

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**EVALUACION COMPUTARIZADA PARA OBTENER
LA ALTERNATIVA OPTIMA DE GENERACION
DE UN SISTEMA ELECTRICO DE 60 MW.**

T E S I S

Para optar el Título Profesional de
INGENIERO MECANICO

JAIME JOHNNY GARCIA HUAPAYA

Promoción 1985 - I

Lima — Perú
1989

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

"EVALUACION COMPUTARIZADA PARA
OBTENER LA ALTERNATIVA OPTIMA DE
GENERACION DE UN SISTEMA
ELECTRICO DE 60 MW"

TESIS PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECANICO

JAIME JOHNNY GARCIA HUAPAYA

PROMOCION: 1985-I

LIMA-PERU

1988

**"EVALUACION COMPUTARIZADA PARA OBTENER LA ALTERNATIVA
OPTIMA DE GENERACION DE UN SISTEMA
ELECTRICO DE 60 MW"**

INDICE

	Pág
PROLOGO	
INTRODUCCION	3
CAPITULO 2. SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA DE GENERACION Y BALANCE OFERTA- DEMANDA EN EL PERIODO DE ESTUDIO	8
2.1 Antecedentes.	
2.2 Período del estudio.	9
2.3 Ubicación de las centrales.	10
2.4 Equipamiento actual de las centrales.	12
2.4.1 Central Térmica de Malacas.	12
2.4.2 Central Térmica de Talara.	13
2.4.3 Central Térmica Verdún.	16
2.4.4 Central Térmica El Alto.	18
2.4.5 Central Térmica Los Urqanos.	19
2.4.6 Central Térmica Portachuelo.	19
2.5 Estadística de la energía generada, consumos de combustible y lubrican- te, y gastos en reparaciones de las centrales.	20

2.6 Evaluación económica del sistema actual.	21
2.6.1 Combustible.	23
2.6.2 Lubricantes.	27
2.6.3 Personal de Operación.	27
2.6.4 Mantenimiento y Reparación.	28
2.6.5 Resumen de la Evaluación Económica.	31
2.7 Conclusiones.	35
2.8 Demanda del mercado eléctrico en el periodo del estudio.	37
2.9 Diagramas de carga típicos de los sistemas de generación.	40
2.10 Definición del mercado eléctrico por sistemas.	47
2.11 Balance Oferta-Demanda.	53
2.11.1 Sistema I	53
2.11.2 Sistema II	57
2.11.3 Sistema Los Organos	57
2.11.4 Sistema Portachuelo	58
CAPITULO 3. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS	59
3.1 Generalidades	59
3.2 Planteamiento de alternativas de ubicación.	59
3.2.1 Consideraciones generales.	59
3.2.2 Estudio de las Alternativas	60
3.2.2.1 Alternativa Nº 1	60
3.2.2.2 Alternativa Nº 2	63
3.2.3 Conclusiones	65

3.3 Planteamiento de alternativas de equipamiento	65
3.3.1 Generalidades	65
3.3.2 Alternativas a considerarse	69
3.3.2.1 Sistema Interconectado I	69
3.3.2.2 Sistema Interconectado II	71
3.3.2.3 Sistema Los Organos	73
3.3.2.4 Sistema Portachuelo	74
3.4 Características y balances térmicos de las alternativas de generación.	74
3.4.1 Generación con grupos electrógenos diesel.	74
3.4.2 Generación con turbinas a gas.	78
3.4.3 Generación con ciclo combinado.	79
3.4.4 Generación con turbovapor utilizando carbón o combustible residual.	84
CAPITULO 4. METODOLOGIA DE CALCULO PARA EL DESPACHO DE POTENCIA Y ENERGIA ANUAL MEDIANTE MICROCOMPUTADORAS	88
4.1 Introducción.	88
4.2 Ajuste de las curvas de consumo específico de combustible de los grupos de generación.	90
4.2.1 Ajuste a una hipérbola.	90
4.2.2 Ajuste a una parábola.	92

4.3 Programa de despacho en un periodo de tiempo.	92
4.3.1 Factores a considerar para el programa de despacho.	93
4.3.2 Algoritmo del programa de despacho.	94
4.4 Cobertura del diagrama de carga.	95
4.5 Cálculo de la energía cubierta y el consumo de combustible por los grupos.	96
4.5.1 Algoritmo para la determinación de las áreas.	97
4.6 Diseño de la base de datos.	104
4.7 Diagrama de flujo de datos.	108
4.8 Software para el despacho de potencia y energía.	108
4.8.1 Consideraciones generales en el diseño del software.	108
4.8.2 Conformación del software.	113
4.8.2.1 Módulo de ingreso de datos iniciales.	113
4.8.2.2 Módulo de despacho de potencia y energía	116
CAPITULO 5. BALANCE O ERTA-DEMANDA Y DESPACHO DE POTENCIA Y ENERGIA ANUAL DE LAS ALTERNATIVAS DE GENERACION	117
5.1 Generalidades	117

5.2 Plan de equipamiento para la cobertura de	
la demanda	118
5.2.1 Sistema Interconectado I	118
5.2.2 Sistema Interconectado II	119
5.2.3 Sistema Los Organos	121
5.2.4 Sistema Portachuelo	122
5.3 Balance Oferta-Demanda	122
5.3.1 Sistema Interconectado I	122
5.3.2 Sistema Interconectado II	122
5.3.3 Sistema Los Organos	122
5.3.4 Sistema Portachuelo	147
5.4 Despacho de las unidades en los diagramas	
de carga	147
5.4.1 Generalidades	147
5.4.2 Resultados del despacho	148
CAPITULO 6. EVALUACION ECONOMICA	154
6.1 Metodología de la evaluación económica	154
6.2 Premisas de cálculo	155
6.3 Costos	157
6.3.1 Inversión	157
6.3.2 Combustible	158
6.3.3 Lubricante	158
6.3.4 Personal de operación de mante-	
nimiento	158
6.3.5 Reparaciones	159
6.4 Flujos de costos y costos totales actualizados	159

6.5 Selección de la alternativa más conveniente	164
6.5.1 Sistema I	164
6.5.2 Sistema II	165
6.5.3 Sistema Los Organos	166
6.6 Conclusiones	167

CAPITULO 7. ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL EQUIPAMIENTO MECANICO SELECCIO- NADO PARA EL CORTO PLAZO	168
7.1 Memoria Descriptiva.	168
7.1.1 Objetivo.	168
7.1.2 Ubicación y acceso al área del proyecto.	168
7.1.3 Demanda	170
7.1.4 Centrales existentes.	170
7.1.5 Cobertura de la demanda	171
7.1.6 Descripción del equipamiento mecánico para el corto plazo.	172
7.2 Alcance de suministro.	172
7.3 Condiciones del servicio	173
7.3.1 Tipo de operación	173
7.3.2 Provisiones para operación	174
7.3.3 Control de ruido	175
7.3.4 Condiciones ambientales de operación	176
7.3.5 Características de los combustibles	177

7.4 Especificaciones Técnicas Generales del Equipamiento Mecánico.	178
7.4.1 Normas Técnicas	178
7.4.2 Diseño y Materiales	180
7.4.3 Construcción	181
7.4.4 Protección anticorrosiva	182
7.4.4.1 Galvanizado	183
7.4.4.2 Pintura y tratamiento de superficies	183
7.5 Especificaciones Técnicas Particulares del Equipamiento Mecánico.	184
7.5.1 Capacidad Normal.	184
7.5.1.1 Capacidad Total	184
7.5.2 Disposición y construcción	185
7.5.2.1 Ensamblado	185
7.5.2.2 Cubierta exterior	185
7.5.3 Unidad Turboagas	186
7.5.3.1 Tipo	186
7.5.3.2 Turbina de Potencia	186
7.5.3.3 Sistema de Combustión	188
7.5.4 Admisión y Escape	189
7.5.4.1 Silenciamiento de Admisión y Escape	189
7.5.4.2 Filtro de Admisión	190
7.5.4.3 Ducto de Escape	191
7.5.5 Sistemas auxiliares	192
7.5.5.1 Sistema de Lubricación	192

7.5.5.2 Sistema de Agua de Enfriamiento	192
7.5.5.3 Sistema de Aire de Control de la Estación	193
7.5.5.4 Sistema de Combustible	193
7.5.5.5 Control de la Regulación, Disparos y Alarmas	195
7.5.5.6 Arranque	197
7.5.5.7 Sistema de Enfriamiento de Parada	197
7.5.5.8 Accionamientos Auxiliares	197
7.5.5.9 Ventilación y Aire Acondicionado	198
7.5.5.10 Engranajes	198
7.5.6 Accesorios varios	198
7.5.6.1 Placas	198
7.5.6.2 Herramientas	199
7.5.6.3 Dibujos	200
7.5.6.4 Iluminación	202
7.5.6.5 Calentamiento	203
7.5.6.6 Protección contra incendio	203
7.5.6.7 Libros con Instrucciones	204
7.5.7 Pruebas	204
7.5.7.1 Generalidades	204
7.5.7.2 Pruebas de Fábrica e Inspección	205
7.5.7.3 Pruebas después de la instalación	206
7.6 Metrado y Presupuesto Base	208

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFIA

PLANUS

APENDICE

PROLOGO

La elaboración del presente trabajo significó para mí una valiosa experiencia en la que tuve que combinar mis conocimientos de Ingeniería Mecánica, con las modernas técnicas de análisis de sistemas y programación estructurada, las mismas que desde mi último año de estudios, empecé a emplear en la solución de problemas de Ingeniería, el primero de los cuales corresponde al trabajo desarrollado en el curso de Aparatos Térmicos en la elaboración de un software para el Cálculo de una Caldera de Tubos de Fuego presentado en el VIII Congreso de Ingeniería Mecánica y Ramas Afines.

Soy un convencido de que en la actualidad, dada las condiciones de dependencia técnica y económica de nuestro país, es sumamente importante el desarrollo de software para Ingeniería porque ello contribuirá de manera significativa a disminuir esos lazos de dependencia. Es por esa razón que al presentar esta tesis, espero aportar lo que he podido aprender en estos años y contribuir con las nuevas generaciones de la UNI y otras universidades a elevar el nivel de nuestra Ingeniería.

La tesis presenta una metodología de evaluación técnica económica de alternativas de generación de energía

eléctrica bastante minuciosa, abarcando desde el análisis de la situación actual hasta la solución final planteada para el corto plazo sin perder en ningún momento de vista los alcances a mediano y largo plazo.

Los interesados en emplear métodos computarizados en la solución de problemas de ingeniería podrán encontrar además en esta tesis una metodología basada en las técnicas modernas de análisis estructurado lo suficientemente rigurosa, sin llegar a ser completa, para elaborar un buen diseño del software requerido, sin que esto desvía el objetivo netamente de Ingeniería sino que más bien permita profundizarlo más.

Debo agradecer a mi asesor y amigo el Inq. Daniel Herencia por su asesoramiento en el desarrollo de esta tesis, al Inq. Juan Cardich de ELECTROPERU por sus valiosos datos para la sustentación de los balances térmicos de las alternativas de generación y a mi amiga la Sra. Elsa Rodríguez quién permitió la edición final de este trabajo.

INTRODUCCION

La presente tesis plantea una metodología de evaluación técnica económica para definir el equipamiento necesario (tipo, número, tamaño de unidades, etc.) de un sistema de generación de energía eléctrica de 60 MW. mediante el empleo de programas de microcomputadoras a fin de satisfacer, a partir de 1987 hasta 2006, la demanda de energía del sistema. Así mismo, proporciona las especificaciones técnicas del equipamiento seleccionado por el corto plazo.

El resultado obtenido es el de la interconexión de los Sistemas Malacas-El Alto y Talara-Verdún a partir del año 1987 para satisfacer la demanda hasta el año 1989, año en que se deberá adquirir una Turbina a gas de 18 MW ISO y que deberá ser instalada en la Central Talara, este equipamiento cubrirá la demanda hasta el año 1992 en que se plantea la conversión de las 3 turbinas a gas de Malacas, de 18 MW ISO cada una, a Ciclo Combinado mediante una turbina a vapor de 18 MW ISO, así como la interconexión al sistema de la Central Los Organos.

El sistema de generación a ser analizado está conformado por 6 centrales térmicas con grupos diesel y a gas y que en el Capítulo 2 son evaluados técnica y económicamente con la finalidad de determinar cuales de ellos podrían permanecer operativos.

Asimismo, se define el mercado eléctrico, lo que permitirá plantear la alternativas de generación, esta definición del mercado considera la conveniencia de interconectar algunas centrales debido al hecho de presentarse exceso de oferta en algunos sistemas y exceso de demanda en otros.

Efectuado el análisis de la situación actual y con un mercado eléctrico plenamente definido, en el Capítulo 3 se presenta la evaluación de las alternativas de ubicación y el planteamiento y descripción de las alternativas de equipamiento que son: generación con grupos Diesel, turbinas gas, ciclo combinado y turbina a vapor utilizando como combustible diesel, residual, gas y carbón según sea el caso.

La naturaleza del mencionado proyecto motiva a que en su realización se necesite de un método confiable, flexible y rápido para evaluar las diferentes alternativas de generación, por existir diversas posibilidades y por presentarse en ello una serie de cálculos repetitivos, estos requerimientos nos llevan inevitablemente a la conclusión de que es necesario el

empleo de métodos computarizados, los mismos que en nuestro medio no han sido desarrollados anteriormente para este tipo de aplicaciones, ello permitirá evaluar una considerable gama de posibilidades a fin de determinar la más conveniente.

En el Capítulo 4, se presenta la metodología del cálculo para el despacho de potencia y energía, el algoritmo utilizado, el diseño de la base de datos, el diseño del software así como una descripción del funcionamiento de dicho software que está escrito en el moderno lenguaje de programación dBASE III.

Se ha escogido este lenguaje porque, siendo aún un lenguaje de tercera generación, posee muchas de las características de los lenguajes de cuarta generación, es decir, proporcionar todas las ventajas de la programación estructurada, generar un código compacto y sobre todo brindar flexibilidad para las modificaciones de las funciones de biblioteca.

Ello, a la vez de significar una innovación en el desarrollo de software de Ingeniería nacional, al ser éste muy reducido y emplear lenguajes de tercera generación, implica acortar distancias entre los países desarrollados que utilizan estos niveles de programación en el desarrollo de su tecnología y por la cual los países como el nuestro debe pagar por su

utilización al no poder contar con elementos propios y sobre todo de acuerdo a nuestra realidad.

La tesis cumple así con brindar un aporte significativo para el desarrollo de la Ingeniería nacional pues plantea una nueva forma de solucionar los proyectos de evaluación de alternativas de generación, permitiendo que su elaboración, que por métodos convencionales requieren meses de arduo trabajo, signifique sólo unas cuantas horas.

Con este software, que para su utilización no es necesario poseer conocimientos de computación, pues la filosofía que se emplea es la del uso de pantallas interactivas (máscaras de ayuda, mensajes de mando, etc.), en el Capítulo 5, se efectúa el Balance Oferta-Demanda y el despacho de potencia y energía de las alternativas planteadas en el Capítulo 3.

Esta nueva forma de evaluación de alternativas permitirá, como es lógico inferir, concentrar esfuerzos en el problema netamente de Ingeniería, permitiendo a la vez profundizar el estudio de las variables que influyen en los costos mediante simulaciones de su influencia y que es realizado en el Capítulo 6.

El Capítulo 7, comprende el desarrollo de la Ingeniería básica del proyecto, en lo referente al equipamiento mecánico, para la alternativa seleccionada para el

corto plazo, ésta consiste en la elaboración de una memoria descriptiva, las especificaciones técnicas y los planos de ubicación e instalación de los equipos de generación y un metrado a fin de estimar el presupuesto base.

CAPITULO 2

SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA DE GENERACION Y BALANCE

OFERTA-DEMANDA EN EL PERIODO DE ESTUDIO

2.1 Antecedentes

El Sistema Eléctrico Nor-Oeste, al que se refiere el presente estudio, se encuentra actualmente bajo la responsabilidad de PETROPERU S.A., quién debe atender los requerimientos de energía propios de su actividad y los de las poblaciones de la zona, según acuerdo vigente con ELECTROPERU S.A.

El Sistema de Generación está constituido por seis (6) centrales térmicas que son las de: Talara, Verdún, El Alto, Los Organos y Portachuelo, con una antigüedad promedio de 38 años, y la de Malacas instalada hace 13 años. El sistema posee una potencia instalada de 75.717 MW. y su potencia efectiva instalada es de 64.74 MW.

Dicha capacidad resultará insuficiente para satisfacer la demanda de energía de la zona en los próximos años debido principalmente a la instalación de nuevas cargas en las localidades de Los Organos, El Alto, Lobitos, Negritos y Portachuelo, correspondientes al plan de electrificación de pozos y baterías de PETROPERU, así

como del incremento natural de la demanda en los sectores doméstico e industrial.

La presente tesis comprende la evaluación técnica-económica del sistema de generación a fin de satisfacer la demanda de energía del Nor-Oeste Talara hasta el año 2006.

2.2 Periodo del estudio

El periodo establecido para el estudio es de veinte años, el mismo está dividido en tres etapas: corto, mediano y largo plazo las mismas estarán definidas finalmente por la posibilidad de puesta en marcha de las alternativas de generación seleccionadas .

Los períodos inicialmente establecidos para el estudio, siendo el año base 1986, son :

1987 para el corto plazo

1996 para el mediano plazo

2006 para el largo plazo.

Todos los datos de demanda de potencia y energía así como los consumos de combustibles, lubricantes, etc. estarán referidos al 31 de Diciembre de cada año.

2.3 Ubicación de las centrales

Las centrales del sistema de generación de energía eléctrica en estudio, se encuentran ubicadas en la provincia de Talara, al Noroeste del departamento de Piura, aproximadamente a 1,100 Km. de la capital de la República. Su zona de influencia se encuentra delimitada prácticamente por la ubicación física de los sistemas eléctricos de generación, transmisión y distribución cargo de PETROPERU S.A., y ella esta en función de los proyectos de expansión y modernización a fin de satisfacer la demanda de energía eléctrica que requiere el desarrollo petrolero y la electrificación de nuevas cargas en la zona.

El sistema de generación se compone de seis centrales térmicas que son las siguientes:

	Potencia Instalada KW.
Central térmica Malacas	54,000
Central térmica Talara	5,500
Central térmica Verdún	11,517
Central térmica El Alto	2,050
Central térmica Los Organos	1,150
Central térmica Portachuelo	1,500

La fig. 2.1 muestra la ubicación geográfica de estas centrales.

2.4 Equipamiento actual de las centrales y análisis de su estado físico

Para el análisis del estado físico del sistema de generación se efectuó un recorrido de campo a cada una de las centrales existentes, con lo cual se pudo constatar el estado de las instalaciones y el de cada máquina.

El resumen del equipamiento existente en las distintas centrales del sistema se muestra en el cuadro 2.1, en el se proporcionan los datos de fabricante, tipo, potencia nominal, potencia efectiva, velocidad, tipo de combustible utilizado y antigüedad.

2.4.1 Central Térmica de Malacas

La central térmica de Malacas está constituida por 3 unidades turboqas Mitsubishi de 16 MW de potencia en el sitio con una antigüedad de 13 años. La demanda máxima existente es de 25 MW, se programa la operación de tal manera que una unidad se encuentre en reserva o en mantenimiento.

Estas unidades mantienen un buen record de operatividad, en el período 1981-1985 las unidades tuvieron el siguiente promedio anual de operación: 6,044.67 horas el grupo A, 5,111.32 horas el grupo B y 4,386.07 horas el grupo C.

El estado de conservación es bueno y sólo han existido 2 reparaciones importantes efectuadas en la unidad C: una reparación al generador y una rajadura en el rotor que obligó a efectuar la reparación en el exterior.

2.4.2 Central Térmica Tal ra

Esta central está constituida por 5 grupos Diesel Cooper Bessemer, 4 de ellos son del tipo LS-8-GDI y 1 del tipo GMV-10, estos grupos tienen en promedio 35 años de antigüedad.

Los grupos generadores son de 4 tiempos, a excepción del grupo 1 que es de 2 tiempos y que por esa razón sus costos de reparaciones generales se duplican con respecto a los demás grupos.

Al momento de la inspección el grupo Nº 5 se encontraba en mantenimiento, el resto se mantenía operativo.

Durante el periodo 1981-1985 se efectuaron en promedio 2.6 reparaciones generales anuales, por lo que el coeficiente de disponibilidad de las máquinas es muy bajo.

Como se aprecia en el cuadro 2.3 las unidades 3 y 4 sólo operaron 3,900 horas en el periodo 81-85 por encontrarse en reparación, en cambio las unidades 1. y 5 han tenido un promedio de operación anual de 5,750 horas.

El tiempo promedio para las reparaciones generales ha sido de 20 meses, siendo el menor tiempo el empleado en el grupo 5 que fue de 5 meses (cuadro 2.3).

La central utiliza torres de enfriamiento, las mismas que tienen los orificios de descarga obstruidos no permitiendo ello un buen enfriamiento del agua de circulación.

2.4.3 Central Térmica Verdún

La central posee 9 grupos generadores en total, distribuidos en 2 casas de máquinas.

En la primera casa de máquinas existen 7 grupos Cooper Bessemer con 43 años de antigüedad, 1 del tipo GMV-6, 3 del tipo GMV-10, 1 del tipo GMV-10-GTF y 2 del tipo LSV-12GDT.

Las unidades 1 y 7 se encontraban en mantenimiento y reparación respectivamente al momento de la inspección, el resto se encontraba operativo.

CUADRO 2.3

ESTADISTICA DE OPERATIVIDAD DE LOS GRUPOS
GENERADORES

CENTRAL	GRUPO	HORAS DE OPERACION 1981-1985	HORAS PROMEDIO DE OPERACION ANUAL	NUMERO DE REPARACIONES 1981-1985	ESTADO ACTUAL (**)	TIEMPO EN REPARACION 1981-1985 Meses
MALACAS	A	30,223.34	6,044.67	1 (*)	Operativo	2
	B	25,556.58	5,111.32	1 (*)	Operativo	2
	C	21,930.36	4,386.07	1 (*)	Operativo	8
TALARA	1	26,087.80	5,217.56	2	Operativo	14
	2	24,842.95	4,968.59	2	Operativo	13.5
	3	19,210.45	3,842.09	2	Operativo	(10/78) 43
	4	20,105.10	4,021.02	2	Operativo	29
	5	35,389.10	7,077.82	1	Mantenimiento	5.5
VERDUN	1	6,805.87	1,361.17	3	Mantenimiento	(5/79) 36
	3	19,472.60	3,894.52	2	Operativo	4
	4	21,417.55	4,283.51	2	Operativo	13
		15,700.23	3,140.05	3	Operativo	15
	6	18,182.40	3,636.48	2	Operativo	6
	7	22,616.10	4,523.22	2	Reparación	30
	8	32,868.53	6,573.71	1	Operativo	7
	9	1,349.75	269.95		Operativo	(2/81) 48
	10	5,822.65	1,164.53		Operativo	20
	EL ALTO	3	16,306.15	3,261.23	DND	Reserva
4		21,214.45	4,242.89	DND	Reserva	DND
5		23,232.00	4,646.40	DND	Reserva	DND
LOS ORGANOS	1	11,385.00	2,277.00	DND	Operativo	DND
	3	6,110.85	1,222.17	DND	Operativo	DND
		11,134.00	2,226.80	DND	Operativo	DND
	5	33,262.90	6,652.58	DND	Operativo	DND
PORTACHUELO	1	9,338.50	1,867.70	2	Operativo	(2/77) 72
	2	25,922.79	5,184.56	2	Reparación	5
	3	22,294.25	4,458.85	4	Operativo	9

(*) Los datos corresponden al periodo 1983-1985

(**) Referido al estado de las unidades al momento de la inspección (Octubre de 1986)

DND Datos no disponibles

FUENTE : Unidad de Servicios Industriales PETROPERU

El grupo 8 sufría de fuga de agua de enfriamiento; sin embargo, también se encontraba operativo.

En la primera casa de máquinas además existe hundimiento del piso, en la zona donde esta falla es más acentuada se encuentran ubicados los grupos 4, 5 y 6. ello provoca una vibración excesiva de las máquinas por desalineamiento.

En la segunda casa de máquinas se encuentran sólo un grupo ALCO de 29 años de antigüedad y un grupo General Motors de 9 años de antigüedad.

En esta segunda casa de máquinas también se presenta el problema de hundimiento de piso, ocasionando vibración en el grupo 10 y que de acentuarse comprometerá la operatividad de este grupo.

Las unidades 1, 9 y 10 estuvieron el mayor tiempo en reparación en el periodo 81-85 y en promedio operaron 931.9 horas anuales.

En cambio las unidades 3, 4, 5, 6, 7 y 8 operaron en promedio 5,210.3 horas al año.

2.4.4 Central térmica 1 Alto

En esta planta existen 3 grupos Diesel marca Fullagar operativos desde hace 38 años.

La planta ha sido parada desde Diciembre de 1985 y se mantiene en reserva.

Antes de la parada las unidades 4 y 5 tenían un promedio de 4,450 horas de operación anuales.

El promedio de horas de operación anuales de la unidad 3 fue de 3,260.

2.4.5 Central Térmica Los Organos

La central está constituida por 4 grupos Caterpillar, 3 del tipo G-397-D con 32 años de antigüedad, y 1 del tipo G-399 de 6 años de antigüedad.

Los grupos 1, 4 y 5, empleando como combustible gas, están operativos, dando una potencia en conjunto de 800 KW, siendo la demanda máxima de la misma magnitud, no existe potencia garantizada.

En el período 81-85 la unidad 5 ha tenido el mayor valor promedio de horas de operación anual que es de 6,650.

Las unidades 1, 3 y 5 de otro lado han tenido un promedio de horas de operación anual de 1,900.

2.4.6 Central Térmica Portachuelo

Está constituida por 3 grupos Cooper Bessemer del tipo JS-8 con una antigüedad de 32 años.

El grupo 2 se ha mantenido un mayor promedio de horas de operación en el período 81-85 (5,184), mientras que el grupo 1 sólo operó 1,867 horas promedio anuales en el mismo período.

Los grupos de esta central han requerido de 2 reparaciones generales para continuar operativos en los últimos 5 años.

2.5 Estadística de la energía generada, consumos de combustible y lubricante y gastos en reparaciones de las centrales

Los datos de operación de las centrales a los que se hace referencia a continuación, como la cantidad de energía generada, consumo de combustible y lubricante, así como los gastos en reparaciones corresponden a la estadística llevada por PETRUPEKU S.A. hasta el año 1985.

El cuadro 2.2 muestra la energía generada, el consumo de los 3 tipos de combustibles utilizados así como el consumo de lubricante por cada central para el año 1985.

La estadística de operatividad de los grupos generadores de cada central, a la que se hizo referencia en 2.4, se muestra en el cuadro 2.3. en él se proporciona el número de horas de operación de los grupos en el período 1981-1985 además de la cantidad de reparaciones

efectuadas en este lapso, a excepción de la central Malacas del que sólo se dispone datos de reparaciones desde enero de 1983 a enero de 1985.

