

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

AMPLIACION DEL SISTEMA ELECTRICO
DEL DEPARTAMENTO DE TUMBES

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO
ELECTRICISTA

JULIO WALTER MARIN CAVALCANTI

PROMOCION 1975 - 1

LIMA * PERU * 1986

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

Es objeto del presente estudio, servir de base para la construcción de las obras electromecánicas de ampliación del Sistema Eléctrico del Departamento de Tumbes, para satisfacer las demandas de energía en el corto, mediano y largo plazo.

El presente estudio, pretende establecer los lineamientos necesarios y suficientes, para las obras de ampliación, que requieran ser ejecutadas y cuyo análisis técnico se desarrolla.

En base a la proyección del crecimiento de la Máxima Demanda de Potencia y la Oferta de Generación existente y requerida para cubrir el crecimiento de la demanda, se determinó la necesidad de ampliación de la capacidad instalada de la Planta Térmica existente. Por otro lado previa elaboración de la configuración del sistema eléctrico, se analizó el comportamiento del sistema de distribución en 33 KV y mediante un análisis de cortocircuito, se determinó las condiciones de operación económica y segura del sistema.

El estudio de demanda, es el elaborado por Electroperú, el mismo que fue ajustado en base a los programas de desarrollo de las siguientes entidades: Cortumbes, Concejo Provincial de Tumbes, Sedatumbes, Entel Perú, Enace, Ministerio de Industria, Turismo e Integración, Electronorte y Electroperú; se consideró además el Código Nacional de Electricidad - Tomos I y IV, las Normas Técnicas de la Di

rección General de Electricidad, la Ley General de Electricidad N° 23406 y su Reglamento.

El estudio comprende el análisis de ampliación a mediano, corto y largo plazo de los sistemas de generación y distribución en 33 KV, y la remodelación integral de las redes de distribución primaria de la ciudad de Tumbes. No se consideró los cálculos mecánicos de las redes y no comprenden el estudio las redes primarias y líneas que parten de las subestaciones principales de 33/10 KV.

En virtud de lo indicado se ha decidido la incorporación de un grupo 5 MW - 600 RPM en la Central Térmica de Tumbes para el año 1988. El reforzamiento a la brevedad de la capacidad de transformación de las subestaciones Tumbes y Corrales del sistema a 33 KV y la remodelación integral de la red primaria de la ciudad de Tumbes.

I N D I C E

INTRODUCCION	PAG.
CAPITULO I .- ESTUDIO DE MERCADO	1
1.1 GENERALIDADES	1
1.1.1 Ubicación Geográfica y División Política	1
1.1.2 Características Físicas y Climatológicas	1
1.1.3 Actividades Económicas	2
1.1.4 Población	3
1.2 DESCRIPCION DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS EXISTENTES EN EL AREA DE ESTUDIO	4
1.3 ESTUDIO DE DEMANDA	5
1.3.1 Metodología de Proyección	6
1.3.2 Resultados Obtenidos	17
CAPITULO II .- PLANTEAMIENTO DE LA SOLUCION DE AMPLIACION	32
2.1 ANALISIS DE LA SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA DE GENERACION	32
2.1.1 Aspectos Generales	32
2.1.2 Transformadores de Potencia	34
2.2 AMPLIACION DE LA OFERTA DE GENERACION EN EL PERIODO DE ESTUDIO	36
2.2.1 Demanda de Potencia	36
2.2.2 Oferta de Potencia	37
2.2.3 Balance de Potencia	37
2.2.4 Cobertura de Demanda	38
2.3 ANALISIS DE LA SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION	41
2.3.1 Aspectos Generales	41
2.3.2 Líneas de Subtransmisión	41

	PAG.
2.3.3 Subestaciones 33/10 KV	43
2.4 AMPLIACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION	46
2.4.1 Subestación Tumbes	47
2.4.2 Línea Tumbes-Zarumilla	48
2.4.3 Línea Tumbes-Zorritos	49
2.4.4 Subestación Puerto Pizarro	50
2.4.5 Subestación Zarumilla	50
2.4.6 Subestación Corrales	51
2.4.7 Subestación La Cruz	51
2.4.8 Subestación Zorritos	51
 CAPITULO III .- ESTUDIO DE COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	 67
3.1 CONFIGURACION DEL SISTEMA ELECTRICO	67
3.2 CALCULOS ELECTRICOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION, EN 33 KV	 77
3.2.1 Bases de Cálculo	77
3.2.2 Cálculo de los Parámetros de las Líneas en 33 KV	 77
3.2.3 Cálculo de Caída de Tensión, Pérdida de Potencia del Sistema en 33 KV y Potencia Reactiva de las Líneas	 83
3.3 ESTUDIO DE FALLAS	99
3.3.1 Consideraciones de Cálculo	99
3.3.2 Cálculo de las Impedancias de los Elementos en Servicio	106
3.3.3 Cálculo de Corrientes y Potencia de Cortocir - cuito Trifásico	 109
3.4 COORDINACION DE LA PROTECCION	121
3.4.1 Procedimiento	121
3.4.2 Coordinación de la Protección en la Subestación Tumbes	129
3.4.3 Coordinación de la Protección en la Central Térmica	132
3.5 CALCULO DE PUESTA A TIERRA	135
3.5.1 Objeto	135

	PAG.
3.5.2 Resistividad del Terreno	137
3.5.3 Máxima Tensión de Toque Permisible	138
3.5.4 Máxima Tensión de Paso Permisible	139
 CAPITULO IV .- ANALISIS DE AMPLIACION DE LAS REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA DE LA CIU- DAD DE TUMBES	145
4.1 DISEÑO NUEVA RED PRIMARIA	151
4.2 BASES DE CALCULO	151
4.3 CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE CONDUCTORES	153
4.4 DETERMINACION DEL AREA DE UNA SUBESTACION	157
4.5 CONFIGURACION DEL SISTEMA EN ANILLOS	161
4.6 NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO	172
4.7 DETERMINACION DE LA SECCION DEL CABLE SUBTERRA- NEO	175
4.8 PERDIDA DE TENSION EN LA RED	177
4.9 ESTUDIO DE SECCIONAMIENTO	182
4.10 COORDINACION DE LA PROTECCION	184
4.11 PARAMETROS DE DISEÑO APLICABLES A LAS SUBESTA- CIONES	187
 CAPITULO V .- ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL EQUIPO DE AMPLIACION	190
 CAPITULO VI .- ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE	217
 CAPITULO VII .- METRADO Y PRESUPUESTO	234
 CONCLUSIONES	247
 BIBLIOGRAFIA	249

C A P I T U L O I

E S T U D I O D E M E R C A D O

1.1 GENERALIDADES

1.1.1 Ubicación Geográfica y División Política

El departamento de Tumbes se encuentra ubicado en el extremo Nor-occidental del territorio de la República del Perú, limita por el Norte y Oeste con el Océano Pacífico, por el Nor-este y Sur-este con la República del Ecuador y por el Sur con el departamento de Piura.

El departamento de Tumbes está dividido en tres provincias: Tumbes, Contralmirante Villar y Zarumilla; once distritos: Tumbes, La Cruz, San Juan de la Virgen, Pampas de Hospital, Corrales, San Jacinto, Zarumilla, Papayal, Zorritos, Matapalo y Casitas; los que contienen aproximadamente a 100 localidades entre anexos, pueblos y caseríos.

1.1.2 Características Físicas y Climatológicas

Su territorio es poco accidentado presentando llanuras aluviales y colinas recortadas, los principales ríos del departamento son el río Tumbes de 130 Km de recorrido y el río Zarumilla.

La corriente marina estacional conocida como "Corriente del Niño" y que generalmente aparece en el mes de Diciembre, es de aguas calientes y penetra en la zona Nor Peruana. Esta corriente con los vientos del Norte ocasionan abundantes precipitaciones de agua en la zona Norte del País.

La temperatura máxima promedio es de 35°C, el promedio anual de precipitaciones es de 610 mm. y los vientos predominantes son los Alisios del Sur-este.

Los principales puertos marítimos están en Zorritos y Pizarro; y las Caletas existentes son: La Cruz, Bocapan, Miguel Grau y Punta Sal.

1.1.3 Actividades Económicas

Las actividades económicas fundamentales del departamento son: agricultura, selvicultura, caza y pesca, dando trabajo al 37% de la población ocupada total (30,100 habitantes). La segunda actividad en importancia viene dada por los servicios comunales y personales 34% de la población ocupada.

Otras actividades son el comercio (13%) y la industria manufacturera (5.3%).

La población económicamente activa (PEA) del departamento de Tumbes representa un poco más del 31% de la población total en el año 1981.

1.1.4 Población

Los censos de población realizados en los años 1961, 1972 y 1981; indican el siguiente crecimiento para el departamento de Tumbes.

Censo	<u>1961</u>	<u>1972</u>	<u>1981</u>
Total (Hab)	57,378	79,348	108,064
Tasa Intercensal (%)	3.2	3.0	3.4

La distribución porcentual entre las áreas urbana y rural para 1981, según provincias fue:

<u>PROVINCIA</u>	<u>TOTAL</u>	<u>URBANA</u>	<u>RURAL</u>
Tumbes	76.3	78.3	68.8
Zarumilla	14.4	15.7	9.9
Contralmirante Villar	9.3	6.0	21.3
Total (%)	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>
Total (Hab).	108,064	85,167	22,897

Cabe destacar que del total de la población departamental del censo de 1981 el 42% correspondió a menores de 14 años.

El número promedio de personas que habitaron una vivienda en el departamento de Tumbes en 1981 fue de 5.8%. Siendo el tipo de vivienda predominante el definido como casa independiente que corresponde al 96% del total.

Los servicios de agua potable y desague son deficientes.

1.2 DESCRIPCION DE LOS SERVICIOS EXISTENTES EN EL AREA DE ESTUDIO

Actualmente el Sistema Eléctrico de Tumbes da suministro a 20 localidades desde la Central Térmica (C. T) denominada "Las Mercedes" a base de generación térmica Diesel con una potencia instalada de 9.9 Mw ubicada en la ciudad de Tumbes.

El sistema de Sub-transmisión está constituido por dos líneas a 33 KV Tumbes - Corrales - Caleta La Cruz - Zorritos y Tumbes - Zarumilla, siendo las sub-estaciones principales del sistema las siguientes:

S. E. Tumbes	2.5 MVA	10/33 Kv.
S. E. Caleta La Cruz	0.8 MVA	33/10 Kv.
S. E. Corrales	0.8 MVA	33/10 Kv.
S. E. Zorritos	1.0 MVA	33/10 Kv.
S. E. Zarumilla	1.25 MVA	33/10 Kv.

La energía generada es entregada en un bus de barras simples en la C. T. Las Mercedes en 10 Kv, desde donde se distribuye la energía a la ciudad de Tumbes.

Mediante una línea de sub-transmisión en 10 Kv desde la C. T. se suministra energía a los distritos y localidades ubicadas en la margen derecha del río Tumbes.

La sub-estación Tumbes es de tipo intemperie y está ubicada en la parte exterior de la casa de máquinas de la C. T. Las Mercedes, con una relación de 10/33 Kv, mediante un sistema de ba-

rras y equipos de seccionamiento alimenta a las líneas de subtransmisión en 33 Kv al Norte y Sur de la ciudad de Tumbes.

Desde las subestaciones reductoras principales de 33/10 Kv, se alimentan las redes de distribución primaria de las localidades donde se encuentran ubicadas y/o desde las mismas parten líneas de subtransmisión en 10 Kv a las localidades menores interconectadas al sistema.

Con mayor amplitud se tratará sobre la infraestructura eléctrica del departamento de Tumbes en el Capítulo II. Sin embargo es de importancia destacar que las Redes de Distribución se encuentran en mal estado de conservación, situación agravada con las excesivas lluvias del año 1983.

1.3 ESTUDIO DE DEMANDA

La proyección de la Demanda Eléctrica del departamento de Tumbes a nivel de planeamiento en el período de 23 años, de 1986 al 2009 está considerada en el Plan Maestro de Electricidad.

Para el estudio del sistema se han considerado seis subestaciones: Tumbes, Puerto Pizarro, Caleta La Cruz, Corrales, Zarumilla y Zorritos.

Se describe el área de influencia del Sistema Eléctrico del departamento de Tumbes, la metodología de Proyección utilizada y los resultados que sirven de base para los estudios de ampliación del sistema.

1.3.1 Metodología de Proyección

La metodología de Proyección de la Demanda Eléctrica con siste en la sectorización del mercado en tres grandes tipos de consumo:

- a) Servicio Público.
- b) Autoproductores/Grandes Cargas.
- c) Proyectos de Inversión.

a) Servicio Público

La proyección de la demanda de servicio público de cada localidad es realizada mediante un programa de cómputo, que no se analiza en el presente estudio y que emplea como información:

- . Población anual proyectada con el método de diferen cias divididas según los censos de población y vi - vienda de 1961, 1972 y 1981.
 - . Número promedio de habitantes por vivienda, (5.8 pa - ra Tumbes).
 - . Ecuación de proyección de las ventas medias domésti - cas.
 - . Tendencia del coeficiente de electrificación.
 - . Relaciones de consumo del Sector Comercial, uso ge neral, industrial y pérdidas de distribución.
- Horas de utilización e incremento anual correspon - diente.

Las fórmulas que permiten proyectar la población según el método de las diferencias divididas son:

$$P(X) = P_o + X D_o + X(X-a) D_o^2$$

$$D_o = \frac{P_a - P_o}{a}$$

$$D_o^2 = \frac{P_o}{ab} + \frac{P_a}{(-a)(b-a)} + \frac{P_b}{(-b)(a-b)}$$

donde : P = Población.

X = Período a proyectarse.

a y b = Período de tiempo.

. Tomando como base la información proporcionada por los Censos Nacionales de 1961, 1972 y 1981 se hallan las tasas intercensales 61-72, 72-81 y 61-81, de las cuales se escoge la más representativa, según observaciones en el terreno, el valor encontrado deberá compararse con las características del incremento poblacional en toda la zona. A la tasa de crecimiento demográfico se dio el siguiente tratamiento:

1% para aquellas localidades que registran tasas negativas o menores que la unidad.

. Su tasa real para aquellas comprendidas entre el 1% y 3%.

3% para aquellas que superan este valor.

La proyección de la población se realiza en forma exponencial, manteniéndose la tasa de crecimiento con un valor constante para todo el período de estudio.

El número de viviendas existentes vienda dado por la relación:

Número de Habitantes

Habitantes por vivienda.

De los Censos Nacionales de 1972 y 1981 se obtiene el denominador, del cual se escoge el más representativo, el que será mantenido inalterable durante el período de análisis.

Número de Abonados Domésticos

La proyección del número de abonados domésticos es el resultado de efectuar el producto del número de viviendas anteriormente calculadas por un coeficiente de electrificación que se obtiene de un monograma similar al mostrado en la lámina N^o1 en el cual, el coeficiente de electrificación inicial dependerá, de si la localidad posee o no servicio, si cuenta con él, tomará su valor real y sino es así tomará un valor de 0.3; el coeficiente de electrificación final es posible asumir en forma general para todas las localidades un valor de 0.8

En el monograma el ángulo α dependerá del menor o mayor grado en que las familias que no cuenten con servicio eléctrico se conecten a la red en los años iniciales, se considera para el caso de un crecimiento moderado 30° .

La selección de una curva de pronóstico del coeficiente de electrificación se realiza teniendo en cuenta la información estadística y/o apreciaciones personales obtenidos durante el trabajo de campo realizado en cada una de las localidades en estudio.

Un pronóstico del coeficiente de electrificación se observa en la lámina N° 1-3 donde las curvas graficadas indican lo siguiente:

CURVA COMPORTAMIENTO DEL COEFIC. DE ELECTRIF.

- C_2 Representa al de una comunidad que a la fecha no cuenta con servicio eléctrico.
- C_1 Representa una comunidad cuyo coeficiente de electiificación crece en forma mas acelerada, debido a que estas localidades poblacionalmente corresponden a un tipo B.
- B_2 Representa a una localidad que cuenta con servicio eléctrico restringido y con una oferta igual o menor a la demanda existente, la cual no permite la incorporación de nuevos abonados.

B₁ Representa una localidad similar a la del caso B₂, pero donde si es posible incorporar nuevos abonados, aunque en forma limitada.

A Representa al de una población que actualmente cuenta con servicio eléctrico y cuyo coeficiente actual es igual o mayor a 0.5.

En la lámina N° 1-5 se dan las curvas del coeficiente de electrificación correspondiente al mercado eléctrico del departamento de Tumbes.

Pronóstico del Consumo de Energía Eléctrica por parte de los Sectores Doméstico y Alumbrado Público

Para estimar este consumo, mediante el método de los mínimos cuadrados, se determina haciendo uso de las curvas exponenciales de la forma: $Y = ax^b$, que fueron recomendadas como resultado del Estudio de Cooperación Energética Peruano Alemana, en dicha curva a y b son parámetros que dependen de las características del consumo eléctrico, X es el número de abonados domésticos e Y es el consumo anual de energía eléctrica por abonado.

Las ecuaciones del comportamiento de la demanda de - terminadas son cuatro:

$$I \quad Y = 226.22 X^{0.3449}$$

$$\text{II} \quad Y = 103.11 X^{0.3964}$$

$$\text{III} \quad Y = 93.69 X^{0.3637}$$

$$\text{IV} \quad Y = 167.90 X^{0.2241}$$

donde:

Y = Kwh/abonado doméstico.

X = Número de abonados domésticos.

El comportamiento de la demanda en base a las funciones definidas determinan las curvas de consumo unitario doméstico vs. el número de abonados domésticos (lámina N^o 1-4); para cualquier año.

El consumo anual por este concepto se obtiene de multiplicar el consumo unitario (Y) calculado por su número de abonados domésticos (X) respectivo.

El consumo del Sector Alumbrado Público (A.P) se determina en función del número de viviendas y de una densidad de consumo de Kwh/vivienda, definida con base a los registros históricos y de acuerdo con los siguientes criterios:

<u>Población</u>	<u>Kwh/Vivienda</u> <u>(A.P)</u>
P > 1000	100
500 ≤ P ≤ 1000	120
P < 500	150

El consumo del Sector Comercial (C. C) se determi-

na utilizando las relaciones de consumo de este sector respecto de la energía total del sector doméstico (C. D) más alumbrado público (A. P) cuando se dispone de información, y cuando no se dispone de información se considera como consumo mínimo comercial el 10% del consumo total doméstico más alumbrado público.

El consumo del Sector Uso General (U. G) se determina similarmente, considerando la energía de este sector al menos como el 10% del total de la suma de los sectores doméstico, alumbrado público y comercial.

El consumo del Sector Industrial (C. I) principalmente en la ciudad de Tumbes se asume un crecimiento hasta el año final de la proyección en un 15% del total de los consumos domésticos, alumbrado público y comercial, y en los pequeños centros poblados al no existir información estadística se asume para este sector el 5% del total de los sectores doméstico, alumbrado público y comercial.

Para el cálculo de las pérdidas por distribución ha sido considerado los siguientes criterios:

<u>Población</u>	<u>% Pérdidas Distribución</u>
P > 3000 hab.	15
1000 ≤ P ≤ 3000	12
P < 1000	10

La energía distribuida se obtiene sumando los consumos sectoriales más las pérdidas de distribución.

La máxima demanda de potencia se obtiene de la suma aritmética de la máxima demanda de cada una de las localidades que conforman una microregión.

Se calcula a partir del consumo bruto de energía y el número de horas de utilización (teniendo como base la duración horaria diaria del servicio eléctrico y de la importancia relativa que se asigne a cada localidad.

Para el departamento de Tumbes se asumieron los siguientes valores:

<u>Población</u>	<u>Horas de Utilización</u>
P < 700	1800 - 2000
700 ≤ P ≤ 3000	2500 - 2700
P > 3000	3500

Estos valores son crecientes durante el período de análisis.

b) Autoprodutores/Grandes cargas

El consumo de este sector se obtiene por el método de la encuesta, utiliza el análisis individual de cada autoprodutor/gran carga; conectado a la red de servicio público o aislado según sea el caso.

El análisis consiste en la captación de mayor cantidad de información disponible. La información histórica de autoprodutores/grandes cargas en lo relativo a sus consumos y producciones, de energía eléctrica y de bienes económicos conexos aunada al análisis de previsiones de ampliación del tamaño de planta, o expectativas generales para su propio tipo de industria, permiten proyectar el consumo de energía y la máxima demanda de cada uno de ellos y que se detallan:

Planta de Bombeo Becerra Belén

Ubicada en la margen derecha del río Tumbes, permitirá ampliar la frontera agrícola en 1200 Has. Está previsto su puesta en servicio a partir del presente año a base de grupos Diesel, preveyéndose que en el futuro se integre a la red de servicio público. La demanda de esta carga permanece constante en todo el período de proyección con 0.75 MW - 2.82 Gwh.

Planta de Bombeo Irrigación Las Brujas

Se encuentra integrada al sistema eléctrico y en eta-

pa de culminación los canales; se encuentra ubicada en la margen derecha del río Tumbes, cuenta actualmente con una demanda de 68 Kw - 2.92 Mwh.

Planta de Bombeo Irrigación Puerto El Cura

Se encuentra ubicado en la margen derecha del río Tumbes y al sur de la ciudad de Tumbes, inicialmente la irrigación se hará mediante grupos Diesel y se prevee se integre al sistema, consumiendo conjuntamente con la planta de bombeo de Las Brujas 800 Kw - 3433 Mwh a partir de 1992.

Inversiones Nueva York

Planta langostinera ubicada en el distrito de La Cruz, actualmente conectada al sistema eléctrico de Tumbes con una demanda del orden de 130 Kw. Se prevee un consumo de 250 Kw - 800 Mwh durante el período de proyección.

Productos Marinos Refrigerados PROMARESA

Planta conservera ubicada en el distrito de La Cruz, opera con grupos Diesel, siendo su consumo en 1986 : 310 Kw - 950 Mwh.

Compañía Noblecilla y criadero de langostinos

Ambas se encuentran ubicadas en Puerto Pizarro, la compañía Noblecilla conectada al sistema con una de

manda de 50 Kw - 350 Mwh y los criaderos de langostinos formada por pequeñas langostineras aisladas que operan con grupos Diesel con una demanda de 1074 Kw-4074 Mwh.

Terminal Pesquero de Zorritos

Ubicado en el distrito de Zorritos, actualmente conectado al sistema eléctrico de Tumbes con una demanda de 200 Kw y un consumo anual de 1000 Mwh el cual se mantiene constante en el período de estudio.

c) Proyectos de Inversión

La metodología de proyección al igual que en el caso de autoprodutores/grandes cargas se basa en la encuesta, es decir en el análisis individual de cada proyecto.

Para las cargas futuras de este tipo la incertidumbre de magnitud y oportunidad de puesta en operación es alta, del análisis de la información obtenida de fuentes oficiales encargadas de los proyectos se puede prever con relativa seguridad los consumos de electricidad y la oportunidad de su ocurrencia. Aquellos proyectos de inversión que se han considerado son:

. Complejo Comercial Zarumilla Tumbes

Complejo con obras de infraestructura civil en el

área administrativa y sistema de Redes de Distribución Secundaria se encuentra ubicado en el distrito de Zarumilla y tiene como finalidad trasladar la actividad comercial existente en Aguas Verdes. Actualmente está conectada al sistema eléctrico de Tumbes con una demanda de 30 Kw y su consumo se prevee en una primera etapa con 350 Kw - 1150 Mwh y la segunda a partir de 1987 de 700 Kw - 2300 Mwh

. Circuito de Playas

Del estudio para el desarrollo turístico para el departamento de Tumbes - del Ministerio de Industria - Turismo e Integración, las playas consideradas en el circuito son: Playa Jalí que comprende a la zona de Puerto Pizarro, Playa Hermosa ubicada al Nor-oeste del distrito de la Cruz, y Bocapan en Zorritos.

Los planes de desarrollo contemplan la creación de un complejo turístico el cual se estima conectarse al sistema en 1987 con 800 Kw - 1600 Mwh, con una proyección al final del período de 3400 Kw - 7900 Mwh.

1.3.2 Resultados obtenidos

La proyección de la demanda de energía eléctrica del departamento de Tumbes se presenta en los Anexos "1A" y "1B" para el período 1985 - 2009, desagregada por tipo

de consumo y agrupadas en las seis subestaciones principales: Tumbes, Puerto Pizarro, Caleta La Cruz, Corrales, Zarumilla y Zorritos, además está considerado dentro las previsiones de ampliaciones en las subestaciones Corrales, Zarumilla y Zorritos. La demanda para el mediano, corto y largo plazo considerando el total de las cargas se detallas:

AÑO	KW	POTENCIA		MWH	ENERGIA		FACTOR DE CARGA
		Tasa de Respec. a 1986 (%)	Crec. (%)		Tasa de Respec. a 1986 (%)	Crec. (%)	
1986	10,839	-	-	36,077	-	-	0.379
1992	17,820	8.6	8.6	58,645	8.4	8.4	0.376
2000	24,482	6.0	6.0	83,477	6.2	6.2	0.389
2009	31,916	4.8	4.8	115,520	5.2	5.2	0.413

Considerando el sistema actual con la agrupación de cargas en las seis subestaciones sin considerar a los auto productores/grandes cargas ni a las ampliaciones la proyección de la demanda de potencia y energía en los periodos descritos es:

AÑO	KW	POTENCIA		MWH	ENERGIA		FACTOR DE CARGA
		Tasa de Respec. a 1985 (%)	Crec. (%)		Tasa de Respec. a 1985 (%)	Crec. (%)	
1986	7,609	-	-	24,548	-	-	0.369
1992	11,185	6.6	6.6	37,529	7.3	7.3	0.390
2000	16,206	5.5	5.5	58,058	6.3	6.3	0.412
2009	22,686	4.9	4.9	87,099	5.7	5.7	0.439

RELACION DE CUADROS, LAMINAS Y ANEXOS

<u>NUMERO</u>	<u>N O M B R E</u>
Cuadro N° 1-1	Mercado Eléctrico del Departamento de Tumbes - Consumo de Energía (GWH).
Cuadro N° 1-2	Mercado Eléctrico del Departamento de Tumbes - Localidades consideradas en el estudio.
Lámina N° 1-1	Mercado Eléctrico del Departamento de Tumbes - Area de Influencia.
Lámina N° 1-2	Monograma para el Cálculo del Coeficiente de Electrificación.
Lámina N° 1-3	Pronóstico del Coeficiente de Electrificación.
Lámina N° 1-4	Consumo Unitario Doméstico versus Número de Abonados Domésticos.
Lámina N° 1-5	Mercado Eléctrico del Departamento de Tumbes - Coeficiente de Electrificación.
ANEXOS 1A - 1B	Proyección de la Demanda de Potencia y Energía del Departamento de Tumbes.

MERCADO ELECTRICO DEL DEPARTAMENTO DE TUMBES
CONSUMO DE ENERGIA
(GWH)

<u>CIUDAD TUMBES</u>							
<u>SECTOR/AÑO</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
Alumbrado Público.	473	513	573	765	729	801	882
Doméstico.	3,923	4,519	4,685	5,640	5,226	5,748	6,323
Comercial.	1,456	1,601	1,679	1,954	1,761	2,149	2,364
Industrial.	208	373	411	337	369	406	446
Uso General.	647	644	768	890	583	979	1,077
Electrobombas.	1,376	1,415	1,316	1,465	810	1,612	1,733
Total	8,083	9,065	9,405	11,051	9,478	11,695	12,825
<u>CIUDAD ZARUMILLA</u>							
<u>SECTOR/AÑO</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
Alumbrado Público.	87	53	59	52	65	73	82
Doméstico.	814	1,038	1,057	1,153	1,029	1,291	1,446
Comercial.	142	145	124	102	61	114	128
Industrial.	-	-	-	-	-	-	-
Uso General.	141	198	228	275	75	308	345
Electrobombas.	61	53	76	72	24	81	90
Total	1,245	1,437	1,544	1,654	1,254	1,867	2,091
<u>CIUDAD ZORRITOS</u>							
<u>SECTOR/AÑO</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
Alumbrado Público.	81	58	66	77	41	85	95
Doméstico.	234	257	285	321	282	356	395
Comercial.	71	76	73	91	72	101	112
Industrial.	-	-	-	-	-	-	-
Uso General.	20	19	21	38	14	42	47
Electrobombas.	11	27	4	3	-	30	34
Total	417	437	449	530	409	614	683

MERCADO ELECTRICO DEL DEPARTAMENTO DE TUMBESLocalidades Consideradas en el Estudio

LOCALIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION CENSO 1981	DENTRO EL SISTEMA EXISTENTE	
				SI	NO
- Tumbes	Tumbes	Tumbes	43,984	X	
- Puerto Pizarro	Tumbes	Tumbes	715	X	
- Caleta Cruz	Tumbes	La Cruz	3,646	X	
- Sn. Jn. de la Virgen	Tumbes	Sn. Jn. de la Virgen	990	X	
- Cerro Blanco	Tumbes	Sn. Jn. de la Virgen	878	X	
- Pampas de Hospital	Tumbes	Pampas de Hospital	1,658	X	
- San Pedro de los Lucas	Tumbes	Corrales	4,639	X	
- San Jacinto	Tumbes	San Jacinto	1,718	X	
- Zarumilla	Zarumilla	Zarumilla	7,425	X	
- Aguas Verdes	Zarumilla	Zarumilla	1,196	X	
- Bendito	Zarumilla	Zarumilla	39	X	
- Pocitos	Zarumilla	Zarumilla	102	X	
- Cuchara Alta	Zarumilla	Zarumilla	70	X	

LOCALIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION CENSO 1981	DENTRO EL SISTEMA EXISTENTE	
				SI	NO
- Cuchara Baja	Zarumilla	Zarumilla	490	X	
- Papayal	Zarumilla	Papayal	699	X	
- Porvenir	Zarumilla	Papayal	205	X	
- La Palema	Zarumilla	Papayal	712	X	
- Uña de Gato	Zarumilla	Papayal	1,149	X	
- Zorritos	Cmdte. Villar	Zorritos	3,191	X	
- Miraflores ⁽¹⁾	Cmdte. Villar	Zorritos		X	
- Los Pinos ⁽¹⁾	Cmdte. Villar	Zorritos		X	
- Caleta Miguel Grau	Cmdte. Villar	Zorritos	470	X	
- Tacural	Tumbes	Sn. Jn. de la Virgen	327	X	
- Garbanzal	Tumbes	Sn. Jn. de la Virgen	814	X	
- Cabeza de Lagarto	Tumbes	Pampas de Hospital	211		X
- Cabuyal	Tumbes	Pampas de Hospital	550		X
- Cruz Blanca	Tumbes	Pampas de Hospital	613		X
- Santa María	Tumbes	Pampas de Hospital	271		X
- Belén	Tumbes	Pampas de Hospital	32		X
- Malval	Tumbes	Corrales	1,535		X
- San Isidro	Tumbes	Corrales	795		X

(1) Incluido en Zorritos.

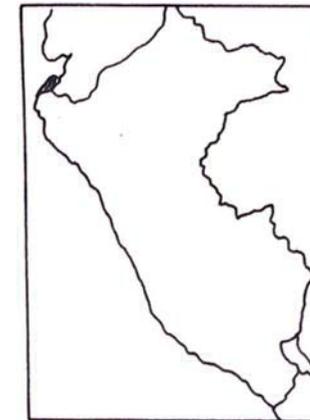
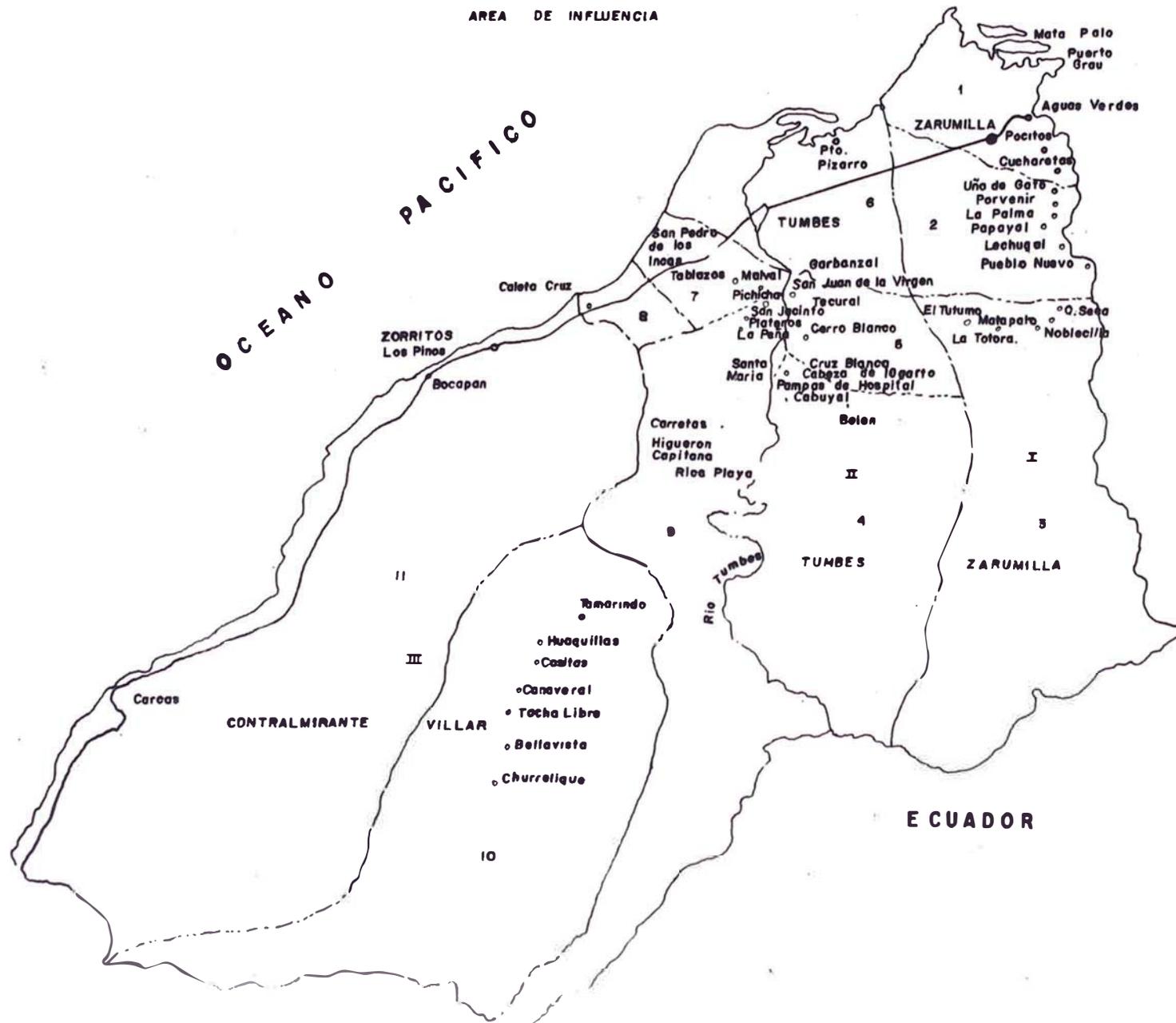
LOCALIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION CENSO 1981	DENTRO EL SISTEMA EXISTENTE	
				SI	NO
- Los Cedros	Tumbes	Corrales	189		X
- La Jota	Tumbes	Corrales	195		X
- Pechichal	Tumbes	San Jacinto	641		X
- Plateros	Tumbes	San Jacinto	426		X
- La Peña	Tumbes	San Jacinto	584		X
- Francos	Tumbes	San Jacinto	101		X
- Vaquería	Tumbes	San Jacinto	618		X
- Oidor	Tumbes	San Jacinto	489		X
- Casa Blanqueada	Tumbes	San Jacinto	650		X
- Carretas	Tumbes	San Jacinto	171		X
- Higuierón	Tumbes	San Jacinto	337		X
- La Capitana	Tumbes	San Jacinto	454		X
- Rica Playa	Tumbes	San Jacinto	492		X
- Pueblo Nuevo	Zarumilla	Papayal	146		X
- Lechugal	Zarumilla	Papayal	137		X
- Matapalo	Zarumilla	Matapalo	126		X
- Noblecilla	Zarumilla	Matapalo	104		X
- La Totora	Zarumilla	Matapalo	79		X
- El Tutumo	Zarumilla	Matapalo	77		X

LOCALIDAD	PROVINCIA	DISTRITO	POBLACION CENSO 1981	DENTRO EL SISTEMA EXISTENTE	
				SI	NO
- Quebrada Seca	Zarumilla	Matapalo	67		X
- Bocapan	Cmdte. Villar	Zorritos	165		X
- Casitas-Cañaverál ⁽²⁾	Cmdte. Villar	Casitas	712		X
- Bellavista	Cmdte. Villar	Casitas	184		X
- Tacna Libre	Cmdte. Villar	Casitas	223		X
- Huaquillas	Cmdte. Villar	Casitas	146		X
- Cherrelique	Cmdte. Villar	Casitas	179		X
- Tamarindo	Cmdte. Villar	Casitas	129		X

(2) Tienen servicio en C. T. aislada.

MERCADO ELECTRICO DEL DEPARTAMENTO DE TUMBES .

AREA DE INFLUENCIA



DEPARTAMENTO DE TUMBES

Capital: Ciudad de Tumbes.

I. Provincia de Zarumilla.

Capital: Ciudad Zarumilla.

- 1. Zarumilla Cap. Zarumilla.
- 2. Papayal Cap. Papayal.
- 3. Matapala Cap. Matapala.

II. Provincia de Tumbes

Capital: Ciudad de Tumbes.

- 4. Pampas de Hospital Cap. Pampas de Hospital.
- 5. San Juan de la Virgen Cap. San Juan de la Virgen.
- 6. Tumbes Cap. Tumbes.
- 7. Carrales Cap. San Pedro de los Inca.
- 8. La Cruz Cap. Caleta Cruz.
- 9. San Jacinto Cap. San Jacinto.

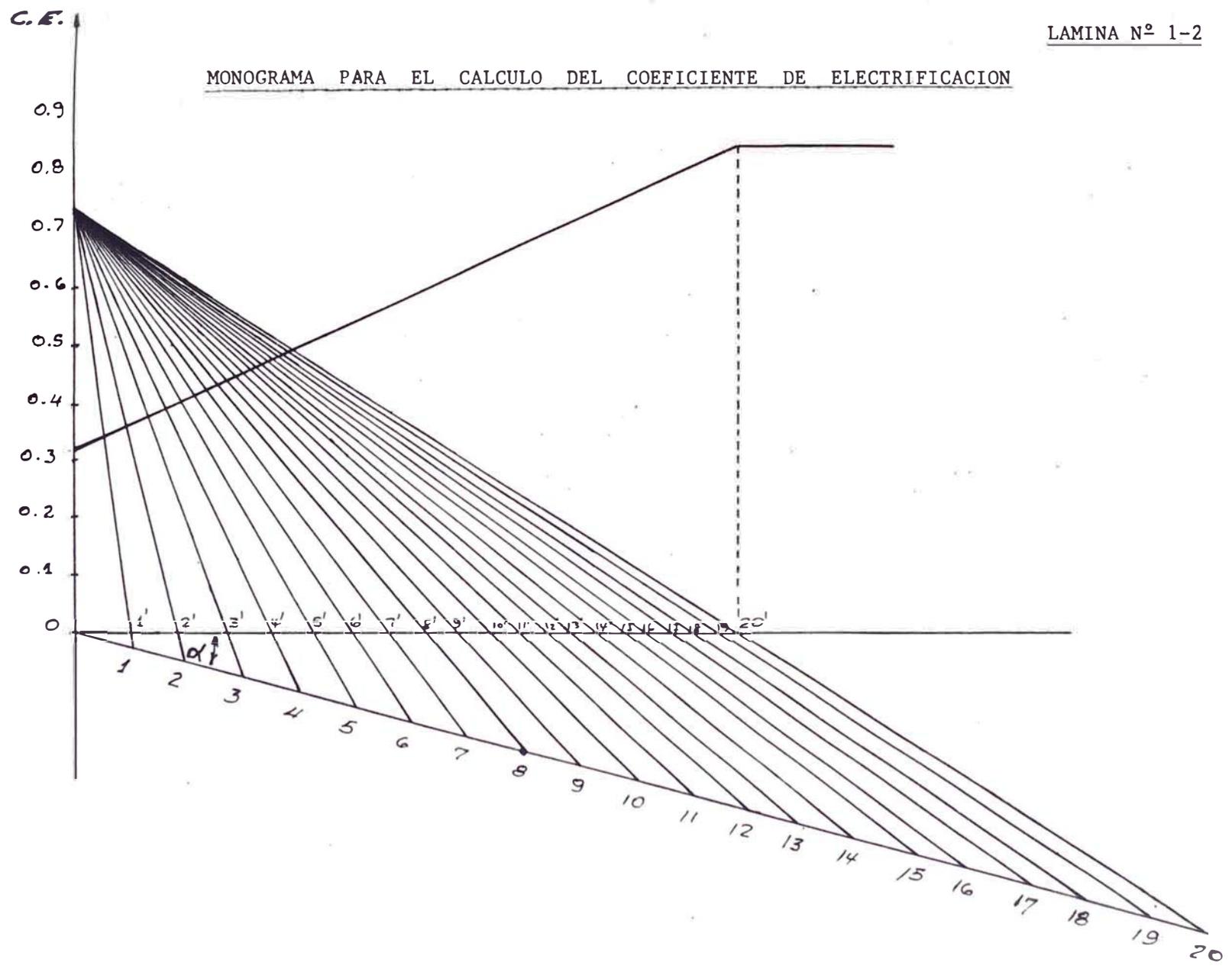
III. Provincia de Contralmirante Villar.

Capital: Pueblo Zorrillos.

- 10. Coaitas Cap. Canaveral.
- 11. Zorrillos Cap. Zorrillos.

