

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



“ Proyecto de Ampliación de la Generación Eléctrica Actual en el Sistema Eléctrico Piura, Sullana en la presente Década ”

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECANICO

PEDRO LUIS PACHAS CARBONELL

PROMOCION: 1979 - 2

LIMA • PERU • 1987

INDICE

	Pág.
PROLOGO	1
1. INTRODUCCION	3
2. SITUACION ACTUAL	9
2.1 Area de influencia del proyecto y sus características generales	9
2.2 Sistemas eléctricos existentes	10
2.2.1 Piura	10
2.2.2 Talara	13
2.2.2.1 Sistema eléctrico Talara - Verdum	13
2.2.2.2 Sistema eléctrico de Malacas	14
2.2.3 Bayóvar	16
2.3 Aprovechamientos hidroeléctricos estudiados	17
2.3.1 C.H. Poechos	18
2.3.2 C.H. Curumuy	19
2.3.3 C.H. Culqui	21
2.3.4 C.H. Yuscay	22
2.4 Sistema de Subtransmisión asociado a los aprovechamientos hidroeléctricos estudiados	22
2.5 Proyectos de electrificación rural	25
2.6 Solicitudes actuales	25
2.7 Otros proyectos	26
2.7.1 Sector electricidad	26
2.7.2 Sector hidrocarburos	27
2.7.3 Sector minería	28
3. EVOLUCION DE NECESIDADES HASTA FINES DE LA DECADA	

	Pág.
DEL 80	32
3.1 Evolución y análisis de la demanda hasta la actualidad	32
3.1.1 Servicio público	32
3.1.2 Autoproductores	38
3.2 Proyección de la demanda	40
3.2.1 Piura	40
3.2.1.1 Servicio público	40
3.2.1.2 Autoproductores	40
3.2.1.3 Proyectos de inversión	43
3.3 Situación actual del suministro eléctrico en la ciudad de Piura	48
3.3.1 Servicio público	48
3.3.2 Autoproductores	52
3.4 Programa de equipamiento en la actual Central Térmica	53
3.5 Balance Oferta-Demanda del Sistema eléctrico	60
4. ALTERNATIVAS PARA EL SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA	63
4.1 Alternativas de equipamiento	64
4.1.1 Tipo de unidades	64
4.1.2 Tamaño de las unidades	75
4.1.3 Número de unidades	78
4.1.4 Selección de la alternativa de equipamiento	79
4.1.4.1 Evaluación técnica	79
4.1.4.2 Evaluación económica	82

	Pág.
4.2 Alternativas de ubicación	103
4.2.1 Alternativas posibles	103
4.2.2 Selección	105
4.2.2.1 Evaluación técnica	105
4.2.2.2 Evaluación económica	107
5. PROYECTO DEL SISTEMA SELECCIONADO	113
5.1 Características principales del lugar de ubicación	113
5.1.1 Condiciones ambientales	114
5.1.2 Abastecimiento de agua dulce	115
5.1.3 Contaminación ambiental en el área de ubicación	115
5.2 Diseño preliminar de la planta de generación eléctrica	116
5.2.1 Dimensionamiento de los grupos y rango de trabajo	116
5.2.2 Principales componentes de la planta	124
5.2.3 Balance térmico	162
5.2.4 Disposición de equipos en el lugar	166
5.2.5 Elementos de costo de la planta	168
5.2.6 Cronograma de construcción	168
5.2.7 Programa de mantenimiento para la futura planta	168
5.3 Comentarios sobre los efectos de la nueva planta de generación eléctrica en la futura interconexión con el Sistema Interco -	

	pág.
nectado Centro-Norte actual	186
CONCLUSIONES	189
BIBLIOGRAFIA	192
APENDICE	194

SIMBOLOGIA Y ABREVIATURAS

atm	atmósfera
cal	caloría
C.H.	Central Hidroeléctrica
C.T.	Central Térmica
cSt	centistokes
db	decibeles
gal	galones
°C	grado centígrado
°F	grado Farenheit
J	Joule
km	kilómetro
kW	kilovatio
kWh	kilovatio-hora
kV	kilovoltio
L.T.	Línea de Transmisión
lt	litro
m	metro
m ³	metro cúbico
mio	millones
	micra
M W	Megavatios
ppm	partes por millón
Pa	Pascal

D2	petróleo diesel N°2
R6	petróleo diesel N°6
POB./AB.DOM	relación del número de pobladores por cada abonado do- méstico
rpm	revoluciones por minuto
s	segundo
S.E.	Subestación eléctrica
SSU	Segundos Saybolt Universal
ton	tonelada
vol	volumen

PROLOGO

El presente proyecto ha sido desarrollado en 5 capítulos bien definidos, de los cuales el primero se refiere a la parte introductoria, en la cual se indica el propósito y las condiciones dentro de los cuales se desarrollará este trabajo.

Para el segundo capítulo, Situación Actual, se detallan las principales características del sistema eléctrico a ser analizado y los principales proyectos que pudiesen haber sido planteados como solución en la ampliación de la oferta, contando para esto con la información necesaria para tal fin.

La evolución de necesidades hasta fines de la presente década, se presenta como el tercer capítulo del presente estudio; en la primera parte se muestra la evolución de la demanda histórica del sistema eléctrico Piura-Sullana y la situación actual de la generación existente, comprendiendo la segunda parte de este capítulo la proyección de la demanda máxima de potencia y consumo de energía eléctrica. Como parte final, de esta fase, se determina la potencia garantizada existente y se efectúa el balance de potencia respectivo, determinándose así las necesidades futuras a corto plazo del sistema eléctrico de Piura-Sullana.

Para el cuarto capítulo, en la primera parte se plantean las alternativas tanto para el tipo de unidad térmica como de la ubicación de la misma, presentándose las principales características propias de cada una de ellas, tomándose en cuenta además su relación

con las características particulares del sistema eléctrico en estudio. En la segunda parte se plantean los parámetros necesarios para realizar la evaluación tanto técnica como económica de las alternativas presentadas en la primera parte de este capítulo, determinándose luego la alternativa óptima de ubicación y tipo de unidad a requerirse como solución energética a corto plazo.

El quinto y último capítulo, comprende básicamente la descripción de la alternativa óptima recomendable como solución, detallándose en la primera parte, las características generales de esta y luego en la segunda parte planteándose las características técnicas principales que deberá reunir como requisito el grupo de generación técnica propuesto. Adicionalmente, se presenta una lista general de los principales componentes del grupo térmico, que requerirían un mantenimiento programado.

Finalmente, se presentan los comentarios y conclusiones finales del proyecto, como consecuencia del análisis realizado.

CAPITULO I

1. INTRODUCCION

La situación actual del suministro eléctrico, así como la evolución previsible de la demanda por energía eléctrica hasta 1990, determinan que el Sistema Eléctrico Piura-Sullana deba ser ampliado a corto plazo para evitar de este modo el que se limite su desarrollo socio económico, lo cual es un factor importante en toda agrupación humana en vías de desarrollo. Si se considera que el suministro garantizado de energía eléctrica constituye un factor estratégico dentro de la estructura de un determinado plan de desarrollo económico y social, y que para la generación de electricidad puede emplearse cualquier fuente de energía primaria (petróleo, gas, carbón, potencial hidráulico, etc.), se puede plantear un nuevo equipamiento adicional para la actual generación eléctrica, la cual permitirá cubrir los déficits que se presenten en los años siguientes, hasta la integración al Sistema Interconectado Centro-Norte en 1990, dando pues las bases necesarias para las acciones que deberán emprenderse y que permitan satisfacer oportunamente la demanda en condiciones óptimas de costo y seguridad tratando de lograr una utilización racional e integral de las fuentes de energía existentes en la zona.

Al igual que un programa de equipamiento nacional, en el cual, éste debe ser suficientemente amplio para que el desarrollo económico y social del país no se vea obstaculizado por la carencia de energía; igualmente es preciso tomar en cuenta que el equipamiento con centrales eléctricas, así como la instalación de líneas de transmisión y redes de distribución exige inversiones considerables; por consiguiente, una capacidad instalada excesiva, en relación con la demanda, no sólo compromete recursos financieros y técnicos que de ser utilizados en otros sectores aportarían mayores beneficios para la economía nacional, sino que además repercute negativamente sobre el costo de la energía generada.

La conexión al sistema de una nueva población o industria manufacturera o extractiva dependerá del tamaño de su demanda en relación con la distancia que media entre la nueva carga y el sistema, bien sea que la justificación se haga únicamente en función del ahorro de reserva o a base de los otros factores que regulan una conexión.

Los centros urbanos más importantes se encuentran en el Sistema Eléctrico Piura-Sullana, habiéndose considerado otras cargas de menor tamaño que giran alrededor de este sistema y cuyo desarrollo depende mucho de la ampliación de la oferta eléctrica del lugar.

La actividad industrial se encuentra concentrada igualmente en: Piura, Sullana, Paita y la región petrolera de Talara.

Tenemos además dos puertos importantes: Paita y Talara.

La combinación de un clima favorable, suelos y extensión técnica agrícola bastante dinámica, presenta al área con un enorme potencial agrícola.

Dentro de la zona en estudio, estuvo como responsable del servicio público (concesionaria) de energía eléctrica, la Empresa de Energía de Piura (EEPSA), la cual hasta fines de Diciembre de 1982, contó con una potencia instalada total de 42.38 MW¹; esta entidad actualmente ha sido reemplazada en sus funciones por la Empresa Regional Electronorte S.A. cuya oficina principal está localizada en la ciudad de Chiclayo.

Electronorte S.A. posee una central generadora Diesel eléctrica situada en la ciudad de Piura, al norte de ésta, evacuando la energía generada a través de una línea de transmisión a 60 kV desde la Central Térmica mencionada hasta la ciudad de Sullana y abasteciendo además mediante una línea de transmisión de 10 kV de doble terna, en su mayor parte, a Catacaos, Hacienda San Jacinto y otras cargas nuevas². La central térmica y las redes de distribución fueron construidas en 1959 y, desde entonces, han venido siendo ampliadas y extendidas, de acuerdo con el crecimiento urbano y la incorporación de nuevas cargas

1 Según referencia N°1.

2 Aquellas localidades ubicadas en las cercanías al Sistema eléctrico principal y que se han ido integrando paulatinamente.

al área de concesión.

Tanto en Sullana como en Piura, existen algunos grupos diesel pequeños, propios de autoprodutores, estando, la mayoría de éstas, condicionadas para trabajar en punta o reserva y que no se tomarán en cuenta dado la poca importancia que representan en cuanto a magnitud, dentro del Sistema Eléctrico Piura-Sullana.

Los aprovechamientos hidroeléctricos que tuvieron vigencia y estuvieron en curso final de estudio fueron: Poechos y Curumuy, con una potencia instalada de 7.6 MW y 9.0 MW respectivamente³.

El único equipamiento que se dispuso y que actualmente está en operación, está constituido por dos grupos diesel, uno de 8.8 MW (MAN) y el otro de 5.5 MW (WILKSPLOOR) de potencia instalada respectivamente, los cuales han sido situados en la actual Central Térmica de Piura.

Este estudio presenta los fundamentos técnico económicos necesarios para la determinación del tipo de central térmica para la generación eléctrica, necesaria para el cubrimiento de la demanda futura a desarrollarse en los próximos años en esta zona.

3 Según referencia N° 8.

Visto lo anterior, se propone por tanto con el presente estudio un equipamiento cuya puesta en servicio permitirá mejorar substancialmente la calidad del servicio eléctrico y hará por tanto, posible, la prestación del mismo a un sector cada vez más amplio de la población piurana al igual que un mayor impulso a la industria.

El nuevo equipamiento planteado en este trabajo, está constituido por un turbogenerador a gas: turbina a gas, alternador y equipamiento auxiliar requerido, esta unidad tendrá como potencia instalada ISO 24.0 MW (en los bornes del generador) y cuya instalación deberá efectuarse en parte del área que ha sido destinada para la futura central térmica de Sullana.

El nivel al cual se ha realizado el estudio corresponde al de prefactibilidad y por lo tanto los resultados y especificaciones técnicas presentados, deberán servir de base para el desarrollo posterior y ejecución del estudio en mención; permitiéndose con ésto cubrir los déficits de potencia y energía del actual sistema eléctrico de Piura-Sullana hasta un año antes de fin de la presente década:1989. Se tomó como premisa fundamental de que la interconexión del actual sistema eléctrico al Sistema Interconectado Centro-Norte se haría efectivo a principios de 1990, mediante la Línea de Transmisión Chiclayo-Piura Oeste, en 220 kV.

La Central Térmica considerada cubrirá los déficits de potencia básicamente del Sistema Eléctrico Piura-Sullana a corto

plazo pudiendo servir también para compensar las variaciones estacionales de alguna generación hidroeléctrica futura, que pudiese incorporarse en caso se disponga de algún proyecto de este tipo, localizado en la zona.

Finalmente, las cargas consideradas dentro del área de influencia de Talara y Bayóvar se integrarán al sistema actual, luego de suceder la interconexión antes mencionada, o sea a partir de 1990.

CAPITULO II

2. SITUACION ACTUAL

2.1 AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO Y SUS CARACTERISTICAS GENERALES.

El área de influencia del proyecto abarca las ciudades de Piura y Sullana propiamente dichas, localidades aledañas de Castilla, Catacaos, Salitral, Querecotillo y Marcavelíca. Según el Censo de 1981, ésta tenía una población de área servida de 351,000 habitantes.

Climatológicamente se puede describir la región como calurosa y seca, típica de la Costa Norte. El motivo de tal situación radica en su vecindad con la línea ecuatorial, el cambio de dirección de la corriente fría de Humboldt y las esporádicas incursiones de la corriente caliente del Niño. Por otro lado es notoria en la zona, la presencia de fuertes lluvias, que se suceden cada cierto tiempo, debido a que nubes provenientes del Atlántico logran pasar la barrera de los Andes, precipitándose en forma violenta y en gran magnitud. La ubicación geográfica indica pues un clima de tipo semitropical, de elevada temperatura, fluctuando ésta entre 16 y 33 °C, con una humedad relativa entre 31 y 94%; los ríos principales pertenecientes al departamento y que llegan a desembocar al Océano Pacífico son: el río Piura y el río Chira.

2.2 SISTEMAS ELECTRICOS EXISTENTES

Para efectos del análisis a realizar, vamos a dividir el lugar en tres grandes zonas, en función del sistema eléctrico existente al que pertenecen, que la denominaremos barras¹; estas barras son: Piura, Talara y Bayóvar. De estas tres, la más importante, es la de Piura dado su mayor exigencia de oferta a ser requerida en corto tiempo; Talara es una zona netamente petrolera y a cargo de PETROPERU, pero con una menor demanda eléctrica y no se contemplará dentro del estudio. Igualmente, Bayóvar, que recién está en proceso de desarrollo, no se tomará en cuenta ya que la posibilidad de integración al actual sistema eléctrico de Piura lo determinará la interconexión futura de este último al Sistema Interconectado Centro-Norte o en caso contrario cuando la capacidad de generación sea lo suficiente como para cubrir la demanda de esta zona.

A continuación se hará una descripción de cada una de estas zonas para tener una idea clara de la situación que presentan actualmente.

2.2.1 PIURA

Anteriormente, a mediados de 1977, el organismo encargado del servicio público de electricidad de Piura era EEPSA,

1 Denominación que se da generalmente para representar una agrupación de cargas eléctricas que conforman un sistema eléctrico y que serían alimentadas (nuestro caso) con energía eléctrica, procedente ésta de una fuente de generación eléctrica externo o interna a ella.

la cual suministraba energía eléctrica a las siguientes zonas: Castilla, Catacaos, Hacienda San Jacinto, Sullana, Bellavista, Querecotillo, Salitral y Marcavelica. Todas estas eran alimentadas mediante grupos Diesel, estando este suministro restringido a la Industria Textil en las horas de punta (de 17 a 20 horas)², ésto debido a la carencia de generación eléctrica suficiente para cubrir esta demanda a horas críticas.

Inclusive dada las condiciones de oferta existentes en aquel momento, la demanda de 4000 kW para el bombeo de agua potable en el eje Paita-Talara no se consideraba en las proyecciones de demanda debido a su situación inicial como autoproduccion; luego este servicio pasó a cargo de OGEM.

Actualmente la situación ha variado como es lógico suponer, debido a mayores requerimientos de energía eléctrica por los diferentes tipos de carga aparecidos. La empresa encargada de servir esta concesión es desde mediados del año 1985 a la fecha : ELECTRONORTE S.A.

Las cargas han sido distribuidas de la siguiente manera

a) Servicio Público, dentro del cual se consideran:

Ciudades de Piura y Sullana

2 Según referencia N°1.

Chulucanas

Pequeños centros³

Pueblos de Paita

b) Autoproductores, los cuales son:

COPSA

PEPESCA

Productos Marinos

Molinera Perú

Estrella del P.

Sistema de Agua Dulce (bombeo)

CHALLPESA

Textil Piura

c) Proyectos de Inversión:

Terminal Pesquero Paita

Parque Industrial Sullana

PIMA

La central térmica en la ciudad de Piura, ubicada a la salida al Norte, y perteneciente a Electronorte S.A., cuenta con grupos diesel cuyas características técnicas principales se muestran en el cuadro 2.12. Anteriormente existían dos grupos ALCO, los cuales han sido trasladados a Sullana, los que actualmente se encuentran en proceso final de montaje.

3 Llamados así a las cargas de servicio público que se ubican alrededor del eje principal Piura-Sullana.

En 1982⁴ la demanda máxima registrada fue de 21.3 MW, mientras que la potencia efectiva total ofertada era de 23.2 MW, sin considerar grupos de reserva, habiéndose generado además en el lapso de este mismo año: 98'625,844.0 kWh de energía eléctrica. Además, la central térmica existente, en ese momento contaba con una potencia instalada total de 28.08 MW.

2.2.2 TALARA

Con respecto a la zona de Talara ésta se encuentra alimentada a través del sistema eléctrico de Talara Verdun, administrada por PETROPERU existiendo además el sistema eléctrico de Malacas.

Veamos en forma independiente la situación de cada uno de estos sistemas.

2.2.2.1 SISTEMA ELECTRICO TALARA-VERDUN

Este sistema está encargado de alimentar al servicio público de Talara, parte de las instalaciones industriales de PETROPERU y la zona de Negritos.

Existen dos centrales térmicas encargadas de la generación eléctrica: central térmica de Talara y central térmica de Verdun.

4 Según referencia N°1 y Referencia N°8.

A continuación se muestran las características técnicas respectivas de cada una de estas centrales:

CENTRAL TERMICA TALARA⁵

Tipo	Grupos Diesel
Potencia Instalada	5,500 kW.
Potencia Efectiva	2,000 kW.
Tipo Combustible	gas/diesel #2
Rendimiento promedio	10.00 kWh/gal.

CENTRAL TERMICA VERDUN⁶

Tipo	Grupos Diesel
Potencia Instalada	11,118 kW
Potencia Efectiva	6,700 kW.
Tipo de Combustible	Gas/diesel #2
Consumo Específico Promedio Energía	10.00 kWh/gal.

2.2.2.2 SISTEMA ELECTRICO MALACAS

Este sistema alimenta a las siguientes cargas

Planta de Craqueo Catalítico

Planta de Fertilizantes

Negro de Humo

Planta de Urea

Planta de Amoníaco

Captación de agua de mar y distribución.

5 Según referencia N° 16

6 Según referencia N° 16

La central térmica perteneciente a este sistema eléctrico, es la Central Térmica de Malacas y posee tres turbinas a gas, siendo sus características de esta planta las siguientes:

CENTRAL TERMICA MALACAS⁷

Tipo	Turbina a gas
Potencia Instalada	54,000 kW.
Potencia Efectiva	45,000 kW
Tipo de Combustible	Gas/diesel #2
Consumo Específico Promedio Energía	9.30 kWh/gal.

También para Talara, al igual que se hizo para la zona de Piura, la distribución de cargas se hizo de la siguiente manera:

a) Servicio Público

Ciudad de Talara

Pequeños Centros

b) Autoproductores

El Alto

Plantas solventes

Negro de Humo

7 Según referencia N°:16

Antigua Refinería
Booster Agua sola
Comp. Fertilizantes
Craqueo catalítico.

c) Proyectos de Inversión

Proyecto Puerto Talara
Comp. NH_3 Urea
C. Lub. parafina
Terminal Pesquero Máncora
Refrigeración Hielo.

2.2.3 BAYOVAR

Una zona industrial bastante joven en este aspecto, pero que sin embargo se le prevé en para el futuro importantes proyectos de inversión a ser desarrollados y por lo tanto una demanda sensible de ser captada, con respecto a las de Piura y Talara; siendo por tanto indispensable no pasarlo inadvertido y considerarlo en la demanda futura a ser satisfecha. Por ahora en la presente década no se considera.

Dentro de la modalidad tomada para clasificar las diferentes cargas, se tiene para esta zona la siguiente distribución.

a) Autoproduectores

Planta de Fosfatos Piloto

Rec. Sec. Bidas

Rec. Sec. Pérez-Co.

b) Proyectos de inversión

Pesquera Sechura

Conservas Garrido.

Luego de haber mostrado la situación de estas zonas representativas de todo el Departamento de Piura; pasaremos a describir algunos proyectos principales de generación hidroeléctrica y de líneas de transmisión que se han considerado en los últimos planes de proyectos de inversión actualmente elaborados para este departamento, por las entidades encargadas de su desarrollo.

2.3 APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS EN ESTUDIO

Es de resaltar la importancia que tiene una central hidroeléctrica como solución a la generación eléctrica en un determinado lugar, provincia, sistema eléctrico, etc., aprovechando la existencia de recursos hidroenergéticos disponibles en la zona. Los proyectos a ser descritos a continuación surgieron como proyectos secundarios anexos a las grandes obras de irrigación y fueron propuestos por el Instituto Nacional de Investigaciones Energéticas (INIE) y que a la actualidad, según los análisis realizados por Electroperú S.A.⁸, éstos no son factibles tanto técnica como económicamente.

8 Según referencia N°17.

Para el presente caso, solamente en el Departamento de Piura, contamos con algunos proyectos hidroeléctricos y que en caso de llegarse a concretar definitivamente trabajarían asumiendo carga de base, sin embargo dada la situación actual de éstos, no serían factibles de entrar en servicio para la presente década; lo cual plantea pues la necesidad de ampliar la capacidad actual mediante generación térmica adicional, que de no preverse así, se presentaría una carencia de energía eléctrica a muy corto plazo.

A continuación se presentan los proyectos hidroeléctricos existentes que fueron planteados:

2.3.1 CENTRAL HIDROELECTRICA POECHOS⁹

Este proyecto consiste en la instalación de una central hidroeléctrica de 7.6 MW de potencia instalada, la cual consiste de dos grupos generadores de 3.8 MW cada uno, además, cuenta con un reservorio de regulación de 300,000 m³, un canal de descarga para riego del Valle de Chira y una línea de transmisión de 60 kV, que sale de Poechos hacia Sullana.

El área de influencia de esta central, abarca los siguientes centros urbanos: Piura, Sullana, Catacaos, Querecotillo, La Huaca, Tamarindo, Amotape, Lancones, Ignacio Escudero y el Eje Paita-Talara.

⁹ Según referencia N°27

Su objetivo primordial es el de satisfacer la demanda del núcleo Piura-Sullana, generando para ésto una energía anual promedio de 52.2 GWh.

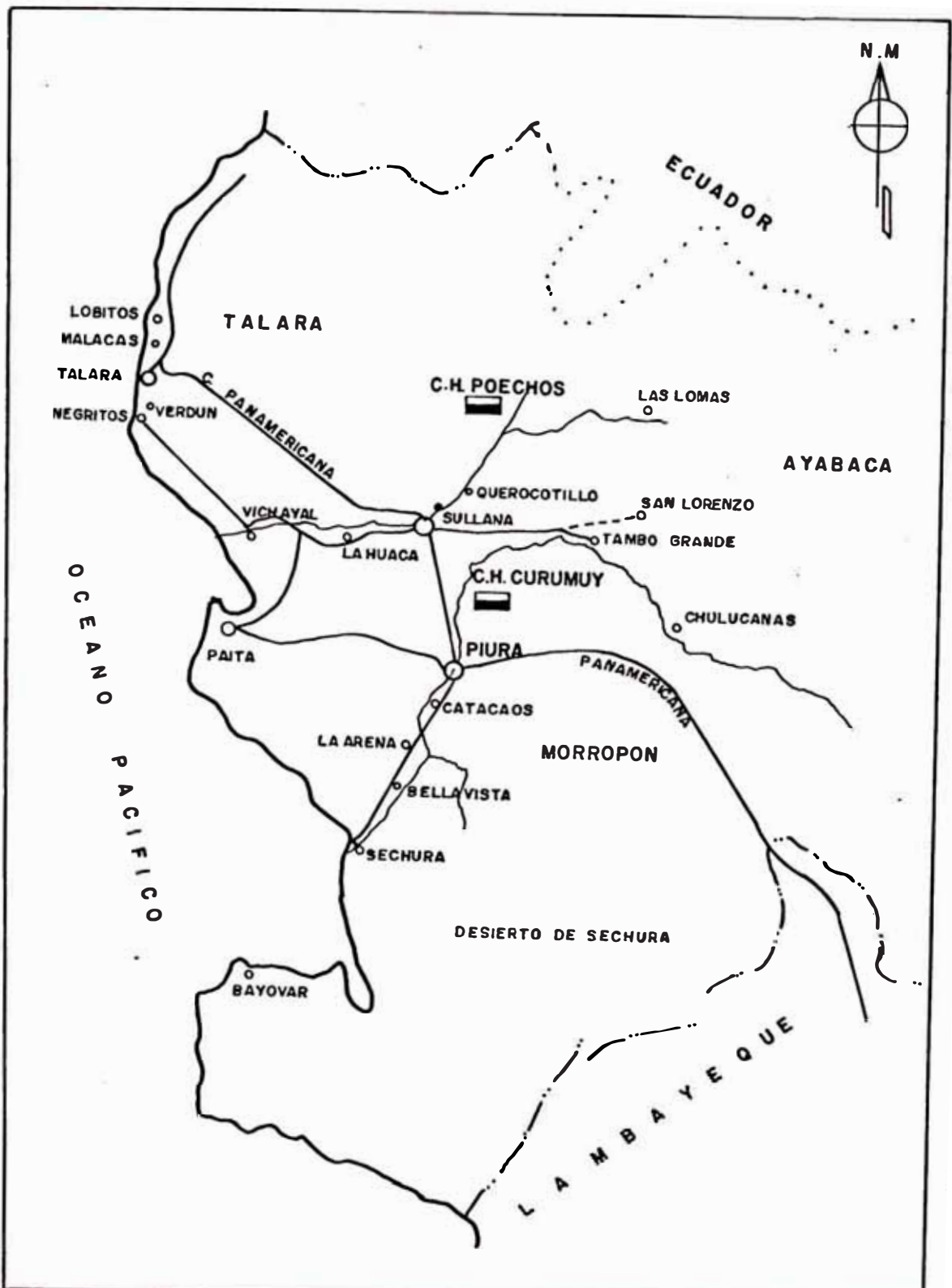
Su estudio de factibilidad fue concluido. En la Fig. 2.1 se muestra su ubicación.

2.3.2 CENTRAL HIDROELECTRICA CURUMUY¹⁰

El proyecto comprende el aprovechamiento hidroeléctrico Poechos y el desarrollo final de los aprovechamientos agrícolas Chira-Piura y San Lorenzo. Esto significa, el uso del barraje de captación Catacaos para la instalación de una central hidroeléctrica de 9 MW. El proyecto está compuesto de dos turbogeneradores de 4.5 MW de potencia instalada cada uno, un reservorio de regulación de 100,000 m³, una subestación de salida y una línea de transmisión formado por un doble sistema de transmisión de simple terna de 60 kV: Curumuy-Línea existente y Piura-Sullana. El área de influencia de la central hidroeléctrica de Curumuy corresponde al núcleo Piura, Sullana, Catacaos, Querecotillo, La Huaca, Tamarindo, Amotape, Lancones, Ignacio Escudero y eje Paita-Talara.

Su estudio de factibilidad al igual que el anterior proyecto descrito ya fué concluido y aprobado; su fecha de entrada en servicio se planteó inicialmente para 1988 según el Plan Maestro de Electricidad, versión 1983, pero en la actua

¹⁰ Según referencia N°27



PROYECTO DE TESIS " PROYECTO DE AMPLIACION DE LA
 GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA
 ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA "

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA Nº

2.1

AUTOR:

PEORO PACHAS
 CARBONELL

lidad se ha descartado esta posibilidad debido a su alto costo de inversión involucrado.

El estudio definitivo fue realizado por Electroperú S.A. y su ubicación se muestra en la Fig. 2.1.

2.3.3 CENTRAL HIDROELECTRICA DE CULQUI¹¹

Se encuentra entre las provincias de Piura y Ayabaca. Se estima como potencia instalada 20 MW e igualmente la potencia garantizada. Este proyecto aprovechará los caudales no regulables disponibles del canal de derivación entre el río Quiroz y el embalse existente de San Lorenzo.

Su área de influencia comprende tres núcleos, que se rían interconectados cuando entren en operación las Centrales Hidroeléctricas Poechos, Curumuy y Culqui y son los siguientes:

- Núcleo Piura-Sullana: Piura, Sullana, Bajo Piura, Bajo Chira, Eje Paita- Talara.
- Núcleo Alto Piura : Chulucanas, Morropón, La Matanza, Buenos Aires, Salitral, Estaciones de Bombeo.
- Núcleo San Lorenzo : Hualtaco, Molingas, Partidor, San Isidro, Somate, Algarrobo, Valles, Cruceta, Tambogrande, Las Lomas.

11 Según referencia N°27

Su estudio de factibilidad fue realizado por Electroperú-INIE en el año 1980. Actualmente este proyecto no está considerado dentro del Plan de Equipamiento Nacional¹² y tampoco se le va a considerar dentro del presente análisis. Su ubicación se muestra en la Fig. 2.2.

2.3.4 CENTRAL HIDROELECTRICA YUSCAY

El proyecto se desarrolla en la margen izquierda del canal principal de la irrigación San Lorenzo, denominado canal Yuscay, y comprende el aprovechamiento del salto existente en la rápida del mismo nombre. Esta central contaría con dos turbinas Kaplan de eje vertical.

Este proyecto estaría ubicado en el distrito de Las Lomas (lugar: Yuscay - Ver Fig. 2.2) Esta central contaría con una potencia instalada de 2.5 MW.

En el cuadro 2.1 se muestran las principales características resumidas de las CC.HH. de Poechos, Curumay y Culqui.

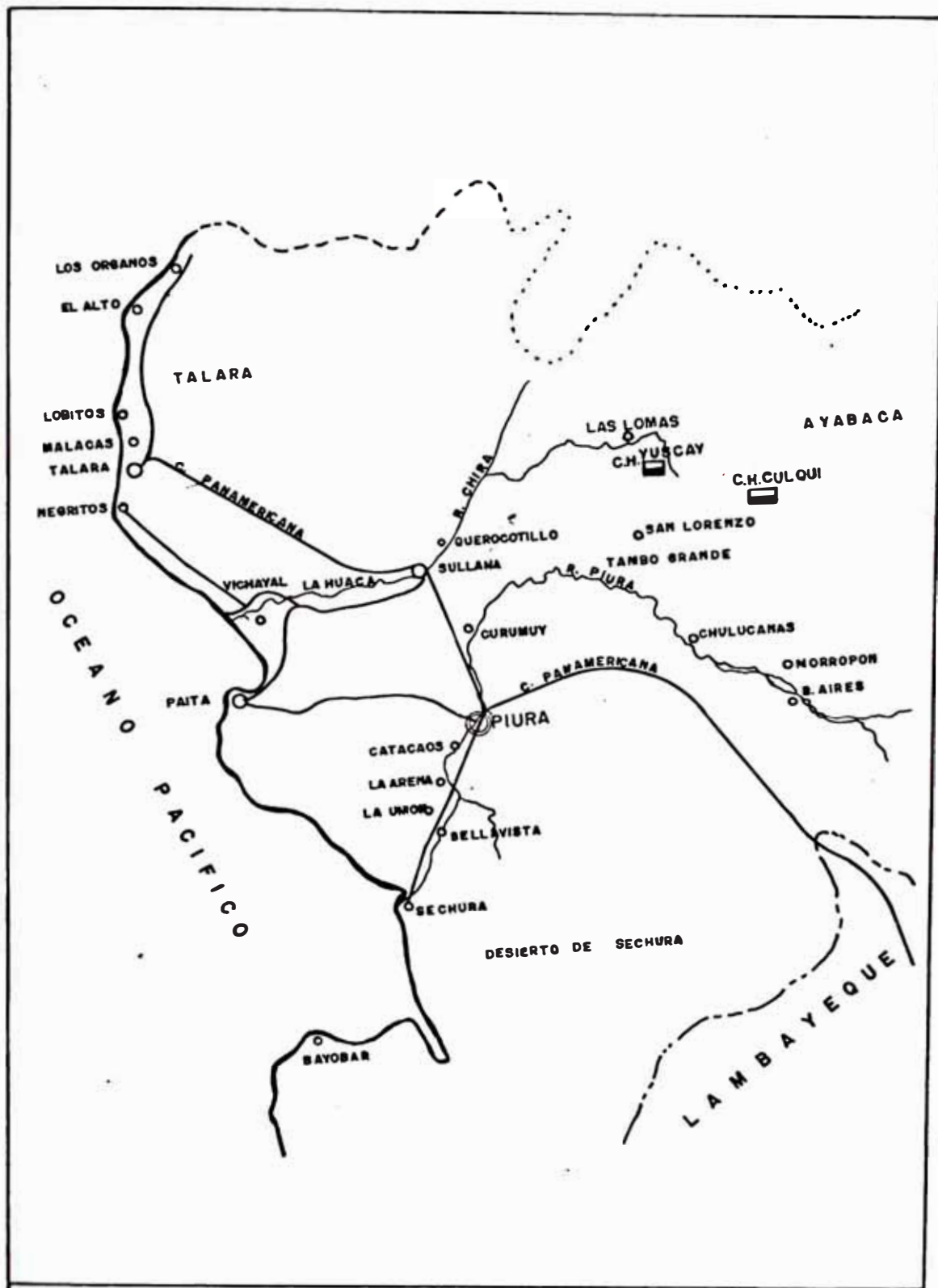
2.4 SISTEMA DE SUBTRANSMISION ASOCIADO A LOS APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS¹³

En este rubro se mencionan las principales que fueron aprobadas:

- a) Líneas en 60 kV que unirán CULQUI, POECHOS y CUYUMUY con el sistema eléctrico existente a 60 kV de Piura-Sullana.

