cuales generalmente se disipan en forma de calor, la disipación a que nos referimos debe ser lo suficientemente rápida, para mantener la temperatura del conductor a un nivel que resulte adecuado al aislamiento que se utilice en el equipo. Mantener la temperatura del equipo a un nivel determinado asegura su rendimiento y continuidad de operación.

De acuerdo al sistema de enfriamiento existen

diferentes clasificaciones de las cuales las más usadas son OA/FA u OA/FA/FOA y significan lo siguiente:

- OA aire y aceite natural.
- FA aire forzado
- FOA aire forzado, aceite forzado

Para forzar aire y aceite se utiliza ventiladores y bombas. Estos accesorios por lo tanto, requieren una atención esmerada dependiendo de la demanda necesaria solicitada a través del campo.

El control de temperatura puede ir escalonadamente por etapas desde una refrigeración al aire natural, luego al aire forzado, aceite forzado, alarma y por último sacada de servicio del equipo, todo este control se hace por medio de termómetros con sus respectivos microinterruptores para cada devanado y para el aceite que accionan un circuito eléctrico cuando el termómetro alcanza el límite pre-establecido de temperatura para cada una de las etapas. Estos termómetros y sus microinterruptores deben ser revisa

dos y calibrados periódicamente. Se ha observado que la penetración del agua lluvia en los mismos podría propiciar un falso disparo del equipo.

3.3.5. Ensayo de rigidez dieléctrica

El equipo de ensayo debe limpiarse totalmente para eliminar cualquier partícula o fibra de algodón y aclararse con una parte del aceite a ensayar. El equipo de ensayo debe llenarse con aceite, estando tanto el aceite como el equipo a la temperatura ambiente. Debe esperarse tres minutos para dejar escapar la burbuja de aire antes de aplicar tensión. La velocidad de aumento de tensión debe ser de unos 3.000 V/s. Deben aplicarse cinco descargas disruptivas en cada llenado y luego debe vaciarse el receptáculo y volverse a llenar con aceite nuevo de la muestra original. La tensión media de los 15 ensayos (5 ensayos sobre cada uno de tres llenados) se toma normalmente como rigidez dieléctrica del aceite. Es recomendable que el ensayo se continúe hasta que las medidas de los promedios de, como mínimo tres llenados sin presentar variaciones importantes.

El método ASTM D877-64, indica el uso de elec
trodos de aristas vivas de una pulgada de diá
metro separados 0.1 pulgada entre sí. El método
ASTM D1816-60T indica el uso de electrodos espe
ciales separados 0,04 pulgadas entre sí y con cir
culación continua de aceite. Este último ensa
yo es más sensible a las contaminaciones débi
les. La rigidez del aceite nuevo debe exceder
el valor mínimo para un buen aceite, como in
dica la tabla N^o 15.

Filtrado para aumentar la rigidez dieléctrica.-

Si los ensayos del aceite están por debajo de
bueno el aceite debe filtrarse para eliminar
impurezas y humedad. Lo mejor es descargar -
el aceite filtrado en un tanque limpio y se
co y evitar la mezcla con aceite sin filtrar.
Si el aceite filtrado debe volverse a cargar
en la cuba del transformador, el aceite debe ser
tomado de la válvula filtro - prensa de la parte
inferior; y, después del filtrado debe ser de
vuelto a través de la válvula filtro - prensa
superior. El aceite no debe filtrarse mientras
el transformador esté con tensión, debidos que

RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

KV MEDIDAS DE RIGIDEZ DIELECTRICA SEGUN ASTM D 877- 64	KV MEDIDAS DE RIGIDEZ DIELECTRICA SEGUN ASTM D 1816- 60	ESTADO DE ACEITE
30 ó SUPERIOR 26 ó 29 INFERIOR ó 26	29 ó SUPERIOR 15 ó 23 INFERIOR ó 15	BUENO UTIL MALO

Tabla Nº 15

la rigidez dieléctrica puede reducirse temporalmente debido a la aireación. Si no existen medios disponibles para realizar los ensayos dieléctricos hay que enviar una muestra al fabricante señalada con el número de serie del transformador.

3.3.6. Prueba de aislamiento de los devanados de los transformadores de potencia

La metodología empleada para la determinación de las pruebas de aislamiento podría ser utilizada tanto para los transformadores de distribución como para los transformadores de potencia, y de manera general su principio básico puede ser utilizado para realizar pruebas de aislamiento a cualquier tipo de devanado.

Los resultados que se obtengan de las pruebas se los deberá comparar luego por los recomendados por normas establecidas para poder luego evaluar el estado del aislamiento de los transformadores de potencia del sistema. La norma de comparación utilizada se

La obtuvo de la IEEE Standard Guide for Testing Insulation Resistance of Electrical Machinery 9.3.

Metodología:

- a. En primer lugar se deberá desenergizar el transformador que será sometido a la prueba.
- b. Se deberá esperar hasta que la temperatura del transformador se estabilice.
- c. Se procederá a megar los devanados de baja tensión a tierra, y entre los de alta tensión y baja tensión utilizando un medidor con las escalas adecuadas de acuerdo con los niveles de voltaje de operación del transformador.
- d. Se deberá aumentar el voltaje aplicado progresivamente y tomando lecturas a 30 y 60 segundos.
- e. Para evaluar el estado del aislamiento se deberá comparar los resultados obtenidos con

los de la IEEE Standard Guide for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery 9.3, que dice que se deberá tomar como índice de comparación los obtenidos a partir de la ecuación:

$$R_m = K_v + 1$$

Donde:

R_m = mínima resistencia de aislamiento del devanado a 40°C en M

K_v = potencial de funcionamiento de la máquina.

3.3.7. Prueba a los relés de sobrecorriente tipo inducción (Disco)

1. Prueba del cero.- Generalmente esta prueba se realiza en relés nuevos, para verificar que el relé cierre sus contactos cuando el dial multiplicador de tiempo esté puesto en cero.
2. Pruebas de arranque y reposición de la unidad de inducción.- Estas pruebas son para

determinar la corriente de arranque (corriente mínima de operación) y la corriente de reposición (corriente en que el relé comienza a reponerse) del relé para la toma particular en que éste ha sido ajustado.

La mayoría de los fabricantes especifican que la corriente de arranque debe ser igual al valor de la toma $\pm 5\%$ y la corriente de reposición debe ser igual al 90 % del valor de la corriente de arranque.