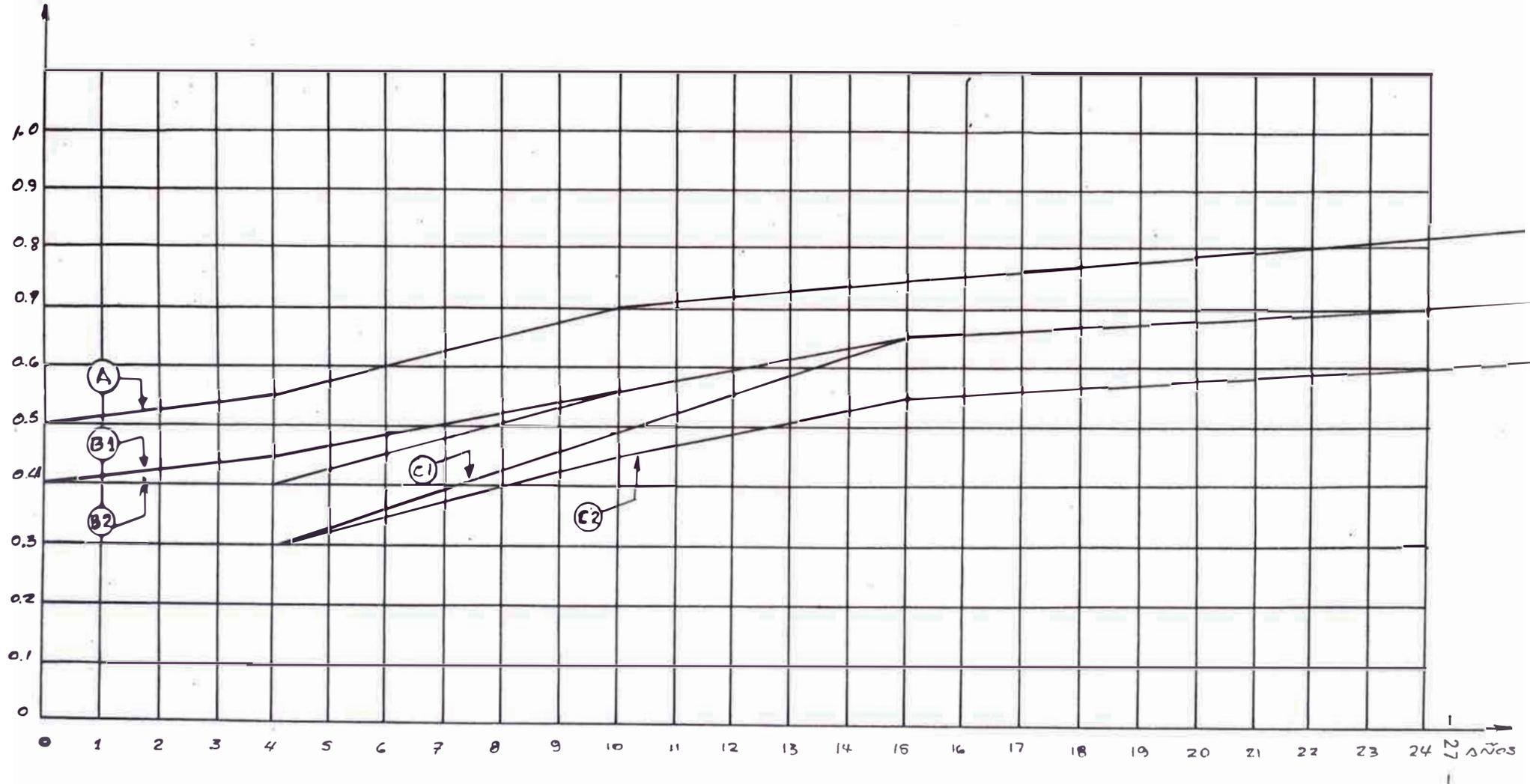
E CUADOR

MONOGRAMA PARA EL CALCULO DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION

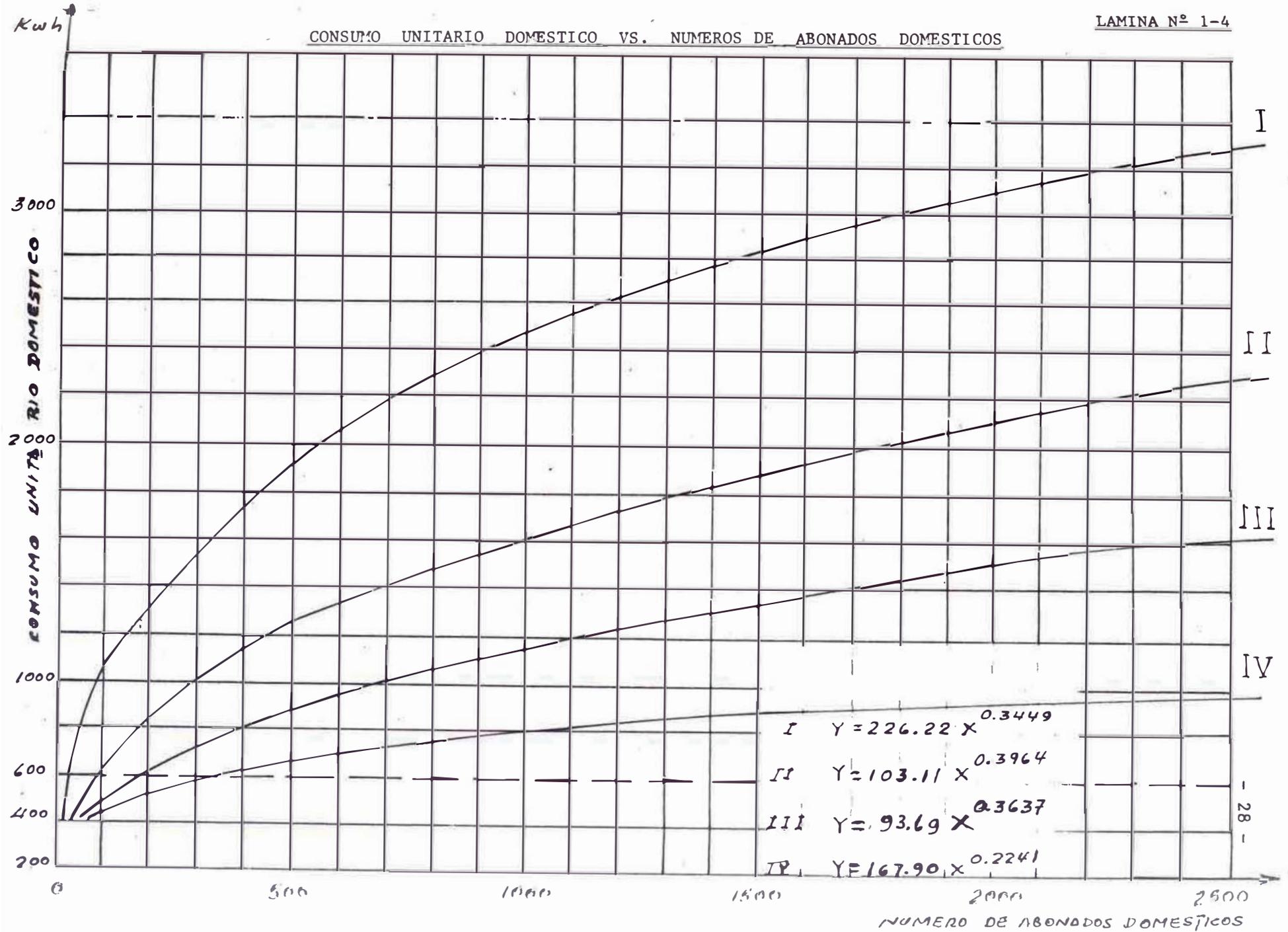


CORRIENTE DE
ELECTRIFICACION

PRONOSTICO DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION



CONSUMO UNITARIO DOMESTICO VS. NUMEROS DE ABONADOS DOMESTICOS



MERCADO ELECTRICO DEL DEPARTAMENTO DE TUMBES

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION



**BARRA TUMBES
POTENCIA (KW)**

(CADA SUBESTACION SIN FACTOR DE SIMULTANEIDAD)

ANEXO N° 1A

	1985	1987	1989	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	2000	2001	2003	2005	2007	2009								
	1985	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008													
TUMBES	5915.2	6297.5	7175.8	8162.7	9072.0	10523.4	11471.2	12507.2	13523.5	14500.7	15559.9	15708.6	17956.4	5898.4	6723.6	7655.5	9274.4	10069.6	10939.2	11075.5	13064.5	14002.2	15018.8	16122.8	17319.4
PUERTO PIZARRA	1194.7	2008.5	2319.7	3234.0	4248.6	4259.4	4474.3	4411.5	4506.6	4722.0	4739.6	4758.4	4978.5	1201.1	2413.1	3227.3	3230.6	4253.5	4467.3	4432.3	4499.5	4714.9	4731.3	4749.0	4967.8
CALETA CRUZ	777.1	837.7	903.2	984.3	1054.0	1128.0	1211.5	1301.0	1393.3	1436.6	1588.2	1697.9	1815.1	895.1	872.4	946.1	1018.2	1091.2	1109.1	1255.2	1350.2	1439.9	1536.6	1641.8	1755.6
CORRALES	337.9	513.5	696.9	767.1	842.6	899.0	952.3	1029.9	1086.0	1134.3	1186.1	1240.3	1299.0	574.4	653.8	741.5	813.2	809.9	931.1	995.6	1052.0	1110.5	1159.7	1212.5	1269.3
ZARUMILLA	1251.0	1725.1	1952.0	1994.9	2123.4	2264.6	2422.2	2592.7	2769.2	2946.6	3140.7	3352.5	3585.0	1518.2	1755.2	1922.3	2058.2	2193.5	2341.0	2574.7	2594.5	2856.3	3040.7	3244.0	3465.9
ZURMITOS	433.9	476.7	499.1	522.6	543.8	568.7	539.3	511.5	633.2	651.2	669.9	690.1	712.3	416.0	438.0	511.1	533.3	534.3	576.5	599.9	623.9	641.5	660.8	681.1	700.8
AMPL. CORRALES	253.7	354.3	345.7	391.5	424.1	460.0	499.3	541.2	592.0	617.5	658.5	700.7	746.9	235.0	323.4	307.4	407.8	442.5	476.7	523.5	543.0	599.2	637.2	678.4	723.6
AMPL. S. JACINTO	217.1	247.1	279.5	316.6	345.1	375.4	403.0	445.3	480.5	513.4	548.9	537.1	626.7	230.7	251.2	296.8	331.2	360.1	392.7	427.0	465.2	456.1	530.3	567.9	607.8
AMPL. ZARUMILLA	37.5	35.1	40.1	43.3	45.9	47.8	50.3	53.7	55.4	57.8	59.5	62.1	64.4	34.9	36.1	41.1	44.8	47.5	46.6	52.3	54.2	56.7	58.7	61.2	62.6
AMPL. ZURMITOS	77.1	81.9	89.4	95.7	102.3	108.2	107.2	113.6	118.3	121.3	123.8	127.5	130.8	79.5	85.9	92.0	98.2	102.9	107.7	112.3	115.8	119.3	122.6	126.3	128.7
T O T A L S/TS	10000.2	12027.2	14706.3	16533.7	19397.0	20634.8	22177.3	23639.0	25147.1	26751.2	28275.0	29925.2	31916.2	10339.3	13345.7	15901.2	17320.1	20005.5	21522.1	22253.3	23402.9	26037.3	27497.1	29085.0	31001.5

RESUMEN DE LAS SUBESTACIONES - BARRA TUMBES - POTENCIA (KW)

ENERGIA (MWH)

ANEXO N° 1B

	1985	1987	1989	1991	1993	1995	1997	1999	2001	2003	2005	2007	2009
	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	
TUMES	11835.3	21254.3	24543.1	28209.5	34604.4	33131.7	42074.2	46471.6	50919.9	53341.9	60196.9	65528.8	71392.5
	19771.0	22341.5	25354.3	32934.9	36318.1	40051.1	44211.0	43652.4	53072.1	57709.7	62801.2	68390.3	
PUERTO PIZARRO	3045.0	5031.3	2521.3	9767.4	12203.5	12253.3	12703.0	12953.0	13020.2	13577.7	13643.8	13715.9	14293.8
	3264.2	7701.2	9746.0	9789.7	12232.0	12330.5	12932.0	12993.8	13550.5	13612.2	13679.6	14252.6	
CALCHA DE CRUZ	2322.1	2625.4	2750.9	3024.1	3275.3	3551.9	3539.5	4204.6	4561.9	4935.2	5351.2	5802.8	6301.3
	2420.7	2940.2	2890.1	3147.5	3411.4	3702.3	4029.1	4337.2	4746.9	5138.4	5570.7	6047.8	
CURRALES	1340.3	1551.6	1907.0	2078.6	2295.4	2455.1	2533.5	2922.6	3135.2	3330.6	3540.4	3732.4	4003.8
	1448.3	1679.5	1940.4	2167.8	2351.5	2573.3	2301.0	3040.2	3233.4	3433.3	3648.7	3881.6	
ZARJILLA	3331.1	5494.5	3933.3	6442.3	6923.5	7471.2	8030.5	8753.1	9465.5	10212.2	11037.4	11948.5	12958.7
	4133.0	5707.5	6184.3	6581.1	7196.2	7755.9	8405.6	9118.6	9831.7	10611.4	11480.6	12439.5	
ZORRITOS	1737.7	1810.9	1800.3	1975.5	2055.5	2139.8	2223.5	2321.5	2411.3	2492.0	2576.5	2667.3	2766.7
	1773.3	1830.5	1933.4	2015.4	2096.0	2132.3	2274.7	2371.6	2449.9	2534.5	2624.9	2715.7	
AMPL CURRALES	333.3	519.2	715.5	825.3	911.3	1005.3	1112.1	1226.9	1341.3	1447.7	1569.7	1698.0	1839.5
	373.6	533.3	767.9	890.1	989.5	1058.7	1159.4	1237.0	1393.3	1505.7	1630.8	1758.1	
AMPL S. JACINTO	432.2	591.5	573.4	657.9	741.4	821.3	911.0	1010.9	1108.5	1204.9	1310.1	1424.6	1545.5
	464.0	535.4	620.1	705.1	780.7	867.2	959.9	1034.1	1154.5	1256.1	1366.7	1487.0	
AMPL ZARJILLA	32.1	35.0	72.1	77.9	31.5	36.0	90.3	96.9	99.7	104.1	107.1	111.7	115.8
	62.3	63.5	73.9	90.7	85.4	87.0	74.1	77.6	102.0	105.7	110.1	112.6	
AMPL ZORRITOS	153.2	155.3	183.0	200.5	210.4	224.1	233.5	248.2	261.3	271.2	280.2	291.9	302.7
	159.1	174.6	139.6	205.2	217.7	230.9	243.7	254.6	266.5	275.6	287.3	296.6	
TOTAL	34153.4	43450.1	47010.9	53370.3	53283.1	59150.7	71000.8	80220.7	86325.6	92918.0	99613.0	106951.9	115520.1
	34077.0	43354.7	50710.4	53645.3	55459.3	71394.0	77121.2	83477.1	89307.3	95183.4	103200.6	111391.6	

RESUMEN DE LAS SUBESTACIONES - BARRA TUMBES - ENERGIA (MWH)

C A P I T U L O I I

==-----

PLANTEAMIENTO DE LA SOLUCION DE AMPLIACION

La proyección obtenida en el Capítulo I de la demanda de potencia y energía, que requerirá el sistema en el período de análisis 1986-2009 nos permitirá efectuar las recomendaciones de orden técnico, con relación al desarrollo del sistema eléctrico del departamento de Tumbes, que permitan atender las necesidades de energía a lo largo del período de análisis. Con esta finalidad se hará un análisis de la situación actual del sistema de generación y distribución existente.

2.1 ANALISIS DE LA SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA DE GENERACION

2.1.1 Aspectos Generales

El presente estudio considera como único centro de producción de energía eléctrica en el departamento de Tumbes a la Central Térmica Las Mercedes, y no considera como oferta de generación la Central Térmica de Zorritos, en razón que los dos (02) grupos Rustón existentes modelo VEBC/3 de 600 r.p.m., año de fabricación 1964 e instalados en 1965 se encuentran fuera de servicio desde el terremoto del año 1970, año en que se inauguró una nueva

Central Térmica en Tumbes con dos (02) grupos Caterpillar Modelo D-399 en donde ahora se ubica la Central Térmica Las Mercedes.

Los grupos Rustón citados se encuentran desmantelados y no se recomienda su rehabilitación, siendo así la Central Térmica Las Mercedes la única en el departamento con oferta de generación a considerar.

La Central Térmica Las Mercedes se encuentra ubicada en el barrio de Las Mercedes en la parte sur-este de la ciudad de Tumbes, cuenta con un área de 30,653 m². La casa de máquinas, constituida por una nave principal y ambientes anexos, ocupa un área de aproximadamente 1,500 m²., y dentro de la nave principal están ubicados:

- Seis grupos electrógenos Diesel SKODA/BEZ.
- Un grupo electrógeno Diesel GM/EMD.
- Equipos de Control.
- Equipos de baja tensión para servicios propios.
- Sistemas auxiliares de los grupos.
- Area libre para instalación de un grupo adicional de hasta 5 MW.

En forma contigua a la nave principal se ubican los siguientes equipos:

- Celdas de 10 KV.
- Talberos de control, mando y protección de los grupos.
- Tableros de baja tensión.

En ambientes anexos se encuentran:

Transformadores de potencia (uno por grupo).

- Sala de baterías.

Dentro de la Central Térmica se encuentra, un edificio lo que fue la primera casa de máquinas, donde se encuentra un grupo Caterpillar D-399 de 1,000 KVA que normalmente opera en horas de punta.

2.1.2 Transformador de Potencia

Los generadores Skoda/Bez están conectados en bloque a un transformador de potencia que alimenta a la barra de 10 KV, estos transformadores están instalados en un ambiente anexo a la nave principal, similar conexionado cuenta el Grupo Caterpillar y el Grupo GM/EMD, alimentan a las barras de 10 KV mediante un transformador. Adicional a los transformadores de cada grupo se cuentan con dos para servicios auxiliares y uno exterior para alimentar al sistema de subtransmisión en 33 KV Tumbes-Zarumilla y Zorritos, sus características principales se detallan en el cuadro de la siguiente página.

Las características del equipamiento actual puede observarse en el plano N°2-1 y el de ampliación en el plano N°2-2.

2.2 AMPLIACION DE LA OFERTA DE GENERACION EN EL PERIODO DE ESTUDIO

En el presente acápite se presentarán los resultados del estudio de mercado y su proyección para el sistema Tumbes; así como un planteamiento del mismo para el período de análisis de 7 años comprendido entre 1986 y 1992.

2.2.1 Demanda de Potencia

De conformidad con el estudio de mercado descrito en el Capítulo I, del Sistema Eléctrico de Tumbes; la demanda de potencia para el período 1986-1992 considera solo las correspondientes a las cargas de servicio público, dejando que las cargas de los Autoprodutores y Proyectos de Inversión sean cubiertos en lo posible por sus propias generaciones hasta que se disponga de energía más barata, como puede ser la utilización del gas natural de Zorritos o energía del gran Sistema Interconectado Centro Norte.

En el Cuadro N° 2-1 se resume las demandas de potencia y energía del sistema Tumbes proyectadas para el período de análisis, donde se aprecia que para el año 1992 se alcanza una potencia de 11.19 MW.

A partir del año 1992 y en forma progresiva deberá implementarse una nueva Central Térmica con unidades de 5 MW que permitan atender el desarrollo de la demanda y siempre que no sea posible la obtención de energía más barata; ya que de la proyección se obtiene que para el año

2000 la demanda alcanzará 17.3 MW, año en el que se estima Tumbes definitivamente debe interconectarse al Sistema CENTRO NORTE DE ELECTROPERU.

2.2.2 Oferta de Potencia

Del análisis de la situación actual del sistema de generación del acápite 2.1 se deduce que la Oferta de Potencia del sistema de Tumbes, está constituida actualmente por grupos electrógenos Diesel localizados en la Central Térmica Las Mercedes (Tumbes).

En el Cuadro N°2-2 se dan algunas características de los grupos.

2.2.3 Balance de Potencia

En el Cuadro N° 2-3 se efectuó el Balance de Potencia (oferta efectiva y garantizada - demanda) para el período 1986-1992.

La potencia efectiva está definida como la potencia real que pueden dar los grupos térmicos a las condiciones ambientales del lugar y descontando el consumo en los servicios auxiliares propios, y la oferta garantizada se considera como la potencia efectiva total de la central menos el grupo de mayor capacidad efectiva.

De acuerdo al balance del Cuadro N° 2-3 puede observarse que a partir del presente año se producirán en el siste

ma Tumbes déficits de potencia tanto efectiva como garan
tizada.

2.2.4 Cobertura de la Demanda

En el presente año para cubrir el déficit de potencia, con carácter provisional la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad está instalando 2 grupos Diesel marca Caterpillar de 850 y 750 KW respectivamente, usa
dos y provenientes del sistema Piura. Por la condición de uso de los grupos y su baja capacidad no consideramos permita atender la demanda de potencia sino hasta fines del año 1987.

Para cubrir los déficits de potencia que se producirán en el sistema Tumbes a partir de 1988, la solución a corto plazo que mejor se dispone es la implementación de la Central Térmica Las Mercedes con grupos electrógenos Die
sel de velocidad media con empleo de combustible petróleo Diesel Nº 2 ó Bunker C, debido al poco tiempo que requiere su implementación, su bajo costo de inversión y la posibilidad de uso de un combustible relativamente más económico; considerando las características de la Central Térmica Las Mercedes y la disponibilidad dentro la nave principal y anexos para la instalación del nuevo grupo.

Teniendo en cuenta las consideraciones expuestas se recomiendan como solución a corto plazo la incorporación de un grupo electrógeno Diesel de 5 MW de capacidad nomi

nal preparado para utilizar combustible petróleo Diesel N° 2 ó residual Bunker C; con una velocidad entre 400 y 600 R.P.M. que entraría en operación a comienzos del año 1988. La implementación de este grupo aseguraría la cobertura de demanda hasta el año 1992 haciéndolo operar normalmente de base; sin embargo cabe hacer notar que la solución planteada no considera reserva de potencia, ya que requeriría una gran inversión total.

En la lámina N° 2-1 se muestra la cobertura de la demanda de potencia en el sistema para el período analizado 1986-1992.

En las láminas N° 2-2, 2-3, 2-4 y 2-5 se muestra la cobertura del diagrama de carga para un día de máxima demanda correspondiente a los años 1986, 1988, 1990 y 1992.

Del análisis se determina que hasta el año 1992 la energía suministrada al sistema eléctrico de Tumbes será netamente del tipo térmico generada por la Central Térmica Las Mercedes. Para lo cual la casa de máquinas ha sido ampliada con posibilidad para incorporar un grupo eléctrico de 5 MW; con estos considerandos se ha previsto el siguiente desarrollo:

Año 1986

A principios del segundo semestre de 1986 entrarán en servicio dos (02) unidades Diesel marca Caterpillar de 850 y 750 KW de potencia nominal respectivamente, con

bes al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) en caso de aprovecharse el gas natural de Zorritos en una Central Térmica.

2.3 ANALISIS DE LA SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

2.3.1 Aspectos Generales

En el presente acápite se analizará la situación actual del sistema interconectado con que cuenta el departamento de Tumbes, de acuerdo con el estudio de mercado, en donde se analizó la demanda en 5 centros de distribución principales de 33/10 KV denominados S. E. Puerto Pizarro, S. E. Zarumilla, S. E. Corrales, S. E. Caleta La Cruz y S. E. Zorritos.

El sistema interconectado utiliza una tensión de subtransmisión en 33 KV, se inicia en la S. E. Tumbes, adyacente a la Central Térmica Las Mercedes y por el norte suministra energía al distrito de Puerto Pizarro y a la provincia de Zarumilla; y por el sur a los distritos de Corrales, San Jacinto, La Cruz y provincia de Contralmirante Villar.

2.3.2 Línea de Subtransmisión

Línea Tumbes-Zarumilla

La línea Tumbes-Zarumilla opera a la tensión de 33 KV, es trifásica, con una longitud de 21.5 Km; tiene aproximadamente

madamente 10 años de antigüedad, el conductor es de aleación de aluminio tipo AASC de 33.6 mm^2 de sección. Los soportes son de concreto centrifugado, con crucetas de madera tratada, con buen estado de conservación, la cimentación es mediante apoyo directo con excavaciones rellenas y compactadas. La línea alimenta a las S. E. Puerto Pizarro 250 KVA y Zarumilla 1250 KVA y en forma provisional a la S. E. Andrés Araujo ubicada en la Urbanización Tumbes.

La cadena de aisladores están conformados por 3 aisladores de porcelana tipo neblina y observan buen estado de conservación. Cada soporte de la línea cuenta con un electrodo de puesta a tierra. La capacidad de transporte se analizará en el siguiente capítulo.

Línea Tumbes-Zorritos

La línea Tumbes-Zorritos opera a la tensión de 33 KV, es trifásica, con una longitud de 25 Km; tiene aproximadamente 20 años de antigüedad.

La línea alimenta a las S. E. Corrales (800 KVA), La Cruz (800 KVA) y Zorritos (1000 KVA).

El conductor es de cobre, de 21.15 mm^2 de sección. Los soportes son de concreto armado con crucetas metálicas, algunos presentan problemas como flexión del poste, por defectos de montaje.

Las cadenas aisladoras, con 3 aisladores, originalmente estuvieron conformadas por aisladores de vidrio del tipo standar de 8" de diámetro, los que paulatinamente van siendo cambiados por aisladores del tipo neblina.

La ferretería de las cadenas se observan con un alto grado de oxidación, debido a la antigüedad de su instalación, algunos tramos cercanos al mar y falta de mantenimiento. Los soportes de la línea carecen de puesta a tierra.

La capacidad de transporte se analizará en el siguiente capítulo.

2.3.3 Subestaciones 33/10 KV

Subestación Puerto Pizarro

La subestación es de tipo intemperie, la estructura está conformada por postes de concreto armado centrifugado, con crucetas de madera tratada, la instalación presenta buen estado de conservación y cuenta con el siguiente equipamiento:

- Un seccionador fusible de 33 KV y pararrayos.
- Un transformador trifásico 250 KVA, 33/10 KV.
- Un seccionador fusible en 10 KV.
- Un interruptor de recierre en 10 KV.
- Un conjunto pararrayos en 10 KV.
- Dos espacios de reserva.

El equipamiento está operativo, presentando 2 pararrayos de 30 KV rotos y la S. E. no cuenta con sistema de medición.

Subestación Zarumilla

La subestación es de tipo intemperie, la estructura está conformada por postes de concreto armado centrifugado, con crucetas de madera tratada, con buen estado de conservación y cuenta con el siguiente equipamiento:

- Un seccionador fusible de 33 KV y pararrayo.
- Un transformador trifásico de 1250 KVA, 33/10 KV.
- Dos salidas en 10 KV, incluyendo interruptores de recierre, seccionadores y pararrayos.

Tres salidas de reserva con su correspondiente equipamiento.

El equipamiento se encuentra operativo, y la S. E. no cuenta con sistema de medición.

Subestación Corrales

La subestación es de tipo intemperie, su estructura está conformada por postes de concreto armado centrifugado, con crucetas de madera tratada, con buen estado de conservación y presenta el siguiente equipamiento:

- Un seccionador fusible de 33 KV y pararrayo.
- Un transformador trifásico de 800 KVA, 33/10 KV.

Una salida en 10 KV, incluyendo interruptor de recie

rre, seccionadores fusibles y pararrayos.

- Dos salidas sin equipamiento de reserva.

El equipamiento se encuentra operativo y la S. E. no cuenta con sistema de medición.

Subestación La Cruz

La subestación es de tipo intemperie, su estructura está conformada con postes de concreto armado centrifugado, con crucetas de madera tratada, con buen estado de conservación y cuenta con el siguiente equipamiento:

- Un seccionador fusible de 33 KV y pararrayo.
- Un transformador trifásico de 800 KVA, 33/10 KV.
- Una salida en 10 KV, incluyendo interruptor de recierre, seccionadores fusibles y pararrayos.
- Dos salidas sin equipamiento.

El equipamiento se encuentra operativo y la S. E. no cuenta con sistema de medición.

Subestación Zorritos

La subestación es de tipo intemperie, su estructura está conformada por postes de concreto con crucetas de fierro galvanizado y madera tratada, recientemente remodelada y cuenta con el siguiente equipamiento:

- Un seccionador de potencia tripolar 33 KV.
- Dos seccionadores fusibles 33 KV y pararrayo.
- Un transformador de potencia 1000 KVA, 33/10 KV.

- Una salida 10 KV, incluyendo interruptor de recierre, seccionadores fusibles y pararrayos.
- Una salida sin equipo de reserva.

El equipamiento se encuentra operativo y la S. E. no cuenta con sistema de medición.

2.4 AMPLIACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

Para el planeamiento del sistema de distribución en 33 KV se ha tomado las siguientes consideraciones:

- Las demandas de las subestaciones 33/10 KV están definidas en el estudio de Mercado Eléctrico del Departamento de Tumbes.
- De conformidad con el acápite 2.1.3 del Tomo IV del Código Nacional de Electricidad, la caída de tensión admisible es del 6%. Sin embargo para sistemas de tipo rural como el caso del departamento de Tumbes podríamos alcanzar hasta el 10%^(*).
- La carga de la Urbanización Tumbes, será servida desde la red primaria en 10 KV de la ciudad de Tumbes.
- La capacidad de sobrecarga de los transformadores está de acuerdo con lo establecido en las normas.
- La punta del sistema de cada subestación tiene una duración máxima de 2 horas.
- El factor de potencia de las cargas es de 0.88.
- El planeamiento se considera hasta el año 2009.

(*) Considerando la magnitud de las cargas en su mayoría son pequeñas.

2.4.1 Subestación Tumbes

De acuerdo con las demandas proyectadas e indicadas en el Cuadro N° 2-4, la capacidad del transformador de 2500 KVA en esta subestación se verá excedido en un plazo muy corto, por lo que se hace necesario ampliar la capacidad instalada de la subestación.

En el año 2009 la demanda de la S. E. Tumbes sería de 9832 KW y en el año 1995 la demanda sería del orden de 6231 KW. Como una primera etapa se considerará un transformador de 6000 KVA (5280 KW - $\text{Cos } \emptyset = 0.88$) el que tendría una capacidad de sobrecarga del 20% en horas de punta (6336 KW) y con el que se atendería la demanda de la S. E. Tumbes hasta el año 1995.

El transformador actual de 2500 KVA deberá retirarse y reubicarse a la S. E. Corrales.

Para atender la demanda hasta el año 2009 será necesario instalar un segundo transformador de 6000 KVA, recomendando efectuar oportunamente la revisión del desarrollo de la demanda a fin de determinar la capacidad adecuada y la fecha de su instalación.

Los transformadores deberán estar equipados con transformadores de corriente al primario y secundario, para la protección que se requiera implementar.

2.4.2 Línea Tumbes-Zarumilla

La proyección de la demanda a ser servida por la línea Tumbes-Zarumilla se muestra en el Cuadro N° 2-4 y corresponde a las cargas de las subestaciones de Puerto Pizarro y Zarumilla.

La línea tiene capacidad térmica para atender la demanda hasta el año 2009 (3903 KW).

Los cálculos muestran que la caída de tensión en la línea alcanza el 6% límite del CEP Tomo IV en la subestación Zarumilla, para el año 1995; y en la subestación Puerto Pizarro, para el mismo año el 3.05%.

La línea existente atenderá la demanda hasta el año 1994; a partir de 1995, se recomienda construir una nueva línea independiente Tumbes-Puerto Pizarro, quedando la línea existente para atender únicamente las cargas de Zarumilla; sin embargo de los cálculos se observa que la línea con la carga únicamente de la subestación Zarumilla presentará una caída de tensión en la subestación de 5.9% en el año 1997; superando el 6% a partir del año 1998; por lo que se requerirá instalar en la S. E. Zarumillar un regulador de tensión automática, con un rango del 8% de regulación para no tener problemas de caída de tensión hasta el año 2005.

Como segunda alternativa podemos considerar el reforzamiento de la línea que conllevará a realizar una evalua

ción más detallada de los cálculos mecánicos, que permitan realizar modificaciones probablemente de soportes, vanos, etc., además durante su ejecución se presentaría problemas de desabastecimiento de energía al Norte de la ciudad de Tumbes. Sin embargo esta alternativa, como el diseño de una nueva línea independiente a Puerto Pizarro, deberá analizarse en el año 1994.

2.4.3 Línea Tumbes-Zorritos

La proyección de la demanda a ser atendida por la línea Tumbes-Zorritos se muestra en el Cuadro N° 2-4 y corresponde a las cargas de las subestaciones Corrales, Caleta La Cruz y Zorritos. La línea tiene capacidad térmica para atender la demanda de las tres subestaciones hasta el año 2009 (5929 KW).

Los cálculos efectuados de caída de tensión en la línea hasta el año 1998 no excede el límite del 6% en la subestación de Zorritos; sin embargo para el año 2000 la caída de tensión en la subestación de Zorritos alcanza a 8.43% > 6% aceptable según el C. E. P. Tomo IV; lo mismo sucede en este año en la subestación La Cruz, con una caída de tensión en 7.83%; y en la subestación Corrales se alcanza el 2.07% < 6% aceptable. Los cálculos eléctricos se detallan en el Capítulo IV.

En el año 2000 la línea tendrá una antigüedad de 30 años y dependiendo del estado de conservación de la misma y

del desarrollo de la demanda, deberá para esa época, adoptarse la alternativa técnico-económica más conveniente.

2.4.4 Subestación Puerto Pizarro

Actualmente la subestación Puerto Pizarro atiende únicamente las cargas de servicio público y el transformador de 250 KVA tiene capacidad hasta el año 2009 (254 KW). Si es que tuviera que atenderse las cargas de autoproductores y proyectos de inversión, su capacidad sería excedida en el presente año. El planeamiento de ampliación estará en función de que se disponga de energía más barata, para lo cual se recomienda la instalación de un transformador de 2500 KVA conjuntamente con la nueva línea Tumbes-Puerto Pizarro para el año 1995. Siempre y cuando se garantiza la ejecución de los proyectos de distribución eléctrica en 10 KV a los predios de los autoprodutores.

2.4.5 Subestación Zarumilla

Del Cuadro N° 2-4 la demanda para el año 1990 (1963 KW) con la incorporación al sistema, el Complejo Comercial Fronterizo Zarumilla, se verá excedido la capacidad del transformador de la subestación Zarumilla (1250 KVA).

Para satisfacer la demanda después del año 1990, se recomienda la instalación de un transformador de 3000 KVA, el que atenderá la demanda hasta el año 2009, con sobrecarga del orden del 20% en horas de punta aceptables.

2.4.6 Subestación Corrales

De acuerdo a la proyección de la demanda, dada en el Cuadro N° 2-4 la capacidad actual de la subestación Corrales de 800 KVA, se verá excedida a corto plazo. Se recomienda instalar el transformador de 2500 KVA a ser retirado de la subestación Tumbes, con el que se atenderá la demanda hasta el año 2000 (2690 KW) considerando la capacidad de sobrecarga en horas de punta.

Para atender la demanda después del año 2000, se recomienda efectuar una revisión del desarrollo de las cargas en esa oportunidad, que permitan determinar la necesidad de ampliar la capacidad de transformación de la subestación.

2.4.7 Subestación La Cruz

De presentarse oferta de energía en el sistema para 1992, estimando se conecte Promaresa al sistema para ese año, la capacidad de la subestación La Cruz de 800 KVA se verá excedida en dicho año, para atender la demanda de energía a partir de 1992 hasta el período final del estudio, se recomienda instalar en dicho año un transformador de 1800 KVA.

2.4.8 Subestación Zorritos

La subestación de Zorritos recientemente remodelada con una capacidad de 1000 KVA, permitirá atender la demanda hasta el año final del estudio 2009 según Cuadro N°2-4 (842 KW).

RELACION DE CUADROS Y LAMINAS

NUMERO	DENOMINACION
CUADRO N°2-1	PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA DE SERVICIO PUBLICO. SISTEMA TUMBES.
CUADRO N°2-2	OFERTA ACTUAL DE POTENCIA CENTRAL TERMICA LAS MERCEDES.
CUADRO N°2-3	BALANCE DE POTENCIA DEL SISTEMA
CUADRO N°2-4	DEMANDA (KW) EN EL SISTEMA DE SUB - TRANSMISION EN 33 KV.
CUADRO N°2-5	MAXIMAS DEMANDAS DE POTENCIA PARA CADA SUBESTACION.
LAMINA N°2-1	COBERTURA DE LA DEMANDA DE POTENCIA DEL SISTEMA.
LAMINA N°2-2	COBERTURA DEL DIAGRAMA DE CARGA-SISTEMA TUMBES AÑO 1986.
LAMINA N°2-3	COBERTURA DEL DIAGRAMA DE CARGA-SISTEMA TUMBES AÑO 1988.
LAMINA N°2-4	COBERTURA DEL DIAGRAMA DE CARGA-SISTEMA TUMBES AÑO 1990.
LAMINA N°2-5	COBERTURA DEL DIAGRAMA DE CARGA-SISTEMA TUMBES AÑO 1992.

CUADRO N°2-1

PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA
DE SERVICIO PUBLICO - SISTEMA TUMBES

<u>AÑO</u>	<u>MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA (MW)</u>	<u>CONSUMO DE ENERGIA (GWh)</u>
1986	7.60	25.65
1987	8.20	27.65
1988	8.76	29.76
1989	9.34	32.08
1990	10.01	34.52
1991	10.78	37.19
1992	11.19	39.17

S I S T E M A T U M B E SOFERTA ACTUAL DE POTENCIA - CENTRAL TERMICA LAS MERCEDES

GRUPO N°	MARCA	AÑO INSTALACION	POT. NOMINAL (KW)	POT. EFECTIVA (KW) *	VELOCIDAD (RPM)
G-1	SKODA/BEZ	1975	1,100	800	360
G-2	SKODA/BEZ	1975	1,100	800	360
G-3	SKODA/BEZ	1975	1,100	860	360
G-4	SKODA/BEZ	1975	1,100	800	360
G-5	SKODA/BEZ	1981	1,100	920	360
G-6	SKODA/BEZ	1981	1,100	920	360
G-7	GM/EMD	1978	2,500	2,000	900
G-8	CATERPILLAR	1971	800	580	1,200

(*) Potencia efectiva en bornes del alternador.

El combustible empleado en todos los casos es petróleo Diesel N°2.

CUADRO N° 2-3
BALANCE DE POTENCIA DEL SISTEMA

AÑO	OFERTA (MW)		DEMANDA (MW)	BALANCE (OFERTA-DEMANDA)	
	MARCA	POTENCIA NOMINAL (MW)		GARANTIZADA	EFFECTIVA
1986	SKODA	6x1.1	5.10		
	CATERPIL.	1x0.8	0.58		
	GM/EMD	1x2.5	2.00		
	TOTAL	9.9	7.68	-1.92	0.08
1987	SKODA	6x1.1	5.10		
	CATERPIL.	1x0.8	0.58		
	GM/EMD	1x2.5	2.00		
	TOTAL	9.9	7.68	-2.52	-0.52
1988	SKODA	6x1.1	5.10		
	CATERPIL.	1x0.8	0.58		
	GM/EMD	1x2.5	2.00		
	TOTAL	9.9	7.68	-3.08	-1.04
1989	SKODA	6x1.1	5.10		
	GM/EMD	1x2.5	2.00		
	TOTAL	9.1	7.10	-4.24	-2.24
1990	SKODA	6x1.1	5.10		
	GM/EMD	1x2.5	2.00		
	TOTAL	9.1	7.10	-4.91	-2.91
1991	SKODA	6x1.1	5.10		
	GM/EMD	1x2.5	2.00		
	TOTAL	9.1	7.10	-5.68	-3.68
1992	SKODA	6x1.1	5.10		
	GM/EMD	1x2.5	2.00		
	TOTAL	9.1	7.10	-6.80	-4.8

(-) Indica déficit de potencia.

Nota.- En el análisis no se considera las cargas de los autoprotectores, proyectos de inversión ni de las ampliaciones.

DEMANDA (KW) EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISION EN 33 KV.

SISTEMA INTERCONECTADO TUMBES

	<u>A Ñ O S</u>											
	<u>1986</u>	<u>1987</u>	<u>1988</u>	<u>1989</u>	<u>1990</u>	<u>1991</u>	<u>1992</u>	<u>1993</u>	<u>1994</u>	<u>1995</u>	<u>1996</u>	<u>1997</u>
SUBESTACION PUERTO PIZARRO	77	82	89	95	103	110	116	122	132	135	143	150
SUBESTACION ZARUMILLA	990	1,061	1,124	1,192	1,963	2,038	2,102	2,168	2,241	2,313	2,390	2,472
TOTAL LINEA 33 KV. TUMBES-ZARUMILLA	1,067	1,143	1,213	1,287	2,066	2,148	2,218	2,290	2,373	2,448	2,533	2,622
SUBESTACION CORRALES	1,090	1,164	1,238	1,320	1,404	1,494	1,551	1,611	1,671	1,034	1,101	2,199
SUBESTACION CALETA LA CRUZ	396	416	439	463	489	615	1,018	1,054	1,091	1,128	1,169	1,211
SUBESTACION ZORRITOS	450	463	478	493	508	524	536	594	606	621	634	647
TOTAL LINEA TUMBES-ZORRITOS	1,936	2,043	2,155	2,276	2,401	2,633	3,105	3,259	3,368	3,783	3,904	4,057
TOTAL SUBESTACION TUMBES	3,003	3,186	3,368	3,563	4,467	4,781	5,323	5,549	5,741	6,231	6,437	6,679

CUADRO N° 2-4

	<u>A Ñ O S</u>											
	<u>1998</u>	<u>1999</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>
SUBESTACION PUERTO PIZARRO	158	167	175	182	190	198	207	215	225	234	243	254
SUBESTACION ZARUMILLA	2,557	2,646	2,739	2,822	2,912	3,004	3,099	3,200	3,305	3,414	3,529	3,649
TOTAL LINEA 33 KV. TUMBES-ZARUMILLA	2,715	2,813	2,914	3,005	3,102	3,202	3,306	3,415	3,530	3,648	3,772	3,903
SUBESTACION CORRALES	2,242	2,315	2,690	2,730	2,805	2,864	2,926	2,992	3,057	3,127	3,199	3,271
SUBESTACION CALETA LA CRUZ	1,256	1,301	1,350	1,393	1,439	1,486	1,536	1,588	1,641	1,697	1,755	1,816
SUBESTACION ZORRITOS	672	675	689	751	761	772	783	793	807	817	828	842
TOTAL LINEA TUMBES-ZORRITOS	4,170	4,291	4,729	4,874	5,005	5,122	5,245	5,373	5,505	5,641	5,782	5,929
TOTAL SUBESTACION TUMBES	6,885	7,104	7,643	7,879	8,107	8,324	8,551	8,788	9,035	9,289	9,554	9,832

MAXIMAS DEMANDAS DE POTENCIA PARA CADA SUBESTACION DURANTE EL PERIODO DE ESTUDIO

DEPARTAMENTO DE TUMBES

SUBESTACION	SECTOR	A Ñ O S					
		1986	1987	1988	1989	1990	1991
PUERTO PIZARRO	- Servicio Público (S.P)	77	82	89	95	103	110
	- Autoproductores (A.P)	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124
	- Proyec. Inversión (P.I) (2)	-	-	-	-	-	-
	TOTAL (KW).	1,201	1,212	1,213	1,219	1,227	1,234
ZARUMILLA	- Servicio Público (S.P)	965	1,025	1,086	1,152	1,222	1,295
	- Proyec. Inversión (P.I)	-	-	-	-	700	700
	- Ampliac. Zarumilla (S.P)	35	36	38	40	41	43
	TOTAL (KW).	1,000	1,061	1,124	1,192	1,963	2,038
CORRALES	- Servicio Público (S.P)	574	613	653	696	741	787
	- Ampliac. Corrales (S.P)	286	304	324	345	367	391
	- Ampliac. San Jacinto (S.P)	230	247	261	279	296	316
	- Proyec. Inversión (P.I) (1)	-	-	-	-	-	-
TOTAL (KW).	1,090	1,164	1,238	1,320	1,404	1,494	
CALETA LA CRUZ	- Servicio Público (S.P)	246	266	289	313	339	365
	- Autoproduc. PROMARESA (A.P)	-	-	-	-	-	-
	- Autoproduc. Inv. N. York (A.P)	150	150	150	150	150	250
	TOTAL (KW).	396	416	439	463	489	615
ZORRITOS	- Servicio Público (S.P)	266	277	288	299	311	323
	- Ampliac. Zorritos (S.P)	79	81	85	89	92	96
	- Autoproduc. T. Pesquero (A.P)	105	105	105	105	105	105
	TOTAL (KW).	450	463	478	493	508	524

(1) Playa Hermosa.