12 Según referencia N°23

13 Según referencia N°7.



PROYECTO DE TESIS " PROYECTO DE AMPLIACION DE LA GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA "

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°

2 . 2

AUTOR:

PEDRO PACHAS
CARBONELL

CUADRO 2.1

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS EN LA ZONA DE PIURA

DESCRIPCION		C.H.CURUMUY	C.H.POECHOS	C.H.CULQUI
UBICACION	DPTO.	Piura	Piura	Piura
	PROV.	Piura	Sullana	Ayabaca
	DIST.	Piura	Sullana	Paimas
APROVECHAMIENTO		Canal Chira-Piura	Presas Poechos	Río Quiroz
POT. INSTALADA (MW)		9.0	7.6	20.0
POT. GARANTIZADA (MW)		9.0	7.6	20.0
CAUDAL DISEÑO (m ³ /seg)		33.5	25.5	17.8
CAIDA NETA (m)		39.0	36.0	133.0
TIPO DE TURBINA		KAPLAN	KAPLAN	FRANCIS
NUMERO TURBINAS		2	2	2
CAPACIDAD DE TURBINA(MW)		4.5	3.8	10.0
LINEA DE TRANSMISION		60kV, 4km.	60kV, 34km.	60kV,108km.
PERIODO DE CONSTRUCCION (Años)		3	3	4

- b) Subestaciones en 60/10 kV para Sullana Nueva, Chulucanas, La Toma, San Lorenzo, Catacaos y La Unión.

2.5 PROYECTOS DE ELECTRIFICACION RURAL

Actualmente esta actividad se encuentra a cargo de Electroperú S.A. a través del área de electrificación rural, y los cuales son los siguientes:

- a) Líneas troncales de distribución a 13.2 kV, 43 km., para la electrificación rural del Alto Piura.
- b) Líneas troncales de distribución a 13.2 kV, 72 km. para la electrificación rural del medio Piura y San Lorenzo.
- c) Ampliación de líneas troncales de distribución primaria a 10 kV, 24 km. para la electrificación rural del Bajo Piura.
- d) Líneas troncales de distribución primaria a 10 kV, 106 km para la electrificación rural del Bajo Piura.

2.6 SOLICITUDES ACTUALES

Para los sectores designados como urbanizaciones y/o pueblos jóvenes cuyas obras se encuentran en ejecución y por ejecutar requerirán del suministro adicional de energía eléctrica, respecto al actual sistema eléctrico de generación.

En 1984 EEPSA elaboró un informe en el cual mostraba en toda su concesión una demanda insatisfecha inmediata con una carga de 1,200 kW¹⁴ producto de un necesario suministro eléctrico habitacional y que se encuentra postergado justamente por falta de capacidad de generación y/o reserva eléctrica.

2.7 OTROS PROYECTOS

Estos proyectos han sido clasificados en tres grupos bien diferenciados: Electricidad, Hidrocarburos y Minería, los cuales requerirán del servicio de abastecimiento de energía eléctrica; mencionándose los principales ~~solamente~~.

2.7.1 SECTOR ELECTRICIDAD

- Línea de Transmisión TRUJILLO-CHICLAYO-PIURA¹⁵, el responsable es ELECTROPERU S.A., la cual ha sido considerada para satisfacer la demanda de suministro eléctrico para los Departamentos de Piura, Lambayeque, La Libertad y Ancash, y comprende las siguientes obras: Línea de transmisión, 220 kV doble terna Trujillo, Chiclayo, Piura de 343 km (1ra. etapa) de la cual actualmente queda por ejecutar el tramo correspondiente a Chiclayo-Piura.

14 Según referencia N°1.

15 Según referencia N°27.

- S.S.E.E. Trujillo (Trujillo Norte), Chiclayo, Pacasmayo, Bayóvar y Piura¹⁶.

Actualmente cuentan con los estudios de factibilidad ya concluidos y se encuentran en fase de ejecución para la línea de transmisión correspondiente.

- Plan de Electrificación Provincial y Distrital¹⁷, siendo el responsable ELECTROPERU, y el objetivo primordial, de incrementar la parte de la población que tiene acceso al servicio eléctrico que actualmente es del orden del 40% al 60% en mediano plazo, electrificando a los centros poblados comprendidos entre 500 y 10,000 habitantes (aproximadamente 700 pueblos).

2.7.2 SECTOR HIDROCARBUROS¹⁸

- Recuperación secundaria, consistente en extraer parte del petróleo de la Brea y Pariñas, que ha quedado in situ después de la producción primaria y su objetivo es el de incrementar la producción de petróleo, para mantener el auto abastecimiento de este recurso para el consumo nacional en los próximos decenios; el responsable es PETROPERU y ya se ha terminado el estudio preliminar.
- Conversión Unidades Craqueo Catalítico, el proyecto consiste en reacondicionar y modernizar parte o todas las

16, 17, 18 Según referencia N°27

ex-unidades de craqueo térmico de la Refinería Talara, su responsable es PETROPERU.

- Rehabilitación pozos en abandono temporal, el proyecto con siste en la reactivación de 300 pozos en abandono tempo - ral, en el área occidental de la Brea y Pariñas, su obje - tivo el de incrementar la producción actual del petróleo.
- Ampliación Planta de Negro de Humo, la entidad responsa - ble es PETROPERU, y su objetivo es el de ampliar la pro - ducción de Negro de Humo.
- Ampliación de la capacidad Refinera Costa-Sierra, su res - ponsable es PETROPERU y se han **determinado** dos ubicacio - nes en las que se plantean Talara y Pucallpa dado que la materia prima del proyecto es el gas natural. Se encuen - tra en desarrollo el estudio de Prefactibilidad.

2.7.3 SECTOR MINERIA¹⁹

- Bayóvar, consiste en la explotación del yacimiento de fos - fatos y salmueras de Bayóvar, actualmente se viene efec - tuando el estudio de factibilidad del proyecto integral de Fosfatos de Bayóvar. La entidad responsable es MINERO PERU.
- Tambogrande, su estudio de prefactibilidad establece como objetivo del proyecto el minado de 8000 ton/día a alcanzar

19 Según referencia N°27

en dos etapas de 4,000 ton cada uno. Actualmente se encuentra gestionándose el estudio de factibilidad del proyecto. Los metales contenidos en este yacimiento son Zinc, Cobre y Plata.

El año 1982 ELECTROPERU S.A. presentó un padrón con la relación de unidades de generación eléctrica de la zona de Piura y que comparamos con la última relación presentada para el año 1985, y las cuales se muestran en los cuadros 2.2a y 2.2b.

Como se puede apreciar en estos cuadros, existe déficit de potencia entre la máxima demanda y la potencia efectiva en la ciudad de Piura, servida por ELECTRONORTE S.A. Posteriormente se verá en más detalle los resultados lo grados al revisar el mercado eléctrico del sistema en estudio y su correspondiente oferta garantizada.

CUADRO 2.2.a

PADRON DE UNIDADES DE GENERACION ELECTRICA EN EL SISTEMA

PIURA , AÑO 1982

L U G A R	CENTRAL ELECTRICA TIPO, N° UNIDADES		POTENCIA INSTALADA	POTENCIA EFECTIVA	MAXIMA DEMANDA
	TERMICA	ELECTRICA	(kW)	(kW)	(kW)
Piura	6		20,022	12,000	15,800
Paíta	6		1,180	510	709
Chulucanas	3		787	610	610
Los Organos	4		1,150	1,035	600
Sechura	3		1,458	1,440	540
Morropón	2		215	120	119
Ayabaca		1	200	180	178
Tambogrande	4		310	200	169
Huancabamba		2	140	140	139
Suyo	1		60	50	45
Máncora	2		215	70	147
Vice	2		84	35	35
Canchaque		1	75	60	42
Montero		1	40	30	23
Sto. Domingo	1		16	16	14
Chalaco		1	110	110	30
El Arenal	9		11,550	3,700	2,700

CUADRO 2.2.b

PADRON DE UNIDADES DE GENERACION ELECTRICA EN EL SISTEMA

PIURA, AÑO 1985

L U G A R	CENTRAL ELECTRICA		POTENCIA INSTALADA (kW)	POTENCIA EFECTIVA (kW)	MAXIMA DEMANDA (kW)
	TIPO,Nº	UNIDADES			
	TERMICA	HIDRAULICA			
Piura	12		42,801	22,250	22,250
Paita	7		11,100	11,000	3,900
Chulucanas	6		2,437	1,910	1,250
Los Organos	4		1,150	1,035	600
Sechura	4		2,358	1,150	560
Morropón	2		459	135	139
Ayabaca	1	1	400	360	100
Tambogrande	3		614	600	360
Huancabamba	2	2	540	440	230
Suyo	1		100	100	80
Máncora	4		615	360	286
Vice	1		100	95	60
Canchaque	1		100	100	100
Montero	2	1	135	70	35
Sto. Domingo	2		88	60	32
Chalaco		1	110	90	60
El Arenal	9		11,550	3,700	2,700

CAPITULO III

3. EVOLUCION DE NECESIDADES HASTA FINES DE LA DECADA DEL 80

3.1 EVOLUCION Y ANALISIS DE LA DEMANDA HASTA LA ACTUALIDAD

En el presente capítulo se analiza el comportamiento histórico de la demanda eléctrica en el departamento y abarca los dos tipos de servicio: el público y el de autoproductores (cargas industriales).

3.1.1 SERVICIO PUBLICO

Según fuentes estadísticas proporcionadas por la dirección general de electricidad (DGE), dirección de desarrollo eléctrico del Ministerio de Energía y Minas, para el sistema Piura, la variación de la demanda histórica desde 1972 hasta el año 1981 es como se muestra en cuadro 3.1.

En general se observa que el porcentaje de abonados domésticos en el primer año con respecto al total representa el 7.97% y se incrementa hasta 8.49% el año 1977, luego el siguiente año y en adelante este baja hasta 7.75% que corresponde al año 1981.

Además el ritmo de crecimiento del número de abonados no lleva la misma rapidez de variación que el crecimiento de la población total, y que si vemos entre los años 1972 y

CUADRO 3.1

INDICES HISTORICOS DE CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA - SISTEMA PIURA

AÑO	POBLACION	ABONADOS DOMESTICOS	POB./AB.DOM.	Kwh/AB.DOM.	A. PUBLICO	FACTORES COMERCIAL	INDUSTRIAL	FACTOR DE CARGA	PERDIDAS %
1972	246,546	19,652	12.55	661.00	0.191	0.155	1.140	0.490	18.62
1973	255,915	20,596	12.43	670.52	0.186	0.212	1.314	0.465	17.409
1974	265,640	21,476	12.37	722.67	0.167	0.206	1.259	0.549	17.207
1975	275,734	22,864	12.06	824.92	0.141	0.297	1.129	0.491	13.303
1976	286,212	24,066	11.89	916.65	0.113	0.367	1.244	0.565	14.106
1977	297,088	25,237	11.77	952.69	0.103	0.382	1.254	0.535	14.607
1978	308,377	25,387	12.15	993.19	0.101	0.362	1.129	0.545	15.45
1979	320,095	25,727	12.44	991.02	0.082	0.391	1.193	0.604	15.278
1980	332,259	26,344	12.61	1,119.65	0.060	0.382	0.753	0.522	11.459
1981	345,027	26,753	12.90	1,223.60	0.061	0.395	0.670	0.516	22.868
1982	357,448	29,404	12.16	1,242.69	0.075	0.396	0.675	0.513	22.373

NOTA: El Sistema Piura comprende: Piura, Castilla, Catacaos, Sullana, Bellavista, Querecotillo, Salitral y Marcavelica.

1981, la tasa de crecimiento promedio anual fué de 3.49% y 3.80% respectivamente, lo cual indica que en poco tiempo ten dremos una buena cantidad de pedidos insatisfechos por la carencia de oferta eléctrica.

Con respecto a la demanda máxima de potencia, su evolución histórica muestra una tendencia un poco fluctuante pe ro creciente. Es de resaltar que en este sistema eléctrico existe una demanda insatisfecha contenida y que en la pro - yección a realizarse de la futura demanda, ésta ha sido to - mada en cuenta para no caer en falsas cifras, las cuales no reflejarían la realidad.

La distribución de la energía por sectores es la que se mues tra en el cuadro 3.2.

Además, en la evolución histórica de la demanda máxima en el cuadro 3.2 se aprecia que su crecimiento ha sido de una manera sensiblemente irregular y ésto es debido justa - mente a las limitaciones de oferta de energía para el siste ma; un ejemplo es el caso de los años 1978 y 1980, que pre sentan una máxima demanda igual de 15.8 MW.

En la figura 3.1 se muestra el diagrama de carga típico de la máxima demanda histórica correspondiente al año de 1982¹ y que corresponden al cuadro 3.3.

1 Datos que fueron proporcionados por la Unidad de Mercado Eléctri co, perteneciente a la Gerencia de Planeamiento de ELECTROPERU S.A.

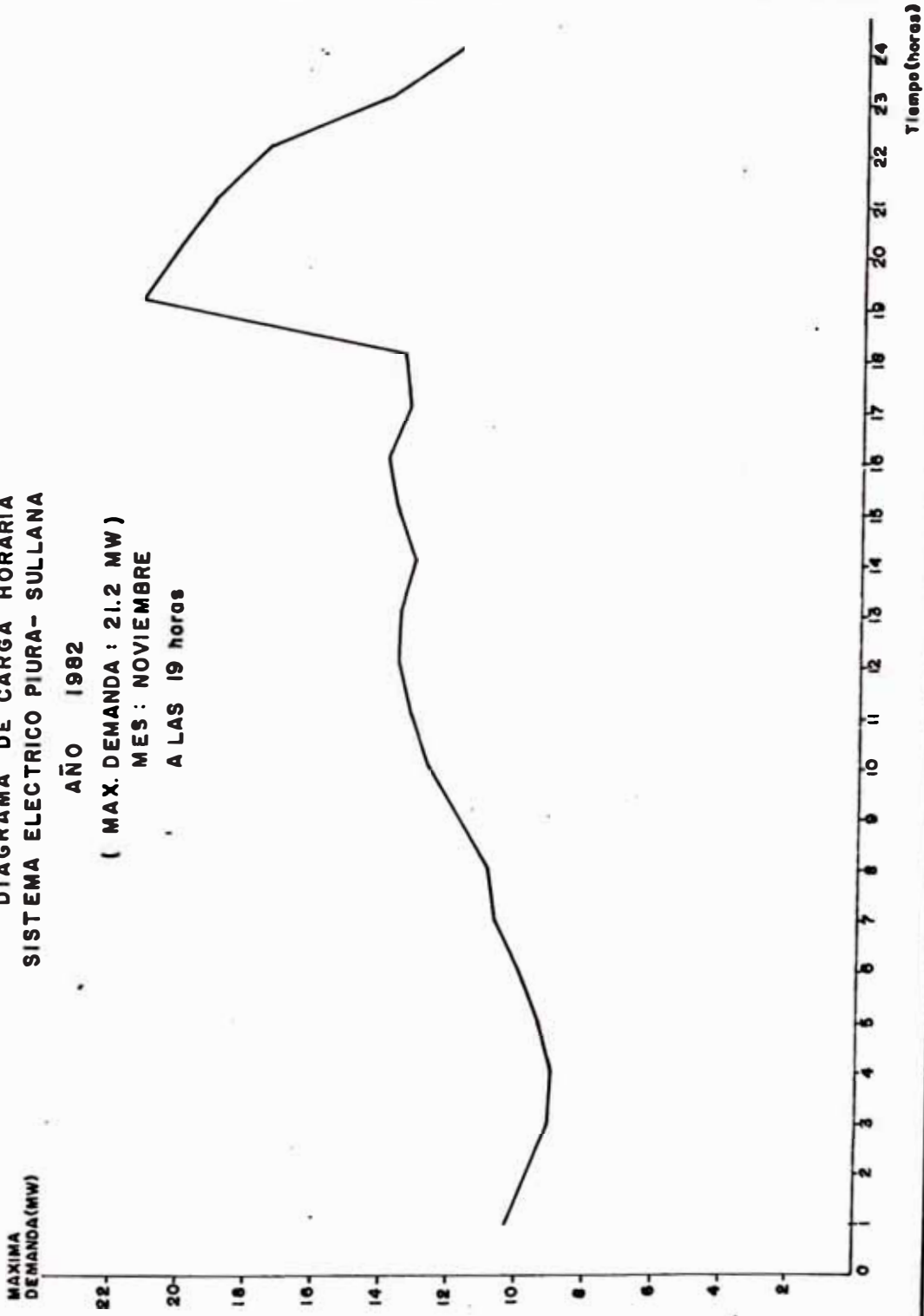
DIAGRAMA DE CARGA HORARIA
 SISTEMA ELECTRICO PIURA- SULLANA

AÑO 1982

(MAX. DEMANDA : 21.2 MW)

MES : NOVIEMBRE

A LAS 19 horas



PROYECTO DE TESIS " PROYECTO DE AMPLIACION DE LA
 GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA
 ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA "

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°
 3 . 1

AUTOR :
 PEDRO PACHAS
 CARBONELL

CUADRO 3.2

DATOS HISTORICOS DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA - SISTEMA PIURA

AÑO	CONSUMO DE ENERGIA (GWh)			ENERGIA (GWh) DISTRIBUIDA	MAXIMA DEMANDA(MW)	TASAS DE CRECIMIENTO %			
	A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL INDUSTRIAL			ENERGIA	M. DEMANDA		
1972	2.48	12.99	2.01	14.81	32.29	38.30	8.92	-	-
1973	2.57	13.81	2.92	18.15	37.45	43.97	10.80	14.803	21.076
1974	2.60	15.52	3.20	19.53	40.86	47.89	9.95	8.914	-7.87
1975	2.67	18.86	5.59	21.29	48.41	54.85	12.75	14.547	28.141
1976	2.50	22.06	8.11	27.44	60.11	68.59	13.85	25.004	8.627
1977	2.48	24.04	9.18	30.15	65.85	75.47	16.10	10.034	16.246
1978	2.55	25.21	9.12	28.47	65.35	75.45	15.80	-0.028	-1.863
1979	2.10	25.50	9.96	30.41	67.96	78.35	14.80	3.838	-6.329
1980	1.78	29.50	11.28	22.21	64.77	72.19	15.80	-7.856	6.757
1981	1.99	32.74	12.95	21.92	69.60	85.51	18.90	18.453	19.620
1982	2.74	36.54	14.47	24.66	78.42	95.96	21.35	12.218	12.980

NOTA: El Sistema Piura comprende: Piura, Castilla, Catacaos, Sullana, Bellavista, Querecotillo, Salitral y Marcavelica.

CUADRO 3.3

VALORES DE LA DEMANDA MAXIMA HORARIA, AÑO 1982

MES: NOVIEMBRE, DIA : 4.

HORA	DEMANDA MAXIMA (MW)
1	10.3
2	9.7
3	9.1
4	9.0
5	9.4
6	10.0
7	10.7
8	10.9
9	11.8
10	12.7
11	13.2
12	13.6
13	13.5
14	13.1
15	13.6
16	13.9
17	13.3
18	13.5
19	21.2
20	20.1
21	19.0
22	17.4
23	13.9
24	11.9

Respecto a la relación Pobl./Ab.Dom. ésta ha permanecido casi constante entre los años 1972 y 1975 con un valor promedio de 12.35, luego a partir del año 1978 hasta 1981 hay un crecimiento sensible con una tasa promedio anual de crecimiento de 2.02%.

En el año 1981 se tiene una relación de 12.90 Pobl./Ab. Dom. conocido y si además conocemos que se cuenta con 26,753 abonados, entonces podemos deducir que tenemos una población servida de 345,027 habitantes.

3.1.2 AUTOPRODUCTORES

En este grupo están considerados los siguientes:

COPSA

PEPESCA

Productos Marinos

Molinera Perú

Estrella del Perú

CHALLPESA

Textil Piura

Sistema de Agua.

Estas son empresas industriales que actualmente no están integradas al sistema eléctrico existente, produciendo electricidad para su consumo propio. A continuación se da una breve descripción de alguno de ellos (los más importantes)

COPSA

Tiene instalaciones que lo conectan a la red actual pero dado que el servicio brindado es insuficiente han optado por ser autoprodutores por lo menos hasta que se les garantice un eficiente servicio, lo que puede suceder cuando se amplie la oferta eléctrica. Su demanda a fines del año 1982 fué de 1.2 MW.

TEXTIL PIURA

Es una carga cuya demanda al año 1982 fué de 4 MW. Su interconexión al sistema se preveé para 1988.

3.2 PROYECCION DE LA DEMANDA

La previsión de la demanda ha sido elaborada tomando como base los resultados obtenidos para el Sistema Piura por el Ministerio de Energía y Minas en coordinación con los respectivos consumidores.

3.2.1 PIURA

Esta proyección se basó en información estadística y en estimados de parámetros a ser requeridos, basándose en los últimos censos nacionales y en coordinación con las entidades que intervienen en el desarrollo económico y eléctrico del lugar.

3.2.1.1 SERVICIO PUBLICO

Para este tipo de carga se muestra en el cuadro 3.4 su proyección de demanda de potencia. Aquí notamos dos cifras (subtotales), la segunda indica la demanda de todas las cargas existentes en la zona, y la primera, indica las cargas que sólo son posibles de interconectarse durante cada período considerado.

La proyección del consumo de energía se muestra en el cuadro 3.5.

3.2.1.2 AUTOPRODUCTORES

Para este caso el análisis se hizo de forma individual para cada carga, en función también del resultado de los

CUADRO 3.4

PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA (MW) - PIURA : SERVICIO PUBLICO

AÑO	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
SISTEMA PIURA SULLANA	26.2	28.8	31.4	34.1	36.6	39.3	42.1
CHULUCANAS	- 1.0	- 1.0	- 1.1	- 1.2	- 1.6	- 1.7	1.8
PEQUEÑOS CENTROS II	- 2.6	- 2.8	- 3.0	- 3.2	- 3.4	- 4.1	4.5
PUEBLOS PAITA	- 1.7	- 1.8	- 1.9	- 2.0	- 2.1	- 2.2	2.4
SUB TOTAL INT.	26.2	29.8	31.4	34.1	36.6	39.3	50.8
TOTAL MERCADO	31.5	34.4	37.4	40.5	43.7	47.3	50.8

(-) Carga Aislada.

CUADRO 3.5

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA (Gwh) - PIURA SERVICIO PUBLICO

AÑO	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
SISTEMA PIURA-SULLANA	118.2	130.0	142.2	154.9	166.4	178.8	192.0
CHULUCANAS	- 2.5	- 2.7	- 2.8	- 3.0	- 4.2	- 4.4	4.8
PEQUEÑOS CENTROS II	- 3.6	- 3.9	- 4.2	- 4.6	- 5.0	- 6.5	7.0
PUEBLOS PAITA	- 4.8	- 5.0	- 5.3	- 5.6	- 6.1	- 6.6	7.1
SUB TOTAL INT.	118.2	130.0	142.2	154.9	166.4	178.8	210.9
TOTAL MERCADO	129.1	141.6	154.5	168.1	181.7	196.3	210.9

(-) Carga Aislada

tratos directos con las personas responsables de dichas cargas. Los resultados se muestran tanto para la potencia como para la energía en los cuadros 3.6 y 3.7 respectivamen - te.

3.2.1.3 PROYECTOS DE INVERSION

El análisis es similar al del caso anterior, por lo que se realizó también por cada proyecto, en forma individual . Aquí la incertidumbre en la previsión de la demanda es al - ta, por lo que se tuvo que recurrir también al trato direc - to con las personas responsables de los proyectos respecti - vos para lograr una mejor claridad en su desarrollo futuro. Los resultados se muestran en las tablas 3.8 y 3.9 respecti - vamente (demandas de potencia y de energía).

La distribución se hizo de la siguiente manera:

Terminal Pesquero Paita

Parque Industrial de Sullana

Pima, y

Otros ²

Finalmente, sumando (integrando) las demandas de los dife - rentes tipos de carga, para la barra Piura, se logra la de manda a ser utilizada para la evaluación de la oferta. En la figura 3.3 se muestra la proyección de la demanda del sis - tema eléctrico Piura - Sullana.

² Pequeñas cargas que han considerado en este rubro.

CUADRO 3.6

PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA (MW) - PIURA : AUTOPRODUCTORES

AÑO	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
COPSA	- 1.3	- 1.3	1.4	1.6	1.7	1.8	2.0
PEPESCA	- 2.4	- 2.5	- 2.7	2.8	- 2.9	- 3.0	3.1
PRODUCTOS MARINOS	- 0.4	- 0.4	- 0.5	- 0.5	- 0.5	- 0.5	0.5
MOLINERA PERU	- 1.0	- 1.0	- 1.0	- 1.0	- 1.0	- 1.0	1.0
ESTRELLA DEL PERU	- 0.3	- 0.3	- 0.4	- 0.4	- 0.4	- 0.4	0.4
CHALLPESA	- 1.6	- 1.6	- 1.6	- 1.6	- 1.6	- 1.6	1.6
TEXTIL PIURA	- 4.0	- 4.0	- 4.0	- 4.0	- 4.0	- 4.0	4.0
SISTEMA H ₂ O	- 4.2	- 4.2	- 4.2	- 4.2	- 4.2	- 4.2	4.2
SUB TOTAL INT.	1.3	1.3	1.4	1.6	1.7	1.8	16.8
TOTAL MERCADO	15.2	15.3	15.8	16.1	16.3	16.5	16.8

(-) Carga Aislada

CUADRO 3.7

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA (Gwh) - PIURA: AUTOPRODUCTORES

AÑO	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
COPSA	4.5	4.7	5.1	5.5	5.9	6.4	6.9
PEPESCA	- 10.8	- 11.3	- 12.2	- 12.6	- 13.0	- 13.5	14.0
PRODUCTOS MARINOS	- 1.3	- 1.4	- 1.4	- 1.5	- 1.5	- 1.6	1.6
MOLINERA PERU	- 2.7	- 2.7	- 2.7	- 2.7	- 2.7	- 2.7	2.7
ESTRELLA DEL PERU	- 1.9	- 2.0	- 2.3	- 2.4	- 2.4	- 2.5	2.6
CHALLPESA	- 3.6	- 3.6	- 3.6	- 3.6	- 3.6	- 3.6	3.6
TEXTIL PIURA	- 23.2	- 23.2	- 23.2	- 23.2	- 23.2	- 23.2	23.2
SISTEMA H ₂ O	- 12.9	- 12.9	- 12.9	- 12.9	- 12.9	- 12.9	12.9
SUB TOTAL INT.	4.5	4.7	5.1	5.5	5.9	6.4	67.5
TOTAL MERCADO	60.9	61.8	63.4	64.4	65.2	66.4	67.5

(-) Carga Aislada.

CUADRO 3.8
PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA (GWh)
PIURA; PROYECTOS DE INVERSION

AÑO	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
TERM. PESQ. PAITA	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	3.1	3.1
PARQUE INDUST. SULLANA	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
PIMA	0.0	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5
SUB-TOTAL INT.	3.2	3.2	3.2	3.2	6.3	6.3	8.8
TOTAL MERCADO	3.2	5.7	3.2	3.2	8.8	8.8	8.8

(-) Cargas aisladas.

CUADRO 3.9

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA (GWh)

PIURA: PROYECTOS DE INVERSION

AÑO	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
TERM. PESQ. PAITA	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	6.8	6.8
PARQ. INDUST. SULLANA	7.2	9.6	10.0	10.6	11.2	11.2	11.2
PIMA	0.0	-14.5	-14.5	-14.5	-14.5	-14.5	-14.5
SUB-TOTAL INT.	7.2	9.6	10.0	10.6	18.0	18.0	32.5
TOTAL MERCADO	7.2	24.1	24.5	25.1	32.5	32.5	32.5

(-) Cargas aisladas.

3.3 SITUACION ACTUAL DEL SUMINISTRO ELECTRICO EN LA CIUDAD DE PIURA.

Como complemento al estudio de la demanda, a continuación se hace una descripción de los servicios e instalaciones existentes en la zona de influencia, tanto del uso público como no público, ésto con el fin de determinar el valor de la oferta y efectuar luego el balance correspondiente.

En la figura 3.2 se muestra el esquema unifilar de los grupos y la capacidad instalada de la actual central térmica de Piura.

3.3.1 SERVICIO PUBLICO

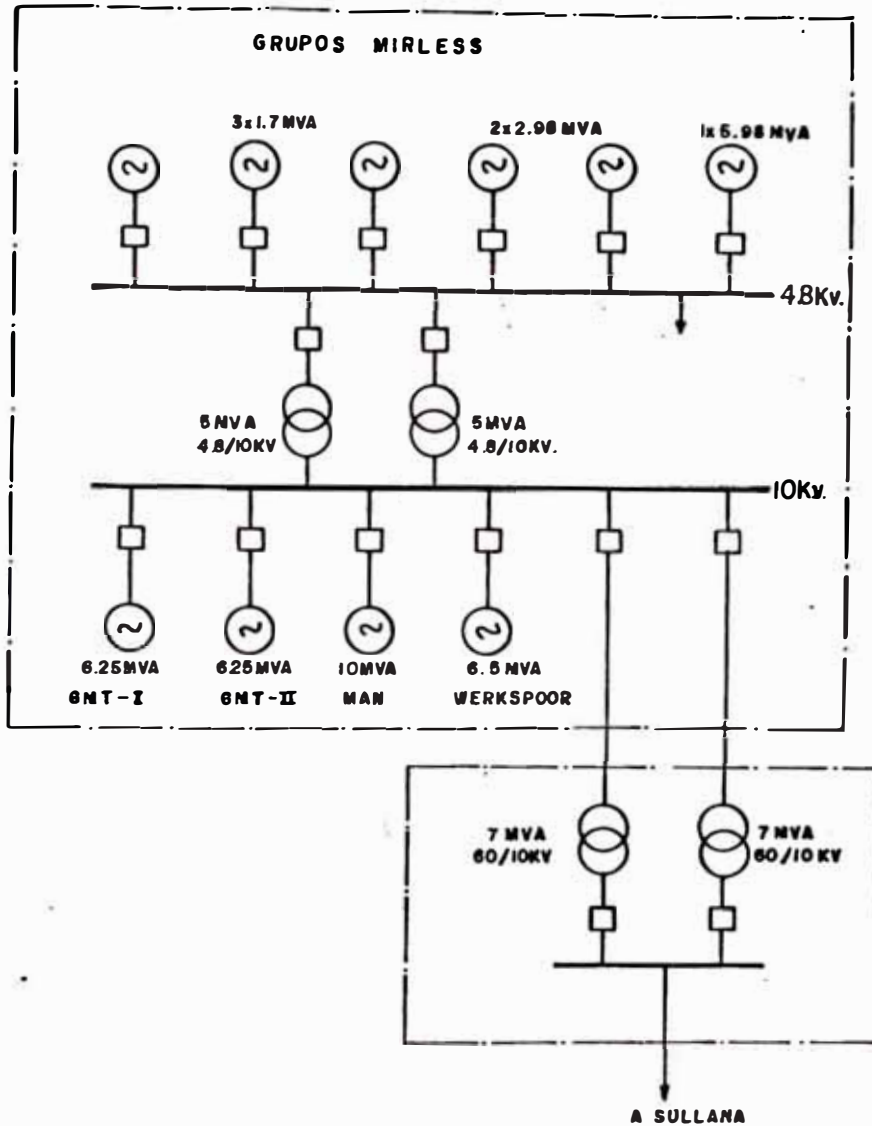
Comprende las cargas del sistema actual Piura-Sullana , ciudad de Chulucanas, Paita y Pequeños Centros.

