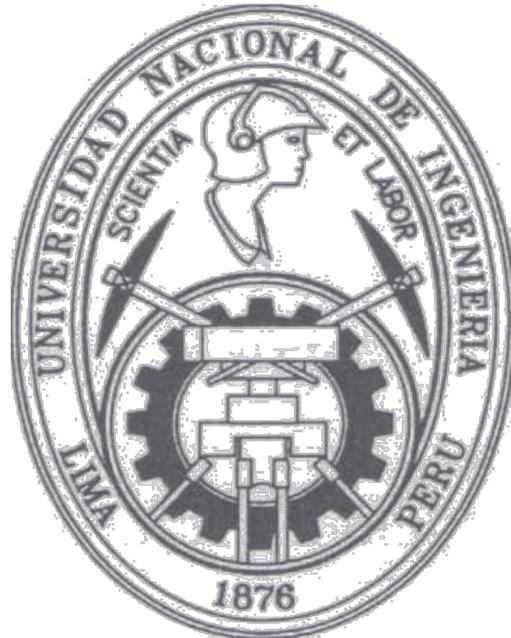


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**PROYECTO DE UNA CENTRAL TÉRMICA PARA EL COMPLEJO
BAYOVAR**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

ELABORADO POR:

MARIANO ALBERTO HUAMANI CERDA

LIMA-PERÚ

1977

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

AV. TUPAC AMARU SIN APARTADO 1201 TELEFONO 81-1070 - CABLES: UNI - LIMA PERU

PROGRAMA ACADÉMICO DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

PROYECTO PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

NOMBRE: MARIANO ALBERTO HUAMANI CERDA

CODIGO: 00650208 F

PROMOCION: 1970 - 1

TITULO: PROYECTO DE UNA CENTRAL TERMICA PARA EL COMPLEJO
BAYOVAR.

CONTENIDO:

1.- INTRODUCCION.-

2.- Requerimientos de potencia y energía eléctrica del Complejo Bayovar.

3.- Posibilidades de abastecimiento de energía eléctrica al Complejo.

4.- Selección de la alternativa de generación más conveniente.

5.- Anteproyecto de la alternativa seleccionada.

6.- Presupuesto y cuadro de desembolsos.

7.- Análisis económico-financiero.

8.- Conclusiones.

Anexos de Planos y Diagramas.

Fecha: 29 de Setiembre de 1976.

Ing. Jorge Nakamura Muroy

Fecha: 29 de Setiembre de 1976.

Lima, 1^o de Oct. de 1976

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
PROGRAMA ACADÉMICO DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
PROYECTO PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECANICO
ELECTRICISTA

POR : Bach. MARIANO ALBERTO HUAMANI CERDA

Lima, Setiembre de 1977

EXTRACTO

El trabajo se desarrolla en 8 capítulos los cuales resumimos a continuación a excepción del primero y el último, o sea la Introducción y las conclusiones que no necesitan resumirse.

CAPITULO 2.- Requerimientos de potencia y energía eléctrica del Complejo Bayovar. La información disponible al respecto permite determinar con bastante aproximación las demandas máximas que solicitará el Complejo Bayovar en su fase de operación en el periodo 1982-1990. Mas allá de dicho lapso no resulta confiable efectuar una predicción en vista de la incertidumbre que se presenta inclusive en la última fase del periodo de análisis considerado. Los requerimientos serian los siguientes:

Año	M.D. (kW)	Consumo Energía MWH
1982	31,652	223,120
1985	66,136	490,150
1990	142,300	1'070,600

CAPITULO 3. Posibilidades de abastecimiento de energía eléctrica al Complejo. Determinadas las necesidades de energía se requiere una solución factible por lo cual se analizan las posibles fuentes de suministro que pueden ser locales, externas, o la combinación de ambas. Como conclusión se llega a determinar que el proyectado Sistema Interconectado Centro-Norte es incapaz de resolver el problema del Complejo antes de 1986 ya que muchos de sus centros de generación estan en proyecto lo mismo que las líneas de transmisión en alta tensión. Por lo tanto se distinguen dos etapas, la primera entre 1982-1985 en que

se requiere instalar una Central Térmica en Bayovar para cubrir una demanda máxima de 66 MW y la segunda desde 1986 en adelante en que puede abastecerse la energía al Complejo tanto desde el Sistema Interconectado como de la central termica ya instalada en Bayovar.

CAPITULO 4. Selección de la alternativa de generación mas conveniente.-

Se presentan cuatro posibles soluciones, con motores diesel, con turbinas a gas, con el ciclo combinado gas-vapor y con turbinas a vapor entre las cuales se efectua una selección tecnico económica, utilizando el método de los gastos actualizados al año cero o año de referencia. Ya que desde 1986 se pueden presentar dos casos de operación para la Central Térmica de Bayovar segun permanezca en reserva o continúe operando se analizan los dos casos con los siguientes resultados para una tasa de descuento de 13 % anual :

	<u>Gastos Actualizados (miles dólares)</u>	
	<u>Caso 1</u>	<u>Caso 2</u>
Alt. Diesel	95,903.4	139,092.6
" Turbogas	99,989.4	195,746.6
" Ciclo Combinado.	99,340.2	168,355.2
" Vapor	113,008.8	155,859.5

de donde se deduce que la alternativa diesel es la recomendable para ambos casos de operación. Al evaluar los factores técnicos, la decisión tomada se refuerza por lo que en adelante se desarrolla esta alternativa, esto es, instalar 7 grupos diesel de 13 MW cada uno.

CAPITULO 5. Anteproyecto de la Alternativa Seleccionada.

Habiendose recomendado la solución diesel, se realiza la ingenieria preliminar o anteproyecto de la central térmica señalando los aspectos tecnicos mas importantes para el dimensionamiento y selección del equipo principal los que delimitaran los terminos de referencia para el estudio definitivo. De igual manera se plantea una distribución de la casa de máquinas y de los equipos perifericos de la central en el terreno asignado. Esta vez no es necesario seleccionar terreno por cuanto ha sido previamente asignado por el ODECOB.

También se desarrollan algunos aspectos de las investigaciones básicas, la cuales provienen principalmente de trabajos que se están efectuando por algunas instituciones como paso previo a la construcción del Complejo.

CAPITULO 6. Presupuesto y Cuadro de Desembolsos. - Basados en costos unitarios referenciales y algunos estimados, se presenta primeramente el costo directo de los equipos y obras civiles de acuerdo con un cronograma de ejecución y según precios constantes y precios corrientes. De igual manera se estiman los costos por ingeniería y supervisión, gastos de administración e imprevistos llegando hasta el nivel de costo de construcción.

Para el costo así encontrado se plantea una estructura de financiamiento adecuada al mercado de capitales llegando a los siguientes costos a precios corrientes ó

	<u>miles de dólares</u>
Costo Directo	58,910.0
Costo de Construcción	67,157.2
Inversión Fija	84,765.6
Inversión Bruta Total	86,925.6

CAPITULO 7 . Análisis Económico-financiero. - Con el fin de presentar un panorama realista para la entidad que desarrolle finalmente el proyecto se analiza con suficiente detalle el aspecto económico-financiero enmarcado en una política tarifaria propia debido a que no es aplicable la Tarifa del Sistema Interconectado. La premisa fundamental es prestar un servicio al costo, para de esta manera evitar una política de subsidios a la vez que se muestre a los otros proyectos el verdadero costo de la electricidad como insumo de su producción. Las tarifas resultantes son:

Caso 1	0.0652 dólares/kWh	ó	4.89 soles/kWh
Caso 2	0.0590	"	ó 4.42 "

La tasa interna de retorno es en ambos casos 13 % y el análisis de sensibilidad muestra que el factor decisivo para la solidez financiera del proyecto es la venta de energía. Esta vez el análisis de sensibilidad se desarrolla solamente para el caso 1 toda vez que se perfila como la situación más probable de ocurrir ya que de otra manera significaría un retraso en la implementación del

Sistema Interconectado con el consiguiente mayor costo para la economía del país al quemarse más petróleo para generar energía eléctrica.

TABLA DE CONTENIDO		Página
1.	INTRODUCCION	10
2.	REQUERIMIENTOS DE POTENCIA Y ENERGIA DEL COMPLEJO BAYOVAR.	
2.0	Generalidades	12
2.1	Area de Influencia del Proyecto	13
2.2	Demanda de Potencia y Energía del Complejo Bayovar	13
3.	POSIBILIDADES DE ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA AL COMPLEJO BAYOVAR.	
3.0	Generalidades	31
3.1	Suministro desde fuentes externas	32
3.2	Suministro desde fuentes locales	36
3.3	Solución recomendada	37
4.	SELECCION DE LA ALTERNATIVA DE GENERACION MAS CONVENIENTE.	
4.0	Generalidades	39
4.1	Planteamiento general de las alternativas de Generación.	39
4.2	Metodología para la selección económica	46
4.3	Inversiones	49
4.4	Gastos Operativos	52
4.5	Selección económica de alternativas	62
4.6	Selección Técnica de Alternativas	63
5.	ANTEPROYECTO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	
5.0	Generalidades	95
5.1	Principales componentes de la Central	96
5.2	Subestación principal	104
5.3	Disposición de los equipos sobre el terreno	105
5.4	Investigaciones básicas	107
6.	PRESUPUESTO Y CUADRO DE DESEMBOLSOS	
6.0	Generalidades	118

6.1	Costo directo a precios de 1976	119
6.2	Costo directo a precios corrientes	122
6.3	Costos indirectos	124
6.4	Inversión Fija	125
6.5	Inversión Total	127
7.	ANALISIS ECONOMICO-FINANCIERO	
7.0	Generalidades	135
7.1	Gastos Anuales	136
7.2	Tarifa promedio de venta de energía	138
7.3	Ingresos anuales	141
7.4	Proyecciones Financieras	141
7.5	Rentabilidad Económica	144
7.6	Análisis de sensibilidad	145
8.	CONCLUSIONES	163
	Bibliografía	165
	Planos	

CAPITULO I

INTRODUCCION

La materialización de los proyectos que se contemplan para el Complejo Bayovar, a erigirse en el area del mismo nombre perteneciente a la provincia de Sechura, departamento de Piura, significará para el País un aporte considerable tanto en el aspecto del desarrollo Industrial como en el aspecto socio-económico ya que se abrirán nuevas fuentes de trabajo y perspectivas de desarrollos inducidos en los sectores industrial y comercial mejorando por tanto no solo la economía de la región sino la del País entero.

La gran responsabilidad de llevar a cabo este ambicioso plan es del Organismo de Desarrollo del Complejo Bayovar (ODECCB) para lo cual el Gobierno Peruano le ha dotado de los fondos y medios necesarios así como de una Ley Especial para asegurar la autonomía de sus decisiones y responsabilidades delimitándole a su vez una Zona Reservada. En este contexto se están desarrollando una serie de programas de implementación Industrial y de infraestructura a fin de cumplir en el mas corto plazo con las metas trazadas. Un primer hito lo constituye la culminación del Oleoducto Nor-Peruano cuyo muelle terminal ya está operando en el area de Bayovar posibilitando de esta manera que los proyectos dependientes puedan efectivizarse.

Para que el Complejo pueda ponerse en marcha es necesario dotarlo de la infraestructura necesaria parte de la cual es el servicio de electricidad, motor de toda actividad económica. Con el fin de contribuir con una solución posible en el campo de la energía eléctrica, se plantea el presente trabajo el cual puede sumarse a todos aquellos que con el mismo fin se están estudiando. Se pretende presentar un esquema realista para el abastecimiento de energía al Complejo a través de una Central Térmica luego de analizar las alternativas técnicas posibles. señalándoles un marco económico adecuado de tal manera que el servicio no resulte una solución onerosa.

Para la elaboración de este trabajo se ha recurrido primeramente a las fuentes oficiales de información de los proyectos productivos y de infraestructura con el fin de determinar la demanda de potencia y energía que solicitará cada uno de ellos cuando a partir de 1982 se pongan en marcha. Conocida la máxima demanda de cada año del periodo de estudio se analiza la posibilidad de abastecerlas encontrándose que entre 1982 y 1985 solo es factible el suministro desde fuentes locales, lo cual señala la necesidad de construir una Central Térmica en Bayovar capaz de cubrir el periodo en mención. A partir de 1986 se podrá contar con energía del Sistema Interconectado Centro-Norte pudiendo entonces la Central Térmica de Bayovar pasar a formar parte de la reserva del Sistema o seguir operando en paralelo en el mismo.

Entre las alternativas de suministro local la solución técnica y económicamente recomendable resulta un equipamiento con motores diesel de 13 MW de potencia unitaria por lo que se desarrolla el anteproyecto de ésta alternativa así como se presupuestó de inversión y el análisis financiero.

Debe señalarse que además del aspecto técnico del tema se toca con especial interés el económico-financiero por cuanto la electricidad constituye un insumo de los procesos productivos y su incidencia en la economía de estos proyectos puede ser decisiva, caso del Complejo Petroquímico Integrado. Por otra parte, es necesario que el ODECOB conozca cuanto debe invertir y que cargas financieras tiene que soportar por la construcción y operación de la Central Térmica en cuestión.

Finalmente quiero expresar mi agradecimiento a las personas e instituciones que colaboraron en la elaboración del tema, sin los cuales no hubiera sido posible llevar a cabo la tarea propuesta, manifestando mi reconocimiento por la ayuda recibida y el deseo de contribuir con posteriores trabajos.

CAPITULO II

REQUERIMIENTOS DE POTENCIA Y ENERGIA DEL COMPLEJO BAYOVAR

2.0 GENERALIDADES

Se han dado pasos decisivos que permiten vislumbrar que la materialización de los proyectos que contempla el Complejo Bayovar se hará efectiva entre 1981 y 1982. Para que el despegue industrial a su vez pueda realizarse se necesitará contar con la infraestructura adecuada, nos referimos específicamente a la energía eléctrica, motor de toda actividad industrial.

La cuantificación de la potencia y energía que demandará el Complejo en su fase de producción es una tarea delicada y requiere del conocimiento cercano de los avances que se están desarrollando paralelamente en los estudios de los proyectos productivos que lo conforman. En el presente capítulo se analizará a la vista de las informaciones más recientes este aspecto de tal manera de determinar tales requerimientos con la mayor aproximación posible. Para esta labor se utilizarán las informaciones oficiales de los organismos responsables, añadiendo los elementos complementarios que sean necesarios.

La energía para la fase de construcción puede ser proveída por los mismos constructores mediante grupos electrógenos portátiles, como es usual hacerlo en lugares que no cuentan con otra fuente de suministro, y es así como estamos asumiendo, limitándonos entonces al análisis de la demanda de la fase de producción.

2.1 AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Una ley específica le da al territorio de Bayovar características especiales y estratégicas por lo cual el tratamiento que se le debe dar - no permite ligarlo a otros núcleos, es decir, está concebido para seguir un desarrollo independiente en muchos aspectos en una primera etapa. Ligar Bayovar al resto del Departamento de Piura en lo que se refiere al suministro eléctrico implicaría pensar en una red de transmisión lo cual lógicamente contribuiría a incrementar la potencia instalada de la Central Térmica de Bayovar, como se verá más adelante. Esto opone un temperamento contrario a la política general del Estado en esta época de restricción del consumo de combustibles derivados del petróleo, por lo cual la Central Térmica de Bayovar deberá ser del mínimo tamaño posible, pero que a su vez garantice el servicio a los Proyectos del Complejo hasta que pueda contarse con energía del Sistema Interconectado Centro-Norte.

En consecuencia, en lo que sigue del presente estudio circunscribiremos el área de influencia del Proyecto a la Zona Reservada, la misma que puede apreciarse en el Plano N° 2.01.

2.2 DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA DEL COMPLEJO BAYOVAR

Se han efectuado varios estudios sobre la demanda del Complejo Bayovar, y el que más se ajusta a la realidad tanto por lo reciente de sus informaciones como por la calidad de sus análisis, es aquel efectuado por el INIE (*) en 1976. De este estudio hemos obtenido gran parte de las demandas de los Proyectos del Complejo, complementadas con averiguaciones adicionales, sobre la consistencia de estas fuentes y sobre nuevos posibles proyectos.

 (*) Instituto de Investigaciones Energéticas y Servicio de Ingeniería Eléctrica.

Por su naturaleza, las cargas del Complejo Bayovar pueden ser agrupadas en :

- a) Proyectos Industriales
- b) Proyectos de Infraestructura

La suma de estas cargas, considerando las pérdidas en alimentación en A.T. determinará la demanda global del Complejo. Tanto para la demanda de potencia como de energía haremos los comentarios correspondientes, en forma simultánea.

A continuación se exponen brevemente los resultados obtenidos sobre las demandas de los distintos proyectos del Complejo.

2.2.1 Demanda de los Proyectos Industriales

Entendiendo el término Industrial en un sentido amplio podemos agrupar los siguientes proyectos en este renglón:

- a) Refinería de petróleo
- b) Planta de fertilizantes nitrogenados (amoniaco-urea)
- c) Complejo de bases lubricantes
- d) Complejo petroquímico
- e) Complejo de fertilizantes fosfatados
- f) Planta de salmueras

Las investigaciones realizadas nos permiten exponer a continuación las características más importantes de cada uno de estos proyectos.

a) Refinería de petróleo.

Este Proyecto que Peroperú desarrollará en el Complejo deberá producir inicialmente 150,000 barriles/día de productos refinados y su posterior ampliación dependerá del rendimiento de los yacimientos petrolíferos de la Selva. Será una refinería del tipo de conversión por incluir una unidad de craking catalítico. Se piensa ponerla en marcha a comienzos de 1982. requiriendo en su etapa de plena operación 13 MW y 97.5 GWh/año, esto implica que se trabajará a plena

potencia durante 8160 horas/año lo cual cubre el periodo de 25 días de parada al año para mantenimiento.

La refinería sería conectada a la red del complejo desde el inicio de sus operaciones. El equipo de emergencia para los dispositivos críticos estará constituido por grupos electrógenos de una potencia no mayor a 2000 kW en conjunto.

b) Planta de Fertilizantes Nitrogenados

Diseñada para una producción de 700/730 TM/día de amoníaco y/o úrea, requerirá en su etapa de operación 8600 kW y 63.7 GWh/año. Su periodo de mantenimiento puede ser de 30 días al año en que efectuará parada total, trabajando el resto del año las 24 horas del día. Se ha fijado su puesta en marcha para comienzos de 1983, fecha a partir de la cual requerirá la energía señalada.

La producción de esta planta está destinada tanto para consumo interno como para exportación, estimándose asegurado su mercado, lo cual a su vez garantiza su ejecución en el plazo previsto. El amoníaco sería producido por el proceso de reformación catalítica mediante vapor del gas natural. La úrea podría ser producida según el reciclado total externo.

Este proyecto también está a cargo de Petroperú y se estima que sus equipos de emergencia tendrán unos 2000 kW.

c) Complejo de Bases Lubricantes y Parafinas.

Se trata de un complejo para la producción de 145,000 TM/año de bases lubricantes y 35,000 TM/año de parafinas comerciales. El proceso de producción podría ser el hidrocracking alterno ó el de extracción aromática. Iniciará sus operaciones a comienzos de 1983 y para su máxima producción requerirá 8000 kW y una energía anual de 52,0 GWh en operación continua las 24 horas. Anualmente rea

lizará una parada de 20 días para mantenimiento.

El proyecto está supeditado a la puesta en marcha de la Refinería de Petróleo de Bayovar y del Complejo Petroquímico y desde que existen suficientes seguridades para la implementación de ambos proyectos es evidente que tiene el pase expedito.

Petroperú planea dotar a esta planta con equipo de emergencia de 600 kW.

d) Complejo Petroquímico Integrado.

Consiste en la instalación de 15 plantas productoras que integrarán la petroquímica básica, intermedia y final, más una central de servicios industriales. Esta última estará destinada a la producción de vapor, tratamiento de agua y de efluentes etc. También es parte integrante del complejo la Planta de Cloro-soda.

Por su magnitud es el proyecto más importante del Complejo Bayovar y estará a cargo de Induperú. De acuerdo con los informes más recientes se iniciaría las pruebas a fines de 1982 y la operación en 1983, demandando en su fase final 84.1 MW y 630.5 GWh/año en un régimen constante de 24 horas con una parada anual de 30 días.

Debido a las dificultades financieras por la que está atravesando el país, y por el volúmen de la inversión necesaria, es previsible que el Complejo Petroquímico solo se podrá implementar por etapas. Hemos considerado 3 etapas, las mismas que podrían entrar en los siguientes años:

Primera Etapa : 1983 (Petroquímica final)

Segunda Etapa : 1985 (50 % de la Petroquímica básica e intermedia).

Tercera Etapa : 1988 (50 % de la Petroquímica básica e intermedia).

Ya que no se conocen mayores detalles de las plantas, hemos conve

nido por similitud con industrias del ramo, que la utilización de la máxima demanda será de 7500 horas/día para las tres etapas que corresponden a un factor de carga de 91.9 % para los 11 meses de operación continua al año.

Hay que mencionar que el consumo de energía para cada planta ha sido proporcionado en base a consumos unitarios standar y según la producción prevista (cuadro N° 2.01).

El complejo Petroquímico depende para su operación fuertemente de la refinería de Petróleo a instalarse en el lugar ya que será la suministradora del petróleo y nafta que utiliza como materia prima principal.

e) Complejo de Fertilizantes Fosfatados

Se ha integrado en este Complejo a las plantas de roca fosfórica concentrada, fertilizantes fosfatados y ácido fosfórico y forma parte del denominado Plan Nacional de Fertilizantes que está llevando a cabo Mineroperú.

De la planta de roca fosfórica se espera obtener de la operación de una mina y una concentradora 880,000 TM/año de concentrado seco con 30.5 % de P₂O₅ (anhídrido fosfórico).

La planta de fertilizantes fosfatados y ácido fosfórico, utilizando 872,000 TM/año de roca fosfórica concentrada, 550,000 TM/año de ácido sulfúrico y 34,700 TM/año de amoniaco anhidro producirá lo siguiente:

Acido fosfórico	460,000 TM/año
Superfosfato triple	370,000 "
Fosfato diamónico	170,000 "

Para la operación conjunta de las plantas se requerirá 14,700kW de

máxima demanda y 94.25 GWh en un régimen casi constante a lo largo de cada año. De acuerdo con las últimas informaciones este proyecto estaría iniciado su proceso productivo a comienzos de 1982.

f) Planta de Salmueras

Mediante esta planta Mineroperú espera obtener 100,000 TM/año de cloruro de potasio (ClK) y 1'000,000 de TM/año de cloruro de sodio (ClNa). Los yacimientos explotados serán las salmueras de Ramón en la Zona Bayovar. Se espera que la planta opere 16 horas diarias ya que basa una parte importante del proceso productivo en la evaporación solar que en el mejor de los casos fluctúa entre 12 y 13 horas al día. El cloruro de potasio constituye fuente de abastecimiento para los fertilizantes potásicos. El cloruro de sodio o sal común es de uso doméstico y de ella se obtiene el hidróxido de sodio. La máxima demanda del proyecto será del orden de los 2.25 MW con un consumo anual de 11.25 GWh o sea una utilización promedio de la MD. de 5,000 horas/año.

El Estudio de Factibilidad recomienda la compra de 3 grupos eléctricos de 750 kW c/u, los cuales podrían eventualmente servir para su operación en caso de que la Central Térmica de Bayovar no tuviera disponibilidad de potencia, aunque hemos considerado que si la hay y en este caso estos grupos serían reserva de la planta. El Proyecto estará operando en 1983.

2.2.2 Demanda de los Proyectos de Infraestructura

Esta agrupación está conformada por la demanda de la Ciudad de Bayovar y los servicios de agua tanto para conducción desde fuera del área hasta la zona de distribución y la alimentación a los consumidores así como su evacuación posterior. También conforma este grupo el terminal del Oleoducto Nor-Peruano.

Todos estos Proyectos a excepción del terminal del Oleoducto están a cargo del Ministerio de Vivienda y Construcción y su desarrollo correrá paralelo al de los Proyectos Industriales, conformando de esta manera la infraestructura del Complejo.

Seguidamente expondremos las características de estas cargas:

a) Ciudad Bayovar

La Ciudad Bayovar albergará a los trabajadores del Complejo y sus familias así como los servicios administrativos, comerciales y sociales y su coordinación y edificación será tarea del Ministerio de Vivienda y Construcción. Dará cabida en sus instalaciones a cerca de 10,000 trabajadores en su fase de plena operación, llegando en la etapa previa de construcción hasta 15,000 trabajadores entre los primeros y los de construcción.

Si tenemos en cuenta que una familia promedio cuenta con 6 ó 7 miembros la población directamente dependiente de los proyectos productivos será de unos 60,000 habitantes a los que habría que aumentar la población de los servicios administrativos, comerciales y sociales. Con todos ellos puede esperarse una ciudad de casi 100,000 habitantes. La demanda de la población ha sido proporcionada por ODECOB hasta 1984 proyectándose después con una tasa de 7 % anual.

b) Abastecimiento de Agua Dulce.

Se ha descartado la posibilidad de un abastecimiento desde pozos locales y no se encuentra factible por el momento la desalinización del agua del mar, por lo que deberá traerse agua desde el Bajo Piura por una línea de conducción.

Luego, el abastecimiento al Complejo Bayovar constará de 2 etapas: La conducción hasta el área del complejo y la distribución a los consumidores. Esta demanda también ha sido proporcionada por ODECOB

hasta 1984. Para los años siguientes se proyecta de la siguiente manera:

- 1985 Con un incremento de 5 % con respecto a 1984 ya que no se incorpora ningún proyecto nuevo.
- 1986 20 % de incremento al ingresar nueva etapa del complejo petroquímico.
- 1987-90 5 % anual.

c) Bombeo de Aguas Residuales

A la fecha se tienen fijadas las ubicaciones óptimas de cada planta en el área del Complejo, sin embargo esta puede variar aun por muchos factores. Se asume que una aproximación razonable para bombear y tratar las aguas residuales requiere de una tercera parte de la potencia utilizada para distribución de agua dulce con el mismo factor de carga.

d) Sistema Portuario

Las instalaciones del puerto servirán para el embarque de los productos de los diferentes proyectos del Complejo Bayovar así como para el recibo de los insumos y otros elementos necesarios para las operaciones normales. Aun no se conocen cifras definitivas sobre los volúmenes de acarreo y el régimen de trabajo del puerto, sin embargo de los estudios realizados por la firma WORSTER ENGINEERING convocado por Minerio Perú se desprende que los requerimientos de energía eléctrica serían aproximadamente de 3600 kW en 1983 y 5000 kW en 1986. Ya que en 1982 se requiere que una parte por lo menos del puerto pueda estar operando hemos considerado que esta parte demandará 1800 kW.

e) Terminal del Oleoducto Nor- Peruano

Está en operación desde Junio del presente año recibiendo el flujo

de petróleo que se bombea desde los pozos de la Selva Norte. Marca el inicio del Complejo Bayovar y de su producción dependerá mucho el futuro de algunos otros proyectos del área.

Comprende el patio de tanques, la estación de control, la poza de balastro (lugar donde se separa el petróleo del agua) y el muelle petrolero. Estará ubicado al final del oleoducto el cual conducirá hasta 200,000 barriles / día de cumplirse las previsiones de Petroperú - en lo que respecta a la producción de los pozos de la Selva. La ampliación de la capacidad de bombeo será función de los rendimientos reales, este caso no se ha tomado en cuenta.

Se estima una M.D. de 2,200 kW en forma sostenida a plena carga. La energía consumida será del orden de 16.5 GWh considerando 7,500 horas de la M.D. lo cual cubre las naturales variaciones de carga y eventuales paradas.

Para asegurar la operación del oleoducto Petroperú ha instalado 3 - grupos diesel de 1100 kW cada uno, de tal manera de tener un grupo en reserva. Estos grupos además del bombeo tendrán a su cargo la demanda del muelle terminal y los servicios motrices y de alumbrado.

Ya que los grupos adquiridos operarán económicamente con el petróleo del mismo oleoducto, no resulta ventajosa la recuperación de esta carga sino hasta 1986 en que se pueda disponer de suficiente energía hidroeléctrica.

2.2.3 Máxima Demanda y Consumo de Energía - Resumen.

Para determinar la Máxima Demanda del Complejo se ha confeccionado el diagrama de carga diario de cada proyecto y sumando el conjunto de ellos para los valores horarios se construye el diagrama total el cual da los valores de la punta para los años analizados esto es - 1982 - 1985.

Para los demás años 1986-1990 se adopta el promedio del factor de

simultaneidad, el cual es aplicado a la Máxima Demanda no coincidente de cada año. Entendemos por máxima demanda no coincidente la suma simple de las puntas de cada proyecto sin considerar la hora de ocurrencia.

A la demanda coincidente de los proyectos es necesario añadirle un factor de pérdidas por transformación y transmisión a fin de hallar la demanda real que debe cubrir la Central Térmica. Este factor de pérdidas se estima en 2 % por similitud con otros proyectos.

Igualmente el consumo bruto de energía es la suma de los consumos netos de los proyectos mas un 3% por efectos de las pérdidas Joule en la transformación y transmisión. Tanto este índice como el anterior se asumen por similitud con otros proyectos de magnitud semejante y su validez es relativa, aunque para efectos del presente trabajo consideramos aceptable sus valores.

Para el periodo de operación de la Central Térmica se tiene los siguientes valores de la demanda de potencia y consumo de energía:

Año	MD kW	Consumo Energía kWh.
1982	31,652	223,120
1983	64,591	477,920
1984	65,840	488,010
1985	66,136	490,150

Los resultados en detalle pueden ser apreciados en los Cuadros N° 2.02 y 2.03.

Hablar sobre tasas de crecimiento de la demanda no tiene sentido en este caso ya que aumenta explosivamente en un corto lapso y su variación es irregular, función del ingreso de los proyectos que conforman el Complejo.

Podría pensarse en una demanda adicional por efectos inducidos de las industrias principales que van a generar industrias subsidiarias y de servicios; sin embargo existe cierta indefinición de algunos proyectos, sobre todo con tendencia a reducción o eliminación de cargas, cuya definición final básicamente será consecuencia de decisiones políticas, por lo cual consideramos que no es conveniente abultar la demanda con este nuevo elemento que por lo demás no debe ser muy significativo en el periodo de estudio de estudio y tiende a incrementar las indefiniciones.

CUADRO N° 2.01

CONSUMO DE ENERGIA DEL COMPLEJO PETROQUIMICO

PLANTAS	Producción miles ton/año	Consumo de Energía MWh/año
Petroquímica Básica e intermedia		
PVC - Suspensión	60	30,000
PVC - Emulsión	10	8,000
VCM	100	25,000
Caucho SBR (Butadieno)	60	27,000
Acrlonitilo	50	19,200
Polietileno B.D.	90	108,000
Polietileno A.D.	30	22,500
Polipropileno	30	18,450
Polibutadieno	25	16,000
Etileno/ Propileno	250	126,900
Servicio Industriales Conexos	-	50,800
Petroquímica Final		
Aromáticos Bx	95	34,650
Poliestireno	36	11,866
Caprolactama	20	22,145
Anhidrido Ftálico	20	18,000
Estireno	50	7,644
Servicios Industriales Conexos		16,200
Cloro Soda	55	68,200
Total		630,555

(kW)

PROYECTOS	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
A. PRODUCTIVOS									
a) Refinería Petroleo	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000
b) Planta de Fertilizantes Nitrogenados.	-	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600	8,600
c) Bases Lubricantes	-	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000
d) Complejo Petroquimico	-	14,700	14,700	14,700	49,400	49,400	84,100	84,100	84,100
e) Complejo Fertilizantes Fosfatados	14,500	14,500	14,500	14,500	14,500	14,500	14,500	14,500	14,500
f) Salmueras	-	2,250	2,250	2,250	2,250	2,250	2,250	2,250	2,250
B. INFRAESTRUCTURA									
a) Ciudad Bayovar	3,730	4,400	4,700	5,030	5,380	5,760	6,160	6,570	7,050
b) Abastecimiento Agua dulce	410	950	2,240	2,350	2,820	2,960	3,400	3,570	3,750
c) Aguas Residuales	140	310	740	780	940	990	1,130	1,190	1,250
d) Sistema Portuario	1,800	3,600	3,600	3,600	5,000	5,000	6,000	6,000	6,000
e) Terminal Oleoducto	-	-	-	-	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200
Maxima Demanda No Coincidente	33,580	70,310	72,330	72,810	110,090	112,660	149,340	150,000	150,700
Máxima Demanda Coincidente (*)	31,652	64,590	65,840	66,136	103,100	103,600	141,900	142,500	143,200

(*) Incluye Pérdidas.