(2) Playa Jelí.

CUADRO N° 2-5

SUBESTACION	SECTOR	A Ñ O S					
		1992	1993	1994	1995	1996	1997
PUERTO PIZARRO	- Servicio Público (S.P)	116	122	132	135	143	150
	- Autoprodutores (A.P)	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124
	- Proyec. Inversión (P.I) (2)	-	-	-	100	100	100
	TOTAL (KW).	1,240	1,246	1,256	1,359	1,367	1,374
ZARUMILLA	- Servicio Público (S.P)	1,358	1,423	1,494	1,565	1,641	1,722
	- Proyec. Inversión (P.I)	700	700	700	700	700	700
	- Ampliac. Zarumilla (S.P)	44	45	47	48	49	50
	TOTAL (KW).	2,102	2,168	2,241	2,313	2,390	2,472
CORRALES	- Servicio Público (S.P)	813	842	869	899	931	962
	- Ampliac. Corrales (S.P)	407	424	442	460	478	499
	- Ampliac. San Jacinto (S.P)	331	345	360	375	392	408
	- Proyec. Inversión (P.I) (1)	-	-	-	300	300	300
TOTAL (KW).	1,551	1,611	1,671	2,034	2,101	2,199	
CALETA LA CRUZ	- Servicio Público (S.P)	386	408	431	454	480	495
	- Autoproduc. PROMARESA (A.P)	382	396	410	424	439	466
	- Autoproduc. Inv. N. York (A.P)	250	250	250	250	250	250
	TOTAL (KW).	1,018	1,054	1,091	1,128	1,169	1,211
ZORRITOS	- Servicio Público (S.P)	333	344	354	366	377	388
	- Ampliac. Zorritos (S.P)	98	100	102	105	107	109
	- Autoproduc. T. Pesquero (A.P)	105	150	150	150	150	150
	TOTAL (KW).	536	594	606	621	634	647

(1) Playa Hermosa

(2) Playa Jelí.

CUADRO N° 2-5

SUBESTACION	SECTOR	A Ñ O S					
		1998	1999	2000	2001	2002	2003
PUERTO PIZARRO	- Servicio Público (S.P)	158	167	175	182	190	198
	- Autoproductores (A.P)	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124
	- Proyec. Inversión (P.I) (2)	100	100	225	225	225	225
	TOTAL (KW).	1,382	1,391	1,524	1,531	1,539	1,547
ZARUMILLA	- Servicio Público (S.P)	1,805	1,893	1,985	2,068	2,156	2,247
	- Proyec. Inversión (P.I)	700	700	700	700	700	700
	- Ampliac. Zarumilla (S.P)	52	53	54	55	56	57
	TOTAL (KW).	2,557	2,646	2,739	2,823	2,912	3,004
CORRALES	- Servicio Público (S.P)	995	1,029	1,062	1,068	1,110	1,134
	- Ampliac. Corrales (S.P)	520	541	563	582	599	617
	- Ampliac. San Jacinto (S.P)	427	445	465	480	496	513
	- Proyec. Inversión (P.I) (1)	300	300	600	600	600	600
TOTAL (KW).	2,242	2,315	2,690	2,730	2,805	2,864	
CALETA LA CRUZ	- Servicio Público (S.P)	536	564	595	621	648	676
	- Autoproduc. PROMARESA (A.P)	470	487	505	522	541	560
	- Autoproduc. Inv. N. York (A.P)	250	250	250	250	250	250
	TOTAL (KW).	1,256	1,301	1,350	1,393	1,439	1,486
ZORRITOS	- Servicio Público (S.P)	400	412	424	433	442	451
	- Ampliac. Zorritos (S.P)	112	113	115	118	119	121
	- Autoproduc. T. Pesquero (A.P)	150	150	150	200	200	200
	TOTAL (KW).	672	675	689	751	761	772

(1) Playa Hermosa.

(2) Playa Jelí.

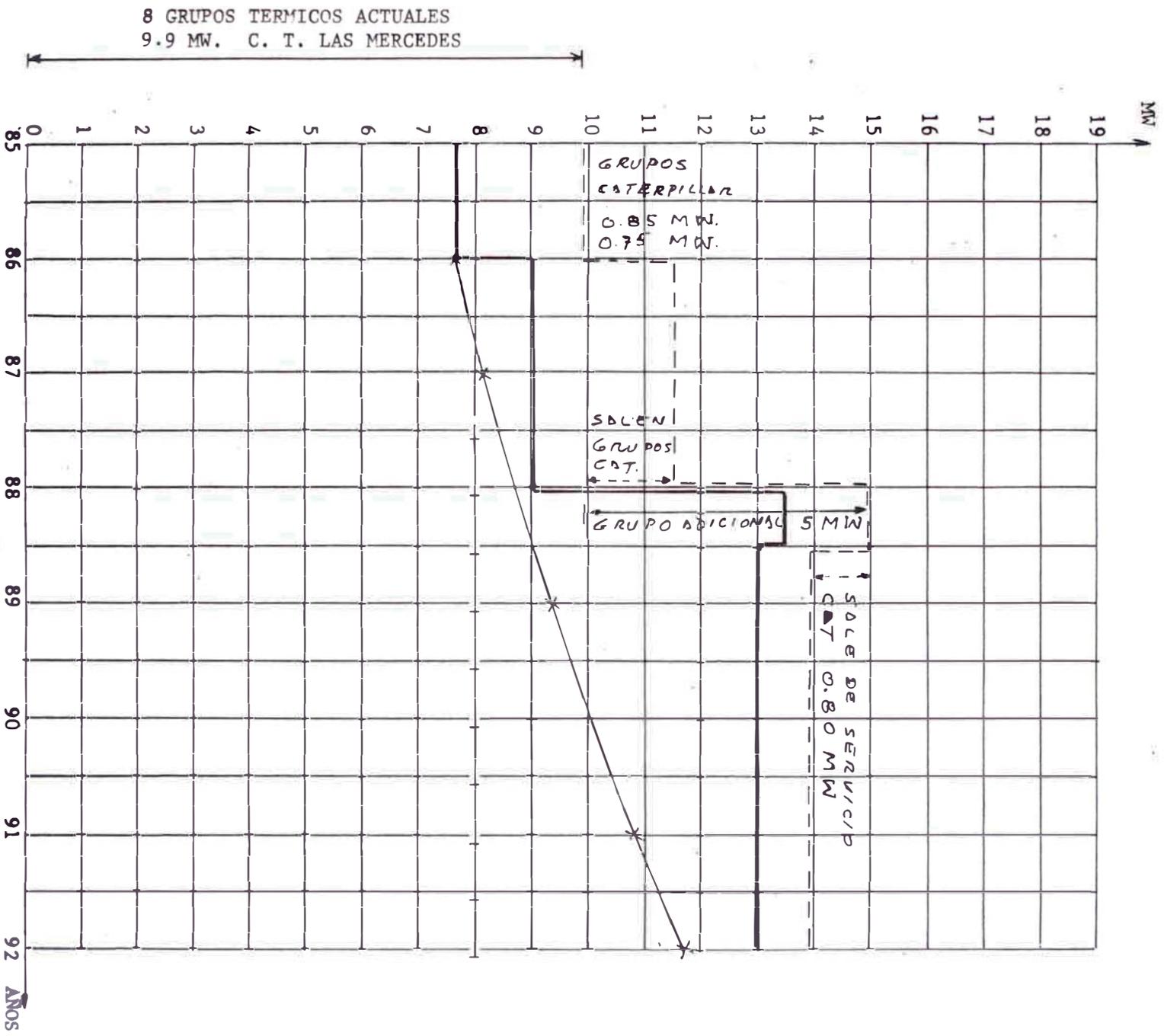
CUADRO N° 2-5

SUBESTACION	SECTOR	A Ñ O S					
		2004	2005	2006	2007	2008	2009
PUERTO PIZARRO	- Servicio Público (S.P)	207	215	225	234	243	254
	- Autoprodutores (A.P)	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124	1,124
	- Proyec. Inversión (P.I) (2)	225	225	225	225	225	225
	TOTAL (KW).	1,556	1,564	1,574	1,583	1,592	1,603
ZARUMILLA	- Servicio Público (S.P)	2,341	2,441	2,544	2,652	2,766	2,885
	- Proyec. Inversión (P.I)	700	700	700	700	700	700
	- Ampliac. Zarumilla (S.P)	58	59	61	62	63	64
	TOTAL (KW).	3,099	3,200	3,305	3,414	3,529	3,649
CORRALES	- Servicio Público (S.P)	1,159	1,186	1,212	1,240	1,269	1,299
	- Ampliac. Corrales (S.P)	637	658	678	700	723	746
	- Ampliac. San Jacinto (S.P)	530	548	567	587	607	626
	- Proyec. Inversión (P.I) (1)	600	600	600	600	600	600
TOTAL (KW).	2,926	2,992	3,057	3,127	3,199	3,271	
CALETA LA CRUZ	- Servicio Público (S.P)	706	738	769	803	839	876
	- Autoproduc. PROMARESA (A.P)	580	600	622	644	666	690
	- Autoproduc. Inv. N. York (A.P)	250	250	250	250	250	250
	TOTAL (KW).	1,536	1,588	1,641	1,697	1,755	1,816
ZORRITOS	- Servicio Público (S.P)	461	470	481	490	500	512
	- Ampliac. Zorritos (S.P)	122	123	126	127	128	130
	- Autoproduc. T. Pesquero (A.P)	200	200	200	200	200	200
	TOTAL (KW).	783	793	807	817	828	842

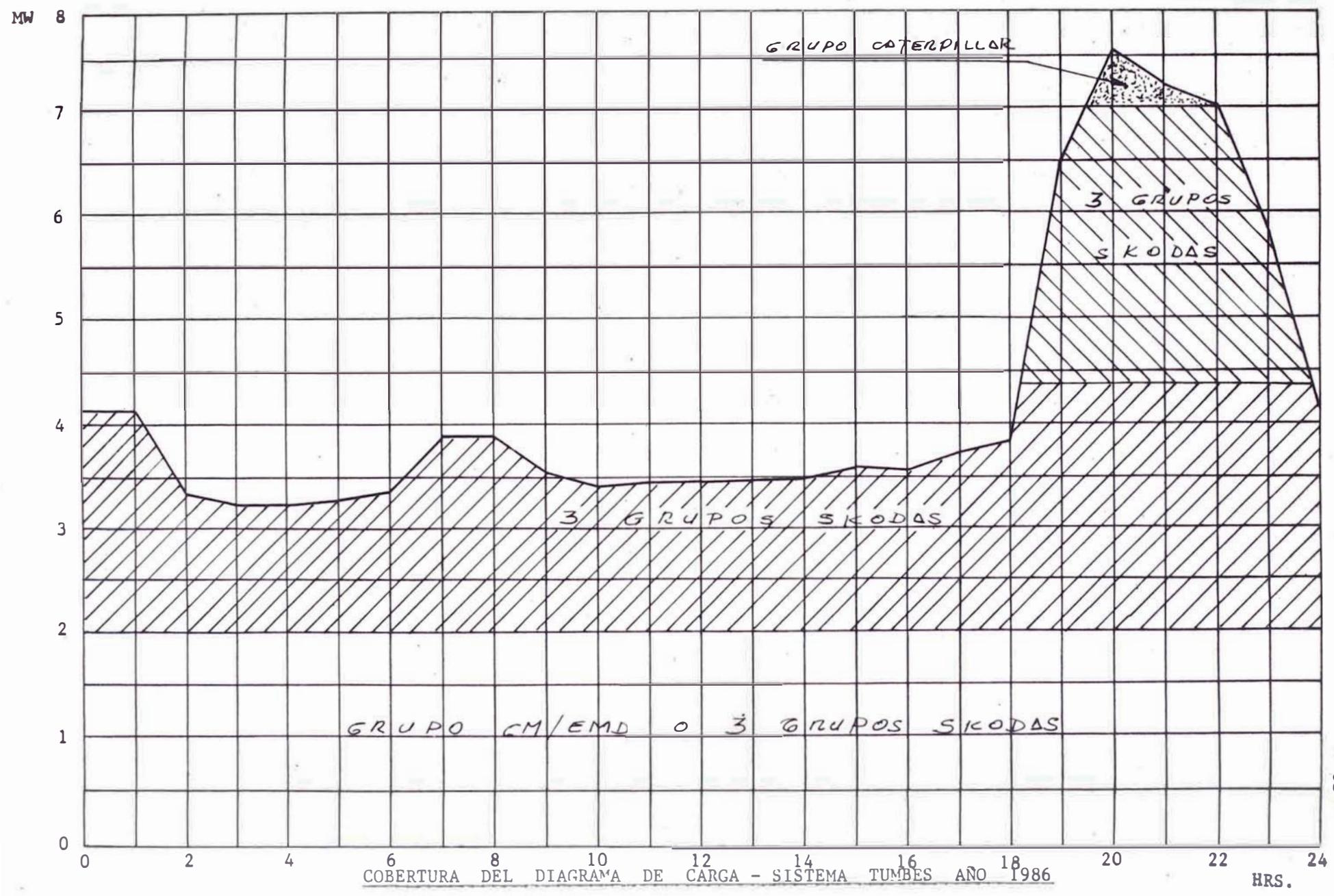
(1) Playa Hermosa.

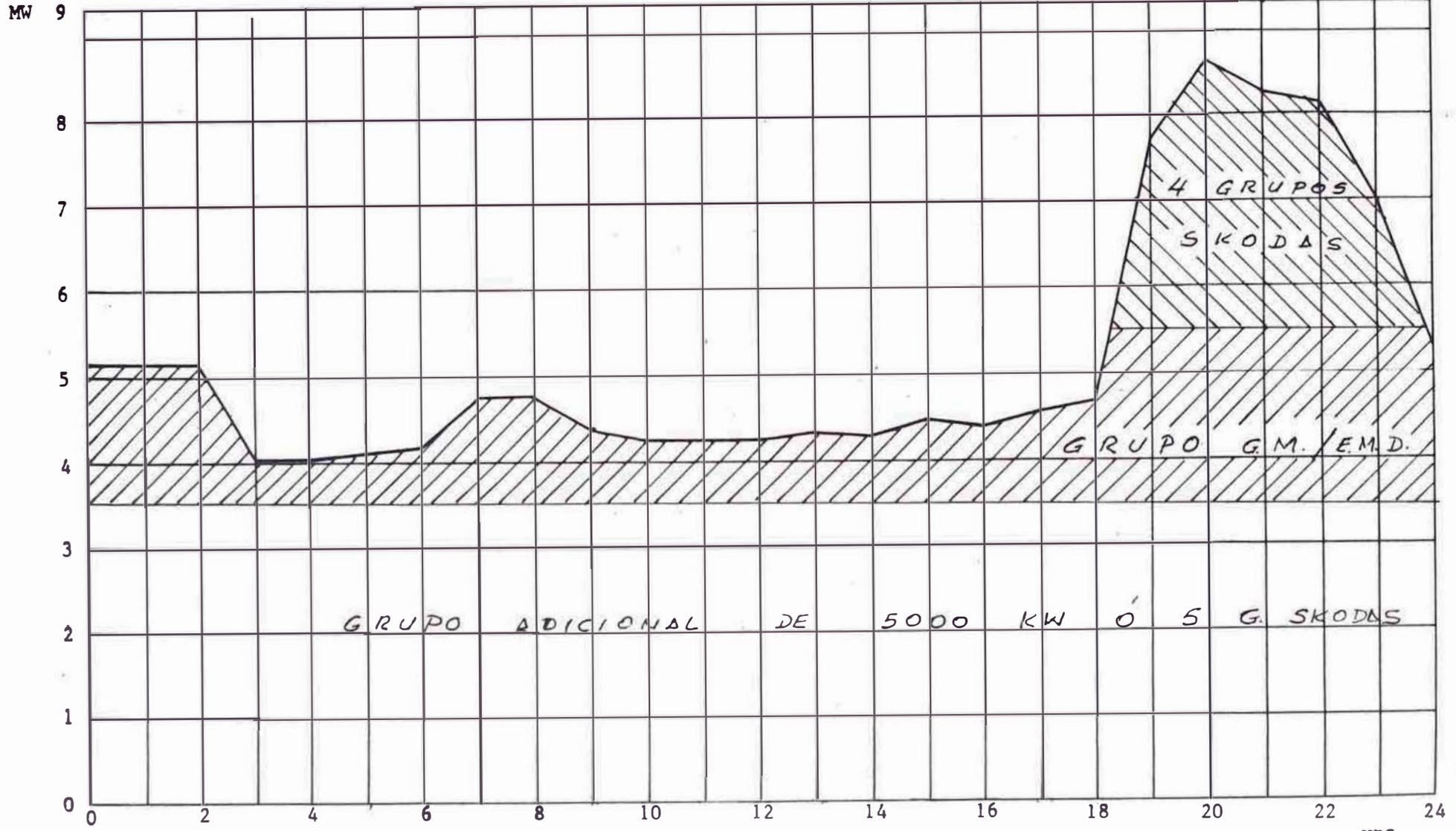
(2) Playa Jelí.

LAPINA Nº 2-1



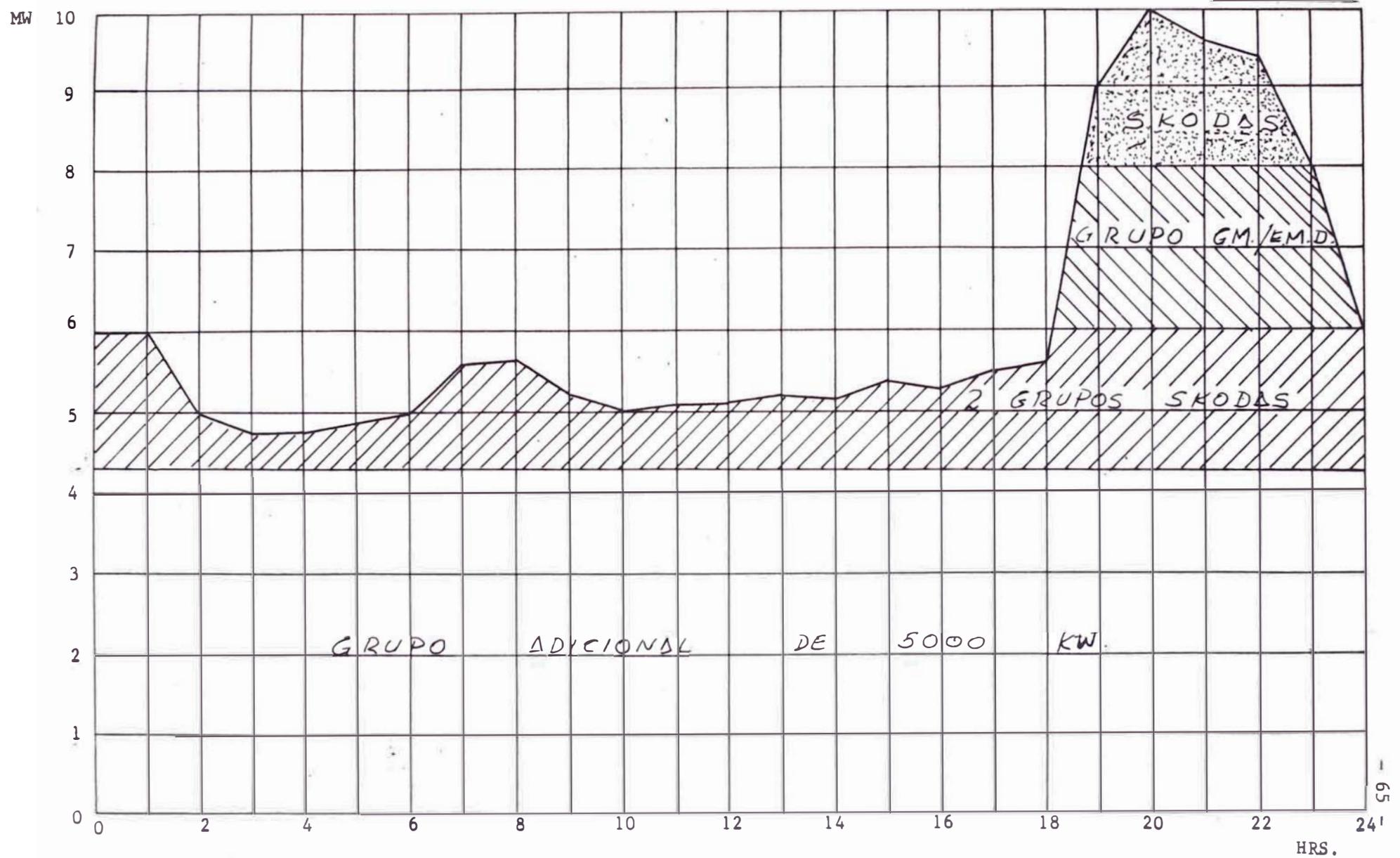
COBERTURA DE LA DEMANDA DE POTENCIA DEL SISTEMA



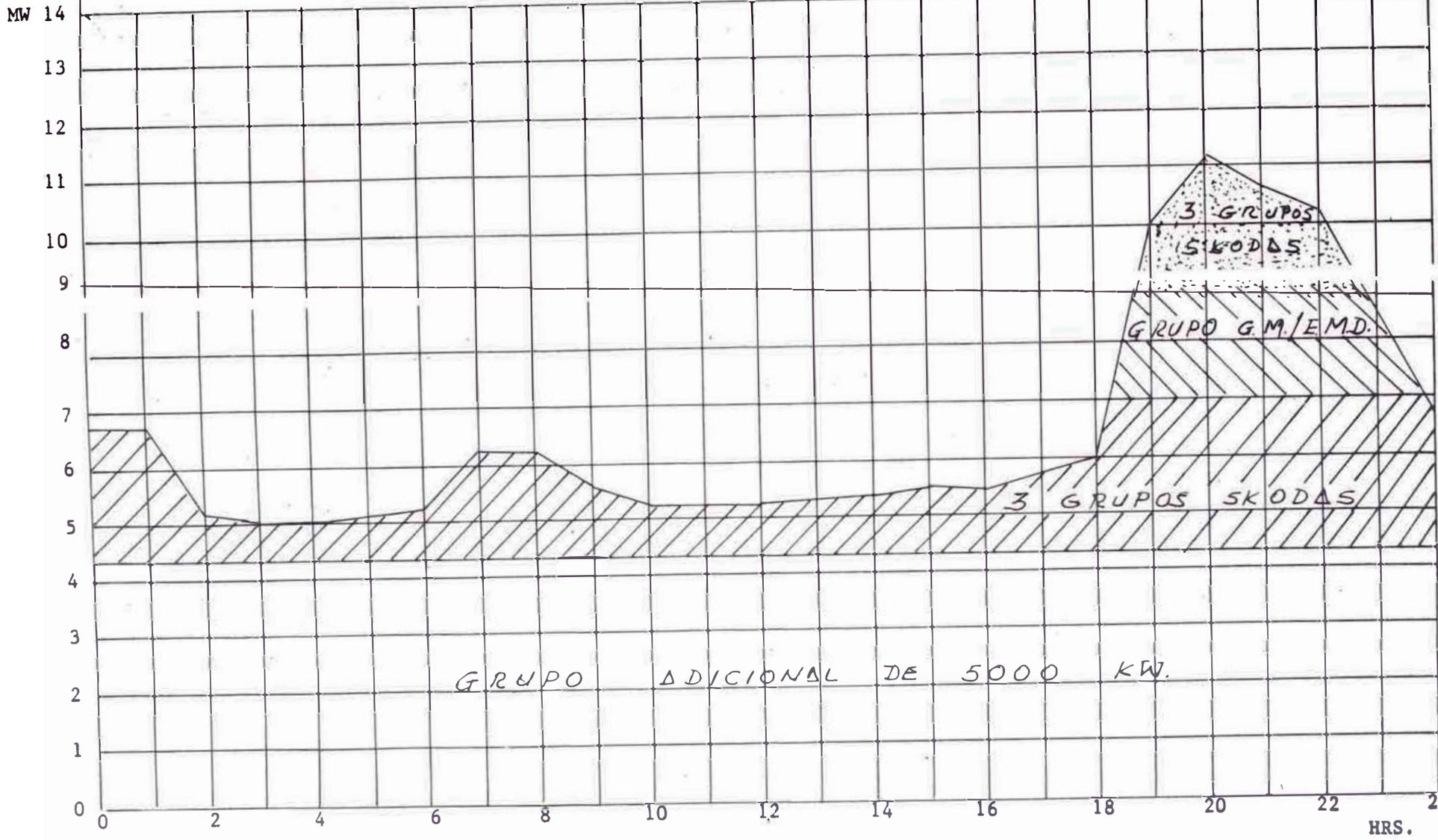


COBERTURA DEL DIAGRAMA DE CARGA - SISTEMA TUMBES AÑO 1988

HRS.



COBERTURA DEL DIAGRAMA DE CARGA - SISTEMA TUMBES AÑO 1990



COBERTURA DEL DIAGRAMA DE CARGA - SISTEMA TUMBES AÑO 1992

C A P I T U L O I I I

ESTUDIO DE COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA

Para el estudio de comportamiento del sistema en principio se determina la configuración del sistema eléctrico y los esquemas de interconexión seleccionados para el sistema eléctrico Tumbes y correspondiente a los años 1986, 1988 y 2000; considerados años en que se analiza la situación actual y las ampliaciones a realizarse en el sistema de conformidad con los planteamientos de ampliación obtenidos en el Capítulo II.

Asimismo se analiza las características de los elementos en servicio y se fijan las consideraciones y bases de cálculo para el planeamiento del sistema.

3.1 CONFIGURACION DEL SISTEMA ELECTRICO

La configuración del sistema eléctrico para los años 1986 y 1988 se muestran en las láminas N° 3-1 y N° 3-2 donde ha sido considerada la Central Eléctrica Las Mercedes, la subestación Tumbes y las subestaciones de final de línea de 33/10 KV, más no así las subestaciones intermedias. Para el año 2000, según el Plan Maestro de Electricidad de 1983, Capítulo IV - Generación Eléctrica, el desarrollo planteado es la incorporación de 3 grupos adicionales de 5 MW, pero dejando abierta la posibilidad de integración

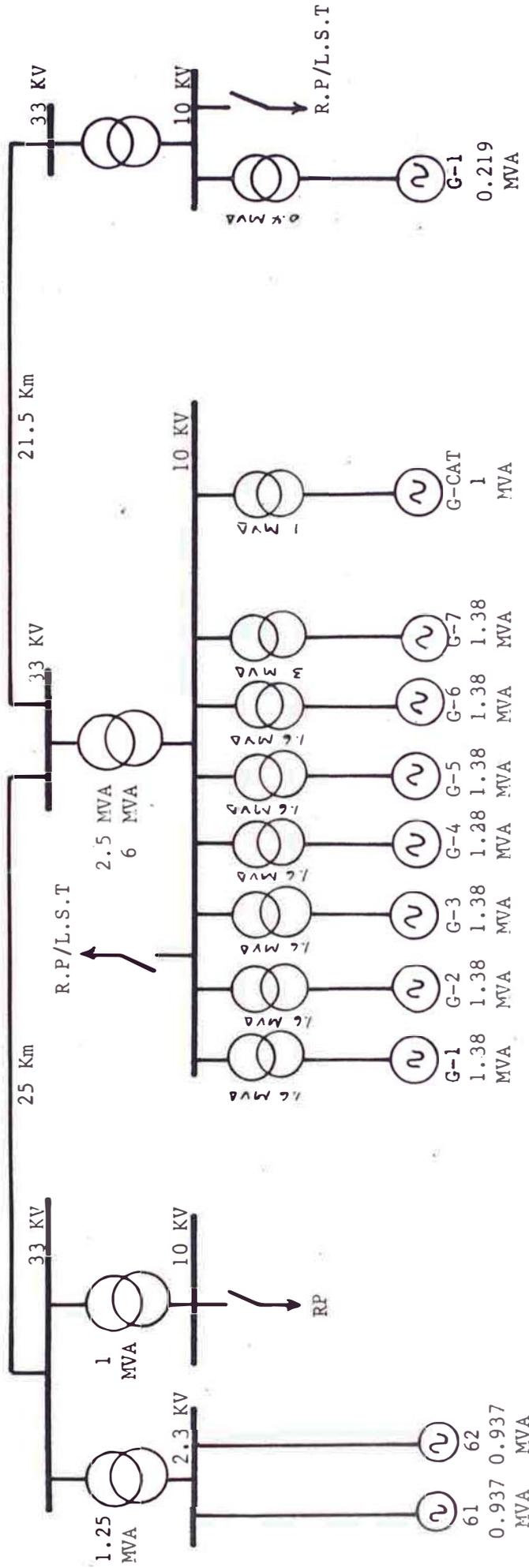
del sistema Tumbes al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), caso de aprovecharse el potencial del gas de Zorritos en una Central a gas; bajo estas consideraciones se planteó la configuración del sistema eléctrico que se muestra en la lámina N°3-3.

En las láminas N°3-4, N°3-5 y N°3-6 se detalla el diagrama de impedancias del sistema eléctrico Tumbes para los años 1986, 1988 y 2000.

En el Cuadro N°3-4 se especifica la impedancia de los transformadores de distribución de relación 33/10 KV, correspondientes al sistema de 33 KV.

En el Cuadro N°3-5 se especifica la impedancia de las líneas de 33 KV, Tumbes-Puerto Pizarro-Zarumilla, y Tumbes-Corrales-La Cruz y Zorritos.

SISTEMA ELECTRICO TUMBES - AÑO 1986

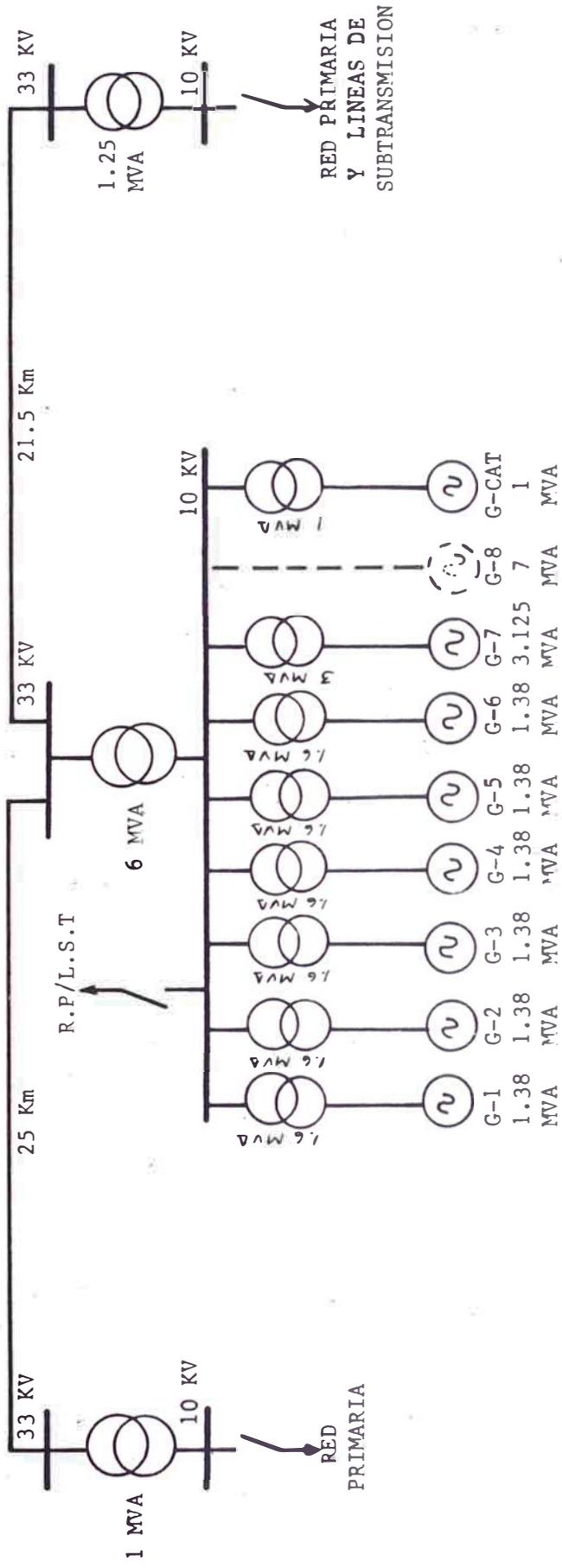


C. T. Y S. E. ZORRITOS

C. T. LAS MERCEDES Y S. E. TUMBES

C. T. Y S. E. ZARUMILLA

SISTEMA ELECTRICO DE TUMBES AÑO 1988



S. E. ZORRITOS

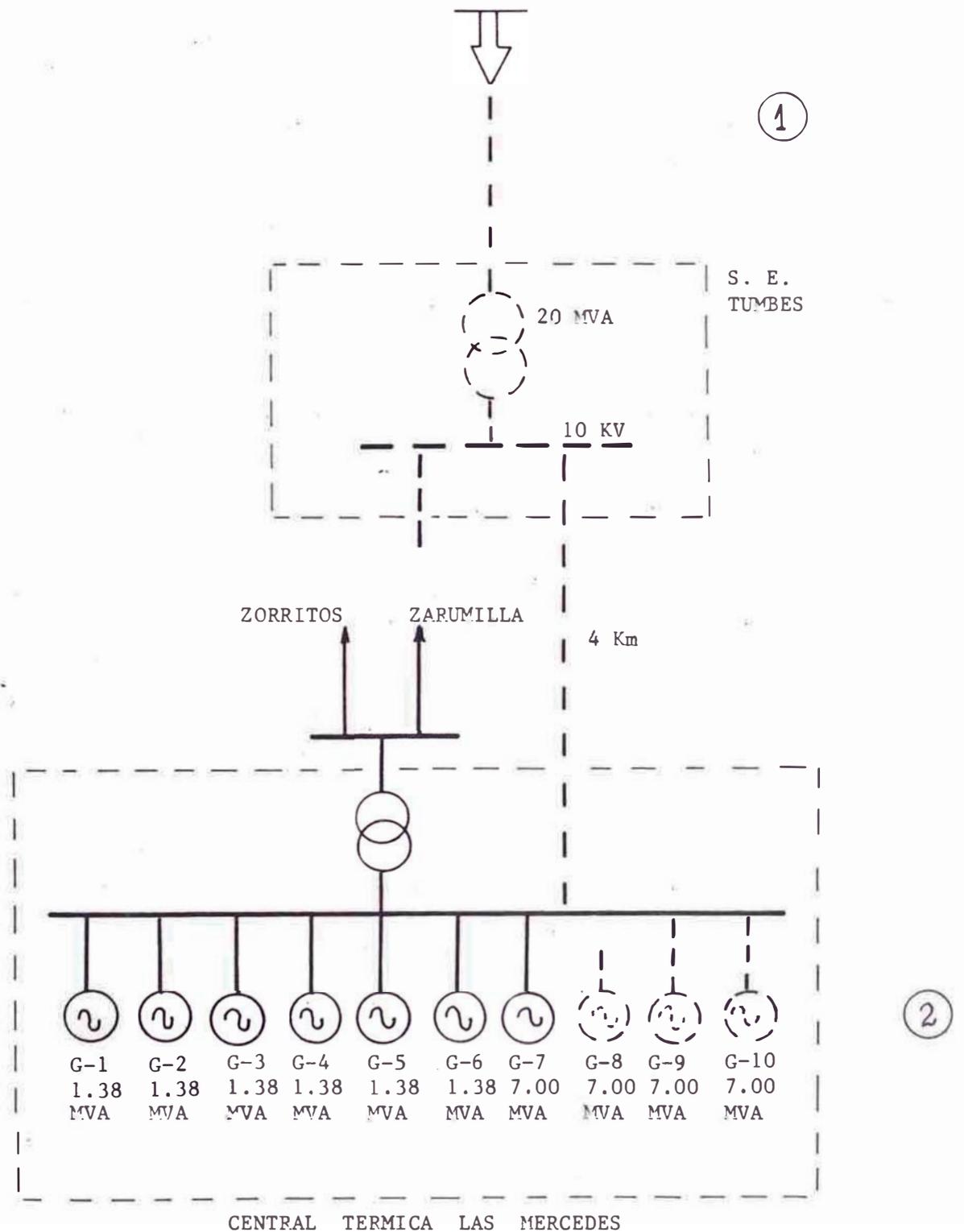
C. T. LAS MERCEDES Y S. E. TUMBES

S. E. ZORRITOS

Ampliación 1988

SISTEMA ELECTRICO TUMBES AÑO 2000

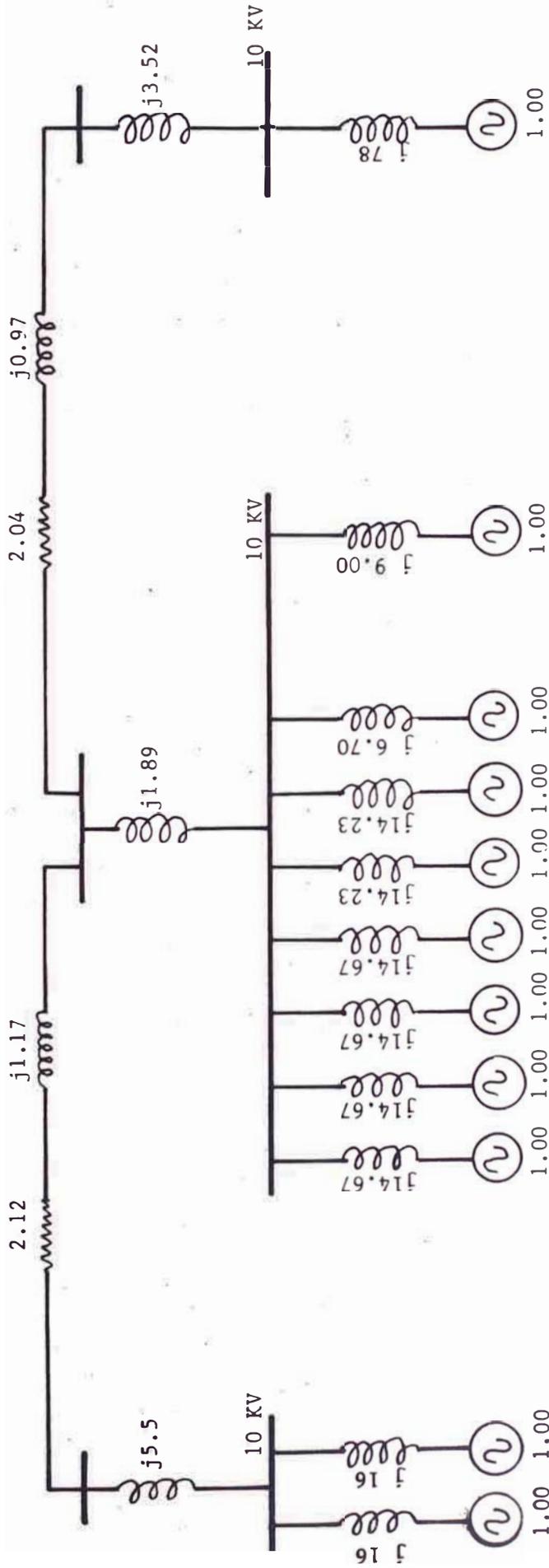
DEL SISTEMA INTERCONECTADO
CENTRO NORTE



1

2

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS - SISTEMA ELECTRICO TUMBES AÑO 1986



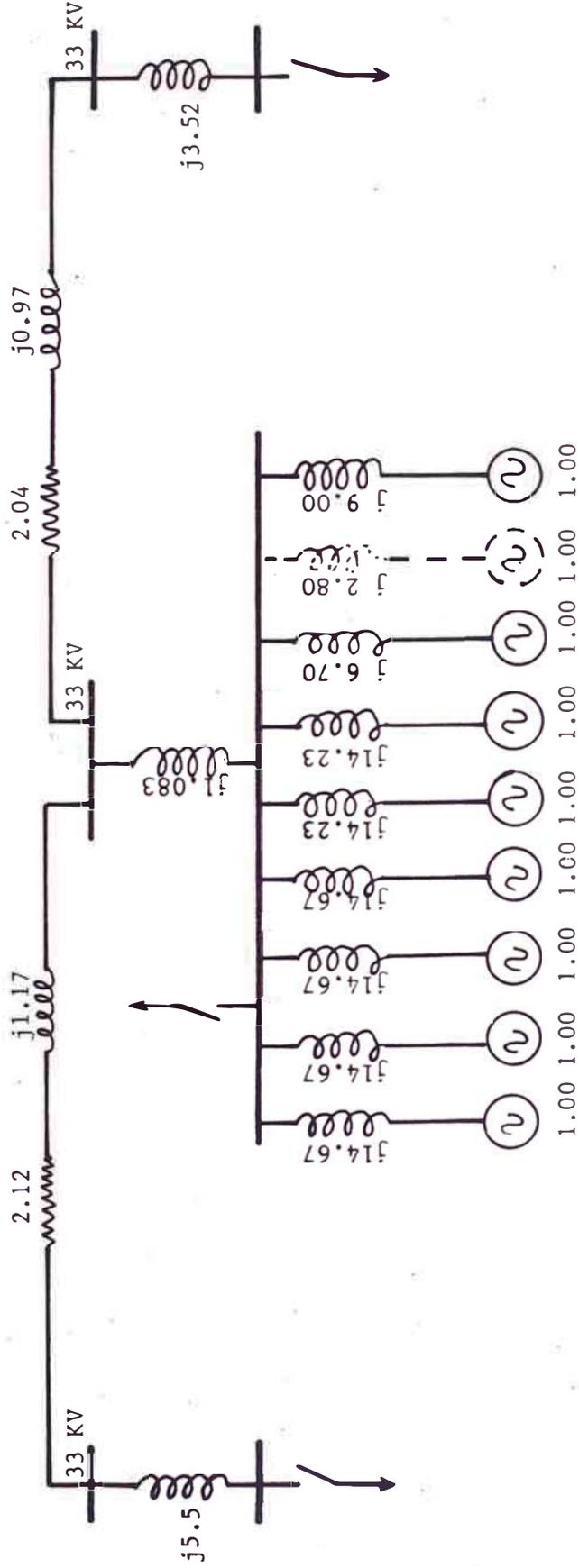
S. E. ZORRITOS

C. T. LAS MERCEDES

S. E. ZARUMILLA

GRUPO EQUIVALENTE $V_F = 10$ KV

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS SISTEMA ELECTRICO TUMBES AÑO 1988



S. E. ZORRITOS

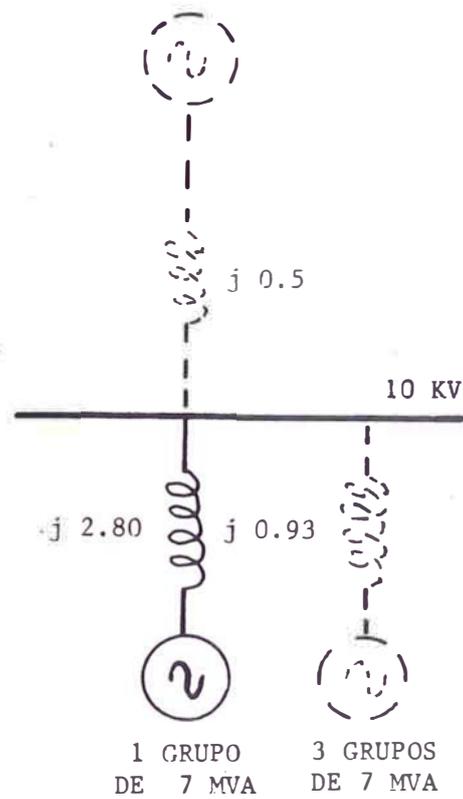
C. T. LAS MERCEDES Y S. E. TUMBES

$V_{BASE} = 10 \text{ KV}$

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS

SISTEMA ELECTRICO TUMBES AÑO 2000

SISTEMA INTERCONECTADO
CENTRO NORTE



C. T. LAS MERCEDES

IMPEDANCIA DE LOS TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCION

S.E 33/10 KV	N (MVA)	ϵ (%)	X_{T10} (OHMIOS)	X_{T33} (OHMIOS)
TUMBES ⁽¹⁾	2.500	4.72	1.880	20.47
TUMBES ⁽²⁾	6.000	6.50	1.083	11.79
PUERTO PIZARRO	0.250	4.50	19.000	196.00
ZARUMILLA	1.250	4.40	3.520	38.00
CORRALES ⁽¹⁾	0.800	5.50	6.875	74.87
CORRALES ⁽²⁾	2.500	4.72	1.880	20.47
LA CRUZ	0.800	5.5	6.875	74.87
ZORRITOS	1.000	5.5	5.500	59.89

(1) Instalados año 1986.