La actual Central Térmica de Piura se encarga de abastecer las demandas de: la ciudad de Piura (incluyendo Castilla), Catacaos, Sullana, Querecotillo, Salitral y Marcavelica.

Hacia las ciudades de Sullana y Catacaos se extienden líneas de transmisión de 60 kV y 10 kV. El resto de ciudades se hallan aisladas del Sistema Eléctrico Piura-Sullana, pero se hallan abastecidas por pequeños grupos de generación eléctrica.

El servicio en general se da las 24 horas del día, y las características de los grupos diesel que conforman la actual Central Térmica de Piura se muestran en el cuadro 3.10.

ESQUEMA UNIFILAR DE LA CENTRAL
TERMICA EXISTENTE DE PIURA



PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA
GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA
ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

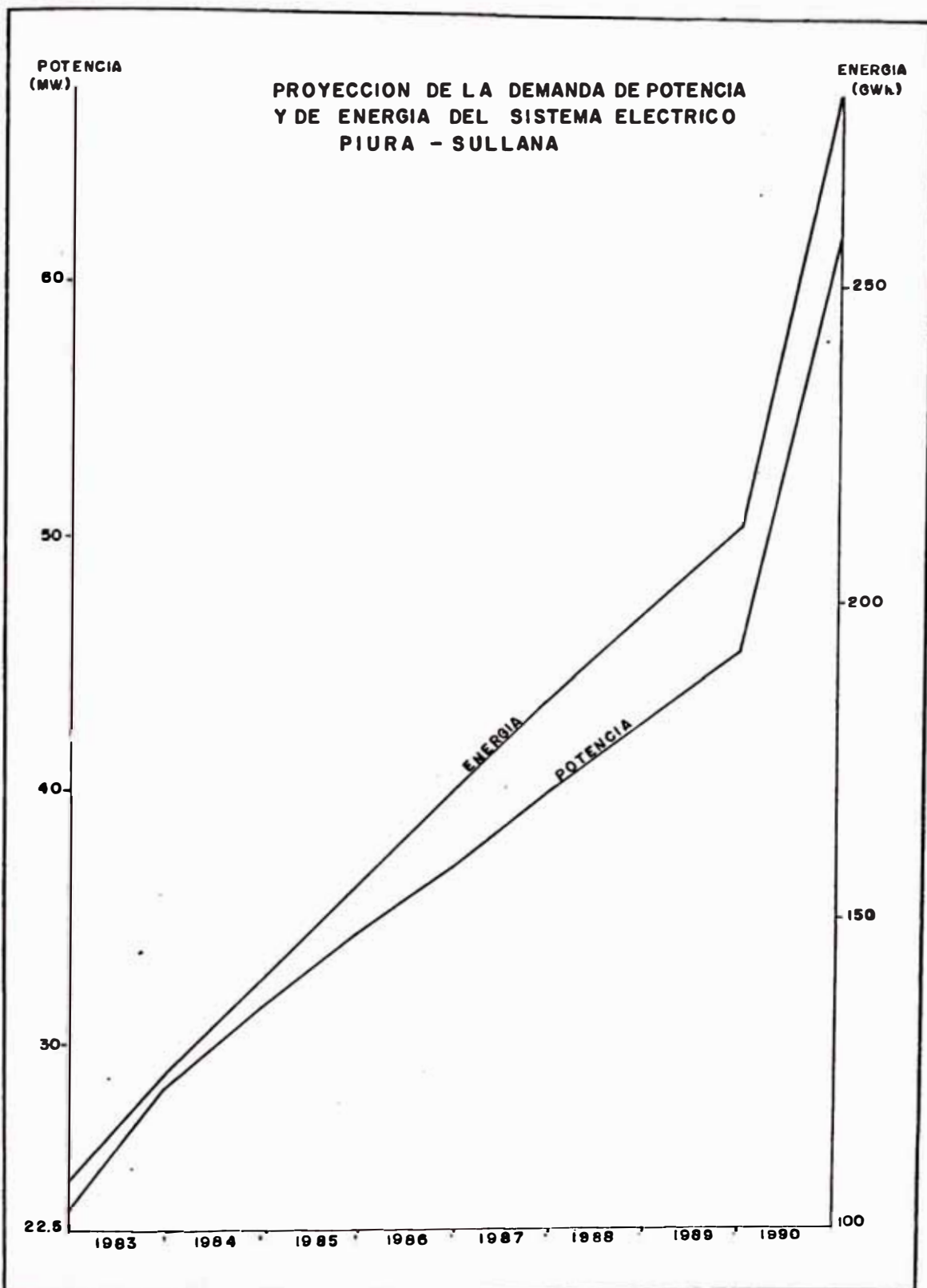
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°

3.2

AUTOR:

PEDRO PACHAS
CARBONELL



PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA
GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA
ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°

3.3

AUTOR:

PEDRO PACHAS
CARBONELL

CUADRO 3.10

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LOS GRUPOS DE GENERACION ELECTRICA - CENTRAL TERMICA DE PIURA

MARCA	AÑO INSTAL.	POT INST (kW)	POT EFECT (kW)	VELOCIDAD (rpm)	CONS. ESPEC. COMBUSTIBLE (kWh / gal)	ESTADO ACTUAL	COSTO ESPECIFICO(#) PRODUC. ENERGIA (US\$/MWh)
MIRLESS 1	1957	1,360	1,156	400	D2: 10.8	Bueno	79.33
MIRLESS 2	1957	1,360	1,156	400	D2: 10.8	Mante.	79.33
MIRLESS 3	1960	1,360	1,156	400	D2: 10.7	Bueno	80.08
MIRLESS 4	1964	2,300	1,935	450	D2: 12.0	Regular	71.33
MIRLESS 5	1965	2,300	1,955	450	D2: 13.0	Regular	71.33
MIRLESS 6	1968	4,400	3,740	512	D2: 13.0	Regular	65.75
ALCO	1975	2,500	2,125	900	D2: 13.1	Regular	65.13
EMD	1978	2,500	2,125	900	D2: 13.1	Bueno	65.13
GMT 1	1980	5,000	4,500	450	R6: 15.7	Bueno	39.24
GMT 2	1980	5,000	4,500	450	R6: 15.7	Bueno	39.24
MAN	1983	8,800	8,000	600	R6: 17.4	Bueno	35.49
WERKSP00R	1983	5,500	5,000	600	R6: 16.1	Bueno	38.41

(#) : Toma en cuenta el costo de combustible y el costo de operación y mantenimiento variable.

Según este cuadro (3.10), la potencia instalada total es de: 42,380 kW y la efectiva es de: 37,348 kW no contando con un grupo de reserva apropiado.

Anteriormente antes de la entrada en operación de los grupos diesel MAN y WERKSPoor, se sucedían continuamente apagones, lo cual era consecuencia de la oferta deficitaria en ese entonces; hoy en la actualidad este fenómeno se presenta nuevamente como producto de la creciente demanda, la cual es de suponer, requerirá de un incremento en la oferta actual existente (ampliación en la potencia ofertada), sobre todo en las horas más críticas del día.

Uno de los problemas que habrá que resolver inmediatamente es atender las numerosas solicitudes de suministro eléctrico habitacional postergados en los últimos años, habiendo sido la carga aproximada, a principios de enero de 1982, de 1,200 kW³

3.3.2 AUTOPRODUCTORES

La situación actual de las principales cargas como son: COPSA y TEXTIL PIURA dependen de su futura interconexión, junto con Piura, al SICN o de una ampliación de la generación existente para dar confiabilidad al sistema y así permitir un aumento de sus capacidades de producción actuales.

3 Según referencia N°1.

3.4 PROGRAMAS DE EQUIPAMIENTO EN LA ACTUAL CENTRAL TERMICA

Con respecto a nuevos equipamientos planteados en la actualidad, no hay, solamente se programó con la instalación (actualmente ya instalados) por parte de la Empresa de Energía de Piura (OGEM) de dos grupos electrógenos; el primero de ellos consistente en: un grupo diesel MAN de 7,600 kW cuya puesta en servicio se estableció para 1983 y financiado mediante crédito alemán, el segundo grupo que se compró fué de marca WERKSPoor y financiado mediante crédito holandés, también previsto para que entre en operación el año 1983 y con una potencia de 5000. kW incrementándose con esto la potencia disponible de generación. Actualmente estos grupos están operativos y trabajan cubriendo carga de base.

Respecto a la operación actual de los grupos, si bien es cierto estos trabajan las 24 horas del día, no se cuenta con el tiempo suficiente para realizar el mantenimiento correspondiente a cada uno de ellos en las fechas programadas; requiriéndose ya en algunos de estos efectuar el OVERALL. El proceder a detener a algunos de ellos podría llevar a producir una inestabilidad dentro de la red de generación eléctrica existente. Como referencia a este problema, un grupo MIRLESS fué desmontado parcialmente para realizarle su mantenimiento general, esto como consecuencia de haberse detenido su operación por una falla inesperada de este grupo y no por mantenimiento programado⁴.

⁴ Información obtenida en la misma central térmica de Piura.

Esto pues denota la situación actual de los grupos conformantes de la central térmica existente, y los cuales no brindan una buena garantía en el suministro de energía eléctrica.

Algunos grupos se encuentran por finalizar su vida económica lo que se manifestaría en fallas continuas las cuales incrementan los costos de operación, y que originarían en más de una ocasión se encuentren simultáneamente varios grupos fuera de servicio. Con el fin de evitar esto y ofrecer una garantía en el suministro eléctrico será necesario definir una capacidad efectiva confiable que será aquella potencia efectiva con la que realmente se podrá contar. Así, la capacidad efectiva confiable de esta central alcanzaría a 25,900 kW, evaluación que se ha realizado teniendo en cuenta el tiempo de servicio de los grupos así como las condiciones de operación de los mismos. Para este caso no se ha tomado en cuenta los grupos MIRLESS 1, 2 y 3, dados su tiempo de servicio y estado actual de operación.

Para calcular la vida restante de cada uno de los grupos diesel conformantes de la central térmica existente se tomó en cuenta los siguientes factores principales:

- Vida útil cuando nueva.
- Tiempo de operación acumulada
- Calidad de mantenimiento
- Forma de operación del grupo
- Tipo y calidad del combustible utilizado.

Del cual, la vida útil cuando nueva se ha obtenido de la información técnica de los diferentes fabricantes y que se ha resumido de la siguiente manera

- Grupos diesel lentos (300 rpm)	200,000 hrs.
- Grupos diesel semirápidos (600 rpm.)	100,000 hrs.
- Grupos diesel rápidos (900 rpm.)	50,000 hrs.

El tiempo de operación acumulados por cada uno de los grupos se ha obtenido directamente de los datos estadísticos registrados en la misma central, y se muestran en el cuadro 3.11.

La calidad del mantenimiento se ha cuantificado en un factor adimensional F_1 , y el cual se ha determinado en base a las conversaciones con el personal de la planta y el resultado de las inspecciones realizadas a cada uno de los grupos. Según esto la siguiente tabla estimativa resume lo dicho:

<u>CALIDAD DE MANTENIMIENTO</u>		
Muy bueno	-----	0.95 - 1.00
Bueno	-----	0.90 - 0.95
Regular	-----	0.85 - 0.90
Malo	-----	menos de 0.85

La forma de operación de cada uno de los grupos se ha estimado considerando básicamente el tipo de operación de éstos, ya

* Cifras promedio.

que información referente a número de arranques y paradas, sobrecargas, arranques en frío, etc. no ha sido posible obtener. Para el caso en particular se ha considerado como $F_2 = 1.0$ el factor en referencia, ya que los grupos diesel normalmente no son tan sensibles al tipo de operación como por ejemplo una turbina a gas.

Con respecto al tipo y calidad de combustible utilizado, sólo los grupos GMT1, GMT2, MAN de 5.0 MW y WERKSPoor utilizan petróleo residual #6 y el resto petróleo diesel #2. Para lo cual, considerando como F_3 el coeficiente por combustible, tendrá un valor de 1.0 en el caso de utilizar petróleo diesel #2 y 0.95 en caso de utilizar petróleo residual #6.

Todos estos datos lo podemos agrupar en la siguiente ecuación⁵

$$Vu_r = Vu_n \times F_1 \times F_2 \times F_3 - NH$$

donde:

Vu_r Vida útil restante, horas.

Vu_n = Vida útil cuando nuevos, horas.

F_1, F_2, F_3 = Factores de calidad del mantenimiento, por tipo de operación y por tipo de combustible respectivamente.

NH = Tiempo acumulado de operación del grupo, horas.

Según esto, podemos decir que los resultados logrados de esta ecuación corresponden a lo que se puede denominar criterio técnico respecto a la vida útil, no habiéndose considera-

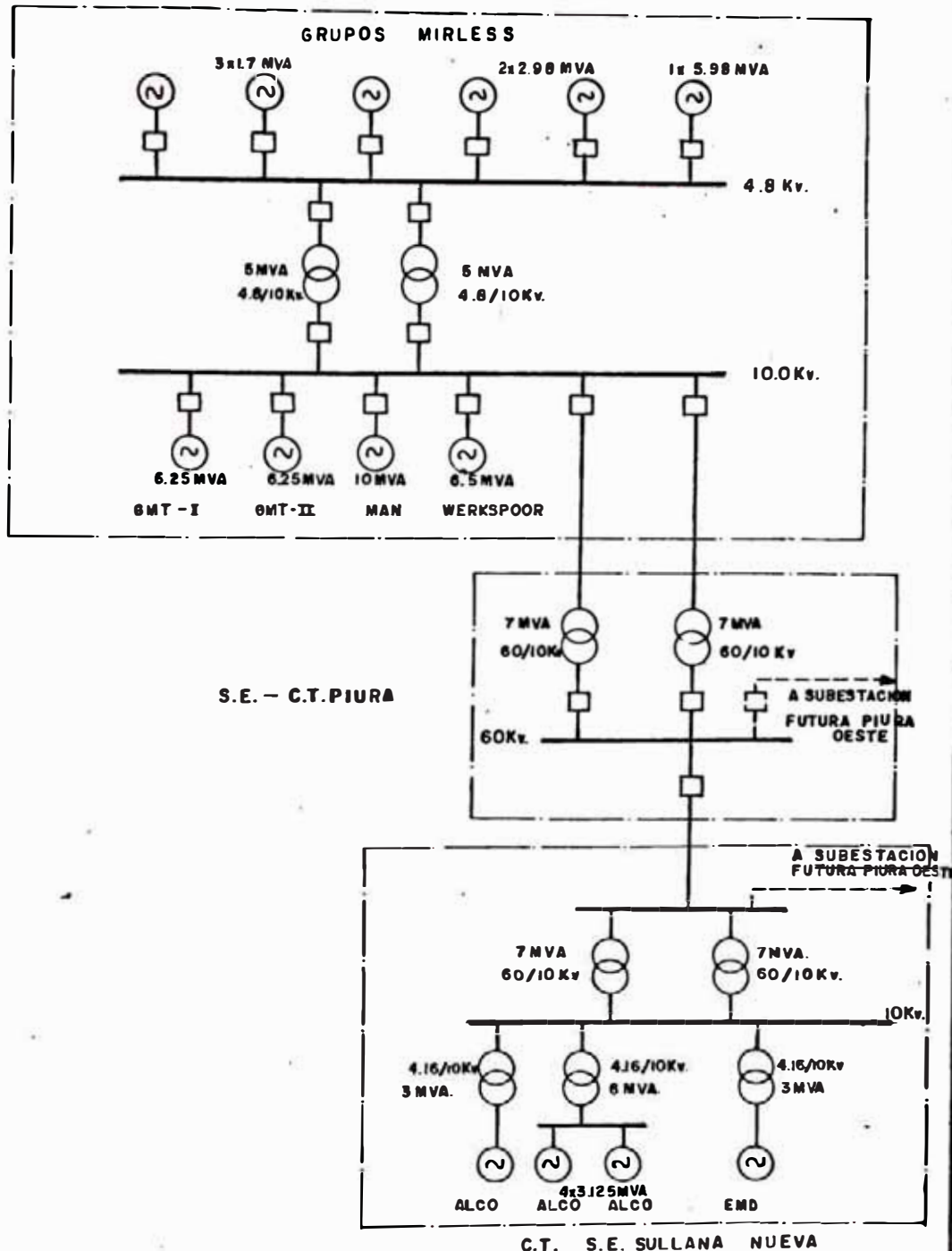
⁵ " Catálogo de proyectos térmicos", Montreal Engineering Co.

rado el criterio económico, y correspondiendo este último criterio a la vida económica de las unidades, la cual estaría gobernada principalmente por la decisión del momento en el cual resultaría más económica la sustitución de una unidad existente por otra nueva. Estos criterios de reemplazo de equipos, escapan a la finalidad del presente trabajo y sólo sería aplicable para otros estudios en el cual sería necesario contar con un buen nivel de información estadística de los equipos considerados. Los resultados se muestran en el cuadro 3.11.

El diagrama unifilar del Sistema Eléctrico existente de Piura-Sullana, se muestra en la figura 3.4, en este podemos apreciar a las Centrales térmicas de Piura y Sullana, esta última programada para albergar grupos diesel los cuales estarían previstos para entrar en operación a fines de la presente década.

Como consecuencia de lo anteriormente mencionado, la potencia generada en la planta térmica acusará déficits de energía si no se programa la atención de acuerdo a las exigencias reales de la demanda de todos los sectores comprendidos dentro de la zona en estudio.

**DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELECTRICO
DE PIURA - SULLANA**



PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA
GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA
ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°

3.4

AUTOR:

PEDRO PACHAS
CARBONELL

CUADRO 3.11

ESTIMACION DE LA VIDA RESIDUAL DE LOS

GRUPOS DIESEL EXISTENTES DE LA

CENTRAL TERMICA DE PIURA

MARCA	HORAS ACUMULADAS A DIC.82	VELOCIDAD RPM	AÑO INSTALACION	TIPO COMBUSTIBLE	FACTORES DE CORRECCION			HRS. ANUALES DE OPERACION PROMEDIO (1)	AÑO DE RETIRO
					F1	F2	F3		
MIRLESS1	130,345	400	1957	Diesel N°2	0.80	1.00	1.00	8,760	1986
MIRLESS2	171,441	400	1957	Diesel N°2	1.00	1.00	1.00	8,760	1986
MIRLESS3	95,178	400	1960	Diesel N°2	0.65	1.00	1.00	8,760	1986
MIRLESS4	74,115	450	1964	Diesel N°2	0.54	1.00	1.00	8,760	1986
MIRLESS5	75,540	450	1965	Diesel N°2	0.55	1.00	1.00	8,760	1986
MIRLESS6	55,859	512	1968	Diesel N°2	0.90	1.00	1.00	5,000	1990
ALCO	20,206	900	1975	Diesel N°2	0.80	1.00	1.00	2,500	1991
EMD	13,568	900	1978	Diesel N°2	0.80	1.00	1.00	2,500	1993
GMT-1	15,845	450	1980	Residual #6	0.85	1.00	0.95	8,760	1999
GMT-2	16,404	450	1980	Residual #6	0.85	1.00	0.95	8,760	1999

(1) Estimado.

3.5 BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO

La oferta térmica garantizada existente considerada para el balance, será aquella en la cual no se contemple el grupo mayor, o sea 8 MW correspondiente al grupo MAN siendo pues reducida la potencia efectiva en esta cantidad (para efectos de reserva). Tampoco se contempla la presencia de ningún proyecto hidroeléctrico, en este lapso, dado la situación actual de todos ellos⁶, según lo ya mencionado anteriormente, por lo que no serán considerados como oferta para el sistema planteado.

Se considera que la interconexión al Sistema Centro-Norte se realizará el año 1990, integrándose en forma simultánea todas aquellas cargas que se encontraban aisladas en la barra Piura.

A partir del año de interconexión se ha considerado como potencia garantizada el total de potencia efectiva, tomando en cuenta para este caso que la oferta térmica disponible del Sistema Interconectado Centro-Norte quedará como reserva.

Las demandas de energía y potencia han sido incrementadas en 8% y 3% respectivamente, para considerar las pérdidas del sistema de sub-transmisión y consumo propio.

De la evaluación tanto de la demanda eléctrica futura como de la oferta del sistema eléctrico existente, es posible

6 Según referencia N°17.

realizar una comparación entre ellas, cuyos resultados han de cuantificar la futura implementación del sistema de generación que requiere el sistema eléctrico de Piura.

Este balance realizado de la Demanda-Oferta, considerando en la oferta valores garantizables, dan por resultado déficits a partir del año 1986 con 11.18 MW y los cuales se van incrementando con el tiempo hasta llegar a 19.73 MW en el año 1989.

La tasa de crecimiento promedio anual de la demanda, tanto para potencia como energía es de 11.9% y 12.2% respectivamente. Los valores de la demanda utilizados se muestran en el cuadro 3.12.

Según el balance realizado, se deduce que el mayor déficit ocurriría en el último año del período de análisis, o sea 19.73 MW en 1989; por lo tanto ésta será la capacidad efectiva requerida de la nueva central térmica a proyectarse en el presente estudio.

CUADRO 3.12

BALANCE OFERTA - DEMANDA

SISTEMA ELECTRICO PIURA-SULLANA

AÑO	DEMANDA (MW)	OFERTA EXIST.(MW) GARANTIZADA	DEFICITS (MW)
1984	31.60	25.90	*
1985	34.30	25.90	*
1986	37.08	25.90	11.18
1987	40.07	25.90	14.17
1988	42.74	25.90	16.84
1989	45.63	25.90	19.73
1990 ¹	61.90	(1)	(1)

(1) Integración de Piura-Sullana al Sistema Interconectado Centro-Norte.

* Sin considerar reserva.

CAPITULO IV

4. ALTERNATIVAS PARA EL SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Habiéndose planteado en el capítulo anterior la necesidad de una nueva fuente de generación eléctrica para satisfacer la demanda del sistema en estudio para la presente década, y no contando con desarrollos hidroeléctricos disponibles para ser ejecutados, solo queda plantear alternativas de equipamiento térmico y con las ubicaciones posibles donde podrían ser emplazadas.

La decisión final se sujetará fundamentalmente a los siguientes factores:

Carga y sistema existente de generación, los cuales ya han sido descritos en el capítulo correspondiente y en el cual se mostró la falta de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

- Carga futura y perfil de la carga, la cual ha sido mostrada en el capítulo correspondiente. El perfil del diagrama de carga se mantendrá casi constante, ubicándose además las horas críticas en la zona de pico* básicamente.
- Período disponible de tiempo mínimo para añadir capacidad adicional de generación, el cual será función directa del año en el cual se presentaría el primer déficit significativo, que para el presente caso es 1986.

Combustible disponible en la zona, se puede contar con el

* Según Referencia N°27.

abastecimiento de petróleo residual N°6 y petróleo Diesel N°2 sin ningún problema.

- Ubicación de la planta generadora y de los centros de carga, la cual se verá en el capítulo correspondiente a planteamiento de alternativas de ubicación.
- Disponibilidad de personal de operación y mantenimiento, el cual está en función directa del tamaño y tipo de central térmica a ser considerada.

los cuales, por lo tanto, serán considerados en los análisis correspondientes al sistema eléctrico Piura-Sullana.

4.1 ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO

Como primer paso se estudiará el tipo de unidad a ser tomada en cuenta, basándose en los factores antes mencionados, ya que cada tipo de planta de generación tiene sus ventajas y desventajas cuando son aplicados a una situación en particular.

4.1.1 TIPO DE UNIDADES

Hay cuatro tipos posibles para el nuevo equipamiento de la central térmica proyectada: turbogrupos a vapor, turbogrupos a gas, ciclo combinado con turbogrupos a vapor y a gas, y grupos diesel. A continuación se hará una breve descripción de sus características principales.

- Equipamiento con turbinas a vapor, estos grupos presentan la ventaja de poder utilizar el combustible de más bajo precio; alcanzando quizás el más bajo índice de costo de combustible por kWh generado. Sin embargo, requieren gran

des cantidades de agua mucho mayores que los otros tipos de unidades y además un cuidadoso estudio de la ubicación, sobre todo si se trata de emplazarlas cerca al mar para utilizar agua de mar como refrigerante, traendó, como consecuencia una instalación adicional de una planta pequeña para el tratamiento del agua de mar (desalinización requerido).

El tiempo de construcción que demandaría esta sería de 3 a 4 años, según las características técnicas particulares y además en base a su capacidad. Requieren además de numeroso personal de operación y bastante para el mantenimiento, lo que se refleja en elevados costos de operación y mantenimiento.

Estas unidades normalmente están destinadas para trabajos en carga base y puede utilizar como combustible: petróleo residual ó carbón. Pueden ser del tipo con recalentamiento o sin ello, que para el caso en particular solo dispondremos de los tipos sin recalentamiento, los cuales pertenecen a la variedad de unidades de menor capacidad. Este tipo puede emplear un sistema de enfriamiento de ciclo abierto o de ciclo cerrado, con torres de enfriamiento. La información técnica referente a este tipo de unidad se muestra en el cuadro 4.1, en el que se muestran dos capacidades, las cuales se podrían adecuar a las necesidades del sistema.

CUADRO 4.1
INFORMACION TECNICA SOBRE UNIDADES ELECTRICAS A VAPOR DE
DE CARGA DE BASE SIN RECALENTAMIENTO

Tamaño Nominal de la Unidad		10 MW		20 MW	
		Petróleo		Petróleo	
Sistema enfriamiento del Condens.		CA	TE	CA	TE
Elevación sobre el nivel del mar	m	0	0	0	0
Temperatura ambiente de diseño	°C	15	15	15	15
Potencia Máxima continua	MW	10.	10.	20.	20.
Servicio de estación	MW	0.47	0.71	0.94	1.29
Potencia Neta	MW	9.53	9.29	19.06	18.71
Capacidad de sobrecarga	MW	10.5	10.5	21.0	21.0
Velocidad rotacional	rpm	3600.	3600.	3600.	3600.
Capacidad del generador de vapor	kg/h.10 ³	47.	48.9	87.6	89.6
Flujo principal de vapor	kg/h.10 ³	43.7	44.7	81.4	83.3
Condiciones del vapor a la entrada de la turbina	MPa, °C	4.1/440	4.1/440	5.9/482	5.9/482
Flujo de enfriamiento del condensador de agua	m ³ /s. °C	0.66/20		1.13/20	
Consumo de calor sin carga	kJ/h.10 ⁶	11.1	11.2	20.9	21.0
Consumo específico de calor neto a plena carga	kJ/kW-hr _n	13,715	14,045	12,950	13,180
Consumo específico de calor neto incremental	kJ/kW-hr _n	12,550	12,849	11,847	12,058
Etapas de precalentamiento del agua de alimentación		3	3	4	4
Capacidad de acarreo de carga mínima	MW	1.5	1.5	2.5	2.5
Utilización	hrs/año	7620	7620	7620	7620
Disponibilidad de operación		0.87	0.87	0.87	0.87
Presión en el condensador	kPa (a)	5.0	10.2	5.0	10.2
Vida útil	años	25	25	25	25
Temperatura final de agua de alimentación	°C	175	185	222	232

donde: CA: ciclo abierto
TE: torre de enfriamiento

- Equipamiento con turbinas a gas, estas unidades en comparación con las turbinas a vapor son muy sensibles a la calidad del combustible empleado, exigiendo un combustible más caro; este hecho sumado a que su eficiencia térmica es menor que para las turbinas a vapor, hacen que el costo en combustible por kWh generado sea alto. Sin embargo, existen ventajas que nos llevan a considerarla como una candidata probable, esto es, su corto tiempo de entrega (modalidad llave en mano), mínimo consumo de agua y menor plazo para el estudio de ubicación ya que no son necesarios estudios de captación de agua de mar.

Por lo general, las turbinas de gas de tipo industrial para servicio pesado, normalmente usadas para servicio de base o de carga máxima (punta) requieren de un mínimo de personal para su operación, además de su bajo costo de inversión.

Además son sensibles a variaciones pequeñas de carga bajando rápidamente su eficiencia y volviéndose antieconómicas.

Por regla general, los petróleos combustibles destilados ligeros pueden quemarse fácilmente en turbinas a gas, sin que halla serias repercusiones sobre el funcionamiento de los componentes, o sobre la garantía de la vida útil. Sin embargo, las impurezas del aceite pesado, pueden causar problemas de corrosión de los componentes situados en la

sección del gas caliente, lo que puede afectar seriamente los costos de mantenimiento y de rendimiento de la turbina. Por lo tanto, debe tenerse cuidado en cerciorarse de que el petróleo combustible destilado N°2, distribuido a la tobera no contenga impurezas por encima de los valores típicos citados en el cuadro 4.2.

Para el presente análisis seleccionaremos una turbina a gas de tipo industrial para servicio pesado, para trabajar a carga máxima (punta), ya que con los grupos diesel existentes en la central térmica de Piura se podría cubrir la zona de base y carga media del diagrama de carga del sistema eléctrico. Los principales datos técnicos para una cierta gama de capacidades, se muestran en el cuadro 4.3.

- Equipamiento con turbinas a vapor y a gas: ciclo combinado; el tipo comúnmente usado, es aquel en el cual una tercera parte de la potencia total corresponde a la turbina a vapor. Estas unidades son empleadas para trabajar en carga media y utilizan petróleo destilado, no siendo adecuadas para aplicaciones de carga de base ya que en este rango de carga, éstas operarían con petróleo residual y tendrían que tener también calderas auxiliares con quemadores. Se puede utilizar ya sea enfriamiento con ciclo abierto o torres de enfriamiento, para el circuito de flujo de agua de enfriamiento del condensador, correspondiente a la parte eléctrica a vapor para el ciclo combinado.

El tiempo de construcción aproximado es de 3 a 4 años y en el cuadro 4.4 se muestran capacidades¹ de 25 y 150MW respectivamente.

¹ Según referencia de los principales fabricantes del mundo como son Brown Boveri, General Electric, etc.

CUADRO 4.2

VALORES TIPICOS PERMISIBLES PARA

PETROLEO DIESEL N°2

Sodio y Potasio (Na y K)ppm por peso	1.0
Vanadio (V) ppm por peso	0.5
Calcio (Ca) ppm por peso	2.0
Plomo (Pb) ppm por peso	1.0
Agua y sedimento :% volumen	0.1
Azufre, y	
Otros componentes específicos por encima de 5 ppm por peso	

CUADRO 4.3

INFORMACION TECNICA SOBRE UNIDADES DE TURBINA A GAS

Tamaño Nominal de la Unidad		25 MW	50 MW
Combustible		DESTILADO	DESTILADO
Elevación sobre el Nivel del mar	m	0.	0.
Temperatura ambiente de diseño	°C	15.	15.
Capacidad ISO de carga de punta	MW	25.9	66.3
Velocidad de la turbina	rpm	5105	3600
Temperatura del gas a la entrada de la turbina	°C	985.	1065.
Temperatura del agua a la salida	°C	515.	545.
Consumo de calor sin carga	10^6 kJ/h	101.	240.
Consumo específico de calor neto a carga total	kJ/kW.hr _n	13175	12600
Consumo específico de calor neto incremental	kJ/kW.hr _n	8970	8600
Disponibilidad	%	0.87	0.87
Ejes de turbinas		1	1
Tiempo de entrada en servicio	meses	15-24	21-27
Utilización	horas/año	2500.	2500.
Vida útil	años	15.	15.