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA DEL COMPLEJO BAYOVAR

CUADRO N° 2.03

(MWH)

PROYECTOS	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
A. PRODUCTIVOS									
a) Refinería Petróleo	97,500	97,500	97,500	97,500	97,500	97,500	97,500	97,500	97,500
b) Amoniaco - Urea	-	60,200	60,200	60,200	60,200	60,200	60,200	60,200	60,200
c) Bases Lubricantes	-	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000	52,000
d) Complejo Petroquímico	-	110,500	110,500	110,500	370,500	370,500	630,500	630,500	630,500
e) Complejo Fertilizantes	94,250	94,250	94,250	94,250	94,250	94,250	94,250	94,250	94,250
f) Salmueras	-	11,250	11,250	11,250	11,250	11,250	11,250	11,250	11,250
B. INFRAESTRUCTURA									
g) Ciudad Bayovar	14,920	17,600	18,800	20,120	21,520	23,040	24,640	26,360	28,200
h) Abastecimiento Aguadulce	2,050	4,750	11,200	11,750	14,100	14,800	17,000	17,850	18,750
i) Aguas Residuales	700	1,550	3,700	3,900	4,700	4,950	5,650	5,950	6,250
j) Sistema Portuario	7,200	14,400	14,400	14,400	20,000	20,000	24,000	24,000	24,000
k) Terminal Oleoducto					16,500	16,500	16,500	16,500	16,500
Consumo Neto	216,620	464,000	473,800	475,870	762,520	764,990	1'033,490	1'036,360	1'039,400
Consumo Bruto	223,120	477,920	488,010	490,150	785,400	788,000	1'064,500	1'067,500	1'070,600

DIAGRAMA DE CARGA DEL COMPLEJO BAYOVAR PARA EL DIA DE MAXIMA DEMANDA ANO - 1982

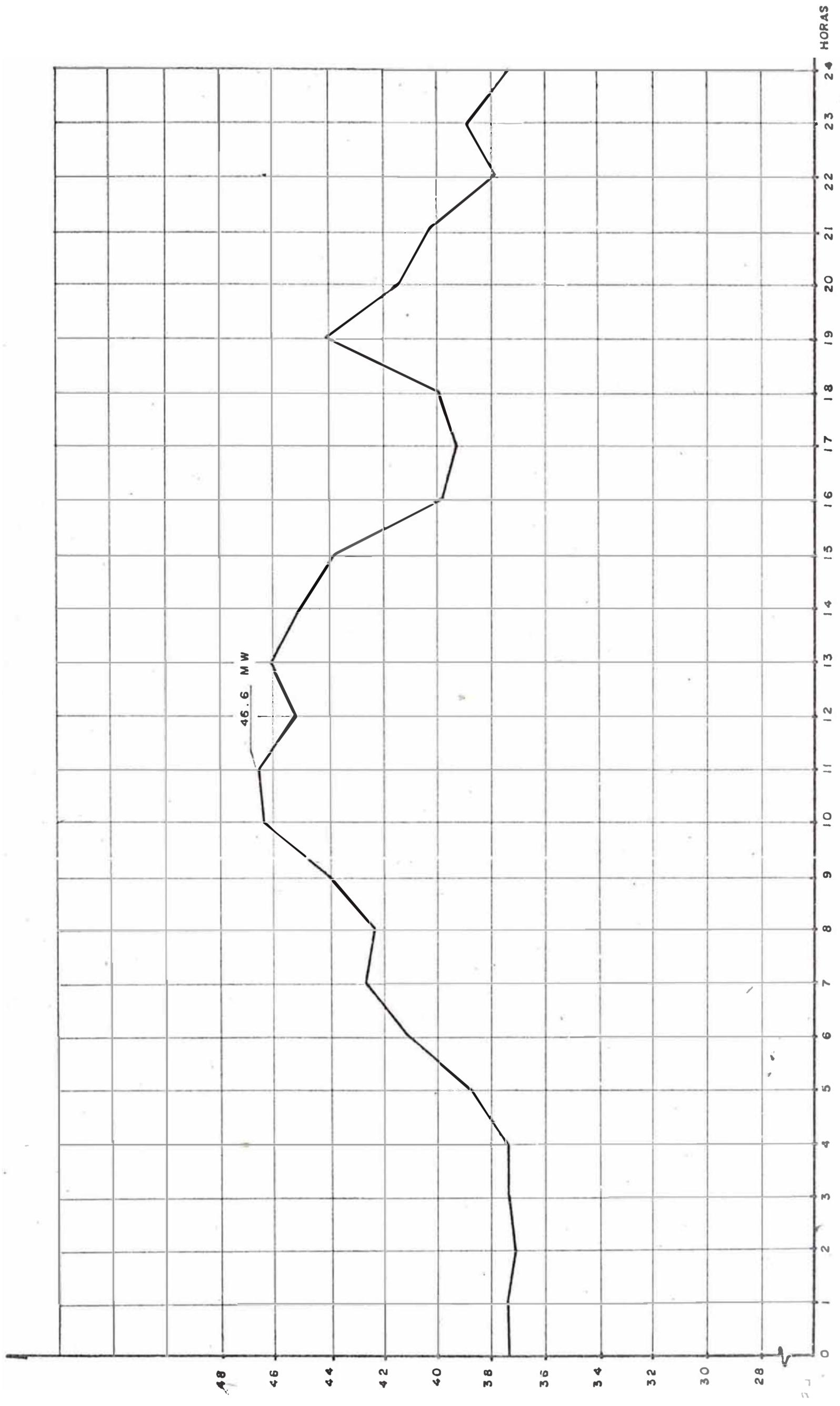


DIAGRAMA DE CARGA DEL COMPLEJO BAYOVAR PARA EL DIA DE MAXIMA DEMANDA

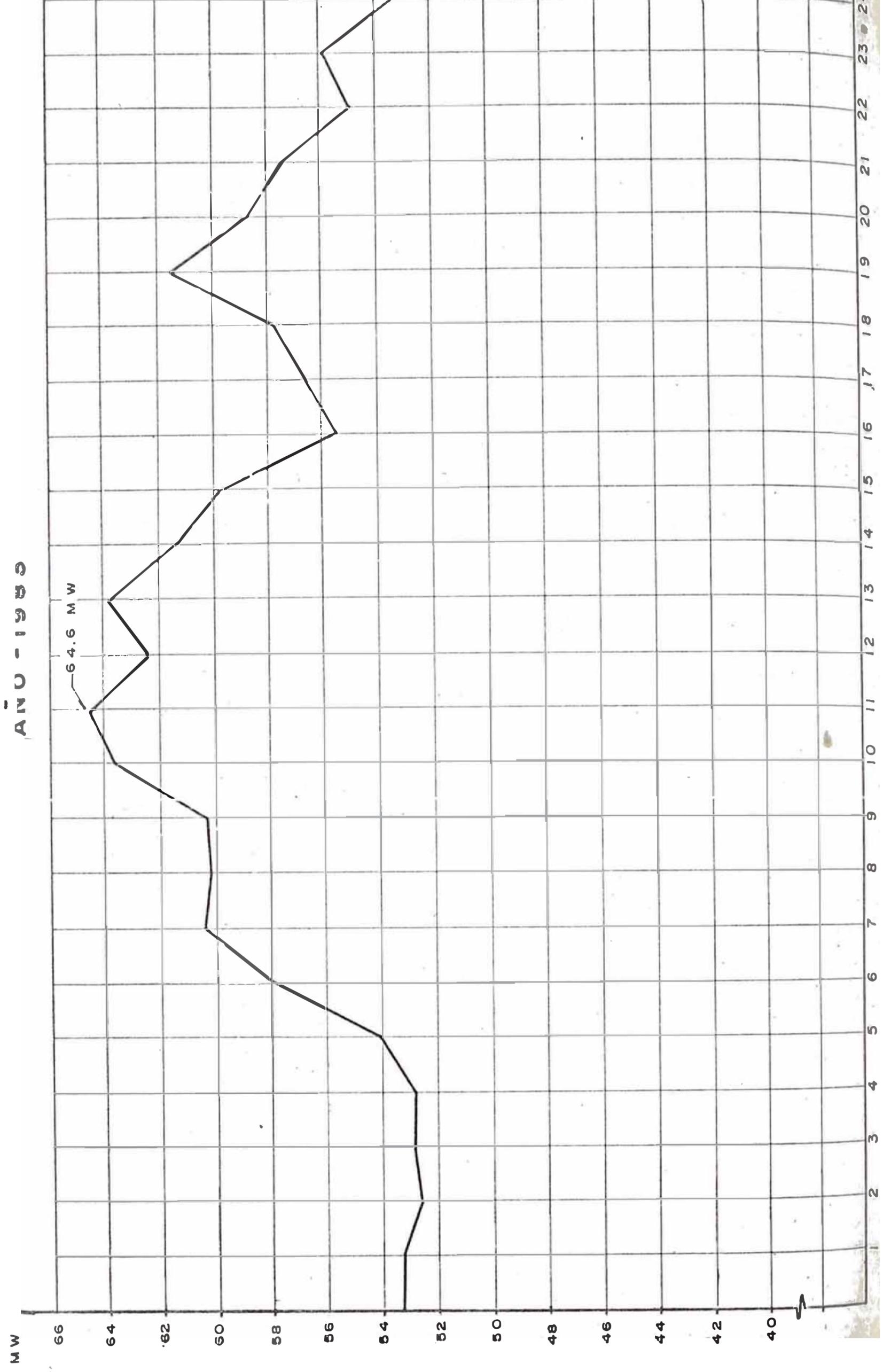


DIAGRAMA DE CARGA DEL COMPLEJO BAYOVAR PARA EL DIA DE MAXIMA DEMANDA

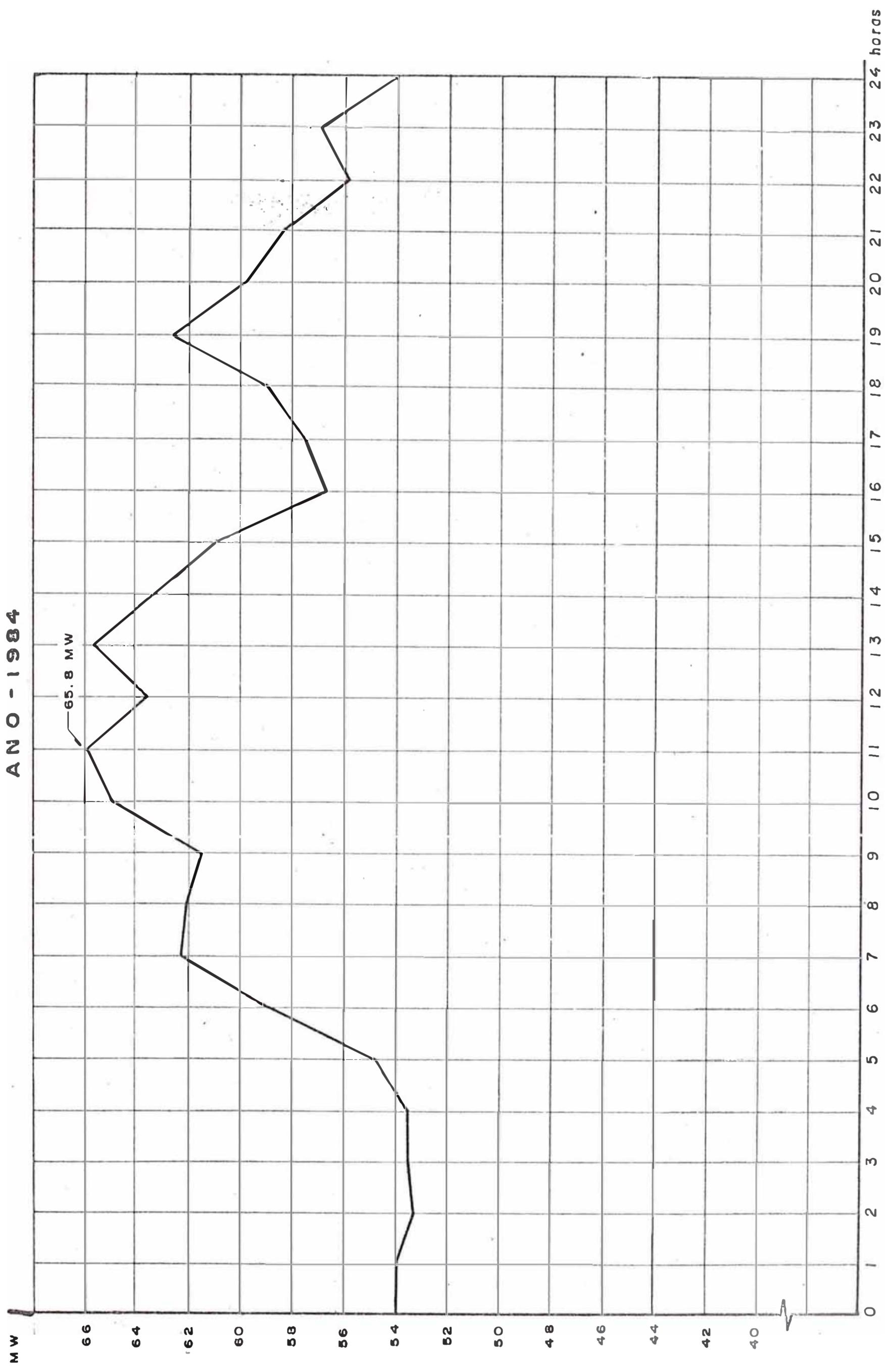
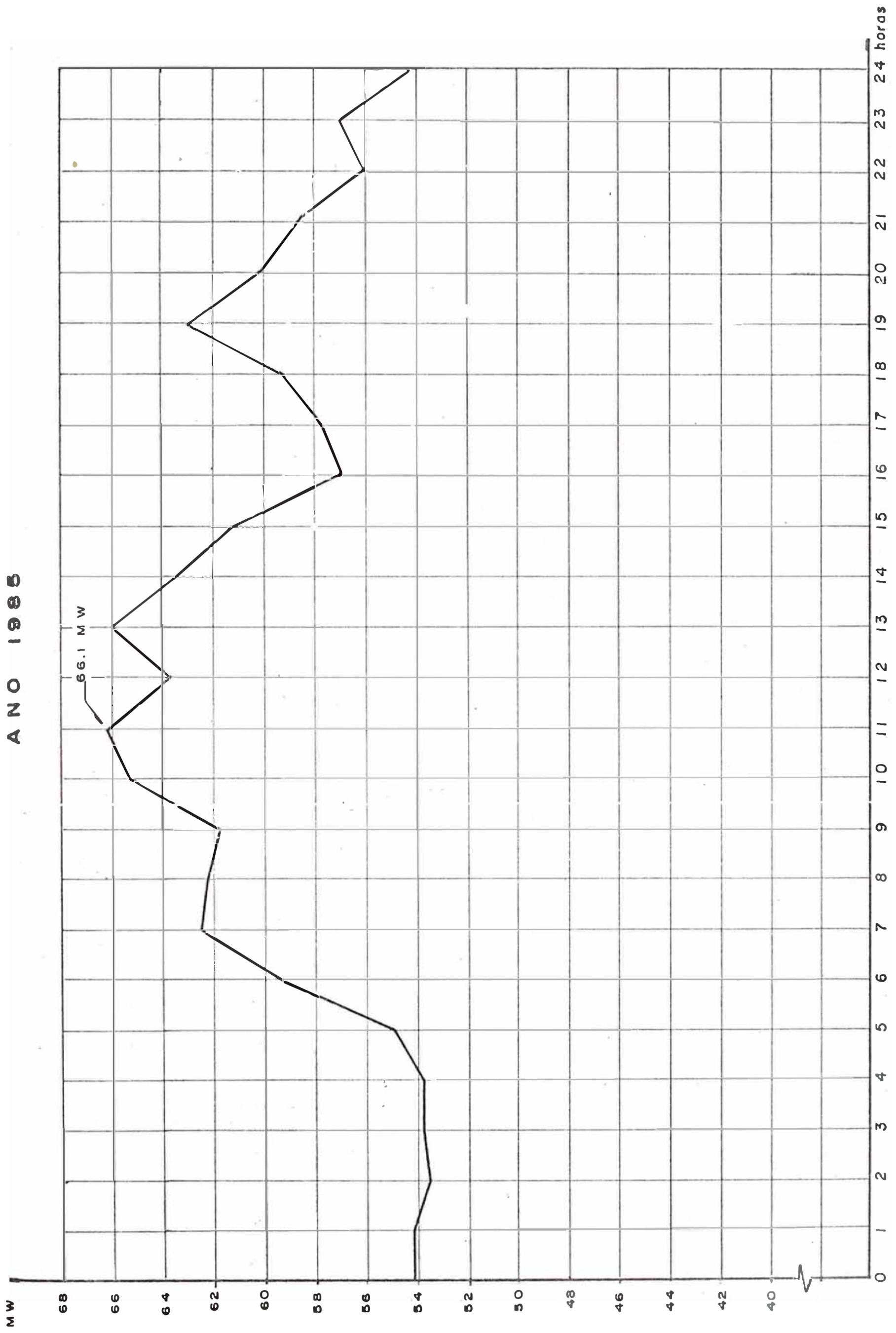


DIAGRAMA DE CARGA DEL COMPLEJO BAYOVAR PARA EL DIA DE MAXIMA DEMANDA

AÑO 1988



CAPITULO III

POSIBILIDADES DE ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA AL COMPLEJO

3.0 GENERALIDADES

Hemos visto en el Capítulo anterior que la máxima demanda del Complejo Bayovar evolucionará desde 34 MW en 1982 hasta 143 MW en 1990, lo cual nos dice de la importancia que tiene como consumidor para el sistema eléctrico nacional que en el futuro estará conformado por grandes sistemas interconectados.

Por otra parte es política del Sub-sector Electricidad minimizar el uso de petróleo para la generación de energía eléctrica y para conseguir este objetivo planea construir una serie de centrales hidroeléctricas de diversa magnitud. Esto sin embargo no resulta tan fácil ya que en los pronósticos más optimistas sobre el Plan de Equipamiento de los Sistemas Interconectados publicados a la fecha se cuenta con que las centrales térmicas a base de petróleo continuarán formando parte importante de la oferta por muchos años más.

Por este motivo se ha creído conveniente analizar en éste capítulo las reales posibilidades del Sub-Sector Electricidad para asegurar el suministro de energía al Complejo Bayovar en la oportunidad que lo necesita y en la magnitud antes señalada.

Caben entonces 3 posibilidades para efectuar el suministro de energía:

- a) desde fuentes externas
- b) desde fuentes locales
- c) de la combinación de fuentes externas y locales

En el presente capítulo nos ocuparemos entonces de analizar estas alternativas y definir la mejor solución.



3.1 SUMINISTRO DEL DE FUENTES EXTERNAS.

El suministro externo puede provenir tanto del Sistema Departamental - Piura como del Sistema Interconectado Centro Norte o de una combinación de ambos. En cualquier caso la meta es proporcionar una potencia del orden de 65 MW en la primera etapa y 140 MW en la segunda. A continuación analizamos cada caso.

3.1.1 Suministro desde el Sistema Departamental Piura

Para hacer posible este caso, es necesario que el Sistema Departamental implemente un conjunto de Líneas de Transmisión y de Centrales Eléctricas de capacidad mayor que la propia demanda de su área de influencia. Según las previsiones existentes para este sistema el balance oferta-demanda es el siguiente:

Año	MW		Balance
	Potencia Garantizada.	Máxima Demanda.	
1980	38.0	34.1	3.9
1981	55.5	43.1	12.4
1982	95.5	91.2	4.3
1983	95.5	96.3	(0.8)
1984	95.5	101.4	(5.9)
1985	95.5	106.4	(10.9)

Para tener tal potencia garantizada se ha supuesto que las centrales hidroeléctricas de Poechos y Curumuy con 23 MW instalados estarían operando en 1980 y la de Culqui en 25 MW instalados y aproximadamente 15 MW efectivos estaría en 1981. Sin embargo por limitaciones de tiempo, ya que en ninguna de las Centrales mencionadas se ha adelantado estudios actualizados, y considerando la duración de las obras civiles de 3 a 4 años como mínimo, es previsible que de ejecutarse estas obras no estarían listas antes de 1982. Por lo tanto, el excedente de 12 MW señalado en 1981 no podría garantizarse como para ser tomado en cuenta

con lo que esta alternativa de suministro queda descartada por falta de capacidad.

3.1.2 Suministro desde el Sistema Interconectado Centro Norte.

Esta es la posibilidad más concreta en el largo plazo ya que gran parte de los esfuerzos del Sub-sector estarán dirigidos a su materialización en el corto y mediano plazo, a través de un conjunto de centrales hidroeléctricas y térmicas y de líneas de transmisión en Alta Tensión (220 KV o más) y enmarcadas en una política de mínimo consumo de combustible.

En el corto y mediano plazo a pesar de existir Programas de Equipamiento (Tentativos) elaborados por Ministerio de Energía y Minas, es evidente que dicha programación resulta optimista para la realidad económico-financiera del país. Según dichos planes, partiendo del sistema interconectado de la Región Central del Perú y los Sistemas Eléctricos existentes en el área de influencia del Sistema Interconectado Centro - Norte, se tendría que construir el siguiente nuevo equipamiento .

Hasta 1980:

a)	Líneas de Transmisión a 220 KV	
	Lima - Chimbote	400 Km
	Chimbote - Trujillo	<u>134 Km</u>
	Total	534 Km
b)	Centrales Eléctricas	
	C.H. Mantaro IV - VII	456 MW
	C.H. Cañon del Pato	50
	C.T. Chimbote (recuperación del calor)	66
	Total	572 MW

Hasta 1985 :

a) Líneas de Transmisión a 220 KV	
Trujillo-Pacasmayo	85 Km
Pacasmayo-Chiclayo	90
Chiclayo-Bayovar	160
Alto Chicama-Trujillo	90
Olmos- Bayovar	<u>173</u>
Total	598

b) Centrales Eléctricas	
C.H. Restitución	217 MW
C.H. Yuncan	111
C.H. Olmos	300
C.T. Alto Chicama	<u>480</u>
Total	1108

En la lámina N° 3.01 estamos mostrando la conformación del futuro del Sistema Interconectado Norte, el cual se conectará a su vez con el Sistema Interconectado de la Región Central, conformando de esta manera el gran Sistema Interconectado Centro Norete.

Estos proyectos representan un desembolso del orden de 1000 a 1200 millones de dólares USA antes de 1985 a precios de 1977 cifra sumamente alta pero necesaria para impulsar el desarrollo socio-económico del País. Sin embargo hay razones suficientes para pensar que este programa ya tiene que ser reformado principalmente por razones presupuestales desplazando algunos proyectos hacia los años próximos. Por las razones expuestas consideramos prudente analizar la posibilidad del suministro desde el Sistema Interconectado en función de las entradas en operación de las Centrales de Olmos y Alto Chicama que son las más cercanas a Bayovar y que darán lugar a la configuración efectiva de esta parte del Sistema.

estaría entonces disponible solo a partir del año 1985, para lo cual se requerirá tener lista la L.T. de Alto Chicama - Trujillo - Chiclayo - Bayovar con un recorrido de 425 Km a 220 KV o más. Esta posibilidad solo ahorraría petróleo a partir de 1985 ya que la Central Térmica de Bayovar que se perfila estaría operando desde 1982.

Por lo expuesto y teniendo en cuenta que la interconexión con Bayovar se justifica más cuando la Central Hidroeléctrica de Olmos esté lista en 1986 y así se pueda utilizar mejor el Sistema de Transmisión requerido, se plantea en este estudio considerar como solución confiable el suministro desde el Alto Chicama y Olmos a partir de 1986, que coincide con la etapa en que la demanda del Complejo sobrepasa los 100 MW. Por otra parte para ese año se tendría también disponible el mercado del Sistema Departamental Piura con 110 MW lo cual asegura la economía del Sistema Eléctrico.

3.1.3 De la Combinación Sistema Departamental - Sistema Interconectado.

Al haberse descartado la posibilidad del suministro por parte del Sistema Departamental Piura por falta de capacidad, esta alternativa también se descarta quedando por consiguiente como posible suministro externo del Sistema Interconectado solo a partir de 1986.

3.2 SUMINISTRO DESDE FUENTES LOCALES

En el área de Bayovar solo existen los grupos electrógenos del Terminal del Oleoducto Nor-Peruano que suman 3300 kW y que sirven exclusivamente a PETROPERU para sus operaciones actuales. Por lo tanto efectuar el suministro al Complejo desde fuentes locales supone construir una Central Térmica que pueda estar operando antes de 1982 y que cubra la totalidad de la demanda o sea que tenga una potencia garantizada mínima de 67 MW.

3.1.2.1 Suministro desde la Central Hidroeléctrica de Olmos.

El Proyecto Olmos se encuentra al nivel de Factibilidad y depende estrechamente del Proyecto de Irrigación del mismo nombre que está desarrollando el Ministerio de Agricultura. Si se inicia el estudio definitivo en enero de 1978 y se cumple todos los cronogramas y plazos en la forma prevista en el Estudio de Factibilidad es posible poner en marcha el primer grupo a fines de 1985 pues el tiempo de construcción demorará aproximadamente 7 años y 1 el de estudios. En el mismo plazo podría ponerse también la línea de transmisión Olmos-Bayovar a 220 KV. Por consiguiente, con garantía suficiente de suministro esta central podría estar alimentando el Complejo Bayovar a comienzos de 1986 no antes.

3.1.2.2 Suministro desde la Central Térmica a base de carbón del Alto Chicama.

Según los contratos vigentes, se han iniciado en Abril del presente año los estudios para la Central del Alto Chicama que deben comprender desde la Pre-factibilidad hasta el Proyecto Ejecutivo, todo con una duración aproximada de 2 años. Por informaciones de los encargados del Proyecto podría ponerse en operación 240 MW en 1984 y los 240 MW restantes en 1985 ó 1986. Esta es la situación contractual y su proyección dependerá de los resultados de las investigaciones que se realicen sobre la calidad del carbón disponible y su volumen, lo cual puede influir definitivamente sobre la capacidad instalada, su ingreso en operación y en caso extremo sobre la paralización del proyecto. Con los elementos señalados esta central entrará en 1985 con una potencia inicial de 240 MW a enlazarse con el Sistema Interconectado en Trujillo. Para ese entonces el mercado de la zona adyacente absorberá una parte importante de esta nueva oferta y si se retrasan otros proyectos de la región central podría absorberse la totalidad. Este es su mercado natural.

El excedente que pudiera transportarse hacia Chiclayo, Bayovar y Piura

Desde la fecha presente hasta fines de 1981 se dispone de alrededor de 4 años, tiempo que es suficiente para construir cualquier central térmica del tipo convencional; por consiguiente esta alternativa de suministro se presenta factible.

3.3 SOLUCION RECOMENDADA

Luego del análisis efectuado en los acápites 3.1 y 3.2 , se perfila el siguiente panorama:

- Entre 1981 y 1985 solo podrá adoptarse una solución de suministro desde fuentes locales.
- A partir de 1986 el Sistema Interconectado Centro - Norte puede hacerse cargo del suministro.

En conclusión, es necesario construir una Central Térmica en Bayovar que pueda ponerse en operación como máximo a fines de 1981 para que se haga cargo de la demanda hasta 1985 pudiendo a partir de 1986 ponerse en reserva u operar en paralelo con el Sistema Interconectado. La magnitud y tipo de esta central será materia del siguiente capítulo.

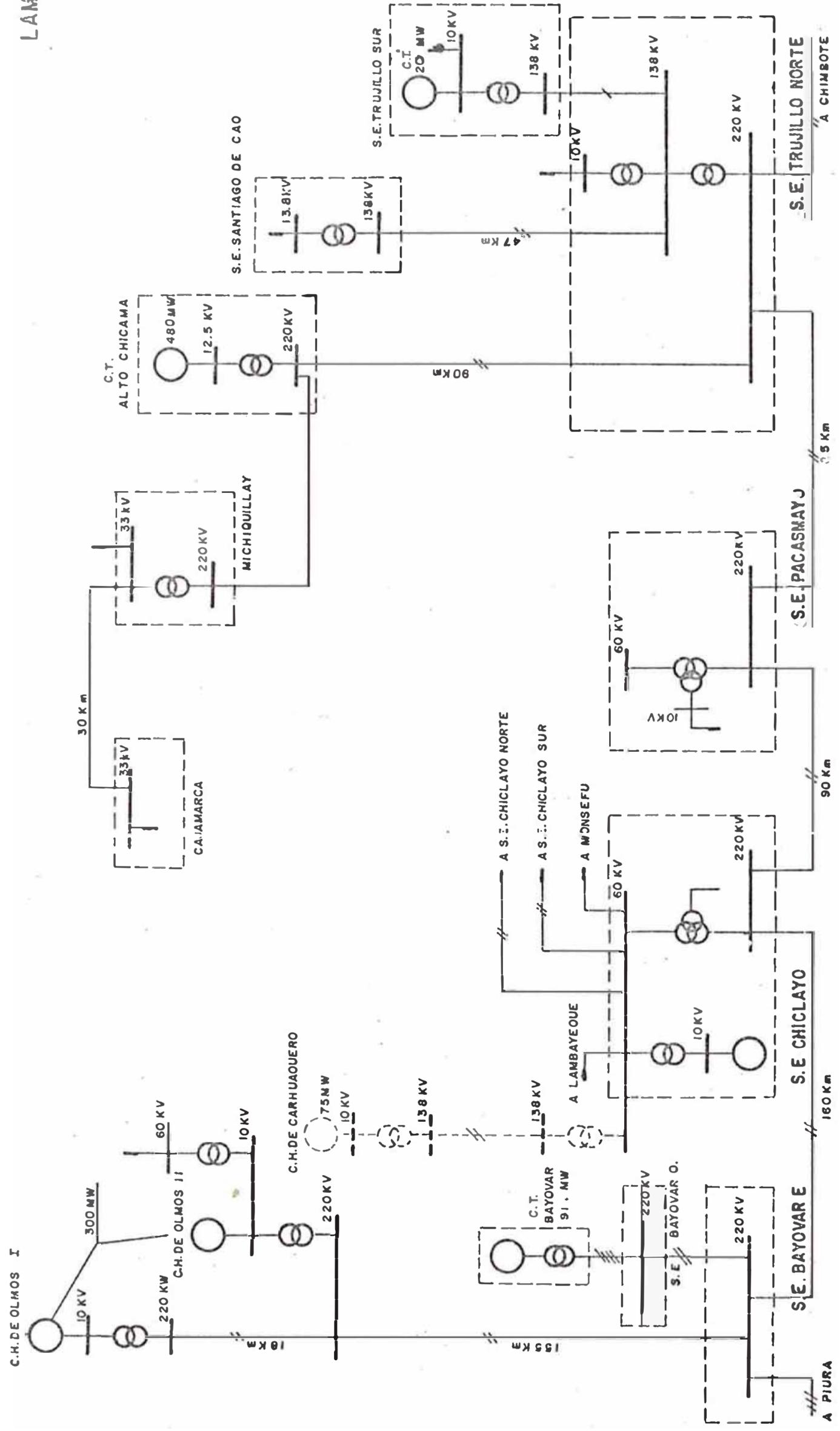


Diagrama Unifamiliar Del Futuro
 Sistema Interconectado Norte

CAPITULO IV :

SELECCION DE LA ALTERNATIVA DE GENERACION MAS CONVENIENTE .

4.0 GENERALIDADES

La función principal de la alternativa que seleccionemos será cubrir la demanda del Complejo Bayovar hasta 1985 inclusive, con garantía suficiente para una operación confiable. Es importante mencionar que si bien los proyectos más importantes realizarán procesos con elevado riesgo de destrucción o deterioro en caso de fallar el sistema eléctrico, además del consiguiente lucro cesante por estas paralizaciones, no es enteramente razonable pensar en un equipamiento con alta reserva que opere tan solo 4 años, y después se convierta en su totalidad en central de reserva. Por esta consideración, se debiera prever solo la reserva técnica mínima. Ya que dentro del planeamiento del Complejo Bayovar se ha asignado los terrenos a cada proyecto con carácter limitativo tanto en área como en ubicación, no será necesario en este caso estudiar otras posibles ubicaciones alternativas.

También es importante tener en cuenta para la selección que el plazo máximo para estudios y construcción es de 4 años, lo cual da opción a todos los equipamientos convencionales.

4.1 PLANTEAMIENTO GENERAL DE LAS ALTERNATIVAS DE GENERACION

Para el orden de potencia demandada se pueden perfilar una serie de equipamiento alternativos por lo cual es bueno exponer algunas premisas que ya han sido fijadas. Estas son:

- a) Hay que optimizar la inversión, ya que los recursos financieros no son abundantes.
- b) La escasez de agua dulce es una restricción para la refrigeración.

- c) A fin de preservar la fauna marina, se restringe también el uso de agua de mar para refrigeración en circuito abierto. Además el colector de agua resultaría excesivamente caro por el poco fondo del mar.
- d) La potencia a instalarse debe prever un adecuado escalonamiento sin exceder el número de unidades. Lógicamente se tiene que garantizar el funcionamiento de la totalidad del Complejo.
- e) En lo posible deberá utilizarse equipamientos de fabricación en escala comercial, sin complicar el esquema general de la Central de tal manera de no obligar a gastos excesivos en stock de repuestos. Esto da como resultado una selección de equipos similares.
- f) No hay gas natural disponible para generación de energía eléctrica.

Con las restricciones señaladas y de acuerdo con el mercado de fabricantes se destacan las siguientes alternativas de equipamiento:

Equipamiento con motores diesel

Equipamiento con turbinas a gas

Equipamiento con ciclo combinado gas-vapor

Equipamiento con turbinas a vapor

Los equipamientos no convencionales no entran en discusión básicamente por que el plazo y la magnitud de la potencia son pequeños.

A continuación describiremos las principales características de las alternativas que debemos analizar.

4.1.1 Equipamiento con motores diesel.

4.1.1.1 Tamaño de las unidades.

Existen numerosos fabricantes de equipos diesel, digamos MAN, SULZER, SEMT-PIELSTICK, MITSUBISHI, CEM, BURMEISTER & WAIN etc. algunos de ellos fabrican con licencia determinadas marcas.