(2) Nuevo transformador de mayor capacidad.

(3) Reubicado de la S. E. Tumbes.

$V_{BASE} = 10 \text{ KV.}$

CUADRO N°3-5

IMPEDANCIAS DE LAS LINEAS DE 33 KV

LINEA	R (OHMIOS)	X (OHMIOS)	Z ₃₃ (OHMIOS)	Z ₁₀ (OHMIOS)
TUMBES-PUERTO PIZARRO	10.82	5.17	11.99	1.10
PUERTO PIZARRO- ZARUMILLA	11.33	5.41	12.56	1.15
TUMBES-ZARUMILLA	22.15	10.58	24.55	2.25
TUMBES-CORRALES	3.68	2.04	4.21	0.39
CORRALES-LA CRUZ	11.96	6.63	13.67	1.26
LA CRUZ-ZORRITOS	7.36	4.08	8.42	0.77
TUMBES-ZORRITOS	23.00	12.75	23.16	2.13

V_{BASE} = 10 KV.

3.2 CALCULOS ELECTRICOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION EN 33 KV.

Los cálculos eléctricos se han efectuado para las demandas de Po tencia y Energía resumidas en el Cuadro N° 2-1 del Capítulo II y para los años, en que se ha previsto deban realizarse las reco mendaciones de ampliación del sistema.

3.2.1 Bases de Cálculo

Las demandas de las subestaciones de 33/10 KV se detallan en el Cuadro N° 2-1 del Capítulo II.

Se asume un factor de potencia de las cargas de 0.88 en atraso.

La caída de tensión admisible es de menor o igual al 6% de acuerdo con el acápite 2.1.3 del Código Nacional de Electricidad - Tomo IV.

La punta del sistema en cada subestación tiene una dura ción máxima de 2 horas.

La capacidad de sobrecarga de los transformadores está de acuerdo con lo establecido por las Normas ITINTEC.

El planeamiento se considera hasta el año 2009.

3.2.2 Cálculo de los parámetros de las líneas en 33 KV.

Línea Tumbes-Puerto Pizarro-Zarumilla

Conductor Aleación de aluminio.

$$R_2 = 0.882 [1 + 0.0038 (30 - 20)]$$

$$R_2 = 0.92 \text{ ohmios/Km.}$$

$$R_{TC} = 0.92 \times 4 = 3.68 \text{ ohmios.}$$

$$R_{CLC} = 0.92 \times 13 = 11.96 \text{ ohmios.}$$

$$R_{LCZO} = 0.92 \times 8 = 7.36 \text{ ohmios.}$$

$$R_{TZO} = 0.92 \times 25 = 23.00 \text{ ohmios.}$$

Reactancia del conductor

$$x = 2 \pi f L$$

$$L = (0.5 + 4.6 \log \frac{2 \times D_m}{d}) \times 10^{-4} \text{ Henrios/Km.}$$

$$D_m = \sqrt[3]{2 \times 2 \times 1.63} = 2 \text{ m.}$$

$$d = 5.88 \text{ m.}$$

$$L = (0.5 + 4 \log \frac{2 \times 2}{5.88}) \times 10^{-4} \text{ Henrios/Km.}$$

$$L = (0.5 + 4 \log 680.27) \times 10^{-4}$$

$$L = (0.5 + 4 \times 2.8326) \times 10^{-4}$$

$$L = 0.001353 \text{ Henrios/Km.}$$

$$x = 2 \pi f L$$

$$= 2 \times 3.1416 \times 60 \times 0.001353$$

K = Coeficiente térmico de resistencia a
20°C por °C (0.0036).

$$R_2 = 0.9957 [1 + 0.0036 (30 - 20)]$$

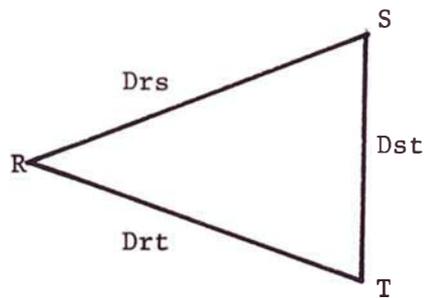
$$R_2 = 1.03 \text{ ohmios/Km.}$$

$$R_T - PP = 1.03 \times 10.5 = 10.82 \text{ ohmios.}$$

$$R_{PP} - Z_A = 1.03 \times 11 = 11.33 \text{ ohmios.}$$

$$R_T - Z_A = 1.03 \times 21.5 = 22.15 \text{ ohmios.}$$

Reactancia del conductor



$$Drs = Drt = 2.20 \text{ m.}$$

$$Dst = 1.63 \text{ m.}$$

$$x = 2 \pi f L$$

$$L = (0.5 + 4.6 \log \frac{2 \times Dm}{d}) \times 10^{-4} \text{ Henrios/Km.}$$

donde :

Dm = Distancia media geométrica.

d = Diámetro del conductor.

$$Dm = \sqrt[3]{2.20 \times 2.20 \times 1.63}$$

$$D_m = 2 \text{ m.}$$

$$d = 7.42 \text{ mm.}$$

$$L = (0.5 + 4.6 \log \frac{2 \times 2}{7.42}) \times 10^{-4}$$

$$L = 0.001306 \text{ Henrios/Km.}$$

$$x = 2 \pi f L$$

$$= 2 \times 3.1416 \times 60 \times 0.001306$$

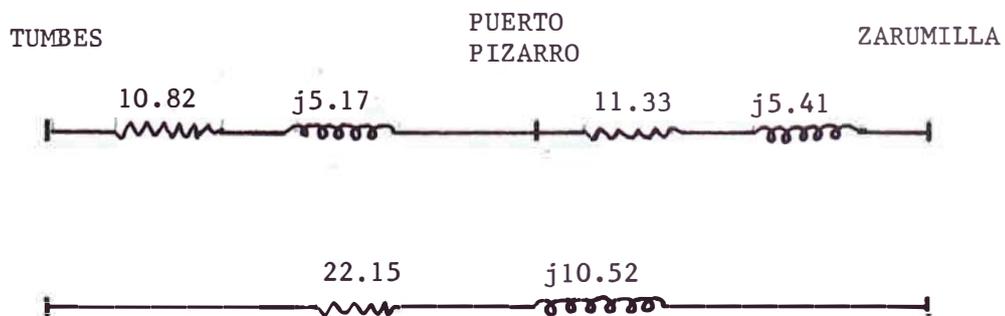
$$= 0.4923 \text{ ohmios/Km.}$$

$$X_{T - PP} = 0.4923 \times 10.5 = 5.17 \text{ ohmios.}$$

$$X_{PP - Z_A} = 0.4923 \times 11 = 5.41 \text{ ohmios.}$$

$$X_T - Z_A = 0.4923 \times 21.5 = 10.58 \text{ ohmios.}$$

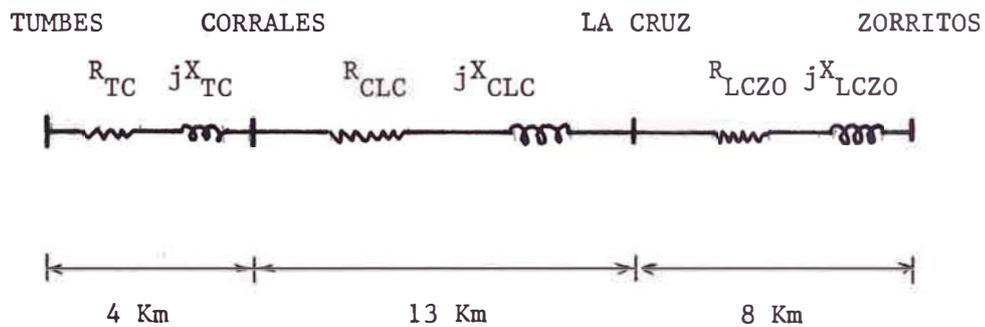
DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS



Línea Tumbes - Corrales - La Cruz - Zorritos

Conductor	:	Cobre electrolítico.
Sección	:	21.15 mm ² .
Número de hilos	:	7
Diámetro exterior	:	5.88 mm.
Carga de ruptura	:	977 Kg.
Resistencia a c.c. a 20°C	:	0.882 ohmios/Km.
Coficiente térmico de resistencia a 20°C por °C.	:	0.0038
Módulo de elasticidad	:	12.66 x 10 ³ Kg/mm ² .
Corriente admisible a Tamb = 30°C y Tcond = 75°C	:	161 A

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA LINEA



Resistencia del conductor a 30°C

$$R_2 = R_1 [1 + K (T_2 - T_1)]$$

K = Coeficiente térmico de resistencia a 20°C por °C (0.0038).

$$R_1 = 0.882 \text{ ohmios/Km.}$$

$$= 0.51 \text{ ohmios/Km.}$$

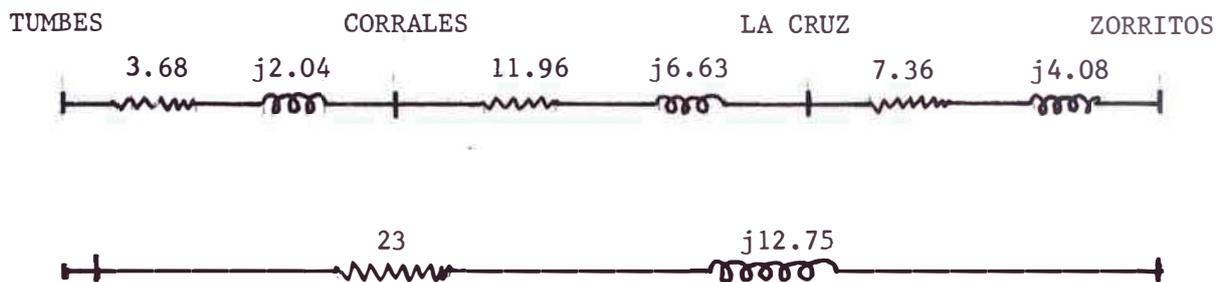
$$X_{\text{TCO}} = 0.51 \times 4 = 2.04 \text{ ohmios.}$$

$$X_{\text{COLC}} = 0.51 \times 13 = 6.63 \text{ ohmios.}$$

$$X_{\text{LCZO}} = 0.51 \times 8 = 4.08 \text{ ohmios.}$$

$$X_{\text{TZO}} = 0.51 \times 25 = 12.75 \text{ ohmios.}$$

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS



3.2.3 Cálculo de la caída de tensión-pérdida de potencia del sistema en 33 KV y potencia reactiva de las líneas

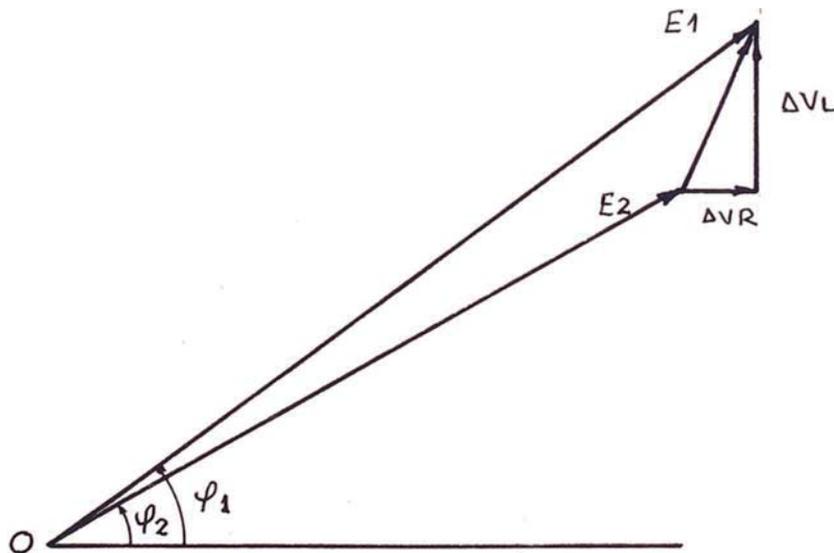
Para una correcta operación del sistema deberá operar dentro los límites de caída de tensión fijado por el Código Nacional de Electricidad - Tomo IV y límites adecuados de pérdidas de potencia, menor o igual al 10%.

La caída de tensión máxima permisible para sistemas de distribución del tipo rural es 6% acápite 2.1.3 del Codi

go Nacional de Electricidad, la que será revisada para las subestaciones principales de distribución de 33/10 KV; para el año inicial y los años límites para los cuales se encuentra cerca y/o sobrepasamos los límites permitidos.

Cálculo de caída de tensión C_t (%)

Fijando la tensión nominal de la carga, mediante el método analítico, calculamos la tensión de envío; que es igual a la suma de la tensión de recepción más la caída de tensión ocasionada por la resistencia y la inductancia de la línea. (Ver Gráfico).



Cálculo de la tensión respecto al neutro
en el punto de envío

Del gráfico se tiene las siguientes relaciones:

$$E_1 \cos \phi_1 = E_2 \cos \phi_2 + \Delta V_R \quad (1)$$

donde:

$$E_2 = V_2 / \sqrt{3}$$

$$= 33000 / \sqrt{3}$$

$$= 19,075.14 \text{ voltios.}$$

$$E_1 \sin \phi_1 = E_1 \sin \phi_2 + \Delta V_L \quad (2)$$

$$I = P / \sqrt{3} V \cos \phi \quad (3)$$

$$\Delta V_R = I R \quad (4)$$

$$\Delta V_L = I X_L \quad (5)$$

$$\cos \phi_2 = 0.88$$

$$\phi_2 = \text{Arc Cos } 0.88 = 28.357636^\circ$$

$$\sin \phi_2 = 0.475$$

Con los datos conocidos se calcula: las variables ϕ_1 , E_1 , V_1 y P_1 , donde:

$$V_1 = \text{Tensi3n de env3o.}$$

$$P_1 = \text{Potencia de env3o.}$$

La ca3da de tensi3n porcentual viene dada por:

$$C_t = \left(\frac{V_1 - V_2}{V_2} \right) \times 100\%$$

La pérdida de potencia porcentual está en función de la potencia de envío y de la potencia de recepción, la cual debe ser menor del 10%.

$$p = \left(\frac{P_1 - P_2}{P_2} \right) \times 100\%$$

Pérdida de potencia por efecto Joule (P_p)

Viene dada por la siguiente fórmula:

$$P_p = \frac{3}{1000} \Sigma R I^2$$

Como medio de comprobación de los cálculos, relacionamos el valor obtenido de la pérdida de potencia, con la potencia de envío y la potencia de recepción; de acuerdo a:

$$0.985 \leq \frac{P_2 + P_p}{P_1} \leq 1.05$$

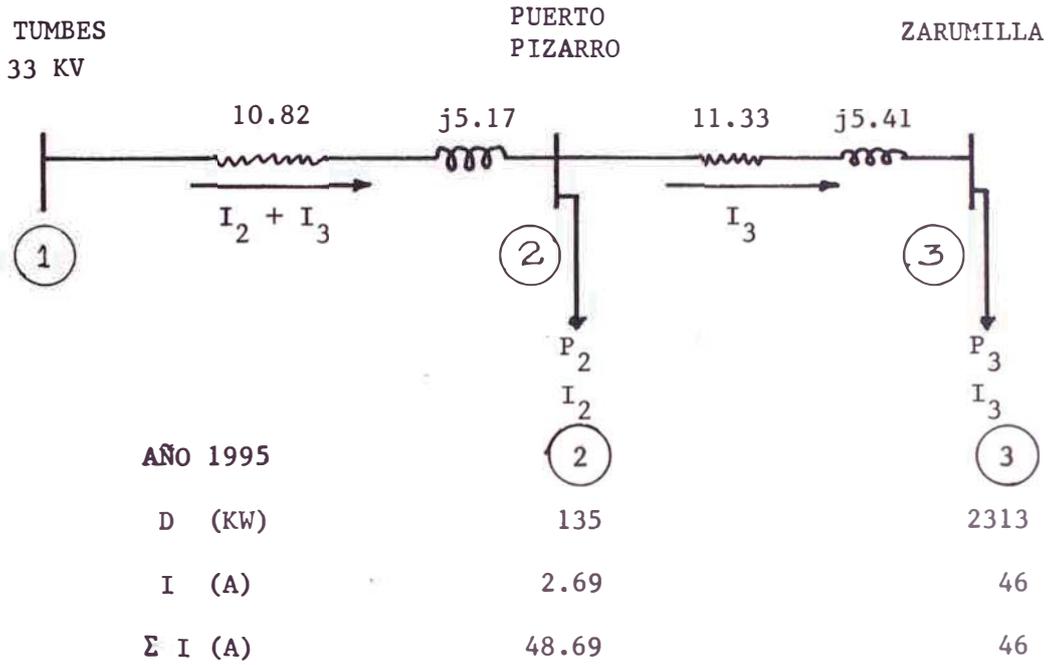
Potencia Reactiva de la Línea

La potencia reactiva que tendrá la línea es igual a:

$$Q = P_1 \operatorname{tag} \phi_1 \quad \text{en} \quad \text{KVAR}$$

El método de cálculo se aplica con los datos de demanda obtenidos en el Capítulo I y detallados en el Capítulo II, Cuadro N° 2-1; a manera de ejemplo se desarrollara el método para la línea Tumbes-Puerto Pizarro-Zarumilla para el año 1995.

ESQUEMA ELECTRICO DE LA LINEA TUMBES-PUERTO PIZARRO-
ZARUMILLA PARA EL CALCULO DE CAIDA DE TENSION



C_t (%) en la Subestación Zarumilla

$$E_1 \cos \phi_1 = E_3 \cos \phi_3 + \Delta V_R \quad (1)$$

$$E_1 \sin \phi_1 = E_3 \sin \phi_3 + \Delta V_L \quad (2)$$

$$\begin{aligned} E_3 &= V_3 / \sqrt{3} \\ &= 33000 / \sqrt{3} \\ &= 19,075.14 \text{ V.} \end{aligned}$$

$$\cos \phi_3 = 0.88 \quad ; \quad \phi_3 = 28.3576^\circ \quad ; \quad \sin \phi_3 = 0.475$$

$$\Delta V_R = 48.69 (10.82) + 46 (11.33) = 1,048 \text{ V}$$

$$\Delta V_L = 48.69 (5.17) + 46 (5.41) = 500.59 \text{ V}$$

$$E_1 \cos \phi_1 = 19075.14 \times 0.88 + 1048$$

$$E_1 \cos \phi_1 = 17,834 \quad (3)$$

$$E_1 \sin \phi_1 = 19075.14 \times 0.475 + 500.59$$

$$E_1 \sin \phi_1 = 9,561.28 \quad (4)$$

Dividiendo las ecuaciones (4) ÷ (3)

$$\text{tag } \phi_1 = \frac{9,561.28}{17834}$$

$$\text{tag } \phi_1 = 0.5361229 \quad ; \quad \phi_1 = 28.196781^\circ \quad ;$$

$$\cos \phi_1 = 0.88132999$$

De la ecuación (3)

$$\begin{aligned} E_1 &= \frac{17,834}{\cos \phi_1} \\ &= \frac{17,834}{0.88132999} \end{aligned}$$

$$E_1 = 20,235.46 \text{ V}$$

$$V_1 = \sqrt{3} E_1$$

$$= 1.73 \times 20,235.46$$

$$V = 35,007.35 \text{ V}$$

$$C_t = \left(\frac{V_1 - V_3}{V_3} \right) \times 100$$

$$= \left(\frac{35,007.35 - 33,000}{33,000} \right) \times 100$$

$$C_t = 6.08\% \quad \text{aceptable} \quad \approx \quad 6\%$$

C_t (%) en la Subestación Puerto Pizarro

$$E_2 = E_3 + \Gamma_3 Z_{2-3}$$

$$Z_{2-3} = \sqrt{11.33^2 + (5.41)^2} = 12.56 \text{ ohmios}$$

$$\Gamma_3 = 46 \text{ A}$$

$$E_2 = 19075.14 + 46 \times 12.56$$

$$E_2 = 19652.90 \text{ V}$$

$$V_2 = \sqrt{3} E_2$$

$$V_2 = 33,999.52 \text{ V}$$

$$C_t = \left(\frac{V_1 - V_2}{V_2} \right) \times 100$$

$$= \left(\frac{35007.35 - 33,999.52}{33,999.52} \right) \times 100$$

$$C_t = 2.96\% \quad \text{aceptable} \quad < \quad 6\%$$

Potencia de envío (P_1)

$$\begin{aligned} P_1 &= \sqrt{3} V_1 \Gamma \cos \phi_1 \\ &= \sqrt{3} V_1 (\Gamma_2 + \Gamma_3) \cos \phi_1 \\ &= \sqrt{3} \times 35007.35 \times 48.69 \times 0.88132999 \\ P_1 &= 2598.86 \text{ KW} \end{aligned}$$

Pérdida porcentual de potencia (p)

$$p = \left(\frac{P_1 - \Sigma P}{\Sigma P} \right) \times 100$$

donde:

ΣP = Suma de potencia de las cargas.

$$= P_2 + P_3$$

$$= 135 + 2.313$$

$$= 2448 \text{ KW}$$

$$p = \left(\frac{2598.86 - 2448}{2448} \right) \times 100\%$$

$$p = 6.16\% \text{ aceptable.}$$

Pérdida de potencia por efecto Joule (P_p)

$$P_p = \frac{3}{1000} (\Sigma R \Gamma^2)$$

$$= \frac{3}{1000} [10.82 (48.69)^2 + 11.33 (46)^2]$$

$$P_p = 148.88 \text{ KW}$$

Chequeo:

$$\frac{\Sigma P + P_p}{P_1} = \frac{2448 + 148.88}{2598}$$
$$= \frac{2448 + 148.88}{2598}$$

0.985 < 0.999 < 1.05 conforme.

Potencia reactiva de la línea

$$Q_1 = P_1 \text{ tag } \phi_1$$

$$= 2,598.86 \times 0.5361299$$

$$Q_1 = 1393 \text{ KVAR}$$

Cálculos similares han sido realizados para las demandas de la línea Tumbes-Puerto Pizarro-Zarumilla para los años 1997, 1999, 2000, 2005 y 2009.

También se realizó cálculos, considerando únicamente la demanda de Zarumilla para los años 1995, 2000 y 2009.

Para el año 2009, considerando la totalidad de demandas en la subestación de Puerto Pizarro, se calculó para la línea, la C_t (%).

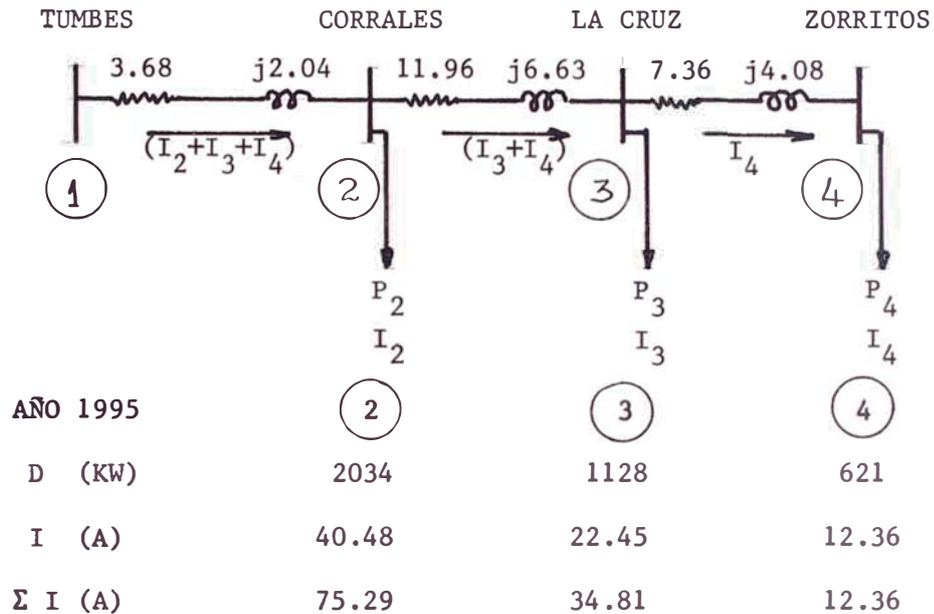
Los resultados de los cálculos han sido consignados en el Cuadro N° 3-1, en donde se observa:

En el año 1995 atendiendo la línea las demandas de Servicio Público de las subestaciones de Puerto Pizarro y Zarumilla, la caída de tensión en la subestación Zarumilla es del orden del 6.08% aceptable, sin embargo de seguir atendiendo la línea las demandas de la subestación de Puerto Pizarro, la caída de tensión de la subestación Zarumilla sobrepasará los límites permisibles a partir del año 1996, alcanzando en el año 2009 el 9.66%.

De trabajar la línea con la demanda de la subestación Zarumilla únicamente, la caída de tensión para el año 1995 alcanza el 5.92% y en el año 2009 alcanza el 9.34%, lo que podría resolverse con la instalación de un regulador automático de tensión bajo carga a partir del año 1995.

Para los cálculos a efectuarse, en la línea Tumbes Corrales, La Curz, Zorritos, se aplica la misma metodología, para lo cual y a manera de ejemplo se desarrollará el Esquema Eléctrico de la Línea para el año 1995.

ESQUEMA ELECTRICO LINEA TUMBES - CORRALES - LA CRUZ - ZORRITOS, PARA EL CALCULO DE CAIDA DE TENSION



$$\cos \phi_4 = 0.88$$

$$\phi_4 = 28.3576^\circ$$

$$\text{Sen } \phi_4 = 0.475$$

Los resultados obtenidos de los cálculos realizados se observan en el Cuadro N^o 3-2, en donde se aprecia que la caída de tensión de la línea en la subestación de Puerto Pizarro es el 5.59% aceptable, para el año 2000 en que de la evaluación del estado de la línea deberá determinarse su remodelación. De continuar operando la línea en el año 2005 y 2009 la caída de tensión en la subestación de Zorritos será del orden de 6.42% y 7.05% que podría ser

resuelto con la instalación de un regulador automático de voltaje en la subestación Zorritos.

De los Cuadros N° 3-1 y N° 3-2 las pérdidas de potencia en las líneas son aceptables a lo largo del período de estudio año 2009.

CUADRO N°3-1

LINEA 33 KV TUMBES - PUERTO PIZARRO - ZARUMILLA

AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (KW)		CAIDA DE TENSION C_t (%)	
	PUERTO PIZARRO	ZARUMILLA	PUERTO PIZARRO	ZARUMILLA
1995	135	2313	2.96	6.08
1997	150	2472	3.17	6.51
1999	167	2646	3.39	6.98
2000	175	2739	3.52	7.23
2005	215	3200	4.09	8.46
2009	254	3649	4.65	9.66
(1) 1995	-	2313	-	5.92
2000	-	2739	-	7.00
2009	-	3649	-	9.34
(2) 2009	1603	-	2.00	-

.../// Viene

CUADRO N°3-1

LINEA 33 KV TUMBES - PUERTO PIZARRO - ZARUMILLA

AÑO	PERDIDA DE POTENCIA DE LA LINEA p (%)	PERDIDA DE POTENCIA DE LA LINEA POR EFECTO JOULE P _p (KW)	POTENCIA REACTIVA DE LA LINEA Q (KVAR)
1995	6.16	148.88	1,393.31
1997	6.66	170.66	1,498.69
1999	7.16	196.00	1,614.58
2000	7.41	210.23	1,676.06
2005	8.69	287.93	1,985.07
2009	9.91	375.22	2,291.54
(1) 1995	6.08	140.85	1,315.62
2000	7.20	197.52	1,572.58
2009	9.57	350.53	2,136.61
(2) 2009	2.07	33.05	881.08

LINEA 33 KV TUMBES - CORRALES - ZORRITOS

AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (KW)			CAIDA DE TENSION C_t (%)		
	CORRALES	LA CRUZ	ZORRITOS	CORRALES	LA CRUZ	ZORRITOS
1995	2034	1128	621	1.61	4.13	4.79
1998	2242	1256	672	1.77	4.56	5.17
2000	2690	1350	689	2.00	4.96	5.59
2005	2992	1588	793	2.23	5.68	6.42
2009	3271	1816	842	2.40	6.25	7.05

.../// Viene

CUADRO N°3-2

LINEA 33 KV TUMBES - CORRALES - ZORRITOS

AÑO	PERDIDA DE POTENCIA DE LA LINEA p (%)	PERDIDA DE POTENCIA DE LA LINEA POR EFECTO JOULE P _p (KW)	POTENCIA REACTIVA DE LA LINEA Q (KVAR)
1995	1.65	.109.42	2,139.44
1998	5.15	132.88	2,369.87
2000	5.54	161.00	2,697.95
2005	6.41	212.36	3,091.25
2009	3.38	250.17	3,314.38

3.3 ESTUDIO DE FALLAS (CORTOCIRCUITO) DEL SISTEMA

Para los cálculos de fallas, se ha considerado la configuración del sistema de generación y distribución existentes y la configuración del sistema para las etapas de ampliación determinadas; puesto que la intención del presente acápite es proporcionar condiciones de ajuste.

3.3.1 Consideraciones de Cálculo

- a) En los sistemas con el neutro aislado como el de Tumbes, los valores extremadamente elevados de la corriente y tensión, se presentan en casos de cortocircuito tripolares y bipolares, únicamente cuando el decaje de las impedancias Z_1 y Z_0 es grande y además cuando la relación (Z_0/Z_1) es pequeña. Un decaje elevado entre las impedancias citadas solo es posible en sistemas con el punto neutro aislado, por otro lado generalmente la relación (Z_0/Z_1) tendrá un valor mínimo de 5 siendo superado considerablemente en la gran mayoría de los casos.

También la corriente de cortocircuito bipolar con contacto a tierra y la del unipolar es a partir de $(Z/Z_1) = 5$, menor que la corriente de cortocircuito tripolar; por lo que generalmente no es necesario considerar estos defectos en sistemas con neutro aislado al determinar la intensidad máxima de cortocircuito.

Por lo tanto en las redes con punto neutro aislado, la intensidad máxima de cortocircuito se presenta siempre con el cortocircuito tripolar⁽¹⁾.

- b) En instalaciones de alta tensión la resistencia reactiva de la vía de cortocircuito, predomina generalmente sobre la resistencia activa, por lo que ésta se puede despreciar⁽²⁾.

En semejantes casos se pone la resistencia aparente igual a la resistencia reactiva.

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \approx X$$

Esta omisión perfectamente admisible simplifica el cálculo.

- c) Potencia de cortocircuito

En todo tipo de instalación eléctrica es de primordial importancia conocer la potencia de cortocircuito que se presenta en el lugar de montaje. De los resultados de cálculo, permitirá la selección de los

(1) Siemens - Richard Roeper.

Las Corrientes de Cortocircuito en las Redes Trifásicas. Pág.29

(2) Manual AEG - Capítulo VII, Acápite 7.7, Pág. 393.

interruptores de potencia, desconectadores, transformadores y demás equipos.

El grado de sollicitación por cortocircuito depende de la interconexión de la red y las repercusiones de las corrientes de cortocircuito, determinan sollicitaciones mecánicas y térmicas, además sollicitación del interruptor de potencia en fase de desenganche por la potencia que se libera en el arco de ruptura.

Para los cálculos de las corrientes de cortocircuito usaremos las fórmulas dadas por VDE 102/9.62⁽¹⁾ que se aplican a instalaciones mayores de 1 KV.

Procedimiento:

- 1) Determinar la resistencia de la vía de cortocircuito por cada fase, a partir de resistencias individuales.
- 2) Calcular la corriente alterna inicial de cortocircuito ($I_{cc_{3\phi}}$) en el lugar de cortocircuito.
- 3) Calcular la corriente de cortocircuito de choque (I_s).
- 4) Calcular la corriente alterna de ruptura.
- 5) Calcular la potencia de cortocircuito en el punto de falla (N_{cc}).

(1) Manual AEG, Pág. 392.

En cuanto a (1) por lo regular son conocidas las tensiones dispersas de choque de los generadores (reactancia inicial o reactancia longitudinal subtransitoria) y las tensiones de cortocircuito de los transformadores; a base de ellas se calcula la resistencia ohmios/fase.

$$X''_G = \left(\frac{X''_d}{100} \right) \times \frac{U_N^2}{N_{NG}} \quad \text{Resistencia ohmica despreciable, en razón de que } \frac{R}{X''_d} \approx 0.03$$

$$X_T = \left(\frac{\epsilon}{100} \right) \times \frac{U_N^2}{N_{NG}}$$

- donde:
- U_N : Tensión nominal KV.
 - N_N : Potencia nominal MVA.
 - X''_d : Tensión dispersa de choque de los generadores en %.
(Reactancia subtransitoria relativa).
 - ϵ : Tensión de cortocircuito de transformadores en %.

Todas las resistencias de la vía de cortocircuito se ponen en relación con una misma tensión denominada de Tensión de Base (U_B), por la relación:

$$X_2 = X_1 \left(\frac{U_2}{U_B} \right)^2$$

Con respecto a (2) la corriente inicial de cortocircuito en KA, ($I_{cc_{3\phi}}$) se determina por:

$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{U_N}{\sqrt{3} X_{Falla}}$$

Por las consideraciones expuestas en "a" únicamente son de nuestro interés las corrientes de cortocircuito trifásicas, sin embargo debe indicarse que las corrientes de cortocircuitos asimétricos emplea el método de las componentes simétricas. Para cálculos aproximados se pueden utilizar fórmulas que presuponen que: La impedancia adicional sea igual a la contra impedancia, lo cual no es así, en los Generadores y Motores únicamente.

Corriente alterna inicial de cortocircuito bipolar sin contacto a tierra:

$$I_{cc_{2\phi}} = \frac{V}{2 X}$$

Corriente alterna inicial de cortocircuito bipolar con contacto a tierra:

$$I_{cc_{2\phi_t}} = \frac{\sqrt{3} V}{X + 2 X_o} \sqrt{0.25 + \frac{1}{3} \left(0.5 + \frac{X_o^2}{X}\right)}$$

Corriente alterna inicial de cortocircuito a través de tierra y sistema de conductores de tierra en caso de cortocircuito bipolar a tierra:

$$I_{cc_{2\phi_{tE}}} = \frac{\sqrt{3} V}{X + 2 X_0}$$

Corriente alterna de cortocircuito unipolar a tierra:

$$I_{cc_{1\phi_{tE}}} = \frac{\sqrt{3} V}{2 X + X_0}$$

X_0 existe ahí para la reactancia cero.

Corriente de cortocircuito de choque (I_s)

La corriente de cortocircuito de choque surge por un súbito cambio de estado en el circuito de corriente al producirse un cortocircuito y viene dado por la suma aritmética del valor de cresta de la corriente alterna inicial de cortocircuito y del órgano superpuesto de corriente continua. Su magnitud depende del instante en que tiene lugar la falla y el amortiguamiento en el circuito de corriente y se calcula por:

$$I_s = \alpha \sqrt{2} I_{cc}$$

α : Variable en la práctica de (1 a 1.8), es función de la relación (R/X) y la fórmula es válida para todos los tipos de falla señalados (1).

Corriente de ruptura (I_a)

Es el valor efectivo de la corriente alterna que fluye por el interruptor de potencia en el momento de la primera separación de contactos, su magnitud es dependiente de la demora de maniobra del interruptor de potencia en fase de desenganche, del orden de 0.1 a 0.2 segundos según el tipo de protección y de interruptor adoptado; se calcula por:

$$I_a = \mu I_{cc}$$

donde el coeficiente μ es función de los tiempos de ruptura, conociéndose previamente la relación (I_{cc}/I_N).

- d) Teniendo presente que la oferta de potencia para el período 1986-1992 estará dada únicamente por la Central Térmica Las Mercedes de la ciudad de Tumbes, se efectuarán los cálculos de cortocircuito para las configuraciones obtenidas para los años 1986, 1988 y referencialmente para el año 2000.

En las láminas N°3-4, N°3-5 y N°3-6 se muestran los diagramas de impedancia de secuencia positiva, referidas a una Tensión Base de 10 KV, que permitirá determinar el nivel de po-

tencia de cortocircuito con que se encuentra actualmente y que se alcanzará en las barras de 10 KV de la Central Térmica de Tumbes y en las barras de 33 KV y 10 KV de las subestaciones principales de relación 33/10 KV Tumbes, Puerto Pizarro, Zarumilla, Corrales, La Cruz y Zorritos.

En cuanto a los valores de reactancia empleados en los diagramas, han sido obtenidos de las placas de los generadores y transformadores de las instalaciones existentes, para aquellos equipos que no se encontraron y para los de ampliación se utilizaron parámetros típicos.

3.3.2 Cálculo de las impedancias de los elementos en servicio

El cálculo se efectuará con la tensión relativa o de base 10 KV, para el cálculo de impedancias absolutas, (ohmios/fase).

Impedancia de los generadores y transformadores instalados en bloque

Grupos Skodas N°1-2-3 y 4

$$X''_G = 15$$

$$N_G = 1.38 \text{ MVA}$$

$$\epsilon_T = 6.1$$

$$V_B = 10 \text{ KV}$$

$$\begin{aligned} X''_{G_{10}} &= \left(\frac{X''_G}{100} \right) \frac{V_B^2}{N_G} \\ &= \left(\frac{15}{100} \right) \frac{100}{1.38} \end{aligned}$$

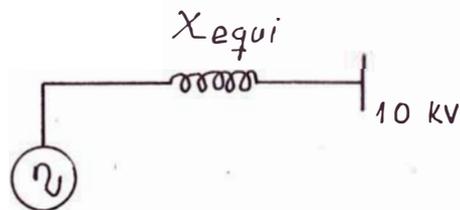
$$X''_{G_{10}} = 10.86 \text{ ohmios.}$$

$$X_T = \left(\frac{6.1}{100} \right) \frac{100}{1.6}$$

$$X_{T_{10}} = 3.81 \text{ ohmios.}$$

$$X_{eq} = X''_{G_{10}} + X_T$$

$$X_{eq} = 14.67 \text{ ohmios.}$$



Para los grupos Skodas N°5 y N°6, así como para el grupo EMD y grupo Caterpillar, se efectuaron similares cálculos, que se resumen en el siguiente Cuadro N°3-3.

IMPEDANCIAS DE GENERADORES Y TRANSFORMADORES
INSTALADOS EN BLOQUE

GRUPOS	N_G (MVA)	X''_G (%)	N_T (MVA)	ϵ (%)	K_G (OHM)	X_T (OHM)	X_{equi} (OHM)
SKODAS 1-2-3-4 C.T.T	1.380	15.00	1.69	6.10	10.86	3.81	14.63
SKODAS 5-6 C.T.T	1.380	15.00	1.60	5.40	10.86	3.37	14.23
GM/EMD C.T.T	3.125	15.00	3.00	5.70	4.80	1.90	6.70
CATERPI LLAR C.T.T	1.00	4.1	1.00	4.90	4.10	4.90	9.00
RUSTON C.T. ZO RRITOS	0.937	11.69	1.25	4.40	12.48	3.52	16.00
CATERPI LLAR C.T. ZA RUMILLA	0.219	15.00	0.400	4.00	68.00	10.00	78.00

V_{BASE} : 10 KV.

C.T.T. : Central Térmica de Tumbes.

3.3.3 Cálculo de corriente y potencia de cortocircuito trifásico

Los cálculos serán realizados para máxima generación-máxima corriente de falla, cuando operan todas las unidades de generación y para mínima generación-mínima corriente de falla cuando no opera el grupo de mayor potencia.

En el presente la subestación Tumbes cuenta con un transformador de potencia 2.5 MVA que será trasladado a la subestación de Corrales cuando se instale en la subestación Tumbes un nuevo transformador de 6 MVA; por lo que se analizará el sistema después de las ampliaciones a realizar.