CUADRO 4.4

INFORMACION TECNICA SOBRE CENTRALES DE CICLO COMBINADO

Tamaño nominal de la Unidad		25 MW
Combustible		Destilado N°2
Sistema enfriamiento del condensador		TE
Elevación sobre el nivel del mar	.m	0.
Temperatura ambiente de diseño	°C	15.
Potencia nominal (ISO) neta de la turbina a gas	MW	1 x 18.9
Potencia neta de la turbina a vapor	MW	1 x 9.53
Potencia total de la central	MW	28.43
Velocidad del eje de las turbinas gas/vapor	rpm, rpm	5100/3600
Condiciones del vapor a la entrada de la turbina	MPa, °C	4.1/440
Consumo de calor sin carga	KJ/h.10 ⁶	487
Consumo específico de valor neto a plena carga	KJ/kW.hr _n	15500
Consumo específico de calor neto incremental	KJ/kW.hr _n	6919
Disponibilidad de la central		0.87
Utilización	horas/año	4000
Temperatura de ingreso de la turbina a gas		745
Número de cilindros de la turbina a vapor		1
Presión en el condensador	kPa(a)	10.2
Vida útil	años	20
Temperatura de los gases de escape de la turbina a gas	°C	550

TE: Torre de enfriamiento
(a) Absoluto

CUADRO 4.4 (continuación)

INFORMACION TECNICA SOBRE CENTRALES DE CICLO COMBINADO

Tamaño nominal de la Unidad		150 MW	
Combustible		Destilado N°2	
Sistema enfriamiento del condensador		CA	TE
Elevación sobre el nivel del mar	m	0.	0.
Temperatura ambiente de diseño	°C	15.	15.
Potencia nominal (ISO) neta de la turbina a gas	MW	4 x 23.0	4 x 23.0
Potencia neta de la turbina a vapor	MW	46.6	42.4
Potencia total de la central	MW	134.6	134.4
Velocidad del eje de las turbinas gas/vapor	rpm, rpm	5105/3600	4105/3600
Condiciones del vapor a la entrada de la turbina	MPa, °C	6.0/443	6.0/443
Consumo de calor sin carga	kJ/h.10 ⁶	420.	420.
Consumo específico de calor neto a plena carga	kJ/kW-hr _n	9760	9775
Consumo específico de calor neto incremental	kJ/kW-hr _n	6640	6640
Disponibilidad de la central		0.88	0.88
Utilización	horas/año	4000	4000
Temperaturas de ingreso de la turbina a gas	°C	985.	985.
Número de cilindros de la turbina a vapor		monocilíndrico	monocilíndrico
Presión en el condensador	kPa (a)	5.	10.2
Flujo del agua de reposición	lt/seg.	1.7	1.7
Vida útil	años	20.	20.
Temperatura de los gases de escape de la turbina a gas	°C	510.	510.

donde: CA: ciclo abierto

TE: torre de enfriamiento

(a) absoluto

- Equipamiento con grupos Diesel, estas unidades están diseñadas para cubrir rangos de carga de base hasta cargas de pico.

Pueden utilizar petróleo residual como también petróleo destilado. La combustión de petróleo destilado N°2 en motores Diesel grandes no presenta problemas extraordinarios y es de uso común en todo el mundo. Los combustibles residuales N°5 pueden quemarse también en motores Diesel, siempre que el combustible esté acondicionado y calentado previamente.

Aunque los motores Diesel sufren problemas de corrosión similares a esos de las turbinas a gas cuando operan con aceites combustibles pesados, son mucho menos sensibles a las impurezas que causan esta corrosión que las turbinas a gas.

A manera de referencia en el cuadro 4.5 se muestran los valores aceptables típicos de los contaminantes de combustibles para motores de cuatro tiempos y de dos tiempos.

El tamaño de las unidades es limitado, y aún así, además pueden causar graves problemas de transporte al trasladarlos a su emplazamiento. Por otro lado, las grandes fuerzas oscilantes que desarrolla el motor Diesel podrían requerir la construcción de extensos y costosos cimientos debajo de la planta. Durante su operación los grupos Diesel por lo general necesitan bastante mantenimiento de rutina.

CUADRO 4.5

VALORES TIPICOS ACEPTABLES DE LOS CONTAMINANTES DE COMBUSTIBLE:

PARA GRUPOS DIESEL

MOTORES DE 4 TIEMPOS

Ceniza, porcentaje por masa	- 0.2
Azufre, porcentaje por masa	- 3.5
Sedimentos, porcentaje por volumen	0.25
Agua, porcentaje por volumen	- 1.00
Residuo de carbón Conradson, porcentaje por masa	- 13.50
Vanadio (V), porcentaje por masa	- 2.00
Sodio, porcentaje por masa	- 5.00
Viscosidad seg. Redwood a 100°F	- 1500.0

MOTORES DE 2 TIEMPOS

Viscosidad a 100°F, seg. Redwood	3500-6000
Azufre, porcentaje por masa	3.0- 4.0
Residuo de carbón Conradson	10.0- 15.0
Contenido de agua, porcentaje por volumen	0.2- 1.0

Fuente de información: "V Proyecto de Energía Eléctrica del Perú-
Parte B ~ "Catálogo de proyectos de Centra-
les Térmicas" Montreal Engineering (Over-
seas) Limited.

En el cuadro 4.6 se muestran las características técnicas de estos grupos para un rango de capacidades normalmente utilizados, que van desde 2.5 MW hasta 10.0 MW.

El tiempo que demoran en ser instalados y puestos en funcionamiento estos grupos, está en función del tamaño básicamente y fluctúan entre 1 y 3 años.

4.1.2 TAMAÑO DE LAS UNIDADES

Tomando en consideración lo explicado en párrafos anteriores y observando el balance de oferta y demanda se nota que a partir de 1986 habrán déficits y que estos irán incrementándose hasta 19.73 MW el año 1989; y luego el año 1990 se daría la interconexión con el Sistema Eléctrico Centro- Norte. Para ser cubierto este déficit se requeriría pues de una oferta efectiva adicional de 19.73 MW como mínimo.

Para el caso de equipamiento con turbinas a vapor, se tendría la posibilidad de instalar unidades de: 10 MW ó 20 MW. Por razones de tiempo, este tipo de equipamiento no sería el apropiado ya que las necesidades se presentan desde los primeros años de análisis y dado el lapso requerido de tiempo de construcción, este no se adecúa.

Considerando equipamiento con turbogrupos a gas, habría que pensar en una unidad estándar de 20 MW efectivos, de tipo modular, esto con el fin de poder acortar el plazo de entrega, Este criterio se debe a que las turbinas a gas con.

CUADRO 4.6

INFORMACION TECNICA SOBRE UNIDADES DE GENERACION DIESEL

Tamaño Nominal de la Unidad		2.5 MW	5.0 MW	10.0 MW
<u>Combustible utilizado</u>		DESTILADO	RESIDUAL	RESIDUAL
Elevación sobre nivel del mar	m	0	0	0
Temperatura ambiente de diseño	°C	27	27	27
Potencia Nominal	kW	2940	4950	9900
Servicio de estación	kW	150	250	500
Potencia Neta	kW	2790	4700	9400
Capacidad de sobrecarga	kW	294	495	990
Ciclo		4 tiempos	4 tiempos	4 tiempos
Velocidad rotacional	rpm	900	600	600
Consumo específico de combustible a carga neta total	gr/kWh _n	209	209	206
Consumo específico de calor sin carga	10 ⁶ kJ/h	2.268	5.124	7.728
Consumo específico de combustible neto incremental	gr/kWh _n	191	184	187
Disponibilidad		0.95	0.95	0.95
Requerimientos de agua de enfriamiento	lt/kWh.	65	65	65
Presión media efectiva al freno	MPa	1.63	1.95	1.95
Vida útil	años	10.	15-20	15-20
Utilización	h/año	2500	4-7000	4-7000

potencias alrededor de 20 MW representan el límite inferior de la potencia para la turbina a gas típica producida en grandes series.

Las turbinas de menor potencia para aplicaciones en planta de fuerza se fabrican en número reducido y están por eso afectadas con plazo de entrega un poco más prolongado. En condiciones normales un tamaño más grande puede ocasionar costos más bajos que un tamaño menor, como consecuencia de los costos fijos que no son directamente proporcionales al tamaño de planta. Esto es básicamente lo que se llama economía de escala, en la cual pues la escala de producción está en función directa de la tecnología; lográndose con este criterio un mejor uso de la maquinaria y una reducción en los desperdicios. Como bien es cierto, el éxito en el desarrollo económico de un país subdesarrollado depende de la introducción de la tecnología moderna en tan gran escala como sea posible.

Ahora bien, considerando un equipamiento con turbinas a vapor y a gas, para conformar un ciclo combinado, la situación es más delicada, ya que si bien es cierto está siendo aplicado en muchos países, para el caso particular, tomando en cuenta la magnitud del déficit la capacidad estaría repartida en 6 MW para el turbogruppo a vapor, y 14 MW para la turbina a gas; siendo estos tamaños no estandarizados y poco recomendables para ser utilizados, dado que sus costos de producción serían relativamente altos y el tiempo de

construcción un poco mayor del requerido por tanto no se considerará como alternativa de equipamiento para el sistema en estudio.

Para el caso de una instalación con grupos Diesel, que por razones de tamaño y de tiempo de entrega podrían adecuarse para el corto plazo requerido, tenemos unidades de: 2.5 MW, 5.0 MW y 10 MW para combinarlas; por consiguiente, por razones de espacio en la central, y economía en el consumo de combustible y en la inversión, es preferible utilizar los grupos de mayor tamaño.

4.1.3 NUMERO DE UNIDADES

Siendo 45.63 MW la máxima demanda a satisfacer y existiendo una oferta garantizada de 25.9 MW, quedará entonces por satisfacer un déficit en potencia de 19.73 MW como ya se estableció en el balance de potencia realizado. Para cubrir esta potencia con los tamaños de grupos considerados se plantea las siguientes alternativas:

- Alternativa 1: Equipamiento con grupos Diesel

a) 2 x 10 MW

b) 2 x 5 MW + 1 X 10 MW

c) 4 x 5 MW

- Alternativa 2: Equipamiento con turbinas a gas

1 x 20 MW

para ambas alternativas, las capacidades establecidas son efectivas.

4.1.4. SELECCION DE LA ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO

En base a la combinación de tamaños por tipo de grupos, se procede seguidamente a realizar las evaluaciones técnica y económica necesarias para determinar la alternativa más apropiada para el sistema eléctrico en estudio.

4.1.4.1 EVALUACION TECNICA

Según los estudios realizados para el sistema Eléctrico Centro- Norte por parte de Electroperú S.A. se ha llegado a determinar que la oferta de energía eléctrica en este, es bastante significativa, y que el suministro hacia el Sistema Eléctrico de Piura será para cubrir la base del diagrama de carga, en tanto que los grupos existentes actualmente en la central térmica de Piura más el nuevo equipamiento a plantearse deberán cubrir demandas de media base y punta.

Además la mínima fecha para poder implementar este afianzamiento térmico sería 1986, por lo cual el tipo de equipamiento deberá cumplir con este requisito.

Con respecto a la disponibilidad de combustible, sea residual o Diesel, no se tiene problemas ya que existen centros de abastecimiento cercanos. Los requerimientos de agua se asume podrán ser satisfecho por ahora en este análisis, más adelante se tomará en cuenta para evaluar la ubicación más apropiada. Por lo tanto, según las consideraciones nombradas, se consideran las alternativas planteadas 1 y 2 como igualmente posibles de ser consideradas para el nuevo equipamiento.

Para el caso de emplear motores Diesel, estos deberán ser:

- Motores de 4 tiempos sobrealimentados, los cuales se adecúan más a trabajos de media carga y punta
- Velocidad media: 400 a 514 rpm

Y para las turbinas a gas se ha considerado:

- Turbinas a gas, de ciclo simple, para uso industrial y servicio pesado, con un solo eje.
- Tipo paquete para instalación al exterior modular.

Con el propósito de evaluar estas alternativas planteadas, a continuación se mencionan los principales puntos de vista a ser considerados para la comparación técnica.

- Inversión inicial, los grupos Diesel requieren una mayor inversión específica en comparación con las turbinas a gas.

Consumo específico de calor, para las turbinas a gas éstas tienen en promedio un consumo de 60% mayor que en los grupos Diesel.

Para las turbinas a gas con una eficiencia térmica de 26%, les corresponde un consumo específico promedio de 13.5 MJ/kWh. En cuanto a los grupos Diesel, éstos presentan un consumo específico promedio de 8.5 MJ/kWh que representan una eficiencia de 42%.

- Tiempo de instalación, en ambos casos este tiempo es relativamente corto, pero con cierta ventaja en el caso de las turbinas a gas.
- Área requerida, es ligeramente menor para las turbinas a gas.

- Nivel de ruido, este es muy apreciable para el caso de las turbinas a gas, pero estos pueden ser atenuados mediante el empleo de silenciadores (amortiguadores de ruido).
- Tiempo de arranque, para ambos casos ya sea con grupos Diesel o con turbinas a gas, este es breve.
Vida útil, en el caso de las turbinas a gas, estas tienen poca duración en comparación con los grupos Diesel; y esto es debido principalmente a las elevadas temperaturas de trabajo y de las altas velocidades de rotación.
- Adaptabilidad a carga parcial, para las turbinas a gas sometidas a cargas parciales el consumo de combustible con relación a su consumo a plena carga es alto, en cambio en el caso de los grupos Diesel, estos no muestran gran variación en el rango de las cargas parciales.
- Requerimiento de agua, los grupos Diesel demanda un bajo consumo, mientras que para las turbinas a gas, esto es prácticamente nulo.
Tipo de combustible, las turbinas a gas usan un combustible más caro que los grupos Diesel. Para estos últimos se puede utilizar tanto petróleo Diesel N°2 como petróleo residual.
Para el caso de grupos Diesel que trabajasen cubriendo cargas de punta, deberán usar petróleo Diesel N°2, mientras que aquellos que trabajen cubriendo carga de base, utilizarán petróleo residual.
- Cimentaciones, para el caso de motores Diesel, estas serán más pesadas que en el caso de las turbinas a gas.

- Potencia unitaria, para las turbinas a gas, la potencia unitaria de 20 MW es prácticamente un límite inferior de fabricación en serie. Mientras que para los motores Diesel la potencia unitaria superior es del mismo orden.

En el Cuadro 4.7 se presenta el resumen de estas características para los tipos de generación planteados. Las consideraciones para estas son similarmente atractivas y por tanto el definir la más apropiada requerirá de un análisis económico para cada caso.

4.1.4.2 EVALUACION ECONOMICA

En el presente subcapítulo se efectúa la evaluación económica de las alternativas de equipamiento planteados, con la finalidad de determinar cual es la alternativa más conveniente, desde el punto de vista económico. Los cálculos respectivos se hicieron teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- Que el sistema eléctrico de Piura se interconecta al Sistema Centro-Norte en 1990, manteniéndose antes, la cobertura de la demanda, mediante la actual central térmica y el nuevo equipamiento a determinarse.
- El período de análisis será hasta fines de la presente década.
- Se empleó el método del Valor Actual Neto.
- La tasa de descuento considerada fué del 12%, que es el índice, promedio existente en el mercado de capitales.
- El año de comparación es 1983.

CUADRO 4.7

COMPARACION TECNICA DE LOS TIPOS DE GRUPOS DE GENERACION
ELECTRICA CONSIDERADOS

<u>CARACTERISTICAS</u>	<u>TURBINAS</u>	<u>MOTORES</u>
<u>TECNICAS</u>	<u>A GAS</u>	<u>DIESEL</u>
Inversión Inicial	Baja	Alta
Consumo específico del calor	Alto	Bajo
Tiempo de instalación	12 meses	12-36 meses
Area requerida	Mínima	Reducida
Nivel de ruido	120-130 db	100-110 db
Tiempo de arranque	4-7 minutos	15-20 minutos
Vida útil	15 años	20 años
Adaptabilidad a carga parcial	Mala	Buena
Requerimiento de agua	Ninguno	Bajo
Combustible	Diesel #2	Diesel #2 ó residual
Cimentaciones	Simples livianas	Complicadas Pesadas
Potencia Unitaria	Mayores	Menores

- En las inversiones no están considerados intereses durante la construcción ni escalamiento de materiales y mano de obra durante la misma.

No se incluyen el costo del patio de llaves. El punto terminal del equipo eléctrico son los terminales del transformador de alto voltaje. Todos los costos civiles, mecánicos y eléctricos asociados con el enlace de la planta a un sistema de transmisión eléctrico han sido también excluidos.

- Las cargas aisladas del actual Sistema Eléctrico de Piura se consideran que se integrarán a este en forma simultánea con la interconexión del primero al Sistema Eléctrico Centro-Norte.

Los costos de inversión que han sido utilizados se muestran en el cuadro 4.8 y están referidos a Diciembre 1983.

Los costos de operación y mantenimiento, tanto para la planta actual como para los diferentes tamaños planteados se muestran en el cuadro 4.9. Para los grupos Diesel estos costos están basados en información estadística de la actual central térmica, así como de otras centrales térmicas existentes y para las turbinas a gas el tratamiento es parecido.

Los costos de operación y mantenimiento para las diversas unidades de generación que se presentan se han descompuesto en costos fijos y costos variables.

CUADRO 4.8

CUADRO DE COSTOS DE INVERSION PARA TURBINAS A GAS Y GRUPOS

DIESEL* (MIO. US\$)

(al: 31/12/83)

TIPO	MN	ME	TOTAL	COSTO UNITARIO US\$/kw _{inst}
GD 5.0	1.18	4.28	5.46	1092.
GD 10.0	1.90	6.90	8.80	880.
TG 20.0	1.20	7.44	8.64	432.

Siendo:

MN: Moneda Nacional

ME: Moneda Etranjera

GD: Grupo Diesel

TG: Turbina a gas.

NOTA : No se considera intereses durante la construcción ni
escalamiento de materiales y mano de obra durante
la construcción.

* Fuente de información: Unidad Plan Maestro de Electricidad, Electroperú S.A.

CUADRO 4.9

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO Y COSTO ESPECIFICO DE
COMBUSTIBLE EN LA ACTUAL CENTRAL TERMICA DE PIURA
Y GRUPOS PROPUESTOS

GRUPO	OPERACION Y MANTENIMIENTO		COSTO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE
	FIJO (Miles US\$)	VARIABLE (US\$/Mwh)	
MIRLESS 1	10.00	5.00	79.33
MIRLESS 2	10.00	5.00	79.33
MIRLESS 3	10.00	5.00	80.08
MIRLESS 4	17.00	5.00	71.33
MIRLESS 5	17.00	5.00	71.33
MIRLESS 6	32.00	5.00	65.75
ALCO	18.00	5.00	65.13
EMD	18.00	5.00	65.13
GMT 1	37.00	5.00	39.24
GMT 2	37.00	5.00	39.24
MAN	64.00	5.00	35.49
WERKSPoor	40.00	5.00	38.41
GD 5.0	52.00	5.00	40.66
GD 10.0	73.00	4.85	39.43
TG 20.0	90.00	7.00	107.00

NOTA: Los costos estan referidos a Dic. 83.

Los primeros son principalmente costos de personal de operación y mantenimiento, mientras que los últimos costos cubren ítems que pueden variar con el factor de capacidad de la central, tales como: productos químicos, lubricantes, repuestos y herramientas especiales, etc. Para el caso de grupos Diesel, los costos de operación y mantenimiento variable están en función del consumo de lubricantes principalmente, mientras que para las turbinas a gas la situación es diferente; para éstos, normalmente estos costos son una función del número de arranques y del número de horas de encendido y solamente tienen una dependencia de segundo orden con la carga, mientras sea inferior o igual a la nominal, por lo tanto sólo para cargas de punta los costos de mantenimiento resultan efectivamente dependientes de la carga, por lo que los costos específicos de mantenimiento aumentan a cargas parciales, significando que el equipo podría funcionar a mayor carga con los mismos costos absolutos de mantenimiento. Para los costos de operación y mantenimiento fijos en las turbinas a gas, estos son bajos ya que requieren de poco personal, o a veces ninguno.

Para la evaluación del consumo de combustible, se ha tenido cuidado de ubicar cada grupo térmico en el diagrama de carga de la forma más favorable, en función del consumo específico de combustible y el porcentaje de carga. Los costos de combustible han sido tomados a precios internacionales², los cuales son:

Petróleo Diesel N°2	36 \$ USA/barril
Petróleo Residual N°6	26 \$ USA/barril

Para considerar la influencia del costo de combustible, en el costo total de cada alternativa se ha utilizado tasas de incremento del costo de combustible de: 0%, 2% y 3% como sensibilidad.

El costo del equipo electromecánico se ha determinado en base a cotizaciones elaborados por diferentes fabricantes², utilizando además cuando fuera requerido, índices de actualización.

En base a estas premisas y realizando la evaluación económica para cada alternativa, considerando además las variaciones en la tasa de descuento y en la tasa de incremento de combustible, resulta económicamente más ventajosa la alternativa 2, como se muestra en el cuadro 4.10, donde se presentan estos resultados para cada alternativa y para la combinación de los parámetros económicos antes mencionados.

² Según boletines estadísticos del: Platt's Oil Gram.

CUADRO 4.10
VALOR PRESENTE DE LAS ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO PLANTEADAS
PARA EL SISTEMA ELECTRICO PIURA-SULLANA

(Mio. US\$)

Alternativas	TD=10%			TD=11%			TD=12%			TD=14%			TD=15%		
	TIC=0	TIC=2%	TIC=3%	TIC=0%	TIC=2%	TIC=3%	TIC=0%	TIC=2%	TIC=3%	TIC=0%	TIC=2%	TIC=3%	TIC=0%	TIC=2%	TIC=3%
1a	68.8	73.4	75.9	67.0	71.4	73.8	65.4	69.5	71.8	62.3	66.1	68.1	60.9	64.5	66.4
1b	69.9	74.5	77.0	68.2	72.5	74.9	66.5	70.6	72.9	63.4	67.2	69.2	62.0	65.5	67.4
1c	71.7	76.4	78.9	70.0	74.4	76.8	68.4	72.5	74.8	65.3	69.1	71.1	63.9	67.5	69.4
2	68.4	73.7	76.6	66.1	71.2	73.9	64.0	68.8	71.4	60.1	64.4	66.7	58.3	62.4	64.6

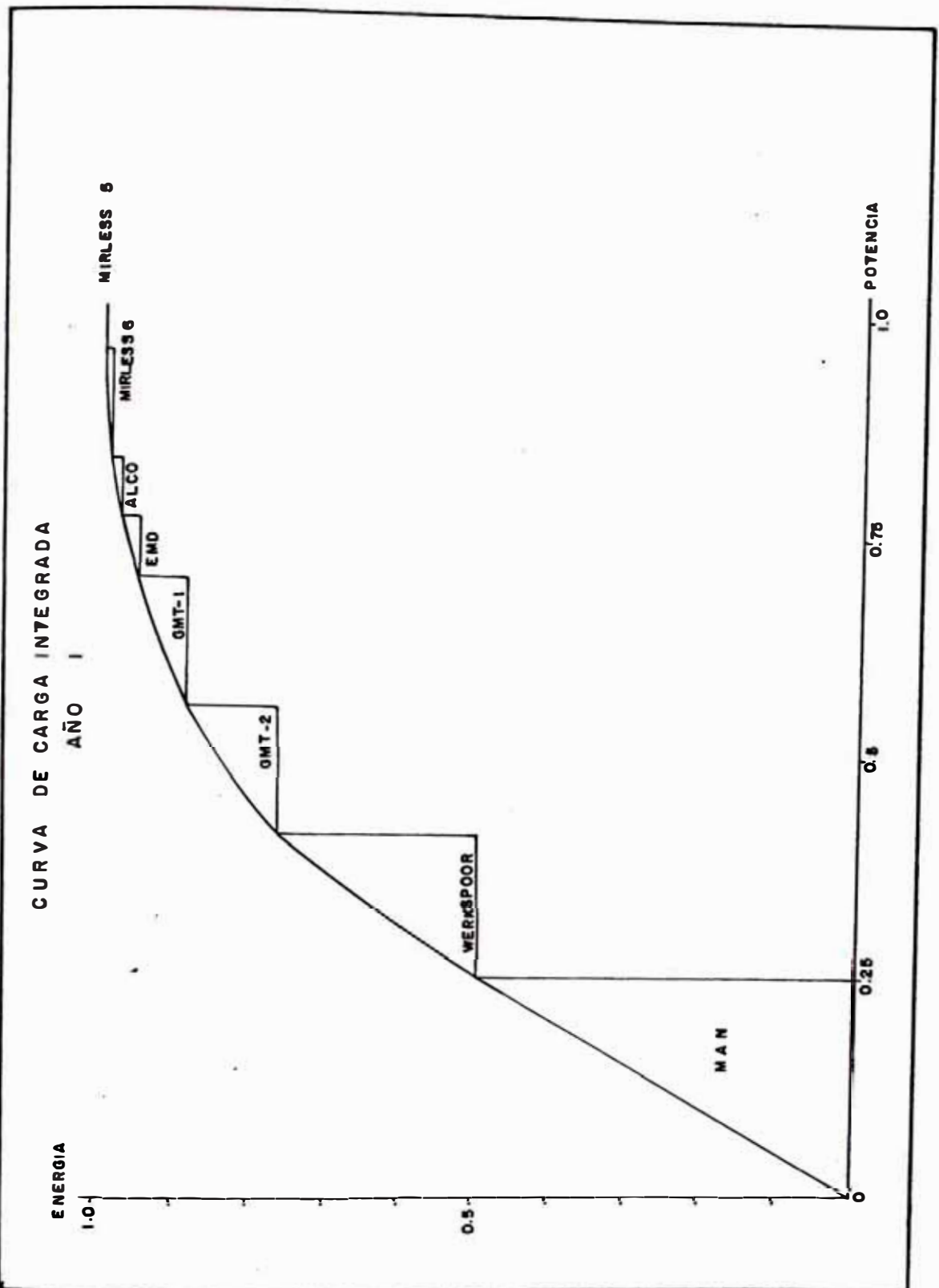
TD: Tasa de descuento

TIC: Tasa de Incremento de Combustible.

Además, el cuadro de inversiones para la alternativa seleccionada, repartida en el tiempo, se muestra en el cuadro 4.11, incluyéndose además el flujo de inversiones de la alternativa seleccionada y el programa de equipamiento de la misma en los cuadros 4.12 y 4.13 respectivamente.

El despacho³ se ha realizado tomando en cuenta básicamente el costo específico de combustible de cada uno de los grupos que participan en la central para el suministro de energía, en forma anual y durante el lapso establecido para el análisis. Esta forma de cubrir la demanda en forma anual y para cada grupo se muestran en los gráficos del 4.1 al 4.6, dentro de lo que se llama curva de carga integrada anual y cuyo procedimiento se explica en forma resumida en el anexo A.1. En el cuadro 4.14 se muestra la generación anual de energía por cada grupo y su forma de operación, a lo largo de todos los años de análisis, y en el cuadro 4.15 se muestra la secuencia de despacho de la turbina a gas propuesta. En la figura 4.7 se muestra el plan de equipamiento de la alternativa seleccionada.

3 Forma de cubrir la demanda eléctrica en una curva de carga integrada en función de ciertos factores preestablecidos.



PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA
 GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA
 ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

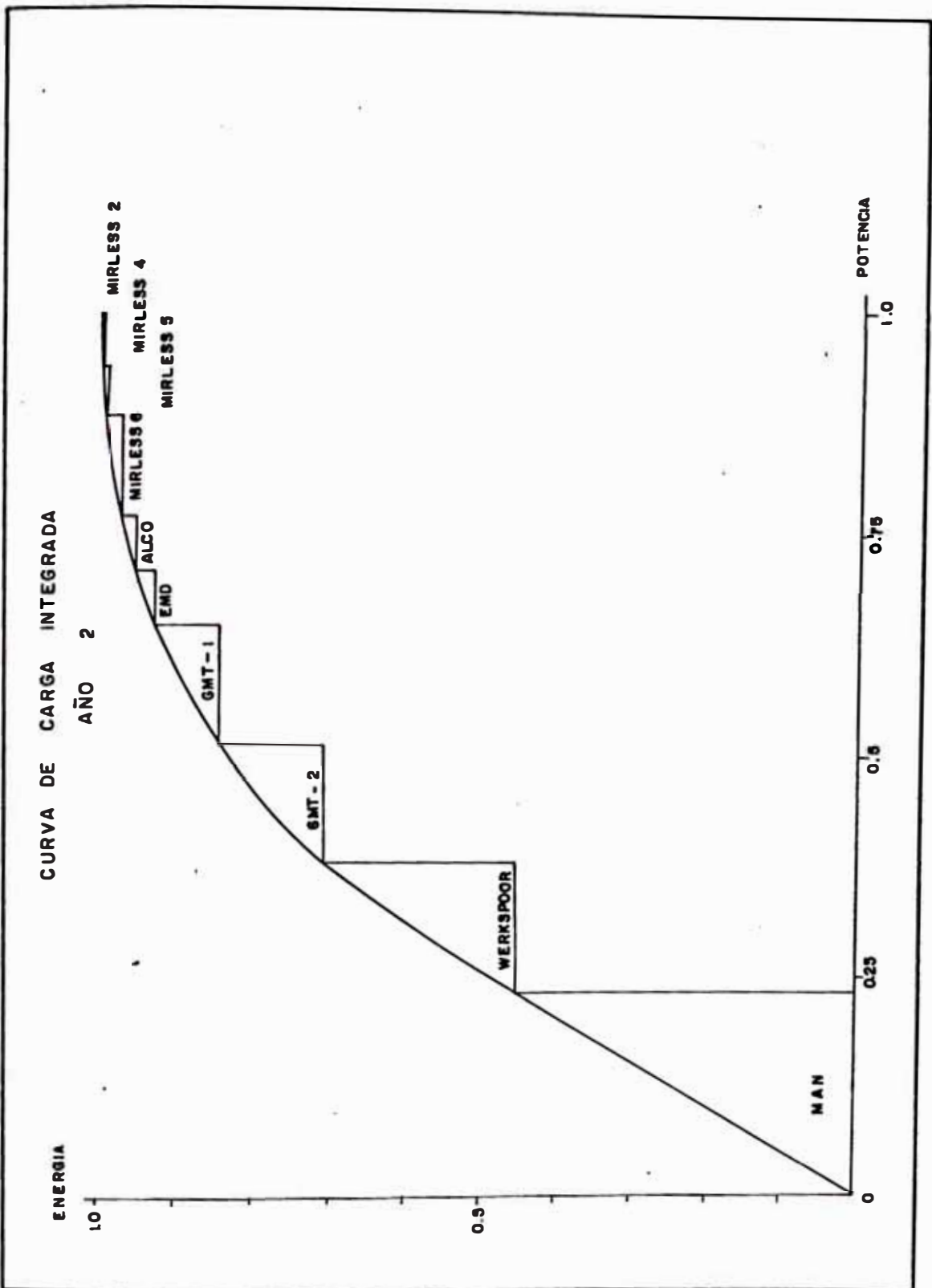
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°

4.1

AUTOR:

PEDRO PACHAS
 CARBONELL



PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

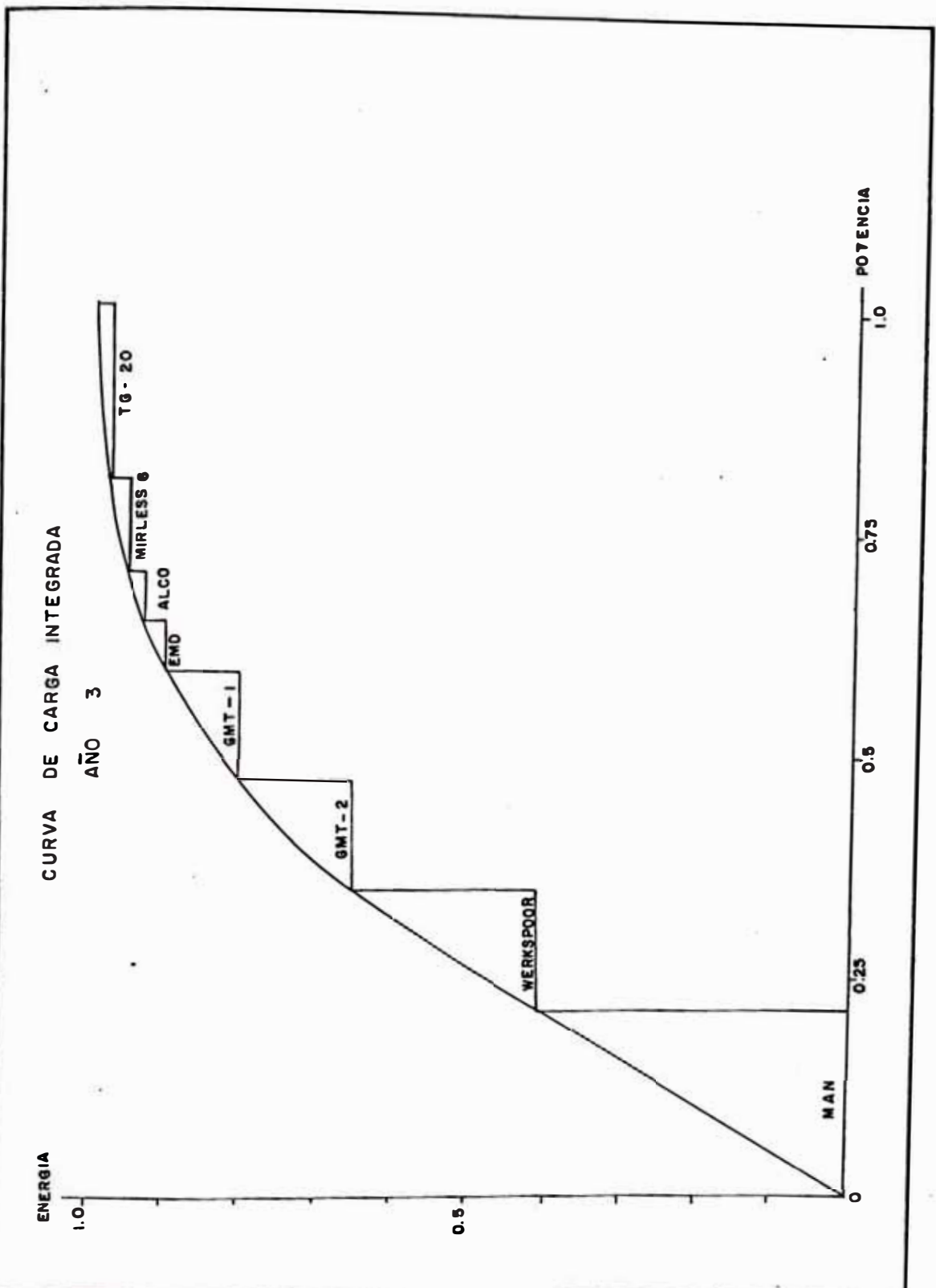
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°