Los resúmenes de gastos efectuados en reparaciones generales, de acuerdo a las listas de precios unitarios a Febrero de 1986 del Catálogo de materiales de CTB Nor-Oeste, para las centrales Malacas, Talara, Verdún y Portachuelo, se presenta en el cuadro 2.4. Es necesario indicar que los costos correspondientes a las centrales El Alto y Los Organos no se encuentran disponibles por lo que dada la similitud con la central Portachuelo, para fines de la evaluación económica de la situación actual, dichos costos se asumirán iguales a los de esta central.

2.6 Evaluación económica del sistema actual

En la evaluación económica de las centrales intervienen los costos de combustible, lubricante, los del personal de operación y personal de mantenimiento¹.

¹ Los costos específicos debido a las inversiones en los grupos no han sido considerados por tener la mayoría de los grupos una antigüedad que sobrepasa su vida económica.

La excepción corresponde a la central térmica de Malacas, que tiene un costo específico de inversión pero que no ha sido tomado para no distorcionar las comparaciones.

CUADRO 2.4
RESUMENES DE COSTOS DE REPARACIONES
GENERALES (1)

CENTRAL	GRUPO	REPARACION GENERAL (MATERIAL) US\$	MANO DE OBRA US\$	TOTAL US\$
MALACAS	A	90 474.00	24,288.00	114,762.00
	B	90 474.00	24,288.00	114,762.00
	C	90,474.00	24,288.00	114,762.00
TALARA	1	136,727.00	72,864.00	209,591.00
	2	21,587.00	72,864.00	94,451.00
	3	21,587.00	72,864.00	94,451.00
	4	21,587.00	72,864.00	94,451.00
	5	21,587.00	72,864.00	94,451.00
VERDUN	1	11 372.00	72,864.00	84,236.00
	3	136 727.00	72,864.00	209,591.00
	4	136,727.00	72,864.00	209,591.00
	5	37,130.00	72,864.00	109,994.00
	6	37 130.00	72,864.00	109,994.00
	7	113,297.00	36,528.00	149,825.00
	8	113,297.00	36,528.00	149,825.00
	9			
	10			
	PORTACHUELO	1	74,841.00	72,864.00
2		74,841.00	72,864.00	147,705.00
3		74,841.00	72,864.00	147,705.00

(1) Valores unitarios a Febrero de 1986

FUENTE : Unidad de Servicios Industriales PETROPERU

Debido a que los consumos de combustible y lubricantes son medidos a nivel integral de centrales y no a nivel individual, es decir por grupos, la evaluación económica será efectuada por centrales.

2.6.1 Combustible

La evaluación técnica considera la evaluación de los rendimientos térmicos de las centrales. Para ello es necesario calcular los consumos específicos de calor de la siguiente manera :

$$C_{\text{calor}} = \frac{[(\text{Poder calorif.})+(\text{Consumo de comb.})]}{\text{Potencia Generada}} \dots\dots\dots(2.1)$$

El poder calorífico ha considerar para cada uno de los combustible empleados en las centrales es:

Gas	:	260,204	Kcal/MPC
Bunker C (Residual 6)	:	33,201	Kcal/Galón
Diesel 2	:	35,480	Kcal/Galón

Para evaluar el rendimiento térmico se aplicará la siguiente expresión :

$$\text{Rendimiento térmico} = \frac{860}{C_{\text{calor}}} \times 100 \dots\dots\dots(2.2)$$

El cuadro 2.5 contiene los consumos específicos de calor y los rendimientos térmicos asociados a cada central.

CUADRO 2.5

EFICIENCIAS TERMICAS DE LAS CENTRALES
SISTEMA ELECTRICO NOR-OESTE

CENTRAL TERMICA	ENERGIA GENERADA Kw-hr	CONSUMO DE COMBUSTIBLE			CONSUMO ESPECIFICO DE CALOR Kcal/Kw-hr	EFICIENCIA TERMICA DE LA CENTRAL %
		PETROLEO CRUDO Galones	DIESEL Nro. 2 Galones	GAS Miles de pies cub.		
MALACAS	142 920,200		642,569	2,773,190	5,208.46	16.51
TALARA	19,762,600		341,425	140,554	2,463.57	34.91
VERDUN	26,447 700		234,300	298,350	3,249.61	26.46
EL ALTO	4,481,978	270,197	231,514		3,834.23	22.43
LOS ORGANOS	2,925,863			37,427	3,328.47	25.84
PORTACHUELO	2,963,930		158,362	61,202	7,268.62	11.83

La planta de mejor eficiencia es Jalara con 34.9 %, y la de más baja eficiencia es Portachuelo con 11.83 %.

El rendimiento de la central térmica de Portachuelo es inferior al de Malacas, que alcanza un 16.51 %, a pesar que en ésta última sus máquinas son turbotras que tiene un menor rendimiento que un grupo Diesel.

De lo anteriormente mencionado es posible que las mediciones de combustible de Portachuelo estén equivocadas.

Los costos de los combustibles utilizados en las centrales del sistema Nor-Oeste son los siguientes:

Gas	:	2.06	US\$/MPC
Bunker C (Residual 6)	:	0.328	US\$/Galón
Diesel 2	:	0.423	US\$/Galón

A partir de los datos proporcionados en el cuadro 2.2 y los valores arriba indicados se evalúan los costos anuales y los costos específicos por consumo de combustible en el año 1985, como se muestra en el cuadro 2.6.

La central Jalara es la que posee un menor costo específico de combustible debido a su mejor rendimiento térmico.

El costo de la central térmica Portachuelo resulta de 0.075 US\$/KW-hr, siendo demasiado alto, y se debe a que su rendimiento térmico es demasiado bajo.

2.6.2 Lubricantes

El precio del lubricante considerado es el siguiente:

Lubricante (Petrolube q40) : 7.378 US\$/Galón

Los consumos específicos de lubricante y los costos asociados se aprecian en el cuadro 2.7. Considerando que los consumos normales de lubricante para grupos Diesel están comprendidos entre 1 a 2 gr/KW-hr, con la excepción de la central Malacas, cuyo consumo de lubricante es de 1.082 gr/KW-hr, el resto tiene consumos por encima de los valores normales.

La central El Alto tiene consumos del orden de 5 gr/KW-hr, lo cual es un índice de un alto grado de desgaste de la maquinaria.

2.6.3 Personal de operación

La División Eléctrica de la Unidad de Servicios Industriales de Malacas está conformada por :

- Personal de La Brea.
- Personal de Malacas.

- Personal de Lima.
- Personal de Transmisiones.

A excepción del personal de transmisiones, el cuadro 2.8 muestra el detalle del personal de supervisión y operación requerido por las centrales.

El sueldo promedio del personal de PETROPERU ha sido estimado en US\$ 10,000.00 por año.

El cuadro 2.9 muestra los costos específicos obtenidos sobre la base de la energía térmica generada por cada central.

La central de menor costo específico de personal de supervisión y operación es Malacas, debido a su mayor energía generada.

La central de mayor costo específico de personal es Verdún por tener el mayor número de personal de operación y una producción de energía mediana.

2.6.4 Mantenimiento y Reparación

Los costos de mantenimiento se pueden descomponer en:

- Costos del personal de mantenimiento de PETROPERU
- Costos de las reparaciones generales de los grupos.

CUADRO 2.6

COSTOS ESPECIFICOS DE COMBUSTIBLES

CENTRAL	ENERGIA GENERADA Kw-hr	COSTO ANUAL DE COMBUSTIBLE US\$	COSTO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE US ¢/Kw-hr
Malacas	142,920,200	6,040,298.91	4.226344
Talara	19,762,600	436,911.67	2.210801
Verdún	26,447,700	719,770.62	2.721487
El Alto	4,482,978	186,728.70	4.165283
Los Organos	2,925,863	77,848.16	2.660691
Portachuelo	2,963,930	194,350.63	6.557194

CUADRO 2.7

COSTOS ESPECIFICOS DE LUBRICANTES

CENTRAL	ENERGIA GENERADA Kw-hr	CONSUMO DE LUBRICANTE Galones	CONSUMO ESPECIFICO DE LUBRICANTE gr/Kw-hr	COSTO ANUAL DE LUBRICANTE US\$	COSTO ESPECIFICO DE LUBRICANTE US ¢/ Kw-hr
Malacas	142,920,200	916.00	0.0221	6,758.61	0.004729
Talara	19,762,600	6,209.00	1.0821	45,812.47	0.231814
Verdún	26,447,700	16,445.00	2.1417	121,337.75	0.458784
El Alto	4,482,978	6,493.00	4.9887	47,907.94	1.068663
Los Organos	2,925,863	3,076.00	3.6211	22,695.95	0.775701
Portachuelo	2,963,930	4,024.00	4.6762	29,690.67	1.001733

CUADRO 2.8

PERSONAL DE SUPERVISION Y OPERACION
DE LAS CENTRALES - SISTEMA ELECTRICO
NOR-DESTE

PERSONAL DE MALACAS

- Jefe de Malacas
- 4 supervisores
- 4 Operadores de II
- 12 Ayudantes de Guardia de I
- 3 Ayudantes Generales

PERSONAL DE LA BREA

- Jefe de la Brea
- 4 Supervisores

Central	Operador de II	Operador de III	Ayudantes de Guardia de I	Ayudantes Generales
Talara	4	-	4	3
Verdún	4	8	11	3
Portachuelo	-	4	4	2
TOTAL	8	12	19	8

PERSONAL DE LIMA

- Jefe de Lima
- 2 Supervisores

Central	Operador de III	Ayudantes de Guardia de II	Ayudantes Generales
El Alto	4	8	2
Los Orqanos	4	3	1
TOTAL	8	11	3

Los costos del personal de mantenimiento de PEIKUPERU, son mostrados en el cuadro 2.10.

Los costos específicos correspondientes en este rubro son mayores en la centrales Portachuelo y Los Organos, los cuales son del orden de 2 US\$/KW-hr.

La central térmica de Malacas es la de menor costo específico por personal de Mantenimiento.

En lo que se refiere al costo de las reparaciones generales de los grupos, el cuadro 2.11 proporciona los valores correspondientes para cada central.

Sobre la base de los valores anteriormente mencionados, en el mismo cuadro se indican los costos específicos por reparaciones generales obtenidos.

Los mayores costos específicos por reparaciones generales corresponden a las centrales Portachuelo y Los Organos.

El menor costo específico corresponde a la central térmica Malacas por su mayor energía generada.

2.6.5 Resumen de la valuación económica

La figura 2.2 muestra gráficamente la magnitud de las eficiencias térmicas de las centrales.

En el cuadro 2.12 se presentan los costos específicos totales de las centrales, los valores más altos

CUADRO 2.9

COSTOS DE PERSONAL DE SUPERVISION
Y OPERACIONES

CENTRAL	ENERGIA GENERADA	NUMERO DE PERSONAS	COSTO ANUAL	COSTO ESPECIFICO
	Kw-hr		US\$	US \$/Kw-hr
Malacas	142,920,200	24	240,000.00	0.167926
Talara	19,762,600	13	130,000.00	0.657808
Verdún	26,447,700	28	280,000.00	1.058693
El Alto	4,482,978	16	160,000.00	3.569056
Los Organos	2,925,863	10	100,000.00	3.417795
Portachuelo	2,963,930	12	120 000.00	4.048679

CUADRO 2.10

COSTOS DE PERSONAL DE MANTE INIENTO

CENTRAL	ENERGIA GENERADA	NUMERO DE PERSONAS	COSTO ANUAL	COSTO ESPECIFICO
	Kw-hr		US\$	US \$/Kw-hr
Malacas	142,920,200	12	120,000.00	0.083963
Talara	19,762,600	6	60,000.00	0.303604
Verdún	26,447,700	12	120,000.00	0.453726
El Alto	4,482,978	6	60 000.00	1.338396
Los Organos	2,925,863	6	60,000.00	2.050677
Portachuelo	2,963,930	6	60,000.00	2.024339

CUADRO 2.11

COSTOS DE REPARACIONES GENERALES

CENTRAL	ENERGIA GENERADA Kw-hr	NUMERO DE REPARACIONES PROMEDIO ANUAL	COSTO PROMEDIO POR REPARACION	COSTO ANUAL DE REPARACION US\$	COSTO ESPECIFICO US \$/Kw-hr
Malacas	142 920,200	1.5	114,762	172,143.00	0.120447
Talara	19,762,600	2	117,479	234,958.00	1.188902
Verdón	26,447,700	3	146,151	438,452.40	1.657809
El Alto	4,482,978	1.5	147,705	221,557.50	4.942195
Los Organos	2,925,863	1.5	147,705	221,557.50	7.572381
Portachuelo	2,963,930	1.5	147 705	221,557.50	7.475126

corresponden a las centrales Portachuelo, El Alto y Los Organos.

Los menores costos corresponden a las centrales Malacas y Talara que son del mismo orden, es decir, 4.6 US \$/KW-hr, no obstante la diferencia de eficiencia térmica entre ambas centrales.

En la figura 2.3 se puede apreciar la forma en que influyen los diferentes costos especificos en el costo especifico total de cada una de las centrales térmicas.

2.7 Conclusiones

La central con mejor estado de conservación, y por lo cual su operación no presenta dificultades, es la de Malacas.

La central térmica de Talara puede continuar operando pero en reserva, debido a su antigüedad y el costo elevado de las reparaciones.

Los grupos que están operativos en la central térmica de Verdún, pueden continuar operando en reserva, debido principalmente a su antigüedad y estado de conservación.

COSTOS ESPECIFICOS ACUMULADOS

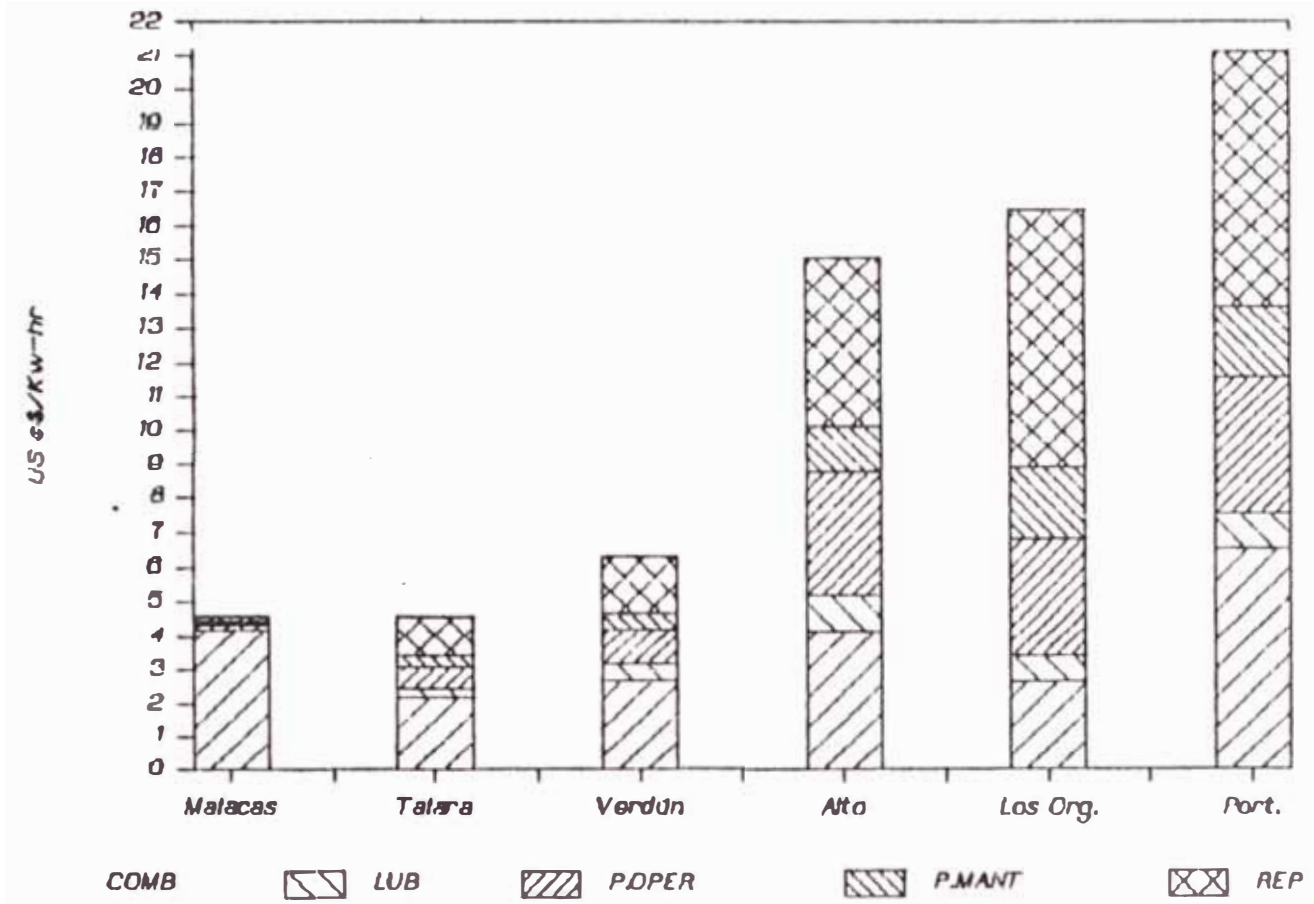


FIGURA 2.3 COSTOS ESPECIFICOS ACUMULADOS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

La ubicación de los grupos de ampliación y/o reemplazo de la generación se presentan en forma favorable en Talara y Malacas, debido a las características poco favorables del terreno en Verdún.

2.8 Demanda del Mercado Eléctrico en el Periodo del Estudio

Estudios realizados por PETROPERU² determinaron la demanda de energía eléctrica que se presentará en los próximos 20 años en el Nor-Oeste de Talara. Los centros de carga se encuentran agrupados considerando su ubicación geográfica en la zona del proyecto (ver figura 2.4) y el radio de influencia actual de la infraestructura del sistema eléctrico en cuestión. Estos son:

- Malacas
- Talara-Verdún
- Lobitos-Carrizo
- Negritos
- Pariñas-Alvarez
- El Alto
- Los Organos (Lagunas Zapotal)
- Portachuelo

² Unidad de Servicios Industriales PETROPERU. "Estudio del Mercado Eléctrico Nor-Oeste Talara". Dic. 1986.

Se emplea una clasificación por tipos de carga a fin de determinar la demanda global como la sumatoria de ellas, estos tipos son:

- Doméstico
- Comercial
- Alumbrado público
- Uso general
- Industrial
- Electrificación de pozos y baterías

El sector doméstico comprende las cargas a nivel de usuarios, entendiéndose a éstos como el número de viviendas que poseen instalaciones eléctricas, su crecimiento está en función de la tasa poblacional que varía con el tipo de localidad (áreas urbanas y pueblos jóvenes).

El sector comercial considera a su vez, el número de usuarios el mismo que está en función del crecimiento del sector doméstico.

Las cargas por alumbrado público son determinadas por la configuración geométrica de las calles y manzanas, así como por la densidad poblacional y el tipo de localidad.

El sector uso general, por su parte comprende las cargas por locales educacionales, culturales, religiosas, de instituciones y servicios públicos y otros como las

correspondientes a hoteles y mercados, sobre todo en las localidades más importantes como Talara.

El sector industrial incluye las cargas ligadas a actividades industriales pertenecientes a PETROPERU, como por ejemplo electrobombas, servicentros, planta de fertilizantes, etc., y cuya magnitud es considerable en la demanda total.

PETROPERU posee un programa de electrificación de pozos y baterías para los próximos 20 años, la magnitud de estas cargas con respecto a las demás, las convierte en factor fundamental en la determinación de la máxima demanda.

Las pérdidas de energía por distribución consideran el factor de carga de cada centro de carga a lo largo del período.

Los cuadros 2.13 y 2.14 proporcionan la demanda de potencia y energía por centros de carga respectivamente esperada entre los años 1986 y 2006.

2.9 Diagramas de carga típicos de los sistemas de generación

En la actualidad el sistema Nor-Oeste opera con las centrales de Talara y Verdún interconectadas y desde inicios de 1986 opera una línea de interconexión entre

las centrales Malacas y El Alto, manteniendo independientes a las centrales Los Organos y Portachuelo.

Los registros de potencia y despacho se efectúan por "sistemas" y no por centrales, de ese modo en el caso de las centrales de Talara y Verdún, por estar interconectadas, no existe un registro de despacho para cada una de ellas sino para ambas en conjunto.

Los datos de despacho de potencia y energía de los sistemas de generación, a los que se hace referencia en este punto, corresponden a la estadística de operatividad llevada por PETROPERU para el año 1985, por lo que los registros que deberían estar asociados al sistema Malacas-El Alto se encuentran separados en cada una de estas centrales, debido ello a que el sistema como tal empezó a funcionar a partir de 1986.

Los diagramas de carga de los sistemas analizados presentan una forma regular con tendencia horizontal, debido a que el servicio que se presta es de tipo industrial, como se puede observar en la figura 2.4 donde se muestra los diagramas de carga para el día de máxima demanda de cada sistema y cuyas magnitudes se observan también en el cuadro 2.16 basado en los diagramas de carga de las centrales que conforman los sistemas (cuadro 2.15).

Esta característica de los diagramas de carga (tendientes a una forma horizontal) nos permitirá más adelante definir un diagrama de carga típico para las configuraciones que se plantearán a fin de satisfacer la demanda de energía en el periodo de estudio.

2.10 Definición del Mercado Eléctrico por Sistemas

El planteamiento de alternativas de generación a fin de solucionar los requerimientos de energía, deben partir de un mercado eléctrico completamente definido que nos permita proporcionar una solución integral al problema que analizamos.

Se ha mencionado que en la actualidad existe interconexión entre las centrales Talara y Verdún por un lado y Malacas-El Alto por otro, este hecho nos lleva a analizar la conveniencia de una interconexión entre estos 2 sistemas por las razones que se exponen a continuación:

- El radio de acción de estos 2 sistemas, por su ubicación geográfica (ver figura 2.4) comprende los centros de carga Malacas, Talara-Verdún, El Alto, Lonitos-Carrizo, Pariñas-Alvarez y Negritos.
- La demanda del centro de carga Talara-Verdún para los años 1987 y 1988 es de 16.098 y 16.546 MW., respectivamente y el sistema sólo posee una potencia efectiva

- de 12.92 MW., capacidad insuficiente para satisfacer dicha demanda.
- El sistema Malacas por su parte posee una potencia efectiva de 32 MW. y la demanda de los demás centros de carga a los que deberá alimentar es de 25.105 MW. para el año 1987 y de 25.329 MW. para el año 1988.
 - Como se puede observar en los años 1987 y 1988 existirán excedentes de oferta en el sistema Malacas y déficit en el sistema Talara-Verdún.
 - El tiempo de implementación de una nueva oferta en los sistemas se estima en 18 meses por lo que la interconexión resulta conveniente a fin de satisfacer la demanda de los años 1987 y 1988.
 - También es necesario considerar que los planes de desarrollo de ELECTROPERU para la zona del proyecto que figuren en el Plan Maestro de Electricidad, vigente a la realización del presente estudio, plantean que la incorporación del sistema Nor-Oeste al sistema interconectado Centro-Norte podría ser posible en el año 1989.
 - Este hecho debe ser tomado en cuenta puesto que en el momento de llevarse a cabo la interconexión al sistema Centro-Norte debe necesariamente interconectarse todos los sistemas del Nor-Oeste

- Lo anterior implica que de llevarse a cabo una ampliación individual (por centrales) ésta llevaría a una doble inversión: la ampliación de grupos y la interconexión luego, con el problema de que los primeros grupos quedarían inutilizables.

De lo expuesto anteriormente se concluye que dado que existen ya 2 sistemas interconectados como son: Talara-Verdún y Malacas-El Alto su interconexión es factible en el corto plazo (1987) permitiendo solucionar el problema de generación en el corto plazo con los equipos existentes.

Por lo tanto, la interconexión eléctrica entre los Sistemas Malacas-El Alto y Talara-Verdún es necesaria para poder satisfacer la demanda de los años 1987 y 1988 hasta que se pueda implementar la alternativa seleccionada en el presente estudio.

Por ello, a fines de 1987 se deberán interconectar los siguientes centros de carga: Talara-Verdún, Alvarez, Pariñas, Malacas, Lobitos, Carrizo y El Alto.

Al centro de carga de Portachuelo se le debe considerar como central aislada, debido a que tiene una baja demanda de Potencia, del orden de 1 MW. al final del período de análisis, y estar ubicada a 40 Km. aproximadamente al Sur-Este de la Ciudad de Talara.

En el caso del centro de carga de Los Organos, si bien está ubicada a 40 Km. aproximadamente al Norte de la Ciudad de Talara, su demanda al final del periodo de análisis es del orden de 7 MW., motivo por el cual se definirá en el presente estudio, sobre la base de consideraciones técnicas y económicas, su integración o no al Sistema Malacas-El Alto y Talara-Verdún.

De lo expuesto anteriormente para fines de planteamiento de alternativas, se considerarán los siguientes sistemas:

a) Sistema Interconectado I

Compuesto por los centros de carga: Talara-Verdún, Negritos, Alvarez, Pariñas, Malacas, Lobitos, Carrizo y El Alto.

b) Sistema Interconectado II

Compuesto por los centros de carga: Talara-Verdún, Negritos, Alvarez, Pariñas, Malacas, Lobitos, Carrizo, El Alto y Los Organos.

c) Sistema Los Organos

Compuesto por el centro de carga de Los Organos (Laguna Zapotal).

Sistema Portachuelo

Compuesto por el centro de carga Portachuelo.

Debiendo el presente estudio definir sobre la base de consideraciones técnico económicas la conformación futura del Sistema Eléctrico Nor-Oeste de Petroperú que puede ser:

Conformación I

- Sistema Interconectado I
- Sistema Los Organos
- Sistema Portachuelo

Conformación II

- Sistema Interconectado II
- Sistema Portachuelo

En los cuadros 2.16 y 2.17 se presentan las demandas de Potencia y energía asociadas a cada uno de los cuatro Sistemas planteados.

Debido a la características de los diagramas de cargas de los sistemas que vienen operando en la actualidad y que fue tratado en 2.9, los diagramas de carga para el sistema I y el sistema II serán conformados a partir de diagramas unitarios que serán calculados de la siguiente manera:

$$P_{unitaria(Hora\ i)} = \sum \left(\frac{P_{(hora\ i)}}{P_{máxima}} \right) + \text{factor} \dots\dots\dots (2.3)$$

Para obtener el diagrama de carga en cualquier año bastará con multiplicar el diagrama de carga unitario por la potencia máxima de ese año. (figuras 2.6 a 2.9)

2.11 Balance Oferta-Demanda

2.11.1 Sistema I

La oferta del sistema I hasta que se pueda implementar la alternativa para el corto plazo (1989) estará conformada por los grupos existentes en las centrales Malacas, Talara, Verdún y El Alto.