3. Prueba de característica de tiempo.- Aquí se determina el tiempo necesario que la unidad requiere para cerrar sus contactos cuando la corriente alcanza un valor predeterminado.
4. Prueba de la unidad instantánea.- Esta prueba certifica que el accionamiento de la unidad instantánea se cumple para el valor de corriente ajustada.
5. Prueba de tarjeta de indicación y enclavamiento eléctrico.- Se verifica el funcionamiento eléctrico y mecánico de la tarjeta de indica

ción y la operación de la unidad de enclavamiento eléctrico.

Nota: Para los relés de sobrecorriente direccional, primeramente se debe probar la unidad direccional. Posteriormente se deben realizar las pruebas de los literales 1 al 5 con los contactos de la unidad direccional bloqueados (en posición cerrados).

3.4. CONSIDERACIONES GENERALES

- Las fallas humanas son inherentes al hombre.- Por esta razón trabajos de mayor responsabilidad deben ser realizados por un equipo, deben ser supervisados por otro equipo y deben ser "conferidos" por un tercer equipo". Ejemplo: los dibujos que forman parte de un proyecto traen siempre:

Diseñado por (Se trata del diseñador que elaboró el dibujo).

Ejecutado por (Proyectista que creó el proyecto).

Visto por (Persona que supervisó el trabajo del proyectista)

Aprobado por: (Persona de mayor especialización a quien cabe analizar el proyecto como un todo).

En lo que respecta a los montajes eléctricos, los diversos equipos de montaje deben ejecutarse mediante la supervisión de una empresa especializada con algunos equipos de pruebas a fin de supervisar las diferentes etapas del trabajo. Antes de la energización será necesario que un equipo de mayor nivel, independiente - proceda al comisionamiento efectuando pruebas detalladas con personal especializado y equipos de real calidad, procurando detectar y eliminar puntos fallos referentes a las etapas anteriores.

- Los equipos a ser utilizados en las pruebas son influenciados por el transporte (vibraciones), almacenaje (temperatura, humedad, polvo, etc.) y utilización. Los equipos utilizados en la ejecución de algunas pruebas son, casi siempre, de uso más común y por esto - mismo menos precisos y más sujetos a errores groseros. Así es importante que las pruebas sean ejecutadas por equipos más sensibles, más precisos, bien mantenidos y periódicamente conferidos en laboratorios. Estas verificaciones y pruebas permiten inclusive definir condiciones adecuadas de transporte, de modo -

que los aparatos no sean afectados, durante los desplazamientos.

- Para aumentar la confiabilidad del sistema las pruebas deben ser ejecutadas con personal independiente de aquel que realizó el montaje, utilizando inclusive otros equipos de pruebas para evitar los "Fallos de modo común".

C A P I T U L O I V

OPERACION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

4.1. CONSIDERACIONES GENERALES

El funcionamiento efectivo de un sistema es tan esencial para un servicio correcto así como su buen desenvolvimiento para un proyecto técnico. De hecho un sistema bien proyectado puede fracasar, no respondiendo a las necesidades de servicio si se dirige defectuosamente.

Además de las maniobras de conexión y desconexión de líneas y unidades para satisfacer las demandas de carga, la operación consiste no sólo en restablecer el servicio rápidamente después de una interrupción, sino también en detectar y separar el equipo defectuoso, evitando de este modo que se lleguen a producirse las averías.

Para eso, la empresa debe tener una estructura que - le permita operar el sistema de distribución, haciendo frente a las operaciones rutinarias, ya sean de maniobras o de mantenimiento. Paralelamente a eso, los defectos ocurridos deben ser detectados y corregidos en el menor tiempo posible, para que los índices de desempeño del sistema puedan ser mantenidos.

4.2. CENTRO DE OPERACION DE DISTRIBUCION

El centro de operación de distribución COD es un órgano destinado a dirigir y coordinar conjuntamente - con el centro de operaciones del sistema, la actividad de un sistema eléctrico de distribución tales como:

- Adecuada atención a los consumidores
- Control y análisis a las interrupciones ocurridas.
- Mantenimiento de la configuración del sistema eléctrico.
- Mejores condiciones operativas, es decir menores los riesgos , más seguridad en las maniobras.
- Actividad y control de mantenimiento del sistema ,

orientando y prestando información a los consumidores en lo que se refiere al sistema eléctrico.

La estructura del centro de operación de distribución depende del tamaño del sistema eléctrico, de la importancia de la localidad y el tipo de consumidores.

El centro de operación de distribución en su módulo más grande deberá tener la siguiente estructura:

- Supervisión de operación.
- Central de consulta.
- Central de operaciones.
- Sectores de apoyo (Ingeniería operacional y planificación operacional (Ver Organigrama de la figura N° 10).
- Grupos de emergencias.

4.2.1. Supervisión de operaciones

Su función principal es la de supervisar la operación del sistema eléctrico así como:

- Preparar informes de esclarecimiento a los consumidores cuando sea necesario, dar información necesaria en caso de interrupciones sostenidas a

TIPO DE ESTRUCTURA PARA OPERAR UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