4.2

AUTOR:

PEDRO PACHAS
CARBONELL



PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

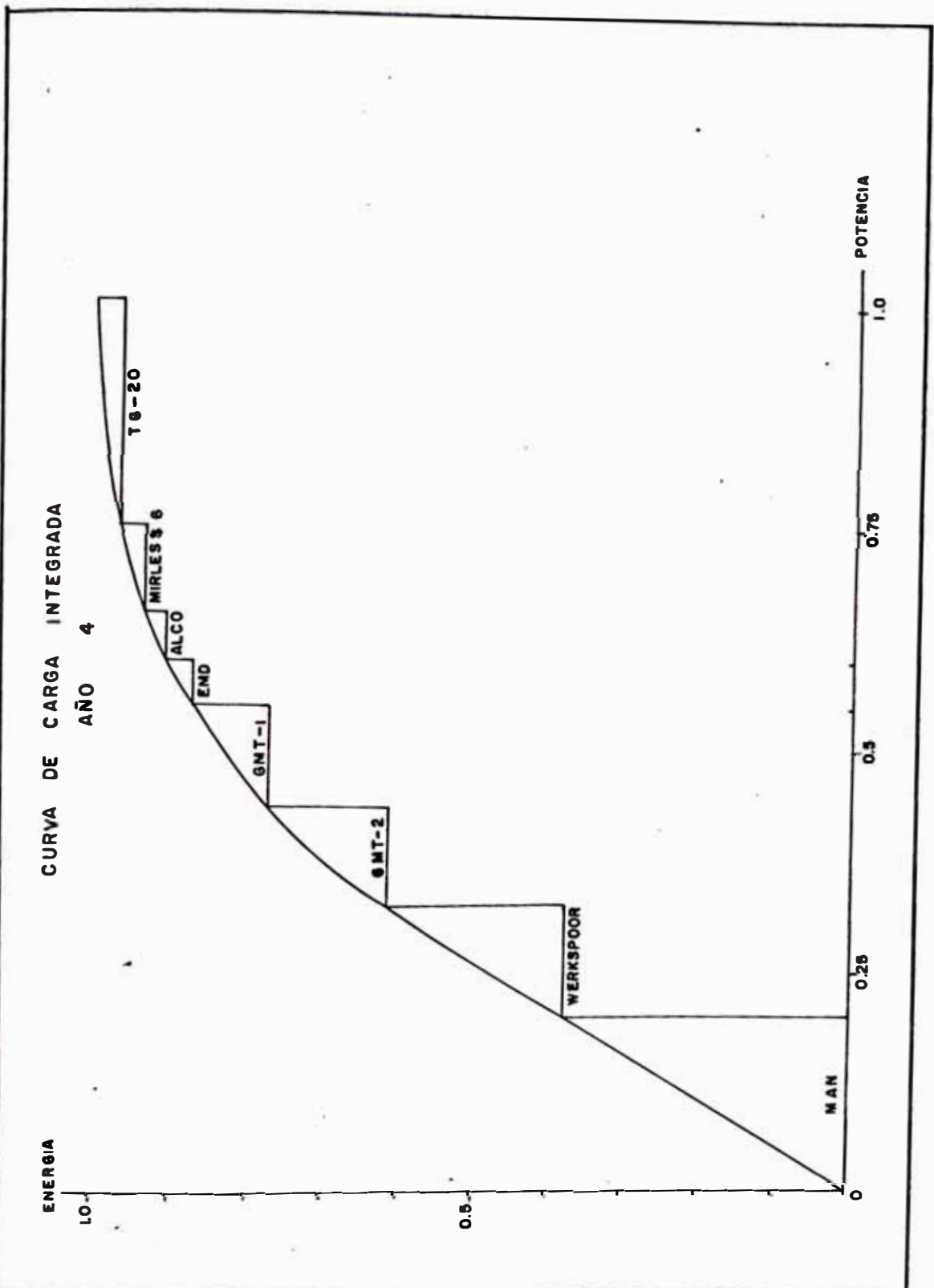
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°

4.3

AUTOR:

PEDRO PACHAS
CARBONELL



PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA
 GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA
 ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

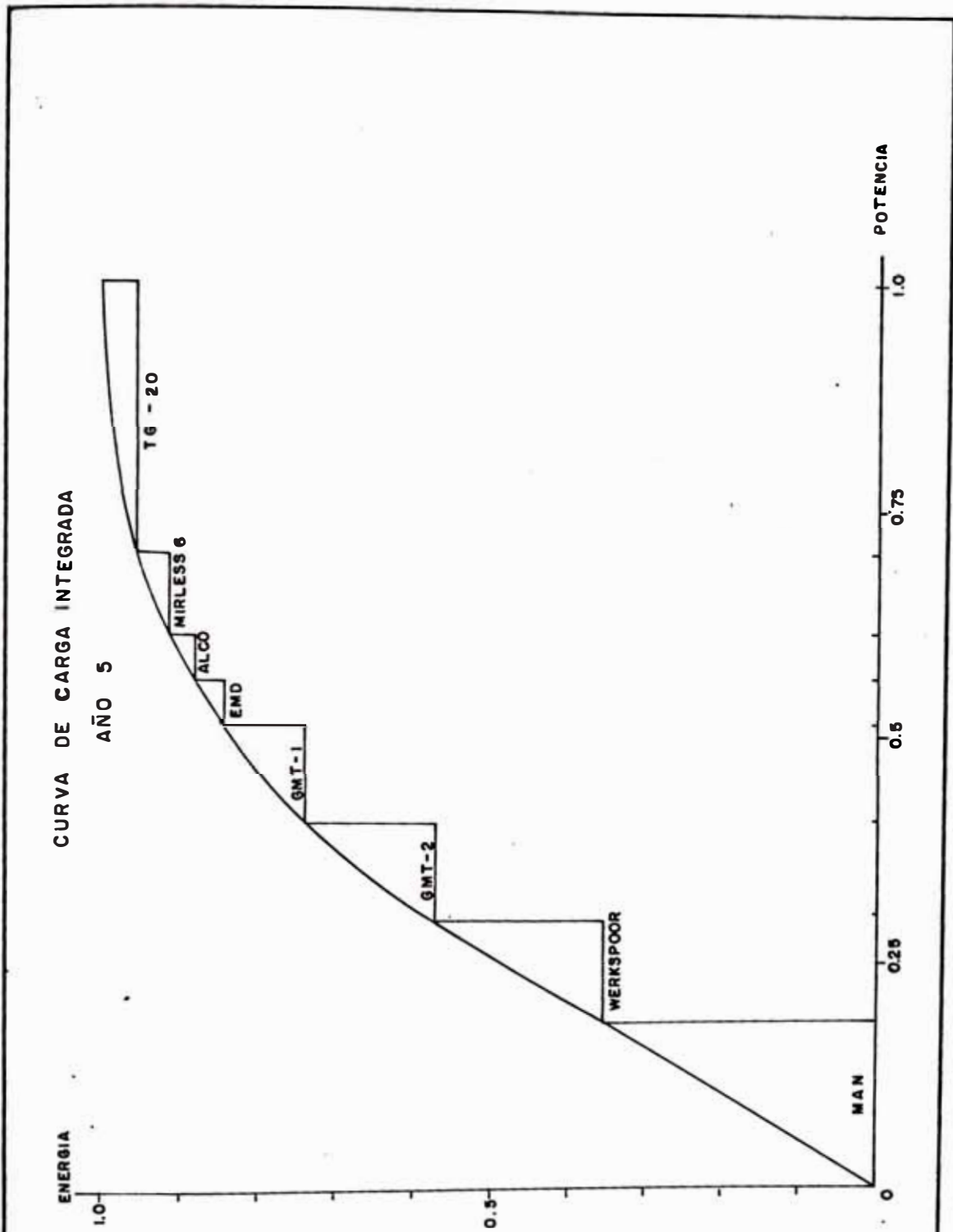
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°

4.4

AUTOR:

PEDRO PACHAS
 CARBONELL

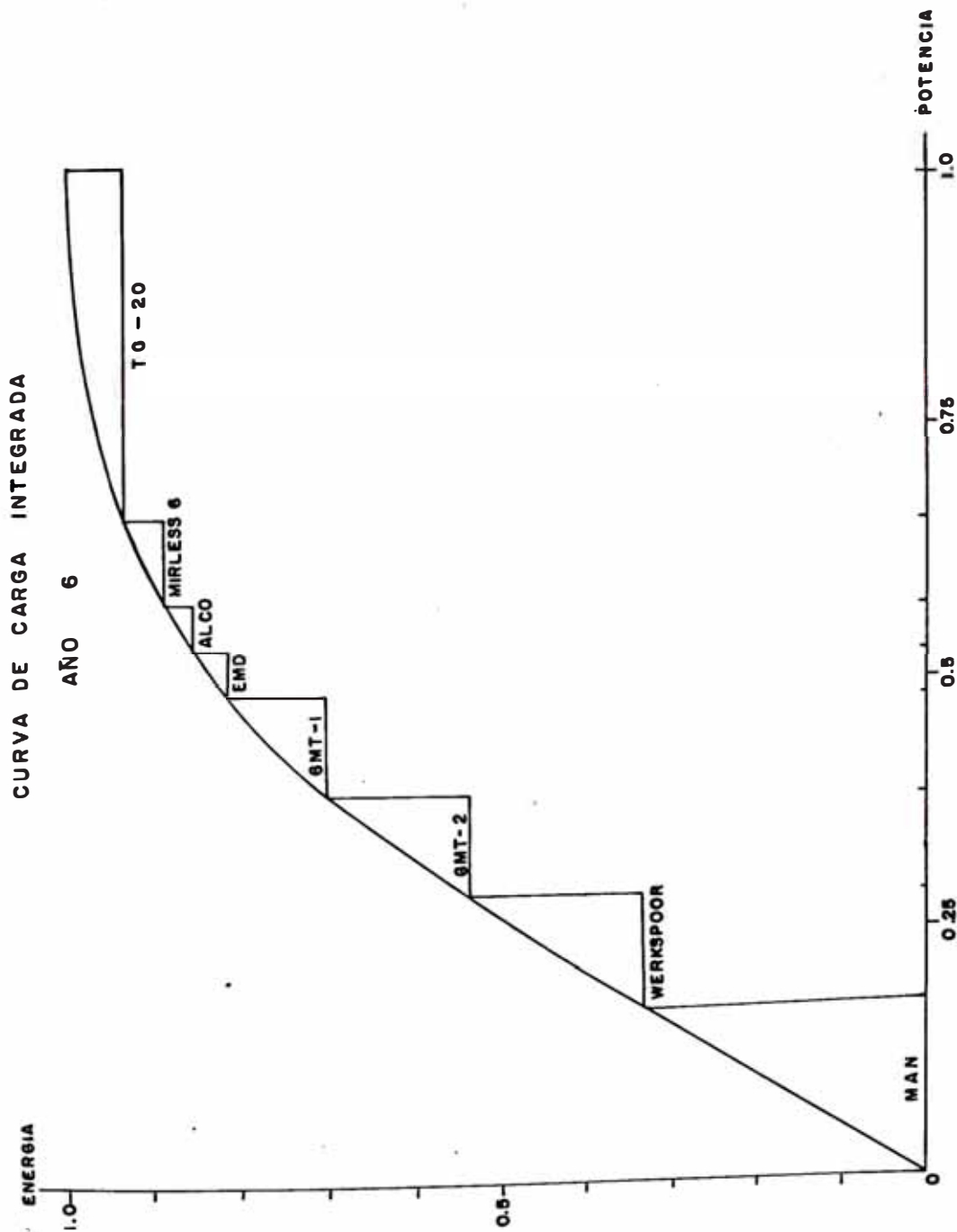


PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°
4.5

AUTOR:
PEDRO PACHAS
CARBONELL



PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA
GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA
ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

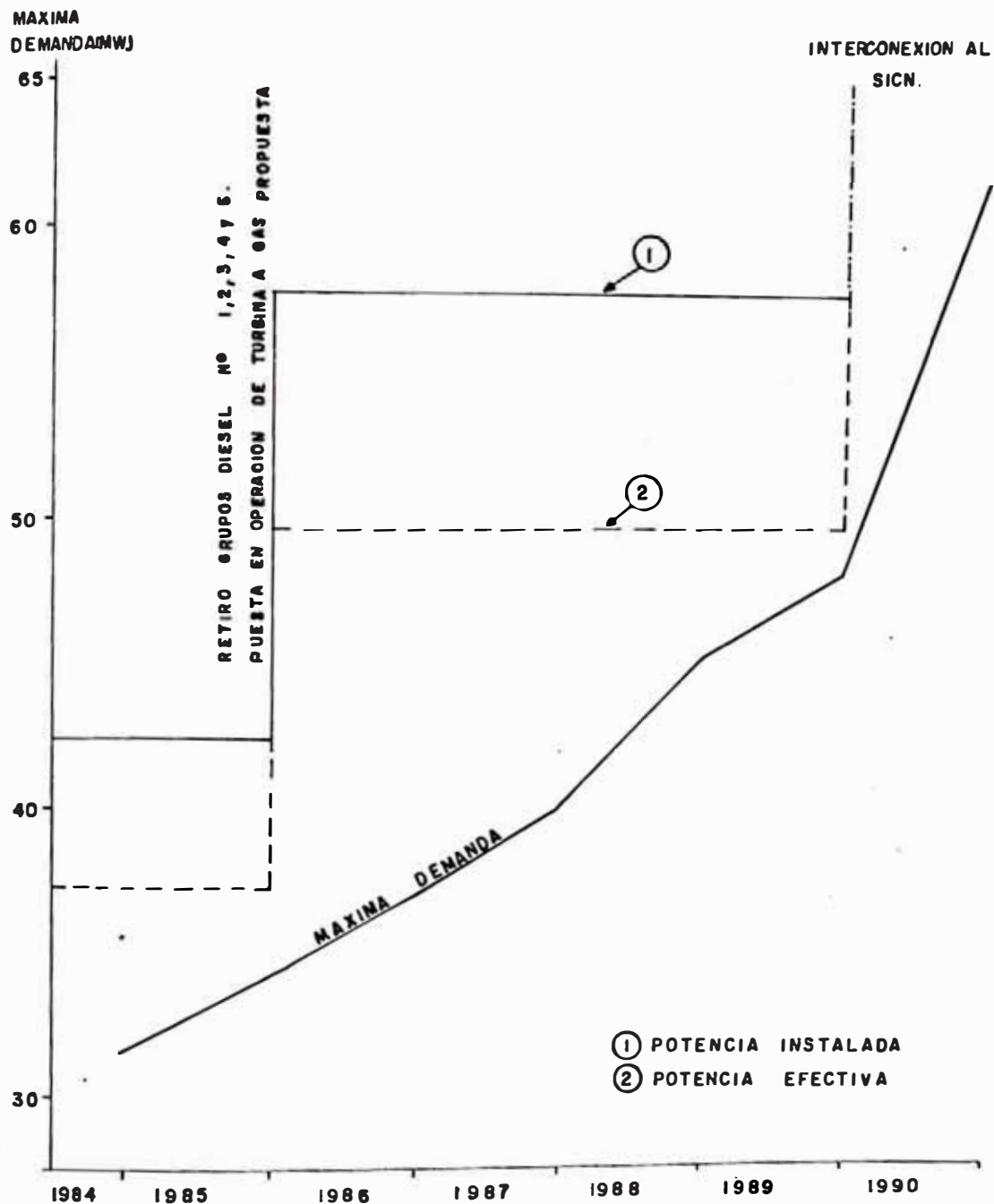
FIGURA N°

4. 6

AUTOR:

PEDRO PACHAS
CARBONELL

PLAN DE EQUIPAMIENTO
PROPUESTO



PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°

4.7

AUTOR:

PEDRO PACHAS
CARBONELL

CUADRO 4.11

CUADRO DE INVERSIONES DE LA ALTERNATIVA

SELECCIONADA

(Mio. US \$)

	1984	1985	1986
M.N.	-	1.20	-
M.E.	-	7.44	-
Total	-	8.64	-

Nota: Los costos están referidos a Dic. 83.

CUADRO 4.12

FLUJO DE INVERSION Y GASTOS PARA ALTERNATIVA SELECCIONADA

Mio. US \$

AÑO	MONEDA NACIONAL	MONEDA EXTRANJERA	OPERACION Y MANTENIMIENTO	COSTOS DE PRODUCCION DE ENERGIA
1984	0.00	0.00	0.30	6.10
1985	1.20	7.40	0.30	6.90
1986	0.00	0.00	0.30	7.80
1987	0.00	0.00	0.30	8.80
1988	0.00	0.00	0.30	9.70
1989	0.00	0.00	0.30	10.80
1990	0.00	0.00	0.30	10.80
1991	0.00	0.00	0.30	10.80
1992	0.00	0.00	0.30	10.80
1993	0.00	0.00	0.30	10.80
1994	-0.60	-3.50	0.00	0.00

CUADRO 4.13
PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO PROPUESTO

AÑO	DEMANDA MAX. (MW)	EQUIPAMIENTO	POTENCIA (MW) EFECTIVA TOTAL
1984	31.60	Existente	37.30
1986	37.08	Retiro de Mirless 1,2,3, 4 y 5	30.00
		Puesta en Operación de Turbogas	50.00
1990	61.90	Interconexión al SICN. (*)	

(*) SICN: Sistema Interconectado Centro-Norte.

CUADRO 4.15
SECUENCIA DE DESPACHO Y COSTO DE
PRODUCCION DE ENERGIA DE LA
TURBINA A GAS PROPUESTA

Año	Prod. de Energía Anual (GWh)	Costo de Producción Anual de Energía (Mio. US \$)
1984		
1985		
1986	2.967	0.338
1987	6.038	0.688
1988	9.741	1.110
1989	14.485	1.651

4.2 ALTERNATIVAS DE UBICACION

La experiencia ha demostrado que es económicamente conveniente instalar las centrales termoeléctricas en lugares próximos al centro de carga. Esta conveniencia deriva de los ahorros en pérdidas de transmisión, Pérdidas que se producirían si la planta se ubicara alejada del centro de carga que abastecerá. No obstante, esta conveniencia económica deberá ser evaluada en relación con otras variables.

En base a estas consideraciones los principales factores que influyen en la ubicación son:

- Cercanía al centro de gravedad de los centros de consumo de energía.
- Costo de transporte de combustible
- Costo de transporte de energía
- Existencia de agua disponible
- Características del terreno
- Contaminación ambiental

En consecuencia en base a estos criterios, se procederá a evaluar las alternativas que se plantean a continuación.

4.2.1 ALTERNATIVAS POSIBLES

En principio se presentan tres zonas geográficas, que pasarán a constituir las tres alternativas de la posible localización, y son:

Alternativa A: Zona de la actual planta térmica de Electro-Norte S.A. (EX-OGEM), y que sería factible en caso de existir un área lo suficientemente amplia para albergar el nuevo

equipamiento. Esta alternativa equivale pues a una amplia -
ción de la actual central térmica de Piura.

Alternativa B: Subestación de Piura Oeste, se encuentra un
poco más alejado del centro de carga, habiéndose verificado
que cuenta con área suficiente para una posible instalación
de grupos electrógenos. Se encuentra localizada en la anti-
gua carretera a Paíta, aproximadamente a 7 Km de Piura.

Actualmente, no cuenta con la suficiente infraestructura co-
mo para poder agilizar la instalación del grupo termoeléctri-
co seleccionado.

Alternativa C: Lotización Industrial Tambo Grande, que está
destinado para una central térmica con grupos electrógenos
diesel y una subestación, ambas previstas inicialmente para
entrar en operación cuando se proceda a interconectar el sis-
tema eléctrico de Piura al Sistema Eléctrico Centro-Norte.

Este terreno tiene un área de 25,000 m² y pertenecía a la Em-
presa de Energía de Piura S.A., actualmente, como se sabe,
éste pertenece a ELECTRONORTE S.A. Este lugar se halla cer-
cano al centro de carga de Sullana. Estas alternativas de
ubicación se estudiarán a continuación, evaluándose tanto
técnica como económicamente.

4.2.2 SELECCION

4.2.2.1 EVALUACION TECNICA

El análisis técnico en cuanto a las alternativas de ubicación se da a continuación, en un cuadro que resume las ventajas y desventajas de cada alternativa propuesta. Este es el cuadro 4.16 De este cuadro se concluye que técnicamente la mejor localización para la planta térmica es la alternativa C, la cual contempla como ubicación la lotización Industrial Tambo Grande, en Sullana

Adicionalmente se muestran a continuación las principales características geológicas y geotecnicas de la zona:

- Geológicamente la zona esta integrada por una capa vertical de suelos consistentes en limo arenoso en un 74% de la parte sur y arenoso en un 24% en la parte norte, que en conjunto tienen un espesor de 0.6 a 0.8 metros, y que reposan teniendo como basamento roca sedimentaria consistente en arenisca de moderado grado de litificación, siendo el CaCO_3 el material intergranular ligante de mayor proporción.
- Referente al comportamiento geomecánico, teniendo en cuenta las correlaciones de las pruebas normalizadas de penetración con la capacidad de carga y los resultados de los cálculos correspondientes, efectuados según informes técnicos se asume que los suelos corticales tienen una capacidad aproximadamente de 3 kg/cm^2 y la roca de basamento, mayor que los 4 kg/cm^2 .

CUADRO 4.16
ALTERNATIVAS DE UBICACION
EVALUACION TECNICA

Características	Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
Proximidad a los centros de consumo	En el centro de Carga Principal	Muy cerca	Cerca
Costo del Transporte de Combustible	Muy Ventajoso	Más Ventajoso	Menos Ventajoso
Costo de Transporte de Energía Eléctrica	Muy Bajo	Alto	Bajo
Agua disponible	Suficiente	No existe un sistema de suministro	Suficiente
Característica del terreno	Bueno	Bueno	Bueno
Contaminación Ambiental	Notable	Bajo	Normal
Confiabilidad de distribución de energía eléctrica	Buena	Buena	Buena
Efectos de Ruido y humo	Nocivo	Ninguno	Normal
Existencia de Area disponible	Ninguna	Existe	Existe

- Según las características del subsuelo existe una capa freática por lo que las excavaciones de cimentación que se hagan deberán ser en seco.

4.2.2.2 EVALUACION ECONOMICA

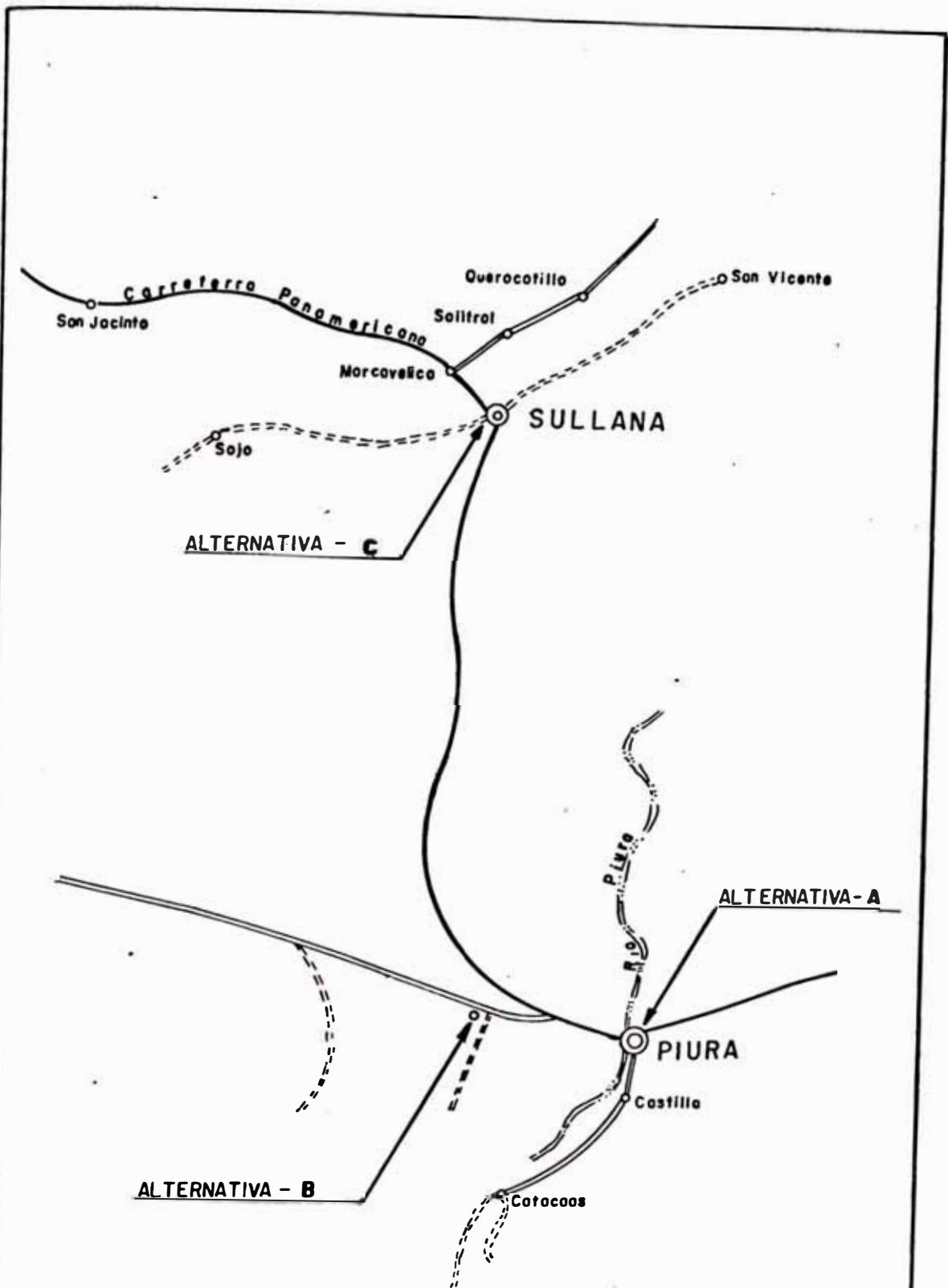
El criterio básico para una evaluación económica de las alternativas, es una comparación entre los costos de transporte de combustible y transporte de energía.

La ubicación geográfica de estas tres alternativas se muestran en la figura 4.8 .

Solamente se considerará para el análisis, las alternativas B y C, ya que por razones de espacio, para el nuevo equipamiento planteado, la central térmica existente no cuenta con esta condición primordial.

Las premisas que se consideran para este análisis son las siguientes:

- Se empleará el método de costos diferenciales, lo que significa que no se utilizarán costos comunes.
- La cantidad de energía a producir y a ser distribuida es la misma para las dos alternativas de ubicación.
- El método utilizado es el Valor Actual Neto, con una tasa de descuento del 12% y el período de análisis 1986-1990, esto último, porque la nueva central entraría en funcionamiento el año 1986.



PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°

4 . 8

AUTOR:

PEDRO PACHAS
CARBONELL

- Como para esta evaluación se asume que la cantidad de combustible a consumir por la planta térmica es independiente de su ubicación, para los efectos de la evaluación sólo se consideró el precio del flete por transporte terrestre, y no diferencias en el consumo de combustible.

Primeramente, se considerará como inversión diferencial, la que tendrá solamente la subestación futura Piura Oeste, adecuándose en forma inicial su terreno para albergar la futura turbogas si se llegase a seleccionar esta alternativa de ubicación; por consiguiente, el costo por obras civiles adicionales⁴ y de la línea de transmisión⁵ requeridos para este lugar será:

- Por obras civiles (preparado del terreno): 43.198×10^3 US\$
Por L.T. Piura Oeste-Piura existente 294.4×10^3 US\$
siendo esta última realizable en 1 año.

A continuación, tenemos el costo por flete terrestre debido al transporte de combustible adicional requerido por la futura turbogas, ya sea en Piura Oeste como Sullana, repartidos en forma anual hasta un año antes de la interconexión; y que se basaron en datos estadísticos de la ORET, a Dic, 83 de fletes de combustible local:

Piura-Sullana: 20.266 soles/galón

Piura-S.E. Piura Oeste: 3.637 soles/galón

Tipo de cambio a Dic, 83: 2271.17 soles/US\$

⁴ Según Referencia N°28

⁵ Corresponde a un primer circuito en 60 KV y 7 Km, de longitud (proyecto final: 2 ternas). Ver referencia N°28.

Según estos datos y conociendo el consumo de combustible anual, se tiene:

AÑO	COMBUSTIBLE A CONSUMIR(gal)	COSTO POR FLETE TERRESTRE (US\$) Alt. B	Alt. C
1986	455,120.36	728.879	4,061.125
1987	717,061.66	1,148.379	6,398.477
1988	1'108,604.5	1,775.438	9,892.287
1989	1'505,106.6	2,410.139	13,430.000

Por último, deberá tomarse en cuenta, las pérdidas por la línea de transmisión por efecto Joule, la cual se ha considerado en forma aproximada como el 3% de la energía transmitida a través de la línea; por consiguiente, la tabla que a continuación se muestra, contiene los costos ocasionados año a año para la dos alternativas planteadas:

AÑO	Alt. B(US\$)	Alt.C (US\$)
1986	19,665.00	629.28
1987	38,410.00	2,889.90
1988	60,181.74	6,446.70
1989	87,302.34	11,775.10

Del resultado de los análisis realizados para las alternativas planteadas, mostrado en el cuadro 4.17, la alternativa C resulta la más favorable económicamente y técnicamente.

CUADRO 4.17

EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS DE UBICACION

	VALOR PRESENTE						(Miles US \$)
	ALTERNATIVA B		ALTERNATIVA C				
	TD=10	TD=12	TD=14	TD=10	TD=12	TD=14	
TIC = 0.0%	466.2	450.4	435.7	37.7	35.0	32.6	
TIC = 1.0%	466.2	450.4	435.8	38.8	35.9	33.2	
TIC = 2.0%	466.6	450.8	436.2	39.3	36.8	34.1	
TIC = 3.0%	466.6	450.8	436.2	40.7	37.8	35.0	

TIC: Tasa de incremento de combustible.

Además el análisis de sensibilidad efectuado evidencia la consistencia de la alternativa elegida, por lo que se recomienda que la planta térmica se ubique en la lotización Industrial Tambo Grande en Sullana.

CAPITULO V

5. PROYECTO DEL SISTEMA DESARROLLADO

Luego de haberse determinado el tipo de unidad a utilizarse y la ubicación donde se emplazará ésta, queda entonces por determinar las principales características técnicas que deberán cumplir, tanto la unidad como los principales equipos auxiliares conformantes del proyecto. Tomando en cuenta además las principales condiciones ambientales que afectan de alguna manera la instalación y operación de la central térmica futura.

5.1 CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL LUGAR DE UBICACION

El grupo turbogas será instalado en las proximidades de la ciudad de Sullana, estando ubicado en la misma zona industrial de la ciudad mencionada. La vía de acceso principal proviene de una derivación de la carretera Panamericana Norte, la cual se dirige a la ciudad de Tambogrande y que pasa por la puerta de ingreso a la Central Térmica, mientras que la otra vía de acceso es la avenida Buenos Aires, la cual cruza con la carretera a Tambogrande, pasando por uno de los lados del perímetro de la central, y que uniría a esta última con la ciudad de Sullana.

Las principales características de esta ubicación se resumen en las tres siguientes partes:

5.1.1 CONDICIONES AMBIENTALES

Las precipitaciones pluviales que suceden en esta zona, debido a las características del terreno no provocan erosiones ni excavaciones sino que provocan inundaciones, por lo que se recomienda proveer de sobrecimientos de concreto con capas impermeabilizantes entre estos evitando así efectos de tipo ascensión capilar.