Los grupos que serán considerados en esta oferta son: las 3 turbinas a gas Mitsubishi de Malacas, los 4 grupos Diesel LS-8GDT y el grupo Diesel GMV-10 de Talara, y los 3 grupos Diesel GMV-10 de Verdún. En conjunto estos grupos proporcionan una potencia efectiva de 54.4 MW.

Se debe señalar que en Malacas sólo se opera 2 turbinas a la vez lo que proporciona una potencia efectiva garantizada de 38.4 MW. quedando los demás grupos de Verdún en reserva.

Se ha elegido estos grupos sobre la base de su record de operatividad, su estado actual y tratando de no diversificar los modelos a fin de no elevar los costos de mantenimiento y reparación.

Esta disposición de grupos será efectuado para el periodo 1987-1988 luego de lo cual se deberá disponer el reemplazo de los grupos Diesel de Jalapa y Verdún debido al crecimiento de la demanda, a la antigüedad de estos grupos y su elevado costo de operación y mantenimiento por lo cual deberán quedar en reserva.

Las turbinas a gas de Malacas en cambio podrán mantenerse hasta el año 1995 año en el cual deberán ser reemplazadas por otros grupos al cumplir su tiempo de vida útil considerado en 20 años.

Por lo tanto, a partir de 1989 se deberá preveer la instalación progresiva de grupos de generación que proporcionen una potencia efectiva mínima garantizada de 57.1 MW. a fin de satisfacer la demanda de energía hasta el año 2006.

La ampliación en el periodo 1989-1992 no deberá ser menor a 15 MW² y se debe preveer además que en 1995 se reemplazará a las 3 turbinas a gas de Malacas de 16 MW. de potencia efectiva en el sitio cada una dando en total 48 MW.

² Se considera que a partir de 1992 es posible poner en funcionamiento las soluciones del mediano plazo, como por ejemplo un ciclo combinado o un turbovapor.

2.11.2 Sistema II

La oferta de este sistema, hasta la implementación de la solución para el corto plazo, es idéntica a la del sistema I puesto que la puesta en operación de la línea de interconexión con la central Los Organos, por estar esta distante 40 Km. aproximadamente de Talara, se estima sea posible en 1992.

Es posible prever inicialmente una primera ampliación de 15 MW. en el periodo 1989-1992 y una segunda ampliación de 18 MW., al integrar la carga de Los Organos, con lo cual se satisfacería la demanda hasta el final del periodo.

Considerando igualmente el reemplazo de las turbinas a gas de Malacas, en el sistema II deberá efectuarse una ampliación de 64.1 MW. de potencia efectiva mínima garantizada en el sitio que cubra la demanda prevista hasta el año 2006.

2.11.3 Sistema Los Organos

Este sistema puede operar con sus grupos existentes hasta el año 1988, luego de lo cual se conveniente efectuar una reemplazo del orden de 1.1 MW. (Potencia efectiva mínima garantizada), con lo cual se garantiza la cobertura de la demanda hasta el año 1992, luego de lo cual podría interconectarse al sistema II.

Como es necesario analizar la conveniencia de que esta central permanezca aislada o no y dada la forma tan marcada del incremento de la demanda a partir de 1992, es que luego de ese año, en el caso de operar aislada, se debe prever una ampliación de 6.5 MW. de potencia efectiva mínima garantizada.

2.11.4 Sistema Portachuelo

El sistema Portachuelo, dada la magnitud de su demanda, será considerado como aislado. Sus grupos permitirían satisfacer la demanda por todo el periodo, pero dada su antigüedad es conveniente efectuar su reemplazo y asegurar una potencia de reserva. La determinación del tiempo en que se efectuará el reemplazo de los grupos resulta fácil debido a que la demanda sólo sufre 1 cambio en el periodo de estudio que es en el año 1992.

Por lo tanto, en el sistema Portachuelo se debe prever un reemplazo de equipos en 1989 por una potencia efectiva mínima garantizada de 0.51 MW. y una ampliación en 1992 también de 0.51 MW.

CAPITULO 3

PLAN EAMIENTO DE ALTERNATIVAS

3.1 Generalidades

Definido el mercado y teniendo en cuenta las conclusiones del estudio de la situación actual de todas las centrales que componen el sistema, se procederá en el presente capítulo a plantear en primer término las alternativas de ubicación para definir en qué central es más conveniente efectuar la ampliación y en segundo término se plantearán las alternativas de generación describiendo para cada caso las características técnicas del equipamiento como: potencia nominal, potencia efectiva, consumo específico de combustible y rendimiento térmico, además los balances térmicos de cada uno de estas alternativas, así como los esquemas de principio de los ciclos, se adjuntan en el anexo 1.

3.2 Planteamiento de alternativas de ubicación

3.2.1 Consideraciones Generales

Para la ampliación de la generación térmica en la región Nor-Deste de PETROPERU, se deberá analizar su ubicación considerando la siguientes premisas fundamentales:

- Cercanía del centro de carga.
- Sistema de abastecimiento de combustible.
- Sistema de abastecimiento de agua.
- Área suficiente.
- Condiciones ambientales.
- Cercanía al Sistema Interconectado.
- Accesos.
- Confiabilidad del suministro eléctrico.
- Infraestructura existente.

Conforme a lo expuesto en el capítulo 2, es decir que los Sistemas Talara-Verdún y Malacas-El Alto se deberán interconectar en el plazo inmediato, las alternativas viables considerando las premisas anteriores son las siguientes:

- Alt. Nº 1 : En la Refinería de Talara.
- Alt. Nº 2 : En la Central Térmica de Malacas.

3.2.2 Estudio de las Alternativas

3.2.2.1 Alternativa Nº 1

a) Cercanía al centro de carga

Considerando los centros de consumo mostrados en la figura 2.1, en la cual se ha determinado el centro de carga, esta alternativa estaría ubicada en la ciudad de Talara.

b) Sistema de abastecimiento de combustible

El abastecimiento de combustible para esta ubicación se efectuaría mediante derivación del gaseoducto que alimenta a diferentes puntos de la Refinería de Talara.

c) Sistema de abastecimiento de agua

El abastecimiento de agua solamente será requerido para las alternativas empleando grupos Diesel o ciclo combinado, en las cuales, tomando en cuenta las dificultades de obtención de agua en la zona así como su costo, se plantearán circuitos cerrados con radiadores o torres de enfriamiento, en esta ubicación el agua de reposición necesaria es posible obtenerla de la red de distribución de agua de la Refinería de Talara.

d) Area suficiente

El área que se utilizaría está ubicada frente al Laboratorio de la Refinería de Talara con suficiente espacio para la alternativa de corto plazo, o en el área que actualmente ocupa el centro de capacitación.

e) Condiciones ambientales

Las alternativas de ubicación del nuevo equipamiento de generación planteadas en el presente estudio se encuentran en la misma zona geográfica por lo cual sus condiciones ambientales son similares.

f) Cercanía al Sistema Interconectado

La nueva central estaría ubicada en las proximidades del Sistema Interconectado.

g) Accesos

Para el acceso a la nueva central se contaría con la infraestructura existente en la Refinería de Talara, la cual es suficiente.

h) Confiabilidad del suministro eléctrico

Con esta alternativa se tiene la ventaja de que se tendrían 2 puntos importantes de inyección de energía al nuevo Sistema Interconectado de PETROPEKU, una en Malacas y otra en Talara, lo que aumentaría la confiabilidad del suministro eléctrico a las regiones cubiertas por el Sistema (Talara-Verdún).

i) Infraestructura existente

No existe, además del acceso.

3.2.2.2 Alternativa Nº 2

a) Cercanía al centro de carga

Considerando los centros de consumo y el centro de carga determinado (figura 2.1), esta alternativa estaría ubicada aproximadamente a 10 Km. al Norte de la ciudad de Talara.

b) Sistema de abastecimiento de combustible

El abastecimiento de combustible para esta ubicación se efectuaría mediante una prolongación del gaseoducto que alimenta a los turbogrupos a gas existentes en la central térmica Malacas.

c) Sistema de abastecimiento de agua

Idem a la alternativa anterior con la excepción de que la forma de obtención del agua de reposición es desde la planta de Malacas.

d) Área suficiente

Existe área suficiente para la ampliación de la central térmica de Malacas, con obras civiles ya preparadas en cuanto a lo que se refiere a turbogas y para adecuar en el caso de ampliación con ciclo combinado en la solución para el mediano y largo plazo.

e) Condiciones ambientales

Las mismas para la alternativa anterior.

f) Proximidad al Sistema Interconectado

En las proximidades al sistema interconectado.

g) Accesos

Para el acceso a la ampliación de la Central se contará con la infraestructura existente en la planta de Malacas.

h) Confiabilidad del suministro eléctrico

En este caso la confiabilidad del suministro eléctrico a Talara y Verdún estará dependiendo de la operatividad de las líneas Malacas-Talara.

i) Infraestructura existente

En el caso de Malacas para una ampliación con turboqas existe infraestructura de obras civiles ya prácticamente preparadas, además que para una ampliación con ciclo combinado ésta alternativa es la única posible.

3.2.3 Conclusiones

Sobre la base de las consideraciones anteriormente mencionadas, es decir, confiabilidad del suministro eléctrico, área disponible, infraestructura, accesos, etc., es preferible ubicar el nuevo grupo en Malara para la solución del corto plazo.

Para las soluciones del mediano y largo plazo la ubicación de ampliación será en el área actual de la central térmica Malacas, hecho que además no tendría discusión de resultar como mejor alternativa la conversión de los grupos turboqas a ciclo combinado.

3.3 Planteamiento de las alternativas de equipamiento

3.3.1 Generalidades

En el planteamiento de alternativas es necesario considerar principalmente la magnitud de la potencia a cubrir, la forma de crecimiento de esta demanda y el tiempo en la cual se producirá.

En el caso particular del presente estudio el crecimiento de la demanda es en algunos años pronunciada, lo que hace aconsejable la implementación de la oferta por etapas de acuerdo a los requerimientos de la demanda.

Para el planteamiento de alternativas se ha considerado que, desde el punto de vista de costo de inversión en equipamiento, conviene instalar un número reducido de unidades con una potencia unitaria relativamente alta, sin dejar de lado que su potencia no debe ser mucho mayor que la demandada por el sistema, puesto que las unidades trabajarían durante los primeros años a cargas parciales reducidas, incrementándose sensiblemente el costo por concepto de combustible.

El suministro confiable de energía será garantizado mediante una reserva con capacidad equivalente al grupo de mayor potencia, para el caso de los sistemas interconectados I y II se ha considerado como reserva un grupo turboqas de una potencia efectiva de 16 MW.

Al plantearse la interconexión de los sistemas Malacas-El Alto y Talara-Verdún, este nuevo sistema formado tiene oferta para cubrir solo hasta el año 1988, motivo por el cual en el año 1989 se requerirá de un incremento de la oferta que corresponderá a la solución de corto plazo para los sistemas interconectados I ó II.

En la solución del corto plazo, se deberá tener en operación los grupos nuevos al inicio del año 1989, por lo que únicamente se pueden plantear alternati-

vas de equipamiento con grupos Diesel o turbinas a gas, debido a que son equipos con plazo de entrega relativamente cortos haciendo posible su entrada en operación en la fecha requerida.

Para la solución del mediano y largo plazo a partir del año 1990, se pueden plantear como alternativas de equipamiento, además de las indicadas para corto plazo, los grupos con turbinas a vapor y ciclos combinados, empleando los grupos turboogas existentes en Malacas.

Conviene asimismo indicar que la conversión de los grupos turboogas de Malacas a ciclo combinado presenta el atractivo de elevar la eficiencia de la planta aproximadamente en un 40 % a 50 %, con lo que los consumos de combustible y los costos incurridos por este concepto se reducirían sensiblemente.

En el planteamiento de alternativas para los sistemas interconectados I y II, se considerará que en el año 1995 existirá una renovación de los grupos turboogas de Malacas al haber completado su ciclo económico de operación correspondiente a 20 años.

Los grupos Diesel tienen un rendimiento térmico mayor y un menor consumo específico de combustible que los grupos turboogas, además en operación a

carga parcial, hasta un porcentaje de 50 %, su consumo de combustible tiene pequeña variación. De otro lado, su costo específico de implementación es más elevado que un grupo de turbinas a gas.

Las instalaciones con turbinas a gas tienen una fuerte variación en el consumo específico de combustible en operación a cargas parciales, hecho que provoca que en la operación actual del sistema Malacas el consumo de combustible sea elevado por estar trabajando entre el 30 % y 50 % de carga. Para las soluciones de corto plazo en las alternativas planteadas las turbinas a gas funcionarán a un mayor porcentaje de carga debido a que con la unión de los sistemas Malacas-El Alto y Talara-Verdún la potencia despachada se incrementará sensiblemente.

Se ha considerado asimismo en el planteamiento de alternativas la utilización de tamaños standard para la definición de la potencia de los grupos a fin de que exista una buena competencia entre los postores, redundando obviamente en menores costos de implementación.

3.3.2 Alternativas a considerarse

3.3.2.1 Sistema Interconectado I

Este sistema al final del período de estudio (año 2006) deberá tener una potencia mínima garantizada de 57.1 MW. Teniendo el sistema actual una potencia garantizada de 32 MW correspondientes a los grupos turboqas de Malacas y si admitimos que será efectuada su renovación el año 1995, será necesario incrementar la oferta con nuevos grupos que den una potencia total mínima de 25.1 MW.

Las alternativas que se plantearán para someterlas a una evaluación técnica y económica serán:

a) Alternativa A

Para el corto, mediano y largo plazo, se plantea ampliación de la generación térmica mediante grupos electrógenos Diesel de una capacidad unitaria de 7.5 MW. ISO (6.75 MW. neta en el sitio).

b) Alternativ B

En el mediano plazo se plantea la ampliación de la generación, mediante la conversión de las tres turbinas a gas existentes en la cen-

tral térmica de Malacas (una se mantendrá en reserva) a ciclo **combinado** turboqas-turbovapor con una potencia efectiva total en el sitio de 46.3 MW. A fin de completar la cobertura de la demanda de **potencia**, se consideran grupos electrógenos Diesel de una capacidad unitaria de 6 MW. - ISO (5.4 MW. en sitio), tanto para el corto plazo, mediano y largo plazo.

c) Alternativa C

En forma similar a la Alternativa B se plantea la conversión de las turboqas a ciclo combinado, pero con una potencia total en **sitio de 42.5 MW**. En este caso se completa la cobertura de la demanda con un grupo turboqas de una **potencia unitaria de 18 MW.-ISO (16 MW. en el sitio)**, a ser instalado en el **corto plazo y que conjuntamente con el ciclo combinado** alcanzarán a cubrir hasta el final del período de análisis.

d) Alternativa D

Ampliación de la generación en el corto plazo mediante un **grupo electrógeno Diesel de 6 MW.-ISO (5.4 MW. en sitio)**, y para el mediano **y largo plazo:** unidades **turbovapor** usando

como combustible carbón nacional de la zona de Tumbes y otros yacimientos del Perú. La capacidad unitaria del grupo turbovapor será de 10 MW. (aprox. 9.2 MW. efectivos).

3.3.2.2 Sistema Interconectado II

Este sistema contempla la ampliación de la oferta de generación para todo el Sistema eléctrico Nor-Oeste de PETROPERU menos la demanda asociada a la central Portachuelo. La carga de Los Organos será integrada a partir del año 1992, fecha en la que se incrementa su demanda apreciablemente.

La potencia mínima garantizada de este sistema al final del periodo de análisis (año 2006) deberá ser de 64.085 MW., luego será necesario incrementar la oferta con nuevos grupos que den una potencia total mínima de 32.085 MW.

Las alternativas a considerarse para satisfacer la demanda de estos sistemas serán:

a) Alternativa A

La ampliación térmica se planteará con grupos electrógenos Diesel de una capacidad unitaria de 7.5 MW.-ISO (6.75 MW. neta en el sitio).

b) Alternativa B

En el mediano plazo se plantea la conversión de los grupos turboqas de Malacas a ciclo combinado con una potencia total en el sitio de 47.9 MW. Mediante grupos electrógenos Diesel de una capacidad unitaria de 6 MW.-ISO (5.4 MW. en sitio), se completará la cobertura de la demanda en el corto, mediano y largo plazo.

c) Alternativa C

Similarment a la Alternativa B, se plantea la conversión de las turboqas a ciclo combinado, siendo la potencia efectiva total de 48.7 MW. Se completa la cobertura de la demanda con un grupo turboqas de 16 MW. de potencia efectiva a ser instalado en el corto plazo satisfaciendo la demanda hasta el final del período de análisis.

d) Alternativa D

En el corto plazo se plantea la implementación de un grupo electrógeno Diesel de 6 MW.-ISO (5.4 MW. en el sitio) y para el mediano y largo plazo se utilizarán unidades turbovapor a carbón, de una capacidad de 9.2 MW. efectivas.

3.3.2.3 Sistema Los Organos

La potencia mínima garantizada de este sistema al final del periodo de análisis (año 2006) deberá ser de 7.756 MW., luego será necesario incrementar la oferta con nuevos grupos que den una potencia total mínima de 7.756 MW.

Las alternativas a considerarse para satisfacer la demanda de este sistema serán:

a) Alternativa A

En el corto plazo se plantea la implementación de grupos Diesel de 0.6 MW.-ISO y para el mediano y largo plazo grupos Diesel de 3.75 MW.-ISO.

b) Alternativa B

En el corto plazo se plantea la implementación de grupos Diesel de 0.6 MW.-ISO y para el mediano y largo plazo grupos Diesel de 2.5 MW.-ISO.

c) Alternativa C

En el corto plazo se plantea el traslado del grupo Alco de 1.5 MW.-ISO de la central ter-

mica Verdún y para el mediano y largo plazo grupos Diesel de 2.7 MW.-ISO.

3.3.2.4 Sistema Portachuelo

Debido a la magnitud de la demanda, la alternativa a plantearse será de implementación de grupos Diesel de 0.6 MW.-ISO, para el corto mediano y largo plazo.

3.4 Características y Balances Térmicos de las Alternativas de Generación

Las principales características técnicas de las alternativas de generación térmica propuestas, de acuerdo al tipo de máquina motriz empleada son :

3.4.1 Generación con grupos electrógenos Diesel

a) Máquina Motriz

Será por medio de un motor Diesel de 4 tiempos sobrealimentado y de velocidad de rotación media baja (360 a 514 rpm) para unidades mayores a 5 MW. y de velocidad media-alta (600 a 900 rpm) para unidades menores a 5 MW.

b) Capacidad Unitaria

Para las diversas alternativas se han propuesto las siguientes capacidades unitarias tanto en condiciones nominales ISO, como efectiva en el sitio

(Talara), en esta última capacidad se ha descontado los consumos debido a los auxiliares propios del grupo.

Capacidad ISO	Capacidad efectiva en sitio
7.5 MW.	6.75 MW.
6.0 MW.	5.40 MW.
3.2 MW.	2.85 MW.
2.5 MW.	2.25 MW.
0.6 MW.	0.55 MW.

c) Combustible requerido

Los motores Diesel serán con sistema dual de combustible, siendo el combustible principal el gas natural de la zona. Además, se podrá emplear combustible líquido, petróleo residual Nº 6 para unidades mayores a 5 MW. y petróleo Diesel Nº 2 para unidades menores.

d) Rendimiento Térmico y Consumo específico de Combustible

Los rendimientos térmicos totales de los grupos, a plena carga, en bornes del generador (descontando los consumos propios) para unidades mayores de 5 MW. se muestra en el cuadro 3.1.

CUADRO 3.1

Tamaño de la unidad (MW.)	Rendimiento (%)	Cons. Especifico Gas (m ³ /KWh)	Cons. Especifico Petróleo (gal/KWh)
Mayor de 5	40	0.238	0.0605 (R6)
Menor de 5 y mayor de 1	38	0.251	0.070 (D2)
Menor de 1	34	0.280	0.077 (D2)

e) Obras civiles requeridas

Los grupos Diesel propuestos requieren de una casa de máquinas de construcción ligera; pero las obras civiles fundamentales son las bases de concreto para la cimentación del grupo.

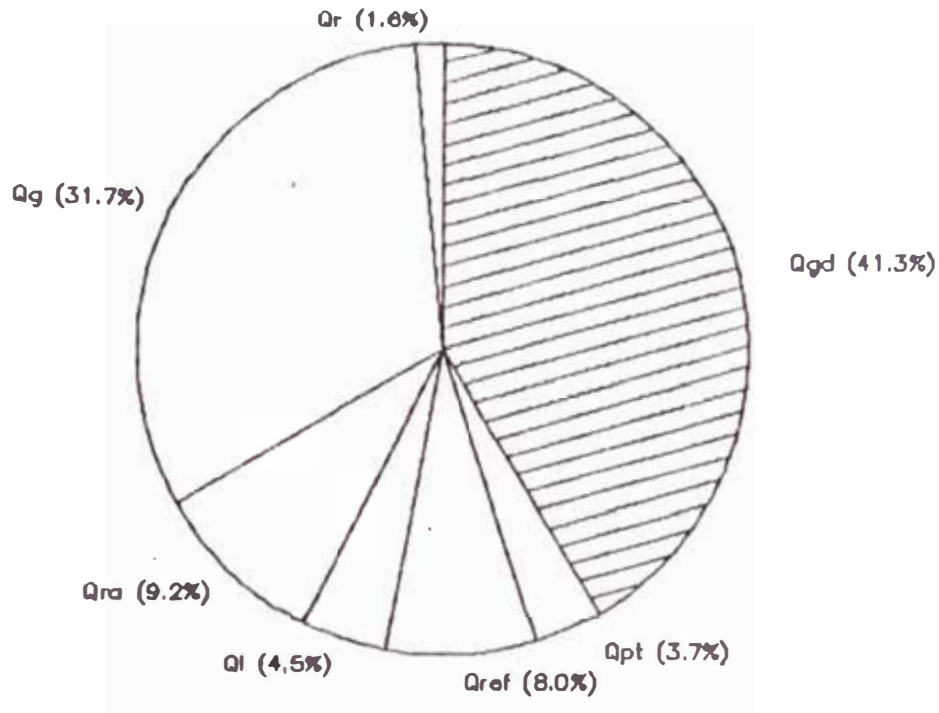
f) Requerimientos de agua

Los requerimientos de agua para enfriamiento del motor y del sobrealimentador de aire son mínimos (solamente para reposición), debido a que, el sistema propuesto de enfriamiento de agua mediante radiadores será en circuito cerrado.

g) Balance Térmico

El balance térmico para esta alternativa se presenta en el anexo 1.1 y en forma gráfica en la figura 3.1.

FIGURA 3.1
BALANCE TERMICO GRUPO DIESEL 2.5 MW ISO



BALANCE TERMICO GRUPO DIESEL 2.5 MW ISO

		Potencia KW	%
Qgd	Potencia en bornes del generador	2,644.35	41.3
Qpt	Servicio aux. y pérdidas por transm.	236.43	3.7
Qref	Calor entregado al refrigerante	513.81	8.0
Ql	Calor entregado al lubricante	289.93	4.5
Qra	Calor-enfriam. aire de sobrealim.	590.09	9.2
Qg	Calor que se llevan los gases	2,031.07	31.7
Qr	Pérdidas miscelaneas	101.44	1.6
TOTAL		6,407.12	100.00

3.4.2 Generación con turbinas a gas

a) Máquina Moriz

Será una turbina a gas del tipo industrial para servicio continuo, con alta velocidad de rotación del orden de 5,000 rpm, compresor axial y reductor de velocidades para acoplamiento al generador sincrónico de 2 polos.

El arranque de la máquina será por medio de un motor Diesel.

b) Capacidad Unitaria

La alternativa con turbogas considera una unidad similar a las existentes en la central térmica de Malacas, es decir 18 MW. de capacidad unitaria ISO para servicio continuo y 16 MW. de capacidad efectiva en sitio.

c) Combustible requerido

Las turbinas a gas serán para sistema dual de combustible, siendo el gas natural de la zona el combustible principal, pudiéndose emplear eventualmente petróleo Diesel Nº 2.

d) Rendimiento térmico y consumo específico de combustible

El rendimiento térmico total de grupos turboqas de últimos diseños y capacidad similares, es del orden de 26 % a plena carga y a condiciones del sitio, pero, para fines del presente estudio se considerará un rendimiento similar a los grupos existentes, obtenido en pruebas a plena carga y en el sitio de 23.5 % como máximo.

El consumo específico de combustible a plena carga considerado es:

Con Gas Natural : 0.406 m³/KWh

Con Petróleo Diesel Nº 2 : 0.112 Gal./KWh

e Balance térmico

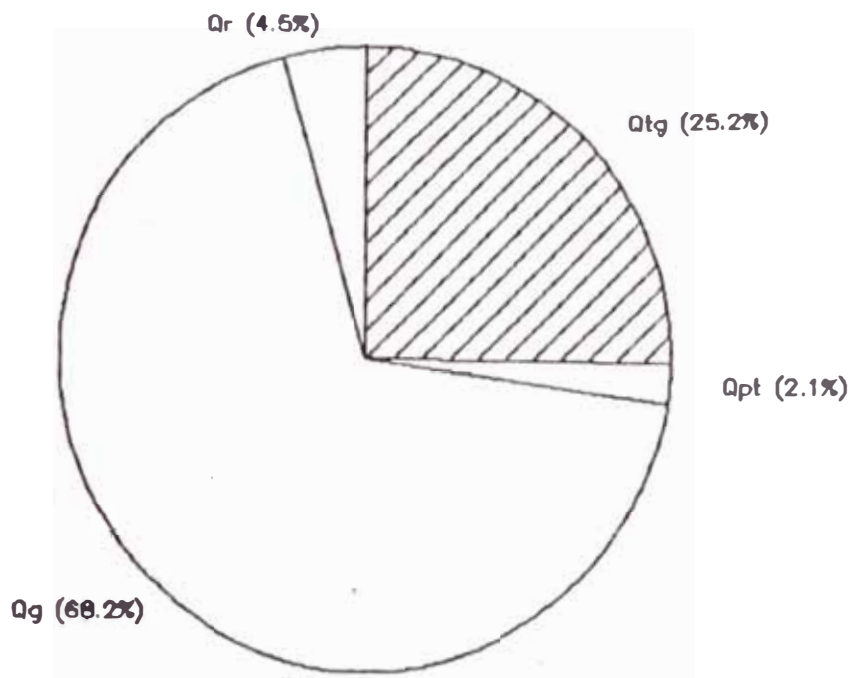
El balance térmico para la generación con turbina a gas se presenta en el anexo 1.11 y en forma gráfica en la figura 3.2.