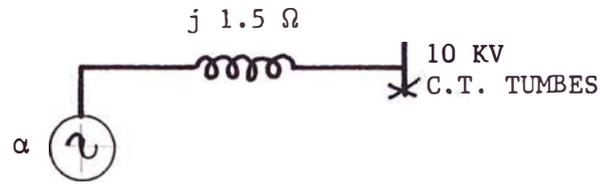
Corriente y potencia de cortocircuito en barras de 10 KV Central Térmica Tumbes

Año 1986

- Para máxima generación-máxima corriente de falla.

$$V_N = 10 \text{ KV} \quad X_{\text{eqq}} = 1.5 \text{ ohmios.}$$

El circuito theveni equivalente:



$$I_{cc_{3\phi}} = \frac{V}{\sqrt{3} X''}$$
$$= \frac{10}{\sqrt{3} \times 1.5}$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 3.854 \text{ KA}$$

$$I_s = 1.8 \sqrt{2} I_{cc_{3\phi}}$$
$$= 2.5 \times 3.854$$

$$I_s = 9.6 \text{ KA}$$

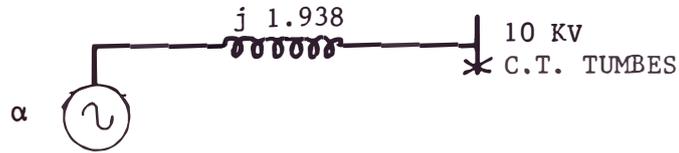
$$N_{cc} = \sqrt{3} V I_{cc_{3\phi}}$$
$$= \sqrt{3} \times 10 \times 3.854$$

$$N_{cc} = 66.6 \text{ MVA}$$

- Para mínima generación-mínima corriente de falla.

$$V_N = 10 \text{ KV} \quad X_{eq} = 1.938 \text{ ohmios.}$$

Circuito theveni equivalente.



$$I_{cc\ 3\phi} = \frac{10}{\sqrt{3} \times 1.938}$$

$$I_{cc\ 2\phi} = 2.938 \text{ KA}$$

$$I_s = 7.457 \text{ KA}$$

$$N_{cc} = 51.610 \text{ MVA}$$

Similares cálculos se realizan para el año 1988 y 2000, resumiendose los resultados en el siguiente cuadro.

CUADRO N°3-6

AÑO	GENERACION	V _N (KV)	Z _{eqf} (OHM)	I _{cc} _{3φ} (KA)	I _s (KA)	N _{cc} (MVA)
1986	MAX	10	1.500	3.854	9.600	66.60
	MIN	10	1.938	2.983	7.457	51.61
1988	MAX	10	0.730	7.918	19.795	138.98
	MIN	10	1.500	3.854	9.600	66.60
2000	MAX	10	0.357	16.168	32.338	279.72
	MIN	10	0.477	12.126	30.316	209.78

Del Cuadro N°3-6 se concluye que el equipamiento actual de la central está diseñado para una

potencia de cortocircuito de 300 MVA los que tendrán una vida útil hasta el final del período de estudio, el equipamiento adicional deberá ser diseñado para una potencia de cortocircuito de 300 MVA.

Corriente y potencia de cortocircuito en las subestaciones principales de 33/10 KV

Para el cálculo se realizará la configuración del sistema eléctrico donde se indicarán las impedancias de los elementos en servicio ya calculadas, para los años 1986 y 1988; teniendo en consideración la central eléctrica y las líneas de alimentación a las subestaciones mencionadas, donde se señalará los puntos en que se analizarán las fallas.

Línea Tumbes - Puerto Pizarro - Zarumilla

En la lámina N°3-7 se muestra el esquema eléctrico de fallas de la línea Tumbes-Puerto Pizarro-Zarumilla y las condiciones de falla se seleccionaron tomando en cuenta la configuración de operación normal del sistema que se muestra en el plano N°3-1 y plano N°3-2.

En el Cuadro N°3-7 se detalla los resultados del cálculo de cortocircuito, para las condi

ciones de falla fijados en el esquema eléctrico de la línea Tumbes-Puerto Pizarro-Zarumilla. (Ver lámina N°3-7).

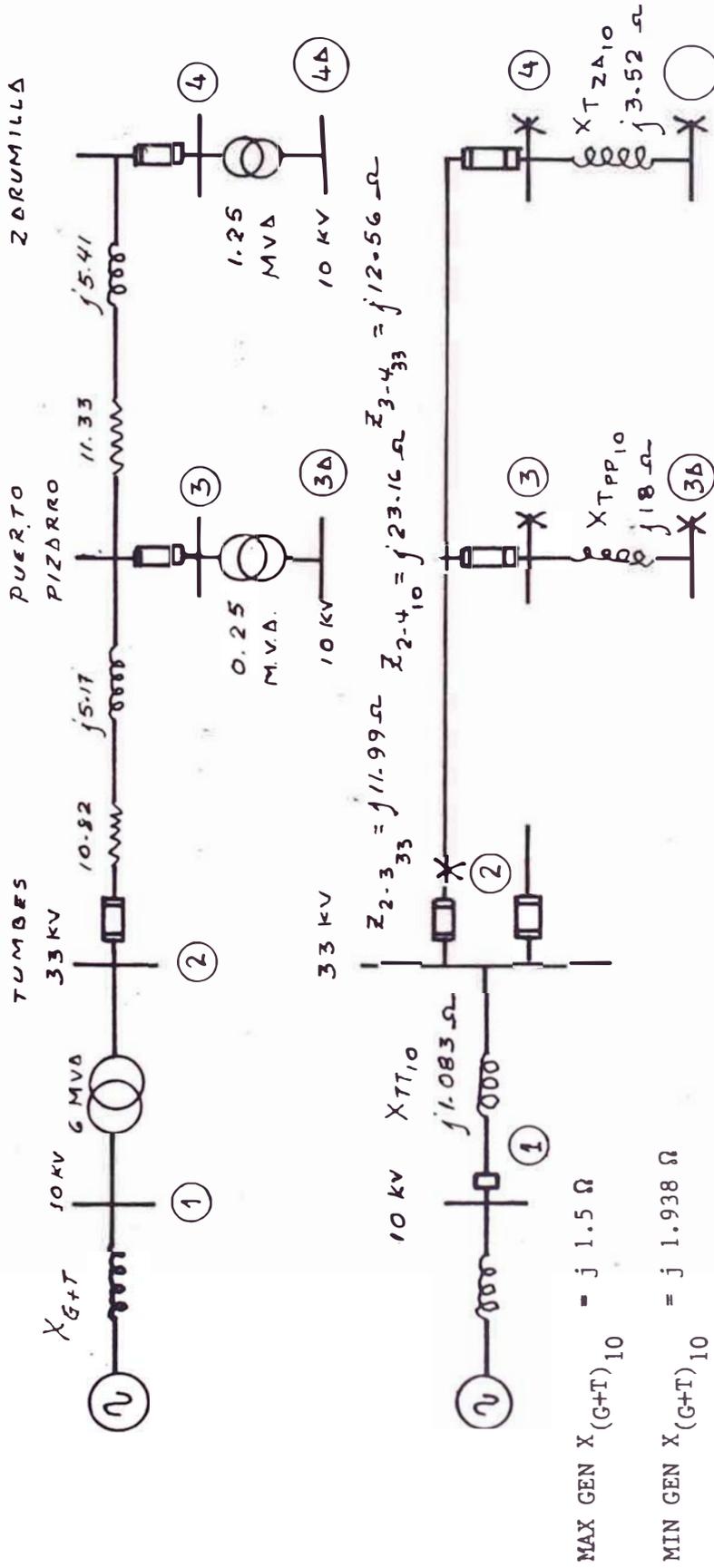
Línea Tumbes - Corrales - La Cruz - Zorritos

Similarmente en la configuración del sistema eléctrico de la línea. (Ver lámina N°3-8).

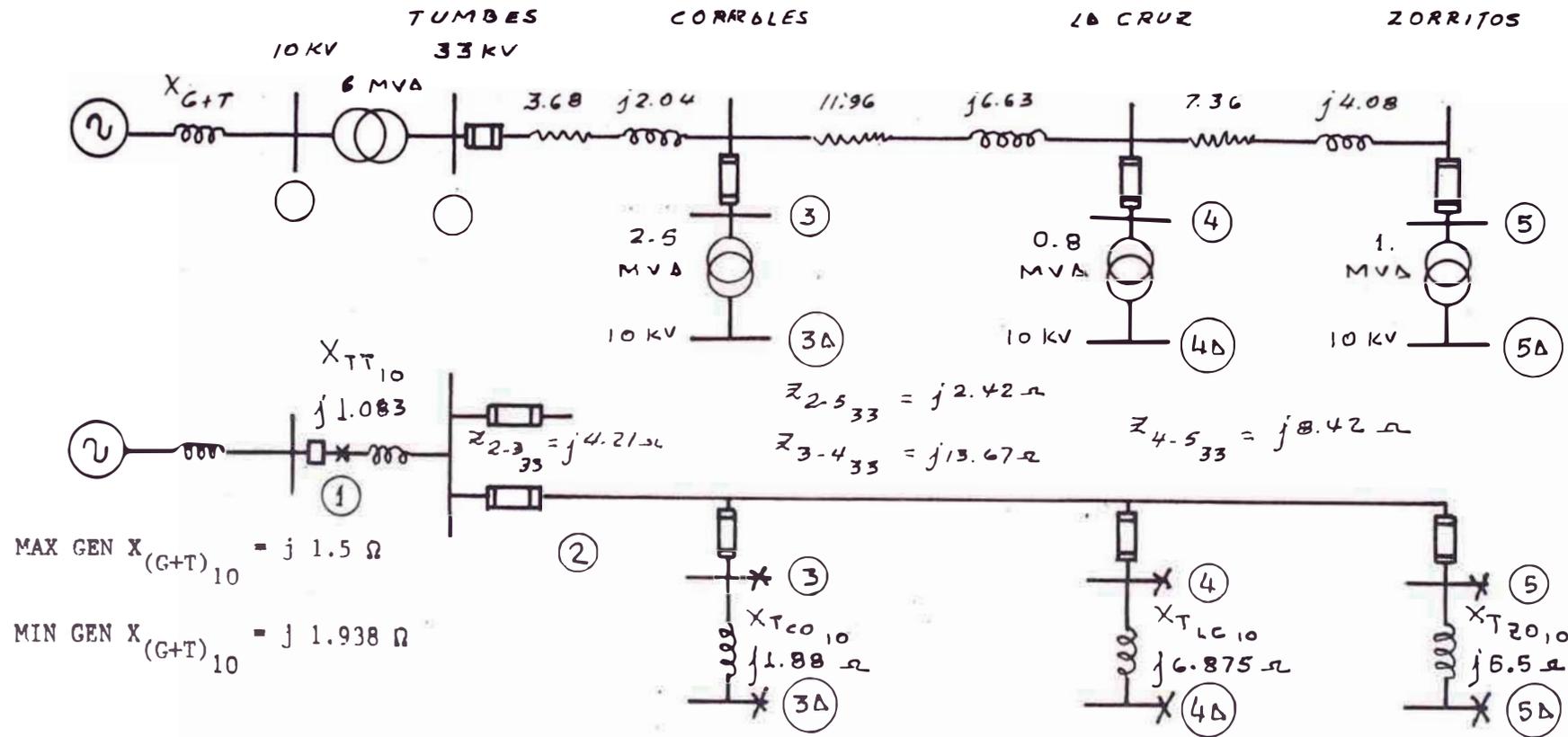
Las condiciones de falla fueron seleccionados tomando en cuenta las condiciones de operación normal del sistema que se muestra en el plano N°3-1 y plano N°3-2.

En el Cuadro N°3-8 se detalla los resultados del cálculo de cortocircuito, para las condiciones de fallas señalados en el esquema eléctrico de la línea Tumbes-Corrales-La Cruz-Zorritos. (Ver lámina N°3-8).

ESQUEMA ELECTRICO DE FALLAS LINEA TUMBES - PUERTO PIZARRO - ZARUMILLA



ESQUEMA ELECTRICO DE FALLAS LINEA TUMBES - CORRALES - LA CRUZ - ZORRITOS



CORRIENTE Y POTENCIA DE CORTOCIRCUITO LINEA TUMBES - PUERTO PIZARRO - ZARUMILLA

PUNTO DE FALLA	GENERACION	$X_{G+T_{10}}$ (OHM)	$X_{G+T_{33}}$ (OHM)	$X_{TT_{10}}$ (OHM)	$X_{TT_{33}}$ (OHM)	$X_{LT-PP_{33}}$ (OHM)	$X_{LT-PP_{10}}$ (OHM)	$X_{LPP-ZA_{33}}$ (OHM)	$X_{LPP-ZA_{10}}$ (OHM)
1	MAX GEN	1.5	-	-	-	-	-	-	-
	MIN GEN	1.938	-	-	-	-	-	-	-
2	MAX GEN	-	16.35	-	11.79	-	-	-	-
	MIN GEN	-	21.10	-	11.79	-	-	-	-
3	MAX GEN	-	16.35	-	11.79	11.99	-	-	-
	MIN GEN	-	21.10	-	11.79	11.99	-	-	-
3A	MAX GEN	1.5	-	1.083	-	-	1.10	-	-
	MIN GEN	1.938	-	1.083	-	-	1.10	-	-
4	MAX GEN	-	16.35	-	11.79	-	-	-	-
	MIN GEN	-	21.10	-	11.79	-	-	-	-
4A	MAX GEN	1.5	-	1.083	-	-	-	-	-
	MIN GEN	1.938	-	1.083	-	-	-	-	-

PUNTO DE FALLA	GENERACION	$X_{LT-ZA_{33}}$ (OHM)	$X_{LT-ZA_{10}}$ (OHM)	$X_{T_{PP_{10}}}$ (OHM)	$X_{T_{ZA_{10}}}$ (OHM)	X_{FALLA} (OHM)	V_N (KV)	$I_{cc_{3\phi}}$ (KA)	N_{cc} (MVA)
1	MAX GEN	-	-	-	-	1.500	10	3.854	66.60
	MIN GEN	-	-	-	-	1.938	10	2.983	51.60
2	MAX GEN	-	-	-	-	28.140	33	0.678	38.70
	MIN GEN	-	-	-	-	32.890	33	0.580	33.11
3	MAX GEN	-	-	-	-	40.130	33	0.475	27.14
	MIN GEN	-	-	-	-	44.880	33	0.425	24.26
3A	MAX GEN	-	-	18	-	21.680	10	0.267	4.62
	MIN GEN	-	-	18	-	22.166	10	0.261	4.52
4	MAX GEN	23.16	-	-	-	51.300	33	0.372	21.22
	MIN GEN	23.16	-	-	-	56.050	33	0.340	19.43
4A	MAX GEN	-	2.25	-	3.52	8.353	10	0.692	11.97
	MIN GEN	-	2.25	-	3.52	8.791	10	0.657	11.38

RESULTADOS CALCULOS DE CORRIENTES Y POTENCIAS DE CORTOCIRCUITOS
 EN LA LINEA TUMBES - CORRALES - LA CRUZ - ZORRITOS

PUNTO DE FALLA	GENERACION	$X_{G+T_{10}}$ (OHM)	$X_{G+T_{33}}$ (OHM)	$X_{TT_{10}}$ (OHM)	$X_{TT_{33}}$ (OHM)	$X_{LT-CO_{33}}$ (OHM)	$X_{LTCO_{10}}$ (OHM)	$X_{LCO-LC_{33}}$ (OHM)
1	MAX GEN	1.5	-	-	-	-	-	-
	MIN GEN	1.938	-	-	-	-	-	-
2	MAX GEN	-	16.35	-	11.79	-	-	-
	MIN GEN	-	21.10	-	11.79	-	-	-
3	MAX GEN	-	16.35	-	11.79	4.21	-	-
	MIN GEN	-	21.10	-	11.79	4.21	-	-
3A	MAX GEN	1.5	-	1.083	-	-	0.39	-
	MIN GEN	1.938	-	1.083	-	-	0.39	-
4	MAX GEN	-	16.35	-	11.79	4.21	-	13.67
	MIN GEN	-	21.10	-	11.79	4.21	-	13.67
4A	MAX GEN	1.5	-	1.083	-	-	0.39	-
	MIN GEN	1.938	-	1.083	-	-	0.39	-
5	MAX GEN	-	16.35	-	11.79	-	-	-
	MIN GEN	-	21.10	-	11.79	-	-	-
5A	MAX GEN	1.5	-	1.083	-	-	-	-
	MIN GEN	1.938	-	1.083	-	-	-	-

PUNTO DE FALLA	GENERACION	$X_{LCOLC_{10}}$ (OHM)	$X_{L_{LCZO_{33}}}$ (OHM)	$X_{L_{LCZO_{10}}}$ (OHM)	$X_{LT-ZO_{33}}$ (OHM)	$X_{LT-ZO_{10}}$ (OHM)	$X_{TCO_{10}}$ (OHM)
1	MAX GEN	-	-	-	-	-	-
	MIN GEN	-	-	-	-	-	-
2	MAX GEN	-	-	-	-	-	-
	MIN GEN	-	-	-	-	-	-
3	MAX GEN	-	-	-	-	-	-
	MIN GEN	-	-	-	-	-	-
3A	MAX GEN	-	-	-	-	-	1.88
	MIN GEN	-	-	-	-	-	1.88
4	MAX GEN	-	-	-	-	-	-
	MIN GEN	-	-	-	-	-	-
4A	MAX GEN	1.26	-	-	-	-	-
	MIN GEN	1.26	-	-	-	-	-
5	MAX GEN	-	-	-	23.16	-	-
	MIN GEN	-	-	-	23.16	-	-
5A	MAX GEN	-	-	-	-	2.13	-
	MIN GEN	-	-	-	-	2.13	-

PUNTO DE FALLA	GENERACION	X_{TLC10} (OHM)	X_{TZ10} (OHM)	X_{FALLA} (OHM)	V_N (KV)	$I_{cc3\phi}$ (KA)	N_{cc} (MVA)
1	MAX GEN	-	-	1.500	10	3.854	66.66
	MIN GEN	-	-	1.938	10	2.983	51.59
2	MAX GEN	-	-	28.140	33	0.678	38.70
	MIN GEN	-	-	32.890	33	0.580	33.11
3	MAX GEN	-	-	32.350	33	0.589	33.66
	MIN GEN	-	-	37.100	33	0.514	29.35
3A	MAX GEN	-	-	4.853	10	1.191	20.60
	MIN GEN	-	-	5.291	10	1.092	18.90
4	MAX GEN	-	-	46.020	33	0.414	23.66
	MIN GEN	-	-	50.770	33	0.376	21.45
4A	MAX GEN	6.875	-	11.108	10	0.520	9.00
	MIN GEN	6.875	-	11.546	10	0.501	8.66
5	MAX GEN	-	-	51.130	33	0.373	21.29
	MIN GEN	-	-	56.050	33	0.340	19.43
5A	MAX GEN	-	5.5	10.213	10	0.566	9.79
	MIN GEN	-	5.5	10.651	10	0.543	9.39

3.4 COORDINACION DE LA PROTECCION

Los principios de protección en distribución contempla principalmente la protección del equipo de más alto costo (el transformador); además proteger la red de alta y media tensión previendo la correcta coordinación de los dispositivos de protección.

En la protección de transformadores de potencia se emplean fusibles, que están destinados a dar protección contra fallas en bornes de 33 KV de los transformadores o contra fallas internas. En el nivel de 10 KV se utilizan interruptores de recierre (Recloser) adecuados para eliminar fallas transitorias.

Premisas para una adecuada protección:

- Selectividad.- Ante una falla debe quedar aislada únicamente la parte fallada.
- Sensibilidad y Seguridad.- Una correcta y oportuna actuación de los dispositivos de protección.
- Estabilidad.- La protección debe funcionar únicamente en los casos requeridos, manteniéndose pasiva en cualquier otra situación.

3.4.1 Procedimiento

La curva característica del fusible de 33 KV (tiempo total de fusión) que protegerá al transformador debe quedar en el gráfico a la izquierda del punto que indica la máxima resistencia del transformador a los efectos tér

nicos de una corriente de cortocircuito de 20 veces la corriente nominal durante 2 segundos (ITINTEC-370.002.CEI 76).

Se considera que con los fusibles empleados, no es posible obtener una protección satisfactoria contra sobrecargas. Por lo que no se establecen límites precisos de resistencia del transformador en este rango.

Debe considerarse también que la curva característica del fusible de 33 KV (tiempo inicial de fusión) esté a la derecha del punto que indica doce veces la corriente nominal en 0.1 segundos, considerado como corriente de inserción del transformador.

La curva de actuación de los interruptores de recierre (Recloser), debe quedar entre la curva del fusible de 33 KV (mínimo tiempo de fusión) y el fusible tipo K de 10 KV.

En el Cuadro N°3-9 se observa las corrientes de inserción y de cortocircuito para seleccionar fusibles de protección para transformadores, la máxima demanda por subestación y corriente de carga para el año uno.

No habiendo sido posible obtener las curvas de actuación de fusibles de expulsión para el

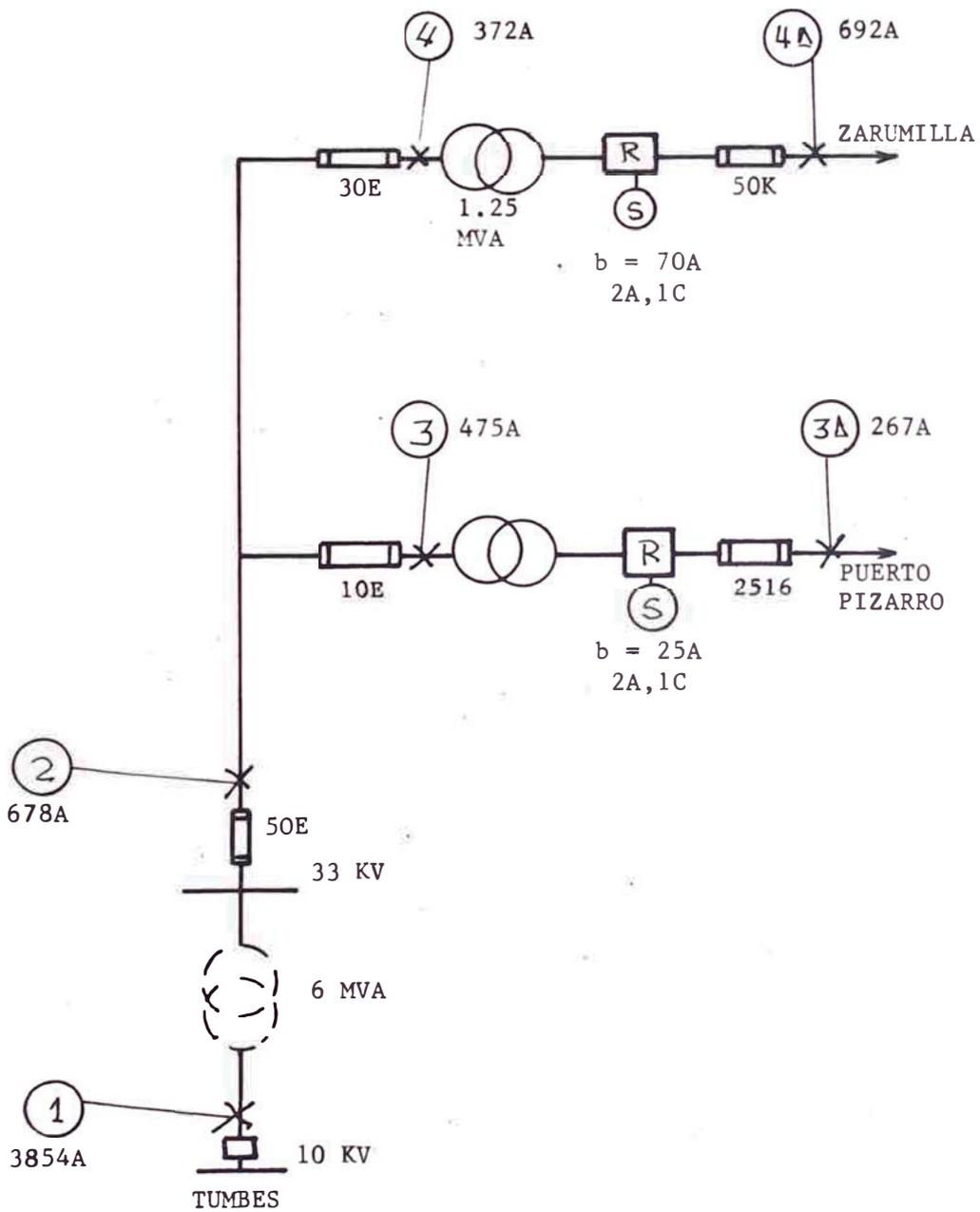
nivel de 33 KV la regulación de los fusibles seleccionados, que brindan protección en los niveles de cortocircuito, para corrientes de falla calculados y que se muestran en la lámina N°3-8 deberán fundirse en el tiempo de 0.1 segundos que es menor a los tiempos de actuación por sobreintensidad de los relés de mando para protección de los grupos de generación y salida N°7 alimentadora.

En las láminas N°3-9, N°3-10 y N°3-11 se ha esquematizado los sistemas eléctricos para las líneas de 33 KV, las condiciones de falla, niveles de cortocircuito encontrados y las capacidades de los fusibles de protección seleccionados.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO Y DE INSERCIÓN EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

DESCRIPCION	POTENCIA TRANSFORMADOR (KVA)	CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA (Ip) (A)	CORRIENTE DE C.C. EN A.T. 20 Ip (2 seg) (A)	CORRIENTE DE INSERCIÓN 12 Ip (0.1 seg) (A)	POTENCIA MAXIMA DEMANDA 1986 (KW)	CORRIENTE DE CARGA EN M.D. 1986 (A)	FUSIBLE DE PROTECCION TIPO G.E.	FUSIBLE DE ALTA TENSION TIPO G.E.
S.E. PUERTO PIZARRO	250	4.38	87.60	52.60	77	1.53	10 E	10 E
S.E. ZARUMILLA	1250	21.89	437.90	262.74	990	19.70	30 E	30 E
LINEA TUMBES-ZARUMILLA	-	26.27	525.50	-	-	-	50 E	50 E
S.E. CORRALES	2500	49.76	995.24	597.14	1090	21.70	50 E	50 E
S.E. LA CRUZ	850	14.01	282.00	168.15	396	7.88	20 E	20 E
S.E. ZORRITOS	1000	17.52	350.40	210.24	450	8.96	20 E	20 E
LINEA TUMBES-ZORRITOS	-	41.54	1627.40	975.53	-	-	65 E	65 E

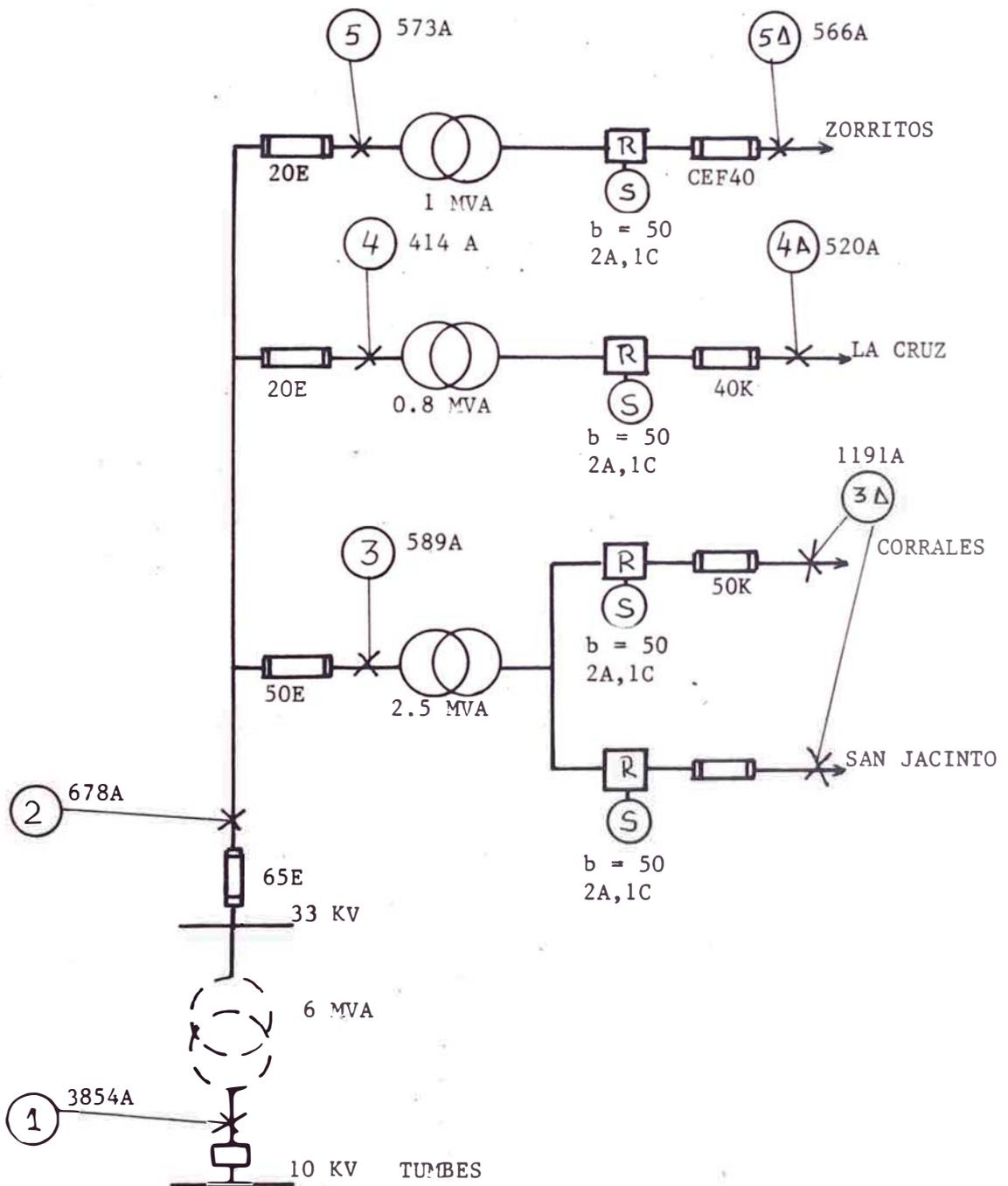
COORDINACION DE LA PROTECCION LINEA 33 KV
TUMBES - PUERTO PIZARRO - ZARUMILLA



LAMINA N°3-10

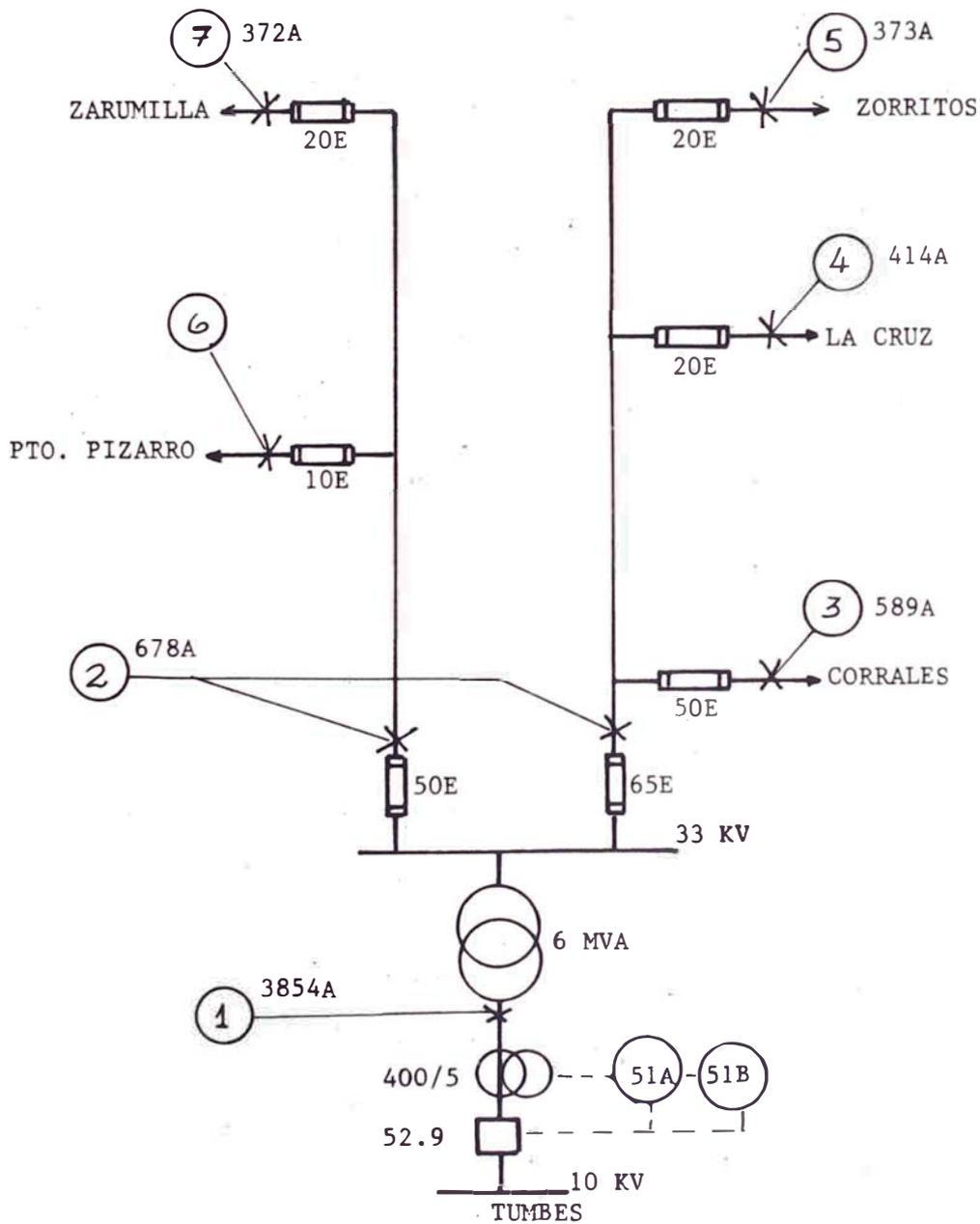
COORDINACION DE LA PROTECCION LINEA 33 KV

TUMBES - CORRALES - LA CRUZ - ZORRITOS



LAMINA N°3-11

COORDINACION DE LA PROTECCION LINEAS DE
33 KV Y SUBESTACIONES 33/10 KV



C U A D R O D E A J U S T E S D E R E L E S

GRUPOS Y SALIDAS	DISPOSITIVO N°	TRANSF. DE CORRIENTE	MODELO	RELE RANGO	AJUSTE
SKODAS	R1-1	100/5A	A-32	(0.8-2) I _N	0.8 I _N , 1.5 seg
N°52-2			I _N = 20 A	0.4-6 seg	
N°52-7	R1-2	100/5A	AM-32	(0.8-2) I _N	1 I _N , 6 seg
GM/EMD	R12-1	100/5A	A-32	(0.8-2) I _N	0.8 I _N , 1.2 seg
N°52-12	R12-2	100/5A	AM-32	0.4-6 seg	1 I _N , 3 seg
CATERPILLAR	R8-1	50/5A	A-32	(0.8-2) I _N	0.8 I _N , 1.5 seg
N°52-8	R8-2	50/5A	AM-32	0.4-6 seg	1 I _N , 6 seg
SALIDA A PAM PAS DE HOSPITAL	R10-1	100/5A	A-32	(0.8-2) I _N	1.7 I _N , 1.5 seg
	R10-2	100/5A	AM-32	0.4-6 seg	2 I _N , 6 seg
SALIDA A SIS TEMA 33 KV	R7-1	400/5A	A-32	(0.8-2) I _N	1.1 I _N , 2 seg
	R7-2	400/5A	AM-32	0.4-6 seg	2 I _N , 6 seg

NOTA.- Las salidas a la red primaria de Tumbes, deberán operar en tiempos menores que los disyuntores de los grupos de generación o en tiempos mayores pero para menos intensidades de corriente de falla.

3.4.2 Coordinación de la Protección en la Subestación Tumbes

La subestación Tumbes será ampliada su capacidad de 2500 a 6000 KVA y se mantendrá la alimentación a la misma de la celda en 10 KV existente en la actualidad para dicha subestación; debiendo reemplazarse los transformadores de intensidad existentes de 200-100/5/5A por nuevos de 400-200/5/5A. La protección se efectuará mediante dos relés de sobreintensidad de tiempo indefinido existentes R7 1 y R7-2 cuyos ajustes se procederán a calcular:

$$I_{N_{\text{TRAFO}}} = 346 \text{ A (10 KV)}$$

6 MVA

$$= 105 \text{ A (33 KV)}$$

$$1.2 I_{N_{\text{TRAFO}}} = 126 \text{ A}$$

6 MVA

Características de los relés

RELE			RANGO	AJUSTE	I_{NOMINAL}
Nº	Tipo	Modelo			
RT-1	51 A	A-32	(0.8-2) I_N (0.4-6) seg	1.1 I_N , 2 seg	20 A
RT-1	51 B	AM-32	(0.8-2) I_N (0.4-6) seg	1 I_N , 6 seg	5 A

		10 KV	33 KV
$I_{N_{RELE}}$ 51 A	= 20 A	(1600 A)	(484 A)
$I_{N_{RELE}}$ 51 B	= 5 A	(400 A)	(121 A)

Rangos de Regulación:

Relé 51 A : $I_N = 20 A$, dispara el disyuntor
52-9.

Regulación: 0.8 - 2 I_N
16 - 40
(387 A) - (970 A)

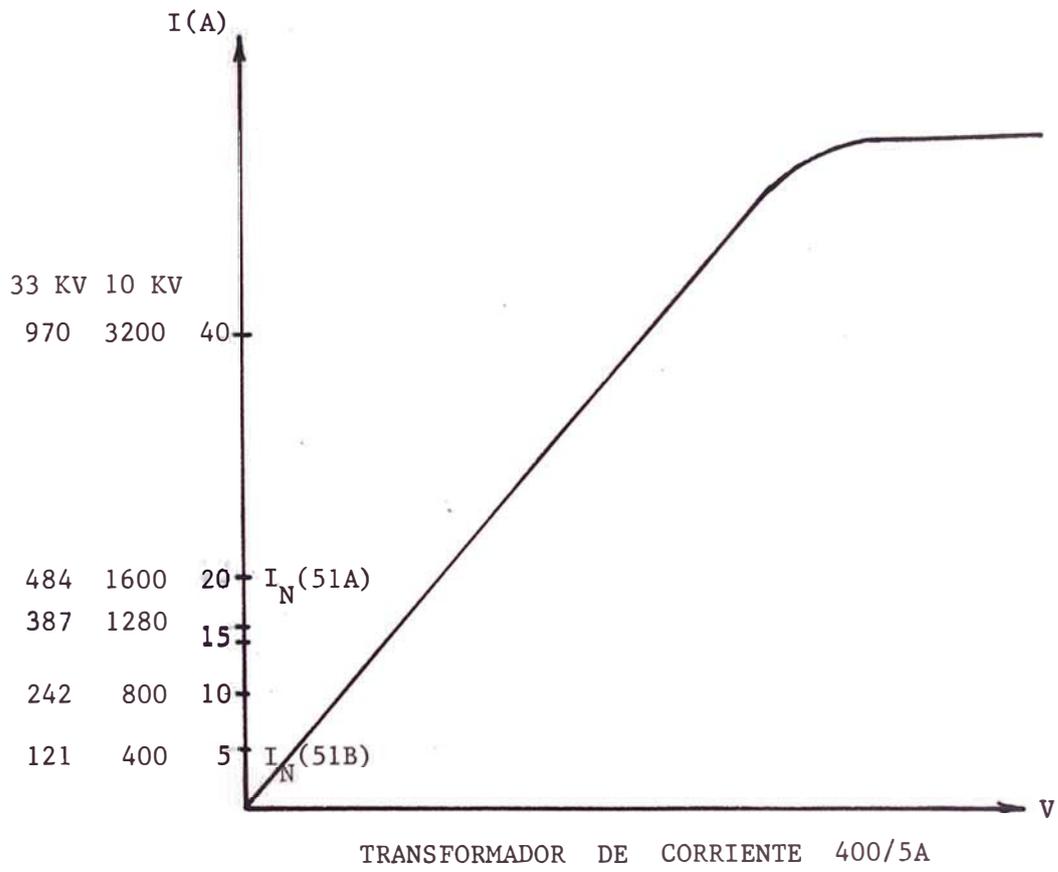
1.1 $I_N > 387$, t = 2 seg.

Relé 51 B : $I_N = 5 A$, dispara el disyuntor
52-9

Regulación: 0.8 - 2 I_N
4 A - 10 A
(121 A) - (242 A)

$I_N > 130 A$; t = 6 seg.