La dirección predominante de los vientos, es hacia el Nor-Oeste, existiendo vientos en los otros sentidos también. Se ha registrado vientos con velocidades de hasta 12 m/seg (43.2 km/h). La humedad relativa media mensual fluctúa entre 65 y 75%; además la temperatura máxima media es de 33.3°C y la temperatura mínima media de 17.7°C.

Respecto a las precipitaciones pluviales anteriormente mencionadas, no son muy considerables y ocurre durante los meses de Diciembre a Mayo. La mayor precipitación mensual total registrada fué de 240.4 mm en Febrero de 1983. Todos estos datos fueron obtenidos de información proporcionada por el SENAMHI.

Además esta zona se encuentra ubicada en la zona 1 del mapa de zonificación sísmica, por lo que se recomienda que el equipo electromecánico cumpla en el diseño de su cimentación, con las normas compatibles con el Reglamento Nacional de Construcciones.

5.1.2 ABASTECIMIENTO DE AGUA DULCE

Se cuenta con suficiente cantidad de agua dulce, por lo que no habrá problemas en el abastecimiento, y dadas las características del tipo de unidad seleccionada, la cual no lo requerirá para efectos del enfriamiento del tubogenerador, a diferencia de los grupos diesel y las turbinas a vapor, por lo que sólo será primordialmente empleado para consumo humano.

5.1.3 CONTAMINACION AMBIENTAL EN EL AREA DE UBICACION

La central estará ubicada como se sabe, a una distancia bastante corta a la ciudad, en un terreno llano, también próximo a cultivos, y dentro del área correspondiente al Parque Industrial de Sullana. Las fuentes de contaminación existente en el lugar que rodea la central son de dos tipos:

- Fuentes de contaminación Natural, los cuales son los vientos, quienes transportan la tierra suelta que es barrida a su paso por el lugar.
- Fuentes de contaminación artificial, conformado por los humos y vapores tanto de la central térmica futura como del futuro parque industrial.

Además también aquí se considera el polvo de las vías de circulación automotriz.

Generalmente para el desplazamiento y transporte de los contaminantes, los vientos permanentes y la brisa son los agentes preponderantes que actúan como vehículo en el transporte de la contaminación proveniente de la tierra suave de cultivo y de la neblina costera. Esta tierra de cultivo

tiene un fuerte contenido de sustancias nitrogenadas que lo hacen altamente conductivas, asimismo, se debe anotar que el polvo de las vías de transporte automotor es también muy conductivo por su contenido de sales.

Por lo que se debe tomar en cuenta las direcciones predominantes de los vientos a fin de ubicar el emplazamiento del turbogruppo y el patio de llaves en tal forma que la contaminación proveniente de los alrededores no afecte al equipo.

5.2 DISEÑO PRELIMINAR DE LA PLANTA DE GENERACION ELECTRICA

El objeto de este capítulo es la de hacer una breve descripción de la planta propuesta, fijando sus principales parámetros en forma tal de facilitar la confección de las especificaciones técnicas respectivas, así como de las principales características técnicas y constructivas del grupo turbogas.

5.2.1 DIMENSIONAMIENTO DE LOS GRUPOS Y RANGO DE TRABAJO

Se entiende por grupo de generación eléctrica, a la unidad generadora, comprendiendo a la turbina a gas, su generador, excitatriz y sistemas auxiliares.

El grupo turbogas operará normalmente dentro del rango de carga pico, teniendo una utilización anual promedio máxima de 2500 horas lo cual dará oportunidad de contar con el tiempo suficiente para poder efectuar las inspecciones rutinarias necesarias. Esta unidad será del tipo de un

solo eje, ya que dadas las características de carga demandada y el tipo de operación a requerirse, con una variación mínima de la carga, este tipo de unidad será la más recomendada. Además será de ciclo abierto y del tipo modular para trabajar a la intemperie y no dispondrá de regeneración debido a que el incremento de inversión por el equipamiento adicional (intercambiador de calor) no justificaría el incremento de rendimiento para el corto período de operación del grupo, al que estaría sometido.

Además este grupo debe estar concebido para operar en forma satisfactoria a las condiciones ambientales del lugar, estableciendo para esto una temperatura del medio ambiente de 33.3°C, como ya se mencionó anteriormente y como humedad relativa: 68%, estando ubicada además la planta a 66 m.s.n.m.

Bajo estas condiciones ambientales, se establecen los factores correctivos de la capacidad instalada del turbogruppo.

Ya que estas turbinas a gas son producidas por diferentes fabricantes, la información que se está proporcionando es de naturaleza general.

Para propósito de lo antes mencionado, se dispone de los gráficos correspondientes¹ que relacionan las características de operación del grupo versus las variaciones de las condiciones ambientales. En relación a la variación del consumo espe

1 Ver Apéndice A.2

cífico del calor con la temperatura de ingreso al compresor de la turbina a gas, éste se presenta en el gráfico A.2 del Apéndice y que para la temperatura ya establecida del lugar, 33.3°C, el consumo calorífico normal de la turbina a gas se incrementaría en 4%.

Asumiendo, además las pérdidas de presión al ingreso al compresor y a la salida de la turbina a gas como: 25 mm y 37 mm de H₂O respectivamente, esto correspondería según los gráficos A.5 y A.4 a 0.994 y 0.997 respectivamente donde obtenemos un factor equivalente de: 0.991.

Seguidamente, en el caso de la reducción de la eficiencia del turbogenerador a gas, por efectos ambientales, según los gráficos A.3 y A.2 del apéndice, los cuales son función de la temperatura y la altura del lugar de ubicación respectivamente, se logra lo siguiente; en función de la temperatura, del gráfico A.3 se tiene un factor de corrección de 0.870 sobre la potencia nominal; por efecto de la altura, según el gráfico A.2 para 66 m.s.n.m., el factor de corrección correspondiente es de 0.992, el cual es poco significativo si lo comparamos con el de la temperatura ambiental. El factor equivalente, producto de ambos, o sea por efectos de temperatura y altura sobre el nivel del mar, será de 0.863, el cual reduce la capacidad nominal, a la llamada capacidad in situ (potencia efectiva en el lugar de ubicación).

Para el generador, asumimos una eficiencia de 98%, la eficiencia por acoplamiento está en función de las características del reductor, de velocidad, para el caso en cuestión se recomienda emplear un reductor de velocidad de reducción simple y de engranajes helicoidales de hélice simple, para este tipo de reductor asumimos una eficiencia de 100%. Según lo expuesto y determinado anteriormente, a continuación se procede a determinar la potencia ISO:²

$$P_n = \varnothing_p \cdot \varnothing_t \cdot \varnothing_h P_{ISO} \text{ -----(1)}$$

despejando de (1) P_{ISO} , Tenemos:

$$P_{ISO} = \frac{P_n}{\varnothing_p \cdot \varnothing_t \cdot \varnothing_h} \text{ -----(2)}$$

siendo

P_n : Potencia in situ, en los bornes del generador (KW)

P_{ISO} : Potencia ISO (KW)

\varnothing_p : Factor por pérdidas de presión al ingreso al compresor y a la salida de la turbina.

\varnothing_t : Factor de corrección por temperatura de ingreso al compresor.

\varnothing_h : Factor de corrección por altura sobre el nivel del mar.

² A las condiciones de 15°C y 0.0 m.s.n.m.

luego reemplazando datos se tiene :

$$P_{ISO} = \frac{19.73 \times 10^3 \text{ kW}}{0.991 \times 0.870 \times 0.992}$$

$$P_{ISO} = 23068,67 \text{ kW}$$

considerando 1% adicional sobre la potencia hallada, por concepto de servicios auxiliares ³

$$P_{ISO} = 23068.67 \text{ kW} \times 1.01$$

$$P_{ISO} = 23299.35 \text{ kW} \quad P_{ISO} \approx 23.5 \text{ MW}$$

lo cual será la potencia ISO a ser requerida por el turbogenerador.

Por características de estandarización dado por los diferentes fabricantes de estos tipos de turbogeneradores y para ser un poco más conservadores consideramos un tamaño de 24 MW como potencia nominal.

La información técnica para la turbina a gas está de acuerdo a la norma ISO 2314-1973 condiciones al nivel del mar y a una temperatura de 15°C.

Las características técnicas no coinciden necesariamente con las especificaciones de un fabricante pero bajo ciertas consideraciones son indicativas del tipo y capacidad de las correspondientes unidades de generación.

³ Potencia requerida para el consumo interno de la central.

Este turbogenerador de tipo modular trae ya implementado las bombas de combustible y de lubricante, por lo que sus especificaciones técnicas serán dadas por el fabricante.

Para el caso en estudio será necesario se instale un silenciador que se adapte a las condiciones requeridas en el lugar.

El generador deberá ser trifásico de eje horizontal y estará acoplado al eje de la turbina mediante un reductor de velocidad, y que deberá girar a la velocidad de 3600 rpm. Además el generador será autoventilado y enfriado por aire en circuito abierto.

Otra consideración importante, pensando en su futura participación en el Sistema Interconectado Centro-Norte, el generador deberá ser capaz de operar como compensador síncrono en determinadas situaciones de carga, es decir absorbiendo potencia reactiva del sistema eléctrico enlazado a este, como es el caso actual de los turbogeneradores a gas instalados en Chimbote, en la Central térmica de Chimbote, la cual posee 3 unidades turbogas y que una de ellas en horas de no operación (como generadora de electricidad) trabaja como compensador síncrono, en circunstancias en la cual aparecen variaciones de tensión apreciables, en el Sistema Interconectado Centro-Norte.

Las características básicas que deberá reunir la unidad generadora entonces serán las que se muestran en el cuadro 5.1.

La suma de las pérdidas de presión en los ductos a la entrada y la salida de la turbina no deberán exceder de 5 kPa (20" H₂O)⁴. Normalmente, una instalación con turbinas a gas presentan desde 0 á 0.5 kPa (0 á 2" H₂O) de pérdidas de presión al ingreso del turbogenerador mientras que a la salida de la misma, estas pérdidas fluctúan de 0.5 á 1.5 kPa (2 á 6" H₂O).

Para rangos bastante cercanos a la carga nominal, se recomienda para efectos de regulación, efectuar solamente la variación en la admisión de aire al compresor ya que esto no afectaría mucho el rendimiento del turbocompresor. Mientras que para variaciones no cercanas a la carga nominal, lo más aconsejable será regular la turbina, mediante el control del flujo de combustible.

4 "Manual de turbinas a gas", American Gas Association, Inc.

CUADRO 5.1

CARACTERISTICAS TECNICAS BASICAS DEL TURBOGENERADOR

A GAS DE 24 MW ISO

Pot. nominal ISO	24.00 MW
Pot. efectiva punta:	19.73 MW
Velocidad (RPM)	3600 rpm
# ejes	1
Ciclo	Simple abierto
Tipo	Industrial y apto para operar con Petróleo Diesel N�2

Generador

Pot. aparente nominal (kVA)	28.23
Frecuencia nominal (Hz)	60
Factor de potencia (cos ϕ)	0.85
Tensión de generación nominal	10.00 \pm 5% kV
Número de fases	3

5.2.2 PRINCIPALES COMPONENTES DE LA PLANTA

En este capítulo se hará una descripción; primeramente, detallado de los principales sistemas conformantes de la central térmica, para luego plantear las características principales que deberán tomarse en cuenta en el dimensionamiento de la planta.

Los principales componentes, estarán conformados de la siguiente manera:

- a) Turbina a gas
- b) Compresor
- c) Generador y
- d) Sistemas auxiliares

a) Turbina a Gas.

La tendencia general de los fabricantes es ofrecer las unidades tipo "paquete", es decir, las principales partes conformantes son embarcadas al lugar preestablecido por el comprador y luego al llegar a su destino, son ensamblados de modo que la instalación en el sitio se remita a la sola interconexión de las partes; esto es el estado actual que muestra la tecnología moderna.

Existen hoy en día en nuestro medio muchas firmas que se especializan en la construcción de estos equipos, siendo las más conocidas: Brown Boveri, General Electric, Westinghouse, Stal-Laval, Rolls Royce, etc..

Los sistemas auxiliares son mucho más adaptables y variables que las propias turbinas, las cuales se adaptan fácilmente a los diferentes requerimientos de los proveedores.

Unos de los principales factores que influyen en la ubicación física de estas unidades, son la ubicación sobre el nivel del mar y la temperatura del medio ambiente; las cuales deberán tomarse en cuenta siempre para la determinación de la potencia neta que entregará esta durante su operación.

Las razones principales que determinaron la elección del tipo de ciclo abierto y no el ciclo cerrado, fué que para este último, los intercambiadores de calor requeridos deberán ser de excelente diseño y alta eficiencia, lo cual con llevará además a un incremento del espacio requerido para su instalación, llegando los costos de operación y mantenimiento a ser mayores; este tipo de ciclo es empleado normalmente en centrales nucleares.

En este tipo de ciclo que se cumple, el fluido motor (aire) es constantemente renovado por una permanente aportación de aire a la entrada del compresor y por la expulsión de los gases quemados al medio ambiente.

El ciclo Brayton ideal abierto está compuesto de un proceso de compresión isoentrópica, una combustión a presión constante y la expansión de los gases a través de la turbina como un proceso isoentrópico, para luego ser expulsado al medio ambiente.

Los factores que limitan el rendimiento de estas turbinas a gas son las temperaturas del aire al ingreso al compresor y de los gases a la salida de la turbina. Por lo que se refiere al primer factor, éste estará relacionado a las condiciones ambientales del lugar y para el segundo, este corresponderá al material metalúrgico, es decir la máxima temperatura que la turbina puede soportar porque los materiales que constituyen la turbina, no son lo suficiente pirorresistentes.

Aproximadamente los 2/3 de la potencia producida por la turbina a gas regresa al compresor y es transmitida luego al aire aspirado,

Existente actualmente dos tipos de turbinas a gas: la unidad convencional y la unidad tipo Jet. A pesar que esta última utiliza fundamentalmente el mismo ciclo termodinámico, son sin embargo optimizadas bajo puntos de vista distintos; las diferencias fundamentales que muestran estos dos tipos podemos resumirlo de la siguiente manera:

	Turbina Convencional a Gas	Turbina tipo JET
Peso	Sin Importancia	Importante
Campo para combustibles admitidos	Amplio	Reducido
Duración * de todos los componentes mecánicos	100,000 horas	30,000 horas
Mínimo número de ejes	1	2

* No se considera la cámara de combustión ni los álabes de la turbina.

La turbina deberá adaptarse tanto para su empleo en carga de media base como principalmente en punta⁵, ésto le da ciertas características a la construcción de la turbina, como son la consistencia de la misma y la velocidad de rotación del eje.

Los principales sistemas internos que contienen este tipo de turbogeneradores son los siguientes:

- Rotores de la turbina y compresor, incluyendo carcazas.
- Reductor de velocidad, incluye el acoplamiento al generador.
- Sistema interno de combustible y su equipo de control.
- Sistema de lubricación.
- Cojinetes.
- Sistema de arranque.

⁵ Según resultados de referencia N°28.

Todos ellos se encuentran conformando el cuerpo principal del turbogenerador y como lo indica su nombre se ubica dentro de este.

Los sistemas que se encuentran fuera del turbogenerador (periféricos) serán los siguientes:

- Sistemas de enfriamiento de aceite lubricante (este viene a veces implementado junto con el cuerpo principal).
- Sistema externo de combustible.
- Tanques de combustible.
- Sistema de drenaje de la turbina.
- Sistema de arranque.
- Sistema de protección y control.
- Sistema de protección contra incendios (interno y externo).
- Sistema de aspiración (incluyéndose silenciadores y filtros de aire).
- Sistema de escape (incluye silenciadores y chimenea).
- Grúa de mantenimiento.
- Repuestos.

estando la mayoría de ellos no contemplados necesariamente dentro del pedido del turbogenerador.

Respecto a los álabes de la turbina a gas, elementos principales de esta, y de acuerdo con la temperatura y la calidad de los metales, han de ser enfriados por lo menos uno ya que muchas construcciones se fabrican hasta con 4 hileras de álabes, estas ultimas costarán más que una de álabes sin enfriamiento, dado el mayor grado de complejidad en su construcción.

Además una reducción en las dimensiones implicará en la turbina una menor resistencia contra la corrosión/oxidación, así como la erosión, sobre todo en los álabes, que son los elementos esenciales de la turbina.

Existen actualmente las turbinas de acción y de reacción, lográndose con la primera de ellas una mejor distribución de temperatura antes de la turbina, que la segunda. El inconveniente es que la eficiencia de las turbinas de acción es menor que las de reacción; sin embargo esto se compensa con una mayor temperatura a la entrada y por consiguiente mejores consumos de calor de todo el ciclo; los álabes se calientan con el aire del compresor hasta su temperatura admisible.

Como referencia, con respecto a la primera hilera de álabes directrices, la duración de estas es aproximadamente alrededor de 30,000 horas, siendo la duración para la primera hilera móvil la misma; en cambio para la segunda hilera móvil, ésta fluctuará de 50,000 a 100,000 horas. (promedio dado por fabricantes).

Respecto a la cámara de combustión, esta es geométricamente sencilla y sin componentes móviles, trabaja además a elevadas temperaturas, siendo estas de 1600 a 2200 °C (que es la temperatura de llama).

Las funciones principales que cumple esta son las siguientes:

Encendido seguro del combustible.

- Estabilización de la llama.

Combustión con unamínima producción de material dañino en los gases de escape.

- Buena mezcla de los gases de combustión con aire secundario.

Lograr un perfil de temperaturas constante antes de la turbina durante toda la duración de vida de la máquina, ya que toda perturbación tendrá fuerte influencia en el desgaste de los álabes.

Los tipos de cámaras de combustión conocidas, son:

Cámara de combustión simple.

Cámara de combustión múltiple.

- Cámara de combustión en anillo, este último a su vez se subdivide en: corriente a favor y en contracorriente..

Respecto a las camaras de, combustión simple, estas constituyen las más resistentes de las demás;sin embargo su costo de adquisición es más elevado que los otros tipos.

Respecto a los rotores, en la parte de la turbina, estos deberán ser enfriados y además debera de tomarse en cuenta el dimensionamiento de la velocidad de rotación de este,para

que se encuentre bajo los límites de la primera velocidad crítica. En el caso de no poderse ubicar bajo este límite, la velocidad de operación tendrá que situarse posiblemente muy por arriba de la velocidad crítica; en cuyo caso hay que preferir un rotor un poco más blando.

En conjunto, la turbina, tren de engranajes y generador funcionan generalmente entre la segunda y tercera velocidad crítica.

Respecto a la cubierta, llamada comúnmente carcasa, cumple las siguientes funciones:

- Soporta los cojinetes (por lo tanto, soporta todo el rotor).
- Trabaja como un recipiente a presión, ya que conforma el ambiente de trabajo tanto para el aire como para los gases de combustión.
- Mantiene con buena precisión los juegos, tanto axiales como radiales de los diferentes elementos que están en contacto con ella.

Otro de los componentes no menos importante, son los cojinetes; ya que el funcionamiento correcto de estos, están en estrecha conexión con el sistema de lubricación. El trabajo principal de estos, es el de soportar el peso y los esfuerzos dinámicos del rotor, definiendo además la posición geométrica correcta de las partes rotativas con relación a las estacionarias.

Normalmente para este tipo de máquinas, se suelen usar los siguientes tipos:

- Cojinetes de deslizamiento (radial ó axial)

Su función se basa en la presión que se forma en una película de aceite entre dos superficies deslizantes.

Se usan en las turbinas convencionales.

- Cojinetes de esferas y de rodillos

Actúan principalmente el frotamiento de rodamiento, debiéndose eliminar en lo posible el frotamiento de deslizamiento.

Este último tipo se emplea en las turbinas de aviación.

Los cojinetes de deslizamiento se usan preferentemente por sus menores costos, sus buenas propiedades de amortiguación y su vida teóricamente ilimitada. Los cojinetes de esferas y rodillos tienen una propiedad muy importante que es la de trabajar sin suministro de aceite en situaciones de emergencia.

b) Compresor

Como se mencionó anteriormente, este compresor de tipo axial, absorbe aproximadamente los 2/3 de la potencia efectiva de la turbina.

Actualmente, los compresores axiales sobrepasan ya el 90% del rendimiento adiabático común alcanzando relaciones de compresión hasta de 10./1. en un eje. Para aumentar la potencia de toda la turbina, se llega actualmente a velocidades de ultrasonido en las primeras etapas del compresor, elevándose por tanto el volumen del flujo de aire.

Para el arranque, en el compresor deberá proveerse dispositivos auxiliares, tales como álabes directrices móviles y válvulas de escape.

Respecto al sistema de álabes del compresor, incluyendo los de la turbina, presentan todavía problemas al constructor, como consecuencia de la eliminación de las vibraciones en éstas. El problema básico aquí, es el de evitar resonancias, es decir, las frecuencias naturales de los álabes han de estar por lo menos un 5% alejadas de cualquier frecuencia de excitación identificable en el campo de operación.

c) Generador

Es necesario tener presente que la adaptación entre la máquina de accionamiento y la máquina accionada, así como los sistemas de conducción de la corriente, deberán estar correctamente coordinados.

Las funciones que deberá cumplir el generador, son las siguientes:

- Deberá adaptarse a la potencia de accionamiento de la máquina. Podrá en forma segura elaborar la sobre elevación

de la potencia que se produzca en la turbina como consecuencia de una baja de la temperatura de aspiración,

- Rápida instalación,
- Disposición para un enfriamiento por aire.
- Posibilidad eventual de variación en el tipo de enfriamiento, en caso de fallas del sistema principal mencionado.
- Alta confiabilidad.
- Control a distancia.
- - Posibilidad de actuar como compensador síncrono.
(compensador de factor de potencia).

Normalmente en la gran mayoría de fabricantes, se utilizan los turbogeneradores sincrónicos bipolares con rotor macizo.

El factor de potencia, está determinado por las condiciones de la carga en la red y por la eventual carga reactiva de las líneas de transmisión largas, todo lo cual deberá ser conocido para el dimensionamiento del generador ya que deberá operar como reserva localizada del Sistema Norte (Tumbes y Piura) luego que suceda la interconexión al Sistema Interconectado Centro-Norte.

Las características generales principales a condiciones ISO que deberá cumplir, por tanto el generador se muestra en el cuadro 5.1.

d) Sistemas auxiliares

Estos sistemas auxiliares están conformados por los siguientes componentes:

I) Sistema de lubricación

- II) Sistema de refrigeración
- III) Sistema de combustible
- IV) Sistema de arranque
- V) Sistema de aspiración y escape
- VI) Regulación de la turbina y sistema de control
- VII) Fundaciones.

los que a continuación se pasan a describir, mostrándose además esquemas típicos de los principales sistemas en el apéndice (A.6, A.7 y A.8).

I) Sistema de lubricación:

Las funciones principales del sistema de lubricación son el de proveer aceite a los cojinetes y la eliminación del calor.

Los elementos principales de éste sistema son:

- Tanque de aceite lubricante, el cual deberá ser de construcción soldada y resistente. Además, tendrá una capacidad suficiente para permitir una permanencia del aceite de 5 a 6 minutos garantizándose con esto la limpieza automática y la desaeración del aceite.
- Aceite, el cual deberá cumplir con las características técnicas requeridas por el fabricante.
- Bombas de aceite, las cuales estarán compuestas por la bomba principal, la cual será del tipo engranaje o helicoidal, que será accionado por el eje de la turbina y las bombas auxiliares, las cuales estarán sumergidas directa-

mente en el reservorio de aceite y serán de tipo centrífuga.

Red de tuberías, por medio de la cual se distribuirá el aceite a los diferentes puntos de la máquina donde se le requiera, será acero al carbono sin costura, con las conexiones soldadas y embridadas. Se puede usar también partes de fundición.

Intercambiador de calor, los cuales son típicamente enfriadores hechos con tubos de latón y que son puestos en el tanque de aceite.

Estos transmiten el calor a un sistema de agua de tipo abierto o cerrado.

Filtros de aceite, hechos de papel duro plegado, con una porosidad de 5 a 10 $m\mu$ y que se encargarán de mantener el abastecimiento de aceite limpio. Se prefiere de una doble disposición en el sistema.

Instrumentos de control, los cuales estarán dispuestos en el sistema de lubricación en los puntos necesarios para mantener las condiciones normales de circulación y abastecimiento.

Uno de los principales consumidores de aceite es el tren de engranajes, en el cual han de ser eliminadas todas las pérdidas mecánicas. Aproximadamente, por datos de fabricantes, estas pérdidas fluctúan entre 1% a 2% de la potencia de la turbina. En el esquema A.6 del apéndice, se muestra un Sistema típico de lubricación y control de aceite

Todo Sistema principal de aceite y de lubricante, con la excepción de los enfriadores de aceite, forman parte común del bloque ya ensamblado que proveen los fabricantes para este tipo de turbogeneradores; y deberán cumplir con la norma API 616.

El proceso que se sigue según el esquema mostrado es el siguiente: el aceite previamente calentado es impulsado por medio de la bomba auxiliar de aceite lubricante, la cual se encarga de suministrar el aceite al control auxiliar de la bomba de aceite y los cojinetes. Tan pronto como el lubricante y el control de presión de aceite han sido suministrado y elevado respectivamente, y el rotor de la bomba entra en operación, la turbina a gas es arrancada. Después de alcanzar la velocidad necesaria, las bombas de aceite principales, movidas mecánicamente por engranajes del propio turbogenerador, son accionadas siendo al mismo tiempo desconectadas las bombas auxiliares de aceite.

En el caso eventual de pérdida de presión de aceite o una posible parada de la turbina, el aceite es suministrado nuevamente por las bombas auxiliares en A.C.⁶; y como quiera que, una falla suceda en el suministro de corriente alterna, entonces una bomba de C.C.⁷ es encendida para mantener el servicio.

6 Corriente alterna.

7 Corriente continúa.

Estos sistemas de aceite estan diseñados para suplir aceite también a los cojinetes del engranaje principal (tren de engranajes) y de la máquina movida, además el suministro se extiende a algunos puntos del compresor.

Básicamente, la instalación del conjunto de la turbina a gas puede ser operada sin agua de enfriamiento. Dependiendo de las especificaciones, como quiera que fuese, se puede utilizar agua o aire para el enfriamiento de aceite lubricante.

II) Sistema de Refrigeración:

Para el caso particular de la turbina a gas, esta es la que menos exigencias presenta para su enfriamiento.

Normalmente, según estadísticas, la eliminación del calor por enfriamiento en porcentaje de la potencia útil es de aproximadamente del 2%, esto, debido a que solo se elimina la pérdida mecánica de los cojinetes y tren de engranajes; ya que las demás pérdidas salen por los gases de escape .

Pero a pesar de estos valores tan bajos, tambien en las turbinas a gas han de colocarse sistemas de enfriamiento proyectados cuidadosamente.

El Sistema de Enfriamiento de agua se ejecuta a menudo como parte integrante de la turbina a gas; para este caso tanto las bombas de agua como los ventiladores son accionados mecánicamente desde la turbina o de lo contrario pueden ser accionados eléctricamente del circuito de excitación.

Este tipo de disposición se dan en las turbinas a gas de tipo compacto.

Para el caso de considerar este sistema separado del equipo principal, se pueden instalar en las proximidades a la turbina, tanto las bombas como el circuito mismo de enfriamiento, para este caso los componentes serían:

- Intercambiador de calor, los cuales serán hechos de cobre ó de acero fundido, Generalmente se acostumbra usar aluminio.
- Ventilador.
- Bombas y
- La Red de tuberías.

Una recomendación importante será la de dar un buen tratamiento al agua según las recomendaciones de los fabricantes, para así evitar corrosiones en la tubería.

III) Sistema de Combustible:

Al igual que el sistema de lubricación, aquí también se requerirá de filtros para ~~prevenir~~ al ensuciamiento ya sea, por cuerpos sólidos, lo cual ocasionaría la obstrucción de las toberas ó ensuciamiento por líquidos, ante todo por agua, la cual pues provocaría corrosión.

La bomba de combustible también aquí, juega un papel importante pues se encarga de la circulación de combustible durante todo el proceso de operación de la máquina y con las siguientes funciones:

- Vence las pérdidas de presión en las válvulas, filtros y tuberías.

Vence la presión de aire en la cámara de combustión, y

- Produce una presión suficiente para la pulverización del combustible.

Esta bomba puede ser accionada directamente con el eje, por medio de un embrague eléctrico ó también puede ser movida eléctricamente. Normalmente en las máquinas comúnmente usadas, el encendido, se realiza cuando la velocidad se encuentra a un 20% de la velocidad nominal de operación, por lo tanto habrá que asegurarse que la bomba provea de suficiente cantidad de combustible (la necesaria) a esa velocidad.

La bomba de combustible se construye generalmente como bomba de engranajes ó como bomba helicoidal mientras que la bomba para la elevación de presión, es casi siempre una bomba centrífuga.

El accionamiento mecánico de la bomba tiene la ventaja de que es independiente de la alimentación de la corriente alterna, pero con la desventaja de que deberá ser diseñada para

las condiciones que rigen durante el arranque.

Para el caso de que se utilicen bombas helicoidales, existirá un mayor riesgo de sobrepresiones para lo cual se deberá prever un sistema muy bien ideado de posibilidades de recirculación

Normalmente las turbinas son diseñadas para operar con combustibles líquidos, gaseosos y de tipo dual(ambos). En el esquema A.7 del apéndice se muestra una disposición típica de un sistema de alimentación de combustible. Estos sistemas generalmente cumplen con la norma API 616.

Si el combustible a utilizar es gas y está disponible a una presión suficiente, entonces el sistema de alimentación de combustible es muy simple y consistiría básicamente de válvulas de control y seguridad con la instrumentación necesaria.

Durante el arranque pues, el combustible es suministrado por una bomba movida eléctricamente, la cual, después de que la turbina halla alcanzado la velocidad mínima de operación, quedará desconectada de la red de suministro y al mismo tiempo entrará en operación la bomba principal de combustible, la cual es movida mecánicamente a través de un engranaje conectado al turbogenerador.

La cantidad de combustible inyectado dentro de las cámaras de combustión está controlado por la presión del flujo de retorno. La presión de alimentación a los quemadores,

por lo tanto, es conservado constante por la mejor atomización a cualquier carga.

IV) Sistema de arranque:

Este se encargará de sacar de su estado estacionario y lograr llevar hasta una velocidad normal de funcionamiento al turbogenerador para que, luego de desconectarse este dispositivo, la propia máquina logre llegar al 100% de su velocidad normal de operación.

Inicialmente el dispositivo de arranque debe vencer una resistencia positiva llegando hasta un 40% de la velocidad normal de operación, luego por encima de este valor el momento neto cambia de signo, lo cual ayuda a acelerar la máquina llegando así hasta aproximadamente alrededor del 45% de la velocidad normal, desconectándose en ese momento el dispositivo.

Comúnmente hoy en día se utilizan los siguientes sistemas de arranque

- Sistema de arranque con corriente alterna,
- Sistema de arranque con corriente continua,
- Sistema de arranque mediante Motor Diesel, y
- Sistema de arranque mediante expansión de un gas.

Los dos primeros sistemas son los más seguros pero esto no indica de que los otros no lo sean, sino de que su confiabilidad es un poco más alta que el del resto. Por ejemplo, General Electric, a través de su experiencia lograda en sus máquinas, cuantifica esta confiabilidad para un sistema de arranque mediante corriente eléctrica y para aquellos sistemas de arranque mediante grupos Diesel, correspondiéndoles según esto un 99.7% para el primero y 96.0% para el segundo.

El sistema más comúnmente usado es el arrancador Diesel, el cual mediante un convertidor de cupla hidráulico transmite su potencia a través de un embrague.

Normalmente el acoplamiento es de tipo hidrodinámico y al momento del arranque, este es drenado completamente, por lo que inicialmente el motor de arranque es encendido sin carga; conforme es llenado el acoplamiento, el torque a transmitirse a través de este hacia el turbogenerador, mediante un engranaje, se incrementa hasta lograr la velocidad de operación normal establecido del turbogruppo, en este momento el acoplamiento hidrodinámico es vaciado y a su vez el motor de arranque es desconectado,

Para el caso de las turbinas a gas tipo JET, la potencia requerida para ponerla en marcha es mucho menor que para una turbina a gas convencional, por lo que para su arranque, es suficiente el sistema de arranque eléctrico .

En el caso de instalar un sistema de arranque mediante la expansión de gases deberá contarse en principio, con la disponibilidad de gas natural, aire comprimido o vapor, sea cual fuere el tipo de fluido este deberá estar disponible a una presión mínima de 12 bar, para luego por medio de una pequeña turbina expandir el fluido a través de esta. La cantidad aproximada deberá ser de 3 Kg/s para el caso de gas natural. La transmisión de potencia se realiza a través de un engranaje auxiliar el cual está acoplado rígidamente al turbogenerador.