3.4.3 Generación con ciclo combinado

a) Conformación del sistema

El ciclo combinado estará formado por tres (3) unidades turboqas (una de ellas en stand-by), un caldero de recuperación de calor de los gases de escape de los turboqas, y un grupo turbovapor. En el

FIGURA 3.2
BALANCE TERMICO TURBINA A GAS 18 MW ISO



BALANCE TERMICO TURBINA A GAS 18 MW ISO			
		Potencia KW	%
Q_{tg}	Potencia en bornes del generador	18,799.34	25.2
Q_{pt}	Pérdidas de transmisión	1,601.46	2.1
Q_g	Calor que se llevan los gases	50,976.16	68.2
Q_r	Pérdidas miscelaneas	3,328.38	4.5
TOTAL		74,705.34	100.00

presente estudio se propone la conformación del ciclo combinado sobre la base de las unidades turboturbinas de la central térmica de Malacas.

b) Máquina Motriz

Las máquinas motrices del ciclo combinado son las turbinas a gas y las turbinas a vapor.

Las turbinas a gas son del tipo industrial para servicio continuo.

En lo que se refiere a las turbinas a vapor, éstas serán del tipo de condensación y con extracción de vapor para calentamiento del agua de alimentación (y usos industriales si se requiere). Será de alta velocidad de rotación (del orden de 5,000 rpm), por lo que se acoplará al generador sincrónico de 2 polos, mediante un reductor de velocidad.

Las condiciones del vapor vivo se prevén en 410°C y 40 bar.

c) Combustible requerido

El combustible utilizado por el ciclo combinado es el mismo que emplean las turbinas a gas, es decir gas natural y/o petróleo Diesel N°2.

En el caso de requerir combustión suplementaria, ésta se efectuará ya sea en el ducto de salida de

gases de escape de la turbogas o en el caldero recuperador, con un mínimo de combustible, pudiendo incluso ser petróleo residual Nº 6.

d) Capacidad del ciclo combinado

Para las diversas alternativas de equipamiento con ciclo combinado empleando las turbogas de la central térmica de Malacas, el cuadro 3.2 muestra los tamaños planteados.

CUADRO 3.2

CAPACIDADES (MW.)					
TURBOGAS		TURBOVAPOR		CICLO COMBINADO	
ISO	EFFECTIVO	ISO	EFFECTIVO	ISO	EFFECTIVO
2 x 18	2 x 16	1 x 18	1 x 16.7	54	48.7
2 x 18	2 x 16	1 x 17.2	1 x 15.9	53.2	47.9
2 x 18	2 x 16	1 x 15.3	1 x 14.3	51.3	46.3
2 x 18	2 x 16	1 x 11.3	1 x 10.5	47.3	42.5

e) Rendimiento térmico y consumo específico de combustible

El rendimiento térmico total, en bornes del generador y a plena carga, para el ciclo combinado con-

formado sobre la base de las turboqas de la central térmica Malacas, se estima podrá alcanzar alrededor de 36 %.

En lo que se refiere al consumo específico de combustible, este a plena carga se estima para :

Gas Natural : 0.295 m³/KW-hr

f) Obras civiles requeridas

La unidad turbovapor del ciclo combinado es la que requiere mayores obras civiles, correspondiendo las principales a las estructuras en las que se dispondrán: el grupo turbovapor, el condensador, las bombas de alimentación, calentadores, tableros eléctricos de maniobra y control y los servicios auxiliares. Así mismo, se requiere la cimentación del turbogrupo, las estructuras y bases de concreto del caldero recuperador y finalmente todas las obras relacionadas a las torres de enfriamiento.

q) Requerimientos de agua

El requerimiento de agua de reposición, de la caldera y para reposición del sistema de enfriamiento (circuito cerrado de agua con torre húmeda), será del orden de 12 litros/seg.

h) alance térmico

La figura 3.3 muestra el balance térmico en forma gráfica los cálculos se presentan en el anexo 1.III

3.4.4 Generación con turbovaPor utilizando carbón o combustible residual

a) Generador de VaPor

Los generadores de vapor serán para combustible sólido (carbón) y cuyo sistema de combustión recomendado es el de lecho fluidizado.

b) Máquina Motriz

Es una turbina a vapor del tipo de condensación para acoplamiento al generador sincrónico de dos (2) polos mediante un reductor de velocidad.

Las condiciones del vapor vivo serán del orden de 410° C y 40 bar.

c) Ca acidad de las unidades a vapor

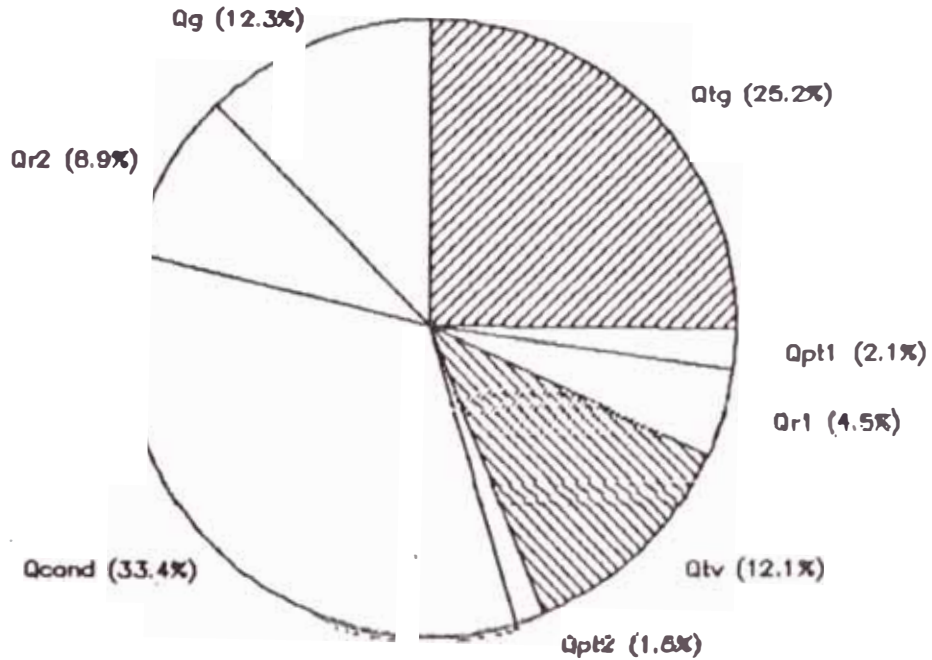
Las unidades turbovapor propuestas son de capacidad estandarizada, siendo para nuestro requerimiento de:

Potencia nominal : 10 MW.

Potencia neta : 9.2 MW.

FIGURA 3.3

BALANCE TERMICO CICLO COMBINADO 54 MW



BALANCE TERMICO CICLO COMBINADO 54 MW ISO

		Potencia KW	%
2 TURBINAS A GAS 18 MW ISO c/u			
Qtg	Potencia en bornes del generador	37,598.68	25.16
Qpt1	Pérdidas de transmisión	3,202.92	2.14
Qr1	Pérdidas miscelaneas	6,656.76	4.46
1 TURBINA A VAPOR 18 MW ISO			
Qtv	Potencia en bornes del generador	18,067.10	12.09
Qpt2	Servicio aux. y pérdidas transm.	2,298.70	1.54
Qcond	Calor disipado en el condensador	49,903.40	33.40
Qr2	Pérdidas diversas	13,272.32	8.88
Qg	Calor que se llevan los gases	18,410.80	12.32
TOTAL		149,410.68	100.00

d) Combustible requerido

Para las unidades de vapor analizadas se plantea el empleo como combustible el carbón nacional (caso el Lignito de la zona de Tumbes), y cuyo poder calorífico bajo es del orden de 3.500 Kcal/Kg.

e) Rendimiento térmico consumo específico de combustible

El rendimiento térmico de las unidades a vapor, empleando carbón y a plena carga, se estima entre 26 y 28 %.

El consumo específico de carbón a plena carga se estimó en 0.8 Kg/KWh.

f) Obras civiles requeridas

Las mismas requeridas para el ciclo combinado.

g) Requerimientos de agua

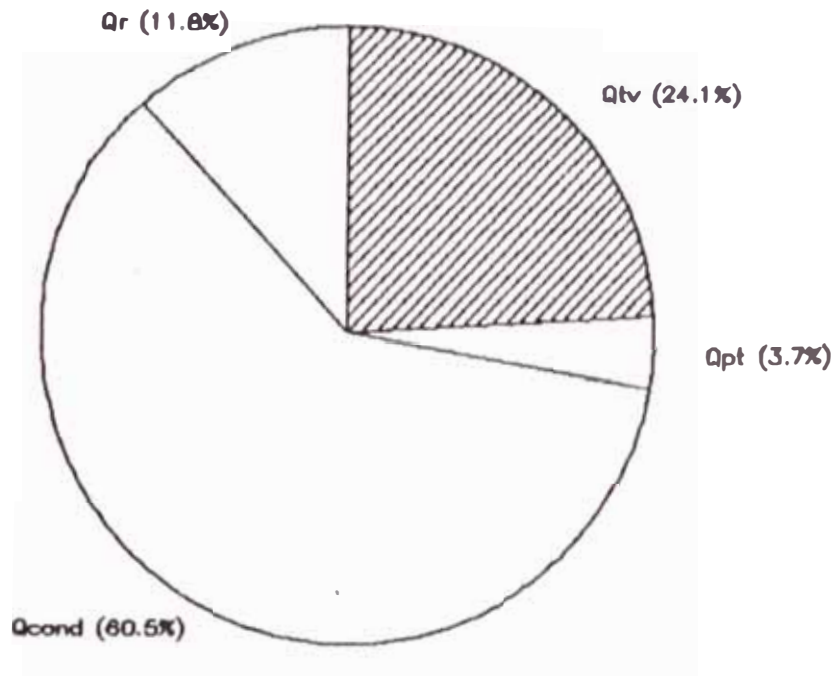
Las mismas requeridas para el ciclo combinado.

h) Balance térmico

En el anexo 1.IV se presenta el balance térmico y la figura 3.4 lo muestra en forma gráfica.

FIGURA 3.4

BALANCE TERMICO TURBINA A VAPOR 18 MW



BALANCE TERMICO TURBINA A VAPOR 10 MW ISO

		Potencia KW	%
Q_{tv}	Potencia en bornes del generador	10,759.42	24.1
Q_{pt}	Servicio aux y pérdidas de transm.	1,632.78	3.7
Q_{cond}	Calor disipado en el condensador	27,047.71	60.5
Q_r	Pérdidas diversas	5,251.74	11.8
TOTAL		44,691.65	100.00

CAPITULO 4

METODOLOGIA DE CALCULO PARA EL DESPACHO DE POTENCIA Y ENERGIA ANUAL MEDIANTE MICROCOMPUTADORAS

4.1 Introducción

La realización de los cálculos asociados a la evaluación técnica de las alternativas de equipamiento planteadas requieren de largos períodos de cálculo y en muchos casos lleva a comparaciones con pocas alternativas dejando de lado muchas opciones interesantes pero que por lo extenso del cálculo no son analizadas.

En este capítulo se presenta una metodología de cálculo para el despacho de potencia y energía aplicable a microcomputadoras, esta metodología nos permitirá determinar, al cubrir la demanda de potencia y energía, los consumos de combustible y lubricante de los grupos de generación.

La metodología está basada en la determinación de las áreas, conformadas por la demanda de potencia y las horas de operación en el diagrama de carga cubiertas por los grupos a diferentes horas del día, para lo cual se emplea una integración hora a hora optimizando el despacho al considerar su verdadero % de carga y su eficiencia, pudiéndose entonces establecer el consumo

especifico de combustible que es función de este porcentaje y cuya ecuación de ajuste es también obtenida automáticamente, luego el consumo de combustible podrá obtenerse multiplicando el consumo específico por la energía desarrollada por el grupo.

La metodología planteada está diseñada para ser fácilmente escrita en cualquier lenguaje de computadoras, lo que se podrá notar en los diagramas de flujos que se presentan en este capítulo los mismos que han sido confeccionados siguiendo los lineamientos de la programación estructurada y que se complementa con la explicación de los algoritmos correspondientes.

Además se proporciona el diseño de la base de datos utilizada por los programas de despacho de energía como por los de evaluaciones económicas y manejadores de gráficos.

Es conveniente resaltar que el empleo de lenguajes modernos de programación simplifica enormemente el proceso de programación no sólo en este caso sino en todo diseño de un programa de aplicación. Actualmente, en los países donde se desarrolla software de aplicación, se emplean los lenguajes de 4ta. generación los cuales presentan muchas funciones de biblioteca que simplifican el trabajo de programación. El software que se desarrolló para la elaboración de los cálculos de evaluación de alternativas está escrito en dBASE III.

4.2 Ajuste de las curvas de consumo específico de combustible de los grupos de generación

Las curvas de consumo específico obtenidas por pruebas experimentales (en el caso de los grupos existentes en las centrales) como las proporcionadas por los fabricantes (en el caso de los nuevos) presentan 2 tipos de tendencia que son: hipérbola (diesel, gas) y parábola (turbovapor). En el caso del ciclo combinado la curva se ajusta a 2 hipérbolas divididas por el % de carga a la cual opera el ciclo.

4.2.1 Ajuste a una hipérbola

El consumo específico hallado a partir del % de carga desarrollado por el grupo, se ajusta a la siguiente ecuación empírica :

$$C_e = \frac{a}{P_c + b} + c \dots\dots\dots (4.1)$$

donde :

C_e : Consumo específico de combustible en (gr/KW-hr)

P_c : Potencia efectiva expresado en %.

a, b, c : Constantes.

El ajuste de la curva a la forma $y = a/(x+b) + c$, se efectúa de la siguiente manera :

$$xy + by = a + cx + bc \dots\dots\dots(4.2)$$

$$xy = (a + bc) + cx - by \dots\dots\dots(4.3)$$

$$\text{Hacemos : } (a + bc) = a' \dots\dots\dots(4.4)$$

$$xy = a' + cx - by \dots\dots\dots(4.5)$$

Se plantea el siguiente sistema de ecuaciones:

$$(n)a' + (\Sigma x)c - (\Sigma y)b = \Sigma xy \dots\dots\dots(4.6)$$

$$(\Sigma x)a' + (\Sigma x^2)c - (\Sigma xy)b = \Sigma x^2y \dots\dots\dots(4.7)$$

$$(\Sigma y)a' + (\Sigma xy)c - (\Sigma y^2)b = \Sigma xy^2 \dots\dots\dots(4.8)$$

la ecuación matricial será :

$$\begin{bmatrix} n & \Sigma x & \Sigma y \\ \Sigma x & \Sigma x^2 & \Sigma xy \\ \Sigma y & \Sigma xy & \Sigma y^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a' \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Sigma xy \\ \Sigma x^2y \\ \Sigma xy^2 \end{bmatrix} \dots\dots\dots(4.9)$$

La ecuación matricial puede ser resuelta por cualquiera de los métodos que existen para ello, en este caso se ha escogido un programa de computadoras que resuelve instantáneamente la ecuación y es el LOTUS 1-2-3 que permite a la vez graficar la curva de ajuste y los puntos ingresados como datos. En el anexo 3 se muestra los cuadros de ajuste para los grupos que serán analizados mas adelante.

CUADRO A.2.2

GRUPO DIESEL

INVERSIONES

(FECHA DIC 1986) Unidades de 2.0 a 4.0 Mw

Potencia ISO : 2.5

Potencia Efectiva : 2.25

Costos específicos : US \$/Kw

	Equipo	O.Civiles	Total
Costo Directo	712	84	796
Costo Indirecto	93	11	104
Costo Construcción	804.6	94.95	900
Costos Totales	US \$ x 10 ³		
C. Directo	1780	210	1990
C. Indirecto	231.5	27.375	260
C. construcción	2011.5	237.375	2250
Valor Residual			
Vida Util	15	50	
Depreciación Anual	118.6666	4.2	

Cronograma de inversiones

	EQ	OC	Equipo	O.Civiles	Total
año 1	1	1	2011.5	237.375	2248.875
año	0	0	0	0	0

CUADRO A.2.3

GRUPO DIESEL

INVERSIONES

(FECHA DIC 1986) Unidades de 2.0 a 4.0 Mw

Potencia ISO : 3

Potencia Efectiva : 2.7

Costos específicos : US \$/Kw

	Equipo	O.Civiles	Total
Costo Directo	712	84	796
Costo Indirecto	93	11	104
Costo Construcción	804.6	94.95	900
Costos Totales	US \$ x 10 ³		
C. Directo	2136	252	2388
C. Indirecto	277.8	32.85	312
C. construcción	2413.8	284.85	2700
Valor Residual			
Vida Util	15	50	
Depreciación Anual	142.4	5.04	

Cronograma de inversiones

	EO	OC	Equipo	O.Civiles	Total
año 1	1	1	2413.8	284.85	2698.65
año 2	0	0	0	0	0

CUADRO A.2.4

GRUPO DIESEL

INVERSIONES

(FECHA DIC 1986) Unidades de 2.0 a 4.0 Mw

Potencia ISO : 3.75

Potencia Efectiva : 3.38

Costos específicos : US \$/Kw

	Equipo	O.Civiles	Total
Costo Directo	712	84	796
Costo Indirecto	93	11	104
Costo Construcción	804.6	94.95	900
Costos Totales	US \$ x 10 ³		
C. Directo	2670	315	2985
C. Indirecto	347.25	41.0625	390
C. construcción	3017.25	356.0625	3375
Valor Residual			
Vida Util	15	50	
Depreciación Anual	178	6.3	
Cronograma de inversiones			
	EQ	OC	Equipo O.Civiles Total
año 1	1	1	3017.25 356.0625 3373.312
año 2	0	0	0 0 0

CUADRO A.2.5

GRUPO DIESEL

INVERSIONES

(FECHA DIC 1986) Unidades de 5 a 10 Mw

Potencia ISO : 6

Potencia Efectiva : 5.4

Costos específicos : US \$/Kw

	Equipo	O.Civiles	Total
Costo Directo	728.8463	76.44	805.35
Costo Indirecto	94.7037	10.01	104.65
Costo Construcción	823.55	86.45	910
Costos Totales	US \$ x 10 ³		
C. Directo	4373.077	458.64	4832.1
C. Indirecto	568.2222	60.06	627.9
C. construcción	4941.3	518.7	5460
Valor Residual			
Vida Util	20	50	
Depreciación Anual	218.6538	9.1728	

Cronograma de inversiones

	EQ	OC	Equipo	O.Civiles	Total
año 1	1	1	4941.3	518.7	5460
año 2	0	0	0	0	0

4.2.2 Ajuste a una parábola

De manera similar al caso anterior el ajuste a una parábola se consigue empleando la siguiente expresión:

$$C_e = a * P_c^2 + b * P_c + c \dots\dots\dots (4.10)$$

Donde :

C_e : Consumo específico de combustible en (gr/KW-hr)

P_c : Potencia efectiva expresado en %.

a, b, c : Constantes.

El ajuste de la curva a la forma $y = ax^2 + bx + c$ se efectúa resolviendo la siguiente ecuación matricial :

$$\begin{bmatrix} n & \sum x & \sum x^2 \\ \sum x & \sum x^2 & \sum x^3 \\ \sum x^2 & \sum x^3 & \sum x^4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum y \\ \sum xy \\ \sum x^2 y \end{bmatrix} \dots\dots\dots (4.11)$$

El ajuste del grupo turbovapor empleado en una alternativa se muestra en el anexo 3.

4.3 Programa de despacho en un periodo de tiempo

El programa de despacho de los grupos de generación sobre un periodo de tiempo consiste en la determinación

de los grupos que se emplearán en dicho período para cubrir la demanda correspondiente.

4.3.1 Factores ha considerar para el programa de despacho

El despacho de los grupos se efectúa considerando los siguientes factores :

- Tamaño y cantidad de las unidades disponibles.
- Vida útil.
- Tiempo necesario para entrar en operación

a) Tamaño de las unidades disponibles

El tamaño de las unidades disponibles estará definido por el planteamiento de alternativas, es posible combinar unidades nuevas y antiguas.

b) Vida útil

Es necesario conocer el tiempo de vida útil que tendrán los grupos para así determinar el año en que deberán salir de operación (o quedar en reserva según sea el caso) y el ingreso de las nuevas unidades que cubrirán la demanda.

c) Tiempo necesario para entrar en operación

El ingreso de los grupos en determinado período de tiempo estará limitado por el tiempo mínimo necesario para su puesta en operación.

4.3.2 Algoritmo del programa de despacho

Para efectuar el despacho deben conocerse los siguientes datos :

- Potencia nominal.
- Potencia efectiva.
- Cantidad de unidades disponibles.
- Prioridad de ingreso (delimitado por el tiempo de puesta en marcha y por la eficiencia de los grupos).
- Constantes de ajuste de la curva de consumo específico.
- Tiempo de vida útil.

El procedimiento de despacho se efectúa para cada año de la siguiente manera :

- a) Obtener la potencia máxima demandada del año a cubrir.

- b) Verificar si los grupos existentes se encuentran aún operativos en ese año.
- c) De no ser así determinar la diferencia de potencia a cubrir.
- d) Dividir esta diferencia entre la potencia efectiva del tipo de grupo que por su prioridad este en primera opción a ingresar para así obtener el número de unidades necesario.
- e) De exceder este número al total disponible para ese tipo de grupo, repetir los pasos b), c) y d) con el tipo de grupo que siga en prioridad hasta cubrir la demanda.

4.4 obertura del dia rama de car a

Una vez definido el equipamiento necesario para cubrir la demanda en un determinado año, es necesario determinar la forma de cobertura del diagrama de carga por todos los grupos.

Los criterios a seguir para la ubicación de los grupos son:

Para la ubicación de las unidades dentro del diagrama de carga, es decir su régimen de operación: base, media base, media punta y punta, se han tomado en cuenta los siguientes criterios:

- Rendimiento térmico o consumo específico de combustible.
- a velocidad del grupo: lento, media velocidad rápido.
- Característica de la unidad en lo referente a la facilidad de arranque y parada de la unidad.
- Antiquedad del grupo.
- Gastos específicos en lubricante y repuestos.

Los grupos que se ubican en base con una operación de mayor número de hora son los que tienen el menor costo variable total de producción de energía (U\$/kW-hr).

En media punta y punta con menor número de horas de operación se deberán ubicar los grupos de menor rendimiento térmico, o de mayor antigüedad, pero que tenga facilidades de arranque y parada.

4.5 Cálculo de la energía cubierta y el consumo de combustible por los grupos

La cobertura del diagrama de carga significa determinar el número de horas que operarán los grupos, la energía desarrollada y el consumo de combustible asociado.

Para ello es necesario conocer :

- La potencia nominal.

- La potencia efectiva en el sitio.
- El % de carga invertido en equipos auxiliares.
- La curva de consumo específico de combustible.

La energía desarrollada por un grupo cualquiera cubriendo un sector del diagrama de carga estará dada por la siguiente expresión:

$$E = \sum_{i=0}^{i=23} A_p \dots\dots\dots (4.12)$$

donde:

A_p : es el área cubierta entre la hora i e $i+1$ por encima de la potencia P_i hasta la potencia P_s (ver figura 4.1)

El consumo de combustible necesario para generar esa energía será :

$$C = C_e * E \dots\dots\dots (4.13)$$

donde :

C_e : consumo específico de combustible que es función de la Potencia desarrollada.

4.5.1 Algoritmo para la determinación de las áreas

El cálculo del área que cubre cada grupo se efectúa aplicando el siguiente algoritmo:

a) Definir las cotas inferior y superior del sector a cubrir en el diagrama de carga.

- Al iniciar el lazo la cota inferior P_i será igual a CERO.

- La cota superior es calculada de la siguiente manera:

$$P_s = P_i + P_{\text{sitio}} \quad \text{si } P_i + P_{\text{sitio}} < P_{\text{máx}}$$

$$P_s = P_{\text{máx}} \quad \text{si } P_i + P_{\text{sitio}} \geq P_{\text{máx}}$$

- Al terminar el lazo se debe reasignar P_i como $P_i = P_s$.

b) Definidas las cotas inferior y superior se procede al cálculo de las áreas comprendidas entre estas 2 cotas y la curva de demanda.

El área cubierta por el grupo es calculado, según (4.12), como la sumatoria de las áreas parciales cubiertas entre las horas i e $i+1$.

Se presentan 7 casos o posibilidades para el cálculo de las áreas parciales, dichos casos se muestran gráficamente en la figura 4.2.

El área parcial entre la hora i e $i+1$ para los 5 primeros casos es evaluada mediante la siguiente expresión:

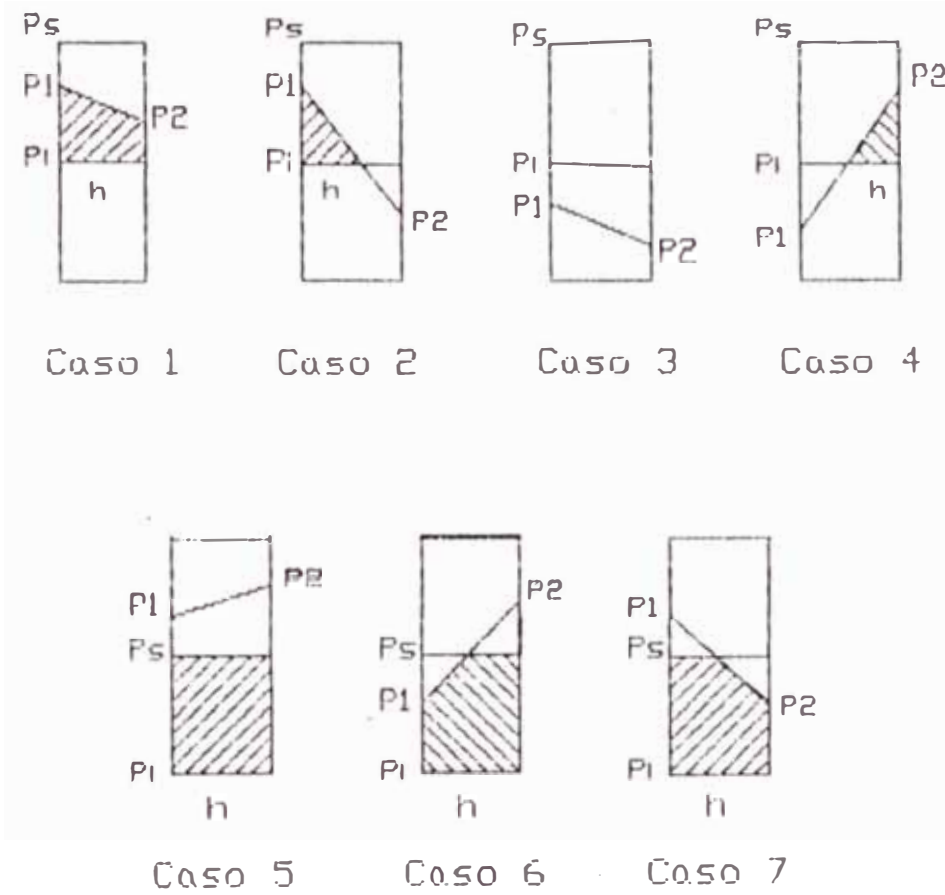


Figura 4.2 .- Cálculo del área cubierta. Casos

$$A_p = \frac{(a+b)}{2} * h \dots\dots\dots (4.14)$$

las variables a, b y h toman los siguientes valores para cada caso:

$$\text{CASO 1: } a = P_1 - P_i \dots\dots\dots (4.15)$$

$$b = P_2 - P_i \dots\dots\dots (4.16)$$

$$h = 1 \dots\dots\dots (4.17)$$

$$\text{CASO 2: } a = P_1 - P_i \dots\dots\dots (4.18)$$

$$b = 0 \dots\dots\dots (4.19)$$

$$h = (P_1 - P_i) / (P_1 - P_2) \dots\dots\dots (4.20)$$

$$\text{CASO 3: } a = 0 \dots\dots\dots (4.21)$$

$$b = 0 \dots\dots\dots (4.22)$$

$$h = 0 \dots\dots\dots (4.23)$$

$$\text{CASO 4: } a = 0 \dots\dots\dots (4.24)$$

$$b = P_2 - P_i \dots\dots\dots (4.25)$$

$$h = (P_2 - P_i) / (P_2 - P_1) \dots\dots\dots (4.26)$$

$$\text{CASO 5: } a = P_5 - P_i \dots\dots\dots (4.27)$$

$$b = P_5 - P_i \dots\dots\dots (4.28)$$

$$h = 1 \dots\dots\dots (4.29)$$

Para los casos 6 y 7 el área se evalúa por la siguiente expresión:

$$A_p = \frac{(a+b)}{2} * h + a_1 * b_1 \dots \dots \dots (4.30)$$

donde:

$$\text{CASO 6: } a = P_1 - P_i \dots \dots \dots (4.31)$$

$$b = P_5 - P_i \dots \dots \dots (4.32)$$

$$h = 1 - (P_2 - P_5) / (P_2 - P_1) \dots \dots (4.33)$$

$$a_1 = P_5 - P_i \dots \dots \dots (4.34)$$

$$b_1 = (P_2 - P_5) / (P_2 - P_1) \dots \dots \dots (4.35)$$

$$\text{CASO 7: } a = P_5 - P_i \dots \dots \dots (4.36)$$

$$b = P_2 - P_i \dots \dots \dots (4.37)$$

$$h = 1 - (P_1 - P_5) / (P_1 - P_2) \dots \dots (4.38)$$

$$a_1 = P_5 - P_i \dots \dots \dots (4.39)$$

$$b_1 = (P_1 - P_5) / (P_1 - P_2) \dots \dots \dots (4.40)$$

c) A la vez de calcular las áreas parciales se calcula el número de horas de funcionamiento del grupo.