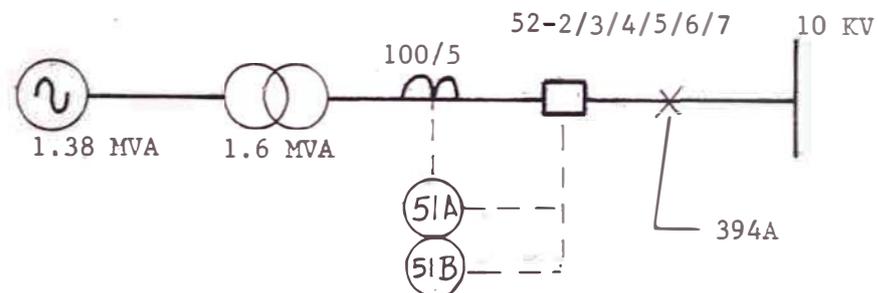
RANGOS DE REGULACION DE LAS RELES



3.4.3 Coordinación de la protección en la Central Térmica

Grupos Skodas

Al igual para la salida al sistema de 33 KV se analizará los rangos de calibración de los relés de sobreintensidad, que dan mando a los interruptores de potencia en reducido volumen de aceite con que cuenta cada grupo.



$$I_{N\text{TRAFO}} = 92 \text{ A}$$

1.6 MVA

$$1.2 I_N = 110 \text{ A}$$

Rangos de Regulación:

$$\text{Relé 51 A ; } I_N = 20 \text{ A}$$

$$\text{Regulación: } (0.8 - 2) I_N$$

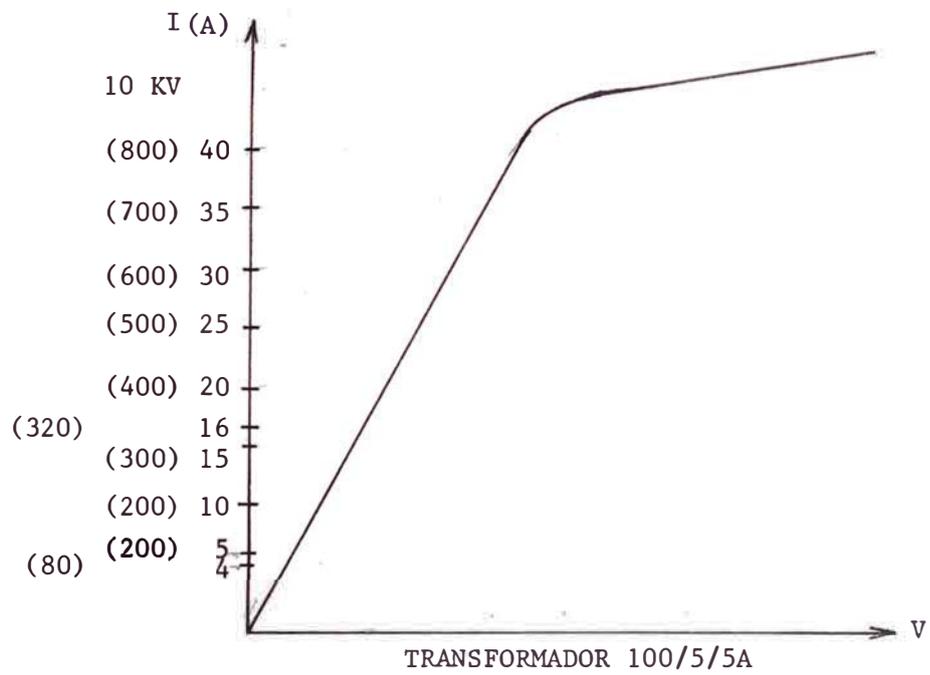
16 - 40 $I_{cc} = 394 \text{ A}$
(320 A) - (800 A)

$0.8 I_N > 400 \text{ A} ; t = 1.5 \text{ seg.}$

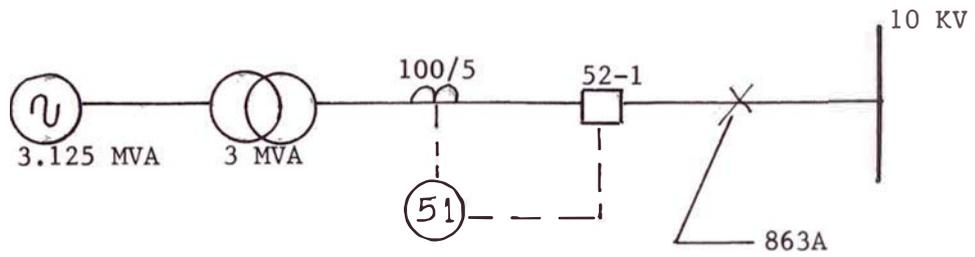
Relé 51 B ; $I_N = 5 \text{ A}$

Regulación: (0.8 - 2) I_N 0.4 , 6 seg.
4 - 10
(80 A) - (200 A)

$I_N > 100 ; t = 6 \text{ seg.}$



Grupo GM/EMD



$$I_N = 173 \text{ A}$$

TRFO
3 MVA

$$1.2 I_N = 207 \text{ A}$$

Relé 51 A ; $I_N = 20 \text{ A}$

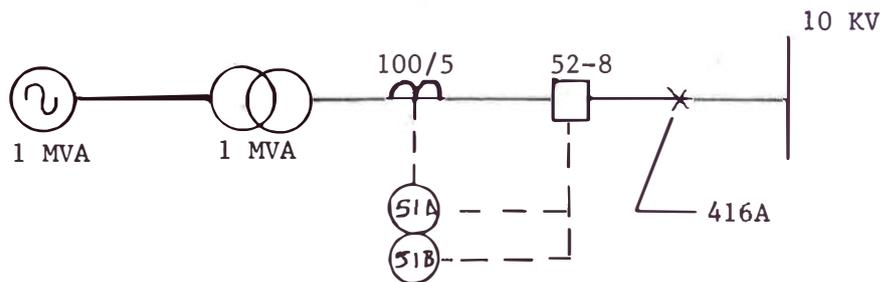
Regulación: (0.8 - 2) I_N 0.4 - 6 seg.

$$16 - 40$$

(320 A) - (800 A) $I_{cc} = 863 \text{ A}$

$$1.7 I_N = 294 \text{ A} ; t = 1.5 \text{ seg.}$$

Grupo Caterpillar



$$I_{N_{\text{TRAFO IMVA}}} = 58 \text{ A}$$

$$1.2 \quad I_N = 69 \text{ A}$$

Rangos de regulación:

$$\text{Relé 51 A} \quad ; \quad I_N = 20 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} \text{Regulación: } & (0.8 \quad - \quad 2) I_N \quad 0.4 - 6 \text{ seg.} \\ & 16 \quad - \quad 40 \\ & (320 \text{ A}) - (800 \text{ A}) \quad I_{cc} = 642 \text{ A} \end{aligned}$$

$$0.8 I_N > 320 \text{ A} \quad ; \quad t = 1.5 \text{ seg.}$$

$$\text{Relé 51 B} \quad ; \quad I_N = 5 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} \text{Regulación: } & (0.8 \quad - \quad 2) I_N \quad 0.4 - 6 \text{ seg.} \\ & 4 \quad - \quad 10 \\ & (80 \text{ A}) - (200 \text{ A}) \end{aligned}$$

$$0.8 I_N > 80 \text{ A} \quad ; \quad t = 6 \text{ seg.}$$

3.5 CALCULO DE PUESTA A TIERRA

3.5.1 Objeto

Los sistemas de puesta a tierra tienen por objeto conducir y dispersar los diferentes tipos de corrientes de falla y de dispersión, debiendo cumplir los siguientes requisitos:

- a) Reducir la resistencia de tierra a un valor suficientemente bajo, como para asegurar el funcionamiento satisfactorio de los relés, cuando se produce una falla a tierra de las subestaciones o a lo largo de las líneas de transmisión conectadas a éstas.
- b) La gradiente de potencial dentro y cerca de una subestación o de los soportes de las líneas, deberá ser tal que, ante la ocurrencia de una falla a tierra; la tensión de toque y de paso deberán ser inferiores a los niveles considerados peligrosos.
- c) El sistema de tierra debe ser diseñado de tal manera que las partes no conductoras de los equipos eléctricos (ejplo. armaduras y vainas de cables de baja tensión y de control) no sean sometidas a fuertes corrientes de falla.
- d) El sistema de tierra debe ser capaz de transportar la corriente máxima de falla a tierra, sin que se produzca sobrecalentamiento, daño mecánico o un excesivo secado del suelo alrededor de conductores o electrodos enterrados.

En resumen el diseño del sistema de puesta a tierra se define en dos partes:

- Asegurar que el sistema de tierra sea el adecuado para las tierras remotas.
- Asegurarse que el sistema de puesta a tierra se instale de tal manera que las tensiones producidas en el sistema de tierra, debido al flujo de corriente de falla no produzca diferencias de potencial que violen las condiciones b) y d).

3.5.2 Resistividad del terreno

Conocer la resistividad del terreno es muy difícil, por cuanto no es homogéneo y los valores de resistividad pueden variar grandemente, siendo diferente para los distintos tipos de terreno y está en función de la humedad, temperatura y contenido de sal adicionada.

Cálculos

Con fines de cálculo se determinará el sistema de puesta a tierra adoptado para la subestación Tumbes; cuya resistividad específica del terreno asumimos como de 100 ohmios-m como valor promedio.

Al presentarse un cortocircuito a tierra o

cuando se presentan fuertes corrientes de dispersión a través de una cadena de aisladores, la corriente se distribuye en el terreno creando una distribución de potencial de acuerdo con la distribución del terreno; considerando que la falla ocurre en la subestación Tumbes y que la corriente circula a través del sistema de puesta a tierra propagándose por el terreno, determinaremos los niveles adecuados de tensión de toque y tensión de paso.

Lo indicado se observa en la lámina N°3-12 donde se puede ver la distribución de potencial cuando se presenta una corriente de falla a través de un pórtico de la subestación. De los esquemas eléctricos se deduce:

3.5.3 Máxima Tensión de Toque Permisible

$$E_T = (\rho_H + 1.5 \rho_{si}) \frac{0.165}{\sqrt{t}}$$

donde:

ρ_H = Resistividad promedio del hombre de manos a pies o entre ambos pies (1000 ohmios).

ρ_{si} = Resistividad superficial del terreno dentro de la subestación (3000 ohm-m).

t = Tiempo de apertura de los relés
de potencia (0.171 seg).

$$E_T = (1000 + 1.5 \times 3.000) \frac{0.165}{\sqrt{0.171}}$$

$$E_T = 2,185.48 \text{ V}$$

3.5.4 Máxima Tensión de paso permisible

$$E_p = \frac{165 + \rho_{SE}}{\sqrt{t}}$$

donde:

ρ_{SE} : Resistividad superficial del terreno al exterior de la subestación (1000 ohm-m).

$$E_p = \frac{165 + 1000}{\sqrt{0.171}}$$

$$E_p = 2,817.27 \text{ V}$$

Datos para el cálculo

ρ_o : Resistividad del terreno (100 ohm-m).

I_{cc} : Corriente de cortocircuito (3854 A).

L : Longitud de la subestación (21 m).

A : Ancho de la subestación (15 m).

h : Profundidad de enterramiento de la red de tierra (1 m).

Resistencia de puesta a tierra teórica

$$R_T = 0.443 \frac{\rho_o}{V L \times A}$$

$$R_R = 0.443 \times \frac{100}{V 21 \times 15}$$

$$R_T = 2.49 \text{ ohmios.}$$

Cálculo del conductor

$$S = \frac{I_{cc}}{1973 \sqrt{\frac{\text{Log} \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}{33 T}}}$$

donde:

S : Sección en mm².

T_m : Máxima Temperatura permisible en °C.

T_a : Temperatura Ambiente en °C (30).

t : Tiempo de Apertura de Relás (0.171 seg).

La temperatura de fundición del cobre es 1083 °C, con un factor de seguridad alcanzamos T_m = 361°C y para el cálculo emplearemos la recomendación de las Normas VDE que indican como valor máximo permisible T_m = 200°C.

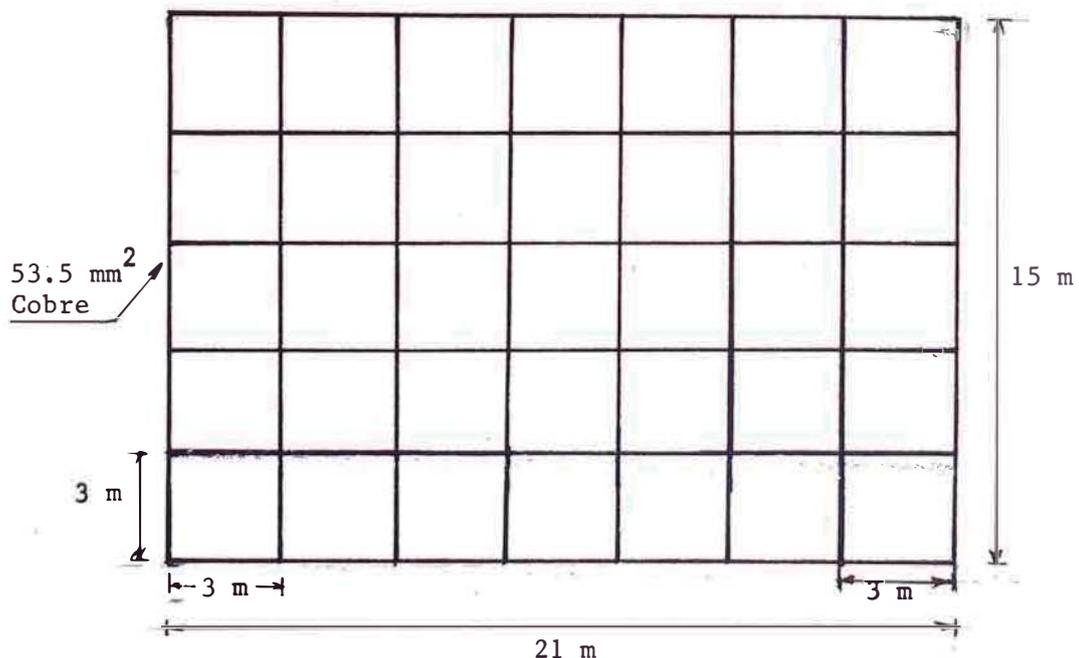
$$S = \frac{3854}{1973 \sqrt{\frac{\text{Log} \left(\frac{200 - 30}{234 + 30} + 1 \right)}{33 \times 0.171}}}$$
$$= \frac{3854}{1973 \times 0.1956}$$

$$S = 9.986 \text{ mm}^2 < 13.30 \text{ mm}^2$$

$$d = 4.67 \text{ mm.}$$

Según recomendaciones del Manual de Ingeniero Electricista de KNOWLTON la mínima sección que debe utilizarse para garantizar la seguridad de las conexiones, cuando se produzcan esfuerzos mecánicos es el 1/0 AWG (53-51 mm²-d=9.46 mm), el que emplearemos para la red de tierra.

Para la instalación de la malla adoptamos la siguiente configuración:



L = Longitud del conductor (246 m).

n = Número de conductores en paralelo (8).

d = Diámetro del conductor (0.00946 m).

h = Profundidad de instalación (1 m).

Valor Real de la Tensión de Toque

$$E_T = K_m K_i \frac{\rho_o}{L} I_{cc}$$

$$I_{cc} = 3854 \text{ A}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \text{Ln} \frac{D^2}{16 h d} + \frac{1}{\pi} \text{Ln} \left(\frac{3}{4}\right) \left(\frac{5}{6}\right) \left(\frac{2n-3}{2n-2}\right)$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 n$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \text{Ln} \left(\frac{9}{16 \times 1 \times 0.0946}\right) + \frac{1}{\pi} \text{Ln} \left(\frac{3}{4}\right) \left(\frac{5}{6}\right) \left(\frac{7}{8}\right) \left(\frac{9}{10}\right) \times \left(\frac{11}{12}\right) \left(\frac{13}{14}\right) =$$

$$\frac{1}{2\pi} \text{Ln} 59.46 + \frac{1}{\pi} \text{Ln} 0.4189$$

$$K_m = 0.3731$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 \times 8$$

$$K_i = 2.026 \rightarrow K_i = 2$$

$$E_T = 0.3731 \times 2 \times \frac{100}{246} \times 3854$$

$$E_T = 1196 < E_T \text{ (Permisible: 2,185.18 V).}$$

Valor Real de la Tensión de Paso

$$E_p = K_s K_i \frac{\rho_o}{L} I_{cc}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots + \frac{1}{(n-1)D} \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2} + \frac{1}{4} + \frac{1}{3} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} + \frac{1}{5} + \frac{1}{6} + \frac{1}{7} \right) \right]$$

$$K_s = 0.4104$$

$$E_p = 0.4104 \times 2 \times \frac{100}{246} \times 3,854$$

$$E_p = 1286 \text{ V} < E_p \text{ (Permisible: 2,817.27 V).}$$

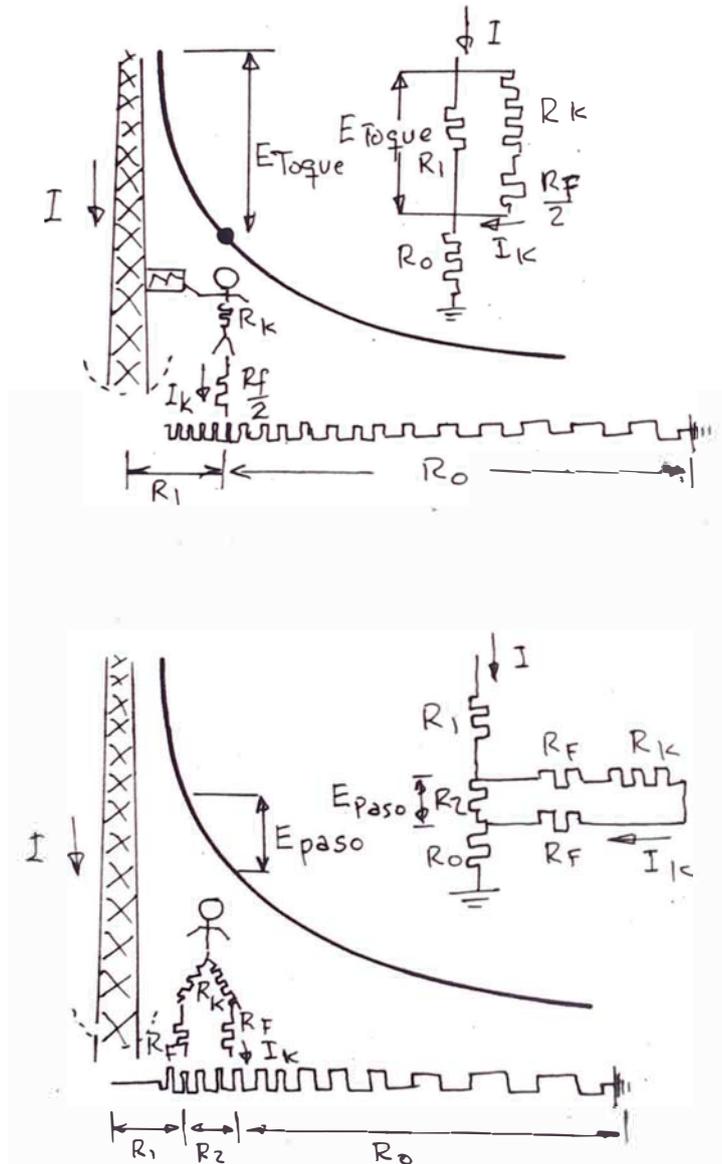
Cálculo de la Resistencia de Puesta a Tierra Real

$$R_R = \frac{\rho_o}{L_R} + 0.443 \frac{\rho_o}{\sqrt{L \times A}}$$

$$R_R = \frac{100}{246} + 0.443 \frac{100}{\sqrt{21 \times 15}}$$

$$R_R = 2.9025 \text{ ohmios.}$$

TENSION DE TOQUE Y PASO
EN UNA ESTRUCTURA A TIERRA



C A P I T U L O I V

ANALISIS DE AMPLIACION DE LAS REDES DE DISTRIBUCION DE LA CIUDAD DE TUMBES

La ciudad de Tumbes cuenta con una red de distribución primaria en 10 KV que está conformada por tres circuitos radiales que parten de la Central Térmica ubicada en el barrio de Las Mercedes, suministrando energía de la siguiente forma:

- El circuito N°1 abastece de energía al Pueblo Joven Pampa Grande.
- El circuito N°2 corre paralelo al circuito N°3 hasta la subestación signada con el N°9 en la nueva red y ubicada en el Jr. San Martín (Centro Urbano). Mediante ramales de derivación alimenta a escasas subestaciones existentes en aproximadamente un 60% del área bruta de la ciudad que corresponde a la zona de expansión urbana; los ramales citados se encuentran obsoletos y las pérdidas de tensión y potencia superan los límites establecidos por las normas técnicas vigentes.
- El circuito N°3 corre paralelo al N°2 hasta la sub

estación 9 indicada, desde donde recorre la zona oeste de la ciudad, zona inundable, la red en este tramo es obsoleto y termina en el extremo norte de la ciudad, continuando un ramal que prácticamente completa $3/4$ partes de longitud de una circunferencia por la periferia de la ciudad. Desde el extremo norte de la ciudad y paralelo a la Carretera Panamericana existe una línea nueva de 2 Km de longitud con postiería de concreto y conductor de cobre de 13.3 mm^2 de sección que alimenta a la antena de Radio Nacional del Perú.

De la red existente, el 70% aproximadamente de la red primaria y un 95% de la red secundaria es obsoleto, por lo que se hace necesario su total remodelación y ampliación.

En los Cuadros Nos. 4-1, 4-2, 4-3 y 4-4 se observa el estado de las redes y sus condiciones de operación.

RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA EN 10 KV EXISTENTE CIUDAD DE TUMBES

Descr. S.E. N.º	Hasta S.E. N.º	Long. m.	Vase m.	POSTES			CONDUCTORES				AISLAORES			OBSERVACIONES		
				Mat.	Long. m.	Cont.	Conserva ción	Mat.	Tipo.	Long. m.	Conserva ción	Mat.	Tipo		Cont.	Conserva ción
Central	1.5	1700	60	C.A.C.	12	28	B	o Al	Desnudo 2/0AWG Alirey	5200	B	Parc.	PIN	84	B.	Es conveniente efectuar el reemplazo de algunos tra- mos, así como el acondicionamiento de Retenidos.
Central	2.17	2000	60	C.A.C.	12	33	B	o Al	Desnudo	6400	B	Parc.	PIN	99	B	Es necesario colocar algunos Retenidos y efectuar el Reemplazo de Conductores.
2.5	2.9	350	60	C.A.C.	12	6	B	o Al	Desnudo 2/0 AWG Alirey	1100	B	Parc.	PIN	36	B	Es conveniente efectuar acondicionamiento de Reteni- dos.
2.12	2.15	1300	60	Fe.	12	21	M	Cu.	Desnudo 6 AWG.	4000	R	Parc.	PIN	63	M	Es necesario su remodelación y la climatización de los SS.EE 2.14 y 2.15 debe ser por la Av. El Ejercito.
Central	3.5	1300	60	C.A.C	12	20	B	o Al.	Desnudo 2/0 AWG Alirey	4200	B	Parc.	PIN	60	B	Es necesario acondicionar Retenidos.
3.5	3.10	1000	60	---	---	---	---	Cable	NKY 3 x 70	1000	B	---	---	---	---	
3.10	3.11	250	60	C.A.C.	12	4	B	o Al	Desnudo	750	B	Parc.	PIN	12	B	
3.11	3.19	1300	60	C.A.C.	12	20	B	Cu.	Desnudo 6 AWG.	4000	B	Parc.	PIN/ CAD.	---	B	
3.22	3.25	1500	60	C.A.C.	12	20	B	o Al	Desnudo 2 AWG.	4800	B	Parc.	PIN	60	B	

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION EXISTENTES - CIUDAD DE TUMBES

Nº S. E.	NOMBRE	POTENCIA - E.V.A.		CORRIENTE - A			TENSION - V		FECHA	HORA	TRASF. CONSERV.	TIPO DE S. E.	MAT. DE B. E.	TABLERO		O. B. S.
		Nominal	Reserva	R	S	T	R. S.	ST.						T. R.	Tipo	
1.1	A. Ugarte - Ira. Cuadra.	75	47	79	70	61	230	230	10.5.65	6.50		Aéreo				
1.2	Beliver.	75	38	100	110	80	230	230	10.5.65	7.20		Aéreo				
1.3	A. Ugarte - 2da. Cuadra.	75	36	100	110	80	230	230	10.5.65	7.00		Aéreo				
1.4	Colegio Tópac Amaru	50	41	25	31	12	230	230	10.5.65	7.30		Aéreo				
1.5	Cámara Aguas Negras, Pampa Grande.	50	—	28	26	26	230	230	10.5.65	7.40		Aéreo				
					CIRCUITO N° 2											
2.1	Piura - Av. Ejercito.	75	80	195	165	240	230	230	29.4.65	7.15		Aéreo				
2.2	Orrego N° 1	75	39	119	60	110	230	230	29.4.65	7.00		Aéreo				
2.3	Buenos Aires - Eloy Ureta.	75	89	240	250	180	230	230	29.4.65	7.45		Aéreo				
2.4	Piura - Eloy Ureta.	100	99	195	250	300	230	230	29.4.65	7.25		Aéreo				
2.5	Piura - Castilla.	75	69	200	180	135	230	230	29.4.65	6.45		Aéreo				
2.6	Eco. Nacarrete - Pisco, A. Pisco.	100	69	170	180	170	230	230	06.5.65	19.41		Aéreo				
2.7	Abad Roca, G.C.	150	72	200	140	205	230	230	10.5.65	19.30		Aéreo				
2.8	Hotel Turistas.	200	11	30	30	30	230	230	06.5.65	19.15		Aéreo				
2.9	Bolognesi - A. Ugarte.	75	3	80	60	80	230	230	06.5.65	7.55		Aéreo				

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION EXISTENTES - CIUDAD DE TUMBES

N.º S. E.	NOMBRE	POTENCIA - KVA.			CORRIENTE - A			TENSION - V			FECHA	HORA	TRANSF. CONSERV.	TIPO DE S. E.	MAT. DE S. E.	TABLERO		O. B. S.
		Nominal	Medida	Reserva	R	S	T	R.S.	ST.	T.R.						Tipo	Conser.	
2.10	Mcal. Castilla N° 1.	50	-	65	155	135	202	230	230	230	28.4.85	7.10		Aéreo				
2.11	Mcal. Castilla N° 2.	100	-	66	285	290	205	230	230	230	28.4.85	7.00		Aéreo				
2.12	Piscina Pública.	160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
2.13	H. Carrasco	100	106	-	325	210	305	220	220	220	28.4.85	7.40		Aéreo				
2.14	Ant. Radio Nac. Tablozo.	50	53	-	105	125	175	230	230	230	28.4.85	7.50		Aéreo				
2.15	Cuartel Tablozo.	50	14	36	20	38	44	230	230	230	28.4.85	7.00		Aéreo				
2.16	Myor. Novoa-Fco. Navarro	50	55	-	160	100	150	230	230	230	28.4.85	8.15		Aéreo				
2.17	Myor. Novoa-Tte. Vásquez.	100	100	-	245	245	280	225	255	225	28.4.85	8.20		Aéreo				
2.18	Entel Perú.	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
<u>CIRCUITO N°3</u>																		
3.1	Manco Inca.	75	56	19	160	150	110	230	230	230	11.5.85	7.20		Aéreo				
3.2	A. Ugarte - Inca Roca.	75	20	55	64	40	50	230	230	230	06.5.85	6.55		Aéreo				
3.3	La Mar	75	37	38	120	40	125	230	230	230	03.5.85	6.45		Aéreo				
3.4	Colón - A. Ugarte.	75	73	2	161	200	210	225	225	225	03.5.85	7.00		Aéreo				
3.5	Fco. Ibañez-Pza. Armas	200	81	118	140	240	230	230	230	250	03.5.85	7.30		Aéreo				
3.6	Gran	150	81	69	240	220	230	230	230	230	11.5.85	7.50		Aéreo				

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION EXISTENTES - CIUDAD DE TUMBES

Nº S.E.	NOMBRE	POTENCIA - KVA.			CORRIENTE - A			TENSION - V			FECHA	HORA	TRANSF. CONSERV	TIPO DE S.E.	MAT. DE S.E.	TABLERO		O.B.S.
		Nominal	Medida	Reserva	R	S	T	RS	ST.	TR.						Tipo	Conser.	
3.7	Gálvez	75	79	-	200	200	190	230	230	230	03.5.85	7.20		Aéreo				
3.8	Los Andes.	275	65	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-				
3.9	Micon. Benavides.	100	93	7	160	210	205	230	230	230	03.5.85	7.30		Aéreo				
3.10	San Martín.	200	126	74	230	280	280	230	230	230	11.5.85	8.15		Aéreo				
3.11	Piura - Tacna.	150	122	28	340	300	280	230	230	230	03.5.85	7.40		Aéreo				
3.12	Tacna - Colón.	100	52.5	48	150	130	120	230	230	230	03.5.85	8.05		Aéreo				
3.13	Cámara + Aguas Negras.	150	71	79	180	180	180	230	230	230	11.5.85	8.07		Aéreo				
3.14	Arica N°1	50	65	-	125	150	200	240	240	240	03.5.85	8.15		Aéreo				
3.15	Arica - 24 de Julio	50	66	-	76	74	64	230	230	230	06.5.85	6.50		Aéreo				
3.16	Fáb. Hielo.	100	44	56	110	120	120	220	220	220	06.5.85	7.05		Aéreo				
3.17.	Tarapacá - Novoa	160	160	-	400	400	300	220	220	220	03.5.85	8.20		Aéreo				
3.18	Micro Onco	25	10	15	40	40	-	230	230	230	04.5.85	7.15		Aéreo				
3.19	Villa Naval.	150	24	126	60	60	60	230	230	230	04.5.85	7.00		Aéreo.				
3.20		50	23															

4.1 DISEÑO DE LA NUEVA RED PRIMARIA

La distribución de energía eléctrica a la ciudad se realizará como hasta ahora, desde el bus de barras de 10 KV de la Central Térmica Las Mercedes. Celdas C-9, C-11 y C-12 para las troncales N°1, N°2 y N°3 respectivamente, además se prevé una celda N° D-3 para alimentar a la troncal N°4.

El trazo de las troncales, según puede observarse en los planos N°04-01 y N°04-02, permitirán mediante enlaces laterales conformar tres anillos principales y anillos secundarios que operan normalmente abiertos. Los enlaces laterales parten desde los Centros denominados Puestos de Mando, ubicados estratégicamente, desde los cuales se protege los enlaces laterales que alimentan por su parte a través de ramales las subestaciones de distribución.

Las redes en buenas condiciones, serán absorbidas por las troncales y laterales, que en forma predominante serán del tipo aéreo simple terna.

4.2 BASES DE CALCULO

El diseño debe tener en cuenta las disposiciones del Código Nacional de Electricidad, Tomos I y IV, además las Normas Técnicas del Ministerio de Energía y Minas.

- La tensión nominal de 10 KV es normalizada y adecuada para las magnitudes de carga a atender hasta el período final de estudio.
- Los cálculos mecánicos no son tratados, por lo que la postiería, crucetas y ferretería a emplear son las normalizadas para redes de 10 KV.
- Para condiciones normales de operación la máxima caída de tensión aceptable al final de la troncal es de 3.5%, con un factor de potencia de la carga de 0.88.
- Para las condiciones más desfavorables de falla y al conformarse un anillo extenso, se aceptará mientras opera así el sistema una caída de tensión en el punto extremo del anillo, menor del 10%.
- Para las distancias eléctricas de los espaciamientos entre fases y a tierra de los niveles de aislamiento se considerará:

Tensión de operación. : 10 KV.

Espaciamiento entre fases. : 850 mm. (DMG)

Aislamiento para sus pensión. : Clase ANSI 55-4.

Aislamiento para an claje. : 10" x 5 3/4" Neblina.
: Clase ANSI 52-3.

4.3 CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE LOS CONDUCTORES

El 30% de la red primaria actual tiene una antigüedad de aproximadamente cinco años y su estado de conservación es buena, comprendiendo:

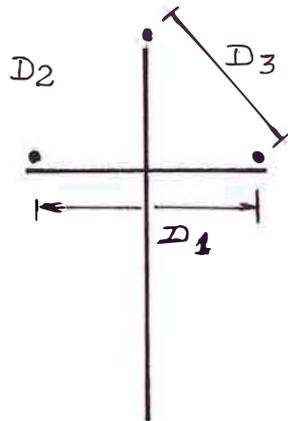
- . El circuito N°1 en su totalidad-conductor de cobre, sección 13.3 mm^2 (6 AWG).
- . Los circuitos N°2 y N°3 comprendidos desde la Central Térmica hasta la subestación N°9 ubicada en Jr. San Martín-conductor aleación de aluminio; sección 67.5 mm^2 (2/0 AWG).
- . El ramal comprendido desde el puesto de maniobra PM4-3 ubicado al norte de la ciudad, hasta la subestación N°4.16 que alimenta a la antena transmisora de Radio Nacional del Perú-conductor de cobre, sección 13.3 mm^2 (6 AWG).

Por lo tanto, para determinar la utilización de red en buen estado, se calculará la capacidad de transporte de diferentes calibres de conductores de cobre y aleación de aluminio, mediante el empleo de la fórmula:

$$K_v \times K_m = \frac{10 \times (K_v)^2}{(r + x \operatorname{tg} \phi)}$$

- donde:
- K_v : Tensión de la red ($10 K_v$).
 - r : Resistencia del conductor (ohm/Km).
 - x : Reactancia del conductor (ohm/Km).

La disposición predominante de los conductores, para la red aérea utilizando crucetas normalizadas será:



$$D_1 = 0.90 \text{ m.}$$

$$D_2 = D_3 = 0.673 \text{ m.}$$

Para la disposición adoptada, el coeficiente de auto inducción de la red viene dado por:

$$L = (0.25 + 4.6 \log \frac{D'}{r}) \times 10^{-4} \text{ Henrios/Km.}$$

r = Radio del conductor.

$$D' = \text{D.M.G.} = \sqrt[3]{D_1 \times D_2 \times D_3}$$

Reactancia de autoinducción

$$x = \omega L \text{ ohmios/Km.}$$

$$= 2 \pi f L$$

$$= 377 L$$

$$x = \left[188.5 + 1734.2 \log \frac{1.066}{r} \right] \times 10^{-4} \text{ ohm/Km.}$$

$$\text{Cos } \phi = 0.88 \quad ; \quad \text{Sen } \phi = 0.54$$

Resistencia del conductor

Para una temperatura de operación de T_2 viene dado por:

$$R_2 = R_{20^\circ\text{C}} [1 + \alpha (T_2 - 20^\circ\text{C})] \text{ ohm/Km.}$$

donde:

α = Coeficiente térmico de resistencia a 20°C (0.0038 para Cu - S > 8.255 mm² y 0.0036 para AASC).

T_2 = Temperatura de operación del conductor (asumimos 50°C).

Los resultados de la aplicación de las fórmulas se dan en los Cuadros N°4-6 y N°4-7, lo que permitirá determinar su utilización para atender las demandas del sistema.

CUADRO N°4-6

CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE CONDUCTORES DE COBRE

A.W.B M.C.M	CALIBRE mm ²	R 50°C ohm/Km	X ohm/Km	K _w x K _m
4	21.15	0.9630	0.4627	824
2	33.63	0.6060	0.4452	1,181
1	42.41	0.4904	0.4364	1,377
1/0	53.51	0.3811	0.4264	1,636
2/0	67.44	0.3024	0.4180	1,894
3/0	85.02	0.2397	0.4092	2,171
4/0	107.2	0.1901	0.4004	2,461
250	126.7	0.1609	0.3941	2,676
350	152.0	0.1343	0.3875	2,911

CUADRO N°4-7

CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE CONDUCTORES DE
ALEACION DE ALUMINIO

A.W.B M.C.M	CALIBRE mm ²	R 50°C ohm/Km	X ohm/Km	K _w x K _m
6	13.3	2.7843	0.4816	328
4	21.3	1.7495	0.4641	450
2	33.6	1.0991	0.4466	746
1/0	53.5	0.6917	0.4291	1,083
2/0	67.5	0.5486	0.4203	1,289
3/0	85.0	0.4534	0.4116	1,480
4/0	107.3	0.3452	0.4029	1,777
250	126.7	0.2924	0.3957	1,976
300	175.4	0.2436	0.3889	2,205
350	177.3	0.2092	0.3831	2,403

4.4 DETERMINACION DEL AREA DE UNA SUBESTACION

El análisis no pretende ser un estudio de radio óptimo por lo siguiente:

Debe respetarse las subestaciones existentes, preferentemente las de superficie.

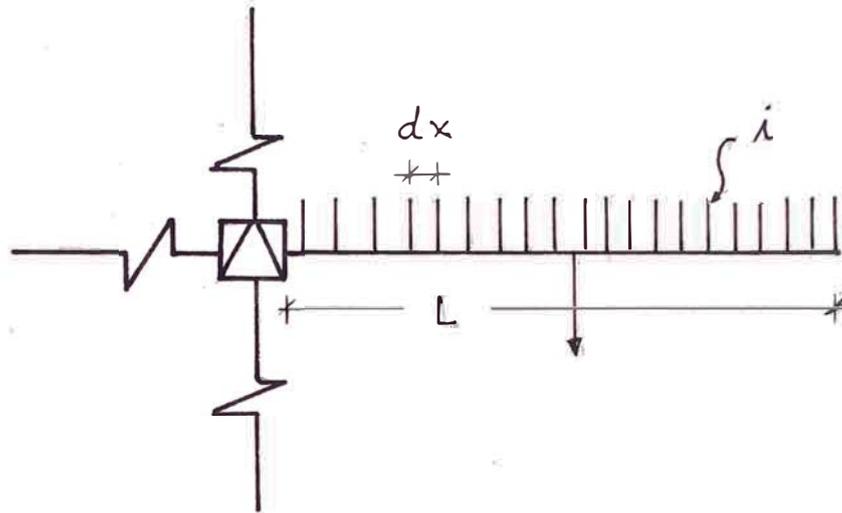
La topografía de la ciudad obliga a adoptar áreas cubiertas por las subestaciones que son heterogéneas y asimétricas.

- No se cuenta con un plano catastral que permitiría establecer una adecuada distribución de cargas.

Por lo tanto el análisis trata de obtener valores orientativos que nos permitan formular el replanteo adecuado de las subestaciones existentes y red primaria.

Esquema adoptado:

- a) Densidad de carga neta, distribuida linealmente (2.5 W/m^2).
- b) Máxima Caída de Tensión (5%).
- c) Número de ramales homogéneos y de sección uniforme (4).



$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} I L}{56 x S}$$

donde:

$$\Delta V = 11 \text{ V}$$

S = Sección del conductor.

I = Producido por 2.5 W/m^2 .

L = Longitud del ramal.

Determinación de I:

Asumimos manzanas de $100 \times 100 \text{ m}$.

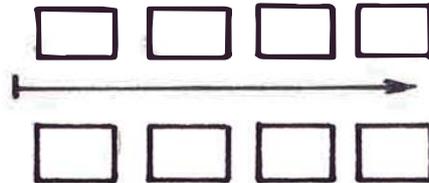
$$\text{Potencia} = a \times n \times a \times 2.5 \text{ vatios}$$

donde:

n = Número de manzanas.

a = 100m.

Se considera que el ramal alimenta a manzanas completas.



$$\text{Potencia} = 25,000 \times n \text{ volt-amp.}$$

asumimos:

$$n = L/100$$

Longitud equivalente para carga concentrada $\frac{L}{2}$

La corriente será:

$$I = \frac{250 L}{\sqrt{3} \times 220} = 0.65 L$$

Reemplazando:

$$11 = \frac{\sqrt{3} \times 0.65 L \times (L/2)}{56 \times S}$$

$$L^2 = \left(\frac{11 \times 2 \times 56}{\sqrt{3} \times 0.65} \right) \times S$$

$$L = 33 \sqrt{S}$$

A continuación se detallan, las secciones analizadas y longitudes encontradas:

$$S_1 = 8.37 \text{ mm}^2. \quad L_1 = 95.5 \text{ m.}$$

$$\begin{aligned} S_2 &= 13.30 \text{ mm}^2. & L_2 &= 120.3 \text{ m.} \\ S_3 &= 21.15 \text{ mm}^2. & L_3 &= 151.8 \text{ m.} \\ S_4 &= 33.63 \text{ mm}^2. & L_4 &= 192.0 \text{ m.} \\ S_5 &= 42.41 \text{ mm}^2. & L_5 &= 214.9 \text{ m.} \\ S_6 &= 53.51 \text{ mm}^2. & L_6 &= 241.4 \end{aligned}$$

La potencia aproximada en la subestación está dada por:

$$P = 4 \times (250 \times L) = 1000 \times L$$

de donde:

	POTENCIA (KVA)	POTENCIA NOMINAL (KVA)	LONGITUD (m)
$P_1 =$	95.5	100	95.5
$P_2 =$	120.3	120	120.3
$P_3 =$	151.8	150	151.8
$P_4 =$	192.0	200	192.0
$P_5 =$	215.0	215	214.0
$P_6 =$	242.0	250	214.4

El análisis muestra que se puede tomar hasta 240 mt de radio por subestación, lo que equivale a utilizar un transformador de 250 KVA.

Para el caso de densidades de carga de 1.05 VA/m^2 , se podría llegar a ramales de hasta 300 mts y potencia de subestaciones del orden de 120 KVA o máximo de 160 KVA.

Siendo la topografía de la ciudad heterogénea, adoptamos con carácter normativo, subestaciones para Servicio Público en la ciudad de 250 y 160 KVA respectivamente, caso de cargas particulares de suministro tipo único en 10 KV de acuerdo con su demanda. Ejemplo: Antena Canal IV TV RPP - 50 KVA, Radio Nacional del Perú - 80 KVA, Antena de Microondas Entel Perú - 50 KVA, Plantel de Entel Perú - 210 KVA, etc.

4.5 CONFIGURACION DEL SISTEMA EN ANILLOS

Definida la ubicación de las subestaciones y su área de influencia, se trazó la línea de 10 KV, tratando de mantener el actual recorrido.

Los alimentadores troncales de la red primaria parten desde la Central Eléctrica de Tumbes y operarán normalmente en forma radial, y en su recorrido alimentan a las subestaciones de distribución desde los denominados puestos de maniobra y los enlaces laterales entre troncales, para transferencias de carga, por medio de maniobras manuales, de un alimentador troncal a otro. En las zonas periféricas de la ciudad las troncales alimentan directamente a las subestaciones.

Las troncales seleccionadas deberán cumplir con lo siguiente:

- En condiciones normales la caída de tensión de la troncal debe ser 3.5%.

Igualmente la demanda máxima en condiciones normales, no debe superar la capacidad nominal de la troncal.

- En situaciones de falla por salida de servicio de una troncal, los troncales adyacentes tendrán capacidad para tomar cada uno la mitad de la carga de la troncal saliente, con una sobrecarga no mayor de 25% en cables subterráneos y 15% en conductores aéreos.

- Para una falla en un tramo cualquiera de una troncal, operará automáticamente el disyuntor ubicado en la Central Eléctrica; el tramo fallado deberá ser aislado mediante maniobras en los puestos de maniobra.

Con las premisas señaladas, con los criterios de continuidad y confiabilidad del servicio, se considera que la distribución hasta el año 2009 se realizará a través de cinco troncales dispuestos en forma radial desde la Central Eléctrica de Tumbes e interconectados por enlaces laterales que parte en los puestos de maniobra (PM).

Las principales características de las troncales seleccionadas son:

TRONCAL N°1

Troncal aéreo, simple terna, existente y sirve al Pueblo Joven Pampa Grande ubicado al sur-este de la ciudad, el conductor es cobre de sección 13.3 mm^2 . La troncal prevista tendrá una longitud de 0.73 Km y una longitud total de ramales de distribución de 1.3 Km.

Alimenta las subestaciones Nos. 1-1, 1-2, 1-3 y 1-4 con una máxima demanda estimada de 220 KVA y una caída de tensión de 0.16%.

TRONCAL N°2

Troncal existente, sirve a la zona céntrica de la ciudad, su recorrido se muestra en el plano N° 4-1 en su mayor parte es aéreo a simple terna con conductor de aleación de aluminio calibre 53.5 mm^2 (2/0 AWG) excepto el tramo comprendido entre las subestaciones de superficie Nos. 2-7 y 2-9, que es subterráneo con cables NKY de $3 \times 185 \text{ mm}^2$.

En la primera etapa de implementación la troncal tendrá 2 Km de longitud y considerando los enlaces laterales y ramales de derivación una longitud total de 5.7 Km.

En el primer tramo de su recorrido alimenta a las subestaciones Nos. 2-1 y 2-2 y desde los puestos de maniobra PM2-1, PM2-2, PM2-3 y PM2-4 alimenta a las

subestaciones Nos. 2-3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 2-19; con una máxima demanda estimada de 1600 KVA, y una caída de tensión de 1.31%.