V) Sistema de aspiración y escape:

La función es la de absorber grandes cantidades de aire que requiere una turbina a gas, del medio ambiente y luego restituirlo a la atmósfera. Y para un buen funcionamiento este sistema, habrá que observar determinadas exigencias en relación a la limpieza de este, a la pérdida de presión y al nivel de ruido.

Aquí los filtros serán necesarios desde un grado de suciedad de cuerpos sólidos de aproximadamente 0.005 ppm, y cuando más del 5% de las partículas que alcanzan grosores de más de 10 μ . Con estos filtros se evitará el ensuciamiento del compresor, así como la erosión y la corrosión.

Ningún filtro existente actualmente puede lograr un rendimiento lo suficientemente elevado como para eliminar completamente la suciedad. Por lo tanto, el compresor sufrirá un ensuciamiento cuando más del 70% de las partículas ingresantes a este que sean más pequeñas de $5 \text{ m}\mu$.

También la erosión puede hacerse presente cuando, las partículas aspiradas estén en el orden de unos 10 a $30 \text{ m}\mu$ y que conformen aproximadamente el 5% de la totalidad de las partículas de suciedad.

Otro enemigo es la corrosión, la cual se presenta por la humedad aspirada que contenga cloruro de Sodio (agua de mar) o gases de escape industriales. Para este caso el compresor ya no será el más afectado, sino la turbina ya que los efectos negativos se reflejarán sobre ésta. Un filtrado podría ayudar aquí también, aunque existen otros recursos como por ejemplo, el cromado de los álabes de la turbina.

Con respecto al ruido producido, este aparece tanto a la entrada del compresor (aspiración) como a la salida de la turbina (gases de escape); proveniente el ruido de aspiración del compresor (particularmente en las paletas), es decir, en un espectro de ruido este se localizará en determinadas bandas de frecuencia; en cambio los ruidos producidos en el escape, son producidos por el efecto de la turbulencia en los gases de salida; este ruido lo podemos localizar en el espectro, distribuido a todo el ancho de éste.

Respecto a las características de ruido en el escape de la turbina, este es de baja frecuencia, alrededor de 300 ciclos/seg y se puede describir como un rugido constante. Mientras que el ruido producido a la entrada al compresor, es un sonido más intenso de alta frecuencia, siendo muy fuerte para el oído humano.. Afortunadamente el sonido de alta frecuencia es sumamente direccional y puede absorberse fácilmente.

Para las especificaciones, tanto del silenciador a la entrada como a la salida (ingreso y escape de la turbina respectivamente) se deberá tomar en cuenta las caídas de presión sensibles en el punto de diseño del peso del flujo de aire, y sobre la base de la disminución deseada del sonido.

Un silenciador típico tiene una atenuación de 16 decibeles en la banda de la 3^{era} octava (75 a 150 cps), aumentando a 40 decibeles en la banda de la 6^{ta} octava (1200 a 2400 cps). También se puede lograr una mayor atenuación aumentando la longitud del recorrido, y para mantener la misma caída de presión, aumentando el área de flujo.

VI) Regulación de la Turbina y sistema de control:

Esta regulación y control deberá darse sobre los siguientes sistemas:

- Sistema de secuencia, en la cual se llevará a cabo los arranques y paradas automáticos.
- Sistema de Control y protección, trabajará como un Sistema independiente para la indicación de fallas.

Sistema de suministro de energía, deberá ser independiente para lograr una separación de la alimentación exterior de energía

Aunque existe interdependencia entre los sistemas de regulación y control, sus funciones son básicamente diferentes.

El sistema de regulación adapta continuamente el punto de operación de la turbina, por intermedio de la válvula de control de combustible. Primordialmente, el sistema de control secuencia los procesos de arranque y parada protegiendo a la unidad durante la operación.

Las turbinas a gas de simple eje están reguladas de acuerdo a la temperatura de ingreso a la turbina con el regulador de velocidad actuando como limitador. Las unidades aisladas son reguladas de acuerdo a la velocidad de la turbina dentro de los límites del regulador de temperatura. Las máquinas con eje partido se regulan de acuerdo a la velocidad de la turbina de potencia, mientras que la velocidad del generador a gas y la temperatura de ingreso a la turbina están limitados por los correspondientes gobernadores. El sistema de control comprende una secuencia firmemente programada de

información comandando todas las operaciones necesarias en cualquier etapa de procedimiento de arranque y parada. Los dispositivos llamados Interlocks previenen al programa de moverse a la siguiente etapa antes que los requerimientos de la etapa previa halla sido efectuada.

Todos estos elementos constitutivos (de regulación electrónica y de sistemas de control) deberán estar montados en un panel estandarizado, en el cual se incluirían los interruptores de comando, instrumentos de indicación, y las luces indicadoras de mal funcionamiento. En el esquema A.8 del apéndice se muestra una disposición típica de un sistema de regulación y control.

Los distintos parámetros de control y de regulación son hoy en día generalmente elaborados como señales por medio de computadoras analógicos y digitales.

Existen los siguientes tipos de regulación:

- Circuitos de regulación de arranques,
- Circuitos de regulación de la velocidad rotacional, y
- Circuitos de regulación de la temperatura.

Respecto a los sistemas de protección, estos deberán ser independientes del sistema de regulación, por lo que deberán de proveerse de sistemas de medición propios para indicar las condiciones anormales de operación.

Como mínimo, se deberá controlar las siguientes funciones en la turbina:

- Sobrevelocidad.
- Apagado de la llama.
- Temperatura excesiva de los gases de escape.
Oscilaciones demasiado grandes.
- Presión demasiado bajo del aceite lubricante.

VII) Fundaciones:

La turbina a gas a. de ser montada exactamente al nivel recomendado por el fabricante y en coordinación con el encargo del montaje de la misma, además deberá chequearse ésta en condiciones de operación, a los esfuerzos dinámicos.

Deberá considerarse también en el cálculo, los esfuerzos que se produzcan en caso de corto circuito en el generador. Por consiguiente, éstas funciones deberán ser rígidas, para evitar cualquier hundimiento local, estando además, aisladas de las demás, fundaciones cercanas a este, ya que así se podrá evitar las vibraciones transmitidas hacia la fundación de la turbina.

Lo recomendable, y lo que demuestra la experiencia, es el uso de fundaciones de concreto que puedan ser ejecutadas como bloques sencillos. Luego a continuación se pasa al cálculo de los principales flujos que intervienen en el dimensionamiento de éste.

Sistema de Enfriamiento del lubricante

Existen los siguientes sistemas:

- Sistema de enfriamiento directo, donde el aceite circula en la parte interna de los tubos del intercambiador de calor aceite/aire
- Sistema de enfriamiento indirecto, siendo el medio refrigerante, el agua, utilizándose también intercambiadores de calor y un circuito de refrigeración secundario de agua o de aire.

Para el caso en particular será preferible el sistema de enfriamiento indirecto.

Las cantidades de refrigerante en casos de máxima exigencia son de aproximadamente (promedio) 800 litros/minuto y la cantidad de calor a disipar es del orden de 5×10^5 Kcal/hr.

Con respecto a la capacidad de almacenaje de lubricante, este estará en el orden de los 4000 litros, lo que corresponderá a un tanque de aceite con las siguientes características:

diámetro: 6'

altura 5'

Con este volumen será suficiente garantizar la limpieza automática y la desaereación del aceite con una permanencia de 5 minutos.

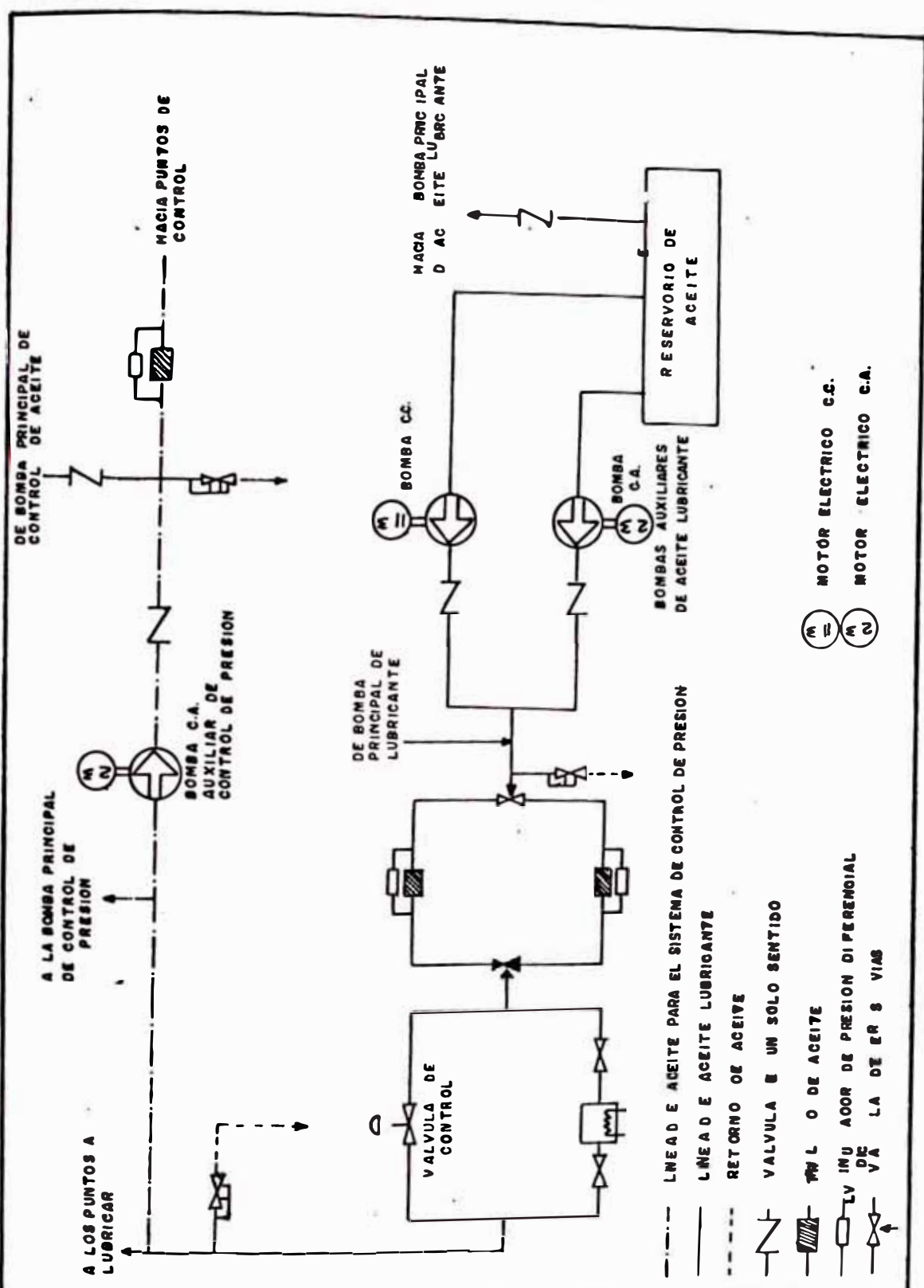
La alimentación de aceite desde el tanque de almacena - miento hacia el tanque diario será por gravedad, mientras que desde el tanque diario hacia la unidad del turbogenerador, estará compuesta por dos bombas eléctricas, una en corriente alterna y la otra en corriente continua, ambas en paralelo y bastante cercanas al tanque diario; todo esto conformaría el equipo auxiliar de aceite de lubricación. Adicionalmente se requerirá de una bomba auxiliar en corriente alterna para el sistema auxiliar de control de aceite. El esquema básico se muestra en la figura 5.1.

Existirá además un sistema simple de distribución de agua para uso interno de la central (consumo humano) y además una derivación de la línea de agua para casos de incendio, cuando falle el sistema típico recomendado normalmente (polvos químicos); ver esquema en la figura 5.2.

Sistema exterior de combustible

El combustible se hará llegar a la central mediante camiones cisterna, cuya capacidad puede ser de 6000 á 8000 gl, para luego ser depositados en el tanque de almacenamiento, el cual a su vez alimentará al tanque diario de combustible mediante una bomba centrífuga, y a su vez desde éste el combustible será entregado a la turbina a gas a través de su sistema auxiliar de alimentación.

El dimensionamiento de los tanques será determinado para una capacidad que permita el abastecimiento de combustible



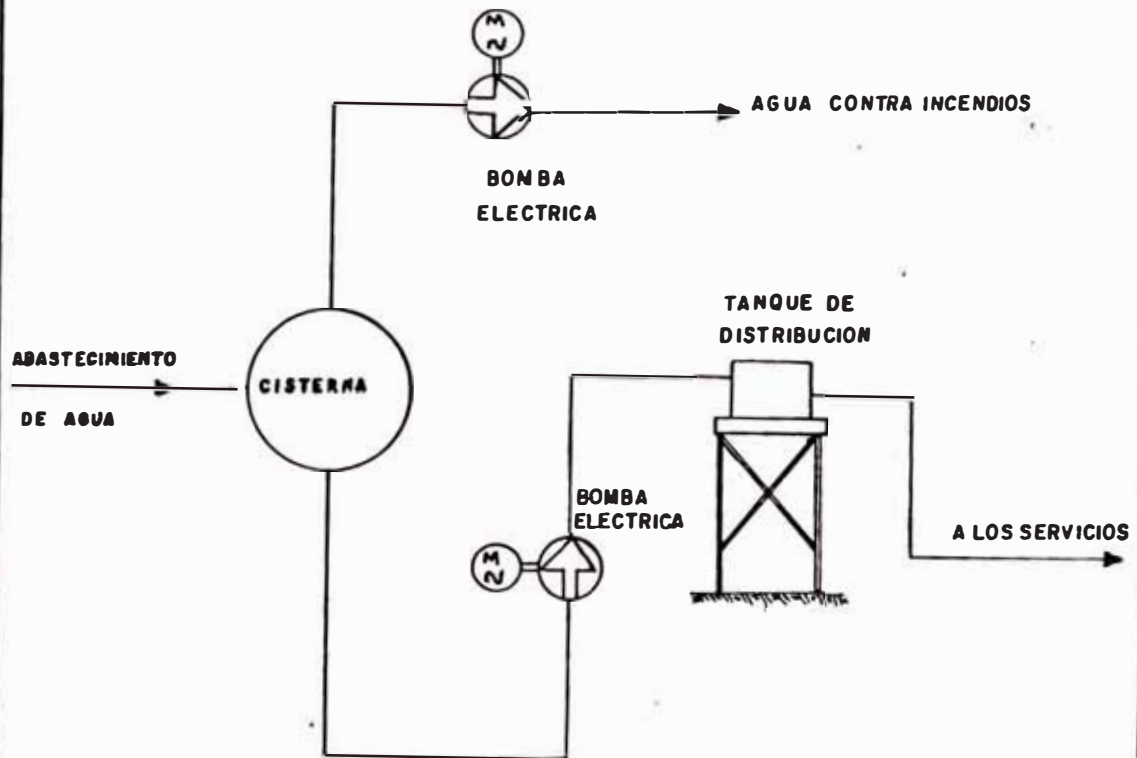
PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°
5.1

AUTOR: PEDRO PACHAS CARBONELL

ESQUEMA BASICO DE DISTRIBUCION DE AGUA



PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA N°

5. 2

AUTOR:

PEDRO PACHAS
CARBONELL

durante 7 días continuos, suponiendo que el turbogrupo esté trabajando a plena carga y considerando además que puede abastecerse de combustible cada 14 días en el caso más crítico.

Luego, tomando en cuenta el cuadro 4.3, el consumo específico de calor a plena carga, será de 13700 kJ/kWh, habiéndose incrementado éste en 4% sobre el consumo normal, por efecto de la temperatura del lugar, que afecta este parámetro y que se obtuvo de la fig. A.2 del anexo.

Además, si la potencia neta a plena carga es de 24 MW, entonces el consumo horario de calor de la turbina será de: 78.55 Gcal/hora.

El poder calorífico bajo del combustible (diesel N°2) es de: 138180 kJ/gal⁸, con lo cual se determinará la capacidad del tanque de almacenamiento: (V_T)

$$\begin{aligned} \dot{m}_c &= 78.55 \times 10^6 \frac{\text{Kcal}}{\text{hora}} \times \left(\frac{3600}{860}\right) \frac{\text{kJ}}{\text{Kcal}} / (138,180 \text{ kJ/gal}) \\ &= 2379.61 \text{ gal/hora} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{luego: } m_c &= 2379.61 \text{ gal/hora} \times 1 \text{ barril/42 gal} \times 7 \text{ hrs/día} \\ &= 396.60 \text{ Bbl/día} \end{aligned}$$

para 14 días de funcionamiento:

⁸ Dato promedio obtenido de Petroperú.

$$V_T = 396.6 \text{ Bbl/día} \times 14 \text{ días} = 5552.40 \text{ barriles}$$

lo que aproximadamente será de: 5600 barriles.

siendo: \dot{m}_c , flujo de combustible

V_T , volumen del tanque de almacenamiento

por tanto, considerando un tanque adicional de reserva, con la misma capacidad que el primero, tendremos en total dos tanques de almacenamiento con una capacidad de 5600 barriles cada uno. Las dimensiones estarán condicionadas a la relación: diámetro del tanque/altura de tanque = 1.25⁹, la cual ha sido asumida ; según esto se tiene:

$$D_T = 1.25 H_T \quad (1)$$

$$\text{y además: } V_T = \frac{\pi D_T^2}{4} \times H_T \quad (2)$$

$$\text{reemplazando valores: } 6000 \text{ Bbl} \times 42 \frac{\text{gal}}{\text{Bbl}} \times 3.785 \frac{\text{lit}}{\text{gal}} \times \frac{\text{pie}^3}{28.32 \text{ lit}} = V_T \quad (3)$$

igualando (2) con (3) y reemplazando (1) en (2) se deduce:

$$D_T = 37'$$

$$\text{y: } H_T = 30'$$

Estos tanques de almacenamiento, deberán estar además, rodeados por muros de contención de 15.25 de altura, con los cuales se evitaría una posible inundación como consecuencia de alguna fuga de combustible de alguno de los tanques mayores, requiriéndose de una base cuadrada de 47.0 pies de la-

⁹ Según referencia N° 29.

do, pudiendo con estos, almacenar todo el volumen de combustible del tanque de almacenamiento.

Considerando una luz 1.5 metros para el paso de un hombre entre la pared del tanque y la pared del muro de contención, se tiene:

$$L_M = D_T + 2 \times 4.9 \text{ pies} = 37. \text{pies} + 2 \times 4.9 \text{ pies}$$

$$L_M = 46.84 \text{ pies} \approx 47.00 \text{ pies}$$

luego si:

$$47.0^2 \times H_M = V_T$$

entonces: $H_M = 15.246'$, lo que aproximadamente será $15.25'$

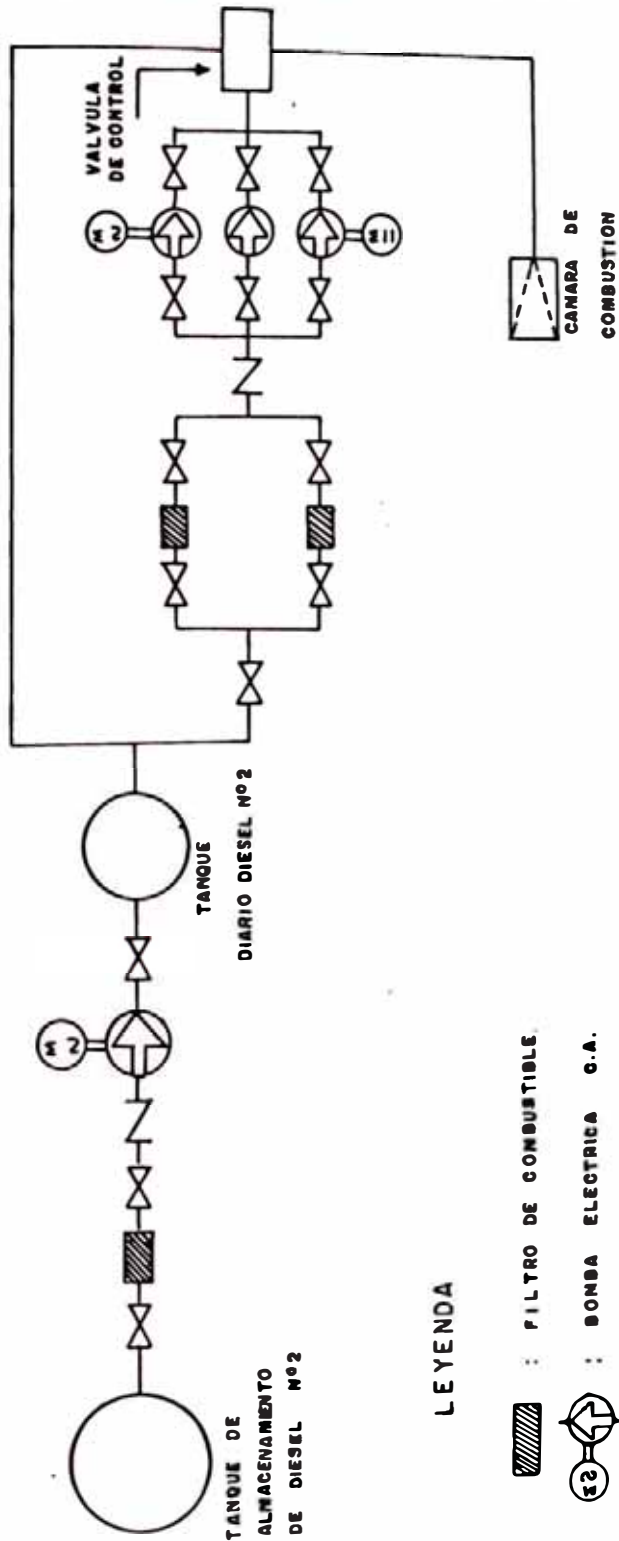
siendo: L_M , lado del muro de contención

H_M , altura del muro de contención





En cuanto a los requerimientos de combustible por la unidad, en máxima exigencia, en promedio alcanzaría los 150.114 litros por minuto (en base a catálogos).

Para el presente proyecto, en la figura 5.3 se muestra la distribución básica que deberá tener el sistema auxiliar de combustible, para lo cual se ha previsto una bomba centrífuga entre el tanque de almacenamiento y el tanque diario contando además con un filtro de combustible. A partir del tanque diario, se instalarán dos filtros en paralelo, esto con el fin de poder cambiar un filtro ya en desuso por otro nuevo, manteniendo el suministro de combustible durante esta

ESQUEMA BASICO DEL SISTEMA AUXILIAR DEL COMBUSTIBLE



LEYENDA

-  : FILTRO DE COMBUSTIBLE
-  : BOMBA ELECTRICA C.A.
-  : VALVULA DE UN SOLO SENTIDO
-  : VALVULA

PROYECTO DE TESIS "PROYECTO DE AMPLIACION DE LA GENERACION ELECTRICA ACTUAL EN EL SISTEMA ELECTRICO PIURA-SULLANA EN LA PRESENTE DECADA"

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FIGURA Nº
5.3

AUTOR:
PEDRO PACHAS
CARBONELL

operación. Igualmente se requieren de 3 bombas de combustible, 2 en C.A. y 1 en C.C., las cuales deberán instalarse en paralelo operando solo una de ellas, mientras que las demás estarán de reserva.

El tipo de bomba más comúnmente usada es del tipo tornillo, por lo cual usaremos ésta.

Además, se requiere de una bomba de drenaje de combustible, con una capacidad estimada en 10 litros/minuto, siendo la presión de descarga de 2.5 atmósferas aproximadamente, aquí emplearemos una bomba del tipo de engranajes, estando accionada por un motor de 0.5 kW aproximadamente.

Para calcular las dimensiones del tanque diario de combustible, se deberá tomar en cuenta que este garantice el funcionamiento ininterrumpido de la unidad durante 30 hrs. continuas, ante una falla inesperada en cualquiera de las partes estáticas del sistema, como por ejemplo, la rotura del tanque de almacenamiento. Según esto la capacidad del tanque diario será de:

$$V_d = \frac{\pi \times D_d^2}{4} \times H_d \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \text{y sabiendo además que: } \dot{V}_c &= 9006.84 \text{ lt/hora} \times 1 \text{ pie}^3/28.32 \text{ lt} \\ &= 318.04 \text{ pie}^3/\text{hora} \end{aligned}$$

para 30 horas de servicio continuo, se tendrá:

$$V_d = \dot{V}_c \times h \quad (5)$$

siendo: h, número de horas de operación.

reemplazando valores e igualando (5) y (4), se tiene:

$$\pi \times \frac{D_d^2}{4} \times H_d = 318.04 \times 30, \text{ y si consideramos:}$$

$$D_d = 1.25 H_d \quad (6)$$

se deduce que: $D_d = 25$ pies

$$H_d = 20 \text{ pies}$$

Y tendrá forma cilíndrica, con 25 pies de diámetro y 20 pies de altura. Se asume al igual que con el tanque de almacenamiento, la relación del diámetro a su altura como de 1.25; la ubicación de este será lo más próximo a la unidad generadora de energía (turbogenerador).

SISTEMA DE ARRANQUE.

La decisión será por el sistema de arranque mediante un grupo Diesel, el cual dará las garantías suficientes para el arranque del turbogruppo a gas, ante una posible falla en el suministro de energía eléctrica existente, dada su poca confiabilidad.

SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCION DE LA TURBINA A GAS

Será del tipo de alta protección y se deberá exigir como mínimo; sistema de sensores de temperatura, que se encargarán de detectar y trasladar la señal de peligro hasta la unidad de protección, la cual se encargará de la apertura, en caso de posible incendio, de un sistema de distribución de CO₂ el cual estará colocado a todo lo largo de la unidad de generación (botellas de CO₂).

SISTEMA DE ASPIRACION Y EXPULSION

(Se incluyen silenciadores y filtros de aire)

Las características de estos accesorios correspondientes al sistema ofertado por los fabricantes, deberán cumplir perfectamente con las exigencias de la central proyectada y por lo tanto esto deberá ser especificado por el interesado en la etapa de licitación del proyecto propiamente dicho.

Con respecto al sistema de aspiración, se recomienda utilizar el tipo de filtro de área extensa, ya que estos se adecúan a lugares donde el aire contiene regular cantidad de polvo, procurándose que la caída de presión a la entrada se mantenga dentro de los límites recomendables (5 cm. de agua de depresión¹⁰), ya que una depresión mayor requeriría una reducción de capacidad de la máquina. Además se deberá evitar secciones, del ducto de entrada, con cambios bruscos; y antes de la puesta en servicio se deberá inspeccionar el sistema de entrada de aire y los componentes que se hallen montados dentro de éste, ya que podrían aflojarse con la subsecuente ingestión por el compresor.

Además, como un detalle de procedimiento general recomendable la boca de entrada deberá protegerse con lumbreras atmosféricas, esto con el fin de proteger al equipo de las lluvias que se suceden periódicamente en esta zona.

Para la atenuación del sonido a la entrada al compresor, se recomienda que el sistema a instalarse deberá eliminar

10 Según referencia N°30

cualquier recorrido en línea recta desde el origen del sonido hasta el oído del observador; esto se puede lograr con una o más curvaturas dadas en el ducto de entrada.

La atenuación del ruido de escape puede lograrse con silenciadores de escape apropiados o en caso contrario con ductos de escape con placas desviadoras.

GRUA

Según datos de fabricantes, la pieza más pesada normalmente en este tipo de unidades se da en la carcasa, la cual abarca al compresor, combustor y turbina; el peso de ésta, es alrededor de 15.0 Ton, en base a la cual se procederá a la selección de las características básicas de la grúa requerida.

Esta grúa será del tipo portátil, ya que sus requerimientos no serán muy frecuentes y además, en el montaje de los grupos diesel preestablecidos para este lugar, se contará también con una grúa propia.

Como quiera que sea, esta grúa deberá tener una capacidad de 15 ton., la cual servirá pues para el montaje y desmontaje de la unidad, durante la instalación y en los periodos de mantenimiento. Con lo que se deberá contar, además es con una grúa portátil secundaria de menor capacidad para ayudar a remover los elementos que más frecuentemente se inspeccionan en este tipo de máquina, la cual tendrá una capacidad suficiente máxima de 10 toneladas,

5.2.3 BALANCE TERMICO

Para efectuar este balance, es necesario considerar la potencia neta a ser entregada por la turbina, por lo tanto para efectos del balance se considera 19.7 MW como potencia neta entregada al sistema. Los datos principales para el cálculo son los siguientes:

temperatura ambiente del lugar (T_1): $33^\circ\text{C} = 306^\circ\text{K}$

presión atmosférica : $0.992 \text{ atm} \approx 1 \text{ atm}$

temperatura a la entrada de la turbina (T_3): $911^\circ\text{C} = 1184^\circ\text{K}$

relación de presiones (R_p) : $9/1$

$K = 1.4$ para el aire

La temperatura teórica a la salida del compresor será:

$$T_{2i} = T_1 (R_p)^{\frac{k-1}{K}}$$

$$T_{2i} = 306 (R_p)^{\frac{0.4}{1.4}}$$

$$T_{2i} = 573.27^\circ\text{K} = 300.27^\circ\text{C}$$

y asumiendo que la eficiencia isoentrópica del compresor es de 85%, se tendrá que la temperatura real a la salida del compresor será:

$$T_{2r} = \frac{T_{2i} - T_1}{\eta_i} + T_1$$

$$T_{2r} = \frac{573.27 - 306}{0.85} + 306$$

$$T_{2r} = 620.43^\circ\text{K} = 347.43^\circ\text{C}$$

Además, la temperatura teórica después de la expansión en la turbina, para la relación de presiones considerada será de:

$$T_{4i} = T_3 / (R_p)^{\frac{K-1}{K}}$$

$$T_{4i} = 1184 / (9)^{\frac{0.4}{1.4}}$$

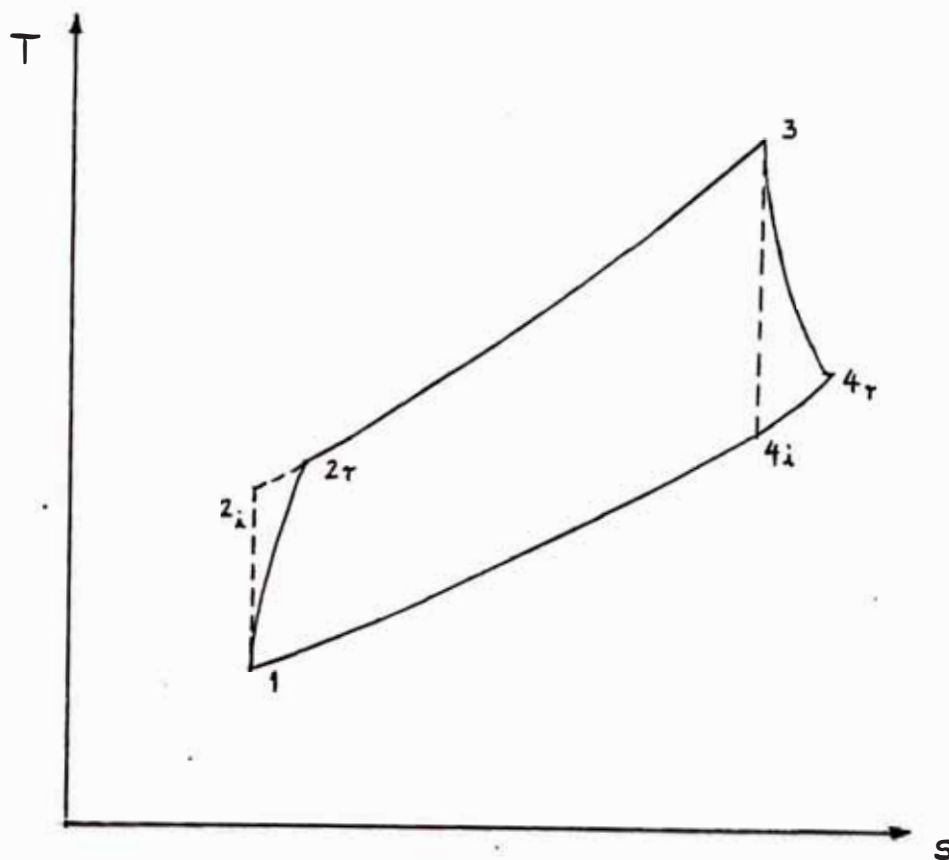
$$T_{4i} = 631.99^\circ\text{K} = 358.99^\circ \approx 359^\circ\text{C}$$

Considerando la eficiencia isoentrópica de la turbina de 85%, la temperatura real de los gases será de:

$$T_{4r} = 1184 - (1184 - 631.99) \times 0.85$$

$$T_{4r} = 714.79^\circ\text{K} = 441.79^\circ\text{C}$$

A continuación se muestra el ciclo considerado con los valores en cada punto de la figura.