Para los casos 1,2,3,4 y 5:

$$h_{r_i} = h \dots \dots \dots (4.41)$$

Para los casos 6 y 7:

$$h_{r1} = 1 \dots\dots\dots (4.42)$$

luego:

$$h_f = \sum_{i=0}^{i=23} h_{r1} \dots\dots\dots (4.43)$$

d) Una vez calculada el área total cubierta por el grupo, y puesto que ésta representa a la energía generada por el grupo, se debe calcular lo siguiente:

Porcentaje de carga de operación

$$\% \text{ carga} = \frac{A_c}{h_f \cdot (P_s - P_i)} * 100 \dots\dots\dots (4.44)$$

Consumo específico de combustible

$$C_e = f(\% \text{ carga}) \dots\dots\dots (4.45)$$

donde f (% carga) corresponderá a (4.1) ó (4.2) según sea el caso.

Consumo diario de combustible

$$C = C_e * E \dots\dots\dots (4.46)$$

e) Repetir los pasos a), b), c) y d) hasta que $P_s = P_{\text{máx}}$, es decir, se cubra todo el diagrama de carga.

4.6 Diseño de la base de datos

El diseño de la base de datos puede ser considerado como el verdadero eje alrededor del cual girará todo el diseño del software de aplicación que manipulará dicha base de datos.

Una base de datos no se restringe únicamente a aplicaciones administrativas, es cierto que en la actualidad es en esas áreas en la que se emplea mucho este término, sin embargo una base de datos no está limitada al tipo de aplicación en que se empleará sino que, dependiendo del diseño que ella tenga, esta servirá para alguna área en particular ya sea de administración o ingeniería como es nuestro caso.

Es de ese modo que en el desarrollo de la metodología de despacho de potencia y energía se ha puesto especial cuidado en el diseño de la base de datos pues ella no sólo debe ser diseñada para este cálculo específico sino para que la información que contiene esté disponible para cualquier otra aplicación relacionada con el tema ya sea paquetes gráficos, estadísticos, etc.

La base de datos diseñada para el presente estudio está compuesta por 2 tipos generales de archivos:

- Archivos de datos iniciales.
- Archivos generados por el software.

El primer tipo corresponde a los datos iniciales que se deben ingresar y que no corresponden a un cálculo como la potencia nominal de los grupos, el Consumo específico de combustible, el tiempo de vida útil, etc. Los del segundo tipo corresponden a aquellos datos que son obtenidos sobre la base de de los datos iniciales y por medio del software asociado. De este modo, se crea una base de datos dinámica la cual proporciona información a un programa que devuelve otra información y que ésta a su vez servirá de datos de ingreso a otro programa; que también devolverá información que servirá de datos de ingreso a otro y así sucesivamente.

Los archivos que conforman la base de datos son:

Archivos de datos iniciales

a. Archivo : CENTRAL.DBF (Nombres de las centrales)

<u>Num</u>	<u>Campo</u>	<u>Tipo</u>	<u>Long.</u>	<u>Descripción</u>
1	NOMBRE	Caracter	30	Nombre de la central

b. Archivo : STUDIO.DBF (Datos del período de estudio)

<u>Num</u>	<u>Campo</u>	<u>Tipo</u>	<u>Long.</u>	<u>Descripción</u>
1	ABASE	Numérico	4	Año base
2	INICIO	Numérico	4	Año inicial del estudio
3	NA	Numérico	2	Período en años
4	INDICE	Numérico	6.2	Tasa de crecimiento

c. Archivo : PROY.DBF (Estructura para generar los archivos de demanda de energía y potencia de los sistemas para el período de estudio)

<u>Num</u>	<u>Campo</u>	<u>Tipo</u>	<u>Long.</u>	<u>Descripción</u>
1	ANNO	Numérico	4	Año
2	POTENCIA	Numérico	7.3	Potencia en MW.
3	ENERGIA	Numérico	16.2	Energía en MW-hr.

- d. Archivo **RGDESP.DBF** (Estructura para generar los archivos de ubicación de los grupos en el diagrama de carga por cada sistema)

<u>Num</u>	<u>Campo</u>	<u>Tipo</u>	<u>Long.</u>	<u>Descripción</u>
1	ANNO	Numérico	4	Año
2	GRUPO1	Numérico	2	Tipo de grupo 1
3	C GRUPO1	Numérico	2	Cantidad de grupos 1
4	GRUPO2	Numérico	2	Tipo de grupo 2
5	C GRUPO2	Numérico	2	Cantidad de grupos 2
6	GRUPO3	Numérico	2	Tipo de grupo 3
7	C GRUPO3	Numérico	2	Cantidad de grupos 3
8	GRUPO4	Numérico	2	Tipo de grupo 4
9	C GRUPO4	Numérico	2	Cantidad de grupos 4
10	GRUPO5	Numérico	2	Tipo de grupo 5
11	C GRUPO5	Numérico	2	Cantidad de grupos 5
12	GRUPO6	Numérico	2	Tipo de grupo 6
13	C GRUPO6	Numérico	2	Cantidad de grupos 6
14	GRUPO7	Numérico	2	Tipo de grupo 7
15	C GRUPO7	Numérico	2	Cantidad de grupos 7
16	GRUPO8	Numérico	2	Tipo de grupo 8
17	C GRUPO8	Numéric		C ntidad de grupos 8
18	GRUPO9	Numérico	2	Tipo de grupo 9
19	C GRUPO9	Numérico	2	Cantidad de grupos 9

- e. Archivo: **GRUP.DBF** (Estructura para generar los archivos de datos de los grupos a ser empleados en las alternativas de equipamiento por cada sistema)

<u>Num</u>	<u>Campo</u>	<u>Tipo</u>	<u>Long.</u>	<u>Descripción</u>
1	TIPO	Caracter	20	Tipo de grupo
2	POT ISO	Numérico	6.2	Potencia ISO
3	POT TRAB	Numérico	6.2	Potencia efectiva
4	CANTIDAD	Numérico	2	Cantidad disponible
5	ESTADO	Caracter	7	Estado (NUEVO/ANTIGUO)
6	PRIORID	Numérico	2	Prioridad de despacho
7	TIEMPOS	Numérico	2	Tiempos (MOTOR DIESEL)
8	T VIDA	Numérico	2	Tiempo de vida útil
9	COMB1	Caracter	10	Combustible principal 1
10	COMB2	Caracter	10	Comb. secundario 2
11	COMB3	Caracter	10	Comb. secundario 3
Constantes de la ecuación de ajuste de Consumo específico de Combustible para el combustible COMB1				
12	A1	Numérico	15.2	Constante a
13	B1	Numérico	15.2	Constante b
14	C1	Numérico	15.2	Constante c

Constantes de la ecuación de ajuste de Consumo específico de Combustible para el combustible COMB2

15	A2	Numérico	15.2	Constante a
16	B2	Numérico	15.2	Constante b
17	C2	Numérico	15.2	Constante c

Constantes de la ecuación de ajuste de Consumo específico de Combustible para el combustible COMB3

18	A3	Numérico	15.2	Constante a
19	B3	Numérico	15.2	Constante b
20	C3	Numérico	15.2	Constante c

21	KP SITIO	Numérico	6.3	Factor de pérdida de potencia por el sitio
22	KC SITIO	Numérico	7.4	Factor de carga en el sitio
23	KP AUX	Numérico	6.3	Factor de pérdidas por auxiliares

f. Archivo: DCARGA.DBF (Estructura para generar los archivos de datos de los diagramas de carga unitarios por cada sistema)

<u>Num</u>	<u>Campo</u>	<u>Tipo</u>	<u>Long.</u>	<u>Descripción</u>
1	HORA	Numérico	2	Hora del día
2	POTENCIA	Numérico	7.3	Potencia en MW

Archivos auto generados por el software

a. Archivo: DES.DBF (Estructura para generar los archivos de despacho del diagrama de carga por sistema)

<u>Num</u>	<u>Campo</u>	<u>Tipo</u>	<u>Long.</u>	<u>Descripción</u>
1	ANNO	Numérico	2	Año de cálculo
2	GRUPO	Carácter	10	Tipo de grupo
3	F CARGA	Numérico	6.2	Factor de carga
4	ENERGIA	Numérico	14.6	Energía desarrollada
5	CE1	Numérico	10.8	Ce del combustible 1
6	CE2	Numérico	10.8	Ce del combustible 2
7	CE3	Numérico	10.8	Ce del combustible 3
8	CONSUMO1	Numérico	14.5	Consumo de comb. 1
9	CONSUMO2	Numérico	14.5	Consumo de comb. 2
10	CONSUMO3	Numérico	14.5	Consumo de comb. 3
11	HORAS F	Numérico	6.3	Horas de funcionamiento
12	POTENCIA	Numérico	7.3	Potencia cubierta
13	C ANUAL1	Carácter	18.4	Consumo anual comb. 1
14	C ANUAL2	Carácter	18.4	Consumo anual comb. 2
15	C ANUAL3	Carácter	18.4	Consumo anual comb. 3

- b. **Archivo: SOLU ION.DBF** (Archivo auxiliar que almacena los cálculos parciales de energía generada y consumo de combustible anual por cada sistema)

<u>Num</u>	<u>Campo</u>	<u>Tipo</u>	<u>Long.</u>	<u>Descripción</u>
1	SUPERF	Numérico	17.1	Area del DI cubierta
2	P1	Numérico	8.2	Potencia inferior
3	P2	Numérico	8.2	Potencia superior
4	P MAX	Numérico	8.2	Potencia máxima
	CE1	Numérico	8.4	Ce combustible 1
6	CE2	Numérico	8.4	Ce combustible 2
7	CE3	Numérico	8.4	Ce combustible 3

4.7 Dia rama de flujo de datos

El diagrama de flujo de datos general se muestra en la figura 4.3, en él se puede observar el flujo de información entre los archivos que conforman la base de datos hasta obtener el despacho de grupos por cada sistema.

4.8 Software para el despacho de potencia y energía

4.8.1 Consideraciones generales en el diseño del software

La programación requiere un planeamiento cuidadoso del código y una evaluación rigurosa de su operatividad y eficiencia, desafortunadamente no existe una forma correcta para escribir un programa o determinar cuan eficiente es, pero en líneas generales se puede plantear 5 etapas en el diseño de un programa que son:

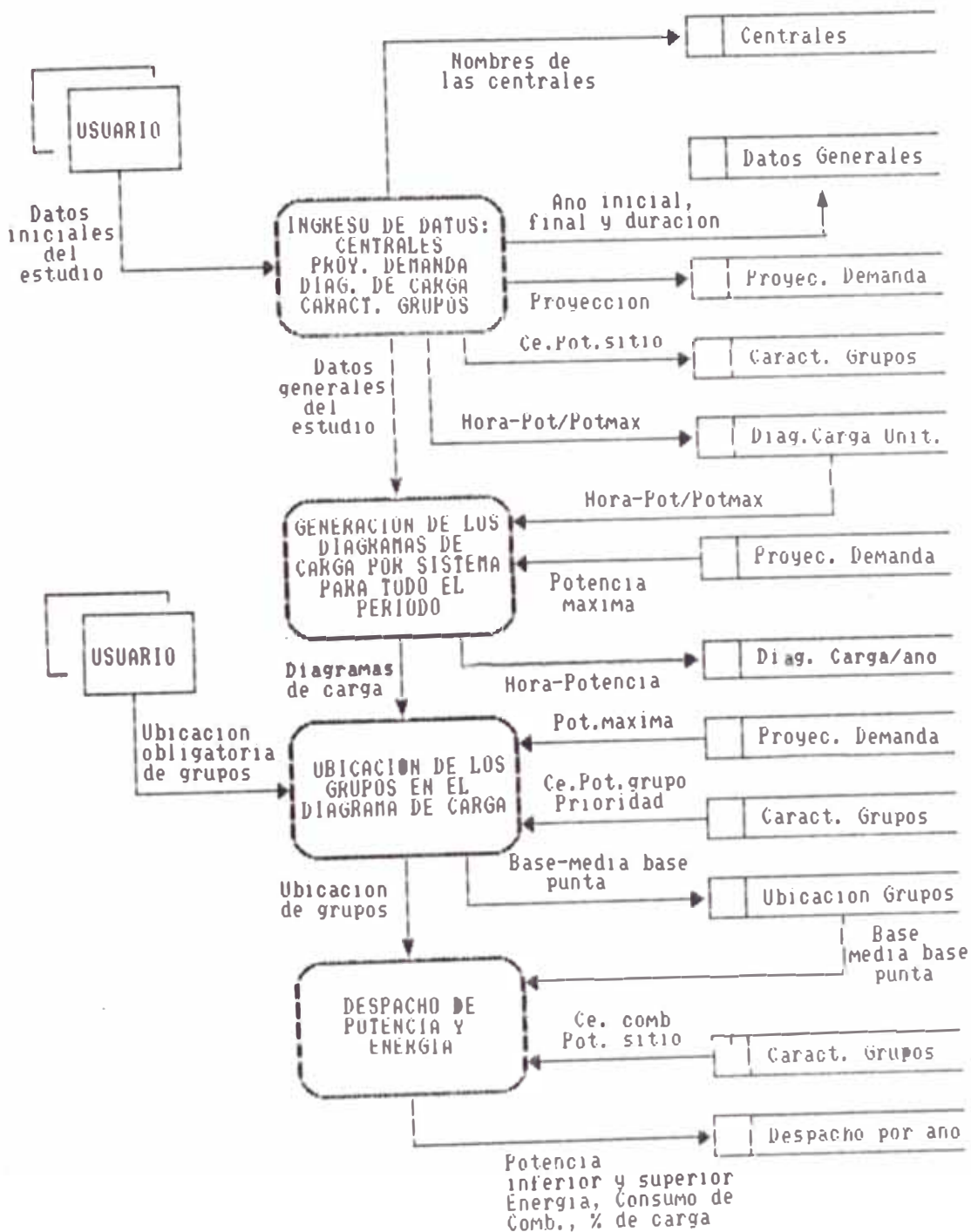


Figura 4.3.- Diagrama de flujo de Datos del Programa de despacho de Potencia y Energía

- Definición del problema
- Diseño del programa
- Escritura del programa
- Verificación del programa
- Elaboración de manual de instrucciones.

La definición del problema implica identificar qué resultados se necesitan y qué datos son necesarios para obtenerlos, lo que ha quedado establecido con el diseño de la base de datos en 4.6.

El diseño propio del programa corresponde a la fase en la que se define la filosofía que tendrá el programa, en este caso la filosofía del software diseñado se basa en el empleo de pantallas interactivas, esto es, la presencia de máscaras o pantallas de ayuda en las que se presentan las opciones de ejecución de los programas. Además se debe diseñar la forma que se ingresarán los datos, como el empleo de áreas de ingreso y que pueden estar restringidas al tipo de datos que se ingresará, asimismo se debe decidir el direccionamiento de las salidas ya sea por impresora, video o disco.

Es también conveniente resaltar que el software debe ser planteado de acuerdo a un diseño estructurado que permita el rápido mantenimiento de las rutinas que lo requieran lo que redundará en un

menor gasto de horas-hombre, ya que al tener perfectamente divididas en bloques cada una de las partes del software su modificación y/o inserción de nuevas rutinas puede realizarse aisladamente de las otras rutinas que no estén involucradas.

La fase de escritura del programa implica en primer término escoger el lenguaje de programación el cual debe cumplir en líneas generales lo siguiente:

- Permita obtener los tipos de salidas definidas en el diseño
- Permita que el ingreso de datos sea compatible con el diseño
- Proporcione una biblioteca de funciones y comandos apropiada para efectuar una programación estructurada.

El empleo del dBASE III en este tipo de aplicaciones de Ingeniería, si bien es cierto es nuevo en nuestro medio, ello se debe a que se tiene el concepto equivocado de que una base de datos está relacionada únicamente con aplicaciones de administración, contabilidad, planillas, etc. y como se mencionó en 4.6 el concepto de una base de datos es mucho más amplio. Siendo un lenguaje con muchas de las características de los lenguajes de 4ta. generación, el dBASE III posee una biblioteca con una gama de funciones y comandos que realizan

operaciones que con otros lenguajes como el BASIC o el FORTRAN implica confeccionar subrutinas completas, ello redundaría entonces en un menor número de líneas de código, pero lo más importante es que permite emplear mayor tiempo en contemplar el problema de Ingeniería, en nuestro caso, y realizar las modificaciones que sean necesarias rápidamente puesto que al permitir una programación estructurada y pocas líneas de código las correcciones son fácilmente ubicables.

Por otro lado, siendo un administrador de base de datos proporciona otras ventajas como la de poder acceder información de más de 2 archivos simultáneamente lo que se traduce en una mayor velocidad de proceso.

En el anexo 4, se proporciona un listado parcial de algunos de los programas que conforman el software de despacho de potencia y energía.

En el anexo 5, se muestra también la sintaxis de algunos de los comandos y funciones que proporciona el dBASE III, se podrá notar que la mayoría de los comandos admiten el empleo de macros en sus parámetros de cálculo lo que es sumamente útil para los casos de variables desconocidas antes de ingresar al programa.

4.8.2 Conformación del software

El software, según se muestra en la figura 4.4, está conformado por 2 módulos principales que son:

- Módulo de ingreso de datos iniciales.
- Módulo de despacho de potencia y energía.

4.8.2.1 Módulo de ingreso de datos iniciales

Este módulo se divide en los siguientes sub-módulos:

- a) **Ingreso de las centrales de estudio.**- En este sub-módulo se ingresan los datos generales del estudio, como nombre de las centrales, año de inicio del estudio, período de análisis, etc.
- b) **Ingreso del diagrama de carga del año base de cada central.**- Se ingresará el diagrama de carga unitario para cada central correspondiente al año base o año de inicio del estudio y que permitirá obtener los diagramas correspondientes para cada año del período.
- c) **Generación de los diagramas de carga de todo el período.**- Este sub-módulo realiza el cálculo correspondiente para obtener

los diagramas de carga para cada año del estudio.

- d) Ingreso de la proyección de la demanda de cada central.- Se ingresará los datos de la demanda esperada para el periodo de estudio como potencia máxima y energía para cada central.
- e) Ingreso de los datos de los grupos disponibles.- Se ingresará los datos de los grupos disponibles para cubrir la demanda, como: descripción del grupo, potencia ISO, potencia efectiva, combustibles empleados, coeficientes de ajuste para el cálculo del consumo específico de combustible por cada tipo de combustible disponible, prioridad de despacho.
- f) Ubicación de los grupos en el diagrama de carga para cada año del estudio.- De acuerdo a la prioridad de los grupos se ubicarán los grupos de tal manera que cubran la demanda de potencia esperada.

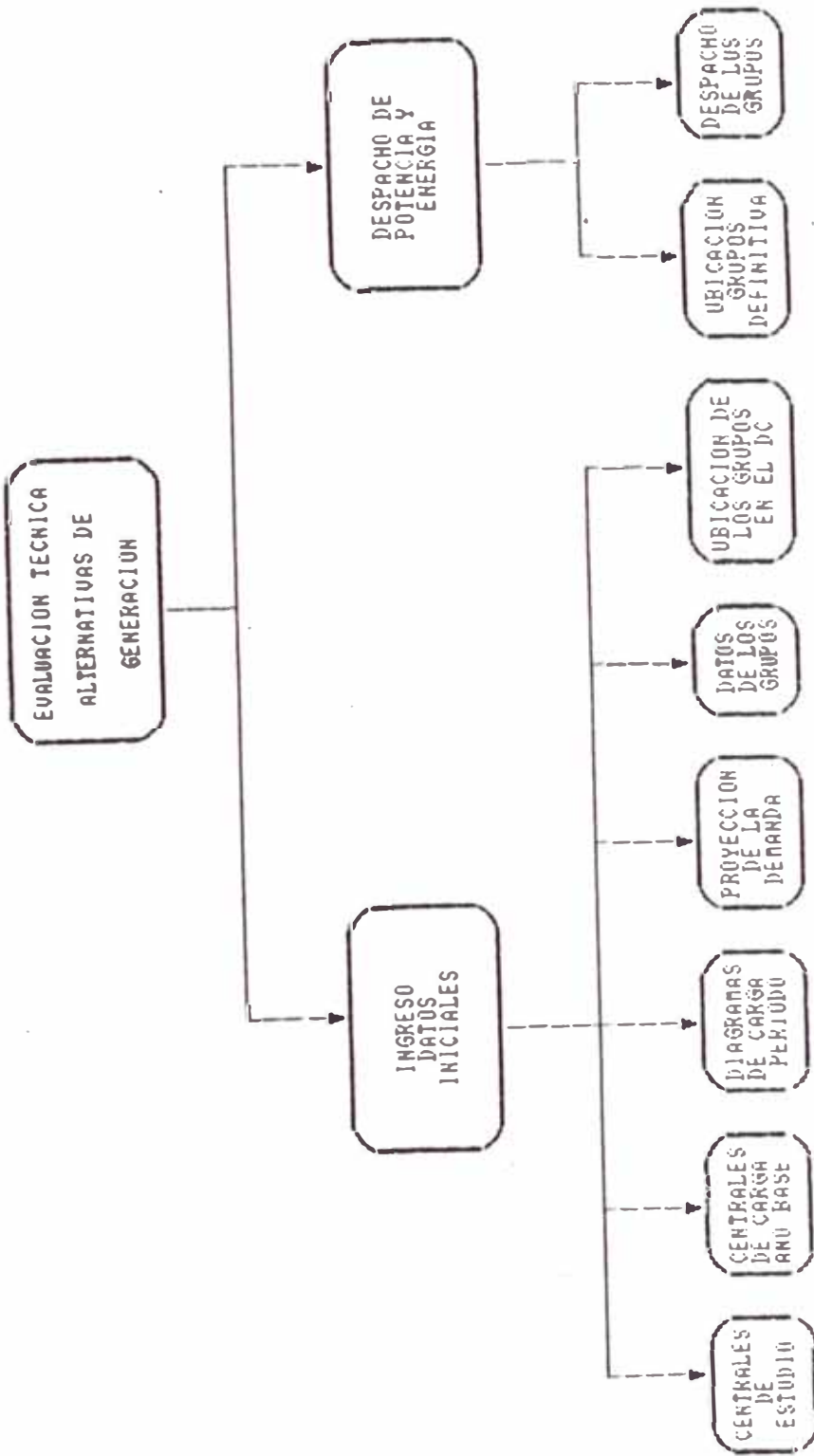


Figura 4.4.- Diagrama de Arbol. Software para la evaluacion tecnica de alternativas de generacion

4.8.2.2 Módulo de Despacho de potencia y energía

En este módulo se realiza el cálculo para el despacho de los grupos y se divide en los siguientes sub-módulos:

- a) **Modificación de la ubicación de los grupos.**- Para efectos de analizar varias alternativas se brinda la posibilidad de modificar la ubicación inicial de los grupos en el diagrama de carga para cada año del estudio.

- b) **Despacho de los grupos.**- En este sub-módulo se realiza el despacho propiamente dicho de los grupos calculándose, cada año y para cada grupo, la energía anual generada, la potencia entregada, el consumo de combustible anual y el porcentaje de carga.

CAPITULO 5

BALANCE OFERTA-DEMANDA Y DESPACHO DE POTENCIA Y ENERGIA ANUAL DE LAS ALTERNATIVAS DE GENERACION

5.1 Generalidades

En el capítulo 2 se indicaron las demandas de potencia y energía para cada uno de los sistemas planteados y en el capítulo 3 se ha señalado las alternativas del equipamiento de generación.

En el presente capítulo se definirá el plan de equipamiento, es decir el tipo de grupo y su año de puesta en operación a fin de satisfacer el crecimiento de la demanda y el retiro de los grupos obsoletos.

Asimismo, definiendo el plan de equipamiento se efectúa el balance oferta-demanda que nos permitirá comprobar las bondades del plan propuesto.

Una vez definido el plan de equipamiento y el orden de prioridad de entrada de los grupos en la cobertura del diagrama de carga, se efectúa el despacho de las unidades con la finalidad de cuantificar los consumos de combustible, lubricantes y costos de reparaciones.