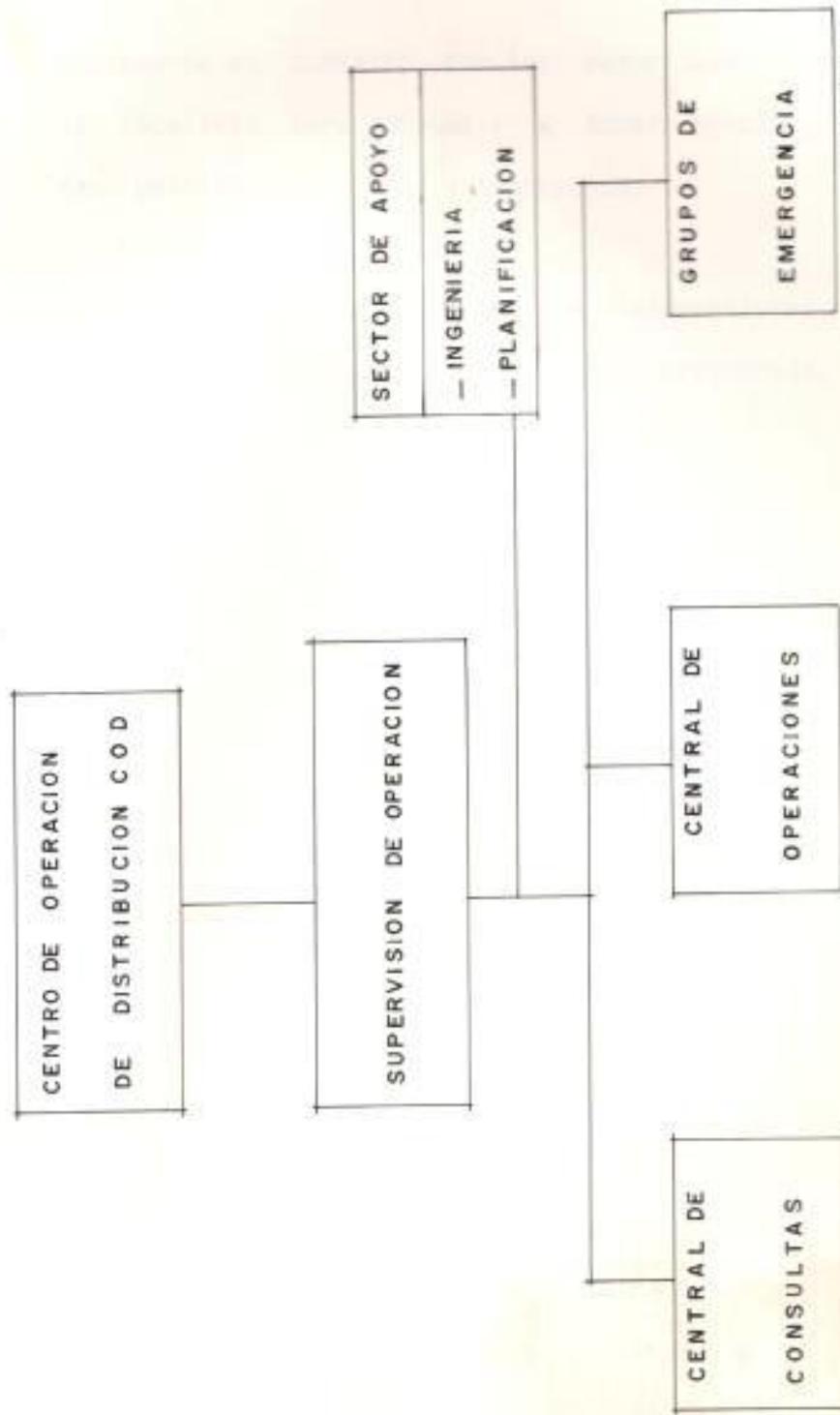


Figura N° 10

los otros departamentos de la empresa.

- Mantenerse en contacto con las autoridades de la localidad para discutir y tomar precauciones pertinentes a la interrupción.
- Emitir avisos, comunicaciones e informaciones sobre interrupción programada y no programada.
- Aprobar todas las maniobras para la ejecución de obras en las redes de distribución acompañando el comportamiento operativo del sistema pudiendo recomendar alteraciones en las redes para dar más flexibilidad operativa así como proponer modificaciones en el sistema e incluso dar sugerencias de manejo de dispositivos y de protección de maniobra cuando sea necesario.

4.2.2. Central de Consultas

La central de consultas es la responsable por el recibimiento de las solicitudes de los consumidores en lo referente a los problemas ocurridos en las redes de distribución por tal caso

se deberá solicitar al consumidor su dirección correcta y la información de lo que fue observado de anormal en el sistema o en su instalación, estos datos deberán ser registrados en formularios propios que pasarán por un proceso de selección, con la finalidad de agrupar las solicitudes relativas a las mismas ocurrencias evitando la multiplicidad de traslados de los grupos de emergencias en el área que ocurrió el defecto.

Para tomar ágil la toma de decisión por la central de operaciones podrán ser utilizados formularios diferenciados por el color, conforme la prioridad de la atención.

La central de consultas no debe limitarse a recibir las solicitudes del consumidor, debe procurar orientarlo e informarlo con respecto a la ocurrencia y a las condiciones de restablecimiento de la energía eléctrica.

4.2.3. Central de Operaciones

Es el sector responsable para el análisis de

las informaciones recibidas para la localización del área donde ocurre el defecto para la distribución de los servicios de las unidades móviles, por medio de la comunicación por radio y por evaluación de los daños y de los recursos materiales y humanos necesarios a la restauración bien como tiempo probable para la ejecución del servicio.

Podrían ser autorizadas maniobras para aislar el área defectuosa a fin de que sean ejecutados los servicios de reparación.

4.2.4. Sectores de apoyo

El centro de operaciones de distribución deberá contar con sectores de apoyo en la retaguardia para el recibimiento, colecta y análisis de datos y ocurrencias y así dar el acompañamiento y control al desempeño del sistema eléctrico y la administración de la operación.

Entre los sectores de apoyo posibles se pueden mencionar los siguientes:

4.2.4.1. INGENIERIA OPERACIONAL:

Las atribuciones del sector de apoyo de Ingeniería Operacional son las siguientes:

- Analizar el desempeño del sistema eléctrico a fin de identificar los puntos débiles, así como también analizar las fallas por tipo de servicio naturaleza, frecuencia, horario y recursos humanos (Hh) empleados en la reposición de servicio.
- Ayudar en desempeño a los equipos instalados en la red (reguladores de voltaje, seccionadores, capacitores, etc.) proporcionando las necesarias precauciones.
- Elaborar manuales de operación del sistema de distribución, de acuerdo a los períodos de baja y alta carga.
- Registrar, ayudar y analizar el número de reparos, el tiempo de prepara-

ción, el tiempo medio de reparo o restablecimiento del servicio y la medida de defectos por KM de la red, para una mejor comprensión se rñn definidos los siguientes parámetros:

1. Número de reposiciones (r).- El número de reposiciones es la frecuencia de salida del sistema (alimentadora, ramal, transformador, etc.) con duración superior a tres minutos, correspondiente al número de interrupciones sostenidas.
2. Tiempo de preparación (ta).- El tiempo de preparación es el lapso de tiempo de mantenimiento requerido para que, a partir del recibimiento de la solicitud sean sostenidos y accionados los recursos para que se inicien los trabajos de localización del defecto. Este tiempo indica la eficiencia de los medios de comunicación y la de los flujos de

informaciones burocráticas en el COD y, por lo tanto deberán ser constantemente analizadas.