En el caso que estamos estudiando no son convenientes equipamientos con motores diesel menores de 10 MW ya que se comienza a incrementar excesivamente el número de unidades con los consiguientes problemas de la complejidad y operación en paralelo.

Son convenientes entonces los motores de más de 10 MW entre los cuales encontramos rangos de 12/13 MW, 14/15 MW y mayores hasta 18/20 MW, con velocidades de rotación de 400, 450 ó 514 RPM. Pero más allá de 15 MW, los equipos tienen características especiales y se reduce el número de fabricantes de tal manera de orientar la decisión a sólo dos de ellos, por tales razones convenimos en descartar las potencias mayores.

Entre los motores de 12/13 MW y 14/15 MW resultan aparentemente más usuales los de 12/13 ya que tienen mayor número de unidades vendidas mientras que los de 14/15 MW son de desarrollo más reciente.

Por lo expuesto anteriormente y teniendo en cuenta que los diseños finales del equipo son función de los requerimientos de los clientes dentro de un rango de variación, seleccionamos para nuestro estudio los motores diesel de velocidad rápida-mediana de 13 MW

4.1.1.2 Potencia en el Lugar.

Debemos considerar dos factores principales que afecten el rendimiento de los motores según su ubicación con respecto a los valores que da el fabricante a condiciones ISO, esto es 1 atmósfera de presión, al nivel del mar y a 15° C. Estos factores son:

a) Variación de la potencia con la altura.

Debiendo ubicarse la central prácticamente al nivel del mar la potencia de la unidad no es influenciada por el factor de altura (lámina N° 4.01) Esta consideración es válida para las demás alternativas.

b) Variación de la potencia por la temperatura.

La temperatura del lugar varía entre 13 y 35 °C durante el año con una media de 28 ° que es la temperatura más frecuente, la cual adoptamos - para nuestros cálculos.

El factor de temperatura para 28 °C es 0.94 o sea una reducción del 6% de la potencia ISO por el incremento de la temperatura.

Para consumo de los auxiliares hay que considerar aproximadamente 1.5% de la potencia nominal. Luego la potencia efectiva de la unidad en estudio es de :

$$P_e = \frac{P_n \times F_a \times F_t}{F_c}$$

$$= \frac{13,000 \times 1.0 \times 0.94}{1.015}$$

$$P_e = 12,040 \text{ kW.}$$

P_n = Potencia ISO

F_t = Factor de Temperatura

F_a = Factor de altura = 1.0

F_c = Factor de consumo auxiliares

4.1.2 Número de Unidades

Para la demanda de 66.1 MW que debe satisfacer la central, necesitamos como mínimo 6 unidades las cuales dan una potencia efectiva total de :

$$6 \times 12,040 = 72,240 \text{ kW}$$

Con esta potencia el factor de planta en horas de punta será de

$$F_p = \frac{66,100}{72,240} = 0.915 \text{ o sea } 91.5 \%$$

La reserva para esta planta será de una unidad adicional con lo cual el número total será de 7 unidades. Una reserva mayor no se justifica si se tiene en cuenta que en 1986 entra el Sistema Interconectado.

4.1.2 Equipamiento con turbinas a gas.

4.1.2.1 Tamaño de las Unidades.

Se pueden utilizar unidades del orden de 23 o 30 MW para la demanda que se presenta, lo que permite un número adecuado de unidades a la vez que se aprovecha el menor consumo específico de combustible y el factor de escala para la inversión. Las unidades de potencia inferior no resultan prácticas en este caso y no son tamaños comerciales, restringiéndose su suministro a unos pocos fabricantes.

Ya que el tamaño de 23 MW deja menor capacidad ociosa y en reserva nos inclinamos por este tipo.

El tipo de ciclo utilizado será abierto, ya que el regenerativo solo se emplea para grandes potencias.

Entre los fabricantes de turbinas a gas es usual encontrar grupos de 23,700 kW de potencia nominal y esta es la que adoptamos para nuestro análisis.

4.1.2.2 Potencia en el lugar.

Solo se tendrá una reducción de la potencia por la temperatura reinante en el lugar que en promedio anual es de 28 ° C. De la lámina N° 4.02 encontramos que la potencia ISO se reduce hasta el 90.5 % de su valor por este efecto.

El consumo de los auxiliares se puede estimar en 1.5 % de la potencia nominal. Con lo que la potencia efectiva en el lugar será :

$$P_e = \frac{23,700 \times 0.905}{1.015} = 21.130 \text{ kW}$$

4.1.2.3 Número de Unidades

Para la máxima demanda de 66,100 kW se puede emplear 3 grupos a gas que darían en su conjunto 63,390 kW a plena carga o 4 grupos que darían 84,520 kW, a los cuales hay que adicionarles un equipo de reserva. Ya que es posible operar las turbogases hasta con 10 % de sobrecarga por periodos no mayores de 2 horas y necesitando solamente 5 % de dicha sobrecarga, adoptamos 3 grupos para operación.

Luego, incluyendo la reserva, esta alternativa consiste de 4 turbinas a gas de 23,700 kW ISO.

4.1.3 Equipamiento con ciclo combinado gas-vapor.

4.1.3.1 Tamaño de las Unidades

Entre los fabricantes que ofrecen este tipo de equipamiento, los rangos de potencia disponibles son del orden de 35 y 66 MW. También potencias mayores.

Los equipos de 35 MW incluyen una turbina a gas de 23.7 MW y un ciclo de vapor de 12 MW. Con este equipo es posible cubrir la punta máxima utilizando 2 ciclos combinados en régimen de sobre carga y una unidad turbogas adicional para la reserva como mínimo. Los tres turbogases deberán estar en capacidad de trabajar con cualquiera de los 2 ciclos de vapor, de otra manera la potencia garantizada sería de $35 + 23.7 = 58.7$ MW.

El otro ciclo referido tiene dos turbinas a gas de 23.7 MW y una de vapor de 21 MW, totalizando 67.3 MW en condiciones ISO descontada la potencia de los auxiliares y se necesitaría una unidad turbogas para reserva. Igualmente en este caso los 3 turbogases deberan estar en capacidad de trabajar con la unidad de vapor, sino solo se estaría garantizando 34.2 MW.

Este equipamiento cubriría la demanda trabajando en regimen de sobre-carga inferior al 10 %, por lo cual nos inclinamos por él ya que se ve favorecido por el factor de escala y la menor inversión en obras civiles al requerirse menos unidades.

4.1.3.2 Potencia en el lugar.

El rendimiento del ciclo se verá influenciado por la temperatura reduciéndose hasta el 92.4 % de su valor nominal según se puede apreciar en la lámina N° 4.03.

Esta vez se ha tenido que utilizar la curva de un equipamiento mayor al no disponerse de la correspondiente a la potencia elegida, asumiendo - que la influencia de la temperatura será la misma.

Por lo tanto la potencia en el lugar será de

$$P_e = 62.2 \text{ MW}$$

4.1.3.3 Número de Unidades

Se requerirá un ciclo combinado compuesto por dos turbogrupos a gas y un ciclo de vapor más una unidad adicional de gas para reserva que sea capaz de trabajar con la unidad de vapor en caso de salir de servicio cualquiera de las otras dos unidades de gas.

4.1.4 Equipamiento con turbinas a vapor.

4.1.4.1 Tamaño de las Unidades

Son obtenibles unidades estandar de 23 y 33 MW con facilidad que pueden ser entregadas en un plazo máximo de 36 meses, lo cual permite su consideración como alternativa posible de generación local. Unidades mayores ya no son sub-múltiples de la máxima demanda, dando lugar a una capacidad ociosa excesiva. Las unidades menores abultan el número de unidades, y no es común en centrales a vapor, poner muchas unidades. Las unidades de 23 MW en este caso dejan una capacidad de reserva menor con el consiguiente ahorro en la inversión, y aunque el menor consumo específico favorece ligeramente a la turbina más grande esto no compensa la diferencia de inversiones por lo que escogemos las unidades de 23 MW.

4.1.4.2 Potencia en el lugar.

La turbina a vapor se ve influenciada por la temperatura del agua de refrigeración, pero su diseño tiene mayor flexibilidad por lo que puede exigirse al fabricante que proporcione las turbinas para un rendimiento de

23 MW en el lugar según las condiciones ambientales.

Queda por descontar la potencia nominal, la potencia necesaria para accionar los auxiliares que consumen aproximadamente el 5 % de la potencia nominal. Luego la potencia efectiva en el lugar será :

$$P_e = 23,000 \times 0.95 \quad P_e = 21,850 \text{ kW}$$

4.1.4.3 Número de Unidades.

Se requieren tres unidades para asumir la máxima demanda trabajando en un régimen de plena carga en horas de punta, esto es menor de 2 horas.

La reserva operativa será un grupo adicional de 23 MW totalizando entonces 4 unidades en la planta.

4.2 METODOLOGIA PARA LA SELECCION ECONOMICA

El método más comunemente usado para la selección de alternativas de equipamiento es el de los valores actualizados al año cero. Dicho método consiste en actualizar a una fecha de referencia la diferencia de los ingresos y egresos, denominada Ingreso Neto, utilizando una tasa de descuento o de actualización equivalente al costo de capital en el momento de la evaluación y seleccionar la alternativa de mayor valor actual neto (ingreso neto actualizado).

En el presente caso, el año de referencia o año cero será 1981 que corresponde al año anterior a la puesta en marcha del 1er. grupo.

Para el caso del servicio de electricidad, los ingresos anuales son iguales en todas las alternativas ya que la venta de energía se hace a una misma tarifa, independiente del Sistema de Generación, esto es tratándose de un servicio público.

En el caso de un autoproduccion su mercado es invariable y sea cual sea la fuente de generacion, la produccion sera la misma, esto es, si le ponemos

un precio a la energía que se autosumministra, sus ingresos serán los mismos. Por tanto el método puede simplificarse y considerar solamente los gastos anuales; actualizados al año cero, siendo entonces mejor alternativa la que tenga el menor gasto actualizado.

Por consiguiente emplearemos este último método en el presente análisis.

4.2.1. Elementos de gastos considerados.

Se consideran tres elementos de gastos, inversiones, gastos operativos y valor residual.

a) Inversiones.

Corresponden al costo del equipamiento electromecánico y servicios auxiliares de la Central. No incluye la subestación eléctrica, que será la misma en todas las alternativas y no afecta por lo tanto a la evaluación.

En el costo de los equipos se considera desde la adquisición, transporte obras civiles, montaje y pruebas.

b) Gastos Operativos.

incluye a todos los costos necesarios para mantener la central en operación, agrupadas de la siguiente manera:

- Costo de Combustible
- Costo de Lubricantes
- Costo de agua para refrigeración
- Costo de Mantenimiento y repuestos
- Costo de Personal de operación
- Costo de Seguros.

No hemos considerado los costos del personal de administración ya que prácticamente no habría diferencia en las cuatro alternativas consideradas.

c) Valor Residual

Aunque existen diferentes maneras de determinar el valor residual de una instalación, el método que se presta menos a especulaciones y que es universalmente aceptado es el de la depreciación lineal, con valor residual, igual a la parte no depreciada. Como el valor residual corresponde a un recupero de la inversión se considerará como un gasto negativo, esto es un ingreso. Este es el único ingreso considerado.

4.2.2 Casos de Evaluación analizados.

Como se explicó anteriormente se pueden presentar dos casos de operación durante la vida útil de la Central.

a) Operación hasta 1985 y que la Central se mantenga en reserva a partir de 1986.

b) Que la Central siga operando después de 1985.

Para ser exhaustivos, analizamos las dos modalidades de operación asumiendo para el caso b, que la central opere de manera idéntica a 1985, de tal manera de ubicarnos con los casos extremos, esto es reserva y operación plena.

4.2.3 Supuestos para la Evaluación.

a) Tasa de descuento

El costo de capital en la actualidad bordea el 13 % y en el tiempo es variable aunque no por mucha diferencia. Para cubrir un campo adecuado; utilizaremos también dos tasas adicionales, 11 y 15 %

b) Periodo de Análisis

Se adopta 15 años, que equivale a la duración del equipo de menor vida útil, por lo tanto la operación será entre 1982-1996, de tal manera que no se consideren reinversiones.

c) Vida útil de los equipamientos

Según los estándares admitidos, se tiene la siguiente vida media útil:

	<u>Vida útil</u>
Equipo diesel	15 años
Equipo turbogas	15 años
Equipo ciclo combinado	18 años
Equipo a vapor	25 años

d) Inflación

No se considera la inflación durante el período de análisis, utilizándose costos constantes de 1981.

Para determinar los costos de 1981, proyectamos al 10 % los costos hallados al 31-12-76, a excepción, de los costos de combustible y lubricantes que son datos que proporcionó PETROPERU.

e) Se considerará que los gastos anuales se realizan en bloque al final de cada año. y serán expresados en dólares americanos en todos los casos. Para la conversión de moneda peruana a dólares se usará el cambio de 75 soles/dólar.

4.3 INVERSIONES

En este punto se resumirá los elementos más importantes de la inversión en valores unitarios a comienzos de 1977 para cada alternativa. No se llega a un mayor detalle por cuanto en un procedimiento de evaluación de alternativas solo se requiere inversiones estimadas ya que la inversión real dependerá de lo que se defina en la fase de diseño.

4.3.1 Alternativa 1.- 7 Motores diesel de 13 MW

El costo estimado incluyendo adquisición, transporte, montaje y pruebas de un motor diesel de velocidad mediana incluyendo generador en condiciones ISO es de 325.6 dólares por kW instalado, esto es 4'232,800 - dólares por unidad.

El equipo periférico y las obras civiles de la central pueden estimarse como el 30 % del costo del equipo principal.

Luego la inversión total en miles de dólares sera:

$$\begin{array}{rcl} \text{Motores } 7 \times 4'232.8 & = & 29,629.6 \\ \text{Equipo periférico 30 \%} & = & \frac{8,888.8}{38,518.4} \end{array}$$

Al 31-12-81 que es el año cero para la evaluación con una tasa de incremento anual de las inversiones del 10 %, el costo total en miles de dólares es:

$$\begin{array}{rcl} \text{Motores} & = & 47,718.8 \\ \text{Equipo periférico y obras} & = & \frac{14,315.5}{62,034.3} \\ \text{civiles} & & \end{array}$$

No está incluido en este costo ni en el de las demás alternativas el costo de la subestación eléctrica.

4.3.2 Alternativa 2 .- 4 Turbinas a gas de 23.7 MW

El costo de la unidad turbogas de ciclo simple y su generador en condiciones ISO incluyendo adquisición, transporte, montaje y pruebas es de 176.4 dólares por kW instalado, o sea 4'180,700 dólares por unidad.

Las obras civiles y el equipo periférico en este caso se estiman en el 8% del costo del equipo principal. Luego, la inversión total en miles de dólares será:

	<u>a comienzos de 1977</u>	al 31-12-81
Turbinas a gas	16'722.8	26,932.2
Equipo periférico y Obras civiles	1'337.8	2,154.5
	18'060.6	29,086.7

4.3.3. Alternativa 3 .- 1 Ciclo combinado gas vapor de 67.3 MW y una turbina a gas de 23.7 MW.

Para este caso se tiene los siguientes valores unitarios de la inversión en condiciones ISO:

Turbinas a gas	162.2 US\$/kW instalado
Turbinas a vapor	517.5 " "

Incluyendo caldero recuperador de calor y el generador respectivo.

Las obras civiles y el equipo periférico ascienden al 15 % del costo del equipo principal.

La inversión total en miles de dólares será:

	<u>a comienzos de 1977</u>	<u>al 31-12-81</u>
Turbinas a gas	11,532.3	18,572.9
Turbinas a vapor	10,867.5	17,502.2
Equipo periférico y obras civiles	<u>3,360.0</u>	<u>5,411.3</u>
	25,759.8	41,486.4

4.3.4 Alternativa 4 : 4 turbinas a vapor de 23 MW

Según los últimos datos de los fabricantes, una turbina a vapor de circuito cerrado con torre de enfriamiento y su generador de 23 MW a las condiciones del lugar incluyendo adquisición, transporte, montaje y pruebas cuesta 491.6 dólares por kW instalado.

Para el equipo periférico y las obras civiles se acostumbra usar el equivalente al 15 % del costo del equipo principal.

La inversión total en miles de dólares será:

	<u>a comienzos de 1977</u>	<u>al 31-12-81</u>
Turbinas a vapor	45,227.2	72,838.4
Equipo periférico y obras civiles.	<u>6,784.1</u>	<u>10,925.8</u>
	52,011.3	83,764.2

4.3.5. Valor residual

Para satisfacer la demanda del Complejo Bayovar se requerirá el siguiente esquema de instalación de grupos para cada alternativa:

	<u>fines 1981</u>	<u>fines 1982</u>
Diesel	4	3

	fines 1981	fines 1982
Turbogas	4	1
Combinado	3 TG	1 V
Vapor	3	1

Se supone que la totalidad del equipo periférico y las obras civiles podrán estar a la vez que los primeros grupos, o sea a fines de 1981.

Luego el valor residual en los equipamientos, considerando el método de la depreciación lineal se puede calcular utilizando la siguiente fórmula:

$$V = \frac{(N_i - 15)}{N_i} I_{81} + \frac{(N_i - 14)}{N_i} I_{82}$$

donde N_i = Vida útil de cada equipamiento

I_{81} , I_{82} , = Inversión asignable a 1981 y 1982 respectivamente.

De acuerdo con el esquema de instalación de los grupos se tendrán las siguientes inversiones en miles de dólares a precios de fines de 1981.

Alternativa	I_{81}	I_{82}	Total
Diesel	41,583.4	20,450.9	62,034.3
Turbogas	22,353.7	6,733.0	29,086.7
Combinado	23,984.2	17,502.2	41,486.4
Vapor	65,554.6	18,209.6	83,764.2

Los valores residuales al 31-12-96 serian los siguientes:

	<u>Miles de dólares</u>
Diesel	1,363.4
Turbogas	448.9
Combinado	7,886.8
Vapor	34,234.0

4.4 GASTOS OPERATIVOS

Son los gastos que se efectúan anualmente para la operación de la planta y se ha supuesto que se realizan en bloque, cada fin de año.

4.4.1 Costo de Combustible

A = Costo unitario de Combustible

Según PETROPERU, las proyecciones de los precios del petróleo vislumbran los siguientes niveles para fines de 1980.

Bunker C	13.0 dólares/bbl
Diesel N° 2	21.5 "

que representa un incremento anual de 3.0 % y 7.5 % respectivamente sobre los precios de comienzos de 1977.

Con la misma tasa de incremento para fines de 1981 se tendrá 13.4 dólares/bbl para el Bunker C y 23.11 dólares/bbl para el diesel N° 2.

Siendo el Poder Calorífico Inferior del diesel N° 2, 10,900 Kcal/kg y para el Bunker C, de 10,000 Kcal/kg, los costos de combustible en dólares por Gcal serán :

$$C_{\text{diesel}} = \frac{23.11 \text{ dólares/bbl} \times 10^6 \text{ Kcal/Gcal}}{10.900 \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}} \times 0.85 \frac{\text{Kg}}{\text{dm}^3} \times 158.97 \frac{\text{dm}^3}{\text{bbl}}}$$

$$C_{\text{diesel}} = 15.70 \text{ dólares/Gcal}$$

$$C_{\text{Bunker C}} = \frac{13.4 \times 10^6}{10,000 \times 0.96 \times 158.97}$$

$$C_{\text{Bunker C}} = 8.78 \text{ dólares/Gcal}$$

Ya que los consumos de combustible para cada alternativa serán calculados a partir de las curvas de rendimiento que proporcionan los fabricantes, y que son válidos en condiciones ISO, afectaremos al costo por Gcal con los siguientes factores:

Tolerancia sobre los datos del fabricante : 5 %

- Variación por temperatura

Diesel : 0 %

Turbogas : 2.5 %

Combinado : 1.0 %

Vapor : 0 %

Consumo de los equipos auxiliares

Diesel	1.5 %
Turbogas	: 1.5 %
Combinado	: 0 %
Vapor	: 5 %

En el caso de ciclo combinado, el dato del fabricante incluye el consumo de los auxiliares.

Luego el factor resultante para cada caso es:

$$\text{Diesel : } \frac{1.05 \times 1.0}{0.985} = 1.066$$

$$\text{Turbogas : } \frac{1.05 \times 1.025}{0.985} = 1.093$$

$$\text{Combinado: } \frac{1.05 \times 1.01}{1.0} = 1.061$$

$$\text{Vapor : } \frac{1.05 \times 1.0}{0.95} = 1.106$$

Con los cuales los costos por Gcal para cada alternativa son:

$$\text{Diesel : } 1.066 \times 8.78 = 9.354 \text{ dólares/Gcal (31.12.81)}$$

$$\text{Turbogas: } 1.093 \times 15.70 = 17.155 \quad " \quad "$$

$$\text{Combinado: } 1.061 \times 15.70 = 16.653 \quad " \quad "$$

$$\text{Vapor } 1.106 \times 8.78 = 9.706 \quad " \quad "$$

B. Cálculo del Consumo de Combustible

Para el cálculo del consumo de combustible se procederá de la siguiente manera:

- 1° Se obtendrá el diagrama de duración (Potencia Vs Tiempo) para el día de máxima demanda de los años 1982 a 1985. (Láminas N° 4.04 al 4.07).
- 2° Se divide el diagrama de duración en franjas características de tal -

manera que cubran aproximadamente la misma energía que bajo la curva.

- 3° Así dividido el diagrama, queda determinado el régimen de carga que se exige a la central, dándonos la magnitud de las cargas parciales en un periodo de 24 horas.
- 4° Se asume que los grupos compartirán por igual la carga exigida por el sistema.
- 5° Con las cargas parciales conocidas nos remitiremos a las curvas de consumo de combustible de las fabricantes y determinaremos el consumo diario en Gcal/día. (Lámina N° 4.08 al 4.11)
- 6° Dividimos el año en días característicos, los cuales corresponden a :

días laborables:	=	285
domingos y feriados	=	60
paradas	=	<u>20</u>
Total	=	365

Los feriados considerados son 7 , a saber: 1 ° de enero, 2 días de semana Santa 1 ° de mayo, 28-29 de julio, 1° de noviembre y 25 de diciembre.

Las paradas a que hacemos referencia corresponden a las que realizan los proyectos productivos del complejo que se efectúan una vez al año para mantenimiento aunque persiste en cada caso una parte del suministro eléctrico. Estas paradas se efectúan en diferentes épocas del año fluctuando entre 20 y 30 días. Para el caso consideramos que en su conjunto equivalen a una parada de todo el Complejo en la parte relativa de los procesos productivos manteniéndose el suministro a los servicios de infraestructura y la ciudad Bayovar que durará 20 días.

- 7° El consumo en los días características será calculado de la siguiente manera:

Días laborables 100 % del día de la máxima demanda

Domingos y feriados 85 % " " " " "

Paradas 40 % del día de la máxima demanda

Consideramos fijos los porcentajes atribuibles a los días laborables y de paradas, siendo aproximado el de domingo y feriados fluctuando entre 83 y 86 % de tal manera de equiparar al consumo anual previsto.

8° Para referir el consumo al día de máxima demanda, reducimos los días característicos a días efectivos multiplicándolos por el porcentaje de consumo asignable a cada uno, en los años del análisis.

b.1 Consumo diario de combustible

Para cada alternativa se ha calculado el consumo diario en Gcal/día en los cuadros N° 4.01 al 4.04 para los años 1982-1985, siguiendo el procedimiento indicado en el acápite anterior.

b.2 Días efectivos

De acuerdo a lo explicado anteriormente, en función de los consumos anuales previstos y los porcentajes asignados a los días característicos, tenemos el siguiente número de días efectivos:

Año	Día laborable	Domingos y Feriados	Paradas	Días Efectivos.
1982	$285 \times 1.0 +$	$60 \times 0.83 +$	20×0.4	$= 342.80$
1983	$285 \times 1.0 +$	$60 \times 0.861 +$	20×0.4	$= 344.66$
1984	$285 \times 1.0 +$	$60 \times 0.865 +$	20×0.4	$= 344.90$
1985	$285 \times 1.0 +$	$60 \times 0.868 +$	20×0.4	$= 345.08$

b.3 Costo anual de Combustible .

Conociendo el consumo diario, el costo por Gcal y los días efectivos para cada alternativa es fácil calcular el costo anual, que se puede apreciar en; el Cuadro N° 4.05 para el periodo 1982-1985.

Para los años entre 1986 y 1996 en los casos de operación analizados se

ha considerado los siguientes consumos anuales:

- 5 % del consumo de 1985 cuando la Central se mantiene en reserva
- Igual consumo que en 1985 cuando la Central continúa operando.

4.4.2 Costo de Lubricantes.

De los equipamientos que estamos estudiando el único que tiene un consumo real de aceite y que puede relacionarse estrechamente con la producción es la alternativa con motores diesel. En las otras alternativas solo puede cuantificarse los cambios de aceite del circuito de lubricación cada 20,000 a 24,000 horas de operación pudiendo considerarse que este consumo se encuentra incluido en los gastos de mantenimiento.

En promedio, el consumo de aceite que dan los fabricantes para motores diesel es de 2.0 gr/kWh al cual tenemos que agregar 5 % por tolerancia con lo cual tenemos 2.1 gr/kWh. Este consumo será adoptado para nuestros cálculos.

El precio de comienzos de 1977 del aceite especial tipo Heavy Duty es de 127 US\$ por barril de 42 galones. El incremento anual del precio del aceite puede ser similar al de diesel N° 2 o sea 7.5 % con lo que al 31-12-81 el precio será de 182.32 dólares/bbl.

Por lo tanto el costo de lubricante por kWh será de 2.53×10^{-3} dólares/kWh.

Con lo cual tenemos que los costos anuales de lubricantes son:

Año	Generación de MWh	Costo anual 10^3 dolares
1982	223,120	589.8
1983	477,920	1,209.1
1984	488,010	1,234.7
1985	490,500	1,240.1
1986-96(1)		62.0
1986-96(2)		1,240.1

(1) 5 % del consumo de 1985

(2) Igual consumo que 1985.

4.4.3 Costo de agua para refrigeración.

Los consumos de agua en los grupos diesel y turbogas son mínimos y pueden incluirse en los costos de mantenimiento. En cambio en los ciclos combinado y de vapor este consumo es significativo por lo que es necesario tomarlos en cuenta.

a) Costo de agua de la alternativa ciclo combinado.

Los flujos de agua a considerarse corresponden a la reposición en el circuito cerrado de vapor por fugas y desconcentración y en el condensador para reponer el agua que se evapora en la torre de enfriamiento al ponerse en contacto con el aire. Estas pérdidas ascienden al 1 % en el circuito de vapor y al 2.5 % en la torre de enfriamiento, de los flujos respectivos. La reposición del agua de refrigeración del alternador es despreciable y no la tomamos en cuenta.

El vapor que circula por la turbina de vapor para producir 21,000 kW puede estimarse a partir del flujo específico por kWh que es de 3.5 kg/kWh lo que da un flujo de vapor de $73.5 \text{ m}^3/\text{hr}$.

Para una eficiencia térmica de la turbina del orden de 35 %, el calor que debe entregarse al vapor será

$$Q = \frac{P \times 860}{\eta_t} \frac{\text{K cal}}{\text{Hr}} \quad \begin{array}{l} P = \text{Potencia de la turbina} \\ \eta_t = \text{Eficiencia de la turbina.} \end{array}$$

$$= \frac{21,000 \times 860}{0.35} = 51.6 \times 10^6 \frac{\text{K cal}}{\text{Hr}}$$

El 65 % de este calor debe ser disipado en el condensador o sea :

$$Q = 33.54 \times 10^6 \text{ K cal/Hr}$$

Para una elevación de la temperatura del agua de refrigeración en el condensador de 10° C la masa circulante será:

$$= \frac{Q_c}{C_p \cdot t} = \frac{33.54 \times 10^6}{1 \times 10} = 3,354 \times 10^3 \frac{\text{Kg}}{\text{Hr}} = 3,354 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}}$$

Los costos unitarios de agua en Bayovar son de 15 y 45 soles/ m^3 en la torre de enfriamiento y en el circuito de vapor respectivamente a precios

de fines de 1976 y de 0.322 y 0.966 dólares/m³ a precios de fines de 1981. Luego los costos anuales de reposición serán :

En el ciclo de vapor : 6,219 dólares/año

En la torre de enfriamiento : 236,517 dólares/año

Lo que dá un costo total anual de 242.7 miles de dólares /año.

Para el caso de central en reserva el costo de reposición considerado puede ser 5 % del costo anterior.

b) Costo de agua de la Alternativa con turbinas a vapor.

Según lo explicado para la turbina a vapor del ciclo combinado, en este caso los flujos de vapor y agua de refrigeración serán los siguientes:

Flujo de vapor en la turbina:

$$23,000 \text{ kW} \times 3.5 \text{ Kg/kWh} = 80,500 \text{ Kg/hr} = 80.5 \text{ m}^3/\text{hr}.$$

Calor disipado en el condensador.

$$Q = \frac{23,000 \times 860 \times 0.65}{0.35} = 36.73 \times 10^6 \frac{\text{K cal}}{\text{Hr}}$$

Flujo de agua de refrigeración para un salto de temperatura de 10° C:

$$m = \frac{36.73 \times 10^6}{1 \times 10} = 3,673 \times 10^3 \frac{\text{Kg}}{\text{Hr}} = 3,673 \frac{\text{m}^3}{\text{Hr}}$$

Con los costos de agua señalados anteriormente, la reposición representa el siguiente costo anual por cada turbina:

en el ciclo de vapor : 6,812 dólares/año

en la torre de enfriamiento : 259,012 "

Total 265,824 "

El costo anual para la Central será entonces:

Años	Turbinas operando	miles dólares/año
1982	2	531.6
1983-85	3	797.4
1986 - 96 (1)		39.9
1986 - 96 (2)		797.4

(1) en reserva

(2) operando.

4.4.4 Costo de Mantenimiento y repuestos

Se han estandarizado los siguientes costos unitarios de mantenimiento y repuestos referidos al kWh producido, los mismos que llevamos a valores de 1981, incrementándolos al 10 % anual.

	<u>Comienzos 1977</u>		al 31-12-81	
Diesel	1.3×10^{-3}	dólares kWh	2.09×10^{-3}	dólares kWh
Turbogas	0.67	"	1.08	"
Combinado	0.8	"	1.29	"
Vapor	0.5	"	0.81	"

De acuerdo con estos valores unitarios, el costo anual será el que se aprecia en el Cuadro N° 4.06.

Para el caso de central en reserva se ha considerado que se gastará el 25 % que cuando opera. Si bien la central está en reserva es necesario efectuar arranques periódicos para mantener su capacidad de asumir carga inmediatamente cuando se le solicite igualmente debe efectuarse mantenimiento preventivo, para esto se requiere utilización de personal y materiales.

4.4.5 Costo de Personal de Operación.

Para las cuatro alternativas estudiadas los requerimientos de personal de operación de la planta son similares en calidad, y el número de ellos será el mínimo necesario para los 3 turnos. Según los promedios de remuneraciones del mercado actual, los sueldos mensuales a precios de comienzos de 1977 asignables a dicho personal son los siguientes:

Ingeniero Jefe de planta	60,000 soles/mes
Ingeniero Asistente	40,000
Operadores	15,000
Técnicos Electromecánicos	20,000
Axiliares	10,000

Además de los sueldos mensuales es práctica común otorgar gratificaciones;

en los meses de Julio y Diciembre por el importe de un sueldo básico; igualmente cada año es necesario empozar en una cuenta especial una remuneración promedio mensual por concepto de compensación por tiempo de servicios, con lo cual el sueldo anual será igual a 15 sueldos mensuales.

Adicionalmente es gasto de la empresa el seguro social, fondo de pensiones y otras bonificaciones que en conjunto ascienden aproximadamente a 15 % del sueldo anual y se denominan beneficios sociales.

El resumen de los costos de personal se puede ver en el cuadro N°4.07 tanto a precios de comienzos de 1977 como a precios de 31-12-81, y en el escalamiento de costos hemos utilizado una tasa anual de inflación del 10 %.

En el caso de central en reserva no será necesario mantener todo el personal que cuando opera, pudiendo prescindirse de la mitad de ellos aproximadamente con lo que el gasto también se reduce a la mitad.

Las remuneraciones del personal de mantenimiento se consideran incluidas en el rubro correspondiente.

4.4.6 Costos de Seguros

Aunque es un gasto pequeño lo tomamos en cuenta ya que se realiza anualmente en forma fija como un porcentaje sobre la inversión de la planta, que se paga a las compañías aseguradoras por el riesgo de siniestro. Normalmente es 0.2 % de la inversión y para nuestro caso dará las siguientes cifras anuales referidas a la inversión a precios de 1981.

(en miles de dólares)				
Año	Diesel	Turbogas	Combinado	Vapor
1982	83.2	44.7	48.0	131.1
1983-96	124.1	58.2	83.0	167.5

En este caso no hay diferencia entre los costos para la central en reserva o en operación.

4.4.7 Costos Operativos - Resumen.

El resumen de los costos operativos explicados en los acápites anteriores se puede apreciar en los Cuadros N° 4.08 al 4.11 para las cuatro alternativas detalladas por años y según precios de 31-12-81.

4.5 SELECCION ECONOMICA

Como se explicó anteriormente el método de selección consiste en elegir como mas conveniente económicamente a la alternativa de generación que tenga el menor valor de sus gastos actualizados.