La potencia neta específica desarrollada por cada kg. de aire que absorbe el compresor será de:

Si se sabe que :

$$\dot{W}_{\text{neto}} = \dot{W}_{\text{turbina}} - \dot{W}_{\text{compresor}}$$

$$\dot{W}_{\text{neto}} = 0.275 \times \dot{m}_g \times (T_3 - T_{4r}) - 0.24 \times \dot{m}_a \times (T_{2r} - T_1)$$

asumiendo que la mezcla que ingresa a la turbina se comporta como el aire (gas ideal) que sale del compresor, y además:

$$\dot{m}_g = \dot{m}_a$$

se tiene:

$$\dot{W}_{\text{neto}} = 0.24 \frac{\text{kcal}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{K}} (911 - 441.79) - (347.43 - 33)$$

$$\dot{W}_{\text{neto}} = 37.1466 \text{ kcal/kg} = 0.0429 \text{ kWh/kg}$$

ahora, considerando las pérdidas relativas al turbogenerador e incluyendo también servicios auxiliares, pasamos a calcular el flujo de aire requerido para generar una potencia neta de 19.7 MW, lo cual es como sigue:

$$\dot{m}_{\text{aire}} = \frac{24,000 \text{ kW} \times 860}{37.1466 \text{ kcal/kg}} = 555,636.32 \text{ kg/hora}$$

por consiguiente, el calor requerido por la turbina a gas será de:

$$Q_R = 555,636.32 \times 0.24 (911 - 441.79)$$

$$Q_R = 62.57 \times 10^6 \text{ Kcal/hora}$$

lo que deriva en un consumo específico de calor de:

$$Q_e = \frac{62.57 \times 10^6}{19730} = 3171.31 \text{ kcal/kWh}$$

representando por lo tanto una eficiencia de la turbina a gas de:

$$\eta_T = \frac{860}{3171.31} \times 100 = 27.11\%$$

5.2.4 DISPOSICION DE EQUIPOS EN EL LUGAR

Los criterios que se han tomado en cuenta para la ubicación de cada uno de los componentes del equipo electromecánico, oficinas, talleres, etc. son los siguientes:

- Teniendo en cuenta la dirección del viento predominante en el lugar se orientarán los equipos dentro de la planta
- La chimenea de escape, estará acoplada al módulo del turbogenerador y los tanques de lubricante y de combustible diarios deberán ser ubicados a un costado del módulo de generación.

Además, se instalarán los talleres y almacenes cercanos al equipo de generación, sobretodo el primero; se deberán incluir además una oficina para el personal de operación de la planta y los respectivos servicios higiénicos.

Frente al módulo de generación estará ubicado el tanque de almacenamiento de combustible y los circuitos de combustible y lubricantes respectivos,

En un área contigua a la que ocupará el grupo turbogenerador se instalarán las celdas y las salas de baterías y de transformadores auxiliares. Sobre esto, en el segundo piso, se instalarían las oficinas y las salas de controles,

Al lado opuesto de los tanques de almacenamiento de combustible y lubricante, y al otro lado del grupo genera -

Se instalará la subestación a 60 kV. (tensión de salida del patio de llaves).

El dimensionamiento básico se ha hecho a partir de las dimensiones promedio de los grupos existentes en el mercado.

Se ha tomado en cuenta la dirección del viento preponderante también para evitar que los humos de escape lleguen a las oficinas o al patio de llaves, esto lo podemos apreciar en el plano respectivo de planta.

El acceso a la planta se podrá hacer desde tres puntos de ingreso diferentes, los cuales son: desde la carretera Panamericana Norte, desde la Avda. Buenos Aires y de la carretera de Tambogrande.

Se recomienda además, que los tableros de protección y mando del grupo estén ubicados frente a este, lo cual facilitará su operación además de minimizar su costo.

La ubicación del patio de llaves, resulta pues de la disposición general de la planta; además las conexiones entre los transformadores y el patio de llaves se deberá mantener lo más corto posible para minimizar las pérdidas eléctricas.

También se ha previsto el tendido de rieles para el transporte de los transformadores, considerando tanto el traslado de estos, a los talleres como hacia la puerta principal de ingreso.

El requerimiento de espacio, en general, es el más bajo

comparado con otros tipos de unidades de generación eléctrica, y está comprendido alrededor de $1/4$ á $3/4$ pie^2/kW .

5.2.5 ELEMENTOS DE COSTO DE LA PLANTA

En relación al costo de las diferentes partes del turbogenerador, este se muestra en el cuadro 5.2, el cual fue obtenido del catálogo de proyectos térmicos, publicado por Montreal Engineering Co. y que fueron previamente actualizados a la fecha de referencia, Diciembre de 1983.

5.2.6 CRONOGRAMA DE CONSTRUCCION

El cronograma está basado en datos referenciales de catálogos de fabricantes y algunos datos estadísticos de centrales instaladas en otros países. En el cuadro 5.3 se muestra este cronograma.

5.2.7 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PARA LA FUTURA PLANTA

Este programa de mantenimiento que se propone para el proyecto refleja una serie de datos estadísticos logrados por fabricantes a través de años de experiencia y que varían de un fabricante a otro en pequeños detalles y que en el fondo no variará el esquema principal planteado por cada uno de ellos.

Para reparaciones menores, todas las turbinas son básicamente iguales y fáciles de reparar; sin embargo, para reparaciones mayores la situación es diferente. Las turbinas industriales son reparadas generalmente en el sitio, mien-

CUADRO 5.2

CUADRO DE INVERSIONES DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA:

TURBINA A GAS DE 24 MW, ISO

(a Diciembre, 1983)

	MN	ME
	<u>(Mio. US \$)</u>	
Emplazamiento y mejoras	0.05	
Unidad turbina a gas	0.72	6.07
Costos Indirectos	0.27	0.40
Sub-total	1.04	6.47
Contingencias	0.16	0.97
Total	1.20	7.44

MN Moneda nacional

ME Moneda extranjera

tras que las turbinas tipo "Jet", de aviación, son normalmente reparadas en un centro especial de mantenimiento.

Además como referencia, muchas turbinas a gas que no están bajo un buen plan de mantenimiento preventivo, los costos de mantenimiento ocasionados serán mayores que los de cualquiera otra turbina que pueda tener un mejor programa de mantenimiento.

Los costos ocasionados por el mantenimiento a manera de información, dependen de 4 factores elementales que influyen en este y que son:

a) Ubicación, importando la calidad de aire en el cual se encuentran comúnmente partículas en suspensión que podrían causar erosión en los combustores de la turbina ocasionando también el cierre de las salidas de las toberas de inyección de combustible, conduciendo esto por lo tanto a una combustión inapropiada; suspendiéndose en algunos casos la combustión.

Otro elemento nocivo a la máquina es la sal contenida en el vapor de agua mezclada con el aire, la cual puede provocar daños por corrosión a todas las partes internas de la turbina por donde circule la sustancia de trabajo.

b) Calidad de combustible, la presencia de impurezas en el combustible pueden causar corrosión y depósitos dentro de la turbina. Algunos de los principales contaminantes que causan la corrosión y que deben tomarse en cuen-

ta en el control de calidad del combustible a utilizar, son los siguientes:

- Vanadio, que puede formarse bajo punto de fusión en la mezcla como pentóxido de Vanadio, haciéndolo de esta manera extremadamente corrosivo. De aquí que las concentraciones de Vanadio deberán ser menores que 0.5 ppm y la relación, en peso, de magnesio (el cual es un inhibidor del Vanadio) a Vanadio deberá ser mantenido en 3.
- Sodio y Potasio, estos materiales combinados con Vanadio ocasionan también corrosión. La cantidad total de Sodio y Potasio deberá ser menor que 0.5 ppm.
- Plomo, también provoca corrosión y destruye además los efectos benéficos del Magnesio sobre el Vanadio. La presencia de este es usualmente el resultado de una contaminación durante el procesado o transporte y el nivel de contenido de este en el combustible deberá ser menor que 2 ppm y finalmente tenemos:
- Azufre, solo no causa corrosión, pero puede combinarse con Sodio y Potasio para formar compuestos corrosivos. No es práctico prevenir la corrosión, en este último caso, por control del nivel del contenido de azufre, sino que este tipo de daño se puede evitar reduciendo los niveles de Sodio y Potasio contenidos en el combustible.

Igualmente, existen materiales que tienen la particularidad de depositarse, los cuales son casi imposibles

de remover, por lo que en el caso del Calcio, lo más común, debe limitarse a menos de 10 ppm.

Los combustibles usados tienen que ser de buena calidad, y generalmente esto se demuestra cuando se quema gas natural en la turbina, reduciendo los costos de mantenimiento, mediante un factor que fluctúa alrededor de 2 a 4, con respecto a petróleo diesel N°2.

En el cuadro 5.4, se dan valores típicos promedio de los componentes del petróleo Diesel N°2 producido y distribuido por Petroperú en la zona de Piura.

- c) Mantenimiento preventivo, para un buen programa de mantenimiento preventivo; se requiere de un sistema de monitoreo o control eficaz, mediante el cual se reducirán los costos de mantenimiento, considerablemente. Esto es, deberá reemplazarse los componentes respectivos según las especificaciones del fabricante y en base a estadísticas de otras centrales existentes, en el tiempo programado de reemplazo, para evitar, así que se incurra al final en un costo mayor, debido a daños que pueden ser ocasionados por la falla de ciertos componentes de la turbina no reemplazados a tiempo. Un caso como ejemplo se podría citar, el "quemado" de las canastillas de los quemadores; estos son componentes comúnmente baratos que necesitan ser reemplazados cada 500-2000 horas, sin embargo, la no detección de falla de uno de estos puede causar daños costosos en los álabes de la turbina a causa de una combustión inapropiada. Esto implicaría el reemplazo de

CUADRO N°5.4

INSPECCION TIPICA* PETROLEO DIESEL N°2

<u>Grados</u>	
Gravedad API á 60°F	33.5
Color ASTM	1.5
Punto de inflamación (PM), °F	160.
Punto de fluidez, °F	+30
Agua y sedimentos, % vol	0
Residuo carbón conradson	0
BTU/lb	19,540
Viscosidad a 100°F, cSt	
Viscosidad a 100°F, SSU	42.0
Corrosión, máx.	Lámina #3
Azufre, % peso	0.4
Índice de cetano	51
50% destilado a °F	580
90% destilado a °F	675
Punto final de ebullición, °F	720
Gravedad específica	0.8576
Libras/gal	7.141

* cumple con las especificaciones del ITINTEC (Instituto de Investigación Tecnológico Industrial y Normas Técnicas) y con la Norma ASTM D 975-78.

toda una hilera de álabes, lo que se traduce en un mayor costo.

- d) Modo de operación de la turbina, las formas de operación típicas a las que son diseñadas las turbinas son: base, pico y reserva.

La relación que existe por daños en la operación en pico y en base es de aproximadamente de 2 a 1¹¹ y para el modo de operación de reserva, existe una relación de 9 a 12 veces que el de una turbina operando en base. Normalmente por esto, muchas empresas de servicio prefieren hacer trabajar una turbina diseñada para carga base, en media carga si fuese el caso, u a otro porcentaje de carga total, lo que implica un costo mucho más económico que para el caso de trabajar como reserva.

En el cuadro 5.5 se muestran cifras aproximadas relacionadas a las horas-hombre requeridas para efectuar una determinada inspección según la naturaleza de esta. Mientras que en los cuadros 5.6 y 5.7 se dan los intervalos recomendados por el fabricante (promedio) a requerirse para una determinada inspección en función del tipo de servicio a realizar la unidad y el tipo de combustible.

En el cuadro 5.8 se muestra un plan de mantenimiento programado tentativo para este turbogenerador seleccionado y además de considerar una operación en pico, también se in-

¹¹ Datos promedios estadísticos de Westinghouse .

CUADRO N°5.5

MANTENIMIENTO PROPUESTO - INTERVALOS DE INSPECCION

PARA UNA TURBINA A GAS

Tipo de Servicio	Aprox.hr-hombre a efectuar	Frecuencia
Inspección de rutina		
Inspección visual de la máquina	1/2 hr-hombre	Cada 50 horas
Muestra de aceite	10 minutos	Cada 300 hrs
Cambio de aceite e inspección visual de la máquina	4 hrs-hombre	Siempre que el análisis de la muestra lo indique
Inspección de Sección caliente		
Sección caliente inicial		
Inspección del generador de gas.	24 hrs-hombre (3 hombres)	25% del intervalo nominal proporcionado por el fabricante.
Siguientes partes de la sección caliente. Inspección del generador de gas.	24 hrs-hombre	Intervalos a ser determinados por los resultados de la inspección inicial y experiencia en la operación de ésta.
Inspección Mayor	60 hrs-hombre dependiendo de la naturaleza del trabajo	Determinado por los resultados de la inspección de la secc.caliente.

CUADRO 5.6
INTERVALOS RECOMENDADOS PARA LA INSPECCION
DE SECCIONES CALIENTES
(Horas)

CLASIFICACION	TIPO DE COMBUSTIBLE		
	Gas natural	Kerosene	DIESEL N°2
Carga base	3750	3000	2600
Pico o máx. continua	1660	1335	1165
Reserva de Pico	415	330	290

Nota: Si la máquina estuviera sujeta a 14 horas de operación continua a máxima capacidad o rating equivalente, deberá ser consultado al fabricante para las recomendaciones necesarias.

CUADRO 5.7
INTERVALOS RECOMENDADOS PARA LA
INSPECCION MAYOR
(Horas)

CLASIFICACION	GAS NATURAL	KEROSENE	DIESEL N°2
Carga Base	7500	6000	5250
Pico o máx. contínua	5000	4000	3250
Reserva de pico	1250	1000	875

Nota: Si la máquina estuviera sujeta a 14 horas de operación contínua a máxima capacidad o rating equivalente, deberá ser consultado con el fabricante para las recomendaciones necesarias.

CUADRO 5.8

DETALLES PRINCIPALES A SER
CONSIDERADOS EN LAS INSPECCIONES,
RUTINARIA, DE SECCION CALIENTE E
INSPECCION MAYOR EN LOS COMPONENTES
MAS IMPORTANTES QUE CONFORMAN
LA TURBINA A GAS

COMPONENTE	NATURALEZA DE LA INSPECCION	TIPO DE MANT.		
		RU	SC	MA
- Turbogas-General				
Tubería externa, manguera y mandos eléctricos.	Seguridad en todas las conexiones, tornillos de sujeción y ménsulas.	X	X	X
	Evidencia de desgaste y cruji- dos.	X	X	X
	Evidencia de fugas de combusti- ble, gas, aire o aceite	X	X	X
Monturas	Seguridad	X	X	X
	Lubricación	X	X	X
Pernos de la caja externa	Seguridad en la fijación de pernos y tuercas y pérdidas po- sibles	X	X	X
- Compresor de Baja Presión				
Ingreso en álabes directrices	Evidencia de entalles, abolla- duras y grietas			X
Nariz del cono	Seguridad, abolladuras y grie- tas			X
Pabellón de ingreso	Chequeo en las holguras (juego) respecto a las paredes inter- nas y seguridad			X

COMPONENTE	NATURALEZA DE LA INSPECCION	TIPO DE MANT.		
		RU	SC	MA
1° a. 4° etapa del disco del rotor y juego de álabes	Evidencia de entalles, abolladuras, grietas, erosión, corrosión Holgura entre álabes y pared fija.			X
conjunto del estator (1ª a 3ª etapa)	Entalles, abolladuras, grietas; tanto en el interior como en el exterior de la cubierta Erosión, corrosión			X
Disco y juego de álabes de la 3ra hacia 8va etapa	Entalles, abolladuras, grietas, erosión			X
Compresor de baja presión general	Contaminación			X
<hr/>				
- Compresor de Alta Presión				
9° etapa del disco y juego de álabes	Entalladuras, abolladuras, grietas, erosión, falla en aros de refuerzo			X
15° etapa del juego del estator	Entalladuras, abolladuras, grietas, erosión			X
Compresor de alta presión general	Contaminación			X
<hr/>				
- Sección de Combustión				
Distribuidor de combustible y juego de válvulas	Formación de cargón Tuercas sueltas en toberas Desgaste en rosca de toberas Toberas obstruidas		X	X
			X	X
			X	X
			X	X

COMPONENTE	NATURALEZA DE LA INSPECCION	TIPO DE MANT.		
		RU	SC	MA
Cámaras de combustión	Fugas de combustible		X	X
	Entalles y abolladuras		X	X
	Deformación		X	X
	Rajaduras, alabeo		X	X
	Recalentamiento localizado		X	X
	Quemaduras, vías o curvas rotas		X	X
	Tubos, revestimientos de suciedad		X	X
Pin de posicionado	Fallas localizadas y desgaste en las vías que conducen el proceso de la combustión		X	X
	Desgaste, ajuste		X	X
Abrazaderas de las cámaras de combustión	Rajaduras		X	X
	Desgaste, ajuste		X	X
Cubierta externa de la cámara de combustión	Rajaduras		X	X
	Operación de la válvula de drenaje		X	X
Ducto de transición	Rajaduras, quemaduras localizadas, alabeo		X	X
- Turbina				
Primera etapa, tobera de álabe directriz	Arqueado, deteriorización del recubrimiento		X	X
	Entalles, abolladuras, rajaduras y erosión		X	X
	Orificios de entrada o salida de aire de enfriamiento, taponeados		X	X
Primera etapa de la turbina	Entalles, abolladuras, rajaduras, erosión		X	X
	Deteriorización del revestimiento, corrosión en caliente		X	X
	Creep del álabe			X

COMPONENTE	NATURALEZA DE INSPECCION	TIPO DE MANT.		
		RU	SC	MA
Exterior de la primera etapa	Erosión, corrosión de sellos de cuña		X	X
	Laminado o avería de los sellos de cuña		X	X
Segunda etapa	Entalladuras, abolladuras, grietas, erosión, deteriorización del revestimiento, corrosión caliente		X	X
- Carcaza de escape de la turbina				
Presión de escape	Seguridad	X	X	X
Pruebas	Probetas rajadas o henchidas	X	X	X
Temperatura de los gases de Escape	Terminales rotos	X	X	X
Pruebas	Seguridad	X	X	X
	Alambres rotos o desgastados	X	X	X
- Sistema de aceite				
Canastillas	Chequeo de presencia de partículas metálicas o extrañas	X	X	X
	Chumacera (exterior)	X	X	X
Tapones de purga de aceite	Chequeo de partículas metálicas	X	X	X
- Sistema de combustible				
Bomba de combustible	Chequeo por fugas	X	X	X
	Daño y contaminación de filtros	X	X	X
	Seguridad	X	X	X
Válvula de estrangulamiento y actuador	Todas las conexiones desgastadas y dañadas	X	X	X
	Seguridad	X	X	X
	Fugas	X	X	X
	Filtros dañados y contaminados	X	X	X

COMPONENTE	NATURALEZA DE INSPECCION	TIPO DE MANT.		
		RU	SC	MA
Válvula de des carga y presu- rizado	Seguridad de las líneas, ajustes e instalación	X	X	X
	Rejillas para contaminación y daños	X	X	X
	Fugas	X	X	X
- Sistema de encen- dido				
Instalación eléctrica	Chequear conductores eléctricos	X	X	X
Excitadores	Seguridad de la instalación	X	X	X
	Rajaduras y erosión de aisla- miento cerámico		X	
	<u>Chequeo para operación</u>	X	X	X
- Turbina sola				
Acoplamiento flexible y eje de salida de la turbina	Chequeo por abolladuras, enta- lles y rajaduras	X	X	X
	Chequeo por abolladuras, enta- lles y desgaste	X	X	X
	Seguridad de abrazaderas y mén- sulas	X	X	X
	Evidencia de fuga de aire o aceite	X	X	X
- Sistema de Acei- te				
Canastillas	Chequeo de partículas de metal o extrañas	X	X	X
Tanque de acei- te de la turbi- na sola	Chequeo de rajaduras	X	X	X
	Pandeo o barriga	X	X	X
Pernos de la carcaza ext.	Chequeo por seguridad, pérdida de pernos y tuercas	X	X	X
Sist.Eléctrico	Chequeo por rajadura, rotura del aislamiento, seguridad	X	X	X

cluyen en algunos de estos cuadros, a modo referencial, operaciones en base y reserva.

Por lo tanto, el Programa de Mantenimiento de la turbina a gas puede ser dividido dentro de tres categorías de inspección: inspección en marcha (rutinario) inspección en stand-by e inspección mayor, este último a diferencia del segundo requerirá el desmontaje total de la unidad.

Para la inspección rutinaria, esta será semanalmente y solo para efectos de chequeo y supervisión estando la unidad en operación. Esta inspección deberá incluir los siguientes chequeos:

- Sistema de arranque automático
- Dispositivo de alarma (visual y acústico)
- Instrumentos indicadores
- Vibración
- Eficiencia de la combustión
- Composición de los gases de escape
- Limpieza al ingreso de filtro (presión diferencial)
- Pérdidas en todos los sistemas

Chequeo de la caída de presión en los filtros de aceite lubricante.

- Nivel de aceite lubricante
- Auxiliares
- Dispositivo de escobillas en el generador
- Líneas de drenaje del separador de agua

Para el caso de realizar la inspección de stand-by (para da breve del grupo), no será necesario desmontar algún componente de la unidad, y se deberá tomar en cuenta lo especificado en la tabla 5.8; el tiempo requerido es de aproximadamente 96 hrs. En el caso de las inspecciones de rutina anteriormente mencionadas, estas demandarán un tiempo aproximado de 48 hrs.

El mantenimiento mayor, como ya se mencionó anteriormente consiste en desmontar la unidad y efectuar una inspección minuciosa, en función de las indicaciones que especifique el fabricante (ver cuadro 5.7), como regla global, en la tabla 5.8 se especifica los principales chequeos que habría que realizar en la unidad. El tiempo que toma esta última es de aproximadamente 6 días a 3 semanas, esto dependiendo del estado de la unidad.

Estas inspecciones deberán realizarse luego de transcurridos los intervalos de 4000 hrs, 8000 hrs y 160000 hrs de operación respectivamente.

La inspección mayor requerirá un total de 40 turnos de 8 hrs cada uno por la unidad instalada, esto equivale a decir, un tiempo de 20 días con 2 turnos por día de trabajo.

5.3 COMENTARIOS SOBRE LOS EFECTOS DE LA NUEVA PLANTA DE GENERACION ELECTRICA EN LA FUTURA INTEGRACION CON EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE ACTUAL

El principal objetivo de la integración del Sistema Eléctrico Piura-Sullana al Sistema Interconectado Centro-Norte es la de sustituir la energía termoeléctrica del lugar, por energía hidroeléctrica proveniente del SICN, a través de la L.T.Chiclayo-Olmos-Piura con una longitud aproximada de 255,5 km a una tensión de 220 kV y doble terna; la primera terna entraría en operación en 1990, mientras que la segunda entraría en servicio posiblemente después de 1992, esto porque estaría en función de la entrada en operación de la C.H. Olmos.

Según resultados obtenidos en el estudio de revisión del desarrollo del Sistema Eléctrico Norte para un período de análisis 1987-1992, se puede resumir lo siguiente:

- Casi la totalidad de carga base e intermedia es cubierta solamente por generación hidráulica del SICN.
- Para carga base, los requerimientos de generación térmica son mínimos y solo se presentan en los períodos llamados secos (entre los meses de Julio y Setiembre), aumentando en magnitud hasta fines del período analizado.
- A partir de 1987 se presentarían requerimientos de punta.
- En todo el período analizado se observa que existe excedentes de energía hidroeléctrica en las horas fuera de punta sobretodo en los primeros meses de cada año, disminuyendo hacia los años finales del período de análisis.

Luego de integrarse Piura-Sullana al Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN), los excedentes de energía de la C. Hidroeléctrica Carhuaquero serían absorbidas por este nuevo sistema, quedando excedentes solamente de potencia térmica en la C. T. de Piura.

Estos excedentes que se presentarían, además de cubrir la reserva local, aportarían potencia adicional para cubrir la reserva del SICN aunque en magnitud muy limitada.

Los excedentes del Sistema Eléctrico Piura-Sullana tampoco permitirían una postergación importante en la entrada en operación de proyectos propuestos para el SICN, debido a que los incrementos anuales de demanda de este último son superiores a los 100 MW.

Por lo tanto, según estos resultados logrados en la simulación de la operación del SICN, existirá la disponibilidad de energía en horas que no sean de punta, por lo cual este aporte del SICN sería aprovechado por el Sistema Eléctrico de Piura-Sullana, quedando por lo consiguiente los grupos existentes diesel, disponibles para trabajar en el rango de carga media y de punta en conjunción con la turbina a gas seleccionada.

Los futuros flujos de potencia, que podrían asegurar la rentabilidad económica para el SICN, dependerá directamente de la realización de los nuevos proyectos de generación en el Norte, sean: C.H. Olmos, Ampliación de la C.H. Carhuaquero, etc.

Los costos de operación durante los primeros años general -

mente resultarán un poco elevados por la poca energía transmitida, sin embargo este costo inicial quedará compensado por el mejor aprovechamiento de todo el sistema durante el resto de su vida útil de la turbina a gas.

CONCLUSIONES

En base a los resultados logrados en la evaluación de este proyecto y según los antecedentes expuestos anteriormente, se concluye lo siguiente:

El sistema eléctrico existente a ser servido por el nuevo equipamiento en el corto plazo para la presente década, será el Sistema Eléctrico Piura-Sullana.

Los sistemas eléctricos de Talara-Verdun y Malacas se mantendrán aislados eléctricamente hasta que se logre por lo menos la interconexión del sistema eléctrico Piura-Sullana al Sistema Interconectado Centro-Norte; mientras tanto deberán autoabastecerse mediante su propia generación existente.

La demanda prevista para Bayóvar como carga es relativamente pequeña, por lo que se determinó se mantenga aislada hasta principios de 1990, año en el que se integraría al Sistema Interconectado Centro-Norte, aprovechando el paso de la línea de transmisión en 220 kV, Chiclayo-Piura Oeste.

Los proyectos hidroeléctricos localizados dentro del Departamento de Piura, no se consideran como centrales candidatas debido a las irregularidades en el caudal de agua disponible para estas y las características del sistema eléctrico a ser servido. Además las evaluaciones técnica-económicas efectuadas dentro de las actividades realizadas por Electroperú S.A., confirman lo antes mencionado.

La capacidad efectiva confiable del sistema de generación existente es de 25.9 MW, no habiéndose considerado los grupos diesel MIRLESS N° 1, 2 y 3 dados sus tiempos de servicio. Además tomando en cuenta el concepto de reserva, el grupo MAN de 8.0 MW efectivos ha sido descontado.

La Interconexión del Sistema Eléctrico Piura-Sullana al Sistema Interconectado Centro-Norte se hará efectivo a principios de 1990, propiciándose a partir de esa fecha el desarrollo de nuevos proyectos de inversión y sobre todo afianzando aún más la confiabilidad del suministro eléctrico.

En las demandas proyectadas de energía y potencia, se han considerado las pérdidas de energía eléctrica a nivel de subtransmisión, siendo estas de 8% y 3% respectivamente.

La alternativa de equipamiento que como resultado de la evaluación técnica y económica realizado se propone, corresponde a un turbogenerador a gas de 24.0 MW de potencia ISO de tipo Industrial y que operará para cubrir carga pico, con una duración anual de operación máxima de 2500, hrs. Esta unidad será de ciclo abierto y de un sólo eje, contando para su instalación y puesta en operación con un tiempo de 20 meses, incluyendo aquí los estudios complementarios necesarios.

Esta unidad será ubicada en parte del área destinada para albergar la futura central térmica de Sullana, la cual está localizada dentro de la zona Industrial Municipal de la ciudad del mismo nombre.

La puesta en servicio del grupo turbogas propuesto optimizaría la operación del actual sistema eléctrico Piura-Sullana, garantizando la actual generación eléctrica del lugar.

Con la ejecución del proyecto planteado se logrará atender con una mayor garantía toda el área servida por este sistema de generación actual, de acuerdo a los requerimientos previstos a corto plazo.

Con la futura interconexión al Sistema Interconectado Centro-Norte planteado como premisa, se asegurará un mayor margen de reserva que sería utilizado básicamente por la zona Norte del país, esto es, Piura, Chiclayo y parte del Norte Medio, en casos de emergencia que se presente.

Luego de la Interconexión al Sistema Interconectado Centro-Norte, este grupo turbogas podría trabajar, también, como un compensador síncrono, absorbiendo o dando potencia reactiva al sistema, en casos de variaciones de tensión, por lo que se recomienda se analice esta posibilidad.

Con esta virtual interconexión en 1990, el Sistema Eléctrico Piura-Sullana quedaría alimentado por energía de origen hidráulico del Sistema Interconectado Centro-Norte, quedando los grupos diesel existentes actualmente, como reserva local. Con esto quedarían reducidos los costos de consumo de combustible y además los de operación y mantenimiento de origen térmico. Este proyecto deberá ejecutarse a corto plazo, dado los requerimientos de la zona en estudio y poder así dar paso a la realización de varios proyectos de inversión que se encuentran a la espera de una ampliación de la oferta eléctrica y una mayor garantía en el servicio.

El costo que demandará la realización de este proyecto será de 8.64 millones de dólares, referidos al mes de Diciembre de 1983.

BIBLIOGRAFIA

1. "ANALISIS ENERGETICO PERIODO 1981-1990"
Empresa de Energía de Piura S.A., Concesionaria de Servicio Público de Electricidad, 1982.
2. BROWN BOVERI REVIEW 2
BBC, Brown Boveri, February 1979, Volume 66
Baden/Switzerland
3. BROWN BOVERI REVIEW 3/4, March, April 1983, Volume 70
Baden/Switzerland
4. "CENTRALES ELECTRICAS"
G. Castelfranchi
5. "COSTOS Y BENEFICIOS DE SOBRE Y SUB-DIMENSIONAMIENTO EN LA PLANIFICACION DE SISTEMAS ELECTRICOS"
EPRI, RP 1107
6. DESARROLLO NACIONAL AMERICA LATINA, Mayo 1985
7. "ELECTRIFICACION INTEGRAL DEL DEPARTAMENTO DE PIURA"
OEPE - Norte Medio, 1981.
8. "ENERGIA ELECTRICA Y DESARROLLO"
Ministerio de Energía y Minas, 1982
9. "EVALUACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS OPERACIONALES Y PROYECTOS DE INVERSION"
Rodrigo Varela V.
10. "FUNDAMENTOS DE TERMODINAMICA"
Gordon J. Van Wylen y Richard E. Sonntag
11. "GAS AND STEAM TURBINES FOR YOUNG AND GROWING ELECTRICAL POWER SYSTEMS"
K.O. Stephens y W.H. Atwood
Westinghouse Canada Limited, 1982
12. "GAS TURBINE POWER PLANTS", 1966
The American Society of Mechanical Engineers (ASME)
13. "GAS TURBINE PLINCIPLES AND PRACTICE"
Sir Harold Roxbee Cox

14. "GAS TURBINES SULZER"
Sulzer
15. GAS TURBINES TYPES 9, 11 AND 13 - DEVELOPMENT AND PERFORMANCE
Brown Boveri, Publication N°CH-T 113 303 E
16. "INFORMACION REFERENTE A LOS SISTEMAS ELECTRICOS EXISTENTES Y
PREVISTOS DE TALARA-VERDUN, MALACAS TALARA Y DE LA CIUDAD DE
PIURA"
Ministerio de Energía y Minas, Oct. 1977
17. "INFORME SOBRE INTERCONEXION ANTICIPADA LAMBAYEQUE - PIURA"
Electroperú, Marzo 1982
18. MANUAL DE TURBINAS A GAS
American Gas Association, Inc.
19. MODERN POWER SYSTEMS, March 1983, Volume 3 N°3
20. MODERN POWER SYSTEMS, April 1983, Volume 3 N°4
21. MODERN POWER SYSTEMS, May 1984, Volume 4 N°5
22. "PADRON Y ESTADO DE LAS UNIDADES DE GENERACION DE ELETROPERU"
Electroperú S.A., Boletín Estadístico N°1, 1981
23. PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD, Oct. 83
Electroperú S.A.
24. PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD, Agosto 1984
Electroperú S.A.
25. "POWER STATION ENGINEERING AND ECONOMY"
Bernhardt G.A. Skrotzki, M.E., B.S.E.E., 1960
26. PRIMO-THE NEW SULZER
LIGHTWEIGHT GAS TURBINE FAMILY IN THE 10 TO 20 MW POWER RANGE
V. Beglinger, F. Porchet
27. "PROYECTOS DEL SECTOR ENERGIA Y MINAS"
Ministerio de Energía y Minas, 1981
28. "REVISION DEL DESARROLLO DEL SISTEMA ELECTRICO NORTE"
Electroperú S.A.
29. "TANQUES DE ACERO SOLDADO PARA ALMACENAJE DE PETROLEO"
Normas API 650 - Instituto Americano de Petróleo.
División de Refinación, 1979