3. Tiempo de localización del defecto (tb).- Es el lapso de tiempo de mantenimiento requerido para el traslado hasta el punto del defecto y la ejecución de maniobras y transferencias de carga, con la finalidad de localizar precisamente el defecto.

Este tiempo es compuesto del tiempo para el traslado hasta el área defectuosa , del tiempo para la localización del área del defecto propiamente dicho.

El primer lapso básicamente depende de las condiciones del tránsito y acceso al área del problema. El segundo lapso es función de la habilidad del COD en localizar el área donde

ocurre el defecto y en ejecutar las maniobras para su aislamiento, quedando a cargo de los grupos la localización del defecto.

En áreas geográficas de difícil acceso sería aconsejable; mantener grupos de mantenimiento permanentes a fin de reducir el tiempo de traslado, como las facilidades operativas del sistema para las maniobras.

4. Tiempo de corrección del defecto (tc).- El tiempo de corrección del defecto es el lapso de tiempo de mantenimiento necesario para corregir el defecto; este podrá ser corregido por interrupción, reparo y restablecimiento del servicio, reparo local, cambio del equipo que presenta o por interrupción y sustitución del equipo defectuoso.

Este tiempo indica la eficacia - de los recursos humanos, de los métodos de trabajo y de los - equipos utilizados durante la eje - cución de los servicios de repa - ro en la red de distribución.

5. Tiempo medio de reparo o restableci - miento de servicio ($\bar{n}r$). - Es la rela - ción entre el tiempo acumulado - de reparos observados y el núme - ro de reparos efectuados.

El tiempo acumulado es la suma - general de los tiempos usados pa - ra reparar cada componente del sistema individualmente, bajo con - diciones especificadas.

El tiempo medio de reparo es recíproco a la tasa de repasos durante el período:

$$m_r = \frac{T'}{r'}$$

Donde:

T' = tiempo acumulado de reparos ob
servados, o sea, el tiempo to
tal de la interrupción so
tenida ocurrida en el sistema.

r' = número de reparos ob
servados, o sea, número de interrup-
ciones sostenidas.

Los tiempos de preparación, loca
lización y corrección de defec-
tos están incluidos en el tiempo
acumulado de reparos ob
servados.

Este tiempo medio de reparo o
restablecimiento del servicio de
pende fundamentalmente de los si
guientes factores:

- Arreglo, extensión y recursos
operativos (existencias de dispo
sitivos de protección y seleccio
namiento que permitan dismi-
nuir el área desligada).
- Método y recursos generales de

transporte y localización de de
fectos;

- Tiempo para corrección del de
fecto, o sea la eficiencia de los
grupos de mantenimiento durante
la ejecución de los servicios
en la red de distribución.

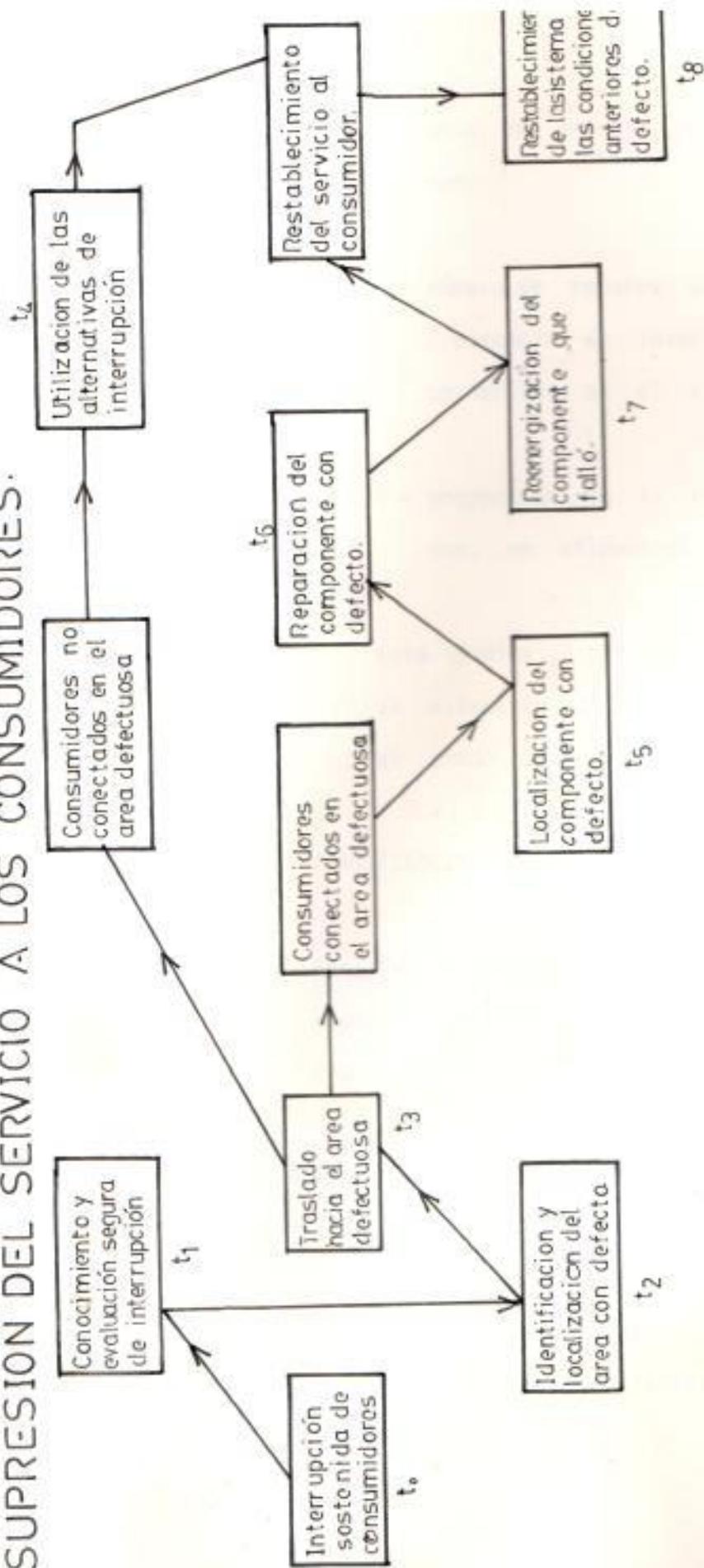
Estos dos últimos items dependen fundamentalmente de la actua
ción del COU en coordinar efi
cientemente las actividades de
restauración de energía. (Ver fi
gura N° 11).