5.2 Plan de equipamiento para la cobertura de la demanda

5.2.1 Sistema Interconectado I

a) Alternativa A

Año	Tipo de Grupo	Cantidad	Potencia ISO (MW)	Potencia efectiva (MW)
1989	Diesel	2	2 x 7.5	2 x 6.75
1990	Diesel	1	7.5	6.75
1999	Diesel	1	7.5	6.75
Total...				27.00 MW

b) Alternativa B

Año	Tipo de Grupo	Cantidad	Potencia ISO (MW)	Potencia efectiva (MW)
1989	Diesel	1	6	5.4
1990	Ciclo Comb.	1	15.5	14.3
1999	Diesel	1	6	5.4
Total...				25.1 MW

c) Alternativa C

Año	Tipo de Grupo	Cantidad	Potencia ISO (MW)	Potencia ¹ efectiva (MW)
1989	Turboqas	1	18	16
1994	Ciclo Comb.	1	11.3	10.5
			Total...	26.5 MW

d) Alternativa D

Año	Tipo de Grupo	Cantidad	Potencia ISO (MW)	Potencia efectiva (MW)
1989	Diesel	1	6.0	5.4
1990	Turbovap.	1	10.0	9.2
1992	Turbovap.	1	10.0	9.2
2005	Turbovap.	1	10.0	9.2
			Total...	33.0 MW

5.2.2 Sistema nterconectado II

a) Alternativa A

Año	Tipo de Grupo	Cantidad	Potencia ISO (MW)	Potencia efectiva (MW)
1989	Diesel	2	7.5	6.75
1990	Diesel	1	7.5	6.75
1992	Diesel	1	7.5	6.75
1999	Diesel	1	7.5	6.75
			Total...	32.75 MW

¹ Las potencias efectivas indicadas corresponden a la potencia de ampliación en grupos turbovapor para formar el ciclo combinado con las turbogrupos a gas existentes en Malacas.

b) Alternativa B

Año	Tipo de Grupo	Cantidad	Potencia ISO (MW)	Potencia efectiva(MW)
1989	Diesel	1	6.0	5.4
1990	Combinado	1	17.1	15.9
1993	Diesel	1	6.0	5.4
1999	Diesel	1	6.0	5.4
Total...				32.1 MW

c) Alternativa C

Año	Tipo de Grupo	Cantidad	Potencia ISO (MW)	Potencia efectiva(MW)
1989	Turboqas	1	18	16.0
1993	Combinado	1	18	16.7
Total...				32.7 MW

d) Alternativa D

Año	Tipo de Grupo	Cantidad	Potencia ISO (MW)	Potencia efectiva(MW)
1989	Diesel	1	6	5.4
1990	Turbovap.	1	10.0	9.2
1992	Turbovap.	1	10.0	9.2
1996	Turbovap.	1	10.0	9.2
Total...				33.0 MW

5.2.3 Sistema Los Organos

a) Alternativa A

Año	Tipo de Grupo	Cantidad	Potencia ISO (MW)	Potencia efectiva(MW)
1989	Diesel	2	0.6	2 x 0.55
1992	Diesel	3	3.75	3 x 3.38
			Total...	11.24 MW

b) Alternativa B

Año	Tipo de Grupo	Cantidad	Potencia ISO (MW)	Potencia efectiva(MW)
1989	Diesel	2	0.6	2 x 0.55
1992	Diesel	4	2.5	4 x 2.25
			Total...	10.1 MW

c) Alternativa C

Año	Tipo de Grupo	Cantidad	Potencia ISO (MW)	Potencia efectiva(MW)
1989	Diesel Alco	1	1.5	1.2
1992	Diesel	4	3.0	4 x 2.7
			Total...	12.0 MW

5.2.4 Sistema Portachuelo

a Alternativa A

Año	Tipo de Grupo	Cantidad	Potencia ISO (MW)	Potencia efectiva (MW)
1989	Diesel		0.6	2 x 0.55
			Total...	1.10 MW

5.3 Balace Oferta-Demanda

5.3.1 Sistema Interconectado I

Los balances oferta-demanda para cada una de las alternativas planteadas, se presentan en los cuadros 5.1 al 5.4 y en forma gráfica en las láminas 5.1 al 5.4.

5.3.2 Sistema Interconectado II

Los balances oferta-demanda para cada una de las alternativas planteadas, se presentan en los cuadros 5.5 al 5.8 y en forma gráfica en las figuras 5.5 al 5.8.

5.3.3 Sistema Los Organos

Los balances oferta-demanda para cada una de las alternativas planteadas, se presentan en los cuadros 5.9 al 5.11 y en forma gráfica en las figuras 5.9 al 5.11.

FIGURA 5.1

BALAN DE OFERTA DEMANDA

SISTEMA I ALTERNATIVA A

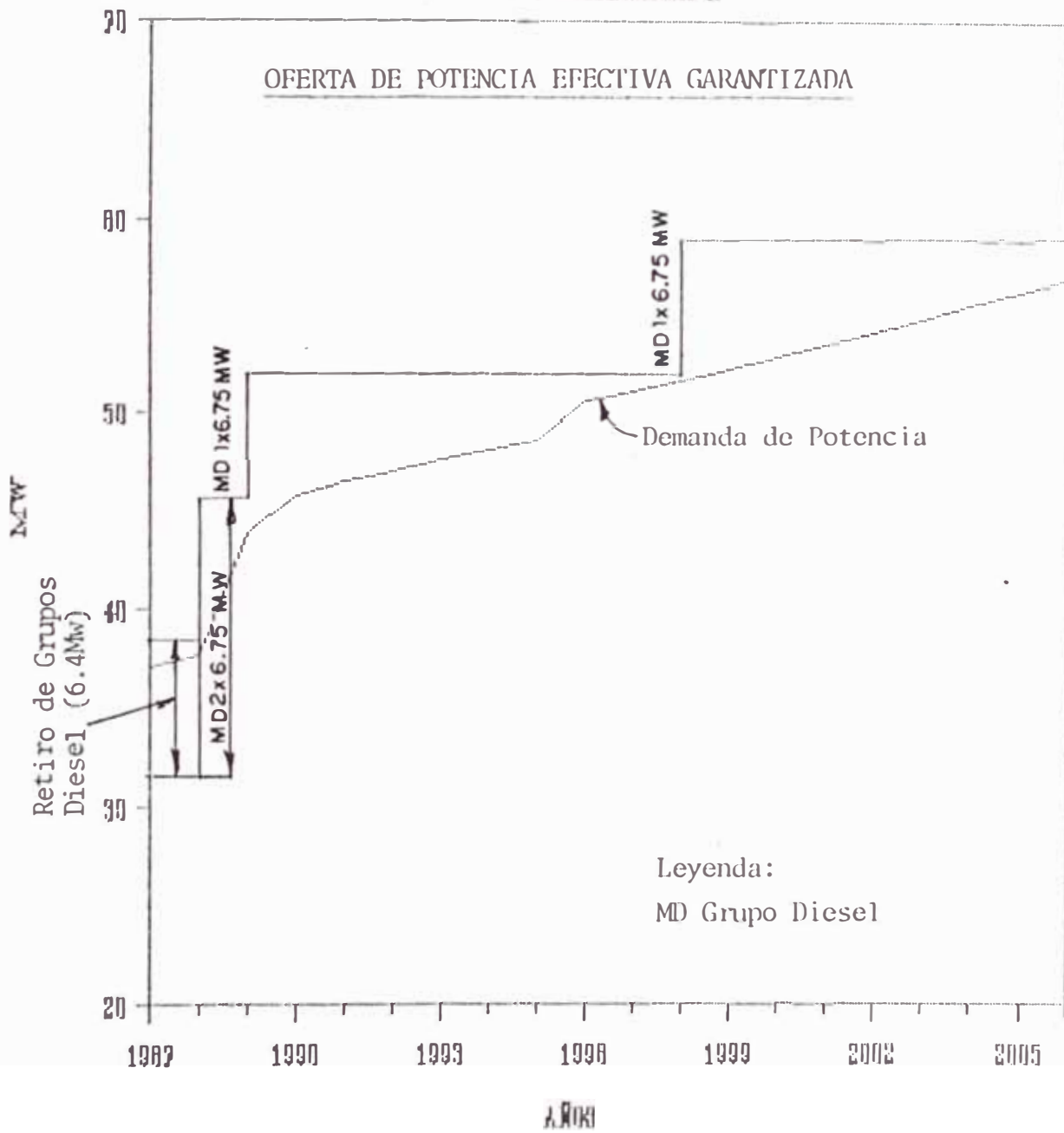


FIGURA 5.2

BALANZO OFERTA DE MANDA

SISTEMA I ALTERNATIVA B

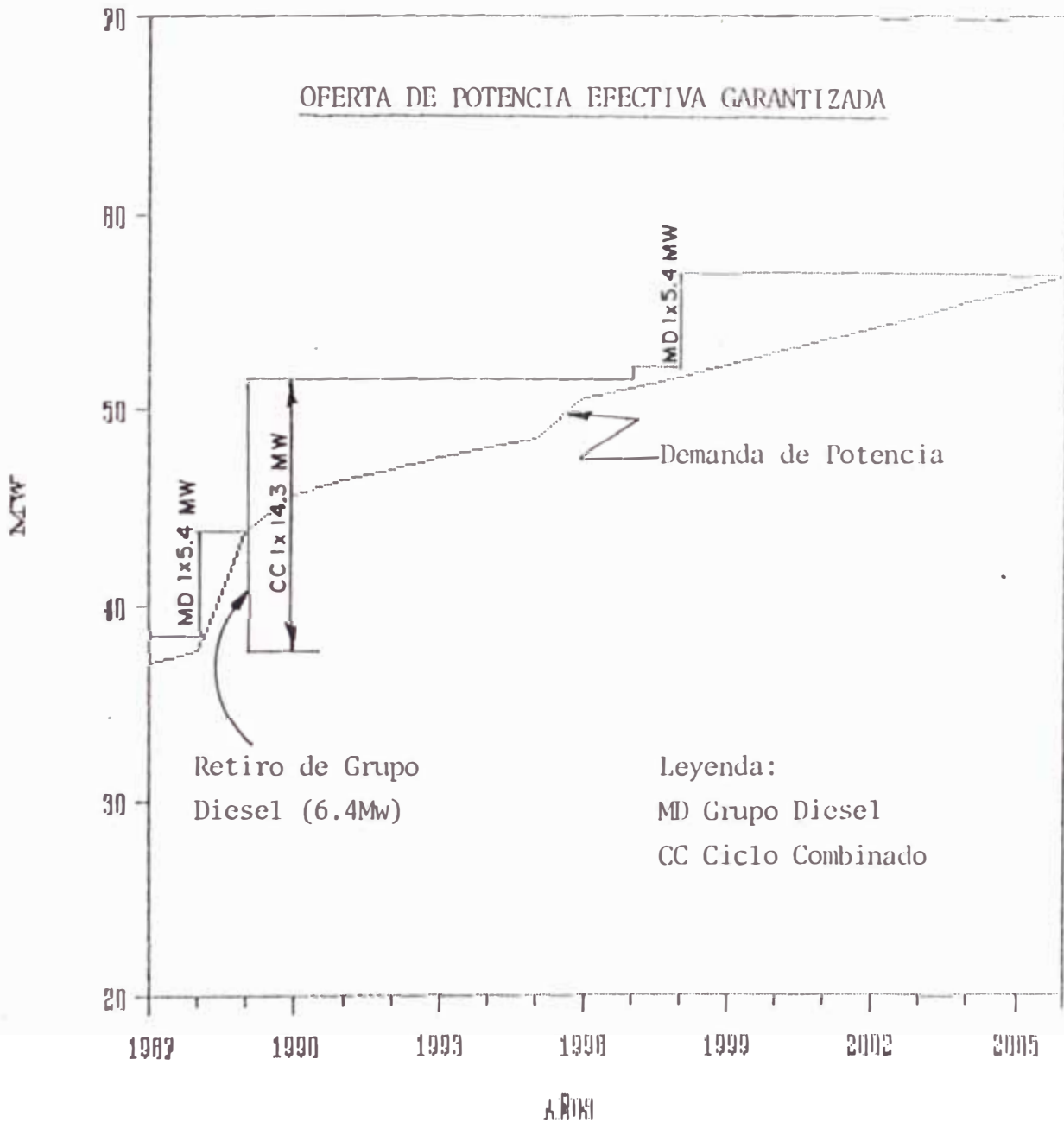


FIGURA 5.3

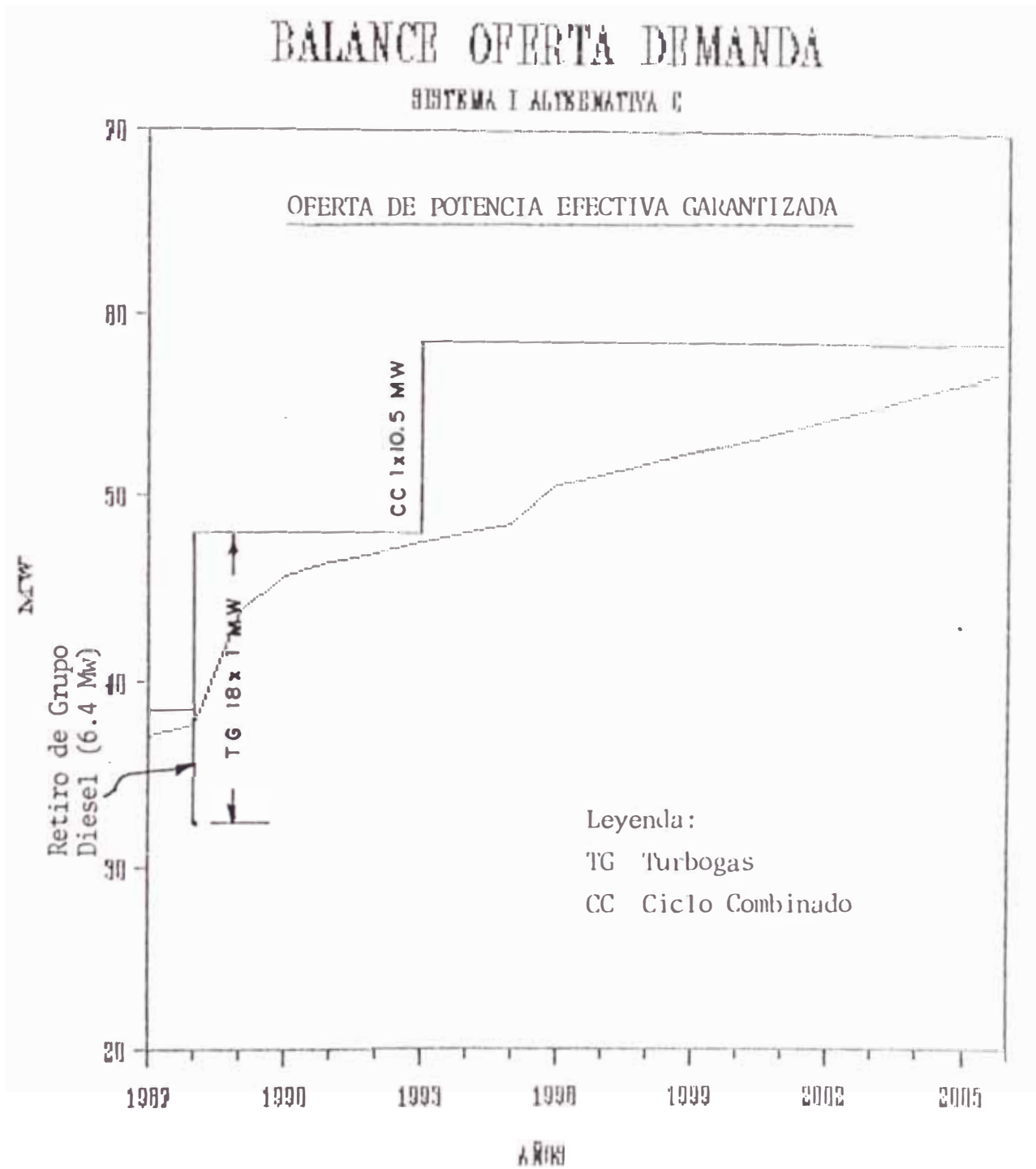
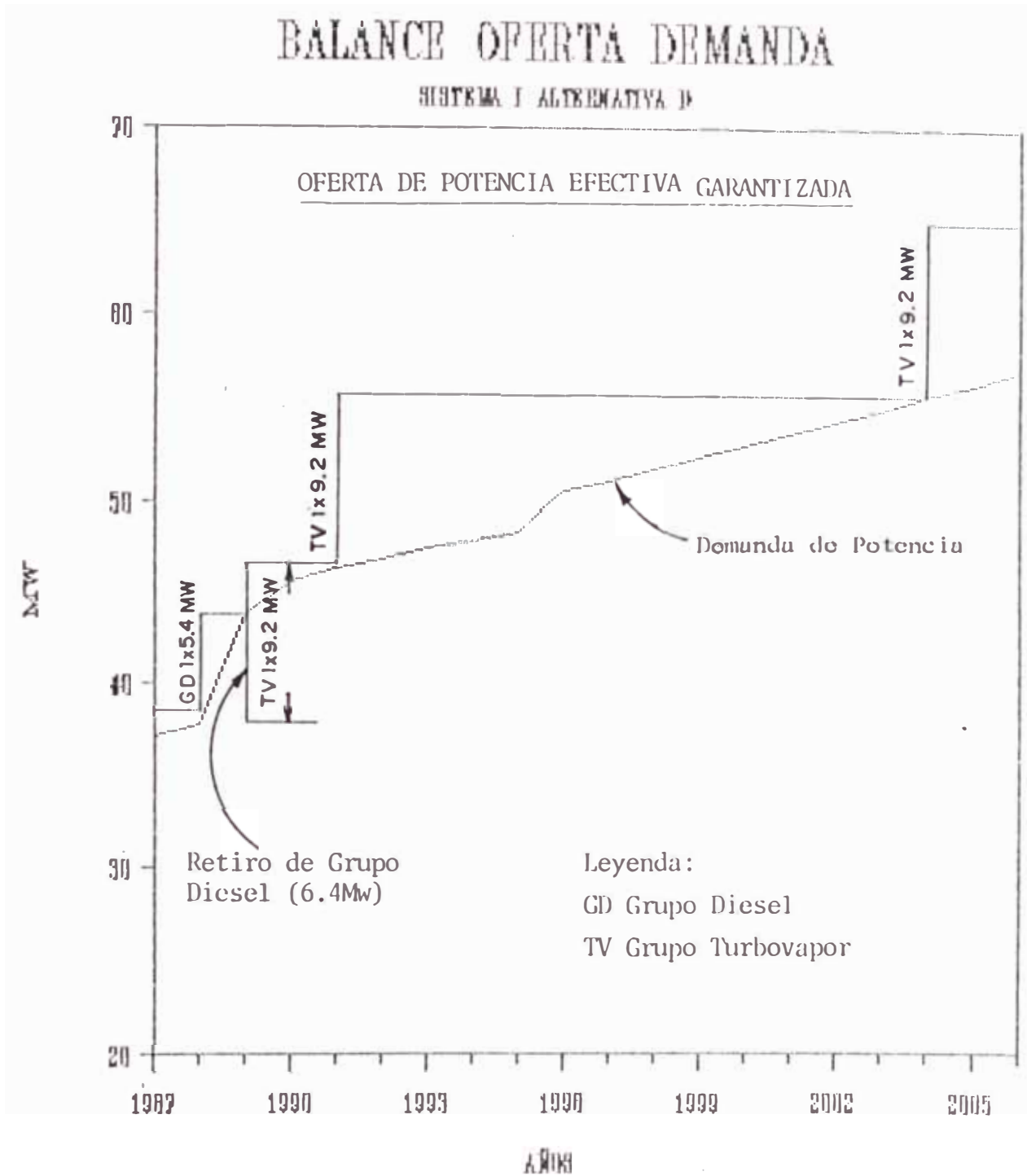


FIGURA 5.4



5.3.4 Sistema Portachuelo

El balance oferta-demanda se presenta en el cuadro 5.12 y en forma gráfica en la figura 5.12.

5.4 Despacho de la unidades en los diagramas de carga

5.4.1 Generalidades

El despacho de potencia y energía de las unidades ha sido efectuado para cada uno de los sistemas y sus correspondientes alternativas. Este consiste en la cobertura del diagrama de carga diario típico del año, con las unidades existentes y/o propuestas en el plan de equipamiento.

La ubicación de las unidades en el diagrama de carga queda definida al efectuar su cobertura, siendo posible la cuantificación de la energía generada, horas de operación y porcentaje de carga correspondiente a cada una de las unidades despachadas

El consumo de combustible de cada unidad requerida para producir la energía generada ha sido obtenida utilizando las curvas de consumo específico de combustible (ver anexo 3) y el correspondiente porcentaje de carga de trabajo de cada unidad.

El consumo de lubricante de las unidades ha sido obtenido sobre la base de la energía generada y el consumo específico de lubricante.

5.4.2 Resultados del despacho

En los cuadros 5.13 al 5.15 se muestran las salidas típicas obtenidas al ejecutar el software para el despacho, tomándose como ejemplo a la alternativa C del sistema II.

En el cuadro 5.13 se muestra el listado del despacho año a año, en él los grupos que aparecen despachados en primer lugar corresponden a los que trabajan en base, los siguientes en media base y punta sucesivamente, en la misma se puede observar los factores de carga y horas de funcionamiento para cada unidad.

Los cuadros 5.14 y 5.15 muestran los consumos de combustible y lubricante respectivamente durante todo el período del estudio.

CAPITULO 6

EVALUACION ECONOMICA

6.1 Metodología de la evaluación económica

Consiste en encontrar para cada alternativa planteada el flujo de costos de las inversiones y de los gastos (combustible, lubricante, personal de operación y mantenimiento, reparaciones), teniendo en cuenta que no todas las unidades entran al mismo tiempo en las diferentes alternativas y que de acuerdo a su vida útil tienen diferentes valores residuales, tanto de equipamiento como de obras civiles, se considerará el valor residual como un ingreso al final del periodo de los 20 años correspondientes al estudio.

Como las alternativas planteadas en el corto plazo deben ser compatibles con los medianos y largos plazos, la evaluación económica se efectuará para los 20 años en conjunto y se considerará como solución del corto plazo el equipamiento requerido antes del año 1990.

Conociendo el flujo de costos de cada alternativa se procede a encontrar el valor presente total de los costos utilizando la tasa de interés correspondiente al costo de capital de PETROPERU S.A. ($i=15\%$).

Habiéndose estimado los costos de inversión del equipamiento y obras civiles en forma paramétrica, los mismos que se pueden observar en el anexo 2, no pudiéndose obtener para el nivel del presente estudio una cifra más precisa, es posible que estén sujetos a fluctuaciones, motivo por el cual se les efectuará un análisis de sensibilidad con porcentajes de ± 10 y ± 20 %.

Del mismo modo, siendo el período de estudio considerable, se efectuarán análisis de sensibilidad en el costo de capital con tasas de 13 y 17 % y de incremento del combustible en +5 y +10 %.

Para cada sistema la alternativa que tenga el menor valor presente de costos será la alternativa seleccionada.

La conveniencia de unir el Sistema I con Los Organos, podrá ser analizada sumando los costos de la mejor alternativa del Sistema I con la mejor de los Organos, para las mismas consideraciones (costo de capital, costo de inversión, etc.) y compararla con la mejor alternativa del Sistema I.

6.2 Premisas de cálculo

Para la evaluación económica se tomaron las siguientes premisas :

- a) El período de análisis será de 20 años (cubriendo el corto, mediano y largo plazo).
- b) Las tasas de descuento consideradas son del 13, 15 y 17 % que es el rango en el que está comprendido el costo de oportunidad del capital de PETROPERU.
- c) A fines del año 1986 se ha considerado el año base para la obtención del valor presente neto de las diferentes alternativas.
- d) El valor residual de los equipos y obras civiles ha sido obtenido por el método de la depreciación lineal durante su vida útil.
- e) Las vidas útiles consideradas para el equipamiento han sido :
- Grupos Turboqas : 20 años
 - Grupos Diesel : 20 años
 - Grupos Turbovapor : 30 años
- f) Los costos de inversión, equipamiento y obras civiles serán cargados según el cronograma de inversiones 1 ó 2 años antes de la entrada en operación de la unidad.
- g) Todos los costos utilizados son vigentes a Diciembre de 1986.

h) Los costos de operación se consideran cargados al final del año.

6.3 Costos

Los costos considerados para el análisis económico de las diferentes alternativas son :

- Inversión
- Combustible
- Lubricante
- Personal de operación y mantenimiento
- Reparaciones

6.3.1 Inversión

En este rubro están comprendidos la fabricación de equipos y accesorios, transporte, gastos de importación, montaje y puesta en operación.

Los costos han sido evaluados al nivel de costos de construcción y para la estimación de los costos directos se han utilizado índices unitarios tomando como referencia los niveles de los precios internacionales de los equipos.

Los costos de construcción a Diciembre de 1986 empleados para el presente estudio son :

- Grupos diesel : 910 US\$/KW
- Grupos turboogas : 464 US\$/KW

- Ciclo combinado : 1250 US\$/KW

- Turbovapor a carbón : 1497 US\$/KW

6.3.2 Combustible

Se han utilizado los siguientes precios para los combustibles :

- Gas asociado : 1.6 US\$/MPC

- Gas no asociado : 2.08 US\$/MPC

- Gas zócalo : 2.02 US\$/MPC

- Buncker C. (residual 6) : 0.328 US\$/Galón

- Diesel Nº 2 : 0.423 US\$/Galón

- Carbón : 0.020 US\$/Kg

6.3.3 Lubricante

El precio del lubricante Petrolube G-40 considerado es de 7.38 US\$/Galón.

6.3.4 Personal de operación y mantenimiento

Para determinar los costos correspondientes a este rubro, se ha estimado el personal para la operación y mantenimiento en cada una de las alternativas planteadas.

El sueldo anual incluyendo beneficios sociales ha sido considerado en US\$ 10,000.

6.3.5 Reparaciones

Los costos de reparaciones considerados en el siguiente estudio son :

- Grupo Diesel : 5 US\$/MW-h
- Grupo turbinas : 1.2 US\$/MW-h
- Ciclo combinado : 1.5 US\$/MW-h
- Grupo turbovapor : 2 US\$/MW-h

En el caso de los grupos Diesel existentes el costo considerado, de acuerdo a la estadística de PETROPERU, S.A. es de 15 US\$/MW-h.

6.4 Flujos de costos y costos totales actualizados

Con los costos indicados en 6.3 se obtienen, para cada sistema y sus alternativas, los flujos de costo y costos totales actualizados, para su elaboración se ha recurrido a un programa de computadora cuya base de datos de entrada es generada por los programas de evaluación de energías, consumos de combustible y lubricante descritos anteriormente.

Para efectos de explicar los reportes de resultados obtenidos se ha escogido la alternativa de equipamiento C para el Sistema II.

El cuadro 6.1 muestra el flujo de costos para esta alternativa entre 1987 y 2006.

El cuadro 6.2 corresponde al reporte del análisis de sensibilidad variando la tasa de inversión. Los cuadros 6.3 y 6.4 muestran el mismo análisis pero considerando una variación del costo de combustible de +5 y +10% del costo base.