Los gastos anuales son actualizados con una tasa de descuento que representa el costo promedio de capital, que en este caso es de 13 %. Sin embargo dicha tasa puede sufrir variaciones según la oferta de los inversionistas ó entidades financieras por lo que es conveniente observar lo que pasa alrededor de la tendencia central señalada usando alternativamente 11 y 15 %, lo que permitirá reforzar o poner en duda la decisión que oriente la selección económica. Esto en cierta forma es un análisis de sensibilidad.

El mismo procedimiento de selección ha sido empleado para los dos casos de operación de la Central, considerandose que la inversión se efectúa en 1981 y 1982, que el periodo de análisis alcanza hasta 1996 en que se recupera el valor residual de las instalaciones y que el año cero para la actualización está referido al 31 de diciembre de 1981. En los cuadros 4.12 al 4.15 se detallan los cálculos.

En el caso 1, o sea que la central se mantenga en reserva después de 1985 se tienen los siguientes valores de los gastos actualizados acumulados expresados en miles de dólares:

Alternativa	Tasa de Descuento		
	11%	13 %	15%
Diesel	98,377.8	95,903.4	93,653.2
Turbogas	103,673.1	99,989.4	96,594.1
Combinado	102,641.9	99,340.2	96,288.3
Vapor	113,812.2	113,008.8	112,025.1

En el caso 2, en que la central continua operando después de 1985 los gastos actualizados son sustancialmente mayores por la incidencia del costo de combustible y, los valores acumulados, referidos al año cero expresados en miles de dólares son:

Alternativa	Tasa de Decuento		
	11%	13 %	15%
Diesel	147,830.3	139,092.6	129,848.8
Turbogas	215,916.2	195,746.6	178,747.6
Combinado	183,539.0	168,355.2	155,499.5
Vapor	164,040.3	155,859.5	148,788.3

De estos cuadros resulta que la alternativa que tiene el menor valor actual de los gastos totalizados es la Diesel, en ambos casos de estudio y para las tres tasas de descuento dadas. El orden para la selección económica es el siguiente:

Alternativa	Caso 1	Caso 2
Diesel	1 °	1 °
Combinado	2 °	3 °
Turbogas	3 °	4 °
Vapor	4 °	2 °

Luego la alternativa seleccionada desde el punto de vista económico es la alternativa Diesel y para una tasa de descuento de 13.% tiene una ventaja de 3.3 % sobre el 2 ° lugar en el caso 1 y de 12.1 % para el caso 2.

4.6 SELECCION TECNICA DE ALTERNATIVAS

La selección económica de alternativas ubica el orden de selección según el menor valor de los gastos anuales actualizados y acumulados. En nuestro caso la ventaja de la alternativa así seleccionada es del 3.3 % cuando la central opera solo hasta 1985 y del 12.1 % cuando la central opera

indefinidamente.

Con esta ventaja económica que implica además la solución de algunos problemas técnicos importantes como son suministro de agua y combustibles cuyos costos son considerados y el análisis de la eficiencia térmica de las alternativas, prácticamente se podría tomar una decisión. Para reforzar o debilitar esta posición se analiza a continuación las ventajas y desventajas de orden técnico de las alternativas contempladas.

a) Número de Unidades.

Solamente la alternativa diesel presenta un elevado número de unidades lo cual complica las obras civiles ya que hay que construir una casa de máquinas que pueda recibir más unidades con la consiguiente complejidad de servicio. Las demás alternativas mantienen un número normal de unidades.

b) Disponibilidad del Sistema.

Para un factor de planta elevado prácticamente de base, el factor de disponibilidad operativa debe ser bueno.

Las unidades diesel se mantienen en un factor de planta de 80-90 % que es su rango normal de operación por lo tanto su disponibilidad operativa es elevada.

Las turbinas a gas operando en base tienen un factor de disponibilidad operativa reducido más aún si se tiene en cuenta su sensibilidad a la calidad del combustible.

El ciclo combinado se adapta perfectamente a una operación de base, igualmente el ciclo de vapor por lo cual tienen un alto factor de disponibilidad

c) Flexibilidad del Equipamiento.

Las unidades pequeñas son más flexibles que las grandes ya que pueden -

acomodarse mejor a la demanda.

En este sentido el equipamiento con motores diesel se sitúa en ventaja sobre los demás equipos. También contribuye a esto su mayor adaptabilidad a las características del combustible.

La rapidez de toma de carga del sistema desde el arranque sitúa en la misma posición a las turbinas a gas y los motores diesel.

d) Eficiencia a plena carga y a carga parcial.

Aunque la eficiencia del equipamiento se pondera en el análisis económico, es bueno incidir un poco más sobre este aspecto. El equipamiento diesel mantiene una eficiencia muy buena tanto a plena carga como a carga parcial.

La eficiencia para el equipo turbogas alcanza los menores valores tanto a plena carga como a carga parcial lo cual constituye su desventaja más notable. El ciclo combinado se comporta muy bien a plena carga decayendo a carga parcial aunque lentamente. La menor eficiencia se produce cuando se desengancha la unidad de vapor para dejar solamente los turbogas.

El ciclo de vapor tiene alta eficiencia para cargas mayores del 50% compitiendo favorablemente con los grupos diesel.

e) Necesidad de Agua de Enfriamiento.

Existen marcadas restricciones en cuanto a disponibilidad de agua de enfriamiento por lo que se debe proveer sistemas de refrigeración en circuito cerrado y con torres de refrigeración atmosféricas. El requerimiento mínimo se presenta en la alternativa turbogas que solo necesita enfriar el aceite lubricante para lo cual se usa un intercambiador tipo radiador en el cual no hay pérdidas por evaporación.

Para enfriar el agua que circula por los motores diesel se puede utilizar torres de enfriamiento o radiadores, siendo más conveniente la refrigeración con radiadores por la abundancia de polvo en el ambiente. En este caso se ubica muy cerca de la alternativa turbogas.

Aun usando torres de refrigeración las evaporaciones por el contacto con el aire son de menor cuantía en comparación a la requerida para el ciclo de vapor y el ciclo combinado.

Como se explicó anteriormente la alternativa vapor es la que mayor consumo tiene ya que aproximadamente un 40 % del calor entregado por el combustible tiene que ser disipado por el agua. El ciclo combinado utiliza para el mismo rango de potencia 1/3 aproximadamente de los requerimientos del ciclo de vapor.

f) Disponibilidad de Combustible

La refinería a instalarse en Bayovar puede fácilmente proporcionar en forma directa por tuberías el combustible que la central requiera, tanto diesel como Bunker C, aunque esto es necesario confirmarlo antes de tomar cualquier acción ejecutiva para el diseño de la planta térmica. Sin embargo cualquier deficiencia de producción por parte de la refinería de Bayovar puede ser fácilmente cubierta por la refinería de Talara ubicada a poca distancia del lugar y para lo cual se dispondría en Bayovar suficiente capacidad de almacenamiento. Por las características del petróleo de la selva, la mayor producción será de Bunker C.

g) Sensibilidad a la Calidad del Combustible

Las turbinas a gas y el ciclo combinado son muy sensibles a la presencia de vanadio, potasio y azufre en los combustibles por el problema de la corrosión a altas temperaturas que se produce en las turbinas por lo cual se limitan al uso de combustible destilados. Aún así, su sensibilidad es muy alta a la calidad del combustible lo que constituye fuerte desventaja en este aspecto.

Los motores diesel y el ciclo de vapor tienen baja sensibilidad a la calidad del combustible por lo cual son fácilmente adaptables a sus naturales variaciones.

h) Requerimiento de Obras Civiles

Este aspecto es evaluado económicamente siendo por lo tanto su influencia ya cuantificada. Por otra parte, el suelo designado para la planta - térmica tiene suficiente resistencia para cualquier equipamiento así como el área del complejo mismo pues ha sido convenientemente seleccionada por lo que incide igualmente en las cuatro alternativas.

Las obras civiles más simples resultan para los equipos turbogas tanto para las fundaciones como para la casa de máquinas pues generalmente se instalan a la intemperie.

Las obras civiles más costosas y complicadas son para el ciclo de vapor - quedando en lugar intermedio los equipos diesel y combinado.

i) Entrenamiento de Personal

En realidad este no es un factor limitante pues su solución es muy fácil pero si se trata de señalar el grado de dificultad de conseguirlo, la alternativa de ciclo combinado sería la más difícil.

j) Mantenimiento y Operación.

Cuando se trata de un solo tipo de unidades el mantenimiento reviste características normales. Esto significa que el caso más complicado es para la alternativa de ciclo combinado.

k) Tiempo de entrega de las unidades.

El mayor período es para el ciclo de vapor que alcanza a 36 meses, los demás equipos requieren periodo menores. Luego disponiendo de 4 años a partir de la fecha, el tiempo de entrega tampoco resulta un factor limitante.

La ponderación cualitativa de los factores analizados arroja ventajas favorables a la alternativa Diesel lo cual refuerza la selección económica realizada pudiendo concluirse que la alternativa seleccionada técnica y económicamente más favorable es la de instalar 7 motores diesel de 13 MW de potencia nominal.

CONSUMO CALORICO DE LA ALTERNATIVA DIESEL

AÑO	Potencia MW	Duración Horas	Energía Producida MWH	% de Carga Sobre Pe	Consumo Calórico	
					kal/kWh	Gcal/día
1982	31.7	1	31.7	87.8	2.302	73.0
	30.3	4	121.2	83.9	2.304	279.2
	29.4	2	58.8	81.4	2.308	135.7
	28.1	4	112.4	77.8	2.310	259.6
	26.6	3	79.8	73.6	2.316	184.8
	25.4	5	127.0	70.3	2,320	294.6
	24.2	5	121.0	67.0	2,327	281.6
			651.9			1,508.5
1983	64.6	1	64.6	89.5	2,300	148.6
	63.3	2	126.6	87.7	2,302	291.4
	61.4	3	184.2	85.0	2,304	424.4
	60.2	3	180.6	83.4	2,306	416.5
	58.5	3	175.5	81.0	2,308	405.1
	57.0	3	171.0	78.9	2,308	394.7
	55.2	3	165.6	76.5	2,310	382.5
	53.1	6	318.6	73.5	2,316	737.9
		1,386.7			3,201.1	
1984	65.8	1	65.8	91.1	2,300	151.3
	64.8	2	129.6	89.7	2,300	298.1
	63.0	3	189.0	87.2	2,302	435.1
	61.7	3	185.1	85.4	2,304	426.5
	59.6	3	178.8	82.5	2,306	412.3
	58.0	3	174.0	80.3	2,308	401.6
	56.2	3	168.6	77.8	2,310	389.5
	54.0	5	324.0	74.8	2,313	749.4
		1,414.9			3,263.8	
1985	66.1	1	66.1	91.5	2,300	152.0
	65.2	2	130.4	90.3	2,300	299.9
	63.2	3	189.6	87.5	2,302	436.5
	62.0	3	186.0	85.9	2,304	428.5
	60.0	3	180.0	83.1	2,306	415.1
	58.2	3	174.6	80.6	2,308	403.0
	56.4	3	169.2	78.1	2,310	390.9
	54.1	6	324.6	74.9	2,313	750.8
		1,420.5			3,276.7	

CONSUMO CALORICO DE LA ALTERNATIVA TURBOGAS

AÑO	Potencia MW	Duración Horas	Energía Producida MWH	% Carga sobre Pe	Consumo Calórico	
					Kal/kWh	Gcal/día
1982	31.7	1	31.7	75.1	3,429	108.7
	30.3	4	121.2	71.7	3,460	419.4
	29.4	2	58.8	69.6	3,492	205.5
	28.1	4	112.4	66.5	3,523	396.6
	26.6	3	79.8	63.0	3,602	287.4
	25.4	5	127.0	60.1	3,666	465.6
	24.2	5	121.0	57.3	3,729	451.2
			651.9			2,333.8
1983	64.6	1	64.6	101.8	3.160	204.1
	63.3	2	126.6	99.7	3.160	400.1
	61.4	3	184.2	96.7	3.185	586.7
	60.2	3	180.6	91.8	3.207	579.2
	58.5	3	175.5	92.2	3.239	568.4
	57.0	3	171.0	89.9	3.255	556.6
	55.2	3	165.6	87.1	3.277	542.7
	53.1	6	318.6	83.8	3.302	1,052.0
			1,386.6			4,489.8
1984	65.8	1	65.8	103.7	3.160	207.9
	64.8	2	129.6	102.1	3.160	409.5
	63.0	3	189.0	99.2	3.160	597.2
	61.7	3	185.1	97.2	3.185	589.5
	59.6	3	178.8	93.9	3.207	573.4
	58.0	3	174.0	91.4	3.239	563.6
	56.2	3	168.6	88.5	3.277	552.5
	54.0	6	324.0	85.1	3.302	1,069.8
			1,414.9			4,563.4
1985	66.1	1	66.1	104.1	3.160	208.9
	65.2	2	130.4	103.7	3.160	412.1
	63.2	3	189.6	99.6	3.160	599.1
	62.0	3	186.0	97.7	3.185	592.4
	60.0	3	180.0	94.5	3.207	577.3
	58.2	3	174.6	91.7	3.239	565.5
	56.4	3	169.2	88.9	3.255	550.7
	54.1	6	324.6	85.2	3.302	1,071.8
			1,420.5			4,577.8

CONSUMO CALORICO DE LA ALTERNATIVA CICLO COMBINADO

AÑO	Potencia MW	Dura- ción Horas	Energía Producida MWH	% Carga Sobre Pe	Consumo Kcal/kWh	Calórico Gcal/día
1982	31.7	1	31.7	75.1	3,429	108.7
	30.3	4	121.2	71.7	3,460	419.4
	29.4	2	58.8	69.6	3,492	205.5
	28.1	4	112.4	66.5	3,523	396.0
	26.6	3	79.8	63.0	3,602	287.4
	25.4	5	127.0	60.1	3,666	465.6
	24.2	5	121.0	57.3	3,729	451.2
			651.9			
1983	64.6	1	64.6	103.9	2,400	155.0
	63.3	2	126.6	101.8	2,400	303.8
	61.4	3	184.2	98.8	2,400	442.1
	60.2	3	180.6	96.8	2,425	438.0
	58.5	3	175.5	94.1	2,445	429.1
	57.0	3	171.0	91.7	2,465	421.5
	55.2	3	165.6	88.8	2,485	411.5
	53.1	6	318.6	85.4	2,535	807.7
			1,386.7			
1984	65.8	1	65.8	105.8	2,400	157.9
	64.8	2	129.6	104.2	2,400	311.0
	63.0	3	189.0	101.3	2,400	453.6
	61.7	3	185.1	99.2	2,400	444.2
	59.6	3	178.8	95.9	2,445	437.2
	58.0	3	174.0	93.3	2,465	428.9
	56.2	3	168.6	90.4	2,485	419.0
	54.0	6	324.0	86.9	2,515	814.9
			1,414.9			
1985	66.1	1	66.1	106.3	2,400	158.6
	65.2	2	130.4	104.9	2,400	313.0
	63.2	3	189.6	101.6	2,400	455.0
	62.0	3	186.0	99.7	2,400	446.4
	60.0	3	180.0	96.5	2,425	436.5
	58.2	3	174.6	93.6	2,465	430.4
	56.4	3	169.2	90.7	2,485	420.5
	54.1	6	324.6	87.0	2,515	816.4
			1,420.5			

CONSUMO CALORICO DE LA ALTERNATIVA VAPOR

CUADRO N° 4.04

AÑO	Potencia MW	Duración Horas	Energía Producida MWH	% Carga Sobre Pe	Consumo Kcal/kWh	Calórico Gcal/día
1982	31.7	1	31.7	72.5	2,505	79.4
	30.3	4	121.2	69.3	2,512	304.5
	29.4	2	58.8	67.3	2,519	148.2
	28.1	4	112.4	64.3	2,534	284.5
	26.6	3	79.8	60.9	2,543	203.0
	25.4	5	127.0	58.1	2,553	324.3
	24.2	5	121.0	55.4	2,565	310.4
			651.9			1,654.3
1983	64.6	1	64.6	98.5	2,447	158.1
	63.3	2	126.6	96.5	2,447	309.8
	61.4	3	184.2	93.6	2,455	452.3
	60.2	3	180.6	91.8	2,455	443.4
	58.5	3	175.5	89.2	2,461	431.9
	57.0	3	171.0	86.9	2,465	421.6
	55.2	3	165.6	84.1	2,472	409.4
	53.1	6	318.6	80.9	2,484	791.4
			1,386.7			3,417.9
1984	65.8	1	65.8	100.3	2,443	160.8
	64.8	2	129.6	98.8	2,443	316.7
	63.0	3	189.0	96.1	2,451	463.3
	61.7	3	185.1	94.1	2,451	453.7
	59.6	3	178.8	90.9	2,461	440.1
	58.0	3	174.0	88.5	2,466	429.1
	56.2	3	168.6	85.7	2,472	416.8
	54.0	6	324.0	82.4	2,478	802.9
			1,414.9			3,483.4
1985	66.1	1	66.1	100.8	2,443	161.5
	65.2	2	130.4	99.4	2,443	318.6
	63.2	3	189.6	96.4	2,451	464.7
	62.0	3	186.0	94.6	2,451	455.9
	60.0	3	180.0	91.5	2,455	441.9
	58.2	3	174.6	88.8	2,461	429.7
	56.4	3	169.2	86.0	2,472	418.3
	54.1	6	324.6	82.5	2,478	804.4
			1,420.5			3,495.0

COSTO ANUAL DE COMBUSTIBLE PARA LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS
DE GENERACION

Alternativa	Año	$\frac{\text{Gcal}}{\text{año}}$	$\frac{\text{dólares}}{\text{Gcal}}$	Miles dólares/año
Diesel	1982	517,713	9,354	4,387.1
	1983	1'103,291	"	10,320.2
	1984	1'125,684	"	10,529.6
	1985	1'130,724	"	10,576.8
Turbogas	1982	800,026	17,155	13,724.4
	1983	1'547,454	"	26,546.6
	1984	1'573,916	"	27,000.5
	1985	1'579,707	"	27,099.9
Combinado	1982	800,026	17,155	13,724.4
	1983	1'174,842	16,653	19,564.6
	1984	1'195,664	"	19,911.4
	1985	1'199,744	"	19,979.8
Vapor	1982	567,094	9,706	5,504.3
	1983	1'178,013	"	11,433.8
	1984	1'201,424	"	11,661.1
	1985	1'206,054	"	11,706.0

COSTO DE MANTENIMIENTO Y REPUESTOS DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS DE GENERACION

AÑO	MWH	Miles de dólares			
		DIESEL	TURBOGAS	COMBINADO	VAPOR
1982	273,120	466.3	241.0	287.8	180.7
1983	477,920	998.9	516.2	616.5	387.1
1984	488.010	1,019.9	527.1	629.5	395.3
1985	490.150	1,024.4	529.4	632.3	397.0
1986-96(1)		256.1	132.4	158.1	99.2
1986-96 (2)		1,024.4	529.4	632.3	397.0

(1) Reserva

(2) Operación igual a 1985.

COSTOS ANUALES DE PERSONAL

CUADRON° 4.07

	Personal		Turbogas	Combinado	Vapor
	Diesel				
Jefe de Planta	1		1	1	1
Ingenieros	2		2	2	2
Operadores	15		12	15	18
Técnico Electromecánicos	6		6	6	6
Auxiliares	6		6	6	6
Total	30		27	30	33

COSTOS ANUALES PRECIOS DE COMIENZOS DE 1977

Sueldo Mensual x 10 ³ soles	545	500	545	590
Sueldo anual x 10 ³ soles	8,175	7,500	8,175	8,850
Beneficios Sociales 15 %	1,227	1,125	1,227	1,328
Total Anual x 10 ³ Soles	9,402	8,625	9,402	10,178
x 10 ³ dólares	126	115	126	136

Costos anuales a precios de 31-12-81

Total Anual x 10 ³ dólares	202.9	185.2	202.9	219.0
---------------------------------------	-------	-------	-------	-------

COSTOS OPERATIVOS

CUADRO N° 4.08

ALTERNATIVA : DIESEL .

Miles de dólares

AÑO	Combustible	Lubricante	Agua	Mantenimiento Repuestos	Personal	Seguro	Total
1982	4,837.1	589.8	-	466.3	202.9	83.2	6,179.3
1983	10,320.2	1,209.1	-	998.9	202.9	124.1	12,855.2
1984	10,529.6	1,234.7	-	1,019.9	202.9	124.1	13,111.2
1985	10,576.8	1,240.1	-	1,024.4	202.9	124.1	13,168.3
1986-96 (1) .	528.8	62.0	-	256.1	101.5	124.1	1,072.5
1986-96 (2)	10,576.8	1,240.1	-	1,024.4	202.9	124.1	13,168.3

(1) en reserva

(2) en operación .

COSTOS OPERATIVOS

CUADRO N° 4.09

ALTERNATIVA : TURBOGAS

Miles de dólares

AÑO	Combustible	Lubricante	Agua	Mantenimiento Repuestos	Personal	Seguro	Total
1982	13,724.4	-	-	241.0	185.2	44.7	14,195.3
1983	26,546.6	-	-	516.2	185.2	58.2	27,306.2
1984	27,000.5	-	-	527.1	185.2	58.2	27,771.0
1985	27,099.9	-	-	529.4	185.2	58.2	27,872.7
1986-96 (1)	135.5	-	-	132.4	92.6	58.2	418.7
1986-96 (2)	27,099.9	-	-	529.4	185.2	58.2	27,872.7

(1) en reserva

(2) en operación.

GASTOS OPERATIVOS

CUADRO N° 4.10

ALTERNATIVA : CICLO COMBINADO

Miles de dólares

Año	Combustible	Lubricante	Aqua	Mantenimiento Repuestos	Personal	Seguro	Total
1982	13,724.4	-----	-----	287.8	202.9	48.0	14,263.1
1983	19,564.6	-----	242.7	616.5	202.9	83.0	20,709.7
1984	19,911.4	-----	242.7	629.5	202.9	83.0	21,069.5
1985	19,979.8	-----	242.7	632.3	202.9	83.0	21,140.7
1986-96(1)	999.0	-----	12.1	158.1	101.5	83.0	1,353.7
1986-96(2)	19,979.8	-----	242.9	632.3	202.9	83.0	21,140.7

(1) En reserva

(2) En operación

COSTOS OPERATIVOS

CUADRO N° 4.11

ALTERNATIVA : VAPOR

Miles de dólares

AÑO	Combustible	Lubricante	Agua	Mantenimiento Repuestos	Personal	Seguro	Total
1982	5,504.3	-	531.6	180.7	219.0	131.1	6,566.7
1983	11,433.8	-	797.4	387.1	219.0	167.5	13,004.8
1984	11,661.1	-	797.4	395.3	219.0	167.5	13,240.3
1985	11,706.0	-	797.4	397.0	219.0	167.5	13,286.9
1986-96(1)	585.3	-	39.9	99.2	109.5	167.5	1,001.4
1986-96(2)	11,706.0	-	797.4	397.0	219.0	167.5	13,286.9

(1) en reserva

(2) en operación.

VALOR ACTUAL DE LOS GASTOS ANUALES SEGUN DIVERSAS TASAS DE DESCUENTO

ALTERNATIVA : DIESEL

AÑO	Inversión	Gastos Operativos	Gastos Anuales	11 %		13 %		15 %	
				F A	V A	F A	V A	F A	V A
1981	41,583.4		41,583.4	1.0	41,583.4	1.0	41,583.4	1.0	41,583.4
1982	20,450.9	6,179.3	26,630.2	0.9009	23,991.1	0.8850	23,566.6	0.8696	23,157.7
1983		12,855.2	12,855.2	0.8116	10,433.3	0.7831	10,067.5	0.7561	9,719.9
1984		13,111.2	13,111.2	0.7319	9,596.1	0.6930	9,086.8	0.6575	8,620.7
1985		13,168.3	13,168.3	0.6587	8,674.0	0.6133	8,076.4	0.5718	7,529.7
Sub-Total					94,277.9		92,380.7		90,611.4
1986-95		1,072.5	1,072.5	3.8794	4,160.7	3.3280	3,569.3	2.8695	3,077.6
1996	(1,363.4)	1,072.5	(290.9)	0.2090	(60.8)	0.1599	(46.6)	0.1229	(35.8)
Total (1)					98,377.8		95,903.4		93,653.2
1986-95		13,168.3	13,168.3	3.8794	51,085.1	3.3280	43,824.4	2.8695	37,786.5
1996	(1,363.4)	13,168.3	11,804.9	0.2090	2,467.3	0.1599	1,887.5	0.1229	1,450.9
Total (2)					147,830.3		139,092.6		129,848.8

(1) en reserva

(2) en operación

VALOR ACTUAL DE LOS GASTOS ANUALES SEGUN VARIAS TASAS DE DESCUENTO

ALTERNATIVA : TURBOGAS

AÑO	Inversión	Gastos Operativos	Gastos Anuales	11 %		13 %		15 %	
				F A	V A	F A	V A	F A	V A
1981	22,353.7		22,353.7	1.0	22,353.7	1.0	22,353.7	1.0	22,353.7
1982	6,733.0	14,195.3	20,928.3	0.9009	18,854.3	0.8850	18,520.7	0.8696	18,199.3
1983		27,306.2	27,306.2	0.8116	22,161.8	0.7831	21,384.8	0.7561	20,646.3
1984		27,771.0	27,771.0	0.7319	20,325.6	0.6930	19,246.7	0.6575	18,259.5
1985		27,872.7	27,872.7	0.6587	18,359.8	0.6133	17,094.9	0.5718	15,937.6
Sub-Total					102,055.2		96,800.8		95,396.4
1986-95		418.7	418.7	3.8794	1,624.3	3.3280	1,393.5	2.8695	1,201.5
1996	(448.9)	418.7	(30.2)	0.2090	(5.4)	0.1599	(4.9)	0.1229	(3.8)
Total (1)					103,673.1		99,989.4		96,594.1
1986-95		27,872.7	27,872.7	3.8794	108,129.4	3.3280	92,760.9	2.8695	79,980.8
1996	(448.9)	27,872.7	27,423.8	0.2090	5,731.6	0.1599	4,384.9	0.1229	3,370.4
Total (2)					215,916.2		195,746.6		178,747.6

(1) en reserva 1986-96

(2) en operación 1986-96.

VALOR ACTUAL DE LOS GASTOS ANUALES SEGUN DIVERSAS TASAS DE DESCUENTO

ALTERNATIVA : CICLO COMBINADO

AÑO	Inversión	Gastos Operativos	Gastos Anuales	11 %		13 %		15 %	
				F A	V A	F A	V A	F A	V A
1981	23,984.2		23,984.2	1.0	23,984.2	1.0	23,984.2	1.0	23,984.2
1982	17,502.2	14,263.1	31,765.3	0.9009	28,617.4	0.8850	28,110.9	0.8696	27,623.1
1983		20,709.7	20,709.7	0.8116	16,808.0	0.7831	16,217.8	0.7561	15,658.6
1984		21,069.5	21,069.5	0.7319	15,420.8	0.6930	14,601.2	0.6575	13,853.2
1985		21,140.7	21,140.7	0.6587	13,925.4	0.6133	12,965.6	0.5718	12,088.3
Sub-Total					98,755.8		95,879.7		93,207.4
1986-95		1,353.7	1,353.7	3.8794	5,251.5	3.3280	4,505.1	2.8695	3,884.4
1996	(7,886.8)	1,353.7	(6,533.1)	0.2090	(1,365.4)	0.1599	(1,044.6)	0.1229	(802.9)
Total (1)					102,641.9		99,340.2		96,288.9
1986-95		21,140.7	21,140.7	3.8794	82,013.2	3.3280	70,356.2	2.8695	60,663.2
1986	(7,886.8)	21,140.7	13,253.9	0.2090	2,770.0	0.1599	2,119.3	0.1229	1,628.9
Total (2)					183,539.0		168,355.2		155,499.5

(1) en reserva

(2) en operación

VALOR ACTUAL DE LOS GASTOS ANUALES SEGUN DIVERSAS TASA DE DESCUENTO

ALTERNATIVA : VAPOR

AÑO	Inversión	Gastos Operativos	Gastos Anuales	11 %		13 %		15 %	
				F A	V A	F A	V A	F A	V A
1981	65,554.6		65,554.6	1.0	65,554.6	1.0	65,554.6	1.0	65,554.6
1982	18,209.6	6,566.7	24,776.3	0.9009	22,321.0	0.8850	21,927.0	0.8696	21,545.5
1983		13,004.8	13,004.8	0.8116	10,554.7	0.7831	10,184.1	0.7561	9,832.9
1984		13,240.3	13,240.3	0.7319	9,690.6	0.6930	9,175.5	0.6575	8,705.5
1985		13,286.9	13,286.9	0.6587	8,752.1	0.6133	8,148.9	0.5718	7,597.4
Sub-Total					116,873.0		114,990.1		113,235.9
1986-95		1,001.4	1,001.4	3.8794	3,884.8	3.3280	3,332.6	2.8695	2,873.5
1996	(34,234.0)	1,001.4	(33,232.6)	0.2090	(6,945.6)	0.1599	(5,313.9)	0.1229	(4,084.3)
Total					113,812.2		113,008.8		112,025.1
1986-95		13,286.9	13,286.9	3.8794	51,545.2	3.3280	44,218.8	2.8695	38,126.8
1996	(34,234.0)	13,286.9	(20,947.1)	0.2090	(4,377.9)	0.1599	(3,349.4)	0.1229	(2,574.4)
Total					164,040.3		155,859.5		148,788.3