6. Tasa de defectos por 100 Km. de red.-
La tasa de defectos por 100 Km. de
red es el número de reparos observer
vados por la proyección de la red
en estudios.

$$X = \frac{r^1 \times 100}{1}$$

Donde:

SECUENCIA DE EVENTOS EN LA DURACION DE INTERRUPCIONES Y SUPRESION DEL SERVICIO A LOS CONSUMIDORES.



t_0 = intervalo de tiempo en que la empresa no tiene control sobre la falla

t_A = tiempo de preparación ($t_1 + t_2$)

t_3 = tiempo de localización de la falla ($t_3 + t_5$)

t_C = tiempo de corrección de la falla t_6

T = tiempo de interrupción [consumidores en área defectuosa = $t_A + t_3 + t_C + t_7 + t_8$
 consumidores fuera del área defectuosa = $t_A + t_3 + t_4 + t_8$]

x = tasa de defecto por 100 Km. de red.

r' = número de reparos observados o frecuencia de interrupciones sostenidas en el sistema.

l = proyección de la red en estudio, en kilómetros.

Este índice, siendo función de la extensión de la red, define el grado de exposición.

4.2.4.2. PLANIFICACION OPERACIONAL:

Son las siguientes las atribuciones del sector de apoyo de planificación operacional.

- Registrar, coleccionar y analizar las informaciones relativas a la carga del sistema de distribución, a nivel de estaciones secundarias, alimentadoras, ramales y puntos notables en la red primaria;

- Analizar las interrupciones momentáneas y sostenidas ocurridas en el sistema; este análisis aumenta de importancia, principalmente cuando el sistema dispone de consumidores con prioridad en la atención.

- Elaborar la programación, el control y el acompañamiento de los tiempos previstos para maniobras, programada y su tiempo de realización efectiva; el análisis de las distorsiones correcciones en los tiempos de futuras maniobras.

- Actualizar sistemáticamente los diagramas y cuadros de operación.

- Realizar estudios que puedan servir al COD como soporte operativo, indicando las situaciones críticas que puedan ocurrir en el sistema de distribución y las precauciones correspondientes, bien como analizar el comportamiento del sistema que sufrió modificaciones en su configuración.

- Elaborar estudios en el sentido de perfeccionar técnicas de los servicios de atención al consumidor, analizando los recursos materiales y humanos necesarios a la obtención de los objetivos propuestos.

4.2.5. Grupos de emergencia

La función de los grupos de emergencia es normalizar, en situaciones de emergencias, el abastecimiento de energía eléctrica, ejecutando el trabajo de manera rápida, eficiente y segura.

Para los casos de emergencia, la padronización de la red podrá ser sacrificada en beneficio de la rapidez del restablecimiento del sistema. La normalización definitiva podrá ser realizada posteriormente por un grupo de mantenimiento, mediante programación.

4.3. FLUJO DE CARGA Y CORTOCIRCUITO SISTEMA DURAN

Los estudios de cargas se utilizan para la determinación de la tensión, intensidad, potencias activas y

171

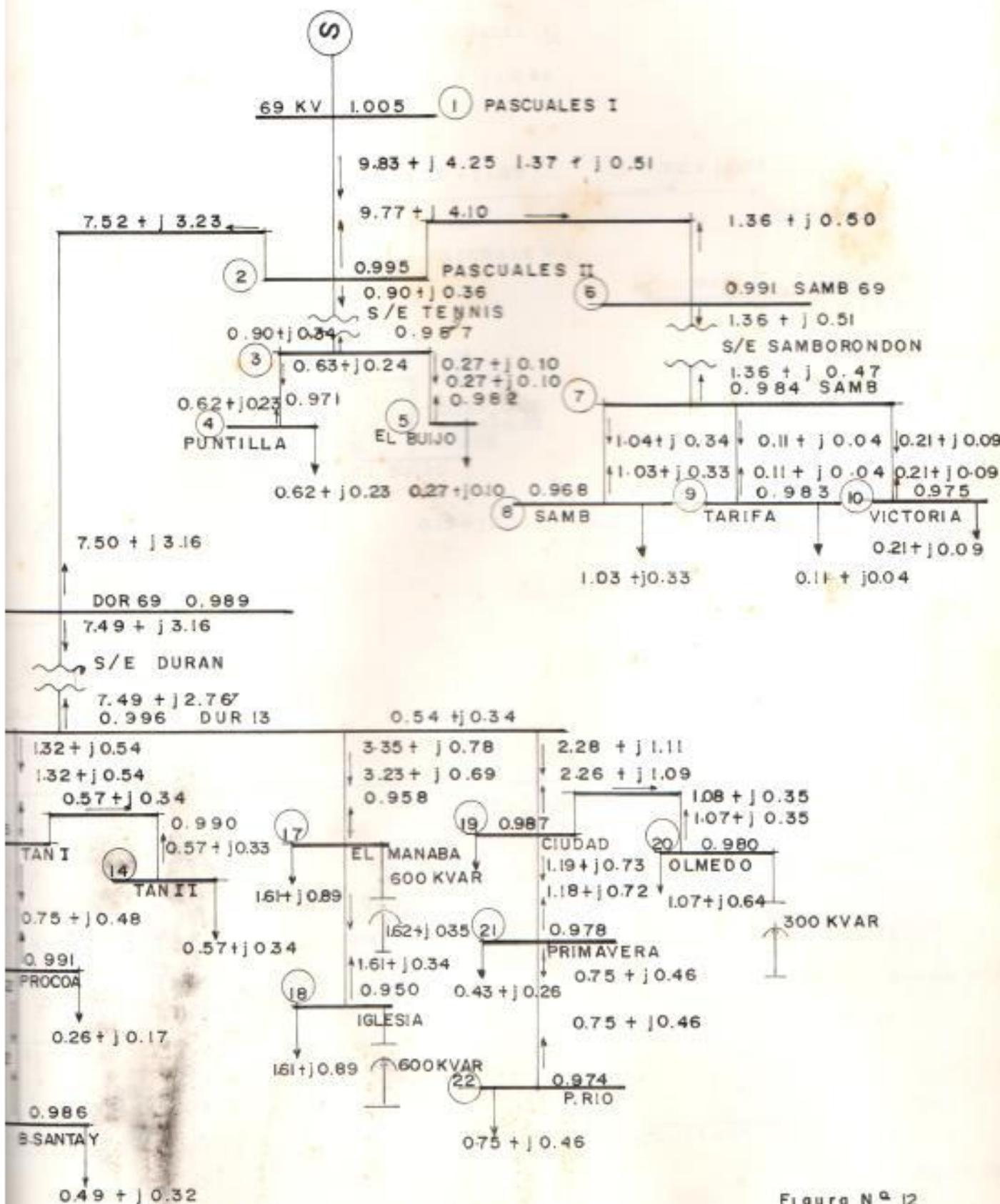
reactivas en varios puntos de una red eléctrica, en condiciones normales de funcionamiento de esta forma - podemos establecer de qué manera se encuentra el sistema y poder realizar una buena operación del mismo.