6.5 Selección de la alternativa mas conveniente

Se planteará un orden de mérito desde el punto de vista económico de las alternativas de generación.

6.5.1 Sistema I

Considerando los costos bases de combustible y de inversión, al plantearse la relación de valor presente de las alternativas a la alternativa de menor costo, se tiene :

ALTERNATIVA	VALOR PRESENTE COSTOS miles de US\$	RELACION	ORDEN DE MERITO
C	86,492.25	1.00	10
	87,914.39	1.016	20
A	94,633.22	1.094	30
D	98,669.49	1.14	40

De lo anterior se puede concluir que :

- La conversión a ciclo combinado de los grupos turboqas existentes en Malacas, es la mejor

alternativa de solución al problema del suministro de energía para el mediano y largo plazo.

- En el corto plazo es mejor la implementación de un nuevo grupo a turbo gas que la instalación de un grupo Diesel.

6.5.2 Sistema II

Similarmente al sistema I se puede obtener el siguiente cuadro de orden de mérito de las alternativas planteadas :

ALTERNATIVA	VALOR PRESENTE COSTOS miles de US\$	RELACION	ORDEN DE MERITO
C	97,613.92	1.00	19
B	97,844.33	1.002	29
	105,624.47	1.082	39
D	109,679.04	1.124	49

Del cuadro anterior se concluye que desde el punto de vista económico es mejor la implementación de la alternativa C, por lo tanto :

- En el corto plazo se debe implementar una turbina a gas.
- En el mediano y largo plazo se deberá implementar el ciclo combinado.

6.5.3 Sistema Los Organos

Los resultados obtenidos son :

ALTERNATIVA	VALOR PRESENTE COSTOS miles de US\$	RELACION	ORDEN DE MERITO
C	12,323.79	1.00	1º
B	12,410.36	1.007	2º
A	13,094.81	1.063	3º

Luego, en este caso desde el punto de vista económico la alternativa C es la mejor.

En la unión planteada del Sistema con Los Organos, existe generación en esta última, al compararla con el sistema II, en el cual no existe generación, se puede observar:

ALTERNATIVA	VALOR PRESENTE COSTOS miles de US\$	RELACION	ORDEN DE MERITO
SISTEMA II	97,613.92	1.00	1º
SISTEMA I + LOS ORGANOS	98,816.02	1.012	2º

En conclusión, desde el punto de vista económico es mejor unir los sistemas sin generación en Los Organos.

6.6 Conclusiones

- El gas, debido a su costo, resulta ser el combustible más conveniente.
- En la solución del corto plazo es más conveniente la implementación de un grupo turboqas de 18 MW-ISO en el año 1989, o antes de ser posible.
- La conformación de las centrales según el Sistema II, sin generación en la central Los Organos, resulta desde el punto de vista económico la más conveniente.
- Al no existir ampliación en la central Los Organos, el grupo Alco podrá ser trasladado a la central Portachuelo, lo que satisfacería la demanda de dicha central.
- Por otro lado, por razones de confiabilidad de suministro, el grupo turboqas es mejor instalarlo en la Central Talara.
- La implementación del ciclo combinado, mediante la conversión de los grupos turboqas de Malacas, es la alternativa más conveniente para cubrir la demanda en el mediano y largo plazo.

CAPÍTULO 7

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPAMIENTO MECÁNICO SELECCIONADO PARA EL CORTO PLAZO

7.1 Memoria Descriptiva

7.1.1 Objetivo

El presente estudio tiene por finalidad seleccionar la alternativa de generación más conveniente para satisfacer la demanda del Sistema Eléctrico Nor-Oeste Talara de los próximos años.

Las especificaciones técnicas que se proporcionan a continuación, corresponden a los documentos de licitación del equipamiento mecánico de la Central Térmica Talara que permitirá satisfacer la demanda de energía en el corto plazo.

7.1.2 Ubicación y accesos al área del proyecto

La localidad de Talara, donde se encuentra la central, está ubicada en el Distrito del mismo nombre, Provincia de Talara, al Noroeste del Departamento de Piura, aproximadamente a 1,100 Km. de la Capital de la República (Figura 7.1)

Para el acceso desde Lima a la zona del proyecto se cuenta con la carretera Panamericana Norte.

7.1.3 Demanda

Para el sistema Nor-Oeste Talara que constituye el mercado del proyecto, se tiene la siguiente proyección de demanda:

AÑO	POTENCIA MW	ENERGIA MW-HR
1987	37.083	265,969
1988	37.687	269,836
1989	43.707	306,146
1990	45.587	322,592
1991	46.434	328,750
1992	52.825	368,567
1993	53.398	372,441
1994	53.971	376,429
1995	54.555	380,533
1996	57.174	393,236
1997	57.785	397,613
1998	58.443	402,137
1999	59.054	406,804
2000	59.716	411,632
2001	60.392	416,623
2002	61.089	421,786
2003	61.807	427,134
2004	62.543	432,668
2005	63.303	438,401
2006	64.085	444,342

7.1.4 Centrales existentes

El sistema Nor-Oeste está compuesto por 6 centrales térmicas las mismas que a la fecha de elaboración del presente estudio se encontraban interconectadas de la siguiente manera:

- Interconexión : Central Talara - Central Verdún
- Interconexión : Central Malacas - Central El Alto
- Central Los Organos (aislada)
- Central Portachuelo (aislada)

7.1.5 Cobertura de la demanda

Las alternativas de generación planteadas para cubrir la demanda fueron:

- Generación con grupos Diesel
- Generación con Turbinas a Gas
- Generación con Ciclo Combinado
- Generación con Turbin Vapor.

Asimismo, se consideró los equipos existentes en las centrales y cuyo estado de conservación permita su uso hasta completar su tiempo de vida útil.

Teniendo en cuenta que en el sistema Malacas-El Alto existía exceso de oferta y en el sistema Talara-Verdún exceso de demanda, se definió la interconexión de estos 2 sistemas a fin de cubrir la demanda hasta que la alternativa para el corto plazo sea implementada.

La generación prevista para satisfacer la demanda esta constituida por:

1987 : Grupos existentes del Sistema interconectado Malacas-El Alto-Talara-Verdún. Las centrales Los Organos y Portachuelo permanecerán aisladas.

1989 : Ampliación de la central Talara con una turbina a Gas de 18 MW ISO. Traslado del grupo Alco de la central Verdún a Portachuelo.

1992 : Interconexión de la central Los Organos al sistema e instalación del ciclo combinado en Malacas

7.1.6 Descripción del equipamiento mecánico para el corto plazo

El equipamiento mecánico previsto para satisfacer la demanda en el corto plazo se compone de una Turbina a Gas tipo industrial de 18 MW ISO y 16 MW de potencia efectiva en el sitio, trabajando en base empleando como combustible principal gas natural y como combustible secundario Diesel Nº2, además contará con un equipo Diesel para el arranque.

7.2 Alcances del Suministro

El alcance del suministro del equipamiento mecánico que se deberá proporcionar abarca lo siguiente:

- Un grupo turbogas industrial tipo paquete de una **capacidad total** neta de carga de base de 16 MW en las condiciones del lugar de instalación (Talara).
- Un dispositivo de arranque auxiliar con equipo Diesel "Block Start Capability" y un sistema de potencia auxiliar.
- Sistema de admisión incluyendo filtro y silenciador.
- Chimenea de escape y silenciador.
- Sistema de lubricación, calefacción y aire **acondicionado**.
- Tanque de combustible y tuberías de conexión para una capacidad de 2 días de operación continua.
- **Separador** de gas con elementos de maniobra y alarmas para manipuleo del gas.
- Cubierta exterior a prueba de las condiciones ambientales que se indican en las presentes especificaciones con ventilación y aire acondicionado donde sea **requerido, iluminación** y **protección contra incendio**.
- Pruebas
- Puesta en operación

7.3 Condiciones del Servicio

7.3.1 Tipo de operación

El grupo turbogas se empleará continuamente sosteniendo una carga base. La unidad **deberá** ser

adecuada para arranque y cambio de carga rápida dentro de los estándares normales de este tipo de máquinas.

7.3.2 Provisiones para operación

El grupo generador de la Central Térmica de Talara deberá ser diseñada para operar sin personal, con supervisión remota y control ubicado en el edificio de control.

La unidad deberá ser autosuficiente con respecto al arranque y enfriamiento, de manera que no se requiera energía exterior. Cuando la unidad no se encuentre generando, la instalación a través del tablero de servicios auxiliares suministrará energía proveniente de una fuente externa, la conmutación será manual.

El grupo generador deberá estar completamente equipado para control local. Asimismo, la unidad deberá proporcionarse con control remoto de arranque, parada, tensión y carga del generador, incluyendo todos los instrumentos esenciales, indicaciones y alarmas.

El arranque y la parada deberán ser completamente automáticos correspondiendo a impulsos normales de mando locales o remotos. Estos deberán incluir arranque, encendido, aceleración y sincronización

del interruptor, corte de suministro de combustible, rotación lenta y lubricación durante la operación de parada y enfriamiento subsiguiente.

7.3.3 Control de ruido

El suministrador garantizará que los niveles de ruido durante la operación del grupo turbo generador no sobrepasarán los niveles de decibelios en la banda sonora indicados a continuación:

Límite de Octava Banda Hz	Zona E	Zona D	Zona C
25 - 75	68	104	110
75 - 150	58	97	102
150 - 300	48	92	97
300 - 600	44	90	95
600 - 1 200	39	90	95
1 200 - 2,400	36	87	92
2,400 - 4,800	34	82	92
4,800 - 10,000	32	90	99

Un Decibel = 0.0002 microbar

Zona D .- Se aplicará en áreas donde el personal estará constantemente expuesto al ruido.

Zona C .- Se aplicará en áreas donde la exposición del personal sea intermitente y será medido a una distancia de 3 m. horizontales desde la fuente en las direcciones.

Zona E .- Se aplicará en áreas medidas a 350 m. horizontales desde la fuente y en las 4 direcciones.

Los valores tabulados pueden ser reducidos en 5 decibelios si el sonido es concentrado en un ancho de banda pequeña y no sobre el ancho de banda de la octava.

El suministrador proveerá e instalará pantallas y divisiones de admisión y escape para atenuar el nivel definido.

Es de responsabilidad del suministrador efectuar las correspondientes pruebas y someter los protocolos para su aprobación, indicando que los requisitos mencionados han sido cumplidos.

7.3.4 Condiciones ambientales de operación

Altura	: Nivel del mar
Presión del viento	: 50 Kq/cm ²
Precipitación pluvial promedio	: 56 m.m.
Temperatura máxima	: 39 °C
Temperatura mínima	: 16 °C
Viento predominante	: Todas direcciones
Lluvia	: Alta densidad casos eventuales

Atmósfera : Contiene polvo y sal originados en la costa desértica y en el mar. Debido a la operación de la Refinería, están presentes humos que contienen materias que se sabe inducen la corrosión de los metales.

Reqlamento Nacional

Construcción : Zona 1 Alta Sismicidad

7.3.5 Características de los combustibles

A continuación se proporcionan las características de los siguientes combustibles:

Gas Natural (Combustible Principal)

Contenido (Vol. %)

O1 Metano	92.6 %
O2 Etano	4.3 %
O3 Propano	1.8 %
IC4 Isobutano	0.3 %
NC4 Normal Butano	0.5 %
IC5 Isopentano	0.2 %
NC5 Normal Pentano	0.3 %
	100.0 %

- Gravedad Específica = 0.6155
- BTU/pie cúbico (neto) = 1.002
- BTU/pie cúbico (bruto) = 1.109

Diesel Nº 2 (Combustible Secundario)

Gravedad Específica (°API, 60 °F)	34.5
Punto de Inflamación (°F)	131.0
Viscosidad (SSU a 100 °F)	39.8
Viscosidad cinemática (CST a 100 °F)	4.9
Punto de fluidez °F	0.0
Color ASTM	1.0
Azufre. % en Masa	0.04
Corrosión lámina de Cu. No	1.0
Agua y Sedimento % volumen	0.0
Estabilidad de oxidación en Mg/100 ml	0.8
Cenizas. & Masa	0.004
Poder Calorífico Bruto (BTU/lb)	19.560.0
Indice Cetano	52.0
Carbón Residual 10 % Fondos (% en Masa)	0.01

7.4 Especificaciones Técnicas Generales del Equipamiento Mecánico

7.4.1 Normas Técnicas

Para el suministro de equipos, el diseño, los materiales, la fabricación y pruebas en fábrica

deberán responder **prioritariamente** a las últimas revisiones de las siguientes normas:

Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)

Organización Internacional para Normalización (ISO)

American Petroleum Institute (API)

Instituto Americano de Normas Técnicas (ANSI)

Asociación de Electrotécnicos Alemanes (VDE)

American Society Mechanical Engineers (ASME)

American Society for Testing and Materials (ASTM)

Sociedad Americana de Soldadura (AWS)

American National Standard Institute (ANSI)

Instituto de Investigación Tecnológica Industrial y de Normas Técnicas del Perú (IITINTEC)

Todas las magnitudes y unidades deberán estar de acuerdo con la norma ISO Nº 1000-1973 (E), denominada "SI Units and Recomendations for the use of their multiples and of certain other units"

Otras normas serán aceptadas siempre y cuando éstas sean referenciales e iguales o mejores que las normas mencionadas anteriormente.

Finalmente, el montaje deberá ceñirse al Código Eléctrico Nacional (última revisión) y al Código Eléctrico Americano.

7.4.2 Diseño y Materiales

El equipo será diseñado para un satisfactorio uso en las condiciones ambientales y de servicio más desfavorables, tanto permanente como transitorias, debiendo prever la seguridad del personal de operación y mantenimiento.

Asimismo, deberá considerar facilidades para su transporte, montaje y desmontaje, mantenimiento y pruebas.

El diseño de los equipos considerará una máxima normalización de sus componentes, de modo que las piezas homólogas puedan ser intercambiables sin ningún ajuste.

En el diseño de los equipos se aplicará factores de seguridad en particular en la construcción de piezas y componentes sometidos a cargas cíclicas, vibraciones, impactos o choques, conforme a la buena práctica de ingeniería.

En condiciones de funcionamiento normal máximo, el esfuerzo unitario no deberá exceder los siguientes valores:

- Componentes bajo carga estática : 50% del límite estático
- Hierro fundido bajo tensión : 10% del límite elástico

- Componentes rotativos, en caso de velocidad máxima de embalamiento : 75% del límite elástico

Todos los materiales empleados en la fabricación de los equipos serán nuevos y de primera calidad, exentos de defectos e imperfecciones y del tipo o clase especificada.

Los materiales serán conforme a la última edición o revisión de las siguientes normas, a menos que sea especificado en forma diferente:

- Piezas de acero fundido : ASTM A 27, grado 65.35
- Piezas de hierro fundido: ASTM A 48, clase 35
- Planchas de acero : ASTM A 285, calidad caldera grado B ó C
- Perfiles de acero : ASTM A 373
- Acero para tornillos y tuercas : ASTM A 307
- Piezas de bronce fundido: ASTM B 143, aleación 2B
- Bronce para tornillos y tuercas : ASTM B 21, aleación A
- Metal blanco para cojinetes : ASTM B, aleación grado 4
- Tubos de acero inoxidable : ASTM B 269, grado 1F 304
- Conductores de cobre : ASTM B5

7.4.3 Construcción

Las piezas y equipos serán construidos en estricto acuerdo con los planos de fabricación, de modo que

Las piezas reemplazables que sean fabricadas con la **precisión** respectiva, puedan ser **montadas** sin ninguna dificultad.

Todas las superficies, **cortes**, **perforaciones** y **doblados** tendrán un perfecto acabado, que debe ser cepillado y rectificado si fuese necesario, de modo que las piezas adyacentes puedan adaptarse sin dificultad. Las aristas serán sin rebabas ni deformaciones y tendrán los filos eliminados.

Las **superficies** de las piezas que deben soldarse serán preparadas adecuadamente, debiendo antes estar exentas de grasa, herrumbre y otras sustancias.

Las soldaduras deben ser efectuadas por arco eléctrico; el **acabado de los cordones de soldadura** será regular sin depresiones, escorias, porosidades ni ranuras o surcos laterales.

7.4.4 Protección Anticorrosiva

Las piezas y estructuras metálicas susceptibles de **corrosión** serán sometidas a un tratamiento de protección de **pintura y/o galvanización**, según sea especificado. Para ello, serán primeramente lavados con un líquido detergente que las deje libres de grasas; luego, se deberá sumergir a las piezas en un ácido **decapante del óxido**, hasta **llevarlas al**

estado de "metal desnudo" e inmediatamente, previo enjuague del ácido, deberá aplicárseles la protección anticorrosiva.

Después del galvanizado y/o pintura no será efectuado ningún trabajo de corte, cizallamiento, perforación, doblado, etc.

7.4.4.1 Galvanizado

La galvanización en caliente será efectuada utilizando solamente zinc original de alto horno (pureza del 98.5%).

La capa del galvanizado será como mínimo de 600 g/m² aplicada con uniformidad, con un espesor mínimo de 70 µ (micrones).

La preparación para el galvanizado y la galvanización misma no deberá producir ninguna distorsión sobre la pieza ni efectos adversos a las propiedades del material.

7.4.4.2 Pintura y tratamiento de superficies

El pintado será efectuado mediante la aplicación de dos manos o capas de base anticorrosiva y dos manos de pintura de acabado. Cada capa será compatible con la anterior y la siguiente.

Antes de la aplicación de cada capa de pintura, las superficies serán limpiadas, pulidas y secadas para garantizar una adecuada imprimación.

7.5 Especificaciones Técnicas Particulares del Equipo miento Mecánico

7.5.1 Capacidad Normal

7.5.1.1 Capacidad Total

La capacidad neta total de generación de la planta operando en servicio de base no deberá ser inferior a 16 MW medidos en el lugar de operación.

El suministrador deberá indicar:

- a) Capacidad normal de carga base bajo las condiciones precitadas
- b) Capacidades normales de servicios de punta y base según las prácticas normales de los fabricantes.

Las capacidades normales deberán basarse en el uso de los combustibles Gas y destilado Diesel Nº 2 de las características que se incluyen en estas especificaciones.

La capacidad para servicio de punta deberá basarse sobre la operación intermitente hasta de 1,000 horas anuales con cargas sobre 80% de esta capacidad.

7.5.2 Disposición construcción

7.5.2.1 Ensamblado

La unidad turboqas deberá ser un "paquete" completamente independiente, que comprenda una planta de energía completa con todos los aditamentos y accesorios necesarios, diseñada para instalarse con la preparación del terreno y ensamblado en el campo mínimos.

La disposición deberá ser tal que provea una disposición compacta con amplia accesibilidad para mantenimiento.

La disposición prevee el espacio necesario para filtros de admisión y para silenciadores de admisión y escape. Sin embargo, de preferencia el filtro de admisión deberá ser instalado sobre el techo del grupo turboqas.

7.5.2.2 Cubierta exterior

El conjunto deberá ser encerrado en cubierta exterior, adecuado para el ambiente corrosivo circundante. Esta deberá proveer ventilación

y aislamiento térmico y acústico adecuados. Las provisiones para el acceso y la remoción del equipo para inspección y mantenimiento deberán ser convenientes y simples.

Las superficies internas, externas y pasajes deberán ser pintados con el tono y color de pintura estándar del fabricante consistente con las condiciones de servicio. El compartimiento de la turbina deberá ser pintado con una pintura adecuada resistente a la temperatura. Las superficies exteriores deberán recibir una capa protectora contra la oxidación. Una vez montada la planta, las superficies deberán pintarse exteriormente con pintura epóxica, previo arenamiento.

7.5.3 Unidad Turbogas

7.5.3.1 Tipo

El grupo turbogas deberá ser del tipo de ciclo simple, y deberá ser de simple-eje, con el rotor del compresor mecánicamente acoplado al rotor de la turbina.

7.5.3.2 Turbina de Potencia

La turbina de potencia deberá ser del tipo industrial convencional, diseñada para

soportar arranques y cambios rápidos de carga.

Las carcasas deberán ser separadas convenientemente para el mantenimiento y deberán permitir el acceso a las paletas sin dificultad. Donde sea necesario se deberán proveer guías para prevenir daños a las paletas mientras se mueve la carcasa. Deberán ser provistos de orejas, cáncamos y todos los accesorios requeridos para levantamiento.

El diseño de las carcasas deberá minimizar la posibilidad de distorsión bajo condiciones operativas.

El sistema de enfriamiento y revestimientos deberá mantener la temperatura de las carcasas entre límites apropiados.

El cojinete de empuje deberá ser de autoalineación y adecuado para el posicionamiento del eje. Los cojinetes deberán ser lubricados a presión.

Deberán ser provistos sellos para prevenir filtraciones de aceite en los pasajes del gas y pérdidas de gas.

Deben tomarse las provisiones para permitir el examen y reemplazo de los sellos de la turbina sin desmantelar la carcasa. Los elementos de sello deben ser diseñados para evitar la pérdida de gas.

Las paletas deberán ser diseñadas para evitar la posibilidad de avería por vibración y para minimizar los efectos de cualquier fricción leve. La construcción de las paletas deberá ser tal que pueda restaurarse cualquier porción en el sitio.

El rotor completo de la turbina deberá ser balanceado dinámicamente y deberá ser probado a una sobrevelocidad de por lo menos 15%.

7.5.3.3 Sistema de combustión

El sistema de combustión será del tipo quemadores múltiple los cuales estarán dispuestos circunferencialmente en una cámara de combustión.

Cada quemador deberá incluir su tobera de atomización de combustible.

La ignición del combustible se iniciará por medio de bujías ubicadas en cada combustor y la combustión será mantenida a través de

todos los quemadores mediante tubos cruza-flama que interconectarán los quemadores múltiples.

El diseño de los tubos cruza-flama deberá permitir absorber los desalineamientos, a fin de impedir que se rompan las bridas y pernos de unión a los quemadores.

Los materiales empleados en la fabricación de los combustores serán de gran estabilidad y resistencia a temperaturas elevadas que se producen en la combustión de los gases.

Las cámaras deberán tener enfriamiento por medio del aire de combustión proporcionado por el compresor.

Los pasajes de los gases deberán ser diseñados para prevenir el sobrecalentamiento de las paletas de la turbina por la radiación de la llama.

7.5.4 Admisión y Escape

7.5.4.1 Silenciamiento de Admisión y Escape

Deberán ser suministrados silenciadores de admisión y escape de diseño normal, con pantallas y aislamiento acústico de ductos y planchas para controlar el ruido según se

indica en estas especificaciones. Deberán tomarse las provisiones para la instalación futura, si fuera necesario, de equipo adicional de silenciamiento para proveer el siguiente grado superior de reducción del nivel de ruido. Los postores deberán enunciar el precio adicional para el mencionado equipo adicional.

7.5.4.2 Filtro de Admisión

Se suministrará equipo de filtración de admisión del tipo autolimpiador autorenovador automático. El filtro deberá ser del tipo seco y será diseñado para quitar la contaminación atmosférica hasta el límite necesario y para proteger el equipo del ensuciamiento de la turbina. El aire atmosférico contiene polvo y sal originados en la costa desértica y en el mar, además están presentes humos de la refinería que contienen materias que se sabe inducen a la corrosión de los metales.

El filtro de aire será preferentemente ubicado en la parte superior de la cubierta de la unidad.

Se proveerán puertas de admisión u otros medios para proteger la unidad en el caso de que se obturen los filtros

La caída de presión a través del conjunto del sistema de admisión de aire debe mantenerse a un mínimo. El máximo recomendable es de 3" de H₂O.

La abertura de admisión de aire debe situarse de tal modo que se reduzca a un mínimo la entrada de gases de escape de la turbina u otros contaminantes.

7.5.4.3 Ducto de Escape

Los ductos y chimeneas de escape deberán ser auto soportados, y dispuestos en forma tal que el trabajo de mantenimiento, exceptuando la remoción del rotor, pueda realizarse sin mover la chimenea. Los ductos y elementos serán de materiales resistentes a la corrosión, o adecuadamente protegidos para tal propósito.

Los ductos de admisión y escape deberán tener compuertas que puedan abrirse cerrarse automáticamente para proteger el equipo cuando éste no esté en funcionamiento. Todo

el equipo debe estar cubierto herméticamente si fuera posible.

7.5.5 Sistemas auxiliares

7.5.5.1 Sistema de Lubricación

Se incluirá un sistema completo de aceite para la lubricación de la turbina, generador, engranaje de reducción y engranaje accesorio. Deberá, asimismo, contar con dispositivos protectores contra condiciones de baja presión y de alta temperatura.

El sistema deberá incluir reservorio para el aceite enfriador, filtros, reguladores de presión, bomba principal de aceite accionada por el eje de la turbina, bomba (o bombas) de reserva accionada con motor de CA o CC y calentador. Se proveerá instrumentación completa y controles automáticos para indicación y protección.

El lubricante será de fácil compra en el mercado nacional.

7.5.5.2 Sistema de Agua de Enfriamiento

Se suministrará un circuito cerrado completo de capacidad adecuada para las máximas condiciones ambientales, incluyendo radiador del

tipo aire-aceite con varios ventiladores, control automático de temperatura e instrumentación.

7.5.5.3 Sistema de Aire de Control de la Estación

Se suministrará un sistema de aire comprimido según se requiera para el control e instrumentación. Incluirá un suministro normal desde el compresor de aire de la turbina, un compresor de reserva accionado con motor, receptor, filtro, secador e instrumentación y control para la regulación, indicación y alarma.

El sistema de gas deberá ser suministrado a partir del manifold ubicado al costado de la nueva central y deberá incluir los dispositivos de regulación, medición con registros y control, así como el separador de líquidos.

La presión normal del gas es de 10 Kq/cm² antes del regulador y la turbogas deberá trabajar sin problemas hasta con una presión mínima de 7 Kq/cm².

El cambio de combustible de gas a Diesel deberá ser efectuado automáticamente sin tener que reducir la carga que está entregando el grupo en el caso de corte de suministro de gas, debiendo ser verificado en fábrica. En el caso de no poder cubrirse hasta el 100% de carga se deberá implementar la unidad con un sistema de rechazo de carga del tipo selectivo que será incluido en el suministro del tablero de control del generador.

El sistema de combustible Diesel, para uso eventual, deberá incluir válvula de cierre, bomba accionada por un motor de corriente alterna, un sistema de división de flujo y medición para las boquillas, boquillas de atomización, filtros y un sistema completo de tuberías. Se deberá proveer un dispositivo de desplazamiento positivo para medir el consumo de petróleo.

Se deberá proveer el tanque de almacenamiento diario con una capacidad de 80,000 galones, así como las tuberías, válvulas, otros accesorios y bombas de combustible y descarga, que permitan la alimentación de combustible desde el tanque hasta la unidad.