TRONCAL N°3

Es aéreo, simple terna, su recorrido se muestra en el plano N° 4-1 y es el mismo que corresponde al circuito N°2 actual, terminando a la altura del Cuartel Chomochumbi entre las calles Tacna y Mayor Novoa. Los conductores serán cambiados en su totalidad por conductores de cobre, sección 42.41 mm^2 (1 AWG).

En la primera etapa de implementación el troncal tendrá una longitud de 2.2 Km y considerando los enlaces laterales y ramales de derivación, una longitud total de 5.2 Km.

Desde los puestos de maniobra (PM) seleccionados PM3-1, PM3-2 y PM3-3 la troncal N°3 alimenta a las subestaciones Nos. 3-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 3-16; con una máxima demanda estimada de 990 KVA y una caída de tensión de 1.08%.

TRONCAL N°4

El troncal se prevé sea aéreo en su totalidad, simple terna, con conductor de cobre, sección 42.41 mm^2 (1 AWG) en toda su extensión, su trazo se ha seleccio

nado por la periferia norte de la ciudad, zonas de expansión urbana, hasta el local de la Corporación de Desarrollo del Departamento de Tumbes ubicado al final de la avenida Tnte. Vásquez y luego sigue el ramal norte del circuito N°2 actual. Los postes del primer tramo serán nuevos y en el segundo se mantendrán los existentes.

En la primera etapa de implementación de esta troncal, tendrá una longitud de 2.8 Km y considerando los enlaces laterales y ramales de derivación, una longitud total de 7.1 Km.

Desde los puestos de maniobra seleccionados PM4-1, PM4-2 y PM4-3 la troncal N°4 alimentará las subestaciones de distribución Nos. 4-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 y 4-17. En su primera etapa y mientras se implementa la troncal N°5 alimentará a las subestaciones de la Urbanización Andrés Araujo Nos. 4-18, 4-19, 4-20 y 4-21, con una demanda estimada de 630 KVA y máxima caída de tensión de 1.04%.

TRONCAL N°5

Esta troncal debe ser construida en la segunda etapa de ampliación para el año 1995, para alimentar a la subestación Andrés Araujo, descargando la troncal N°4 para atender el crecimiento de la demanda en la zona central de la ciudad de Tumbes. El conductor

será de cobre de 42.41 mm^2 (1 AWG) y el trazo de la troncal deberá definirse en la oportunidad en que se efectúe su diseño.

Capacidad de las troncales

En los Cuadros N°4-8, N°4-9 y N°4-10 se observa las capacidades normalizadas de los transformadores de distribución correspondiente a las subestaciones, Potencia Instalada y Máximas Demandas para el año 1986 y la Proyección para el año 2005 en KW.

En el Cuadro N°4-11 se ha resumido la capacidad estimada, la Potencia Instalada, Máxima Demanda, Factores de Demanda y Utilización, Número de Subestaciones y Máxima Caída de Tensión al extremo de las troncales.

En función de las demandas de potencia previstas para cada troncal, la capacidad de transporte de los conductores aprovechables de la red actual, la disponibilidad en el mercado y costos, en el Cuadro N°4-12 se dan las secciones de los conductores y cables a utilizar en la red primaria y la longitud de los mismos.

DEMANDA DE POTENCIA DE LAS SUBESTACIONES-TRONCALES N°1 Y N°2

S.E N°	P.I (KVA)	1986 (KW)	2005 (KW)	OBSERVACIONES
1-1	75 E	43	43	Cámara de Bombeo de Aguas Negras.
1-2	160 N	58	148	Servicio Público.
1-3	160 N	38	104	SP.
1-4	160 N	58	148	SP.
2-1	160 N	61	152	SP.
2-2	160 N	64	159	SP.
2-3	160 N	62	151	SP.
2-4	250 E	200	300	Planta de Tratamiento de Agua.
2-5	160 N	59	151	SP.
2-6	250 N	75	162	SP.
2-8	250 N	96	189	SP.
2-9	250 N	99	199	SP.
2-10	110 E	70	70	SP.
2-11	200 E	96	100	SP.
2-12	200 E	43	172	SP.
2-13	250 N	42	180	SP.
2-14	250 N	46	182	SP.
2-15	100 E	58	80	Cuartel Coloma.
2-16	150 E	88	88	Cámara de Bombeo de Aguas Negras.
2-17	160 N	62	141	SP.
2-18	160 N	44	136	SP.
2-19	100 E	65	100	Fábrica de Hielo.

SP. : Servicio Público.

CUADRO N°4-9

DEMANDA DE POTENCIA DE LAS SUBESTACIONES

TRONCAL N°4

S.E N°	P.I (KVA)	1986 (KW)	2005 (KW)	OBSERVACIONES
3-1	160	55	146	SP.
3-2	160	44	142	SP.
3-3	160	40	101	SP.
3-4	160	47	147	SP.
3-5	160	43	126	SP.
3-6	160	41	98	SP.
3-7	160	31	172	SP.
3-8	160	103	103	Piscina Pública.
3-9	160	45	126	SP.
3-10	160	62	144	SP.
3-11	250	92	195	SP.
3-12	160	59	139	SP.
3-13	100	56	80	SP.
3-14	160	62	140	SP.
3-15	160	42	139	SP.
3-16	160	61	128	SP.

SP.: Servicio Público.

CUADRO N°4-10

DEMANDA DE POTENCIA DE LAS SUBESTACIONES-TRONCAL N°4

S.E N°	P.I (KVA)	DEMANDA 1986	(KW) 2005	OBSERVACIONES
4-1	160 E	63	85	
4-2	160	18	135	
4-3	160	25	125	
4-4	160	24	131	
4-5	50	24	24	
4-6	250	53	158	
4-7	160	56	167	
4-8	50	23	48	Villa Militar.
4-9	50	15	40	
4-10	150 E	21	95	Terreno del Ministerio de Marina.
4-11	80 E	45	45	Hospital Regional.
4-12	250 E	120	120	
4-13	160 N	3	151	
4-14	50 E	30	30	Antena Microondas.
4-15	80 E	48	65	Normal Educativa.
4-16	80 E	25	25	Radio Nacional.

CUADRO N°4-11

CAPACIDAD DE LAS TRONCALES - RED PRIMARIA TUMBES

DESCRIPCION	CIRCUITOS			
	N°1	N°2	N°3	N°4
Capacidad Estimada (KVA)	1900	3700	2700	2250
Potencia Instalada (KVA)	555	3570	2590	2250
Factor de Demanda	220	1600	990	630
Factor de Utilización	0.12	0.43	0.37	0.28
Número de Subestaciones	4	19	16	18

TOTAL

Potencia Instalada : 8,765 KVA.
Máxima Demanda : 3,440 KVA.
Factor de Demanda : 0.41
Número de Subestaciones : 55

CUADRO N°4-12

LONGITUD TOTAL DE LA NUEVA RED PRIMARIA DE TUMBES

MATERIAL	CALIBRE		T1 (Km)	T2 (Km)	T3 (Km)	T4 (Km)	TOTAL		
	mm ²	AWG					(Km)	(%)	
Cu	42.41	3 # 1	-	0.53	2.17	2.36	5.06	26	
Cu	33.63	3 # 2	-	0.45	2.01	1.77	4.23	22	
Cu	13.3	3 # 6	1.33	3.21	1.01	2.99	8.54	44	
AASC	53.5	3 # 2/0	-	0.78	-	-	0.78	4	
NKM	3 x 185	-	-	0.77	-	-	0.77	4	
TOTAL	(Km)	-	-	1.33	5.74	5.19	7.12	19.38	100
	(%)	-	-	7.00	30.00	26.00	37.00	100	-

Mientras tanto no se implemente la troncal N°5, se atenderán desde la troncal N°4 las siguientes subestaciones:

S.E N°	P.I (KVA)	DEMANDA (KW)		OBSERVACIONES
		1986	2005	
4-17	50 N	35	35	Planta de bombeo de agua sedativa.
4-18	50 E	30	30	Planta de bombeo de agua sedativa.
4-19	100 E	25	75	Urbanización Andrés Araujo.
4-20	100 E	20	78	Urbanización Andrés Araujo.
4-21	100 E	22	76	Urbanización Andrés Araujo.

4.6 NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO

Para el cálculo tendremos en cuenta las subestaciones en la línea y la contaminación ambiental.

a) Sobretensiones internas

a.1) A baja frecuencia (KV₃)

$$KV_3 = 2.2 \frac{KV}{\sqrt{\delta}} \cdot S$$

donde:

KV = Tensión nominal (10 KV).

S = Corrección por factor de suciedad

(1.3).

$\sqrt{\delta}$ = Corrección por altura (0.96).

$$KV_3 = 41.42 \text{ KV.}$$

a.2) A alta frecuencia (100-200 μ s) : (KV_4).

Los factores de corrección a utilizarse son:

- Por altitud $1/\sqrt{\delta}$: 1.04
- Coeficiente de seguridad del aislamiento : 1.2
- Por maniobra : 3.3
- Tensión de línea a tierra y de cresta : 2/3
- Tensión máxima : 110%
- Tensión anormal : 115%
- Otros factores diversos : 1.09

La tensión que deberá soportar el aislamiento en caso de sobretensiones estará dado por:

$$KV_4 = 1.04 \times 1.2 \times 3.3 \times \frac{2}{3} \times 1.1 \times 1.15 \times 1.09 \times (10)$$

$$KV_4 = 37.86 \text{ KV.}$$

De acuerdo con las Normas CEI-71-1 y 71-2 de 1976 vigentes, el nivel de aislamiento para la tensión nominal de 10 KV (tensión máxima 12 KV) que deben soportar los equipos es de:

- 1) Tensión que debe soportar con onda de frente escarpado 1/50 μ s 60-70 KV pico.

- 2) Tensión que debe soportar a frecuencia industrial corta duración 28 KV (RMS).
- 3) Mínima separación en aire 120 mm.

Para seleccionar entre 60 y 75 KV en onda de impulso, consideraremos la intensidad de desargas atmosféricas. Para la ciudad de Tumbes adoptamos 75 KV.

De los catálogos de la firma NKG, solamente es necesario utilizar aislador tipo PIN clase ANSI 55.5 o un aislador de suspensión clase ANSI 52.3.

Contaminación ambiental

En los meses de diciembre, enero, febrero y marzo, las lluvias predominantes en la zona, determina la limpieza de los aisladores en forma natural, sin embargo en los otros meses del año, debido a la escasez de pistas en la ciudad, el tráfico vehicular motorizado genera corrientes de polvos que asociados con una leve humedad matinal ensucian los aisladores.

Siendo este criterio, tomado en consideración para la selección del aislamiento se decide, utilizar dos aisladores de suspensión tipo standard de 5 3/4" x 10" clase ANSI 52-3 en las estructuras de ángulo y anclaje y aisladores PIN clase ANSI 55.5 en las estructuras de alineamiento.

4.7 DETERMINACION DE LA SECCION DEL CABLE SUBTERRA- NEO

Para las salidas de las troncales Nos. 2, 3, y 4 que trabajarán en condiciones de falla en forma anillada se seleccionará un cable subterráneo del tipo NKY, el que será seleccionado además para interconectar las subestaciones N°7 y N°9 de la troncal N°2.

Se analizará el caso específico de la troncal N°2 cuya capacidad estimada es del orden de 3700 KVA, con un factor de potencia de 0.88.

Asumimos la temperatura del terreno 30° C y admitiremos para el cálculo una máxima caída de tensión en el cable del 1% y una pérdida de potencia menor del 2%.

Corriente Nominal (I_N)

$$I_N = \frac{3700}{\sqrt{3} \times 10}$$
$$= 214 \text{ A}$$

En el cálculo se utilizarán los coeficientes de corrección por condiciones ambientales, características del terreno y del sistema eléctrico, dados por tablas del catálogo de la fábrica CEPER - PIRELLI cuyos cables cumplen con las normas CEI.20-1/1965.

Coefficiente de corrección

- Por temperatura del terreno para 30°C. ; $K_1 = 0.88$
- Para una resistividad térmica del terreno (mezcla uniforme de arcilla y tierra de cultivo de fácil compactación).
- $120 \frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{cm}}{\omega}$ y para $E_c > 0.6 \text{ KV}$; $-K_3 = 0.94$
- Al no haber agrupación de cables ; $K_2 = 1$

$$K_e = K_1 \times K_2 \times K_3$$
$$= 0.83$$

Corriente aparente (I_a)

$$I_a = \frac{214}{0.83}$$

$$I_a = 257.83 \text{ A}$$

Tomando en cuenta, que se puede llegar a trabajar con una fase a tierra por tiempos prolognados, seleccionamos el aislamiento tipo II o sea 8.7/10 KV; en cuyo caso la sección será:

$$s = 3 \times 150 \text{ mm}^2 - I_N = 250 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta la operación mediante anillos con el 50% de la carga de una troncal fallada, seleccionamos el cable:

$$\text{NKY de } 3 \times 185 \text{ mm}^2.$$

$$R = 0.107 \text{ ohm/Km.}$$

$$X = 0.098 \text{ ohm/Km.}$$

Caída de tensión en el cable

$$\Delta V = \sqrt{3} I_N L (R \text{ Cos } \phi + X \text{ Sen } \phi)$$

$$= \sqrt{3} \times 214 \times 0.77 (0.107 \times 0.88 + 0.098 \times 0.47)$$

$$\Delta V = 39.97 \text{ V}$$

$$\Delta V(\%) = \left(\frac{39.97}{10000} \right) \times 100$$

$$\Delta V(\%) = 0.4 \% \text{ aceptable.}$$

Pérdida de potencia en el cable

$$\Delta W(\%) = \frac{100 \times R \times L \times Kw \times 10^3}{V^2 \times \text{Cos } \phi^2}$$

$$= \frac{100 \times 0.107 \times 0.77 \times 3256 \times 10^3}{(10.000)^2 \times 0.88^2}$$

$$\Delta W(\%) = 0.35\% \text{ aceptable}$$

4.8 CALCULO DE PERDIDA DE TENSION EN LA RED PRIMARIA

El cálculo se efectuará para la troncal N°2 y mediante la aplicación de la fórmula:

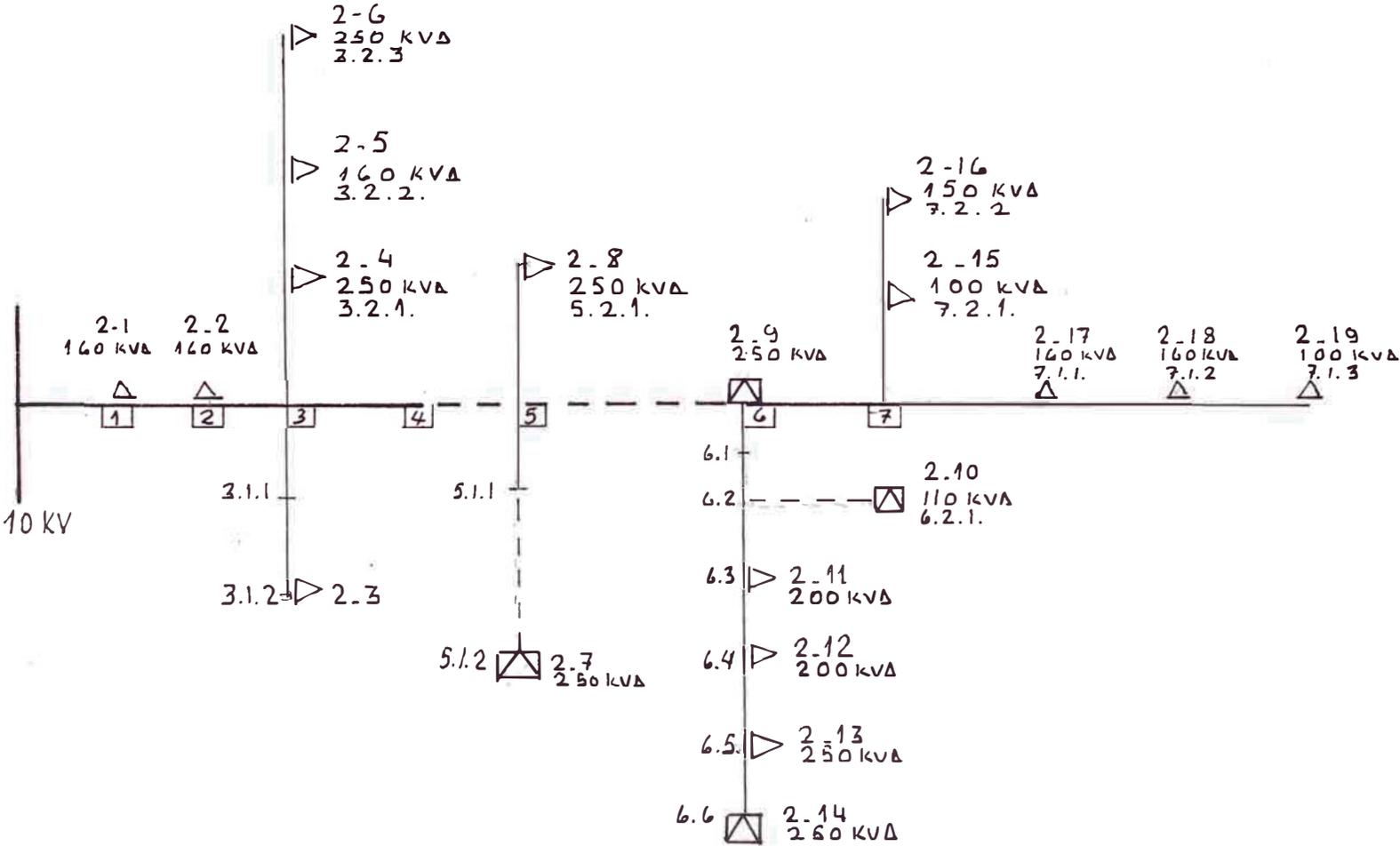
$$\Delta V(\%) = \frac{\Sigma P \times L \times (\gamma \text{ Cos } \phi + X \text{ Sen } \phi)}{10 \times (V)^2}$$

donde:

- ΣP : Potencia en KVA.
- L : Longitud en Km.
- V : Tensión en KV.
- $\text{Cos } \emptyset$: 0.88

El diagrama unifilar de la troncal N°2 se observa en la lámina N°4-1 y para los puntos que en el se señalan se ha determinado la caída de tensión porcentual cuyos resultados se observan en el Cuadro N°4-13, donde la máxima caída de tensión obtenida es en el punto 6.6 Subestación N°2.14 ubicado junto a las oficinas del Banco de la Nación de Tumbes, entre las avenidas Grau y Tnte. Vásquez, y alcanza un valor de 2.82% < 3.5% aceptable.

DIAGRAMA UNIFILAR TRONCAL N°2 TUMBES



CUADRO N°4-13

TRONCAL N° 2 - AÑO 2005

PUNTO	ΣKw	L (Km)	CONDUCTOR	$\Sigma \Delta V$ (%)
1	2874.40	0.16	AASC # 2/0	0.36
2	2768.80	0.46	Cu # 1	1.28
3	2609.40	0.07	Cu # 1	1.41
4	1845.00	0.42	AASC # 2/0	2.01
5	1845.00	0.14	NKY 3 x 185 mm ²	2.06
6	1452.30	0.40	NKY 3 x 185 mm ²	2.15
7	546.60	0.20	AASC # 2/0	2.23
3.1.1	151.10	0.18	Cu # 2	1.43
3.1.2	151.10	2.11	Cu # 6	1.46
3.2.1	613.30	0.33	Cu # 6	1.74
3.2.2	313.30	0.21	Cu # 6	1.85
3.2.3	162.10	0.60	Cu # 6	2.02
5.1.1	203.10	0.42	Cu # 6	2.21
5.1.2	203.10	0.13	NKY 3 x 185 mm ²	2.21
5.2.1	189.60	0.19	Cu # 5	2.12

PUNTO	ΣKw	L. (Km)	CONDUCTOR	$\Sigma \Delta V$ (%)
6.1	705.80	0.10	Cu # 2	2.21
6.2	705.80	0.23	Cu # 6	2.50
6.3	635.80	0.07	Cu # 6	2.57
6.4	535.80	0.09	Cu # 6	2.66
6.5	363.00	0.16	Cu # 6	2.76
6.6	182.60	0.19	Cu # 6	2.82
6.2.1	70.00	0.10	NKY 3 x 185 mm ²	2.50
7.1.1	378.60	0.17	Cu # 2	2.28
7.1.2	236.70	0.14	Cu # 6	2.34
7.1.3	100.00	0.15	Cu # 6	2.37
7.2.1	168.00	0.10	Cu # 6	2.26
7.2.2	88.00	0.25	Cu # 6	2.30

4.9 ESTUDIO DE SECCIONAMIENTO

Para la zona central de la ciudad se ha adoptado un nivel de confiabilidad 3, para lo cual se emplea un sistema radial con troncales y enlaces laterales. El nivel de confiabilidad adoptado permite, en caso de falla de cualquier elemento de la red, transferir la carga en forma total o parcial a un circuito o suministro alternativo, mediante maniobras con dispositivos manuales de transferencia de carga. Por lo tanto el suministro será interrumpido el tiempo requerido para ubicar la falla, aislarla y reponer el servicio.

Para las zonas periféricas de la ciudad adoptamos un nivel de confiabilidad 4, al contar con un sistema radial sin enlaces laterales, para casos de falla de cualquier elemento de la red, no hay posibilidad de transferir la carga a otro circuito o suministro alternativo.

En el recorrido de las troncales en la zona central de la ciudad se instalarán los puestos de maniobra (PM), desde donde se derivan los enlaces laterales para alimentar a las subestaciones de distribución. En los puestos de maniobra, se instalarán los equipos de protección y maniobra, que permitan la protección de los enlaces laterales y el aislamiento de un elemento de la red fallada.

Mediante enlaces laterales, que parten desde los puestos de maniobra, se alimentan a las subestaciones de distribución, formando enlaces entre los alimentadores troncales adyacentes.

El uso de enlaces laterales permite obtener configuraciones de la red del tipo anillado, formándose varios anillos y subanillos, con un punto normalmente abierto en las líneas de enlace, operando de esta manera en forma radial con su troncal asociado. Para casos de falla de una troncal el punto abierto puede cerrarse, transfiriendo la carga de las subestaciones de distribución conectadas al enlace lateral, a ser servidas por un solo alimentador troncal, debiendo entonces el enlace lateral alimentar a todas las subestaciones conectadas a él.

La carga máxima total de un enlace lateral entre dos puestos de maniobra (PM) deberá ser menor a la capacidad de sobrecarga del lateral.

La configuración de los anillos se dan en los planos Nº4-2 y Nº4-3, las que han sido seleccionadas con criterios de mantenimiento y operación de las redes.

Los equipos de protección y maniobra a utilizarse son:

Seccionadores unipolares de 200 A para el seccionamiento de la troncal.

- Seccionadores fusibles de 100 A, para la protección

y desconexión de los enlaces laterales. Los equipos serán de tipo distribución, para operación manual, montaje a la intemperie en cruceta, con aisladores de porcelana para 15/26 KV.

4.10 COORDINACION DE LA PROTECCION

La coordinación de los distintos dispositivos de protección se efectúa de modo de obtener procesos selectivos de separación de fallas, para reducir al mínimo las áreas afectadas como consecuencia de las fallas indicadas.

La red de distribución en 10 KV tiene el neutro aislado y cuenta con los siguientes equipos de protección:

Relés de sobrecorriente de tiempo definidos existentes.

- Fusibles.

Los alimentadores troncales serán protegidos mediante el uso de disyuntores comandados por los dos relés de tiempo definidos existentes, y de presentarse una falla en un punto cualquiera de la troncal, esta será desenergizada completamente; los ajustes de los relés están en función de la capacidad de la troncal y su tiempo de actuación coordinado con los relés de protección de los grupos de generación.

a) Salidas para las troncales N°52-11, 52-13, 52-14

RELE TIPO	TRANSF. DE CORRIENTE	RELE		AJUSTE
		MODELO	RANGO	
51	100/5	A32	(0.8-2) I_N	2 I_N , 0.4 seg.
		$I_N = 20A$	(0.4-6) seg.	
51	100/5	AM32	(0.8-2) I_N	
		$I_N = 5A$	(0.4-6) seg.	1.2 I_N , 1 seg.

b) Las líneas laterales serán protegidas mediante el uso de seccionadores fusibles, con fusibles rápidos tipo K de 80 Amp. de capacidad; la que permite cubrir las mayores demandas de potencia, del orden del 50% de una troncal fallada.

c) Los ramales de derivación serán protegidos mediante el uso de seccionadores fusibles, con fusibles rápidos tipo K de 40 Amp. de capacidad, los que pueden atender una demanda continua de hasta 900 KVA.

d) El principio de coordinación adoptado es que el tiempo de fusión total (operación) del fusible más cercano a la falla sea inferior al de la subestación inmediata anterior, en un tiempo suficiente para impedir el inicio de la fusión de dicho fusible.

Protección de las Subestaciones de Distribución 10/0.40-0.23 KV.

- a) El lado primario de las subestaciones será protegido con seccionadores fusibles tipo lento-rápido expulsión-AT de 10.4 y 14A, para las subestaciones aéreas de 160 y 250 KVA respectivamente.
- b) El lado secundario de las subestaciones tendrá como interruptor general un dispositivo termomagnético para la protección del transformador contra sobrecargas y cortocircuitos. El interruptor será para 600 V - 400 Amp, con el elemento fijo y magnético ajustable de acuerdo a:

Potencia	160 KVA	250 KVA
Capacidad Nominal	250 A	350 A
Ajuste del Magnético	$10 I_N$ (HI)	$10 I_N$ (HI)

- c) Los circuitos de distribución de 380 - 220 V se protegerán con fusibles del tipo NH, característica lenta-rápida, para protección contra sobrecarga y cortocircuitos. Los tamaños están en función de la carga a servir y varían entre 63 y 80 Amp. para las subestaciones de 160 KVA y de 63 a 125 Amp. para las subestaciones de 250 KVA.

Para las demandas de Servicio Público se utilizará la tensión 380 - 220 V, para las cargas especiales, edificios, teatros, hoteles, etc., cuya demanda ex-

ceda de 30 KW, deberán contar con una subestación propia para no recargar las redes de distribución secundaria.

4.11 PARAMETROS DE DISEÑO APLICABLES A LAS SUBESTACIONES

Se tendrá en consideración para el dimensionamiento eléctrico de los espaciamentos entre fases y tierra y para la coordinación del aislamiento:

DESCRIPCION	PRIMARIO	SECUNDARIO
Tensión de operación.	10 KV	0.400 KV
Espaciamiento entre fases.	Señalado por el C.E.N	
Nivel de aislamiento.	ANSI 55-5	10" x 5 3/4" Tipo Neblina.
Máximo valor de resistencia de puesta a tierra.	25 ohm	15 ohm
Relación de transformación.	10 + 2 x 2.5% KV	0.4 KV
Grupo de conexión.	D	yn5

RELACION DE LAMINAS DE ARMADOS

PARA RED PRIMARIA

- ARMADO DE ALINEAMIENTO	B1-1
- ARMADO DE ALINEAMIENTO	B1-3
- ARMADO DE ANGULO FORMACION EN VERTICAL	B2-2
- ARMADO AMARRE SIMPLE VERTICAL Y CONEXION	B2-3
- ARMADO AMARRE DOBLE VERTICAL	B3-2
- ARMADO DE ANCLAJE ANGULO EN FORMACION VERTICAL	B3-3
- ARMADO DERIVACION SIMPLE VERTICAL	B5-4
- ARMADO SECCIONAMIENTO	-
- ARMADO PROTECCION Y SECCIONAMIENTO	-
- ARMADO EXTREMO DE LINEA EN FORMACION VERTICAL	V-4
- RETENIDA PARA ESTRUCTURA	VI
- INSTALACION DE PUESTA A TIERRA	-

RELACION DE PLANOS

PLANO Nº	DENOMINACION
1-1	AMPLIACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO.
2-1	CENTRAL TERMICA DE TUMBES. SISTEMA DE GENERACION ACTUAL. DIAGRAMA UNIFILAR.
2-2	INTEGRACION DEFINITIVA EN 10 KV. CENTRAL TERMICA LAS MERCEDES - TUMBES. DIAGRAMA UNIFILAR.
3-1	SISTEMA INTERCONECTADO TUMBES. DIAGRAMA UNIFILAR.
3-2	SISTEMA DE GENERACION Y SUBTRANSMISION 33 KV. DIAGRAMA UNIFILAR.
4-1	AMPLIACION REDES DE DISTRIBUCION PRI- MARIA 10 KV.
4-2	REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA. CONFIGURACION DE ANILLOS EN 10 KV.
4-3	RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA. ESQUEMA UNIFILAR CIUDAD TUMBES.

C A P I T U L O V

ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL EQUIPO

DE AMPLIACION

GENERALIDADES

El estudio de ampliación del sistema eléctrico del departamento de Tumbes, comprende principalmente los sistemas de Generación, Subtransmisión y Distribución Primaria de la ciudad de Tumbes; siendo las especificaciones técnicas aquí descritas de carácter muy genérico y relativas al Sistema de Distribución citado.

El suministro del equipo y material incluye el diseño, fabricación, ensayos, pruebas, embalaje y transporte hasta el lugar de la obra.

5.1 POSTES

Los postes serán troncos cónicos de concreto armado, longitud 11 m, 300 y 500 Kg de capacidad de carga y 12 m 300 Kg de capacidad de carga.

Los postes se fabricarán de acuerdo a la norma ITIN TEC 339.027 vigente a la fecha del Concurso de Pre-

cios. El recubrimiento mínimo de la armadura sera 15 mm.

Las características principales de los postes se dan en el Anexo N°1.

5.2 CRUCETAS

Las crucetas serán de concreto armado.

5.3 CONDUCTORES

Los conductores serán de cobre desnudo, temple duro, siete hilos sección 16, 35 y 50 mm² y se fabricarán de acuerdo a la norma ITINTEC 370.223.

Las características principales de los conductores se dan en el Anexo N°2.

5.4 AISLADORES Y ACCESORIOS

5.4.1 Aisladores

Los aisladores serán de porcelana cubiertos por esmalte color marrón. Para alineamientos y ángulos hasta 30° se utilizará aisladores tipo espiga clase ANSI 55-5, para los anclajes y ángulos mayores a 30° se utilizarán cadenas de dos aisladores de suspensión tipo neblina.

Las partes metálicas de los aisladores de suspensión serán de fierro maleable galvanizado en caliente de acuerdo a la Norma ASTM A 153.

Los aisladores cumplirán con las prescripciones de las Normas ANSI C 29.6 y C 29.2 respectivamente.

Las características principales de los aisladores se dan en los Anexos Nos. 3 y 8.

5.4.2 Espigas

Los aisladores tipo espiga se instalarán sobre espigas de acero galvanizado en caliente de acuerdo a la Norma ASTM A 153 adecuadas para montaje en cruceta o en tope de poste, de altura adecuada para satisfacer los requisitos eléctricos.

Las cabezas de las espigas estarán cubiertas de plomo. Las espigas para cruceta se proveerán con huacha plana, tuerca y contratuerca.

Las espigas serán para carga de trabajo en voladizo de 455 kg (1000 lb) y tendrán una altura de 152.4 mm (6").

5.5 ACCESORIOS PARA LAS CADENAS AISLADORAS

Los accesorios como grilletes, adaptadores bola-ojo, adaptadores casquillo-ojo y las grapas para anclaje serán de fierro maleable galvanizado en caliente de acuerdo a la Norma ASTM A 153.

a) Grilletes

Los grilletes serán del tipo ancla de 76.2 mm (3") de espaciamiento. El diámetro de los elementos principales será 16 mm (5/8"). El seguro del pin será mediante pasador. La carga de rotura será 7000 kg.

b) Adaptadores Bola-Ojo

Los adaptadores bola-ojo tendrán un espaciamiento de 101.6 mm (4"). El diámetro de los elementos principales será 15.88 mm (5/8"). Las dimensiones de la bola corresponderán a ANSI tipo B. La carga de rotura será 12000 kg.

c) Adaptadores Casquillo-Ojo

Los adaptadores casquillo-ojo tendrán un espaciamiento de 50.8 mm (2"), el diámetro del hueco para conexión será 17.5 mm (11/16"). Las dimensiones del casquillo corresponderán a ANSI tipo B. La carga de rotura será 7000 kg.

d) Grapas de Anclaje

Las grapas de anclaje serán del tipo perno y adecuadas para conductores de cobre de diámetro de 5.1 a 11.7 mm, los conductores se asegurarán mediante dos pernos tipo U de diámetro 12.7 mm (1/2"). Tendrán un espaciamiento de 149 mm (5 7/8") El diámetro del pin de conexión sera 16 mm (5/8"). La carga de rotura será de 7000 kg.

5.6 RETENIDAS Y ACCESORIOS

Las retenidas serán ancladas en el suelo, inclinadas 45° ó 60° según planos.

Estarán provistas de un aislador de tracción y se protegerán mediante un guardacable.

Los elementos de fierro que conforman la retenida se suministrarán galvanizados en caliente de acuerdo a la Norma ASTM A 153.

5.6.1 Cable

El cable de la retenida será de acero galvanizado, 7 hilos, diámetro 3/8" grado E. H. S. carga de rotura 7000 kg.

Las características principales del cable se dan en el Anexo N°4.

5.6.2 Bloque de Anclaje

Será de concreto armado, dimensiones 0.2 m x 0.3 m x 0.9 m.

5.6.3 Varilla de Anclaje

La varilla de anclaje será fierro galvanizado en caliente, diámetro 5/8" longitud 8'0", en un extremo se proveerá un ojal con guardacabo, el otro extremo estará roscado en una extensión de 4" y provisto de una tuerca.

5.7 ARANDELA

La arandela será de fierro galvanizado en caliente, dimensiones 4" x 4" x 3/8" de espesor, el diámetro del hueco central será 1 1/16".

5.7.1 Aislador de Tracción

El aislador de tracción será de porcelana cubierta con esmalte color marrón, clase ANSI 54-3.

Las características principales de aislador se dan en el Anexo N°5.

5.7.2 Abrazadera Metálica

La abrazadera metálica será de fierro galvanizado en caliente.

5.7.3 Guardacabo

Será de fierro galvanizado en caliente adecuado para cable diámetro 3/8".

5.7.4 Grapas

Las grapas serán de fierro galvanizado en caliente, tendrán una longitud de 6" y se proveerán de tres pernos diámetro 5/8".

5.7.5 Guardacable

Será de fierro galvanizado en caliente, de 2.10 m de longitud y se proveerán completos - incluyendo los elementos para fijarlos al cable de acero.

5.8 FERRETERIA

La ferretería de los elementos de fijación de conductores aisladores y retenidas será de fierro galvanizado en caliente de acuerdo a la Norma ASTM A 153 e incluye pernos y arandelas.

5.9 CORTACIRCUITOS Y CORTACIRCUITOS - FUSIBLES

Los cortacircuitos y cortacircuitos-fusible serán unipolares, para servicio exterior del tipo distribución, para apertura sin carga. Se suministrarán provistos de accesorios de fierro galvanizado para montaje en cruceta.

El portafusible será un tubo de material aislante en cuyo interior se instala el fusible. Tendrá contactos plateados y un ojo para insertar la pértiga de operación. El portafusible irá montado sobre aisladores de porcelana. Los fusibles serán del tipo expulsión.

Las características principales de los cortacircuitos y cortacircuitos-fusibles se dan en el Anexo N°6.

5.10 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION PARA SERVICIO EXTERIOR

Los transformadores serán del tipo distribución sumergidos en aceite refrigeración natural 10/0.04-023 KV, trifásicos. Se fabricarán de acuerdo a la Norma ITINTEC 370.002. El aumento de temperatura de los arrollamientos será 55°C ó 65°C según el sistema de aislamiento suministrado por el fabricante.

El arrollamiento de alta tensión estará provisto de 4 derivaciones de aproximadamente 2.5% del valor de la tensión nominal 2 por encima y 2 por debajo de la toma de tensión nominal 10 KV.

Los terminales de las derivaciones y el mecanismo del conmutador se ubicarán dentro del tanque. El conmutador será adecuado para accionamiento manual desenergizado. Se suministrará un indicador de posición.

El tanque será de plancha de acero. La tapa del tanque estará provista de empaquetaduras de neoprene o material inerte y estará asegurada mediante pernos.

Los aisladores pasatapa serán normalizados, de porcelana, para uso a la intemperie y estarán provistos de mordazas para recibir conductores de cobre sección 35 mm^2 .

El transformador estará provisto de facilidades para izaje, muestreo de aceite, borne de puesta a tierra y todo otro accesorio standar necesario para funcionamiento normal.

El tanque del transformador se protegerá con dos capas de pintura anticorrosiva a base de cromato de zinc y tres capas de acabado con esmalte sintético de color gris. El espesor del recubrimiento será de 2 a 3 milésimas de pulgadas con película seca.

Las características principales de los transformadores se dan en el Anexo N^o7.

5.11 TABLEROS DE 10 KV PARA LLEGADA O SALIDA DE TRONCAL

Los tableros serán para servicio interior del tipo autosoportado sin partes bajo tensión accesibles. Para acceso tendrán una puerta en el frente con cerradura.

El equipamiento que será adecuado para operar a 10 KV hasta una altitud de 1000 m.s.n.m. consistirá de lo siguiente:

- Un juego de barras de cobre electrolítico montado sobre aisladores de porcelana, aislado para 10 KV, capacidad 300 A.
- Un seccionador tripolar 10 KV, 630 A, con mecanismo manual para operación en grupo montado sobre aisladores de porcelana.

Las características principales del seccionador se dan en el Anexo N°9.

- Espacio para una terminal de cable NKY 3 x 185 mm².
- Una platina para puesta a tierra.

5.12 TABLEROS DE 10 KV PARA CONTROL DE ENLACE LATERAL

Los tableros serán para servicio interior del tipo autosoportado sin partes bajo tensión accesibles. Para acceso tendrán una puerta en el frente con llave.

El equipamiento que será adecuado para operar a 10 KV hasta una altitud de 1000 m.s.n.m. consistirá de los siguientes:

- Un juego de barras de cobre electrolítico montado sobre aisladores de porcelana, aislado para 10 KV, capacidad 300 A.
- Un seccionador de potencia con fusibles, tripolar,

10 KV, 630 A, con mecanismo manual para operación en grupo, asimismo dotado de mecanismo para que la fusión de cualquier elemento fusible cause la apertura del seccionador. El seccionador estará montado sobre aisladores de porcelana.

Las características principales del seccionador de potencia se dan en el Anexo N°10.

- Espacio para un terminal de cable NKY 3 x 70 mm².
- Una platina para puesta a tierra.

5.13 CELDA PARA TRANSFORMACION 10/0.4 - 0.23 KV

La celda será para servicio interior, del tipo auto soportado sin partes bajo tensión accesibles. Para acceso tendrán una puerta en el frente con llave.

El equipamiento que será adecuado para operar a 10 KV hasta una altitud de 1000 m.s.n.m. consistirá de lo siguiente:

- Un juego de barras de cobre electrolítico montado sobre aisladores de porcelana, aislado para 10 KV, capacidad 300 A.
- Un juego de tres bases portafusibles 10 KV, 400 A con aisladores de porcelana con fusibles de 14 A.
- Un transformador tipo distribución de 250 KVA igual al especificado en el acápite 5.10.
- Una platina para puesta a tierra.

5.14 TABLERO DE 10 KV PARA CONTROL DEL TRONCAL N°4

El tablero será para servicio interior a instalarse de modo de formar parte del tablero de mando a 10 KV existente en la Central Térmica Las Mercedes. Será del tipo autoportado sin partes bajo tensión accesibles. El equipamiento será adecuado para operar a 10 KV hasta una altitud de 1000 m.s.n.m. y consistirá de los siguientes:

- Un juego de barras de cobre electrolítico montadas sobre aisladores de porcelana aislada para 10 KV, capacidad 1250 A considerando temperatura ambiente 35°C y aumento de temperatura 30°C.

Un interruptor automático en aire tripolar, 12 KV, 1250 A, potencia de ruptura 500 MVA a 10 KV, tipo extraíble. Mando a motor 125 V cc, bobinas de cierre, apertura y "antipumping" y contactos auxiliares 5 NA + 5 NC.

Tres transformadores de intensidad 150/5 A, 30 VA, 60 Hz.

Tres relés de sobrecorriente tiempo inverso.

- Un amperímetro y conmutador asociado.
- Un wattímetro con indicador de máxima demanda.
- Un contador de KW-h.

Espacio para terminal de cable NKY 3 x 70 mm²

- Una platina para puesta a tierra.

Las características se dan en el Anexo N°11.

5.15 CABLE SUBTERRANEO

El cable subterráneo será tripolar, conductores de cobre del tipo NKY, sección 70 mm^2 para operar a la tensión de 10 KV, enterrado directamente.

5.16 TERMINALES PARA CABLE

Los terminales para cable serán del tipo termo-res3 \times 70 \text{ mm}^2 para 10 KV, para instalarse a la intemperie.

5.17 SUBESTACION COMPACTA TIPO PEDESTAL PARA 10 KV

Será adecuada para instalarse a la intemperie sobre una base de concreto al nivel del suelo.

La subestación estará contenida dentro de un gabinete metálico e incluirá los siguientes elementos:

- Un transformador hermético sumergido en aceite, refrigeración natural trifásico, 250 KVA 10/0.4-0.23 KV, 60 Hz. El aumento de temperatura de los arrollamientos será 55°C ó 65°C según el sistema de aislamiento suministrado por el fabricante.

El arrollamiento de alta tensión estará provisto de 4 derivaciones de aproximadamente 2.5% del valor de la tensión nominal 2 por encima y 2 por debajo de la toma de tensión nominal 10 KV.

Los terminales de las derivaciones y el mecanismo del conmutador se ubicarán dentro del tanque. El conmutador será adecuado para accionamiento manual desenergizado. Se suministrará un indicador de posición.

El tanque será de plancha de acero. La tapa del tanque estará provista de empaquetaduras de neoprene o material inerte y estará asegurada mediante pernos.

Los aisladores pasatapa serán normalizados y de porcelana. El transformador estará provisto de facilidades para muestreo de aceite, borne de puesta a tierra, válvula de seguridad, indicador de nivel de aceite, aletas de refrigeración y todo accesorio necesario para funcionamiento normal.