MOTORES DIESEL

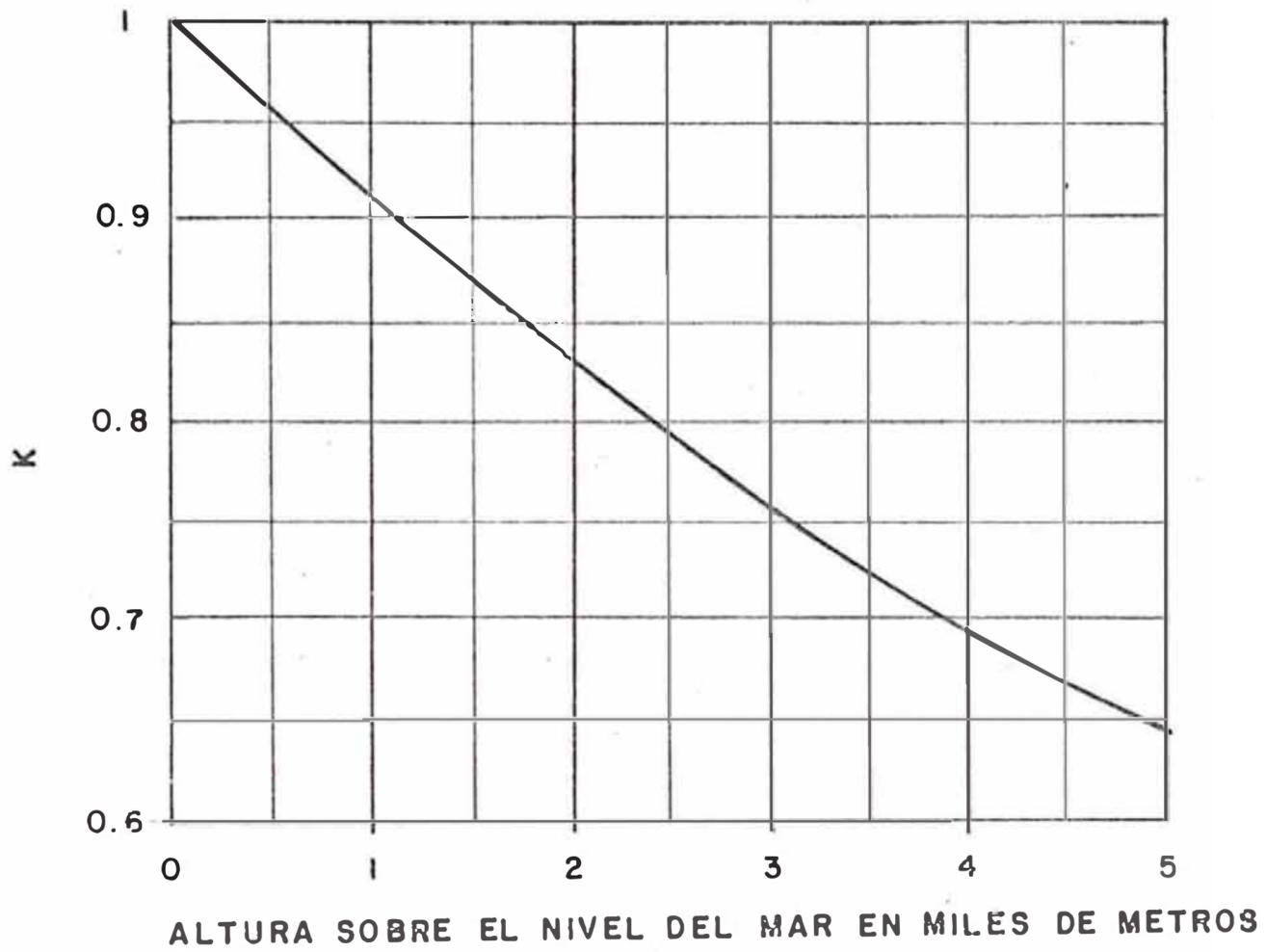


FIG.1-COEFICIENTE DE REDUCCION DE POTENCIA K EN FUNCION DE LA ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR

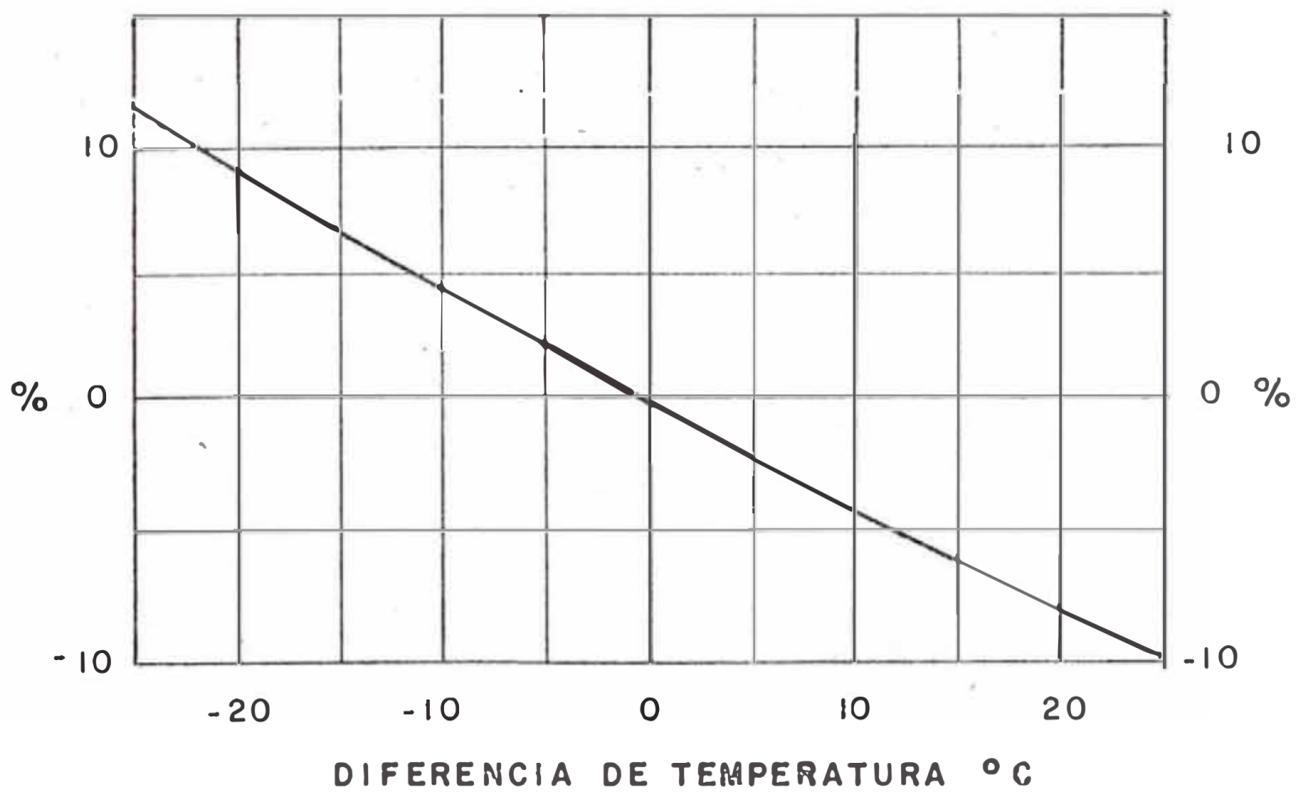
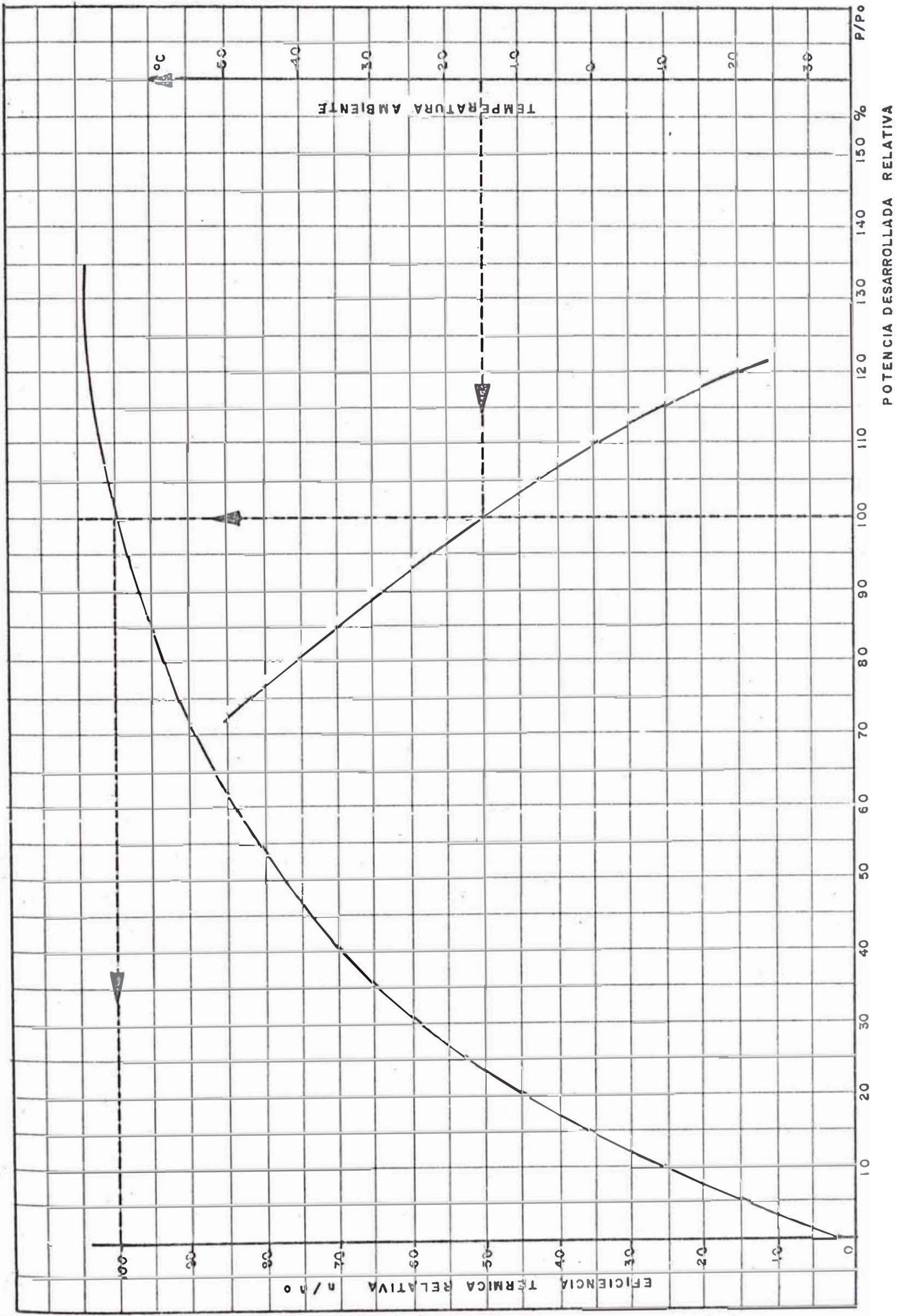


FIG.2- VARIACION PORCENTUAL DE LA POTENCIA EN FUNCION DE VARIACION DE LA TEMPERATURA DEL AMBIENTE



INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA AMBIENTE SOBRE LA EFICIENCIA
Y POTENCIA DESARROLLADA (valores Relativos a 15°C y 1.033 kg/cm²)
TURBINAS A GAS

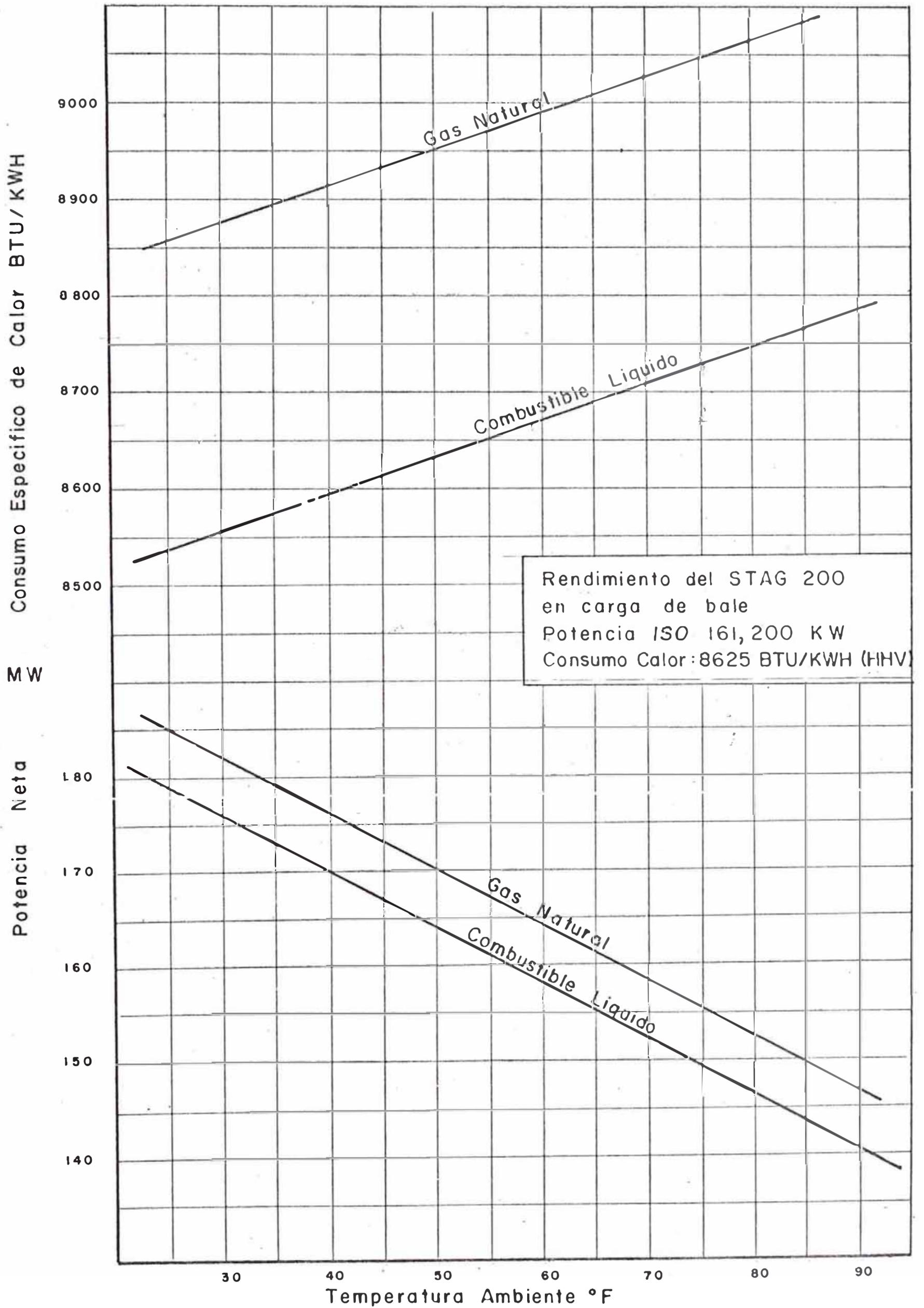
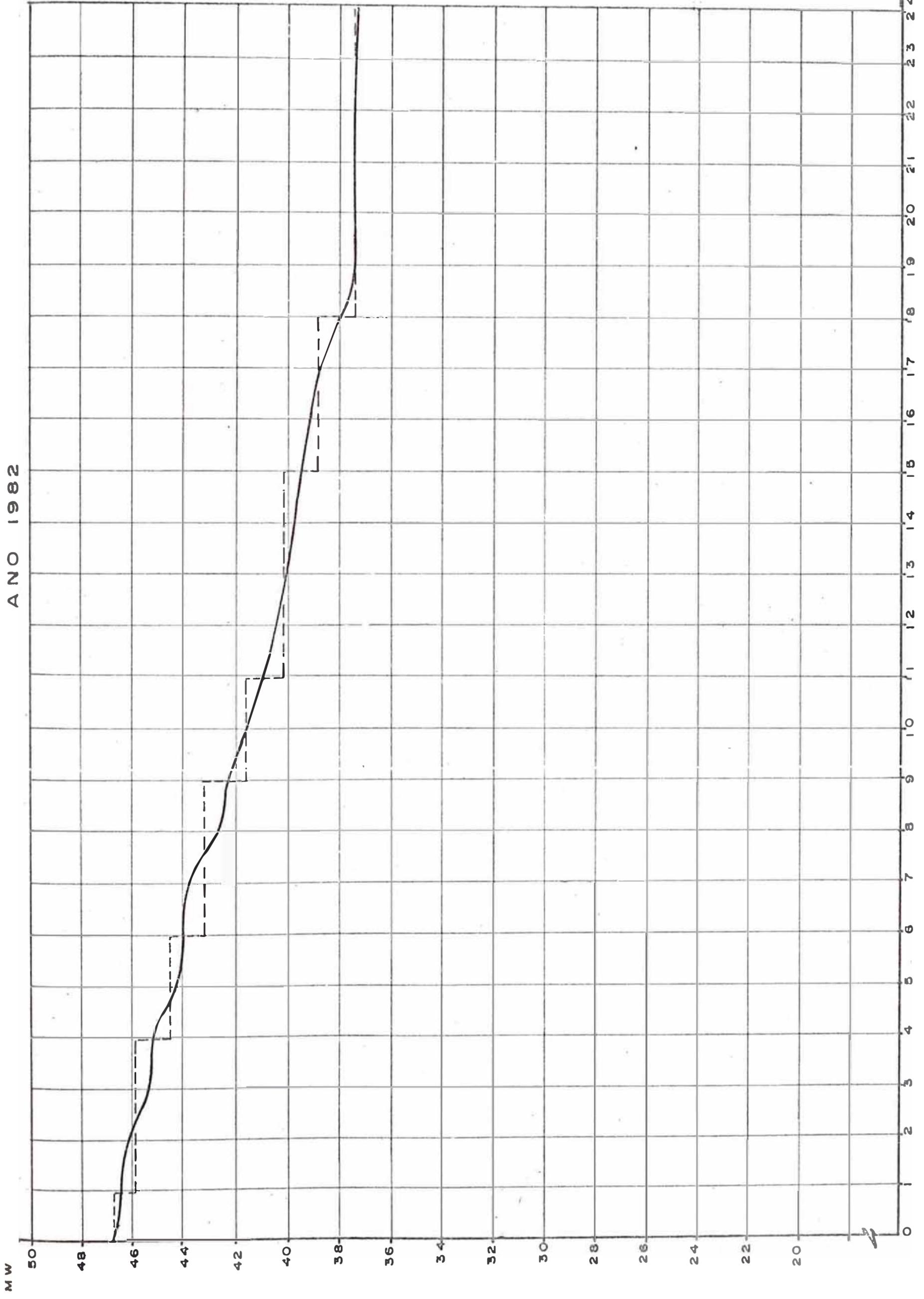


DIAGRAMA DE DURACION DEL DIA DE MAXIMA DEMANDA
AÑO 1982



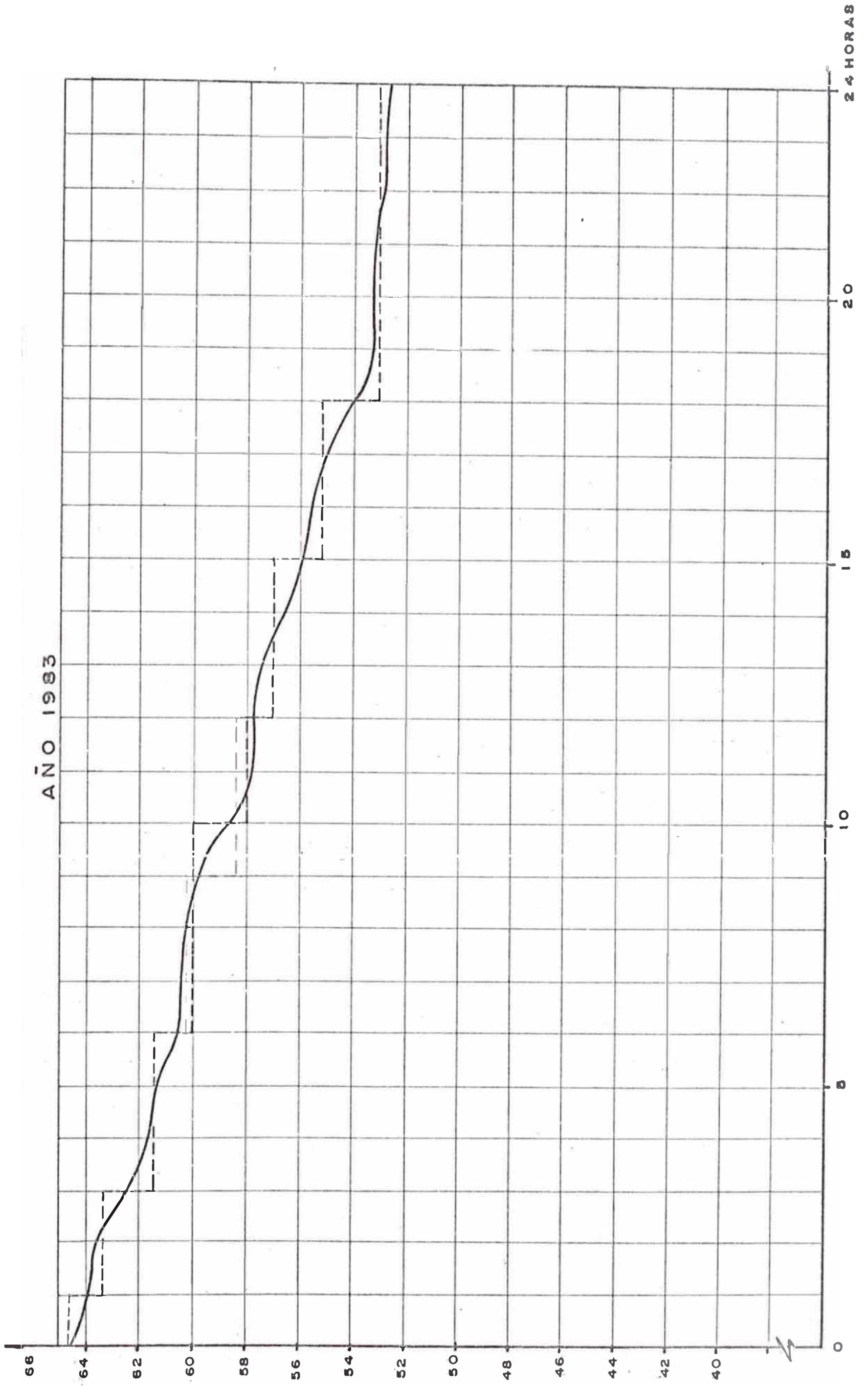


DIAGRAMA DE DURACION DEL DIA DE MAXIMA DEMANDA

ANO 1984

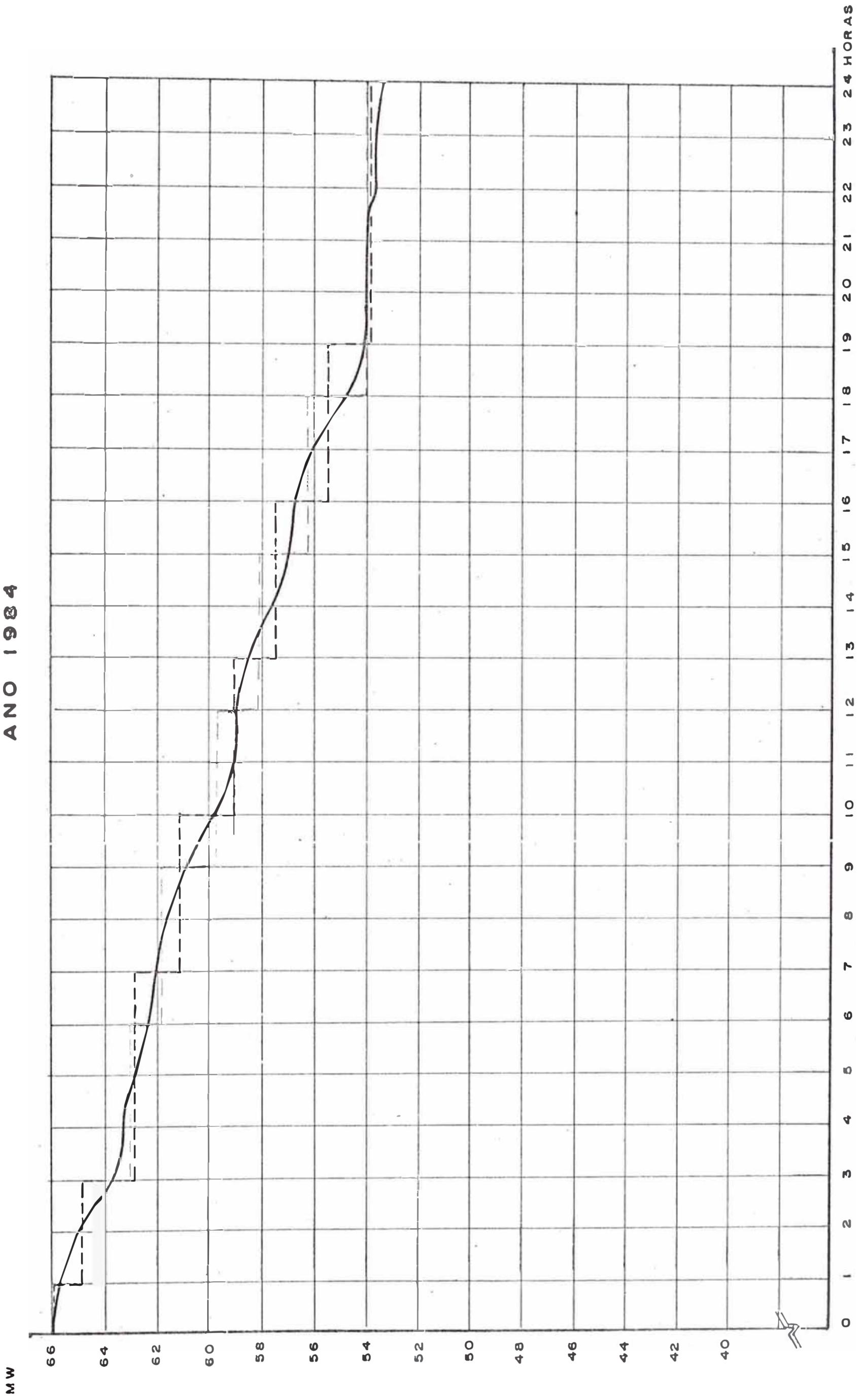
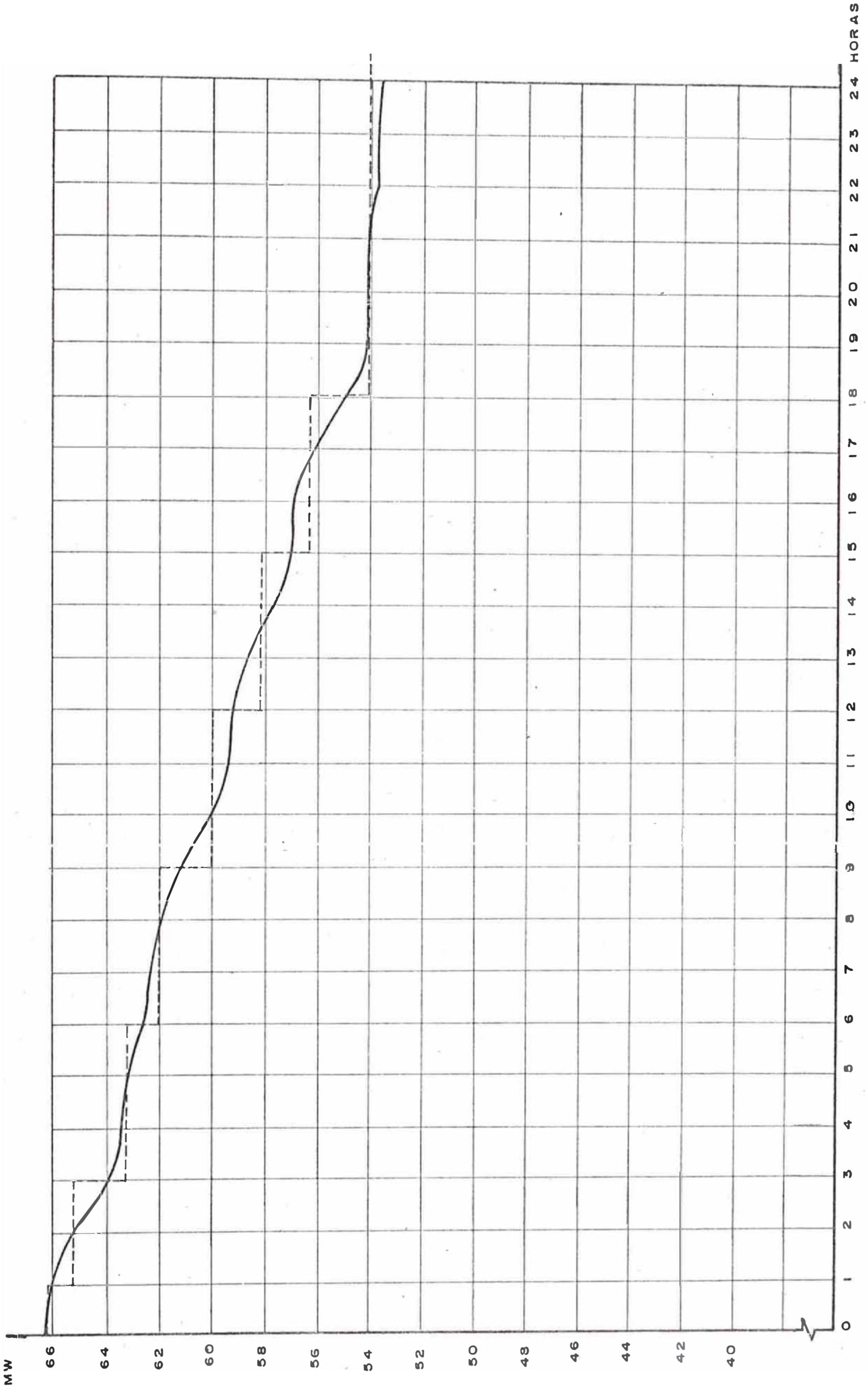
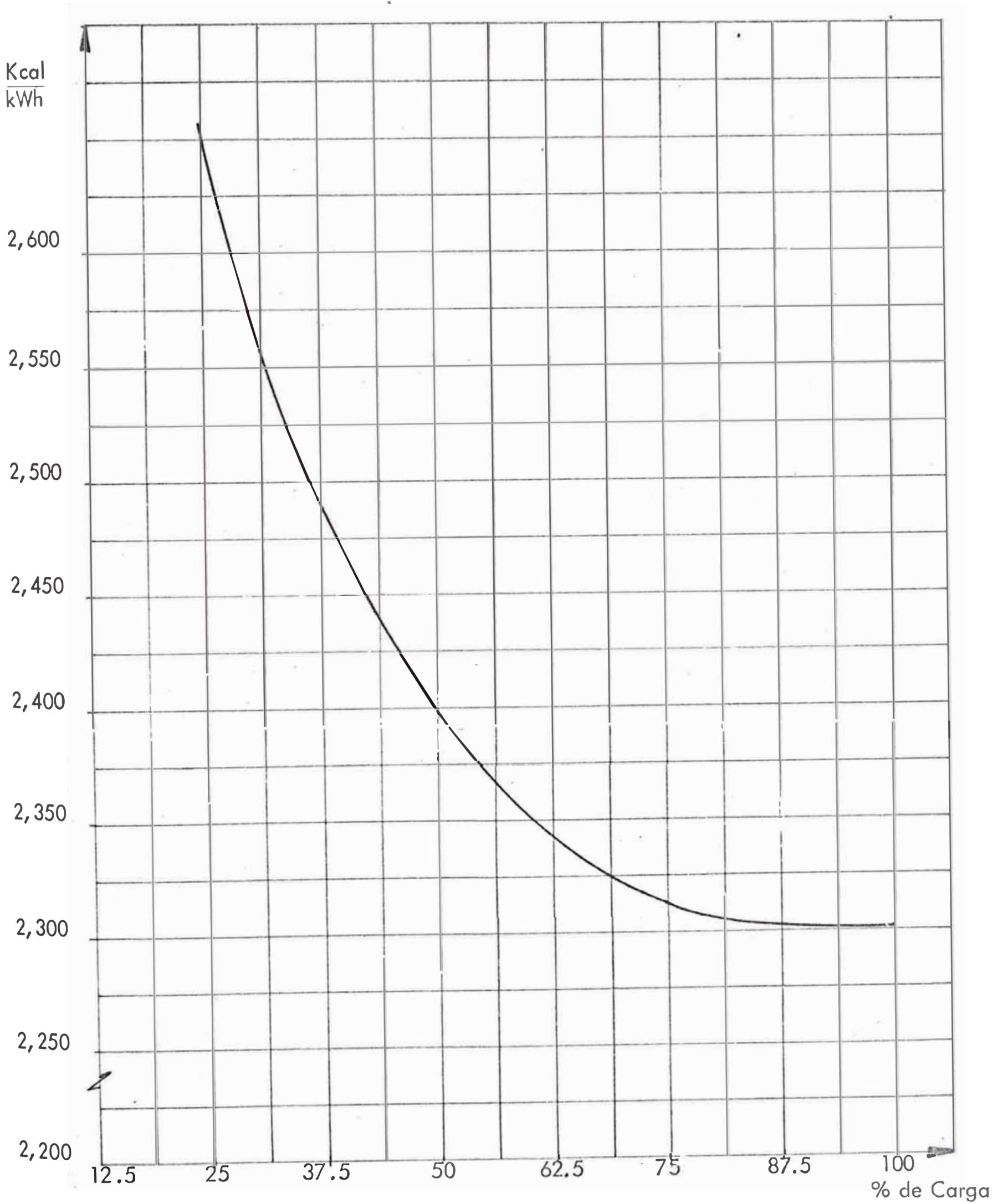