Se ha realizado un estudio del sistema eléctrico de Durán bajo condiciones de carga máxima y mínima.

Haciendo un análisis de los resultados, concluimos - que para ambas condiciones de carga no existen barras de bajo ni alto voltaje, así como no existen líneas sobrecargadas por lo que el sistema se encuentra en condiciones normales de operación.

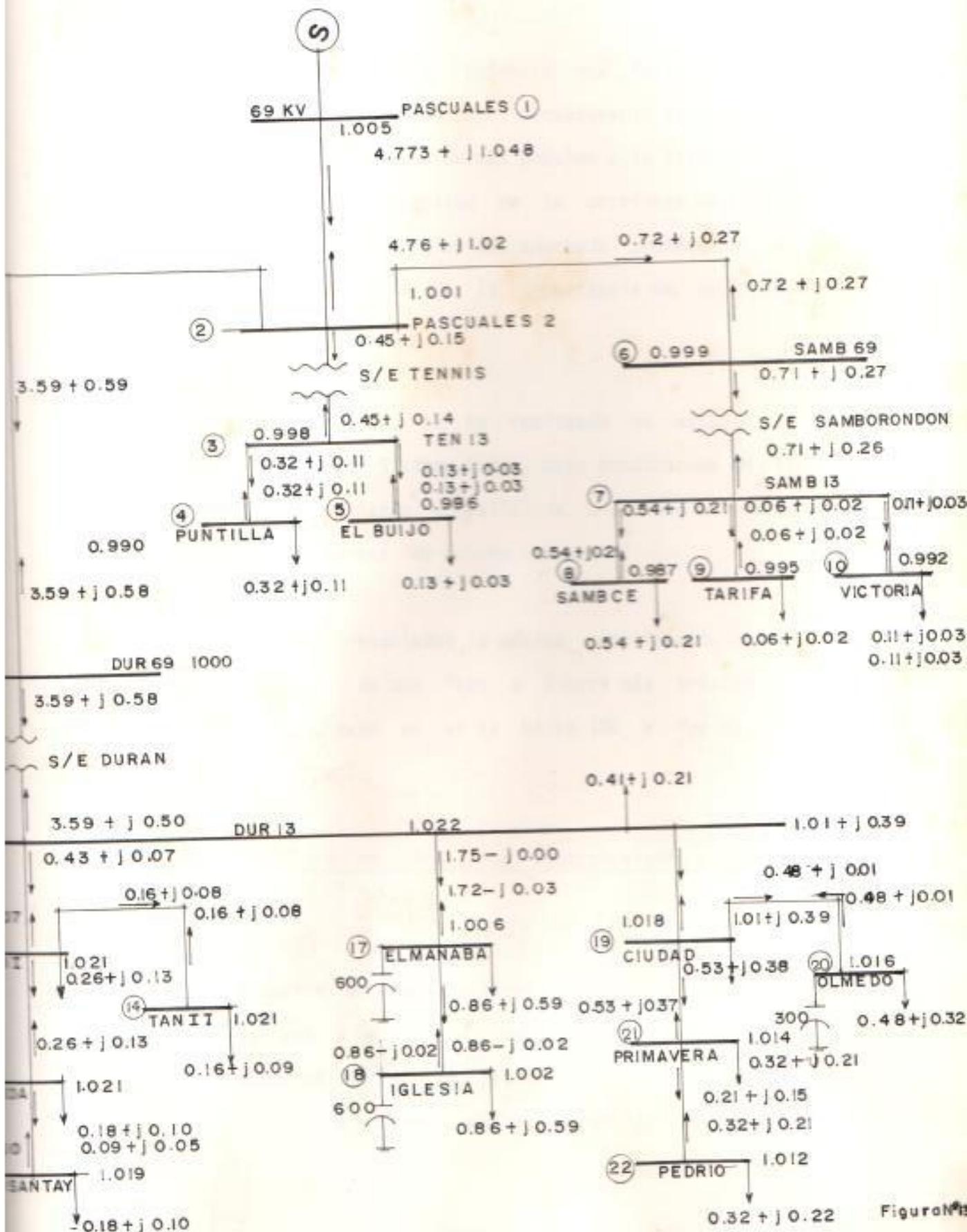
En las figuras N°- 12 y N°- 13, se encuentran los diagramas de flujos de potencias activa y reactiva en condiciones de máxima y mínima carga.

SISTEMA DURAN DEMANDA MAXIMA



FLUJOS DE POTENCIA

Figura N° 12



FLUJO DE POTENCIAS

Figura N°

En cualquier sistema de potencia una falla en uno o varios conductores trae como consecuencia la apertura instantánea de la protección más próxima a la falla, la de terminación de la magnitud de la corriente de falla es la que nos permite lograr una adecuada protección al sistema, es por ello de la importancia de un estu dio de cortocircuito.

En las tablas N° 10, se ha realizado un estudio de cortocircuito del Sistema Durán, bajo condiciones de fa lla trifásica a tierra y falla de una fase a tierra en todas las barras de dicho sistema.

Analizando los resultados la máxima contribución de fa lla es la falla de una fase a tierra más próxima a la generación, esto es en la barra 100 y fue de - 5.681,96 amperios.