7.5.5.5 Control de la Regulación, Disparos y Alarmas

La unidad deberá incluir las funciones o dispositivos siguientes :

- . Dispositivos sensibles a la velocidad y regulador de la velocidad, accionados por el eje.
- . Dispositivo de disparo de emergencia por sobrevelocidad.
- . Dispositivo de limitación de carga.
- . Regulador de combustible.
- . Disparador por falta de llama.
- . Control de la temperatura de escape, dominando al regulador de velocidad.
- . Alarma y disparador por sobret temperatura de escape (separada del control).
- . Sistema de disparo por temperatura de escape.
- . Alarma y disparador por baja presión del aceite de lubricación.
- . Alarma por bajapresión hidráulica del circuito disparo.

Los circuitos de disparo deberán ser desenergizados para disparar. Los circuitos de alarma deberán ser energizados para alarmar.

- . Alarma y disparador por vibración excesiva.
- . El Gobernador será del tipo electrónico para trabajar normalmente en paralelo en el Sistema Noroeste de Talara con dos turbinas del mismo rango de potencia las cuales cuentan con sistemas de control convencional del tipo motor e hidráulico.
- . El suministrador indicará en su oferta lo siguiente:
 - a) Faja de variación de la velocidad en condición estable desde 0 a plena carga.
 - b) Variación transitoria de la carga al aplicársele un 25% de la carga neta al generador.
 - c) Tiempo de retorno a la velocidad a la faja de variación de velocidad normal mencionada anteriormente en a).

7.5.5.6 Arranque

El sistema de arranque deberá incluir un motor Diesel con todos los auxiliares necesarios, control y medios para el enganche y desenganche del engranaje motor de la turbina. A su vez, este motor Diesel será arrancado mediante baterías y/o aire comprimido.

7.5.5.7 Sistema de enfriamiento de Parada

El sistema para cada unidad deberá incluir un motor que accione el eje de la turbina y un dispositivo de acoplamiento, conjuntamente con una bomba para el aceite de lubricación y equipo de control automático.

7.5.5.8 Accionamientos auxiliares

Se deberán proveer medios mecánicos, según se pueda requerir, para conectar los auxiliares de la turbina al eje de la turbina, incluyendo los siguientes:

- . Máquina o motor de arranque.
- . Sistema de regulación de velocidad.
- . Bomba para combustible.
- . Bomba para agua.
- . Bomba para el aceite de lubricación.

- . Mecanismo para accionar el eje durante el enfriamiento de parada.

7.5.5.9 Ventilación y Aire Acondicionado

Se deberá incluir la ventilación de los siguientes compartimientos durante la operación:

- . Compartimiento de la turbina y accesorios.
- . Compartimiento del generador.

Se deberá incluir aire acondicionado para :

- . Compartimiento de control.

7.5.5.10 En ranas

Se deberá proveer un engranaje de reducción de velocidad del tipo de ejes paralelos para acoplar el eje de la turbina al generador. La caja de engranajes estará dispuesta para fácil acceso, y la caja deberá ser dividida horizontalmente.

7.5.6 Accesorios varios

7.5.6.1 Placas

Se aplicarán placas para identificar a las unidades y partidas principales del equipo o componentes principales de él. Además, se suministrará placas para todos los dispo-

sitivos de control, mostrando su designación funcional y posiciones de operación.

En general, las placas se harán de plástico laminado con letras blancas en fondo negro. Sin embargo, si la empresa contratante lo ordenara las designaciones se marcarán en los paneles y compartimientos.

Las designaciones estarán sujetas a aprobación y estarán en idioma Español.

7.5.6.2 Herramientas

Se suministrará un juego de herramientas y equipo de mantenimiento como sigue :

- . Llaves y herramientas especiales según se requiera para el montaje y desmontaje.
- . Calibradores y dispositivos según se requiera para medidas de alineamiento, anularidad y concentricidad durante el montaje.
- . Soportes para levantamiento, vigas, gatos y polipasto requeridos para el desmontaje de las cubiertas, rotores, interruptores automáticos y otras partes principales.

- . Casilleros y cajas para almacenamiento de los elementos arriba mencionados.

7.5.6.3 Dibujos

a) Dibujos de Amplificación

El plano que acompaña estas especificaciones muestra la ubicación, disposición y naturaleza de la instalación requerida tal como se comprende actualmente.

El plano precitado indica una instalación final y está sujetos a modificación con respecto a la ubicación sobre la base de la información que suministrará el Proveedor. La empresa contratante podrá emitir dibujos revisados y dibujos de amplificación dando explicaciones y detalles de la instalación.

b) Dibujos de Fábrica y de Trabajo

Los dibujos de fábrica se someterán para información y aprobación. Dibujos de conjunto mostrarán las necesarias dimensiones principales para el bosquejo del espacio y disposición de las conexiones que se harán. Dibujos detallados mostrarán la ubicación y disposición de cada componente principal de la unidad.

El suministrador confeccionará y someterá para su aprobación dibujos de trabajo y detalle que cubran sus instalaciones. Incluirán pero sin limitarse a:

- . Fundaciones para las unidades y equipo conexo. Los dibujos mostrarán dimensiones, acero de refuerzo, pernos de anclaje, aberturas y accesorios de inserción.
- . Los diseños se harán con referencia a la información sobre prueba del terreno.
- . La información que acompañe a los dibujos mostrará la carga estática, tolerancia hecha para el asentamiento diferencial, y formulación del criterio empleado en diseñar.
- . Bosquejo para la unidad, mostrando el espacio requerido para el montaje y para mantenimiento y provisiones especiales tales como apoyos para aplicar gatos, áreas pavimentadas, y detalles de conexiones los servicios. Se suministrará plano de iluminación.

c) Procedimiento para los Dibujos

Se someterán para su aprobación seis (6) copias de cada dibujo de fábrica y de trabajo. Si se requiriera revisión, se suministrarán seis (6) nuevas copias.

Se suministrarán seis (6) copias y un (1) segundo original para obtener reproducciones de los dibujos finales.

7.5.6.4 Iluminación

Se proveerá un sistema de iluminación que operará a 220 voltios, y que suministrará toda la iluminación necesaria en cada compartimiento, incluyendo la cámara de entrada y equipo de mando, y externamente a la unidad para usos generales. además, se proveerá amplia iluminación en cada punto de operación o control tal como paneles de control e instrumentos de presión y temperatura. Se incluirá un adecuado equipo de maniobras.

En puntos convenientes se proveerán tomacorrientes para iluminación y para fuerza para facilitar el mantenimiento con lámparas y herramientas portátiles.

En los compartimientos principales se proveerá iluminación de emergencia adecuada, con conexión automática a una fuente de baterías.

7.5.6.5 Calentamiento

Donde sea necesario se proveerá calentamiento eléctrico con controles convenientes para prevenir la condensación o absorción de humedad y para mantener la temperatura adecuada para operación. No se requerirá protección contra la congelación.

Los sistemas de calentamiento incluirán, pero sin limitarse, lo siguiente :

- . Sistema de aceite lubricante para la turbina.
- . Compartimiento principal para el generador.
- . Compartimiento del interruptor automático del generador.

7.5.6.6 Protección contra Incendio

Se proveerá un sistema completo de protección contra incendio del tipo HALON. El sistema protegerá el generador, turbina y compartimientos accesorios incluirá todas las botellas de gas, tuberías, boquillas, detectores, disparos automáticos y alarmas

necesarias y los dispositivos necesarios para verificar la condición del sistema.

7.5.6.7 Libros con Instrucciones

Se suministrarán libros compactos con instrucciones en diez (10) copias.

Estas cubrirán :

- . Instrucciones de operación para todo el equipo.
- . Programa de inspección durante períodos de parada y operación.
- . Procedimientos de mantenimiento y ajuste.
- . Listas de repuestos y diagramas.

Las descripciones especiales e instrucciones de operación estarán en idioma Español.

7.5.7.1 Generalidades

Todas las pruebas se conducirán de acuerdo con los más recientes procedimientos standards aplicables y códigos de pruebas. En cuanto sea posible las pruebas deberán efectuarse con el equipo totalmente armado.

El proveedor someterá para su comprobación y aprobación, informes de las pruebas completa-

mente certificadas y notarialmente aprobadas en quintuplicado, incluyendo las lecturas de las pruebas, cálculos y toda otra información pertinente.

7.5.7.2 Pruebas de Fábrica e Inspección

El suministrador incluirá una lista de las pruebas standard de fábrica a que someterá la unidad y cada parte del equipo y material antes del embarque de la unidad.

Las pruebas de fábrica para la turbina incluirán, pero si limitarse lo siguiente:

- Balanceamiento de los rotores de la turbina de potencia y compresor o generador de gas.

- Montaje y operación sin carga, para probar:

- . Vibración
- . Temperaturas
- . Sistemas de control
- . Equipo e implementos accesorios
- . Disparo por sobrevelocidad
- . Cambio automático de combustible de gas a líquido y de líquido a gas.

7.5.7.3 Pruebas después de la Instalación

Después de la instalación el suministrador preparará el equipo para operación, incluyendo la realización de comprobaciones y pruebas de operación según se requieran para demostrar la disponibilidad del equipo suministrado por él y el funcionamiento adecuado con el sistema eléctrico existente. Se harán pruebas en cooperación con otros suministradores después que se hayan realizado las pruebas rutinarias requeridas. Tales trabajos y pruebas incluirán:

- . Pruebas de funcionamiento y de operación de todos los accesorios, aditamentos y sistemas.
- . Pruebas de operación preliminares del conjunto completo incluyendo comprobación de performance, temperaturas, ruido y vibración.

Dentro de los tres meses después de haber completado la instalación, la unidad se someterá en el campo a pruebas de performance con el propósito de determinar la capacidad, consumos de calor e información que atañe a la operación a diversas cargas.

Se desarrollarán suficientes pruebas para determinar las eficiencias actuales de la unidad bajo todas las condiciones garantizadas. Tales pruebas se desarrollarán bajo condiciones mantenidas tan cercanas las condiciones de contrato como las operaciones de la planta lo permitan, pero las curvas que el Proveedor someterá como parte de su propuesta se usarán donde se necesite para realizar las correcciones por variaciones en temperatura ambiente, poder calorífico del combustible, etc. El ingeniero de servicio del suministrador estará presente durante las pruebas.

El suministrador proporcionará todas las conexiones e instrumentos necesarios para conducir las pruebas. Los instrumentos de la planta podrán usarse si el suministrador los verifica y calibra antes de las pruebas.

El entidad contratante suministrará combustible, agua, energía, lubricantes y elementos similares conexos a la operación del equipo, incluyendo el personal regular de planta.

Si los resultados indicaran que la performance está dentro de los límites del contrato, el equipo se podrá considerar por

aceptado. Si hubiera indicación de deficiencia en la performance, se podrá considerar la conducción de las pruebas de precisión de la ASME. Los licitantes establecerán el precio adicional para practicar tal prueba.

7.6 Metrado y Presupuesto Base

La tabla de cantidades y precios se proporciona en la lamina 7.8, además en la lámina 7.9 se proporciona el presupuesto base para la adquisición del equipamiento mecánico que asciende a US \$ 8'352,000.00 a Enero de 1987.

LAMINA 7.1
 HOJA DE DATOS TECNICOS Nº1
 GRUPO TURBOGAS

1. DATOS TECNICOS

VALOR REQUERIDO

a. Datos Generales

- a.1 Tipo de generación
- a.2 Número de unidades
- a.3 Lugar de instalación
- a.4 Equipo diseñado con códigos y standard
- a.5 Instalación

SERVICIO DE BASE
 1 (UNA)
 REFINERIA TALARA
 INDICAR
 A LA INTERPERIE

b. Condiciones del lugar y ambientes

- b.1 Elevación sobre el nivel del mar
- b.2 Temperatura del ambiente exterior
- b.3 Humedad relativa externa
- b.4 Condiciones del aire externo salino y corrosivo (gases de refinería)
- b.5 Nivel máximo garantizado de sonido medido en decibeles a 3 m. horizontales desde la fuente en las 4 direcciones

A NIVEL DEL MAR
 RANGO
 72 °F - 100 °F
 22 °C - 39 °C
 RANGO
 70 % - 90 %
 SI (CERCA AL MAR)
 INDICAR

c. Diseño sísmico

- c.1 Diseño para carga sísmica
- c.2 Coeficientes de aceleración sísmica
 - Coeficiente horizontal (H)
 - Coeficiente vertical (V)

SI
 0.5 G
 0.2 G

LAMINA 7.2

HOJA DE DATOS TECNICOS Nº 2

GRUPO TURBOGAS

2. CARACTERISTICAS TECNICAS GARANTIZADAS

a. Capacidad

	VALOR REQUERIDO	Temperatura aprox. del gas en la turbina	
		Entrada	Salida
a.1 Capacidad de salida neta en base a las condiciones del sitio (39°C y nivel del mar)	16 MW	INDICAR	INDICAR
a.2 Capacidad de salida neta en base a 30°C y nivel del mar	INDICAR	INDICAR	INDICAR
a.3 Capacidad de salida neta en base a 27°C y nivel del mar	INDICAR	INDICAR	INDICAR
a.4 Capacidad de salida neta en punta en las condiciones del sitio (39°C y nivel del mar)	INDICAR	INDICAR	INDICAR
a.5 Capacidad de salida neta en punta a 30°C y nivel del mar	INDICAR	INDICAR	INDICAR
a.6 Capacidad de salida neta en punta a 22°C y nivel del mar	INDICAR	INDICAR	INDICAR

b. Consumo específico de calor y eficiencia térmica

b.1 Servicio de base

POTENCIA MW	CONSUMO ESPECIFICO	EFICIENCIA	CONSUMO DE COMBUSTIBLE	
			GAS Nm ³ /seg	DIESEL GPM
100%	BTU/MW-HR	%	---	---
75%	BTU/MW-HR	%	---	---
50%	BTU/MW-HR	%	---	---

b.2 Servicio de punta

POTENCIA MW	CONSUMO ESPECIFICO	EFICIENCIA	CONSUMO DE COMBUSTIBLE	
			GAS Nm ³ /seg	DIESEL GPM
100%	BTU/MW-HR	%	---	---
75%	BTU/MW-HR	%	---	---
50%	BTU/MW-HR	%	---	---

c. Tiempo de Arranque

	REQUERIDO	OFERTADO
c.1 En carga de base (NORMAL) minutos	< 15	INDICAR
c.2 En carga de base (RAPIDO) minutos	< 5	INDICAR

d. Especificación del combustible

d.1 Combustible	DUAL (GAS-DIESEL Nº 2)
d.2 Principal	GAS
d.3 A falta de presión de gas	DIESEL
d.4 Sistema de cambio de gas a Diesel AUTOMATICO, con un % de carga sin rechazo no menor a	75 %

e. Nivel de ruido

e.1 Máximo nivel de ruido medido en decibeles a 3 m. horizontales desde la fuente en 4 en direcciones	INDICAR
e.2 Máximo nivel de ruido medido en decibeles a 120 m. horizontales desde la fuente en 4 en direcciones	60 DB

LAMINA 7.3
 HOJA DE DATOS TECNICOS Nº 3
 GRUPO TURBOGAS

	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
3. VELOCIDADES CRITICAS			
a. Turbina	rpm	INDICAR	
b. Generador	rpm	"	
c. Unidad completa	rpm	"	
4. AMPLITUD DE VIBRACION			
a. Normal	nuls	INDICAR	
b. Alarma	nuls	"	
c. Parada	nuls	"	
5. MAXIMA ELEVACION DE VELOCIDAD ANTE RECHAZO DE CARGA TOTAL (MAXIMO)			
		10 %	
6. TEMPERATURAS DE DISEÑO EN CARGA BASE (°F) EN LAS CONDICIONES DE INSTALACION			
a. Descarga del compresor	°F	INDICAR	
b. Cámara de combustión	°F	"	
c. Entrada a la 1ra. etapa toberas de la turbina	°F	"	
d. Salida de la turbina	°F	"	
e. Temperatura de descarga de la unidad	°F	"	
7. TEMPERATURA DE DISEÑO EN CARGA PICO (°F) EN LAS CONDICIONES DE INSTALACION			
a. Descarga del compresor	°F	INDICAR	
b. Cámara de combustión	°F	"	
c. Entrada a la 1ra. etapa toberas de la turbina	°F	"	
d. Salida de la turbina	°F	"	
e. Temperatura de descarga de la unidad	°F	"	
8. CONTROLES DE EMISIONES REQUERIDOS			
Nox	SI ___	NO ___	
Humos	SI ___	NO ___	
Otros (especificar)	SI ___	NO ___	

LAMINA 7.4

HOJA DE DATOS TECNICOS Nº 4

GRUPO TURBOGAS

	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
9. CARACTERISTICAS DE LA PLANTA PRINCIPAL			
a. Unidad			
a.1 Tipo		INDUSTRIAL-PAQUETE	
a.2 Número		1	
a.3 Potencia en base a las condiciones del sitio		16 MW	
a.4 Fabricante	rpa	INDICAR	
a.5 Velocidad a plena carga	rpa	INDICAR	
a.6 Velocidad critica	rpa	INDICAR	
b. Turbina			
b.1 Fabricante		INDICAR	
b.2 Tipo			
b.3 Número de etapas		"	
b.4 Número de ejes		"	
b.5 Número de rodamientos			
b.6 Velocidad	rp		
b.7 Material discos		"	
b.8 Material paleta rotor		"	
b.9 Material paletas estator		"	
b.10 Material de ejes		"	
c. Compresor			
c.1 Fabricante		INDICAR	
c.2 Tipo			
c.3 Número de etapas		"	
c.4 Número de ejes		"	
c.5 Número de rodamientos		"	
c.6 Velocidad	rpa	"	
c.7 Material discos			
c.8 Material paletas rotor		"	
c.9 Material paletas estator		"	
c.10 Material de ejes		"	
d. Cámaras de combustión			
d.1 Tipo		INDICAR	
d.2 Número de cámaras de combustión		"	
d.3 Material de los cascos cámara de combustión		"	
d.4 Material del revestimiento de las cámaras de combustión		"	
e. Engranajes de reducción de velocidad			
Requerido	SI	NO	
- Fabricante			INDICAR
- Tipo			"
- Velocidad entrada/salida			"
- Eficiencia			> 97 %

LAMINA 7.5

HOJA DE DATOS TECNICOS Nº 5

GRUPO TURBOGAS

	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
10. CARACTERISTICAS DE LA PLANTA AUXILIAR			
a. Enfriador de aceite			
a.1 Fabricante		INDICAR	
a.2 Número		"	
a.3 Tipo		"	
b. Sistema de lubricación con aceite			
b.1 Capacidad del tanque de aceite lubricante	gal	INDICAR	
b.2 Temperatura máxima del aceite al dejar los cojinetes	°C	"	
b.3 Bomba principal		"	
- Tipo		"	
- Accionada por		"	
- Capacidad	gal/m	"	
- Velocidad	rpm	"	
b.4 Bombas auxiliares para aceite:		C.C. y C.A.	
- Capacidad	gal/m	INDICAR	
- Tipo		"	
- Velocidad	rpm	"	
- Potencia del motor que las acciona		"	
c. Filtros para aceite			
c.1 Fabricante		INDICAR	
c.2 Tipo		REEMPLAZABLE	
c.3 Número		ALTA EFIC.	
c.4 Pérdidas de presión (NUEVO)	pulg.H2O	INDICAR	
c.5 Pérdidas de presión (AL RETIRAR)	pulg.H2O	INDICAR	
d. Silenciadores de admisión			
d.1 Fabricante		INDICAR	
d.2 Tipo		INDICAR	
d.3 Pérdidas de presión	pulg.H2O	INDICAR	
e. Silenciadores de escape			
e.1 Fabricante		INDICAR	
e.2 Tipo		INDICAR	
e.3 Pérdidas de presión.	pulg.H2O	INDICAR	

CONCLUSIONES

1. El método desarrollado para la evaluación de alternativas de equipamiento en el estudio, materia de esta tesis, ha demostrado su eficiencia al poder obtener los resultados de las diferentes alternativas escogidas con mucho mayor precisión que la que se hubiera obtenido por métodos convencionales.

El tiempo requerido para la evaluación de cada alternativa, para la obtención de los reportes de despacho de los grupos así como el análisis económico, es decir la obtención de los flujos de costos y el costo total actualizado realizando análisis de sensibilidad con respecto al costo de inversión y costo de combustible, fluctúa entre 25 a 30 minutos, empleando un microcomputador con procesador INTEL 8086 a 6.77 MHz y como software de base el sistema operativo DOS y el administrador de base de datos dBASE III en modo interactivo. Utilizando un compilador como el CLIPPER, el tiempo se reduce aproximadamente a 20 minutos. El equipo mencionado tiene un costo aproximado de US\$ 3,000.

El software desarrollado es totalmente compatible con los nuevos equipos existentes en el mercado, es

decir sin necesidad de modificar el código fuente, este software es ejecutable en un microcomputador INTEL 80386 16 MHz con lo que el tiempo de ejecución se reduciría a aproximadamente 5 minutos. El costo aproximado de este equipo es de US\$ 12,000

Estos equipos 386 soportan el sistema operativo XENIX que trabaja en modo multiusuario a partir de 4 terminales, el software desarrollado sólo necesitaría de ligeras modificaciones en el código fuente para permitir el acceso simultáneo a los archivos con lo cual las posibilidades de aplicación en el desarrollo de proyectos de este tipo son sumamente interesantes.

De lo anterior se desprende que invirtiendo en un equipo similar al descrito para la elaboración de proyectos similares, y que además permite el empleo de muchos otros paquetes disponibles en el mercado, se daría un cambio total en el manejo actual llevado por empresas nacionales que aún emplean métodos manuales. Esto tiene mayor importancia debido a que el software actual para estas aplicaciones se encuentra sólo disponible para mainframes y su costo es sumamente elevado, teniendo como mayor inconveniente que está desarrollado para características de otros países.

Por lo anteriormente mencionado es de suma importancia para el país que el desarrollo de nuestra ingeniería se vea apoyado por disposiciones gubernamentales que permitan que empresas nacionales puedan contar fácilmente con equipos similares a los descritos y que además entidades como la Universidad Peruana fomente el desarrollo de software de aplicación en diferentes áreas de la ingeniería puesto que ello permitiría confeccionar estudios con muchas más evaluaciones que las que se hacen actualmente para inversiones en el país y como por lo aqudo de nuestra actual situación requieren de mucho cuidado al momento de tomar decisión entre varias posibilidades de inversión.

2. La aplicación de este software en el desarrollo de este estudio nos ha permitido evaluar las 2 principales posibilidades de unión de las centrales, llegando a la conclusión que el Sistema II, como hemos denominado a la interconexión de las centrales Talara, Malacas, Verdún, El Alto y Los Organos, es la más conveniente, por lo que el traslado del grupo ALCO de la central Verdún a la central Portachuelo, aislada del sistema, solucionaría la oferta en la mencionada central.

3. El tipo de combustible más conveniente a emplear como combustible principal, de acuerdo a los costos asociados, es el gas natural.
4. Se ha podido determinar además que es posible satisfacer la demanda de energía hasta el año 1988 con los grupos existentes, tiempo necesario para que se implemente la primera ampliación de grupos. Esto se conseguirá aprovechando la infraestructura ya existente, es decir la interconexión de las centrales Talara-Verdún y Malacas-El Alto lo que daría además confiabilidad al sistema.
5. El corto plazo está previsto a partir del año 1989 en el cual se recomienda la adquisición de un grupo turboqas de 18 MW ISO, ubicado en la central de Talara lo que seguiría dando confiabilidad al sistema al distribuir la oferta entre las 2 centrales principales: Talara y Malacas. Se ha escogido la implementación de una turbina a gas, para no diversificar los tipos de repuestos necesarios para los grupos.
6. Para el mediano y largo plazo se ha obtenido como mejor alternativa la conversión de los grupos turboqas de Malacas a Ciclo Combinado lo que mejora su eficiencia térmica y proporciona la oferta necesaria al sistema.

7. Las alternativas escogidas tanto para el corto, mediano y largo plazo también nos evita la diversificación de equipos lo que redundará en un menor costo de operación.
8. El desarrollo de la metodología y su posterior programación e implementación si bien ha sido en un inicio complicado y costoso, éste costo es rápidamente recuperable al poseer ahora un método rápido y confiable para la elaboración de proyectos similares, con lo que el objetivo de la tesis se ha cumplido.

Finalmente se debe señalar que si deseamos elevar el nivel de nuestra ingeniería debemos apoyar el desarrollo de nuevas técnicas acordes con el progreso y sobre todo implementarlas para beneficio de nuestro país.

IBLIOGRAFIA

- AEG-KANIS Catálogo: Heavy-duty Gas Turbines for Electric Power Generation.
- AEG-KANIS Catálogo: Gas Turbine package power plant for emergency power generation.
- ASHTON-TATE "User's Reference".
Netherlands 1986.
- BROWN BOVERI "Brown Boveri Publication".
Números: 3/4-1983, 10/11-1975,
2-1979.
- ELECTROPERU "Estudio Minicentral de Tumbes".
Lima 1986.
- ELECTROPERU "Central Térmica a Gas Natural del Norte". Lima 1986.
- FERNALD, Robert "Engineering of Power Plants".
Ed. McGraw Hill. New York 1927.
pág. 536-537, 564.
- FERRADAS, Rafael TESIS DE GRADO "Factibilidad Técnico Económica de operar un Sistema Integral de Energía en la Zona de Tambo de Mora".
Lima 1963. páq. 23.
- HERENCIA, Daniel TESIS DE BACHILLER "Diseño del Equipo Térmico para una planta de 30 MW". Lima 1966.
- JOVAJ, M.S. "Motores de Automóvil".
Ed. MIR. Moscú 1982.
- KERNIGHAN, Brian "The C Programming Language".
Ed. Prentice Hall. New Jersey 1978.

- LINDO, Eugenio TESIS DE GRADO "Central Térmica de 120 MW para abastecer la demanda de Energía en la Región Sur del Perú". Lima 1966. pag. 62-63.
- MARKS "Manual del Ingeniero Mecánico". Ed. McGraw Hill. México 1984.
- MARTIN, James "Organización de las Bases de Datos". Ed. Prentice Hall. México 1975.
- MARTIN, James "Structured Techniques for Computing". Ed. Prentice Hall. New Jersey 1983.
- McGRAW-HILL "Power Magazine". Números: 9-1980 pág. 104, 9-1981 pág. 65-72, 7-1981 pág. 26-27, 1-1982 pág. 21-24.
- McGRAW-HILL "Using dBASE III". Ed. McGraw-Hill. California 1985.
- PETROPERU Unidad de Servicios Industriales "Estudio del Mercado Eléctrico Nor-Oeste Talara". Lima Diciembre 1986.
- PETROPERU Unidad de Servicios Industriales. Estadística de Operatividad de Grupos del Sistema Nor-Oeste Talara para el año 1985.
- SKROTZKI, B. "Power Station Engineering and Economy". Ed. McGraw-Hill. New York 1965.
- WERNER, EKMAN "Operational and Maintenance Experience of an Industrial Type 14 MW Gas Turbine" ASME Paper Nº 77.