DIAGRAMA DE DURACION DEL DIA DE MAXIMA DEMANDA
ANO - 1985



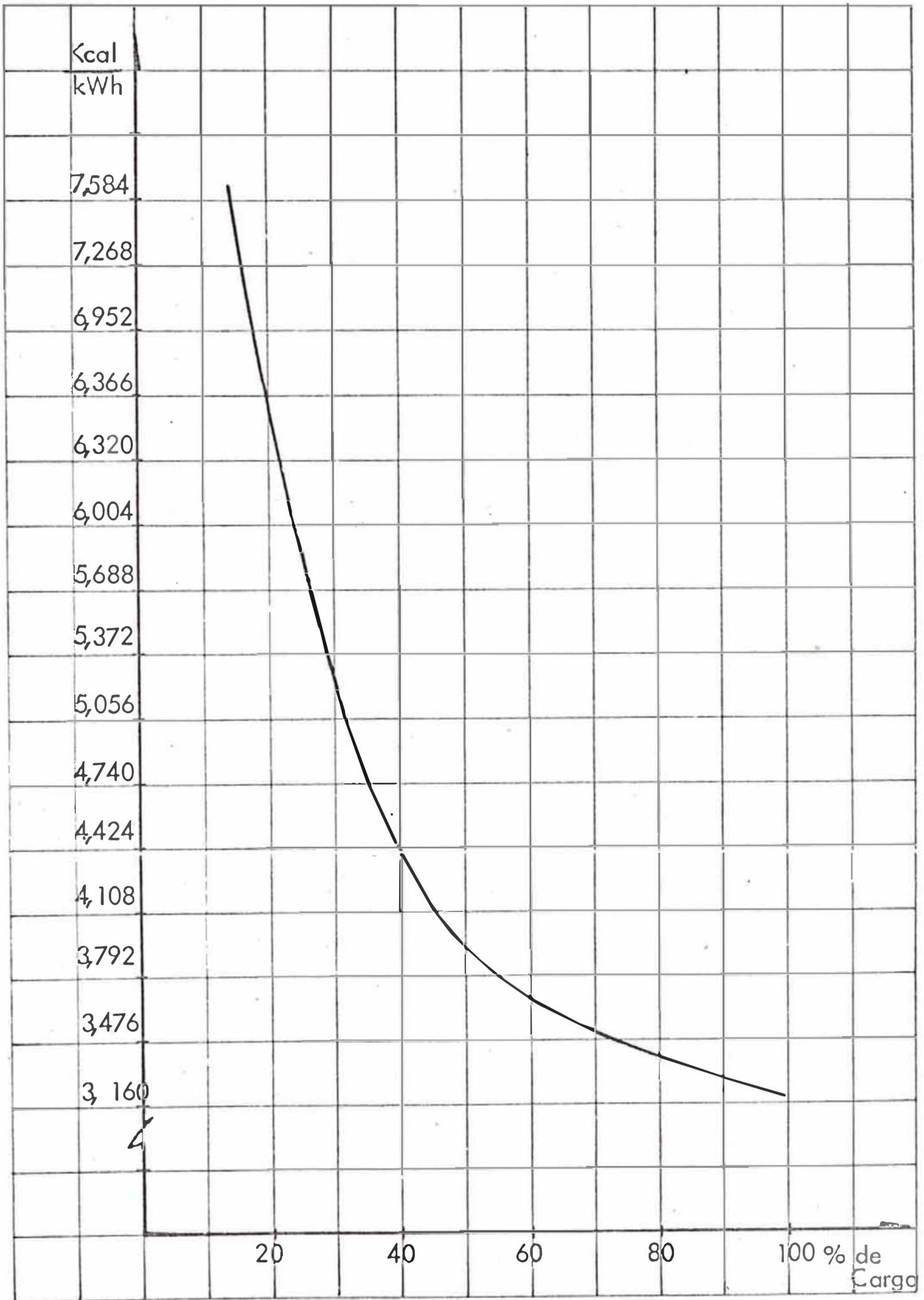
MOTORES DIESEL

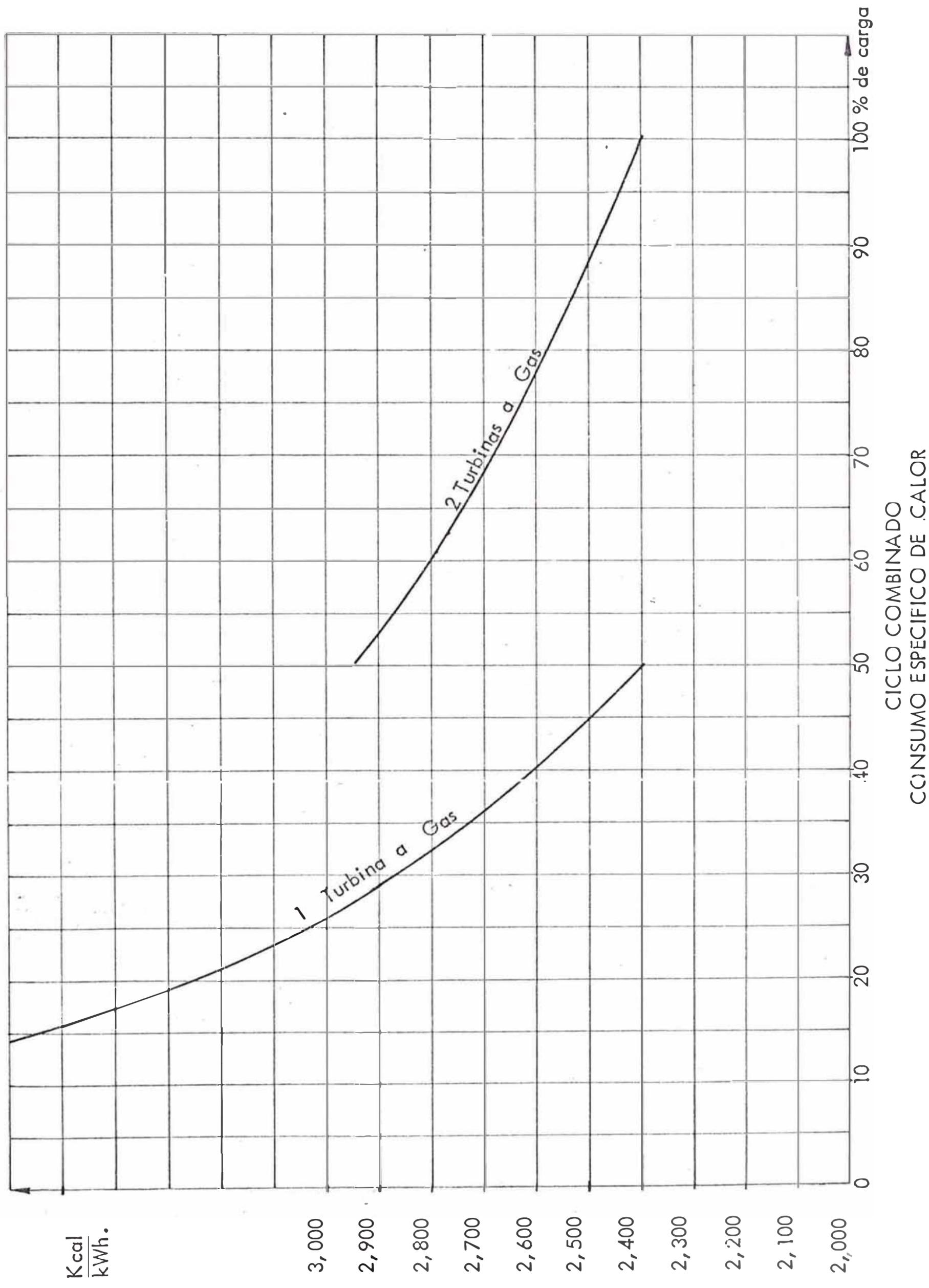
CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE

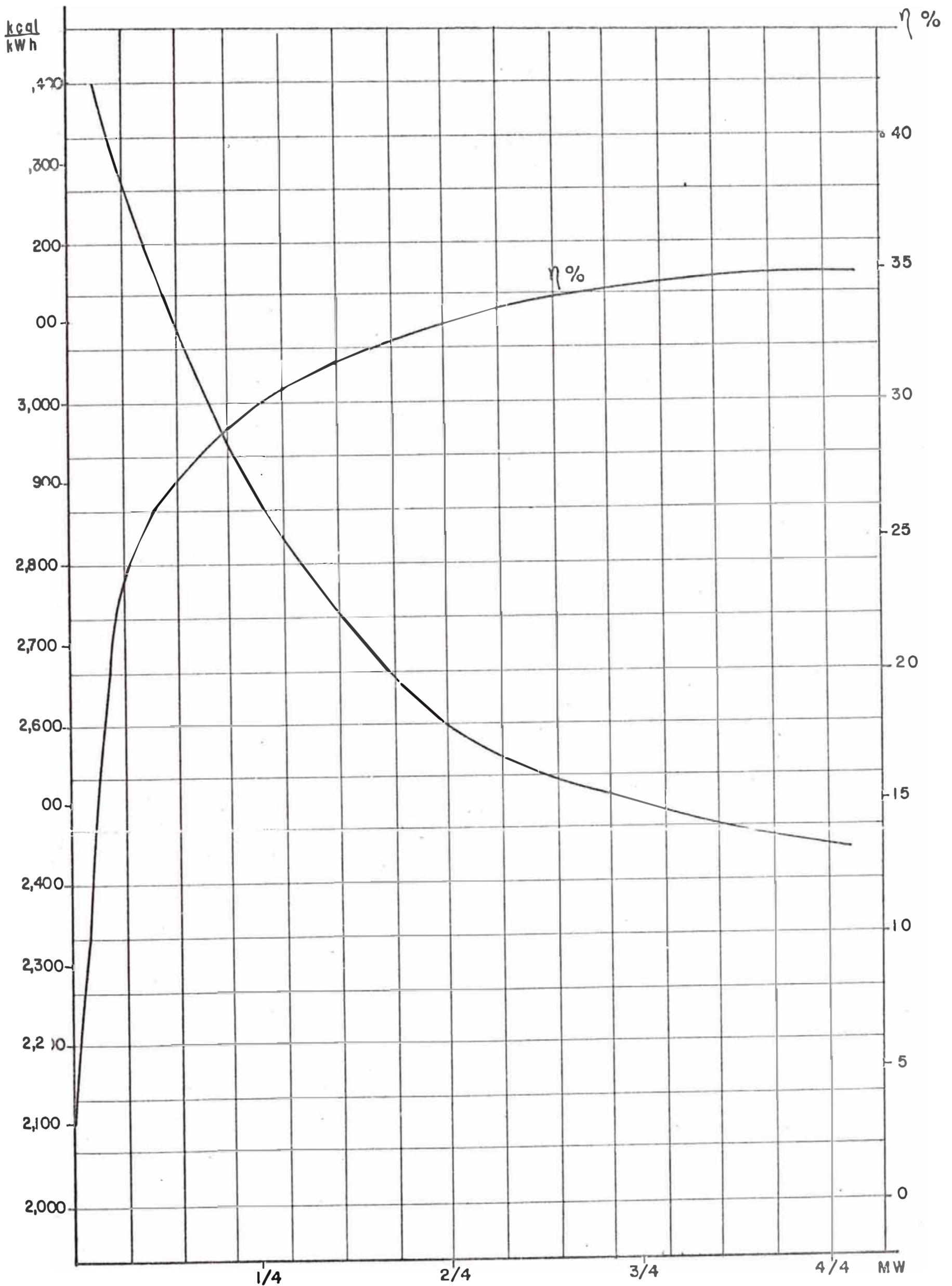


TURBINA A GAS

CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE







RENDIMIENTO TERMICO

Turbogrupos a vapor 40 60 MW
vapor vivo 60 80 ata 500°C

CAPITULO V

ANTEPROYECTO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

5.0 GENERALIDADES

En el presente capítulo se trata de hacer una descripción de los principales componentes de la Central Térmica y la subestación de salida indicando las características técnicas y constructivas más importantes.

De igual manera sobre la base de la interrelación existente entre los diferentes equipos se plantea su distribución en el área que debe ocupar la casa de máquinas tratando de reducirla al mínimo a fin de minimizar el costo de las obras civiles.

Teniendo conocimiento de la necesidad de un servicio de alta seguridad y eficiencia para los consumidores, el esquema general de la planta deberá comprender todos aquellos elementos que contribuyan a garantizar una operación confiable sin abultar por este motivo el costo total de la instalación.

El aspecto de las obras civiles constituye toda una especialidad por tal motivo no se harán detalles de ellas indicándose solamente su existencia en los gráficos correspondientes.

Ya que el dimensionamiento general de la planta y sus detalles constructivos dependerá del equipo de generación y transformación seleccionado entre los diferentes proveedores se usarán los valores promedios de estas medidas.

Corresponde a una etapa posterior de diseño ejecutivo el detallar por menorizadamente todos los elementos de la Central. Las conclusiones del presente capítulo permitirán fijar los principales parámetros de la Central, facilitando de esta manera la confección de las especificaciones técnicas para la licitación de los equipos y su posterior instalación.

5.1 PRINCIPALES COMPONENTES DE LA CENTRAL

5.1.1 Motores Diesel

Se ha decidido utilizar grupos similares por consiguientes las características que a continuación detallamos serán comunes a todos los motores. Por tratarse de una central que operará prácticamente en base y con posibilidades de convertirse en Central de reserva al efectuarse el enlace con el Sistema Interconectado Centro-Norte se ha elegido un motor diesel de 4 tiempos de velocidad mediana, con sobre alimentación y disposición de los cilindros preferentemente en V.

Para la selección del fabricante que proporcione el equipo se deberá tener en cuenta las siguientes características principales:

Potencia continua en el lugar:

Medida en la brida de acoplamiento.....	17,000 H Paprox
Número de revoluciones.....	400 - 530 rpm
Sistema de arranque.....	con aire comprimido
Sobrealimentación.....	Sistema de presión constante.
Inyección de combustible.....	Inyección directa
Combustible.....	Bunker C
Poder calorífico inferior.....	10,000 Kcal/kg
Sistema de refrigeración.....	Agua fresca y radiadores
Capacidad de Sobrecarga.....	10 % durante una hora en un periodo de 12 hrs.

El número de cilindros, la carrera del pistón y el peso del motor dependerá del fabricante elegido pero se estima que para una disposición en V, de 16 cilindros, el peso será de 200 tn aproximadamente.

El peso de la pieza mas pesada para montaje será del orden de 50 tn y - para mantenimiento 3 tn.

Para operación continua de la planta se emplearán 6 motores manteniéndose uno en calidad de reserva.

5.1.2 Generadores

Se usará siete generadores del tipo sincrónico trifásico de eje horizontal, acoplados directamente a la brida de acoplamiento del motor, con equipos de excitación y regulación de tensión. Las características principales exigibles a los fabricantes son las siguientes:

Potencia aparente	15 MVA
Potencia Nominal	12 MW
Factor de Potencia	0.8
Tensión de Generación	10.5 - 13.8 KV
Frecuencia	60 Hz
Velocidad	3600 rpm
Número de fases	3 (trifásico)
Conexión	Estrella
Capacidad de Sobrecarga	10 % por una hora en un periodo de 12 hrs.

Para evitar el ensuciamiento debido al polvo en suspensión, la ventilación de los generadores será por un sistema de circuito cerrado de aire refrigerado por agua.

Se dotará al alternador de los sistemas de protección y medición que señalan las normas internacionales, las mismas que deberán satisfacerse en los detalles de fabricación.

Las frecuencias propias de los alternadores serán verificadas con respecto a las de los motores, para evitar cualquier fenómeno de vibración por coincidencia de frecuencias.

Los generadores se conectarán directamente a un grupo de barras de 10.kV a través de un interruptor.

5.1.3 Sistema de Arranque.

Para el arranque de los motores se empleará un sistema de aire comprimido compuesto por dos tanques conectados a dos compresores de aire. Este sistema servirá para arrancar un motor a la vez, siendo los tanques de aire de una capacidad de 2000 lts. cada uno para una presión máxima de operación de 30 Kg/cm²

Los compresores serán movidos por motores eléctricos conectados a las barras de servicios auxiliares pudiendo ser alimentados en los casos de arranque sin tensión a las barras, por el motor diesel auxiliar que también está conectado a esta barra de 380-220 volts.

Se ha adoptado el sistema de 2 tanques de aire y dos compresores por seguridad de servicio, siendo este procedimiento de uso común en otras centrales. (Lámina N° 5.01)

5.1.4 Sistema de Combustibles

5.1.4.1 Características de los combustibles

Para los arranques y paradas de los motores se utilizará combustible Diesel N° 2 y para la operación continua el Bunker C (residual N° 6)

Para efectos de la construcción de los motores se deberán tener en cuenta las siguientes características límites de petróleo Bunker C:

Contenido máximo de azufre	3.5 % en peso
Contenido máximo vanadio	150 ppm
Contenido máximo sodio	50 ppm
Número cetano mínimo	10
índice Conrauson máximo	1.5 % en volumen

A manera de ilustración, en los cuadros N° 5.1 y 5.2 se detallan las características promedio de los combustibles que produce PETROPERU en sus refinerías.

5.1.4.2 Dimensionamiento de los tanques de almacenamiento

Se ha previsto que el combustible Bunker C llegará directamente de la Refinería de Petróleo de Bayovar ubicada contigua a la Central Térmica por tubería por lo cual el almacenamiento será el mínimo indispensable. Igualmente se espera contar con suministro de Diesel N° 2 desde la misma refinería.

Como en caso de interrupción del suministro desde la refinería de Bayovar se puede recurrir a la refinería de Talara ubicada a corta distancia,

se requerirá garantizar un máximo de 7 días de operación de la Central a plena carga. Este periodo cubre el tiempo necesario para un embarque especial desde Talara y su correspondiente desembarque en Bayovar.

Para una operación continua a plena carga se requiere 3200 Gcal/día, lo que da un volumen de 14700 Bbls en un plazo de 7 días o sea alrededor de 2400 m^3 . A efectos de mejor utilización del terreno y menor inversión se utilizará un solo tanque para este volumen y otro adicional de la misma capacidad para garantía de almacenamiento en caso de mantenimiento o falla del tanque principal. En consecuencia la planta dispondrá de 2 tanques de 2400 m^3 cada uno.

Los tanques tendrán fondo cónico con sistema de purga de agua y decantación antes del desagüe. El techo será del tipo fijo. Contará con un sistema de extinción con espuma y dispositivo de descarga de electricidad estática.

La fosa de contención de 1.50 m de altura útil será común a los dos tanques y tendrá una capacidad de 2400 m^3 que sería utilizada en caso de falla de uno cualquiera de ellos. El combustible Diesel N° 2 será almacenado en 2 tanques de 250 m^3 de capacidad cada uno ubicados en una fosa de contención común adyacente a la anterior. En este caso también se dispone de reserva 100 % de almacenamiento.

Es necesario un sistema de calefacción para calentar el Bunker C y facilitar su bombeo, para la cual se usará el vapor de las calderas de recuperación de las fases de escape de los motores. Este sistema es usual y su costo es básicamente la inversión inicial lo que le otorga ventajas económicas sobre otros sistemas posibles.

La alimentación y filtración del Bunker C se efectuará por un sistema doble de electrobombas de transferencia y filtros colocados cerca de los tanques. (Lámina N° 5.02)

5.1.5 Sistema de Refrigeración del motor

La principal restricción para la elección de un sistema de refrigeración en circuito cerrado fue la poca disponibilidad de agua dulce. Para el enfriamiento de agua del circuito se ha preferido un sistema de radiadores debido fundamentalmente al polvo suspendido en el aire ambiente y la salinidad del lugar lo que haría necesario purgar el agua continuamente con abundante reposición si se hubiera optado por un sistema con torres de enfriamiento.

Se dispondrá de un doble circuito cerrado de refrigeración, uno para el agua que baña las camisas de los cilindros y el otro para el agua de los inyectores.

El esquema de principio del sistema de refrigeración puede apreciarse en la lámina N° 5.03

5.1.6 Sistema de Lubricación del Motor

Para una lubricación eficiente del motor, el aceite debe ser limpiado y enfriado antes que regrese al motor, para ello se emplearán filtros y separadores centrífugos y un intercambiador de calor a base de agua fresca que también es enfriada en radiadores.

Para cada motor se emplearán independientemente un separador centrífugo y un intercambiador, aparte de los filtros de transferencia. Solo el circuito de agua será común.

5.1.7 Dispositivos de control, mando y protección de los equipos

5.1.7.1 Equipo de maniobra.

Se conectarán los generadores directamente a los dos juegos de barras de 10 KV a través de dos seccionadores trifásicos de los cuales, uno permanecerá abierto normalmente.

Los transformadores de servicios auxiliares y los transformadores principales de la subestación también tendrán doble conexión a las barras de 10 KV. La conexión a barra simple es más económica pero proporciona menos seguridad.

5.1.7.2 Aparatos de Protección.

Las salidas de 10 KV estarán protegidas por relés secundarios de sobrecorriente.

Los generadores tendrán la siguiente protección:

Protección de sobrecarga

- " contra máxima corriente
- " diferencial
- " contra inversión de potencia
- " contra sobretensión
- " contra debilitamiento de campo
- " contra puesta a tierra del estator
- " contra puesta a tierra del rotor

5.1.7.3 Aparatos de medida

Se deberá contar con indicadores de corriente, tensión, frecuencia, factor de potencia, potencia activa y reactiva y contadores de energía y reactiva por cada generador. También transformadores de medida de corriente y de tensión:

Para las salidas de 10 KV se deberá tener indicadores de corriente y contadores de energía.

5.1.7.4 Celdas y Tableros

Los aparatos de protección y medida de los generadores estarán empotrados en tableros.

En caso de las celdas de 10 KV serán del tipo metal-clad.

Los aparatos de protección y medida de las salidas de 10 KV estarán en la parte superior de los tableros antes mencionados.

Los servicios auxiliares tendrán sus propios tableros tanto para corriente alterna como para corriente continua con sus respectivos rectificadores. Se contará por tanto con tableros de protección, medida, regulación de tensión y mando.

Se deberá instalar un pupitre de mando de tal manera de preparar la central para su interconexión y operación dentro del sistema interconectado.

Cada unidad estará dotada de dispositivos automáticos de protección que cerrarán inmediatamente las alimentaciones de combustibles y detendrán la marcha del motor en caso de :

- baja de la presión del aceite lubricante
- que se eleve demasiado la temperatura del agua de refrigeración
- sobre velocidad del motor
- excesiva vibración
- desgaste de los cojinetes del turbocargador
- que se accione el botón de parada de emergencia
- sobrecarga mayor del 10 % de la capacidad máxima

También se instalarán dispositivos de control y alarma en cada grupo.

5.1.8 Motor Diesel Auxiliar

Para poner en marcha un grupo principal y mantener operativos los equipos auxiliares generales y de iluminación de la central se requerirá un motor de 500 KVA conectado a las barras de 220 V. Esta potencia alcanzará para lo siguiente:

- operar la bomba de transferencia de combustible
- operar las bombas de agua contra incendio
- activar los controles y dispositivos de seguridad y telecomunicaciones.
- accionar la compresora del sistema de arranque
- accionar la grúa puente

Los equipos de control de este grupo electrógeno estarán ubicados en la sala de control de la central.

5.1.9 Suministro de Energía a los servicios auxiliares de la Central .

La alimentación a los servicios auxiliares se hará directamente de las barras principales (sistema doble barra) mediante dos transformadores trifásicos 10/038-022 KV y 2.5 MVA de potencia. Uno de los transformadores absorbe toda la demanda de los servicios auxiliares y el otro estará en reserva lo que da una garantía 100 %.

El lado de baja tensión de los transformadores indicados se conecta a un juego de barras 380-220 Volts. Desde este mismo juego de barras se alimenta a los servicios auxiliares de cada grupo en forma independiente. Un tercer juego de barras conecta a los servicios auxiliares generales de la central. Estas barras son alimentadas desde las barras que sirven a los servicios auxiliares de grupos de tal manera de contar con dos posibilidades de alimentación.

Los circuitos de corriente continua se alimentan desde dos salidas de las barras de servicios auxiliares generales. Una alimenta a un rectificador cargador en paralelo con un banco de acumuladores de 220 Vcc, para los mandos de apertura y cierre de los interruptores, la otra salida es para otro rectificador cargador en paralelo con un banco de baterías de 48 Vcc para los servicios de comunicación, señalización alarma etc.

Las baterías de 220 Vcc y 48 Vcc tendrán capacidad suficiente para mantener en servicio los circuitos de corriente continua durante 8 horas. Las baterías entrarán en servicio al ocurrir una falla total del sistema de alimentación de corriente alterna.

Para la puesta en marcha de la Central se utilizará un grupo diesel de 500 KVA conectado a la barra de servicios auxiliares generales de la Central

5.1.10 Grúa de Servicio

Para el montaje y desmontaje de los grupos se requiere una grúa puente

en la sala de máquinas. Por la disposición en una sola nave de los 7 grupos solo será necesaria una grúa. Esta debe ser diseñada para el equipo más pesado:

La grúa puente contará con dos ganchos, el más potente para la pieza más pesada durante el montaje y el de menor potencia para la pieza o conjunto más pesado durante las labores de mantenimiento. Los ganchos serán de 50 y 5 toneladas respectivamente.

5.2 SUBESTACION PRINCIPAL

La conformación general de la central se completa con la subestación principal y con ella se define aproximadamente las necesidades de terreno y la orientación de los ejes principales.

Dada la importancia de la Subestación, es conveniente que ésta sea del tipo convencional de doble barra, o sea que esté dotada de todos los dispositivos que aumenten la seguridad de su operación ininterrumpida.

En general el equipo electromecánico será dimensionado de acuerdo con las normas del Código Eléctrico del Perú en los aspectos que éste contemple y de acuerdo con las normas internacionales CIE en los aspectos no contemplados en nuestro código.

5.2.1 Transformadores.

De acuerdo con los esquemas convencionales se puede utilizar desde 1 hasta 7 transformadores para esta central según se conecten varios generadores a un solo transformador o se adopte el bloque generador transformador. Si se tiene en cuenta que la central Bayovar debe integrarse al sistema interconectado Centro Norte en 1986 y que en la subestación de Bayovar podría estar el centro de despacho para el Sistema Departamental Piura es previsible que se opte por dotar a la subestación con transformadores grandes que a su vez se ven beneficiados por el factor de escala. En este caso se usarán 3 transformadores trifásicas conectados a

las barras de 60 KV cuyas características principales serán las siguientes:

Potencia Nominal	45/35 MVA
Relación de Transformación	60/10 KV
Grupo de Conexión	Yd 11
Tipo de Instalación	exterior
Nivel de aislamiento	550 KV

La potencia de 35 MVA con ventilación natural se ha determinado considerando que con los 3 transformadores se puede usar los 7 grupos de la Central en caso de ser necesario y garantizar la MD del Complejo de 83 MVA en caso de falla o mantenimiento de un transformador, trabajando los otros dos con ventilación forzada hasta un 20 % en exceso de su capacidad nominal.

El neutro del transformador será accesible y conectado solidamente a tierra. El enfriamiento será por aire y aceite.

5.2.2 Interruptores y Otros

Serán instalados al interior y su ubicación será entre las barras de salida de la Central y los transformadores. Podrán ser del tipo de aire comprimido o pequeño volumen de aceite y con facilidades para accionamiento manual. También deberá dotarse a la sub-estación de los transformadores de tensión y de corriente que sean requeridos así como pararrayos de protección.

5.2.3 Barras de Salida.

La disponibilidad de terreno no es factor limitante por lo cual se perfila conveniente el uso de un arreglo doble barra simple para las salidas de la central. Esta disposición brinda mayores facilidades para mantenimiento, además de seguridad de operación.

5.3 DISPOSICION DE LOS EQUIPOS SOBRE EL TERRENO

5.3.1 Principales componentes de la planta.

Tal como se ha venido describiendo anteriormente los principales componentes de la planta son:

- Los grupos diesel y sus sistemas de admisión de aire y expulsión de gases.
- Los equipos eléctricos auxiliares y de control
- El sistema de almacenamiento de combustible y transporte hasta ser consumido por el motor
- El sistema de refrigeración
- La subestación de salida
- Taller de reparaciones
- Oficinas
- Area libre para una futura expansión

En este caso, se hará un esquema de la distribución de los equipos basado en aproximaciones y cuya definición final será cuando se seleccione a los fabricantes.

Para una expansión futura se ha previsto espacio suficiente para 3 grupos más de la misma capacidad que los anteriores, tanto en la sala de máquinas como en espacio que ocupan los radiadores.

5.3.2 Disposición de los equipos y ubicación de la planta (ver planos 5.01-5.02-5.03 se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- 1) Los grupos diesel serán colocados en serie en una sola nave en la casa de máquinas. Esta es la nave central.
- 2) Los equipos auxiliares y de control serán colocados dentro de las dos naves adyacentes a la nave principal y en dos niveles.
- 3) El espacio de la nave opuesta a la que ocupa el sistema de admisión de aire, estará ocupado por los equipos de control, oficina y servicios higiénicos.
- 4) El sistema de almacenamiento de combustible y los radiadores se colocarán en el lado de la admisión de aire y expulsión de gases.
- 5) La subestación será colocada al lado opuesto a la admisión de aire.

- 6) La dirección del viento predominante orienta la planta teniendo en cuenta también la llegada de la línea de transmisión para la interconexión.
- 7) Se usará un nivel inferior al nivel del suelo para algunos equipos auxiliares y las fundaciones.
- 8) El contorno de la planta quedará distante 20 m de la carretera.

5.4 INVESTIGACIONES BASICAS

5.4.1 Meteorología :

Estos datos han sido obtenidos por el SENAMHI en la Estación de Bayovar correspondiendo algunos a un período de lectura de un año solamente y - otros a un lapso entre 1963 - 1975. Los siguientes son los datos observados:

a) Presión Barométrica

Corresponde a la presión al nivel del mar (1 atmósfera) ya que la cota de la central térmica sería aproximadamente + 15 m .

b) Temperatura

Esta ha sido obtenido por observaciones de un periodo entre 1963-1975. En grados centígrados se tiene :

Máxima media mensual	31.3 ° C	Marzo a Junio
	24.1 °	
Mínima media mensual	22.3 ° C	Marzo a Junio
	17.0	
Media mensual	25.5 ° C	Marzo a Agosto
	19.7	
Mínima absoluta	23.4 ° C	Marzo a Junio
	15.0	
Máxima absoluta	34.0 ° C	Marzo a Julio
	26.9	

Las lecturas han sido tomadas a + 9 m sobre el nivel del terreno en la

estación de Bayovar.

c) Humedad del aire

Para un día promedio y a + 3m sobre el nivel natural del terreno se puede esperar los siguientes porcentajes:

8 am.	75.4 - 87.0 %
12 am.	56.9 - 72.7 %
4 pm.	61.0 - 71.0 %
8 pm.	64.6 - 78.8 %

d) Precipitaciones

Se pueden calificar de escasas, produciéndose en forma regular de enero a marzo y esporádicamente de julio a diciembre.

Precipitación máxima en 24 horas

1964	10.5 mm	el 26 de enero
1971	10.4 mm	el 2 de marzo

Precipitación total y frecuencia

1964	11.2 mm	26 días en enero
1971	19.8 mm	21 días en marzo

e) Vientos

El 77 % de los vientos provienen del sur - este lo cual los convierte en los vientos predominantes.

A ciertas horas del día ocurre el fenómeno de la inversión de los vientos en algunas oportunidades, proveniente la corriente en este caso del norte. Esto origina un micro-clima local debido principalmente a la presencia del macizo de Illescas en la zona y se debe tener en cuenta ya que los humos pueden contaminar los aisladores expuestos al ambiente.

f) Nubosidad

En invierno las capas de nubes se forman desde 100 m del suelo. Se pueden observar las siguientes características:

5	octavos mínimo
8	octavos máximo

g) Contaminación ambiental

A la fecha la zona está prácticamente libre de factores contaminantes - por que no hay elementos de producción local, sin embargo al implementarse el complejo Bayovar los factores contaminantes serán muy importantes. No existiendo en nuestro país un reglamento de contaminación ambiental será necesario elaborarlo a fin de señalar las restricciones a las industrias que deberán instalarse en Bayovar.

5.4.2 Datos del Terreno

5.4.2.1 Topografía

El área asignada a la central se asemeja a una planicie con una ligera pendiente hacia la costa y está ubicada en el extremo sur de la bahía de Sechura. Puede ser calificada como una terraza de abrasión por las características de su superficie.

5.4.2.2 Geología.

El área de la central se sitúa aproximadamente en el centro de una zona delimitada por fallas de carácter regional paralela a la costa y fallas menores transversales a las anteriores.

La conformación del suelo desde la superficie hacia abajo sería la siguiente:

- Cobertura detrítica formada por depósitos de origen aluvial y coluvial.
- Manto de material detrítico cementado por carbonatos.
- Lutitas y areniscas en capas delgadas con ligero ángulo de buzamiento.

5.4.2.3 Mecánica de suelos

El área puede dividirse en dos zonas, una con resistencia de 2 kg/cm²

que requiere una profundidad mínima de cimentación de 1.50 mt y la otra que es un suelo duro apto para los equipos más pesados.

En consecuencia los suelos tienen suficiente capacidad de carga para resistir tanto equipos como estructuras descartándose fenómenos de licuefacción ante sollicitudes dinámicas.

5.4.2.4 Sismicidad.

La zona de Bayovar está clasificada en el Reglamento Nacional de Construcción en el grado VI de la escala modificada de Mercalli para la franja costera por lo cual se deberán tomar las providencias del caso. Esto no constituye una restricción.

5.4.3 Facilidades para la construcción

5.4.3.1 Vías de Comunicación

El acceso por tierra es relativamente fácil desde Piura por carretera asfaltada hasta Sechura y afirmada en el tramo Sechura-Bayovar. Próximamente se podrá contar también con la carretera Chiclayo-Bayovar en actual construcción.

El acceso por mar por el muelle petrolero de Bayovar presenta facilidades de desembarque de equipo pesado. El antiguo muelle de minerales podría ser habilitado.

No se cuenta con aeropuerto en Bayovar aunque se tiene previsto que en 1980 podrá operar un aeropuerto propio del Complejo.

5.4.3.2 Desembarque del material pesado.

Se estima que la pieza más pesada tendría alrededor de 50 toneladas por lo cual se podría usar el muelle petrolero de Bayovar o el Puerto de Paita según sea conveniente y necesario. El puerto de Paita cuenta con instalaciones para equipo pesado y fué usado para las operaciones del oleoducto Nor-Peruano.

5.4.3.3 Materiales de Construcción.

- a) Agregados - se cuenta con dos canteras para la obtención de agregados para la fabricación de concreto.
- b) Fierro de Construcción - Siderperú proporciona fierro con $F_y = 4100 \text{ kg/cm}^2$. Se puede obtener fierro corrugado desde $3/8" \text{ } \varnothing$ hasta $1 1/4" \text{ } \varnothing$, alambre y fierros redondos lisos, lo cual cubre la demanda de la central.
- c) Planchas para tanques de petróleo - Se puede obtener de Siderperú planchas laminadas en frío desde 6.4 mm hasta 32 mm de espesor y productos galvanizados diversos.
- d) Perfiles de Acero - También se pueden fabricar en cualquier dimensión, soldados en el SIMA.

5.4.4 Suministro de agua y combustible

- a) Agua dulce

Para el período de construcción es posible utilizar las aguas subterráneas de Illescas que actualmente se obtiene en dos pozos. La capacidad de estos pozos es de 52 lts. por segundo.

Para 1980 se podría contar con las aguas del Bajo Piura de llevarse a cabo la derivación que se viene estudiando. En todo caso es necesario asegurar este factor.

- b) Combustible

Tanto el combustible Bunker C como el Diesel N° 2 provendrán normalmente de la Refinería de Bayovar, pero para los primeros meses de operación de la central térmica y sobre todo en la etapa de pruebas será traído el combustible desde Talara.

La obtención de combustible en cantidad y calidad no debería constituir problema, sin embargo es conveniente asegurarlo con Petroperú.