4.3.1. Capacidad de líneas de Subtransmisión y Distri bución

A partir de los calibres de los conductores - ya sea a nivel de subtransmisión (69 KV) o a nivel de distribución (13.8 KV) se procedió a en contrar la corriente máxima permitida de cada -

ANÁLISIS 'DE CORTOCIRCUITO_ SISTEMA DURAN_ - RESULTADOS_

BARRA	N O M B R E	I 3 Ø (PU)	I 3 Ø (AMP)	I 1 Ø T (PU)	I 1 Ø T (AMP)
100	SN1	110227	4611.57	135812	5681.96
101	TERCIARIO	26439	1106127	0.000	0.000
1	PACUALES	71338	5969.09	8.6683	7253.12
2	TEN 69	36025	3.014.37	2.6049	2179.73
11	DUR 69	2.6028	2177.90	1.7182	1437.81
6	SAMB 69	1.6861	1.410.81	1.0320	863.48
3	TEN 13	0.4309	1802.60	0.4485	1876.25
12	DUR 13	1.0095	4223.42	0.8426	3525.07
8	SAMBORONDON	0.3017	1262.40	0.2609	1091.38
7	SAMB 13	0.4896	2048.37	0.5397	2257.98
9	TARIFA	0.3775	1579.50	0.3560	1489.35
10	VICTORIA	0.1638	685.26	0.1208	505.58
4	PUNTILLA	0.2041	853.64	0.1566	655.02
5	BUIJO	0.2292	959.08	0.1807	755.89
13	TANASA I	0.7965	3332.27	0.6172	2582.37
14	TANASA II	0.6092	2548.58	0.4502	1883.56
15	PROCOA	0.7033	2942.59	0.5297	2116.15
16	BRISAS DE SANTAY	0.4369	1827.99	0.3069	1284.07
7	MANABA	0.4972	2080.26	0.3613	1511.52
18	IGLESIA	0.4006	1675.95	0.2873	1202.08
19	CDLA	0.7321	3062.82	0.5581	2326.62
20	OLMEDO	0.5342	2234.98	0.3628	1517.79
21	PRIMAVERA	0.5040	2308.70	0.3598	1505.09
22	PEÑON DEL RIO	0.4113	1720.78	0.2895	1210.99

Tabla N° 18

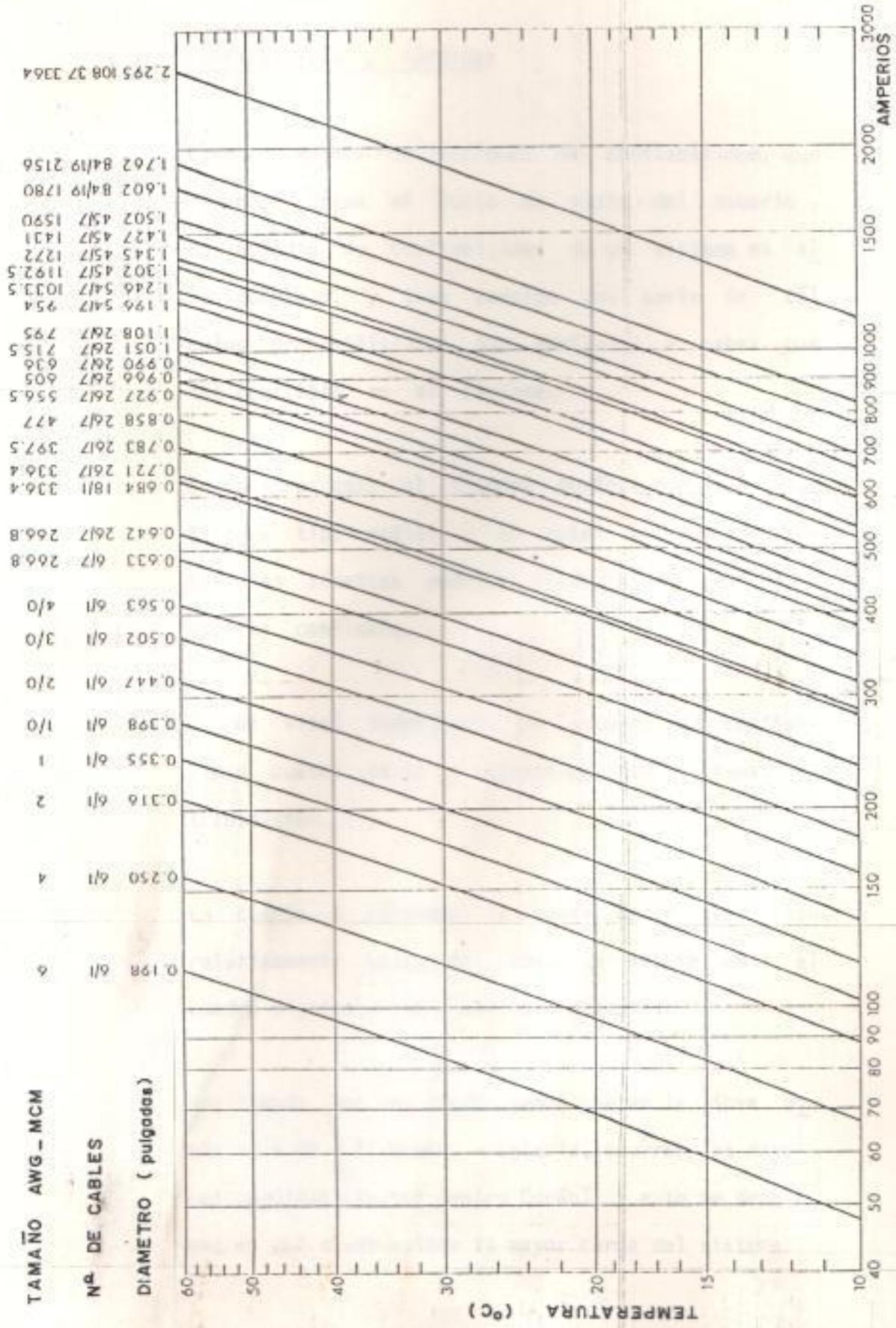
conductor en condiciones normales. Vemos a la figura N° 14, en base a esto y a las fórmulas ya conocidas de potencias se encontró la respectiva capacidad de las líneas.

Una vez obtenidos los resultados se constató que no existen líneas sobrecargadas tanto a nivel de subtransmisión como a nivel de distribución.