- Seccionadores-fusibles en 10 KV, 3 juegos tripolares.
 - Espacio para dos terminales de cable NKY 3 x 70 mm .
- Tablero de distribución secundaria para operar a la tensión 400 - 230 V con neutro a tierra y elementos capaces de resistir corrientes de falla de 10 kA RMS. Se considerará temperatura ambiente 35°C y aumento de temperatura 30°C. .Estará compuesto de un interruptor principal tripolar del tipo termomagnético regulable 350 A, 600 V, cuatro salidas trifásicas para servicio particular protegidas con fusibles tipo NH dispuestos verticalmente y para operación en grupo. Una salida para alumbrado público

protegida con un fusible tipo NH que alimenta a un contactor magnético bipolar adecuado para controlar circuitos de alumbrado cuya bobina de 220 V se alimentará a través de un fusible tipo DZ y se controlará mediante una celda fotoeléctrica adecuada para el servicio propuesto. El circuito de alumbrado incluirá un contador de energía activa.

El gabinete metálico de la subestación tendrá facilidades para izaje y estará protegido con dos capas de pintura anticorrosiva a base de cromato de zinc y tres capas de acabado con esmalte sintético de color gris. El espesor del recubrimiento será de 2 a 3 milésimas de pulgadas con película seca.

Las características principales de la subestación tipo pedestal se dan en el Anexo N°12.

5.18 ARMADOS PARA LA LINEA

Los conductores se fijarán a los postes mediante varios tipos de armados que se utilizarán según se trate de alineamientos, ángulos, anclajes y derivaciones.

ANEXO N°1

ESPECIFICACIONES TECNICAS

DESCRIPCION : POSTES DE CONCRETO ARMADO

CARACTERISTICAS	ESPECIFICACION		
	12 m	11 m	11 m
SISTEMA DE FABRICACION	VIBRADO CENTRIFUGADO		
CARGA DE TRABAJO KG.	300	500	300
DIAMETRO : CIMA mm.	150	150	120
BASE mm.	330	405	285
NORMA DE FABRICACION	ITINTEC 339.027		

ANEXO N°2

ESPECIFICACIONES TECNICAS

DESCRIPCION : CONDUCTORES DE COBRE DESNUDO

CARACTERISTICAS	ESPECIFICACION		
	50 mm ²	35 mm ²	16 mm ²
TEMPLE	DURO	DURO	DURO
N° DE HILOS (ALAMBRES)	7	7	7
DIAMETRO DE CADA HILO, mm.	3.02	2.52	1.70
DIAMETRO DEL CONDUCTOR, mm.	9.06	7.56	5.10
RESISTENCIA MAXIMA, C. C. 20°C, Ω/Km.	0.37	0.53	1.17
CARGA DE ROTURA Kg.	1957	1363	621
PESO Kg/Km.	451	314	143
NORMA DE FABRICACION	ITINTEC 370.223		

ANEXO N°4

ESPECIFICACIONES TECNICAS

DESCRIPCION : CABLE RETENIDA

CARACTERISTICAS	ESPECIFICACION
MATERIAL	ACERO GALVANIZADO CLASE A
N° DE HILOS/DIA. DEL HILO/DIA. DEL CABLE	7/3.048 mm/9.144 mm
PESO DEL CABLE	407 Kg/Km
GRADO/CARGA DE ROTURA MINIMA	E.H.S/7000 Kg (15,400 Lb)
NORMAS	ASTM A363, B6, A90
EMBALAJE EN CARRETES NO RETORNABLES	LONG. NOM. 1.524 ± 5% Km

ANEXO N°7

ESPECIFICACIONES TECNICAS

DESCRIPCION : TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION, SERVICIO EXTERIOR

CARACTERISTICAS	ESPECIFICACION	
	160 KVA	250 KVA
TIPO	OA (REFRIGERACION NATURAL)	
FASES	TRIFASICOS	
FRECUENCIA	60 Hz	
IMPEDANCIA	POR EL FABRICANTE	
TENSION NOMINAL:	PRIMARIO	10 KV
	SECUNDARIO	0.4 - 0.23 KV
DERIVACIONES EN EL LADO DE 10 KV	+ 2.5%	+ 5%
TENSION DE PRUEBA:		
- A 60 Hz:	LADO DE ALTA TENSION	28 KV RMS
	LADO DE BAJA TENSION	2.5 KV RMS
- AL IMPULSO (ONDA 1.2 x 50 µs):	LADO DE ALTA TENSION	95 KV
CAPACIDAD DE SOBRECARGA:	CONTINUA	10 %
NORMA DE FABRICACION	ITINTEC 370.002	

ANEXO N°8

ESPECIFICACIONES TECNICAS

DESCRIPCION : AISLADOR DE SUSPENSION

CARACTERISTICAS	ESPECIFICACION
MATERIAL DEL DIELECTRICO	PORCELANA
DIAMETRO DEL DISCO X ESPACIAMIENTO	254 mm/146 mm (10" x 6 3/4"0
TIPO	NEBLINA
LINEA DE FUGA	17"
ESFUERZO ELECTROMECHANICO COMBINADO	18,000 lb
CARGA DE PRUEBA	9,000 lb
TENSION DE FLAMEO:	
- A BAJA FRECUENCIA: SECO	100 KV
HUMEDO	60 KV
- AL IMPULSO: ONDA POSITIVA	150 KV
ONDA NEGATIVA	160 KV
TENSION DE PERFORACION A BAJA FRECUENCIA	130 KV
TIPO DE CONEXION	BOLA Y CASQUILLO TIPO B
N° DE CATALOGO DE REFERENCIA	NGK CA-825 ME
NORMA DE FABRICACION	ANSI C29.2

ANEXO N°9

ESPECIFICACIONES TECNICAS

DESCRIPCION SECCIONADOR TRIPOLAR 10 KV

CARACTERISTICAS		ESPECIFICACION
MATERIAL DEL DIELECTRICO		PORCELANA
TENSION NOMINAL	KV	12
CORRIENTE NOMINAL	A	630
SISTEMA DE OPERACION		MANUAL EN GRUPO

ANEXO N°10

ESPECIFICACIONES TECNICAS

DESCRIPCION : POSTES DE CONCRETO

CARACTERISTICAS	ESPECIFICACION
MATERIAL DEL DIELECTRICO	PORCELANA
TENSION NOMINAL KV	12
BIL KV	125
CORRIENTE NOMINAL A	630
DESCONEXION AUTOMATICA EN CASO DE FUSION EN FUSIBLE	SÍ
N° DE CATALOGO DE REFERENCIA	BBICT-NALF12
FUSIBLES	80

ANEXO N°11

ESPECIFICACIONES TECNICAS

DESCRIPCION TABLERO DE 10 KV (EQUIPAMIENTO)

CARACTERISTICAS	ESPECIFICACION
<u>INTERRUPTOR</u>	
TIPO	TRIPOLAR, AUTOMATICO, EN AIRE, EXTRAIBLE
TENSION NOMINAL	12 KV
CORRIENTE NOMINAL	1250 A
POTENCIA DE RUPTURA	500 MVA a 10 KV
MANDO	A MOTOR 125 V cc
BOBINAS	CIERRE, APERTURA, ANTIPUMPING
CONTACTOS AUXILIARES	5 NA + 5 NC
<u>PROTECCION Y MEDICION</u>	
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 150/5A, 30 VA, 60 Hz.	TRES
RELES DE SOBRECORRIENTE TIEMPO INVERSO	TRES
AMPERIMETRO Y CONMUTADOR	SI
WATTIMETRO CON INDICADOR DE MAXIMA DE MANDA	SI
CONTADOR DE ENERGIA ACTIVA	SI

ANEXO N°12

ESPECIFICACIONES TECNICAS

DESCRIPCION : SUBESTACION TIPO PEDESTAL

CARACTERISTICAS	ESPECIFICACION
SECCION ALTA TENSION	<p>3 Seccionadores fusibles tripolares 10 KV (sistema neutro aislado) 100 A con fusibles de 20 A.</p> <p>Hermético en aceite, OA (refrigeración natural), 200 KVA, 3Ø, 60 Hz 10/0.40-0.23 KV.</p> <p>Derivaciones: 10 KV + 2.5%, 10 KV + 5%.</p>
TABLERO DE BAJA TENSION	<p>Tensión nominal 400-230 V, corriente de falla 10 KA RMS.</p> <p>1 Interruptor tripolar termomagnético regulable 300 A, 600 V.</p> <p>1 Juego de cuatro barras (una para neutro).</p> <p>4 Seccionadores-fusibles, tripolares, tipo NH, Disposición Vertical, Operación en Grupo. Fusibles: 3-63 A, 3-100 A, 3-63 A.</p> <p>1 Seccionador-fusible - Unipolar, fusibles NH 80 A.</p> <p>1 Contactor bipolar 100 A, 220 V para control de alumbrado.</p> <p>1 Célula fotoeléctrica.</p> <p>1 Contador de Energía Activa.</p>

C A P I T U L O V I

=====

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE

6.1 OBJETO

Las especificaciones aquí descritas se refieren únicamente a las Redes de Distribución Primaria tratadas en el Capítulo IV y tiene como objeto:

- a) Definir los trabajos a ser efectuados por el ejecutor de obras (contratista) para la construcción de las obras e instalaciones a realizar.
- b) Indicar los equipos y materiales que serán suministrados por el propietario e instalados por el Contratista.
- c) Indicar los equipos y materiales para la instalación, conexión, prueba y puesta en operación de los equipos y materiales relacionados con las obras electromecánicas.

Los trabajos se ejecutarán de acuerdo a lo estipulado en la Norma DGE-006B-P-1/1984 ejecución y con

trol de obras en sistema de utilización a tensiones de distribución primaria a cargo de terceros.

6.2 ALCANCE DE LOS TRABAJOS DE CONSTRUCCION

Las instalaciones que comprende el proyecto son:

- Líneas de distribución primaria.
- Subestaciones de distribución.

Las Bases de Licitación, la Memoria Descriptiva, las Especificaciones Técnicas, los Metrados y los Planos del Proyecto constituyen los documentos mediante los cuales se define el alcance de los trabajos de construcción de las instalaciones del proyecto. Estos documentos se complementan entre sí, de modo que cualquier elemento señalado en uno de ellos deberá ser reconocido como si hubiera sido debidamente considerado en todos.

En general la ejecución de los trabajos cubiertos por esta especificación serán ejecutados de modo de reducir a un mínimo el corte de suministro a los usuarios.

Constituye una obligación general la ejecución de todas las pruebas solicitadas por las Especificaciones Técnicas de Construcción.

Se indica a continuación los aspectos principales del trabajo que será efectuado en las instalaciones

del proyecto. Queda entendido, sin embargo, que la lista de tareas que se describen es sólo indicativa pero no limitativa, y que será responsabilidad del Contratista efectuar todas las operaciones, trabajos y suministros que sean necesarios para montar, probar y dejar operativas, a satisfacción del Propietario, las instalaciones a su cargo, aun cuando algunas de tales operaciones, trabajos o suministros no hayan sido descritos ni enumerados en forma específica.

a) Línea de Distribución Primaria

Los principales trabajos que deberán realizarse incluyen, entre otros rubros, los siguientes:

- . Transporte de equipos y materiales.
- . Trabajos de instalación.
 - Excavación y relleno de pozos.
 - Acarreo y erección de postes.
 - Montaje de armados, incluyendo crucetas, aisladores, retenidas anclajes y demás accesorios.
 - Tendido y puesta en flecha de conductores aéreos e instalaciones de accesorios.
 - Instalación de cable subterráneo.

b) Subestaciones de Distribución

Los principales trabajos que deberán realizarse

incluyen, entre otros rubros, los siguientes:

- Transporte de equipos y materiales.
- Trabajos de instalación.
 - Acarreo y erección de postes.
 - Montaje de armados, incluyendo crucetas, aisladores y demás accesorios.
 - Instalación de equipos (transformadores, cortacircuitos fusible, tablero de baja tensión).
 - Instalación del sistema de puesta a tierra.
 - Instalación de cables de baja tensión entre el transformador y el tablero de baja tensión y las líneas de baja tensión.

6.3 SUMINISTROS PARA LA LINEA DE DISTRIBUCION PRIMARIA

- a) Equipos y materiales que serán suministrados por el propietario:
 - Cortacircuitos y cortacircuitos-fusibles.
 - Postes y crucetas.
 - Aisladores.
 - Conductores para línea aérea.
 - Cable subterráneo.
- b) Materiales que serán suministrados por el Contratista:
 - Material para retenidas.
 - Ferrería para aisladores y ferrería para postes.

- Materiales menores necesarios para obtener una instalación completa y adecuada, aunque ellos no se indiquen en esta Especificación o en otros documentos del Proyecto.

6.4 SUMINISTROS PARA LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

- a) Equipos y materiales que serán suministrados por el propietario:
- Transformadores.
 - Cortacircuitos-fusible y fusibles.
 - Tablero de 10 KV.
 - Subestación tipo pedestal de 250 KVA.

6.5 LIMPIEZA FINAL

Después de la instalación, todos los equipos y materiales serán limpiados perfectamente para la entrega de la obra al propietario. En forma especial se limpiarán con cuidado todos los aisladores, materiales aislantes y todas aquellas partes que actúan como superficies aislantes.

6.6 REPLANTEO DE ESTRUCTURAS

El contratista será responsable de efectuar todo el trabajo de campo necesario para replantear la ubicación de las estructuras de soporte de la línea de distribución y las subestaciones de distribución de acuerdo con los planos del proyecto.

El replanteo deberá ser efectuado por personal expe
rimentado empleando métodos de trabajo que aseguren
que el error cometido al medir las distancias no su
pere uno en mil.

6.7 EXCAVACION PARA CIMENTACION

El contratista efectuará la excavación de los hue
cos para cimentación de las estructuras conforme al
procedimiento que él proponga y que el Supervisor
apruebe.

El contratista tomará las precauciones necesarias
para evitar derrumbes durante la excavación.

6.8 TENDIDO DEL CONDUCTOR

El contratista ejercerá en todo momento el mayor cui
dado para asegurar que el conductor no se dañe duran
te el almacenamiento, el transporte y el montaje,
pues la naturaleza del material empleado y las condi
ciones de operación de la línea hacen imprescindible
que la superficie del conductor se conserve en la me
or condición posible. Cualquier daño que ocurriera
en el conductor será reparado por el contratista, pre
via inspección por el Supervisor, empalmando el ca
ble cuando el daño así lo requiera.

El contratista empleará dispositivos de frenado ade
cuados para asegurar que el conductor se mantenga en

todo momento con tensión suficiente para evitar que toque el suelo o se arrastre.

Para el tendido del conductor, las poleas se colocarán en forma tal que el conductor quede a la misma elevación que la fijada por los ensambles de aisladores.

La operación de tendido será efectuada por personal debidamente capacitado y tomando las debidas precauciones para asegurarse que las crucetas no sean dañadas durante dicha operación. Si alguna parte de la estructura sufriera daños durante el tendido, el contratista la reemplazará sin costo alguno para el propietario.

Las mandíbulas de las mordazas de servicio que se empleen tendrán las dimensiones adecuadas para el conductor y estarán recubiertas de un material que el conductor no sufra daño alguno durante la operación.

Durante el montaje los conductores deberán estar conectados a tierra para evitar accidentes causados por cargas estáticas y/o tensiones inducidas. Dichas tierras se mantendrán conectadas hasta que el Supervisor ordene su retiro.

6.9 ANDAMIAJE

El contratista deberá proveer andamiaje adecuado en aquellos lugares donde sea necesario para evitar accidentes de su personal y/o de terceros y donde sea necesario proteger la propiedad privada.

El andamiaje deberá tener la suficiente resistencia para soportar la carga del viento, las cargas verticales y todas las otras cargas que puedan preverse. Su construcción será tal que no permita al conductor acercarse a menos de 5 m de altura sobre los caminos y a menos de 1 m de otras líneas de distribución eléctrica y de comunicaciones, cuando el conductor está siendo tendido. En andamiaje mismo deberá cumplir con los espaciamientos indicados.

El andamiaje deberá ser aprobado por el Supervisor antes de comenzar el trabajo.

6.10 EMPALMES

El contratista utilizará el conductor en forma tal de reducir al mínimo posible el número de empalmes. Los empalmes serán del tipo de compresión. Los empalmes serán ejecutados por personal debidamente experimentado y en presencia del Supervisor.

No se instalará ningún empalme a menos de 10 metros de distancia de una grampa de anclaje ni a menos de

5 metros de un punto de apoyo. No se permitirá más de un empalme por conductor por cada dos vanos y no se instalarán empalmes en los vanos donde la línea cruza a otras líneas.

6.11 REGULACION DE LOS CONDUCTORES

La regulación del conductor se efectuará en horas en que la velocidad del viento sea nula o muy baja y en conformidad con las tablas de flechas y tensiones previamente elaboradas.

Para medir la flecha el contratista seleccionará un vano en cada tramo, que deberá ser aprobado por el Supervisor y cuya longitud no excederá (en más o en menos) de 40% del vano predominante correspondiente. Normalmente la regulación de los conductores se hará en un vano seleccionado de entre una serie de vanos sucesivos comprendidos entre dos estructuras de amarre, si fuera necesario será obligación del Contratista proveer las retenidas temporales que sean requeridas para que las estructuras soporten las tensiones a las que estarán sometidas durante el trabajo de regulación de los conductores.

Para regular los conductores se usará siempre que sea posible, el método visual, empleando una niveleta y un anteojo largavista o teodolito asegurado firmemente a la estructura.

Con el fin de evitar errores en el tensionado del conductor por efecto del envejecimiento, el conductor deberá ser regulado tan pronto como sea posible después del tendido, pero dejando las tensiones en todos los vanos. El Supervisor deberá ser informado, antes de empezar la operación de tendido del conductor, del tiempo que se propone dejar transcurrir entre la operación de tendido y la de regulación.

De preferencia la operación de puesta en flecha no deberá efectuarse dejando transcurrir más de 24 horas desde el momento del tendido.

La tolerancia en la flecha real, con relación a la flecha teórica, tomando en cuenta las correcciones por envejecimiento al momento de efectuar la medición, será de + 0% - 2%.

6.12 MONTAJE DE ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Al instalar las estructuras de soporte, el contratista puede montar separadamente los postes e instalar posteriormente las crucetas o puede armar la estructura en el suelo e instalarla como un conjunto, en todo caso el contratista será responsable por cualquier daño que las estructuras, las crucetas y/o los aisladores pueden sufrir durante la instalación. En todo caso, el procedimiento de montaje deberá ser

aprobado previamente por el Supervisor, pero tal aprobación no libera al contratista de su responsabilidad respecto a los daños que puede sufrir la estructura durante el montaje.

Las estructuras se instalarán a plomo, no permitiéndose una desviación de la vertical que excede 1/200 de la altura útil de ella.

6.13 INSTALACION DE FERRETERIA

El material de ferretería para postes y aisladores deberá ser manipulado cuidadosamente durante el transporte y montaje para evitar causar daños al galvanizado. El contratista deberá revisar cuidadosamente las superficies galvanizadas antes de proceder a ensamblar la ferretería. Si encuentra daños notificará al Supervisor, quien determinará si las piezas pueden ser utilizadas o si deben ser reparadas o descartadas.

6.14 RETENIDAS

Los elementos de anclaje deberán enterrarse tal que las varillas de anclaje sobresalgan 0.20 m sobre el nivel normal del terreno.

6.15 INSTALACION DE AISLADORES

El contratista ejercerá el mayor cuidado para asegurarse que los aisladores no sufran ningún daño durante el transporte ni la instalación. Antes de proceder al ensamble del armado, el contratista limpiará dichos aisladores cuidadosamente, practicando una detenida inspección para asegurarse de que el material empleado está en perfectas condiciones.

6.16 TRANSFORMADORES

El contratista llevará a cabo todas las operaciones de instalación de estos equipos hasta su puesta a punto para la operación, según la intención de esta especificación, instrucciones del proveedor y planos.

6.17 TABLEROS DE BAJA TENSION

El contratista colocará en su ubicación, los tableros y efectuará las pruebas y ajustes que recomiende el proveedor.

El contratista deberá hacer todas las terminaciones de los cables.

6.18 CORTACIRCUITOS Y CORTACIRCUITOS-FUSIBLES

El contratista instalará los cortocircuitos y cortacircuitos fusibles en las estructuras de soporte de la línea primaria y de las subestaciones.

El contratista se asegurará que estos elementos queden ajustados según las recomendaciones del fabricante.

6.19 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El contratista instalará el sistema de puesta a tierra de las subestaciones de acuerdo a planos. Se conectarán a tierra todas las partes metálicas que no lleven corriente y el borne neutro de los transformadores.

6.20 PRUEBAS DE LAS LINEAS

Al concluir el trabajo de construcción de las líneas aéreas e instalación de cables subterráneos se deberán realizar las pruebas que se detallan a continuación, en presencia del Supervisor y empleando instrumentos y métodos de trabajo aprobados por éste, y el contratista efectuará las correcciones o reparaciones que sean necesarias hasta que los resultados de las pruebas sean satisfactorios, a juicio del Supervisor. Previamente a la ejecución de estas pruebas, el contratista en presencia del Su

pervisor, limpiará cuidadosamente los aisladores, retirará todas las puestas a tierra temporales del conductor y efectuará toda otra labor que sea necesaria para dejar la línea lista para ser energizada.

Las pruebas incluirán también aquéllas que el Supervisor estime necesarias debido a las condiciones especiales del terreno u otras condiciones en obra que lo hagan necesario, con el fin de asegurar que el material, equipo o sistemas instalados cumplan con los requisitos de las especificaciones.

El contratista proveerá personal calificado para llevar a cabo las pruebas y toda la mano de obra adicional que esté relacionada con las mismas.

El contratista llevará un registro en cuadruplicado de todas las pruebas, en las que se mostrará la fecha, el personal que realizó las pruebas, el equipo o material probado, el tipo de prueba realizada y los resultados. Tres copias de dichos registros serán entregados al Supervisor.

El Contratista notificará al Supervisor con la debida anticipación al comienzo de las pruebas.

Las pruebas de comprobación de aislamiento mediante megóhmetro pueden no cumplir con este requisito.

El contratista será responsable de los daños que puedan resultar a los equipos o materiales como consecuencia de procedimientos de ensayo impropios, debiendo reparar, si ello es posible, o reemplazar el equipo o material dañado.

El contratista utilizará todas las precauciones para el personal que se desplace en la vecindad de los lugares de las pruebas, el que estará obligado a usar guantes y cubiertas de goma, pantallas o barreras protectoras, señales indicadoras de peligro, etc.

El contratista suministrará todo el equipo de prueba que sea necesario.

Una vez concluidas satisfactoriamente las pruebas anteriormente señaladas, se procederá a aplicar tensión a las líneas.

6.21 PRUEBAS DE LAS SUBESTACIONES

Al concluir el trabajo en las subestaciones, se deberán realizar las pruebas que se indican a continuación, en presencia del ingeniero y empleando instrumentos y métodos de trabajo aprobados por éste.

- Pruebas de equipos (transformadores, cortacircuitos fusible, tableros de baja tensión) de acuerdo a las recomendaciones de los fabricantes.

- Medición de la resistencia del sistema de puesta a tierra.
- Pruebas de aislamiento con el megóhmetro de magneto, en los circuitos de A.T. y B.T. como sigue:
 - i) Las pruebas se realizarán entre cada fase y tierra y entre cada par de fases, llevando su registro de cada una de ellas.
 - ii) Las pruebas que den como resultado valores inferiores a los usuales o valores erráticos serán repetidas y el elemento en cuestión investigado para determinar la causa de dicho comportamiento.
- Pruebas con corriente de carga, las que deberán incluir la simulación de operación con corriente de carga de todos los elementos de las subestaciones.

Previamente a la ejecución de estas pruebas, el contratista, en presencia del ingeniero, limpiará cuidadosamente los aisladores y efectuará toda otra labor que sea necesaria para dejar las instalaciones listas para ser energizadas.

El contratista deberá ejecutar cualquier otra prueba que el ingeniero considere necesaria.

El contratista suministrará toda la mano de obra, equipo de prueba, materiales, etc., necesarios para

ubicar la causa de toda falla o funcionamiento defectuoso en el equipo probado a fin de obtener la operación y resultados deseados, independientemente de que la causa de la falla de operación o del material sea imputable al contratista o a terceros.

CAPITULO VII

METRADO Y PRESUPUESTO

Este capítulo trata del metrado y presupuesto para la ejecución y puesta en servicio de las Obras de Ampliación del Sistema de Distribución en el Departamento de Tumbes y que comprende la ampliación de la subestación de Tumbes y Corrales en 6000 y 2500 KVA respectivamente, relación 33/10 KV; así como la ampliación de las Redes de Distribución Primaria de la ciudad de Tumbes, en base a los análisis en los Capítulos III y IV.

Para efectuar los metrados se han preparado listas de los materiales afines, los cuales se han presupuestado por grupos tanto en lo referente al suministro como al montaje.

Los costos unitarios que aparecen en el presupuesto, son costos referenciales para la obtención de un presupuesto base.

En cuanto al transporte se ha considerado que todos los materiales serán transportados desde la ciudad de Lima a Tumbes por vía terrestre; los costos por este concepto cubren el manipuleo, tanto en la carga como en la descarga en los almacenes de Lima y Tumbes.

Los precios unitarios del montaje se han elaborado teniendo en cuenta la tabla de remuneraciones de los trabajos de construcción civil en toda la República, vigente a la fecha; a dichos precios se agregó el 117.23% del jornal básico por concepto de Leyes Sociales, e igualmente la tabla de alquiler de maquinaria y equipo de construcción vigentes al 30.06.85.

AMPLIACION SUBESTACION TUMBES 33 KV

EQUIPOS Y MATERIALES

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
<u>Transformadores</u>					
a.	Transformador de potencia trifásico 6000 KVA, 33/10 KV, 60 Hz Yn/d.	u	1	1'800,000	1'800,000
b.	Transformador de corriente para medición 400/5A, 30 VA, Cl 1 para 10 KV.	u	2	7	14
<u>Equipo de Protección y Maniobra</u>					
a.	Seccionador de potencia 33 KV - 3 x 600A montaje horizontal y apertura vertical, tipo in temperie, accionamiento mecánico por varilla.	u	1	70	70
b.	Elemento fusible de 50A para seccionador 33 KV existente.	u	3	100	300
<u>Conductores y Cables de Energía</u>					
a.	Conductor de cobre desnudo 3/0 AWG.	m	18	53	954
b.	Conductor de cobre desnudo N°4 AWG.	m	30	28	840
c.	Cable de energía 10 KV, NKY 3 x 240 mm ² .	m	70	1,690	118,300
<u>Crucetas</u>					
a.	Cruceta de madera tratada creosotada de 4 3/4" x 3 3/4" x 4.40 mts.	u	1	330	330

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
<u>Material para malla de tierra</u>					
a.	Conductor de cobre desnudo N° 1/0 AWG.	m	246	33	8,000
b.	Conector termosoldable para conductor de cobre N° 1/0 AWG incluyendo molde, carga de fundente y encendedor.	Lot			2,900
COSTO TOTAL DE EQUIPOS Y MATERIALES I/.					1'931,826
<u>Transporte</u>		Glob			12,000
<u>Montaje</u>					
a.	Transformador de potencia 3 Ø de 6,000 KVA-33/10 KV.	u	1	8,600	8,600
	Seccionador tripolar de potencia 33 KV.	u	1	1,900	1,900
c.	Cable NKY-10KV-3 x 240 mm2 directamente enterrado, incluyendo cama de arena, hilera corrida de ladrillo corriente y cinta señalizadora.	m	70	82	5,740
d.	Ampliación malla de tierra profunda, incluyendo derivaciones a superficie.	Glob	-	-	1,000
e.	Caja terminal tripolar para cable NKY - 3 x 240 mm2, 10 KV.	u	2	560	1,120
f.	Sistema de barras aéreas en patio de llaves y conexión a bornes de equipos.	Glob	-	-	1,900
g.	Retiro de trafos de corriente existentes en la celda C-7 e instalación de los trafos de corriente 400/5.	Glob	-	-	1,800
COSTO TOTAL MONTAJE I/.					22,060
COSTO TOTAL AMPLIACION SUBESTACION TUMBES I/.					1'965,886
					=====

AMPLIACION SUBESTACION CORRALES 33/10 KV

EQUIPOS Y MATERIALES

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
<u>Transformadores</u>					
a.	Transformador de potencia trifásico, 2,500 KVA, 33/10 KV, YN/d (existente traslado de la subestación Tumbes).	u	1		
<u>Equipo de Protección y Maniobra</u>					
a.	Seccionador fusible unipolar para montaje exterior en cruceta - 100A - 15/26 KV, sin elemento fusible.	u	15	2,500	37,500
b.	Elemento fusible de 1A.	u	3	150	450
c.	Elemento fusible de 50A.	u	3	200	600
d.	Interruptor recloser 10 KV 100 A existente.	u	2	-	-
e.	Pararrayo unipolar 10 KV tipo distribución para intemperie, neutro aislado.	u	6	1,700	10,200
<u>Conductores y Cables de Energía</u>					
a.	Conductor de cobre desnudo temple duro N ^o 2 AWG para malla tierra.	m	35	28	980
b.	Conductor de cobre desnudo temple duro N ^o 2 AWG para barras aéreas.	m	75	28	2,100
<u>Postes y Crucetas</u>					
a.	Poste de concreto armado de 7 m x 600 kg.	u	2	2,300	4,600

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
b.	Cruceta de madera tratada de 3 3/4" x 4 3/4" x 4.4 mt.	u	16	330	5,280
<u>Material para Malla de Tierra</u>					
a.	Conectores termosoldables con accesorios para cable N ^o 2 AWG cobre.	Lot	-	-	1,400
COSTO TOTAL DE EQUIPOS Y MATERIALES I/.					63,110
<u>Transporte</u>					
		Glob	-	-	3,500
<u>Montaje</u>					
a.	Transformador de potencia 3 Ø - 2500 KVA - 33/10 KV.	u	1	8,350	8,350
b.	Pararrayos 10 KV.	u	6	165	990
c.	Seccionadores fusibles unipolares.	u	14	165	2,310
d.	Interruptor recloser 10 KV 3 x 100 A.	u	2	1,150.	2,300
e.	Ampliación malla de tierra profunda, incluye derivaciones a superficie para conexión a tierra de los equipos del patio de llaves.	Glob	-	-	1,300
f.	Instalación del sistema de barras aéreas, incluyendo postes, crucetas y demás accesorios.	Glob	-	-	2,300
h.	Ampliación del cerco perímetro de la subestación.	Gob	-	-	800
COSTO TOTAL DEL MONTAJE I/.					18,350
COSTO TOTAL AMPLIACION SUBESTACION CORRALES I/.					84,960
					=====

RESUMEN REDES PRIMARIAS Y SUBESTACIONES

DESCRIPCION	RED PRIMARIA	SUBESTACIONES
Total Costo Directo Equipo Material y Montaje	5'115,127	5'261,348
Transporte-Estimado (3%)	153,454	157,842
Gastos Generales y Utilida <u>des</u> (25%)	1'278,728	1'315,346
PARCIAL	6'547,309	6'734,536
TOTAL		I/. 13'281,845

RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA 10 KV

EQUIPOS Y MATERIALES

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
<u>Postes</u>					
a.	De c.a.c de 11 m x 600 Kg.	u	1	3,180	15,990
b.	De c.a.c de 11 m x 500 Kg.	u	44	3,020	135,900
c.	De c.a.c de 11 m x 400 Kg.	u	1	2,970	2,970
d.	De c.a.c de 11 m x 300 Kg.	u	230	2,670	614,100
<u>Crucetas</u>					
a.	De concreto 1.20 m.	u	264	325	85,800
b.	Media cruceta de c. de 0.60 m.	u	108	163	17,604
<u>Conductores de Cobre y Cables de Energía</u>					
a.	Cobre desnudo 50 mm ² .	m	16,201	33	534,633
b.	Cobre desnudo 35 mm ² .	m	14,491	28	405,748
c.	Cobre desnudo 16 mm ² .	m	10,088	13	131,144
d.	Cobre desnudo 10 mm ² .	m	359	9	3,231
e.	Cable NKY-3x70 mm ² -10 KV.	m	315	555	174,825
<u>Aisladores</u>					
a.	De tracción clase ANSI 54-1.	u	143	93	13,299
b.	De suspensión antiniebla 10" Ø x 5 3/4" ANSI 52-3.	u	1,465	408	597,720
c.	Tipo Pin.	u	834	285	237,690
<u>Elementos para Protección</u>					
a.	Seccionador fusible 200A-15 KV	u	42	6,050	254,100
b.	Seccionador fusible 300A-15 KV	u	51	7,438	328,338
<u>Ferretería para Aisladores</u>					
a.	Adaptador casquillo-ojo.	u	692	34	23,528
b.	Adaptador bola-ojo.	u	692	34	23,528

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
c.	Mordaza para anclaje tipo <u>uni</u> versal.	u	743	56	41,608
d.	Pin para aislador.	u	786	45	35,370
e.	Soporte para aislador.	u	184	40	7,360
f.	Grillete tipo ancla.	u	692	28	19,376
<u>Ferretería para Postes y Rete-</u> <u>nidas</u>					
a.	Abrazadera para poste.	u	135	62	8,370
b.	Soporte para terminal de <u>ca</u> ble.	u	10	67	670
c.	Perno de 1/2" \emptyset x 5".	u	356	7	2,492
d.	Perno de 5/8" \emptyset x 6".	u	164	8	1,312
e.	Perno de 5/8" \emptyset x 8".	u	285	14	3,990
f.	Perno ojo de 5/8" \emptyset x 8".	u	190	16	3,040
g.	Perno ojo de 5/8" \emptyset x 10".	u	77	18	1,386
h.	Tuerca de 5/8" \emptyset .	u	179	20	3,580
i.	Tuerca con ojo de 5/8" \emptyset .	u	317	4	1,268
j.	Arandela de 2" x 2" x 3/16" \emptyset hueco 9/16".	u	688	11	7,568
k.	Arandela de 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16" \emptyset hueco 11/16".	u	892	4	3,568
l.	Arandela curva 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16" \emptyset hueco 11/15".	u	893	4	3,572
m.	Arandela redonda espesor 3/16" \emptyset exterior 1 3/4" \emptyset interior 11/16".	u	681	4	2,724
n.	Arandela 4" x 4" x 3/18" \emptyset 13 x 16".	u	280	22	6,160
o.	Varilla para anclaje 5/8" \emptyset x 2.4 mt.	u	131	68	8,908
p.	Guardacabo.	u	216	3	648
q.	Mordaza para retenida - 3 <u>per</u> nos.	u	441	28	12,348
r.	Guardacable de 2.10 mt.	u	278	28	7,748
s.	Bloque de concreto.	u	278	67	18,626
t.	Cable de acero galvanizado \emptyset 3/8".	m	1,335	305	407,175

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
u.	Abrazadera para cable (tubo).	u	784	24	18,816
<u>Material Eléctrico Complementario</u>					
a.	Tubo f°g° 3" Ø standard.	u	30	380	11,400
b.	Mordaza para tierra Ø 5/8".	u	1,261	17	21,437
c.	Terminal para celda.	u	10	3,500	35,000
PARCIAL EQUIPOS Y MATERIALES				I/.	<u>4'295,578</u>
<u>Montaje</u>					
a.	Armado B1-1.	u	135	327	44,145
b.	Armado B2-1.	u	17	374	6,358
c.	Armado B3-1.	u	30	436	13,080
d.	Armado F1-1.	u	9	374	3,366
e.	Armado S1-1.	u	10	374	3,740
f.	Armado B2-2.	u	16	262	4,192
g.	Armado B2-3.	u	36	276	9,936
h.	Armado B3-2.	u	7	291	2,037
i.	Armado B5-1.	u	20	291	5,820
j.	Armado F1-2.	u	5	654	3,270
k.	Armado S1-2.	u	7	654	4,578
l.	Armado B4-1.	u	3	654	1,962
m.	Armado V-4.	u	9	527	4,743
n.	Armado V-1.	u	120	749	89,880
o.	Armado V-3	u	4	187	748
<u>Postes</u>					
a.	De c.a.c de 11 m x 300 Kg.	u	226	1,105	249,730
b.	De c.a.c de 11 m x 500 Kg.	u	44	1,105	48,620
c.	De c.a.c de 11 m x 400 Kg.	u	1	1,105	1,105
d.	De c.a.c de 11 m x 600 Kg.	u	5	1,105	5,525

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
<u>Conductores de Cobre y Cables</u> <u>de Energía</u>					
a.	Conductor cobre 50 mm2.	m	14,980	7	74,900
b.	Conductor cobre 35 mm2.	m	13,684	6	82,104
c.	Conductor cobre 16 mm2.	m	21,742	5	108,710
d.	Cable NKY - 3 x 70 mm2.	m	300	170	51,050
	PARCIAL MONTAJE			I/.	819,549
					=====

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

EQUIPOS Y MATERIALES

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
<u>Conductores de Cobre y Cable de Energía</u>					
a.	Conductor cobre 6 mm ² .	m	385	5	1,925
b.	Cable NYY - 3 x 1 x 120 mm ² - 1 KV.	m	237	560	132,720
c.	Cable NYY - 3 x 1 x 185 mm ² - 1 KV.	m	72	830	59,760
d.	Conductor cobre 95 mm ² .	m	218	68	14,824
e.	Conductor cobre 120 mm ² .	m	72	118	8,496
<u>Elementos para Protección</u>					
a.	Seleccionador fusible 100 A - 15 KV.	u	101	1,356	136,956
<u>Transformadores de Distribución y Subestaciones Compactas</u>					
a.	Transformadores de 160 KVA.	u	25	65,000	1'625,000
b.	Transformadores de 250 KVA.	u	7	78,000	546,000
c.	Subestación tipo pedestal de 250 KVA.	u	4	314,000	1'256,000
<u>Tableros de Distribución para Subestación Aérea</u>					
a.	Subestación de 160 KVA.	u	25	26,000	650,000
b.	Subestación de 250 KVA.	u	7	39,500	276,500
<u>Estructura para Subestación Aérea</u>					
a.	Subestación aérea biposte 12 mt x 300 Kg.	u	32	9,900	316,800

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS	
		UNID.	CANT.	UNIT.	TOTAL
<u>Material Eléctrico Complementario</u>					
a.	Mordaza para tierra Ø 5/8".	u.	35	17	595
b.	Varilla para tierra Ø 5/8" x 1.8 m.	u	34	225	7,650
c.	Soporte para tablero de distribución.	u	145	70	10,150
d.	Tubo conduit f°g° Ø 3".	u	108	445	48,060
e.	Tubo conduit f°g° Ø 4".	u	55	625	34,375
f.	Conector tipo perno partido.	u	105	18	1,890
g.	Conector tipo AB de 5/8".	u	36	18	648
PARCIAL EQUIPO Y MATERIALES				I/.	<u>5'128,349</u> =====
<u>Montaje</u>					
<u>Transformadores de Distribución y Subestaciones Compactas</u>					
a.	Transformadores de 160 KVA.	u	25	555	13,875
b.	Transformadores de 250 KVA.	u	7	740	5,180
c.	Subestaciones compactas 250 KVA.	u	3	8,980	26,940
<u>Tableros de Distribución para Subestaciones Aéreas</u>					
a.	Tablero para subestación de 160 KVA.	u	25	320	8,000
b.	Tablero para subestación de 250 KVA.	u	7	320	2,240
<u>Estructuras para Subestaciones Aéreas</u>					
a.	Estructura biposte con postes de 12 m x 300 Kg.	u	32	2,400	76,800
PARCIAL MONTAJE				I/.	<u>133,035</u> =====

C O N C L U S I O N E S

=====

- 1.- Del balance de Potencia, crecimiento Máxima Demanda-Oferta de Generación, se ha determinado un déficit de Potencia efectiva de 0.52 MW en 1987 que alcanzará un valor de 4.8 MW en 1992.
- 2.- Hasta el año 1992 la energía en Tumbes será netamente térmica. debiendo instalarse un grupo de 5 MW - 600 RPM en 1987; para lo cual hay espacio en la Central Térmica Las Mercedes.
- 3.- La línea 33 KV Tumbes-Zarumilla atenderá la carga de Puerto Pizarro hasta 1994, debiendo independizarse la carga de Puerto Pizarro en 1995. La línea Tumbes-Zorritos para el año 2000 tendrá una antigüedad de 30 años por lo que deberá analizarse su estado para su reconstrucción.
- 4.- Las Subestaciones Tumbes y Corrales de 33/10 KV deberán ampliarse su capacidad en 6 y 2.5 MW, respectivamente, a la brevedad.
- 5.- Las pérdidas de tensión de las líneas en 33 KV en el período de estudio son menores del 10% (aceptable para sistemas rurales caso Dpto. de Tumbes). Sin embargo el Código Nacional de Electricidad establece el 6%, lo que se logrará instalándose reguladores de tensión en su oportunidad, en las subestaciones de fin de línea.
- 6.- El nivel máximo de cortocircuito en barras de la Central Térmica, obtenido para el período de 1986-2000 es de 297.72 MVA, por

consiguiente todos los equipos pueden operar hasta el final de su vida útil.

- 7.- Las redes de distribución en media y baja tensión de la ciudad de Tumbes, son obsoletos en un 70% y 90% respectivamente, por lo que se adoptó como solución de ampliación la remodelación integral de las redes, asimilando al nuevo sistema, la red existente en buen estado.
- 8.- La tensión de distribución adoptado en baja tensión es 380-220 voltios y la capacidad recomendada para las subestaciones es 250 KVA para la zona comercial y residencial medio; y 160 KVA para zona residencial menor y pueblos jóvenes.
- 9.- La configuración recomendada para la nueva red primaria de la ciudad de Tumbes es mediante cinco troncales radiales desde la Central Térmica de Tumbes. En el centro de la ciudad se contará con enlaces laterales, utilizándose puestos de maniobra para operación, en caso de salida del servicio de algún tramo de las troncales.

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

- 1.- Centrales y Redes Eléctricas
Buchhold - Happoldt.
Editorial Labor, S. A. 2da. Reimpresión. Barcelona, 1971.
- 2.- Las corrientes de Cortocircuito en las Redes Trifásicas.
Siemens - Richard Roeper - Erlangen, 1956.
- 3.- Redes Eléctricas.
G. Zoppetti Júdez.
Editorial Gustavo Gili, S. A. 5ta. Edición. Barcelona, 1972.
- 4.- Estaciones Transformadores y de Distribución.
G. Zoppetti Júdez.
Editorial Gustavo Gili, S. A. 4ta. Edición. Barcelona, 1972.
- 5.- Manual Práctico de Electricidad para Ingenieros.
Donald G. Fink - H. Wayne Beaty - John M. Carroll.
Editorial Reverté, S. A. 11ava. Edición. Barcelona, 1981.
- 6.- Diseño de Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión.
Ing. Jorge Linares Olguín, M. S. c.
Asociación Electrotécnica Peruana. Enero, 1984.
- 7.- Normas VDE 0100 de Protección Eléctrica.
Horg - Schneider.
Editorial Marcombo, S. A. Barcelona, 1976.
- 8.- Manual A. E. G.
Novena Edición. Berlín, 1967.