CUADRO N° 5.01

CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DEL PETRÓLEO

RESIDUAL N° 6 (BUNKER C)

CARACTERÍSTICAS	CANTIDAD
Gravedad API a 15.5 °C	15
Gravedad Específica a 15.5 °C	0.96
Punto de Inflamación °C	113
Viscosidad Furol a 36.2 °C	250
Contenido de Cenizas en % de peso	0.08
Punto de Fluidez °C	10
Contenido de azufre en % de peso	2.0
Poder calorífico inferior K cal/kg	10,000
Agua y sedimentos por centrifugación % de volumen	1.5

· CUADRO N° 5.02

CARACTERISTICAS TIPICAS DEL PETROLEO

DIESEL N° 2

CARACTERISTICAS	CANTIDAD
Gravedad API a 15.5 °C	35
Gravedad específica a 15.5 °C	0.85
Punto del Inflamación °C	71
Punto de Congelación °C	1.4
Agua y sedimentos en % de volumen	0
Residuos de carbón Conradson	0
Contenido de azufre en % de peso	0.4
Poder calorífico Kcal/kg	10,900
Viscosidad a 37.5 °C, SSU	45
Corrosión máxima	Lámina N° 3
Índice cetano	58
Punto final de ebullición °C	382

CAPITULO VI

PRESUPUESTO Y CUADRO DE DESEMBOLSOS

6.0 GENERALIDADES

Desarrollado el anteproyecto de la alternativa de generación seleccionada se conoce con cierto nivel de detalle la composición del equipamiento de la Central, por lo tanto puede hacerse su costeo para determinar la inversión que se requiere para ponerla en marcha a fines de 1980.

En primer lugar encontraremos el Costo Directo, que resume los costos del equipamiento electromecánico y las obras civiles de la central incluyendo todas las fases desde la compra hasta las pruebas en el sitio, más la supervisión para el equipo electromecánico. Este costo directo se elabora sobre la base de los precios de equipos y materiales a fines de 1976, considerando la inversión en un instante.

Para ubicar el costo en el momento en que se efectúa el desembolso se escalan los valores hallados según ciertas tasas de escalamiento que tienen en cuenta la inflación de precios en el mercado internacional y en el mercado interno. Con esta operación encontramos el costo directo a precios corrientes.

Algunos gastos que no pueden atribuirse directamente a determinado equipo u obra pero que necesariamente se efectúan constituyen los costos Indirectos, los cuales sumados a los anteriores determinan el costo de construcción. Como gran parte del equipo electromecánico será de procedencia extranjera, se hará la distinción de los montos requeridos de moneda nacional y moneda extranjera.

Finalmente se asumen un esquema de financiamiento en función al mercado de capitales y se determinan los gastos financieros durante la construc

ción y el capital de trabajo para operar los primeros dos meses antes de recibir el producto de la venta de energía, conformando así la inversión total del proyecto y su respectivo cuadro de desembolsos.

Es necesario indicar que el costeo se ha realizado en base a índices obtenidos de proyectos similares y cotizaciones de fabricantes de equipo diesel a la que se tuvo acceso, haciéndose en algunos casos aproximaciones por similitud o proporción. Esto sin embargo puede ser válido si tenemos en cuenta que una propuesta en firme de los fabricantes solo podría obtenerse por canales oficiales dado el tamaño de la inversión.

No se tratará en este proyecto, el costo de la subestación de salida. Todas las menciones a dólares estarán referidas a dólares americanos.

6.1 COSTO DIRECTO A PRECIOS DE 1976

Estos costos serán desagregados en cinco rubros, a saber:

- Costo de los grupos
- Costo del equipo periférico
- Costo de herramientas y repuestos
- Costo de obras civiles
- Derechos de Importación.

y constituyen como se dijo antes, el costo directo de la central a precios de fines de 1976 como si la inversión se hiciera en un solo instante.

6.1.1 Costo de los Grupos

Se entiende por costo de los grupos, el costo de los motores diesel mas los alternadores, incluyendo los servicios auxiliares y generales de la Central transporte, montaje, pruebas y la supervisión. Utilizamos este nivel de costo en vista que la mayoría de fabricantes asumen de esta manera sus cotizaciones cuando la información proporcionada corresponde a un anteproyecto.

A fines de 1976 el costo promedio de los grupos con motores diesel era de 325.6 dólares por kW instalado, el mismo que puede desagregarse como se aprecia en el cuadro N° 6.01 alcanzando el total a 29,629.6 miles de dólares.

6.1.2 Costo del Equipo Periférico

El equipo periférico está constituido por la planta de tratamiento de combustible, el sistema de almacenamiento y conducción de combustibles y lubricantes mas la grua puente de servicios para la casa de máquinas. Tambien incluye el sistema de refrigeración por radiadores de los motores diesel.

Ademas se incluye un costo adicional por equipos pequeños no detallados tales como los tanques diarios de combustibles, planta de tratamiento de agua etc. Se requieren 4,496.0 miles de dólares para la adquisición y/o construcción del equipo periférico.

6.1.3 Costo de Herramientas y Repuestos.

Incluye las herramientas necesarias para efectuar el montaje del equipo principal asi como las que se utilizaran para mantenimiento o desmontaje del equipo, igualmente un stock de repuestos que garanticen una operación continuada de 1 año como mínimo, el cual es determinado por el fabricante según su experiencia en fallas características y mantenimiento preventivo de los equipos que tienen instalados en diversas partes del mundo.

En este caso la previsión es usual calcularla como un 2 % de la inversión en los grupos, lo que da 592.0 miles de dólares.

6.1.4 Costo de las Obras Civiles

Estos costos se refiera a los gastos que se realizan por la limpieza del -

terreno, las excavaciones y fundaciones y las obras de la casa de máquinas. También los cercos y toda la infraestructura no considerada en el equipamiento de la Central.

Dado que el mercado nacional puede proporcionar todos los elementos necesarios para esta obra, los gastos también serán 100 % moneda nacional.

Para el caso se han utilizado índices unitarios que son usuales para obras similares expresándolos en moneda extranjera para su uso en el costo general de la Central. El costo total ha sido estimado en 2,428.6 miles de dólares.

6.1.5. Derechos de Importación

La mayor parte de los equipos que se importaría, estará sujeta a tasas de importación unificadas ad-valorem de 32 %. Las empresas de Servicio Público de Electricidad abonan aproximadamente la 3ra. parte según legislación especial esto es el 11%.

En nuestro caso como una aproximación utilizable calcularemos los derechos de importación sobre el costo de los grupos lo que nos da 3,259.2 miles de dólares, que son pagados en moneda nacional.

6.1.6 Resumen

El costo directo de la Central Térmica de Bayovar, a precios de 1976 en resumen es el siguiente: Miles de dólares

Grupos	29,629.6
Equipo Periferico	4,496.0
Herramientas y repuestos	592.0
Obras Civiles	2,428.6
Derechos de Importación	3,259.2
Total	40,405.4

6.2 COSTO DIRECTO A PRECIOS CORRIENTES

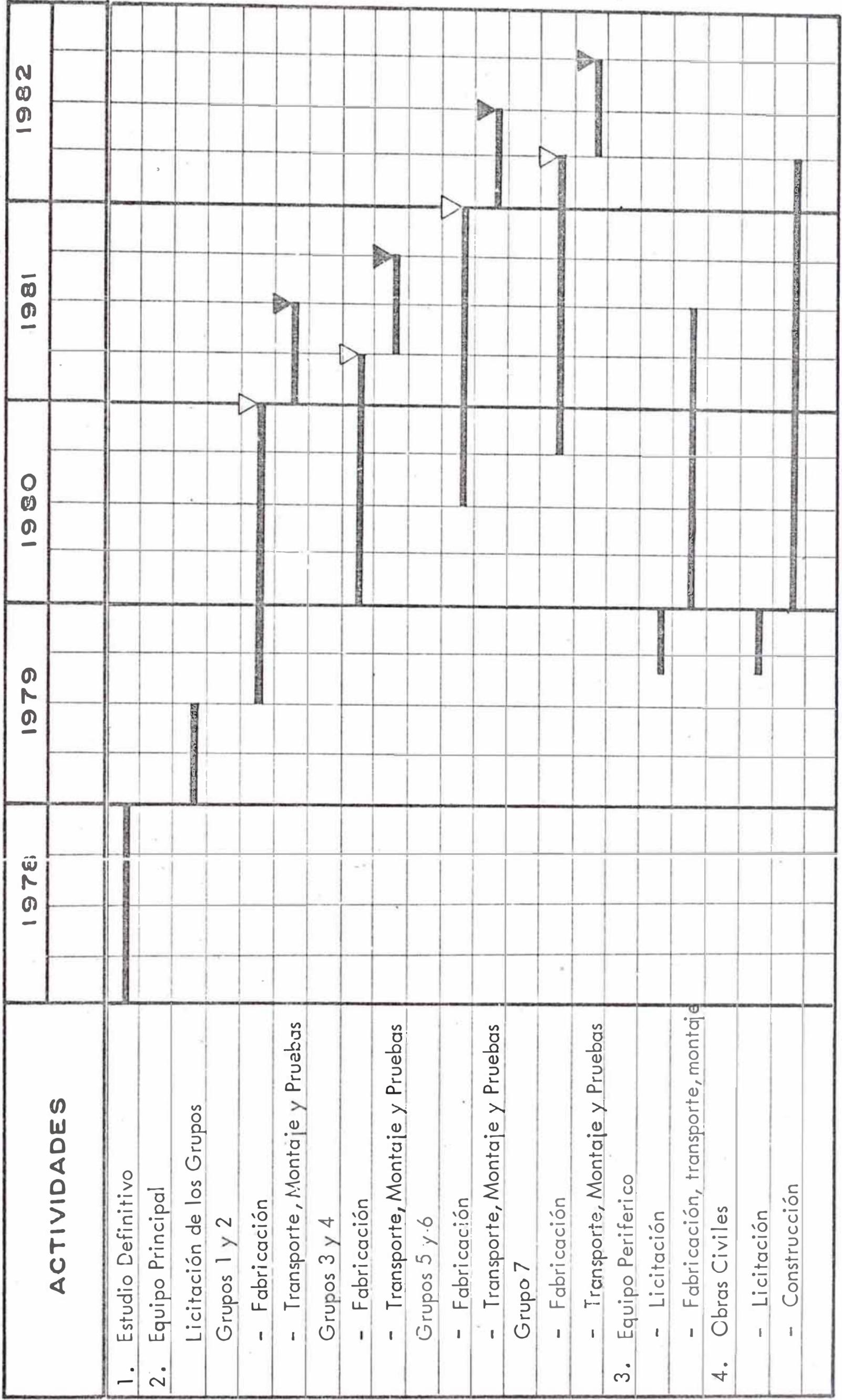
La construcción de nuestra Central Térmica, incluyendo el periodo de estudios demorará varios años y durante este tiempo los costos actuales que hemos determinado en el acápite 6.1, irán variando, incrementando su valor en función de la inflación de precios tanto del mercado internacional como el nacional. La inversión real será entonces la que se desembolsa en cada pago según condiciones de los contratos respectivos y al valor del año en que se haga. Para esto convertimos el costo directo a precios de 1976 en costo directo a precios corrientes de acuerdo con el cronograma de ejecución previsto y con las tasas de escalamiento recomendadas por el Banco Interamericano de Reconstrucción y Fomento - BIRF y el Banco Mundial - BM.

6.2.1 Cronograma de ejecución de la Central

La lámina N° 6.01 ilustra la duración de las diferentes actividades que involucran la construcción de la central. Como el tiempo disponible, - aproximadamente 4 años contados desde fines de 1977, para poner en marcha las primeras 4 unidades es bastante amplio, la confección del cronograma ha sido relativamente fácil. Esta situación resulta favorable ya que puede disponerse de infraestructura eléctrica antes del tiempo fijado facilitando el adelanto de las operaciones del Complejo Bayovar si así fuera conveniente, además se puede contar con suficiente energía para las pruebas de los equipos de producción industrial.

Se ha considerado iniciar el Estudio Definitivo de la Central a comienzos de 1978 para ser terminado en un plazo de 12 meses, luego de lo cual se efectuaría la licitación internacional del equipo principal. En estas condiciones se puede tener en aptitud de operar 2 unidades a mediados de 1981, garantizando el periodo de pruebas de los equipos industriales. Tres meses después estarían dos unidades más y las restantes según las -

CRONOGRAMA DE EJECUCION DE LA CENTRAL



Simbología:

- ▷
Termino de Fabricación
- ◁
Puesta en Marcha.

necesidades. Para el equipo periférico y las obras civiles igualmente se dispone de suficiente tiempo debiendo estar listas en su totalidad a mediados y fines de 1981 respectivamente.

En caso de optarse por un adelanto de la operación de la Central algunas actividades del cronograma pueden traslaparse y en última instancia elegir el sistema " Llave en mano" como solución más rápida. El cronograma desarrollado es hábil para el Sistema de construcción por " Administración Controlada".

6.2.2 Tasas de Escalamiento de los Costos de Inversión.

Básicamente existen dos modalidades de escalamiento de precios, una que distingue el equipamiento electromecánico de las obras civiles y otra que tiene en cuenta el tipo de moneda utilizado en el proyecto. Usaremos la primera modalidad por ser la más usual y las tasas de escalamiento serán las que recomiendan el BIRF y el BM. Estos son:

	<u>1977-79</u>	<u>1980-85</u>
Equipamiento electromecánico	9 %	8 %
Obras Civiles	12 %	10 %

6.2.3 Costo Directo a Precios Corrientes.

Para llegar a los precios corrientes en primer lugar hay que distribuir los costos directos a precios constantes de 1976 en función del cronograma de ejecución de la Central, separándolos en moneda nacional y en moneda extranjera aplicándoles luego las tasas de escalamiento antes mencionadas.

En los cuadros N° 6.02 y 6.03 podemos apreciar el detalle obtenido cuyo resumen es el siguiente:

ITEM	Miles de dólares	
	Precios Constantes 1976	Precios Corrientes 78-82
Grupos	29,629.6	42,605.7
Equipo Periférico	4,496.0	6,745.1
Herramientas y Re puestos	592.0	894.2
Obras Civiles	2,428.6	3,978.4
Derechos de Importación	3,259.2	4,686.6
Total Costo Directo	40,405.4	58,910.0

De donde se desprende que el Costo Directo a precios corrientes es mayor en 45.8 % que el costo a precios constantes, por efecto de la inflación en el periodo considerado.

6.3 COSTOS INDIRECTOS

Resultan de la concepción y administración del proyecto y se incurren en ellos necesariamente aunque no puedan atribuirse particularmente a equipo u obra determinada, con exactitud. Se obtienen a partir de los costos directos escalados y junto con ellos conforman lo que denominamos el Costo de Construcción (cuadro N° 6.03). Los costos indirectos son; la Ingeniería del Proyecto, los gastos generales y de Administración y los imprevistos. A continuación hacemos el detalle correspondiente.

6.3.1 Ingeniería del Proyecto

Comprende los Estudios de Factibilidad y Definitivo y las labores de Supervisión y Control durante la ejecución de la obra. En este caso la supervisión de la fabricación y montaje del equipo principal está incluida en el costo de los grupos tal como se explico anteriormente.

Se ha calculado como el 3 % del costo directo escalado y se considera invertido en un solo año por simplificación. Se distribuye en 50 % Moneda Nacional y 50 % Moneda Extranjera.

6.3.2 Gastos Generales y de Administración

Los gastos de administración del proyecto, de licitación y del personal empleado para estas labores así como material y equipo administrativo hasta la puesta en marcha de la Central conforman este rubro, cuya incidencia se estima en 3 % del costo directo escalado, pagado totalmente en moneda nacional.

6.3.3 Imprevistos

En la etapa previa a la ejecución del proyecto se calculan los costos de inversión según precios vigentes a una fecha afectándolos de tasas de escalamiento recomendadas que pueden o no ajustarse a la realidad del momento de la ejecución real. Por otro lado en las labores de diseño es posible omitir algunos detalles o encontrar en la construcción más dificultades que las previstas.

Con la finalidad de absorber estas fluctuaciones es usual hacer una previsión de fondos para imprevistos, que puede fijarse en un 8 % del costo directo escalado, distribuido proporcionalmente a la inversión anual y al tipo de moneda utilizado. En caso de no utilizarse este fondo para la construcción, puede servir como capital de trabajo o deducirse de los préstamos en su oportunidad.

6.4 Inversión Fija

Para iniciar la construcción de la obra se requiere acudir a fuentes de financiamiento que refuercen los recursos propios que se dispongan. Estos créditos generan intereses y gastos que no se podrán pagar hasta que se tengan los ingresos de explotación por tanto habrá que cargarlos a los préstamos o gastarlos de recursos propios. Por lo tanto la inversión fija incluirá además del costo de construcción los gastos señalados que son los siguientes:

- a) Intereses durante la construcción
- b) Honorarios de Inspección
- c) Comisión de compromiso

Es necesario entonces, asumir una estructura de financiamiento sobre la base de las disponibilidades en el mercado de capitales. El esquema asumido será el siguiente:

Moneda Extranjera (ME)

Un préstamo internacional hasta por el 70 % de los requerimientos de moneda extranjera a nivel de costo de construcción. El 30 % restante será financiado por un endeudamiento interno que puede ser COFIDE.

Moneda Nacional : (MN)

Un endeudamiento interno hasta por el 80 % del requerimiento en moneda nacional a nivel de costo de construcción y el 20 % restante será financiado por recursos propios.

6.4.1 Intereses durante la construcción:

Se calculan con los siguientes supuestos:

- Endeudamiento Externo / Moneda Extranjera (EE/ME).- Con una tasa de 9.0 % anual sobre los saldos deudores y son cargadas al préstamo. Este es el caso de una Agencia Internacional de Desarrollo. Si fuera un crédito de proveedores fácilmente puede llegar al 13 % . Hemos considerado el caso mas favorable en la creencia que será este canal el que se utilizará.
- Endeudamiento Interno / Moneda Extranjera (EI/ME).- Una tasa de 12.0 % anual sobre los saldos deudores, que no se cargan al préstamo. Corresponde a las condiciones de COFIDE en 1976.
- Endeudamiento Interno / Moneda Nacional (EI/MN).- 11.5 % de interés anual sobre los saldos deudores, no cargados al préstamo. También corresponde a COFIDE.

- Recursos Propios (RP).- No generan intereses en la fase de inversión. Los intereses que no se pueden cargar al préstamo son asumidos por los recursos propios.

6.4.2 Honorarios de Inspección.

Solamente el crédito externo exige el pago por este concepto, siendo aproximadamente 1 % del endeudamiento en moneda extranjera repartido proporcionalmente a los desembolsos anuales. Forma parte del préstamo.

6.4.3 Comisión de Compromiso

Esta comisión es única para cualquier tipo de operación y asciende a 3/4 % anual sobre los saldos no utilizados, con referencia al cronograma de desembolsos del contrato celebrado entre COFIDE y el prestatario. No forma parte del préstamo.

6.4.4 Inversión Fija

Sumandos los gastos de los acápites 6.4.1 al 6.4.3. al costo de construcción tenemos la inversión fija del proyecto, que asciende a 84'765.6 miles de dólares (Cuadro N° 6.04).

6.5 INVERSION TOTAL

6.5.1 Capital de Trabajo

Para poner en marcha la Central se necesita disponer de suficientes fondos para compra de combustible, pago de planilla y mantenimiento hasta que se comience a percibir los ingresos por venta de energía. Convencionalmente se adopta como capital de trabajo el equivalente a dos meses de la facturación de la venta de energía. Dado que no disponemos aun la tarifa de venta correspondiente, estamos asumiendo un capital de trabajo de 2, 160.0 miles de dólares que representa dos meses de gastos operativos promedio financiados el 80 % con un préstamo y el 20 % restante con recursos propios.

6.5.2 Inversión Total y Cuadro de Desembolsos.

La Inversión fija mas el capital de trabajo conforman la inversión total del proyecto hasta el momento en que comienza la explotación. Se ha determinado que asciende a 86,925.6 miles de US dólares o sea 6,519.4 millones de soles al cambio de 75 soles por 1 dolar. La inversión total se descompone de la siguiente manera:

	Miles de dólares
Endeud. Externo / Moneda Extranjera	58,837.0
Endeud. Interno / Moneda Nacional	14,083.4
Endeud. Interno / Moneda Extranjera	5,171.3
Recursos Propios / Moneda Nacional	6,678.8
Recursos Propios / Moneda Extranjera	<u>2,155.1</u>
Inversión Total	86,925.6

El detalle de la inversión total según desembolsos anuales y por fuentes de financiamiento puede apreciarse en el Cuadro N° 6.04.

CUADRO N° 6.01/1

COSTO DIRECTO A PRECIOS DE 1976

DESCRIPCION	Miles de dólares
1. COSTO DE LOS GRUPOS	
- 7 Motores diesel de 13000 kW ISO a 2,778.5 miles dólares la unidad	19,519.5
- 7 Alternadores de 15 MVA a razon de 478.4 miles dólares la unidad	3,348.8
- Barras y cables, servicios auxiliares y generales de la central. Aproximadamente 15 % de los dos costos anteriores.	<u>4,057.7</u>
Sub-Total	26,936.0
- Transporte montaje, pruebas y supervisión (10 %)	<u>2,693.6</u>
Total	29,629.6
O sea 325.6 dolares/kW instalado	
2. COSTO DEL EQUIPO PERIFERICO	
- Planta de tratamiento de combustible	575.0
- Sistema de refrigeración por radiadores (3 baterias por grupo)	3,220.0
- Tanques y bombas	
2 Tanques 2400 m ³ Bunker C	280.0
2 Tanques 250 m ³ Diesel 2	50.0
6 Bombas de 14 Tn/hr Bunker C +	
4 Bombas 2.5 Tn/hr Diesel 2	12.0
2 Tanques de aceite 50 m ³ y bombas	25.0
- Grua para puente 50 tn	<u>120.0</u>
Sub- Total	4,282.0
Otros Equipos Perifericos 5 % del Costo Anterior	<u>214.0</u>
Total	4,496.0

CUADRO N° 6.01/2

COSTO DIRECTO A PRECIOS DE 1976

DESCRIPCION	Miles de U S dólares
3. COSTO DE HERRAMIENTAS Y REPUESTOS	
- 2 % de la Inversión en los Grupos 0.02 x 29,629.6 miles de dólares	592.0
4. COSTO DE LAS OBRAS CIVILES	
- Limpieza de la plataforma (20,000 m ³ a 3 US dólares por m ³)	60.0
- Excavaciones 7,060 m ³ a 10 dólares m ³	70.6
- Infraestructuras, principalmente los macizos de los 7 grupos (3010 m ³ a 350 dólares/m ³)	1,053.0
- Superestructuras .- Unos 200 m ³ a razon de 275 dólares m ³	<u>55.0</u>
Sub-Total	1,238.6
- Estructuras metálicas (incluye puente de grua-50 tn)	800.0
- Sala de máquinas	
Estructuras auxiliares	60.0
Chapas de techo, cerraduras, paredes y puertas	100.0
Pinturas y acabados	80.0
Rutas, cañerías subterráneas, cerco etc.	<u>150.0</u>
Sub-Total	<u>1,190.0</u>
Total	2,428.6
5. <u>DERECHOS DE IMPORTACION</u>	
Impuesto unificado ad-valorem 11 % sobre costo de los grupos 0.11 x 29,629.6 miles de dólares	3,259.2
6. TOTAL COSTO DIRECTO a precios de 1976	40,405.4

COSTO DIRECTO A PRECIOS CONSTANTES DE 1976

CUADRO N° 6.02

(miles de dólares)

	1979			1980			1981			1982			TOTAL			
	MN	ME	TOTAL	MN	ME	TOTAL	MN	ME	TOTAL	MN	ME	TOTAL	MN	ME	TOTAL	
	Grupos 1 y 2 Compra T.M.P. (*)	-	4,232.8	4,232.8	-	3,386.2	3,386.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Grupos 3 y 4 Compra T.M.P.	-	1,693.1	1,693.1	-	2,539.7	2,539.7	211.6	635.0	846.6	-	-	-	211.6	635.0	846.6	7,619.0
Grupos 5 y 6 Compra T.M.P.	-	-	-	-	4,232.8	4,232.8	211.6	635.6	846.6	-	-	-	211.6	635.0	846.6	7,619.0
Grupos 7 Compra T.M.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	211.6	635.0	846.6	211.6	635.0	846.6	7,619.0
SUB TOTAL GRUPOS	-	5,925.9	5,925.9	-	11,005.3	11,005.3	423.2	9,312.2	9,735.4	317.4	2,645.6	2,963.0	740.6	28,889.0	29,629.6	3,809.5
Equipo Periférico	-	-	-	269.8	629.4	899.2	944.2	2,203.0	3,147.2	134.9	314.7	449.6	1,348.9	3,147.1	4,496.0	3,809.5
Herramientas y Repuestos	-	-	-	-	-	-	-	592.0	592.0	-	-	-	-	592.0	592.0	3,809.5
Obras Civiles	-	-	-	971.4	-	971.4	1,457.2	-	1,457.2	-	-	-	2,428.6	-	2,428.6	3,809.5
Gastos Aduaneros	-	-	-	-	-	-	1,862.4	-	1,862.4	1,396.8	-	1,396.8	3,259.2	-	3,259.2	3,809.5
TOTAL	-	5,925.9	5,925.9	1,241.2	11,634.7	12,875.9	4,687.0	12,107.2	16,794.2	1,849.1	2,960.3	4,809.4	7,777.3	32,628.1	40,405.4	3,809.5

* Transporte, Montaje y Pruebas

MN Moneda Nacional

ME Moneda Extranjera.

COSTO DIRECTO Y COSTO DE CONSTRUCCION A PRECIOS CORRIENTES DE 1978-82

CUADRO N° 6-03

(Miles de dólares)

	1979			1980			1981			1982			TOTAL		
	MN	ME	TOTAL	MN	ME	TOTAL	MN	ME	TOTAL	MN	ME	TOTAL	MN	ME	TOTAL
	Grupos 1 y 2	-	5,481.6	5,481.6	-	4,736.0	4,736.0	319.6	959.2	1,278.8	-	-	-	319.6	11,176.8
Grupos 3 y 4	-	2,192.6	2,192.6	-	3,552.1	3,552.1	319.6	6,074.1	6,393.7	-	-	-	319.6	11,818.8	12,138.4
Grupos 5 y 6	-	-	-	-	5,920.1	5,920.1	-	5,114.9	5,114.9	345.2	1,035.9	1,381.1	345.2	12,070.9	12,416.1
Grupo 7	-	-	-	-	1,184.1	1,184.1	-	1,918.1	1,918.1	172.6	3,280.0	3,452.6	172.6	6,382.2	6,554.8
SUB TOTAL GRUPOS	-	7,674.2	7,674.2	-	15,392.3	15,392.3	639.2	14,066.3	14,705.5	517.8	4,315.9	4,833.7	1,157.0	41,448.6	42,605.7
Equipo Periférico	-	-	-	377.4	880.3	1,257.7	1,426.2	3,327.7	4,753.9	220.1	513.4	733.5	2,023.7	4,721.4	6,745.1
Herramientas y Repuestos	-	-	-	-	-	-	-	894.2	894.2	-	-	-	-	894.2	894.2
Obras Civiles	-	-	-	1,501.2	-	1,501.2	2,471.2	-	2,477.2	-	-	-	3,978.4	-	3,978.4
Gastos Aduaneros	-	-	-	-	-	-	2,599.8	-	2,599.8	2,086.8	-	2,086.6	4,686.6	-	4,686.6
COSTO DIRECTO	-	7,674.2	7,674.2	1,878.6	16,272.6	18,151.2	7,142.4	18,288.2	25,430.6	2,824.7	4,829.3	7,654.0	11,845.7	47,064.3	58,910.0
Ingeniería del Proyecto	883.7	883.6	1,767.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	883.7	883.6	1,767.3
Gastos Generales y Administración	230.2	-	230.2	544.5	-	544.5	762.9	-	762.9	229.6	-	229.6	1,767.2	-	1,767.2
Imprevistos	-	613.9	613.9	150.3	1,301.8	1,452.1	571.4	1,463.0	2,034.4	226.0	386.3	612.3	947.7	3,765.0	4,712.7
COSTO DE CONSTRUCCION	1,113.9	9,171.7	10,285.6	2,573.4	17,574.4	20,147.8	8,476.7	19,751.2	28,227.9	3,280.3	5,215.6	8,495.9	15,444.3	51,712.9	67,157.2

CUADRO DE DESEMBOLSOS DE LA INVERSIÓN TOTAL SEGUN FUENTES DE FINANCIAMIENTO

CUADRO N° 6-04

(Miles de dólares)

CONCEPTO	1979						1980						1981						
	E E		E I		R P		E E		E I		R P		E E		E I		R P		
	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN	
Costo de Construcción	8,254.5	891.1	917.2	222.8	-	-	10,285.6	15,870.0	2,058.7	1,757.4	514.7	-	20,147.8	17,776.1	6,781.4	1,975.1	1,695.3	-	28,227.9
Intereses durante la Construcción	742.9	-	-	102.5	110.1	-	955.5	2,233.3	-	-	339.2	321.0	2,893.5	4,034.1	-	-	1,119.1	558.0	5,711.2
Honorarios de Inspección	82.5	-	-	-	-	-	82.5	158.2	-	-	-	-	158.2	177.8	-	-	-	-	177.8
Comisión de Compromiso	-	-	-	86.0	319.1	-	405.1	-	-	-	70.5	187.2	257.7	-	-	-	19.7	39.1	58.8
Inversión Fija	9,079.9	891.1	917.2	411.3	429.2	-	11,728.7	18,208.5	2,058.7	1,757.4	924.4	508.2	23,457.2	21,988.0	6,781.4	1,975.1	2,834.1	597.1	34,175.7
Capital de Trabajo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión Total	9,079.9	891.1	917.2	411.3	429.2	-	11,728.7	18,208.5	2,058.7	1,757.4	924.4	508.2	23,457.2	21,988.0	6,781.4	1,975.1	2,834.1	597.1	34,175.7
Miles dólares	681.0	66.8	68.8	30.8	32.2	-	879.6	1,305.7	154.4	131.8	69.3	38.1	1,759.3	1,649.1	508.0	148.1	212.6	44.8	2,563.2
Mio Soles																			

CONCEPTO	1982						TOTAL							
	E E		E I		R P		E E		E I		R P		TOTAL	
	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN	ME	MN
Costo de Construcción	4,694.0	2,624.2	521.6	656.1	-	-	8,495.9	46,541.6	5,171.3	12,355.4	3,088.9	-	67,157.2	
Intereses durante la Construcción	4,819.7	-	-	1,420.9	620.9	-	6,861.2	11,830.0	-	-	2,981.7	1,609.7	16,421.4	
Honorarios de Inspección	46.9	-	-	-	-	-	46.9	465.4	-	-	-	-	465.4	
Comisión de Compromiso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	176.2	545.4	721.6	
Inversión Fija	9,560.6	2,624.2	521.6	2,077.0	620.6	-	15,404.0	58,837.0	5,171.3	12,355.4	6,246.8	2,155.1	84,765.6	
Capital de Trabajo	-	1,728.0	-	432.0	-	-	2,160.0	-	-	1,728.0	432.0	-	2,160.0	
Inversión Total	9,560.6	4,352.2	521.6	2,509.0	620.6	-	17,564.0	58,837.0	5,171.3	14,083.4	6,678.8	2,155.1	86,925.6	
Total	717.1	326.4	39.1	188.2	46.5	-	1,317.3	4,412.8	1,056.3	387.8	500.9	161.6	6,519.4	

Tipo de Cambio : 1 US dólar = 75 soles.

EE Endeudamiento Externo MN Moneda Nacional
 EI Endeudamiento Interno ME Moneda Extranjera
 RP Recursos Propios

CAPITULO VII

ANALISIS FINANCIERO

7.0 GENERALIDADES

El financiamiento de la Central Térmica de Bayovar será definido posteriormente, cuando ODECOB cuente con los elementos suficientes para negociar con las entidades financieras. Por esta razón estamos adoptando el mismo esquema supuesto en el capítulo anterior del cual el único aspecto por definir realmente es la fuente de endeudamiento externo ya que en lo que respecta al endeudamiento interno las únicas fuentes para este tipo de proyecto son COFIDE y Tesoro Público cuyas exigencias financieras son conocidas.

En el caso del endeudamiento externo /moneda extranjera, se considera que ODECOB se inclinará por buscar los préstamos menores onerosos que son los de Agencias de Desarrollo tipo BID y Banco Mundial, o un préstamo de gobierno a gobierno. De todas formas lo asumido en el capítulo anterior se encuadra dentro de los promedios actuales en plazos e intereses.

El aspecto tarifario se tratará con especial atención en vista que las tarifas vigentes son aplicables solo a ELECTROPERU y las empresas de servicio público constituidas, en tanto que la Central Térmica de Bayovar podría ser administrada por ODECOB hasta su enlace con el Sistema Interconectado Centro-Norte merced a su Ley Especial, exigiéndose por lo tanto autosuficiencia económica y financiera para no caer en una política de subsidios.

Así definido el marco conceptual, se desarrollarán las proyecciones financieras y la tasa interna de retorno, lo cual refleja el comportamiento de esta unidad productiva. Finalmente se efectúa un análisis de sensibilidad para ponderar la incidencia de los parámetros más importantes.

Al igual que en los demás capítulos se desarrollará el análisis financiero para los dos casos de operación de la Central, ambos con las mismas explicadas en este acápite.

7.1 Gastos Anuales

Los gastos anuales se agrupan en 4 grandes rubros que son los siguientes:

Gastos de Operación

Gastos Administrativos

Reservas para Depreciación

Intereses de Préstamos

7.1.1 Gastos de Operación

Comprenden los gastos por combustible, lubricantes, materiales de mantenimiento, agua, personal de operación y seguro, todos ellos fueron analizados con suficiente detalle al tratar de la selección de alternativas de Generación en el capítulo 4, por lo que los adoptamos para el presente análisis financiero.