Analizando los resultados de nuestro estudio de carga podemos decir de manera general que todas las líneas tienen un porcentaje bajo de capacidad en condiciones de operación, siendo la línea de Durán 69 KV - Durán 13.8 KV - El Manaba, la que tiene mayor porcentaje de capacidad (50 - 67 %), por lo que podríamos tener la posibilidad de incrementar la carga sin mayores consecuencias en el sistema.

Un conductor sobrecargado trae consecuencias en el sistema, habrá mayor caída de potencial, mayores pérdidas, y por consiguiente una operación no confiable.

CAPACIDAD PERMITIDA DE LOS CONDUCTORES



4.3.2. Confiabilidad y Pérdidas

Existen muchas definiciones de confiabilidad, que dependen desde el punto de vista del usuario, un estudio de confiabilidad de un sistema es algo complejo, y trae consigo una serie de cálculos probabilísticos que conllevan a saber que tan confiable es el sistema.

En nuestro caso el Sistema Durán, por ser un Sistema tipo radial y al estar en buenas condiciones técnicas podemos predecir que es un sistema confiable.

Es de vital importancia un estudio de confiabilidad cuando se va a planificar un sistema de transmisión.

En cuanto a pérdidas se puede decir que son relativamente bajas tal como se resume en el cuadro siguiente (ver página siguiente).

Analizando los resultados vemos que en la línea Durán 13.8 KV - El Manaba - Iglesia, ocurren las mayores pérdidas (sector Centro Durán), y esto se debe a que es ahí donde existe la mayor carga del sistema.

TOTAL DE CARGA	DEMANDA MAXIMA	DEMANDA MINIMA
=====		
MW+jMVAR	9.57 + j 5.10	4.73 + j 2.72
TOTAL DE POTENCIA ENTREGADA (SNI)	9.83+j 4.249	4.78 + j 1.048
PERDIDAS (KW)	274	61
% PERDIDAS	2.79 %	1.28 %

4.4. SISTEMA DE COMUNICACIONES

Un sistema de distribución deberá contar con un sistema adecuado de comunicaciones, ya sea:

- Radio
- Teléfono
- Monitoreo - señales remotas (no existe en nuestro medio).

La recepción de información debe ser clara, objetiva y concisa, para ello se requiere el buen funcionamiento del sistema de comunicaciones.

El sistema de comunicaciones de radio o en VHF del Sistema Eléctrico Regional Guayas - Los Ríos, está conformado actualmente por:

- Una repetidora de 75 watos de potencia con una antena de 12 dB de ganancia ubicada en el cerro de Lourdes, provincia del Bolívar - Guaranda.

- 11 Estaciones bases cuyas ubicaciones son:

S/E Durán, S/E Pascuales, S/E La Toma, S/E Diale Nueva, S/E Dosni, S/E Quevedo Sur, Oficinas Guayaquil, Central Durán, Oficina Daule, Oficina Balzar, Oficina Quevedo .

- 12 radios móviles.

- 4 Sistema Durán
 - 4 Sistema Daule
 - 3 Sistema Quevedo
 - 1 vehículo de la Gerencia General.
-
- 10 radios portátiles

Cabe señalar que actualmente se encuentra en proyecto la implementación de un laboratorio completo de reparaciones de radio, además la adquisición de los siguientes equipos:

- 37 unidades móviles
- 3 estaciones bases
- 6 unidades portátiles
- 1 repetidora
- 1 sistema de radio - teléfono

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Todo sistema de distribución, por pequeño que sea debe tener establecido, debidamente organizado y presupuestado un sistema de mantenimiento que le permita funcionar en forma óptima a fin de obtener un adecuado rendimiento a favor de la institución.

En la presente tesis, tomando en consideración la extensión del tema, se ha procurado hacer un enfoque de aquellos - componentes de mayor importancia que se relacionen con el tema propuesto.

Un sistema de mantenimiento se lo puede clasificar en Preventivo y Correctivo.

La prevención consiste en mantener constantemente en buenas condiciones operativas al Sistema de Distribución a fin de evitar daños que ocasionen perjuicios a la localidad y creando por consiguiente una imagen negativa para la institución.

Para llevar adelante este sistema de prevención se cree que es necesario se cuente con un departamento con personal debidamente capacitado en número tal que vaya de acuerdo a la importancia de la organización.

Esta fase de prevención que se detalla se considera que es más importante que la correctiva, porque hacer una buena prevención es evitar la fase correctiva, lo que representa economía (menor costo) y gran facilidad operativa.

El buen mantenimiento hace que el sistema operativo sea eficaz y de gran rendimiento, por lo que es necesario e indispensable que el departamento de operaciones dirigido por personas capacitadas mantengan constantemente la coordinación tanto con el personal de mantenimiento como el de planificación y se ejecuten acciones conjuntas, ya que un sistema mal proyectado tanto en su parte técnica como la administrativa trae como consecuencia una mala operación del mismo.

BIBLIOGRAFIA

1. TECNICA DE LA ALTA TENSION.- EDITORIAL LABOR S.A.
ARNOLD ROTH.
2. CENTRO DE ANALISIS DE LA ELECTRIFICACION DEL ECUADOR. SISTEMA REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS (FOLLETO).
3. HIGH VOLTAGE DISTRIBUTION PRACTICE. ERNEST BENN , LIMITED, LONDON , 1961.
4. MANTENIMIENTO SISTEMAS ELECTRICOS (TOMO I y II) .- INSTRUCTORES ING. PAULO ROBERTO R. e ING. ROBERTO CASTRO.
5. POWER SYSTEM OPERATION. ROBERT H. MILLER.
6. MANUAL DE INECEL. NORMAS DE OPERACION DE S/E (SNI).
7. TESIS DE GRADO.- "CONTROL DEL MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD DE TRANSMISION OCCIDENTAL DEL SNI".
8. MANUTENCAO E OPERACAO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCAO.VOL. 4 . EDITORA CAMPUS/ELECTROBAS, CENTRAIS.ELECTRICOS - BRASILEIRAS .S.A.
9. PROCEDIMIENTOS Y NORHAS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SNI . CIER CONVENCION DE INGENIEROS ELECTRICOS REGIONALES.
10. MANUAL PRACTICO DE ELECTRICIDAD PARA INGENIEROS.TOMO II. DONALD G. FINK, H. WAYNE BEAT Y JOHN M. CARRALL.