En el aspecto de los gastos de operación es necesario adoptar un esquema con inflación para reflejar realísimamente los desembolsos anuales. Estando referidos a fines de 1981 (año cero), se aplicarán las siguientes tasas de inflación para todo el periodo.

Combustible y Lubricantes	2 % anual
Gastos operativos	6 % anual

7.1.2 Gastos Administrativos

Cubren las gestiones de logística, contabilidad, y dirección y son un índice de la eficiencia de la empresa pudiendo variar dentro de considerables márgenes. Consideramos que se tratará de una empresa eficiente de tal manera que los gastos por este concepto no deben exceder del 0.5 % anual sobre el costo de construcción.

La inflación para el periodo será de 6 % anual . No incluye gastos de -
ventas que en este caso podrían reducirse prácticamente a cero ya que
se entrega energía en las barras de la Central .

7.1.3 Reservas para Depreciación.

Adoptaremos el método mas usual o sea la depreciación lineal con valor
de recupero o valor residual al término del periodo de análisis.

La vida útil asignada es la siguiente :

Equipo Electromecánico	15 años
Obras Civiles	30 años

Para la determinación de los montos anuales de depreciación se han repartido los costos indirectos en forma proporcional a los costos directos y sumado a ellos, aplicandole las tasas acordadas a la inversión resultante . Los montos anuales de reserva para los dos casos de operación en miles de dólares son :

	1982	1983 y siguientes
Equipo	3,963.8	5,215.9
Obras Civiles	189.3	189.3
Total	4,153.1	5,405.2

Al término del periodo de análisis el valor residual será la parte no depreciada . Es evidente que luego de un periodo de operación el valor de recupero de la instalación no necesariamente igual al valor no depreciado en libros, sin embargo si tomamos en cuenta que no estamos considerando inflación de los inversiones luego de 1982, el efecto de la pérdida de valor por una parte se compensa con la inflación . Se tendrán los siguientes valores residuales :

Caso 1	64,396.9	miles de dólares
Caso 2	4,939.7	" "

7.1.4 Intereses de Préstamos.

Las condiciones financieras de los préstamos para inversión fija son las siguientes:

EE/ME.- Monto del Préstamo : 58,837.0 miles de dólares
Intereses: 9.0 % anual al rebatir . Incluye la comisión de servicio que es de 5/16 % anual .

Plazo de Gracia: 4 años

Plazo Total : 15 años a partir del primer desembolso .

EI/ME.- Monto del Préstamos : 5,171.3 miles de dólares

Intereses : 12.0 % anual al rebatir

Plazo de Gracia: 4 años

Plazo Total : 12 años a partir del primer desembolso

EI/MN.- Monto del Prestamo : 12,355.4 miles de dólares

Intereses : 11.5 % anual al rebatir

Plazo de Gracia : 4 años

Plazo Total : 10 años a partir del primer desembolso .

El capital de trabajo será financiado en un 80 % con un préstamo en moneda nacional cuyas condiciones serían :

Monto : 1,728.0 miles de dólares

Intereses: 13.5 % anual al rebatir

Plazo de Gracia: 1 año

Plazo total : 5 años

El resumen del pago de intereses y amortizaciones por cada préstamo se aprecia en los cuadros N° 7-01 y N° 7-02.

7.2 Tarifa Promedio de Venta de Energía

La administración y operación de la Central Térmica podrá ser potestad de ODECOB de acuerdo con su Ley Especial o ser encargada a ELECTROPERU desde el primer instante. En todo caso, el hecho mismo de iniciar su construcción supone que la operación futura debe ser capaz de generar ingresos suficientes como para asumir los gastos operativos y financieros y aun rendir una adecuada retribución al capital invertido, de otra manera no se construiría.

Sin embargo no podemos tener la seguridad que las Tarifas Unificadas de ELECTROPERU se incrementen de tal manera que representen el costo de generación térmica por lo cual se plantea la exigencia de preveer una tarifa al costo para la central.

7.2.1 Determinación de la Tarifa de Venta de Energía Eléctrica

Desde el punto de vista económico-financiero, una relación beneficio/costo igual a 1.0 es la mínima que garantiza la cobertura de los gastos anuales y el retorno del capital invertido y hasta puede dejar un pequeño margen de utilidad dependiendo de la estructura impositiva.

Este criterio emplearemos para la determinación de la tarifa promedio de venta de energía eléctrica al nivel de las barras de salida de la Central, esto es a costo de generación.

Metodología :

- 1° Seleccionamos una tasa de descuento para el proceso de actualización para una relación beneficio/costo igual 1.0 la tasa de descuento debe ser igual al costo de capital que en este caso se sitúa en el 13 %.
- 2° Fijamos como año cero, fines de 1981, ya que en 1982 se comienza la operación de la Central.
- 3° Se halla el valor actual de los egresos anuales. Son egresos anuales la inversión a costo de construcción, los gastos operativos y el valor residual. La depreciación y los intereses no forman parte de estos egresos.
- 4° Se actualiza la venta neta de energía al mismo año de referencia.
- 5° El costo promedio de la energía para la relación beneficio/costo igual 1.0 será el cociente egresos anuales actualizados entre venta

de energía también actualizada.

6° La tarifa de venta de energía será asumida igual al costo promedio de la energía.

Hemos preferido adoptar una sola tarifa para todo el periodo en lugar de escalonarla por años, con el mismo resultado, para evitar asumir arbitrariamente una tarifa inicial e incrementos anuales también arbitrarios.

El principio básico en que se sustenta la metodología expuesta es que al término de la operación de la Central, 1985 o 1996, el valor residual del equipamiento es restituido totalmente, lo que equivale a transferir la propiedad de la Central con sus activos y pasivos. Esto significa que si la operación se para en 1985, el costo de la reserva es asumido por el Sistema Interconectado Centro-Norte el cual se haría cargo de las obligaciones financieras no canceladas. En caso de operar hasta 1996 solo habría que restituir la parte no depreciada de la Central que sería insignificante.

De acuerdo con lo expuesto, las tarifas promedio resultante son obtenidas de los cuadros N° 7-03 y 7-04 de la siguiente manera:

$$\text{Tarifa Promedio} = \frac{\text{Egresos Anuales Actualizados Acumulados}}{\text{Energía Anual Actualizada Acumulada}}$$

Caso (1)

$$\begin{aligned} \text{Tarifa Promedio} &= \frac{76,686.7 \times 10^3}{1,175.3 \times 10^6} = 0.0652 \frac{\text{dólares}}{\text{kwh}} \\ &= 4.890 \text{ soles/kWh} \end{aligned}$$

Caso (2)

$$\begin{aligned} \text{Tarifa Promedio} &= \frac{167,226.4 \times 10^3}{2,835.5 \times 10^6} = 0.0590 \frac{\text{dólares}}{\text{kwh}} \\ &= 4.425 \text{ soles/ kWh} \end{aligned}$$

Referidas a 1976, dichas tarifas, expresadas en soles / kWh y con la tasa de descuento de 13 % serían 2.65 y 2.40 soles/kWh para el caso 1 y

caso 2 respectivamente que bien pueden compararse con los costos actuales de las plantas de generación térmica que operan en el país.

7.3 Ingresos Anuales

El único rubro de ingresos de la Central está constituido por la venta de energía a los consumidores y de ella dependerá toda su economía. La energía realmente vendida es la que se entrega a los consumidores en los puntos de llegada a sus respectivos centros de consumo, deducidas las pérdidas, esto es la venta neta. Preferimos este nivel de referencia ya que lo más interesante para el comprador es el precio que debe pagar por lo que consume.

En nuestro caso se ha calculado el costo de la energía (tarifa promedio) en las barras de salida de la Central referido a la venta neta. Sin embargo el costo final será obtenido adicionando el costo por transformación y distribución.

Habiéndose convenido que la tarifa se mantenga constante para el periodo de análisis calculamos los ingresos por venta de energía para los dos casos de operación y usamos estos resultados en las proyecciones financieras más adelante.

7.4 Proyecciones Financieras

En función a los ingresos y egresos determinados anteriormente teniendo en cuenta el esquema de financiamiento adoptado efectuamos a continuación las proyecciones financieras esperadas para los dos casos de operación por separado.

7.4.1 Proyecciones Financieras - Caso 1

7.4.1.1 Estado de Ganancias y Pérdidas

La tarifa asumida, incluye decisivamente en la viabilidad financiera del

proyecto ya que fue calculada para la mínima relación beneficio/costo aceptable. Este supuesto permite que después de pagar operativos, reservas e intereses, el proyecto cuente con un adecuado margen de utilidad el cual estará sujeto al Impuesto a las Utilidades.

De no pagarse el impuesto mencionado, las utilidades serán netas pudiéndose asegurar un retorno mas rápido de los activos en operación, o adoptar otra política tarifaria. (Ver cuadro N° 7-05).

7.4.1.2 Flujo de Caja

Este cuadro practicamente se explica solo y de él se deduce que al final de periodo de análisis se obtiene un saldo de caja acumulado de 6.036.3 miles de dólares que bien puede considerarse como la remuneración de riesgo a los recursos propios. En porcentaje equivale a un interes de 13.9% anual y puede permitir una recuperación más acelerada de los activos no depreciados. (Ver cuadro N° 7-06).

Si se adoptara una política tarifaria diferente, el mínimo aceptable desde el punto de vista financiero sería un saldo de caja acumulado igual a cero. Es necesario recalcar que para la confección del presente cuadro se ha adoptado las siguientes premisas.

Que al final del periodo, el valor residual de la central será recuperado totalmente.

Que los préstamos no amortizados serán cancelados totalmente al término del mismo periodo.

- Que la tarifa será constante. Adoptar un escalonamiento de tarifas en este caso no sería muy positivo por el corto periodo de estudio.

Existe dependencia entre la recuperación del valor no depreciado de la central y la cancelación del saldo no amortizado de los préstamos a la fecha de cierre (1985), y se ha asumido que ocurre así en la seguridad que la central luego de conectarse al Sistema Interconectado pasará a ser re -

reserva del mismo, haciéndose ésta por lo tanto cargo de sus obligaciones financieras y de operación.

7.4.2 Proyección Financiera - Caso 2

Por ser de interés para una apreciación más objetiva del aspecto financiero de los casos límites de operación estudiados desde el comienzo del presente trabajo presentamos las proyecciones del caso 2, enmarcados básicamente en las mismas premisas que el caso 1.

7.4.2.1 Estado de Ganancias y Pérdidas.

El asumir una tarifa constante en el periodo de operación permite que los resultados anuales sean positivos en todos los años y pagar los impuestos correspondientes. Este vez la utilidad neta acumulada al final del año 1996 asciende a 20,712.2 miles de dólares, lo que nos indica que el proyecto en estas condiciones también puede aceptar una relación beneficio/costo ligeramente menor que 1.0 aunque esto no debería ser tomado en cuenta por que la tasa interna de retorno caería por debajo de la tasa de corte que representa el costo de capitales. (Ver cuadro N° 7-07) Además la tasa de descuento asumida en 13 % anual puede ser diferente de la que realmente se dá en la práctica. En el análisis de sensibilidad se verán diferentes alternativas de variación de los parámetros de referencia adoptados.

7.4.2.2 Flujo de Caja

El monto creciente de las cuotas anuales de amortización de préstamos y la tarifa constante hacen que algunos años se tenga un saldo de caja negativo lo que obligaría a contraer obligaciones a corto plazo para financiar esos déficits, sin embargo al final del periodo de análisis el saldo de caja acumulado llega a ser 17,552.2 miles de dólares, o sea 7.6 % anual de interés (remuneración) al capital propio (Ver cuadro N° 7- 08).

7.5 Rentabilidad Económica

La rentabilidad económica del proyecto es analizada desde sus indicadores financieros o sea la tasa interna de retorno y la relación beneficio/costo. También haremos el cálculo para los dos casos de estudio.

7.5.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Desde que se ha asumido como premisa una relación beneficio costo igual a 1.0 para una tasa de descuento de 13 %, prácticamente se ha fijado también la tasa interna de retorno, en los cuadros N° 7-09 y N° 7 -10 se calcula la tasa de descuento que hace cero el saldo efectivo actualizado de los ingresos y egresos para ambos casos de operación dando los siguientes resultados.

	<u>TIR</u>
Caso 1	12.98 %
Caso 2	12.89 %

La pequeña diferencia sobre el valor esperado de 13 % se debe a los redondeos de cálculo en las decimales de la tarifas promedio adoptadas.

7.5.2 Relación Beneficio Costo (R.B./C)

En los cálculos efectuados hasta ahora se ha asumido una tasa de descuento de 13 % como tasa de corte lo que da una R.B./C = 1.0 si la tasa de corte fuera diferente las R.B./C serían también diferentes. En la posibilidad que el costo de capitales pueda variar se calcularon dichas relaciones para otras tasas de descuento.

Los resultados son los siguientes:

	<u>R.B./C.</u>		
	11%	13 %	15 %
Caso 1	1.0453	0.9995	0.9558
Caso 2	1.0471	0.9986	0.9516

Para una tasa de descuento de 13 % la relación beneficio/costo es muy proxima a 1.0 tal como fue asumido. Ver cuadro N° 7-11 y 7 - 12.

7.6 Analisis de Sensibilidad

Para observar el comportamiento del proyecto ante diversas variaciones de los parámetros básicos se ha calculado la tasa interna de retorno con los resultados que se exponen a continuación.

Nuestro análisis se centra esta vez al caso mas probable para la central o sea caso 1 que es la operación hasta 1985 inclusive.

7.6.1 Variación en las Inversiones

Si las inversiones estimadas fueran en la practica mayores o menores el TIR será :

Variación Inver siones %	TIR %
-20	16.96
-10	14.78
0	12.98
+10	11.47
+20	10.19

7.6.2 Variación en las ventas de energía

Al aumentar o disminuir la venta de energía se producirán los siguientes cambios.

Variación Venta de Energía %	TIR %
- 20	6.41
- 10	9.78
0	12.98
+ 5	14.53
+ 10	16.04

7.6.3. Variación en el costo de combustible y lubricantes

- a) Que el costo sea mayor o menor que el fijado para el año base 1981.

Variación Costo año base %	TIR %
- 10	14.40
- 5	13.66
0	12.98
+ 5	12.55
+ 10	11.71

- b) Que el incremento de costos sea diferente al fijado para el periodo de análisis:

Incremento Costos %	TIR %
0	13.62
2	12.98
4	12.31
6	11.61

7.6.4 Variación en el periodo de operación de la Central

Este caso puede ocurrir si se retrasa el Sistema Interconectado Centro-Norte, obligando a la Central a seguir operando después de 1985.

Años adicionales de <u>Operación</u>	TIR %
0	12.98
2	14.50
4	15.33
6	15.99
8	16.55
10	16.94
11	17.13

7.6.5 Conclusiones del Análisis de Sensibilidad.

De lo expuesto se puede concluir que el proyecto se muestra como era de esperarse muy sensible a la variación en las ventas de energía ya que en caso de disminuir la ventas el TIR se reduce a valores muy pequeños. En cambio un alargamiento del periodo de operación mejora considerablemente la capacidad de pago del proyecto.

Para las variaciones analizadas de los costos de combustible y de inversión, los valores que alcanza el TIR se sitúan en límites manejables que en caso de ser reducidos se pueden compensar con un incremento moderado de las tarifas. Los cambios estudiados dentro de los márgenes señalados pueden apreciarse en las láminas N° 7-01 a 7-03.

CUADRO N° 7-01

RESUMEN DE PAGO DE INTERESES DE PRESTAMOS

(miles de dólares)

AÑO	INVERSION FIJA			Capital de Trabajo EI/MN	TOTAL
	EI/ME	EI/MN	EE/ME		
1982	-	-	-	233.3	233.3
1983	620.6	1,420.9	5,295.3	233.3	7,570.1
1984	570.1	1,243.6	4,993.8	185.5	6,993.0
1985	513.6	1,045.8	4,665.1	131.3	6,355.8
1986	450.3	825.4	4,306.8	69.8	5,922.3
1987	379.4	579.6	3,916.3	-	4,875.3
1988	300.0	305.5	3,490.6	-	4,096.1
1989	211.1	-	3,026.6	-	3,237.7
1990	111.5	-	2,520.9	-	2,632.4
1991	-	-	1,969.7	-	1,969.7
1992	-	-	1,368.8	-	1,368.8
1993	-	-	713.9	-	713.9

CUADRO N° 7-02

RESUMEN DE AMORTIZACION DE PRESTAMOS

(miles de dólares)

AÑO	INVERSION FIJA			Capital de Trabajo EI/MN	TOTAL
	EI/ME	EI/MN	EE/ME		
1983	420.4	1,541.9	3,350.7	353.7	5,666.6
1984	470.9	1,719.2	3,652.1	401.5	6,243.7
1985	527.4	1,917.0	3,980.8	455.7	6,880.9
1986	590.7	2,137.4	4,339.1	517.1	7,584.3
1987	661.6	2,383.3	4,729.6	-	7,774.4
1988	741.0	2,656.7	5,155.3	-	8,553.0
1989	829.9	-	5,619.3	-	6,449.2
1990	929.4	-	6,125.0	-	7,054.4
1991	-	-	6,676.2	-	6,676.2
1992	-	-	7,277.1	-	7,277.1
1993	-	-	7,931.9	-	7,931.9

CUADRO N° 7 -03

CALCULO DE LA TARIFA PROMEDIO A PARTIR DE UNA RELACION
BENEFICIO / COSTO 1.0 y TASA DE DESCUENTO 13 %

CASO 1.

AÑO	Inversión 10 ³ dólares	Gastos Operación 10 ³ dólares	Egresos Anuales Totales 10 ³ dólares	Energía Entregada 10 ⁶ kWh	Factor Actualización	Valores Actualizados	
						Egresos 10 ³ dólares	Energía 10 ⁶ kWh
1979	10,285.6		10,285.6		1.2769	13,133.7	
1980	20,147.8		20,147.8		1.1300	22,767.0	
1981	28,227.9		28,227.9		1.0000	28,227.9	
1982	10,655.9	6,668.7	17,324.6	216.6	0.8850	15,332.3	191.7
1983		13,840.8	13,840.8	464.0	0.7831	10,838.7	363.4
1984		14,465.8	14,465.8	473.8	0.6930	10,024.8	328.3
1985	(53,438.9)	14,897.1	(38,541.8)	475.9	0.6133	(23,637.7)	291.9
				Acumulado		76,685.7	1,175.3

$$\text{Tarifa Promedio} = \frac{76,686.7 \times 10^3}{1,175.3 \times 10^6} = 0.0652 \frac{\text{dólares}}{\text{kWh}}$$

BENEFICIO/COSTO 1.0 Y TASA DE DESCUENTO 13 %

CASO 2.

AÑO	Inversión 10 ³ dólar	Gastos Operación 10 ³ dólar	Egresos Anuales Total 10 ³ dólar	Energía Entregada 10 ⁶ kWh	Factor Actualización	Valores Actualizado	
						Egresos 10 ³ dólar	Energía 10 ⁶ kWh
1979	10,285.6		10,285.6		1.2769	13,133.7	
1980	20,147.8		20,147.8		1.1300	22,767.0	
1981	28,227.9		28,227.9		1.0000	28,227.9	
1982	10,655.9	6,668.7	17,324.6	216.6	0.8850	15,332.3	191.7
1983		13,840.8	13,840.8	464.0	0.7831	10,838.7	363.4
1984		14,465.8	14,465.8	473.8	0.6930	10,024.8	328.3
1985		14,891.1	14,891.1	475.9	0.6133	9,136.4	291.9
1986		15,279.3	15,279.3	475.9	0.5428	8,293.6	258.3
1987		15,674.1	15,674.1	475.9	0.4803	7,528.3	228.6
1988		16,082.2	16,082.2	475.9	0.4251	6,836.5	202.3
1989		16,504.2	16,504.2	475.9	0.3762	6,208.9	179.0
1990		16,940.7	16,940.7	475.9	0.3329	5,639.6	158.4
1991		17,392.2	17,392.2	475.9	0.2946	5,123.7	140.2
1992		17,859.6	17,859.6	475.9	0.2607	4,656.0	124.1
1993		18,343.4	18,343.4	475.9	0.2307	4,231.8	110.0
1994		18,844.6	18,844.6	475.9	0.2042	3,848.1	97.2
1995		19,363.8	19,363.8	475.9	0.1807	3,499.0	86.0
1996	(6,330.3)	19,901.9	13,571.6	475.9	0.1599	2,170.1	76.1
					Acumulado	167,226.4	2,835.5

$$\text{Tarifa Promedio} = \frac{167,226.4 \times 10^3}{2,835.5 \times 10^6} = 0.0590 \frac{\text{dólares}}{\text{kWh}}$$

CUADRO N° 7-05

GANANCIAS Y PERDIDAS

CASO 1 (Miles de dólares)

CONCEPTO	1982	1983	1984	1985
Ingresos por venta de Energía	14,122.3	30,252.8	30,891.8	31,028.7
Combustibles y Lubricantes	5,535.4	11,995.1	12,484.4	12,791.0
Otros Gastos de Operación	797.5	1,489.8	1,604.2	1,706.1
Gastos de Administración	335.8	355.9	377.2	400.0
Depreciación	4,153.1	5,405.2	5,405.2	5,405.2
Utilidad antes de Intereses	3,300.5	11,006.8	11,020.8	10,726.4
Intereses	233.3	7,570.1	6,993.0	6,355.8
Utilidad antes de Impuestos	3,067.2	3,436.7	4,027.8	4,370.6
Impuesto a las Utilidades (45 %)	1,380.2	1,546.5	1,812.5	1,966.8
Utilidad Neta del Periodo	1,687.0	1,890.2	2,215.3	2,403.8
Utilidad Neta Acumulada	1,687.0	3,577.2	5,792.5	8,196.3
	126.5	268.3	434.4	614.7

FLUJO DE CAJA CASO 1

CUADRO N° 7-06

CONCEPTO	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Utilidad Neta	-	-	-	1,687.0	1,890.2	2,215.3	2,403.8
Depreciación	-	-	-	4,153.1	5,405.2	5,405.2	5,405.2
Préstamos y Recursos Propios	11,728.7	23,457.2	34,175.7	17,564.0	-	-	-
Valor Residual	-	-	-	-	-	-	60,396.9
TOTAL INGRESOS	11,728.7	23,457.2	34,175.7	23,404.1	7,295.4	7,620.5	72,205.9
INVERSIONES	11,728.7	23,457.2	34,175.7	17,564.0	-	-	-
Amortización Préstamos	-	-	-	-	5,666.6	6,243.7	66,181.4
Devolución Recursos Propios	-	-	-	-	-	-	8,833.9
TOTAL EGRESOS	11,728.7	23,457.2	34,175.7	17,564.0	5,666.6	6,243.7	75,015.3
SALDO DE CAJA DEL PERIODO	-	-	-	5,840.1	1,628.8	1,376.8	(2,809.4)
SALDO DE CAJA	-	-	-	5,840.1	7,468.9	8,845.7	6,036.3
ACUMULADO				438.0	560.2	663.4	452.7

Miles de dólares

Mio. soles

CUADRC N° 7-08

FLUJO DE CAJA

(Miles de dólares)

CONCEPTO	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Utilidad Neta	-	-	-	948.4	363.9	654.1	852.0	382.8	1,167.9	1,372.0	1,612.0	1,704.9	1,821.0	1,894.5	1,988.6	2,105.6	1,820.0	1,524.5
Depreciación	-	-	-	4,153.1	5,405.2	5,405.2	5,405.2	5,405.2	5,405.2	5,405.2	5,405.2	5,405.2	5,405.2	5,405.2	5,405.2	5,405.2	5,405.2	5,405.2
Prestamos y Rec. Propios	11,728.7	23,457.2	34,175.7	17,654.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valor Residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,939.7
Total Ingresos	11,728.7	23,457.2	34,175.7	22,665.5	5,769.1	6,059.3	6,257.2	6,388.0	6,573.1	6,777.2	7,017.2	7,110.1	7,226.2	7,299.7	7,393.8	7,510.8	7,225.2	11,869.4
Inversiones	11,728.7	23,457.2	34,175.7	17,564.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización Prestamos	-	-	-	-	5,666.6	6,243.7	6,880.9	7,384.3	7,774.4	8,553.0	6,449.2	7,054.4	7,676.2	7,277.1	7,931.9	-	-	-
Devolución Recursos Propios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,833.9
Total Egresos	11,728.7	23,457.2	34,175.7	17,564.0	5,666.6	6,243.7	6,880.9	7,384.3	7,774.4	8,553.0	6,449.2	7,054.4	7,576.2	7,277.1	7,931.9	-	-	9,833.9
Saldo de caja del Periodo	-	-	-	5,101.5	102.5	(184.4)	(623.7)	(1,396.3)	(1,201.3)	568.0	(775.8)	55.7	(454.0)	22.6	(538.1)	7,510.8	7,225.2	3,035.5
Saldo de Caja	-	-	-	5,101.5	5,204.0	5,019.6	4,395.9	3,399.6	1,898.3	122.5	690.5	746.2	296.2	318.8	(219.3)	7,291.5	14,516.7	17,552.2
Acumulado	-	-	-	382.6	390.3	376.5	329.7	32.5	142.4	9.2	51.8	56.0	22.2	23.9	(16.4)	546.9	1,088.7	1,316.4

CUADRO N° 7-09

TASA INTERNA DE RETORNO CASO 1

(miles de dólares)

AÑOS	Ingresos	Egresos	Saldo Efectivo	12.0 %		13 %	
				Factor Actualización	Saldo Actualizado	Factor Actualización	Saldo Actualizado
- 2	-	10,285.6	(10,285.6)	1.2544	(12,902.2)	1.2769	(13,133.7)
- 1	-	20,147.8	(20,147.8)	1.1200	(22,565.5)	1.1300	(22,767.0)
0	-	28,227.9	(28,227.9)	1.0000	(28,227.9)	1.0000	(28,227.9)
1	14,122.3	17,324.6	(3,202.3)	0.8929	(2,859.3)	0.8850	(2,834.0)
2	30,252.8	13,840.8	16,412.8	0.7972	13,083.6	0.7832	12,853.9
3	30,891.8	14,465.8	16,426.0	0.7118	11,692.0	0.6930	11,383.2
4	84,467.6	14,897.1	69,570.5	0.6355	44,212.1	0.6133	42,667.6
TIR = 12.98 %			Acumulado Neto	.	2,432.8		(57.9)

(miles de dólares)

AÑOS	Ingresos	Egresos	Saldo Efectivo	12 %		13 %	
				Factor Actualización	Saldo Actualizado	Factor Actualización	Saldo Actualizado
-		10,285.6	(10,285.6)	1.2544	(12,902.2)	1.2769	(13,133.7)
-		20,147.8	(20,147.8)	1.1200	(22,565.5)	1.1300	(22,767.0)
0		28,227.9	(28,227.9)	1.0000	(28,227.9)	1.0000	(28,277.9)
1	12,779.4	17,324.6	(4,545.2)	0.8929	(4,058.4)	0.8850	(4,022.5)
2	27,376.0	13,840.8	13,535.2)	0.7972	10,790.2	0.7832	10,600.8
3	27,954.2	14,465.8	13,488.4	0.7118	9,601.0	0.6930	9,347.5
4	28,078.1	14,897.1	13,181.0	0.6355	8,376.5	0.6133	8,083.9
5	28,078.1	15,279.3	12,798.8	0.5672	7,259.5	0.5428	6,947.2
6	28,078.1	15,674.1	12,404.0	0.5066	6,283.9	0.2803	5,957.6
7	28,078.1	16,082.2	11,995.9	0.4523	5,425.7	0.4250	5,098.2
8	28,078.1	16,504.2	11,573.9	0.4039	4,674.7	0.3762	4,354.1
9	28,078.1	16,940.7	11,137.4	0.3606	4,016.1	0.3329	3,707.6
10	28,078.1	17,392.2	10,685.9	0.3220	3,440.8	0.2946	3,148.1
11	28,078.1	17,859.6	10,218.5	0.2875	2,937.8	0.2607	2,664.0
12	28,078.1	18,343.4	9,734.7	0.2567	2,498.9	0.2307	2,245.8
13	28,078.1	18,844.6	9,233.5	0.2292	2,116.3	0.2042	1,885.5
14	28,078.1	19,363.8	8,714.3	0.2046	1,782.9	0.1807	1,574.7
15	34,408.4	19,901.9	14,506.5	0.1827	2,650.3	0.1589	2,305.0
		Acumulado Neto			4,100.6		(231.0)

TIR = 12.89 %

CUADRO N° 7-11

RELACION BENEFICIO/COSTO - CASO 1

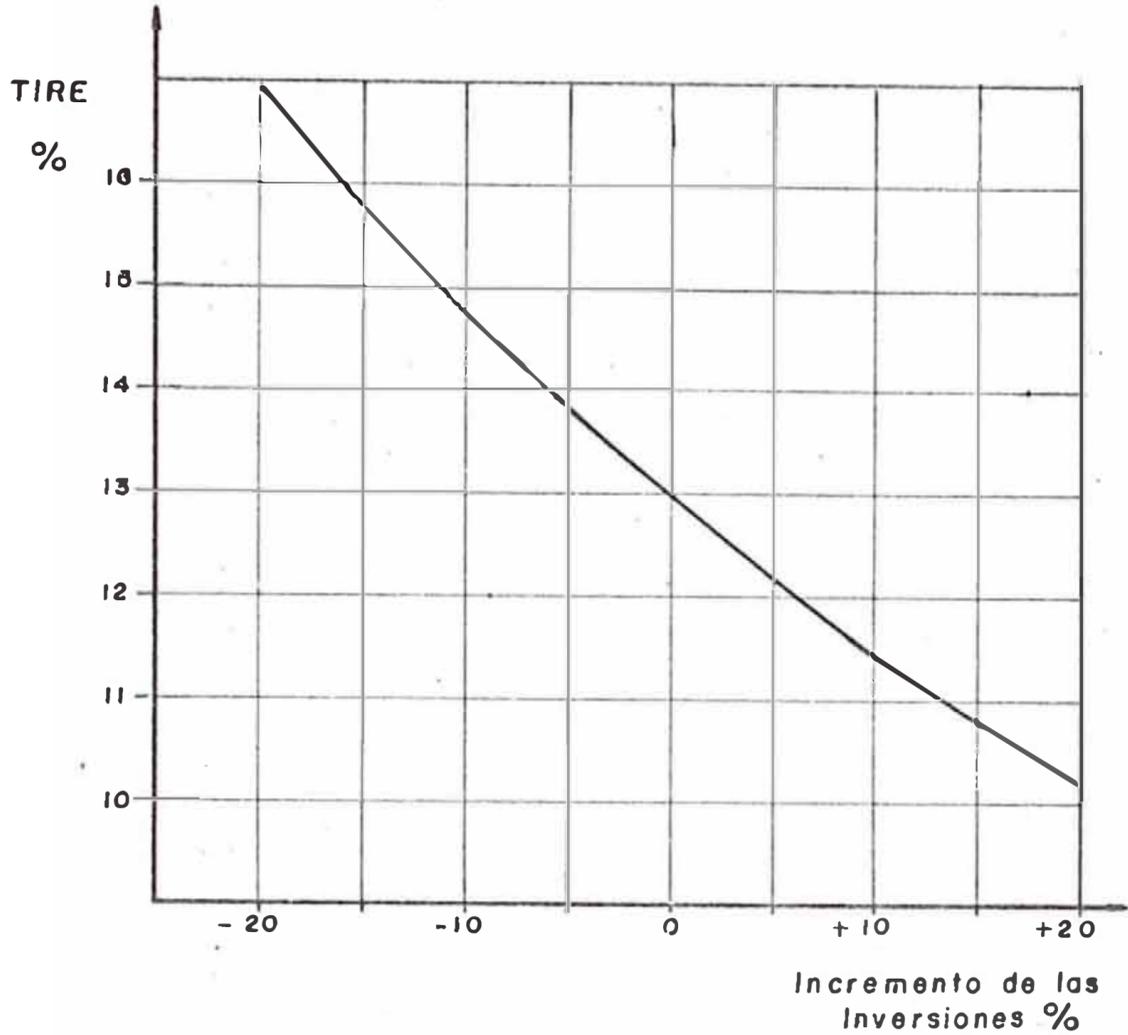
AÑOS	Ingresos	Egresos	Valores Actualizados 11%		Valores Actualizados 13 %		Valores Actualizados 15 %	
			Ingresos	Egresos	Ingresos	Egresos	Ingresos	Egresos
- 2	-	10,285.6	-	12,672.9	-	13,133.7	-	13,602.7
- 1	-	20,147.8	-	22,364.1	-	22,767.0	-	23,170.0
0	-	28,227.9	-	28,227.9	-	28,227.9	-	28,227.9
1	14,122.3	17,324.6	12,722.8	15,607.7	12,498.2	15,332.3	12,280.8	15,065.5
2	30,252.8	13,840.8	24,553.2	11,233.2	23,694.0	10,840.1	22,874.1	10,465.0
3	30,891.8	14,465.8	22,588.1	10,577.4	21,408.0	10,024.8	20,311.4	9,511.3
4	84,467.6	14,897.1	55,638.8	9,812.7	51,803.9	9,136.2	48,298.6	8,518.2
TOTALES			115,502.9	110,495.9	109,404.1	109,462.0	103,764.9	108,560.6
RELACION			1.0453		0.9995		0.9558	
			<u>BENEFICIO</u>					
			<u>COSTO</u>					

RELACION BENEFICIO / COSTO PARA DIFERENTES TASAS DE DESCUENTO

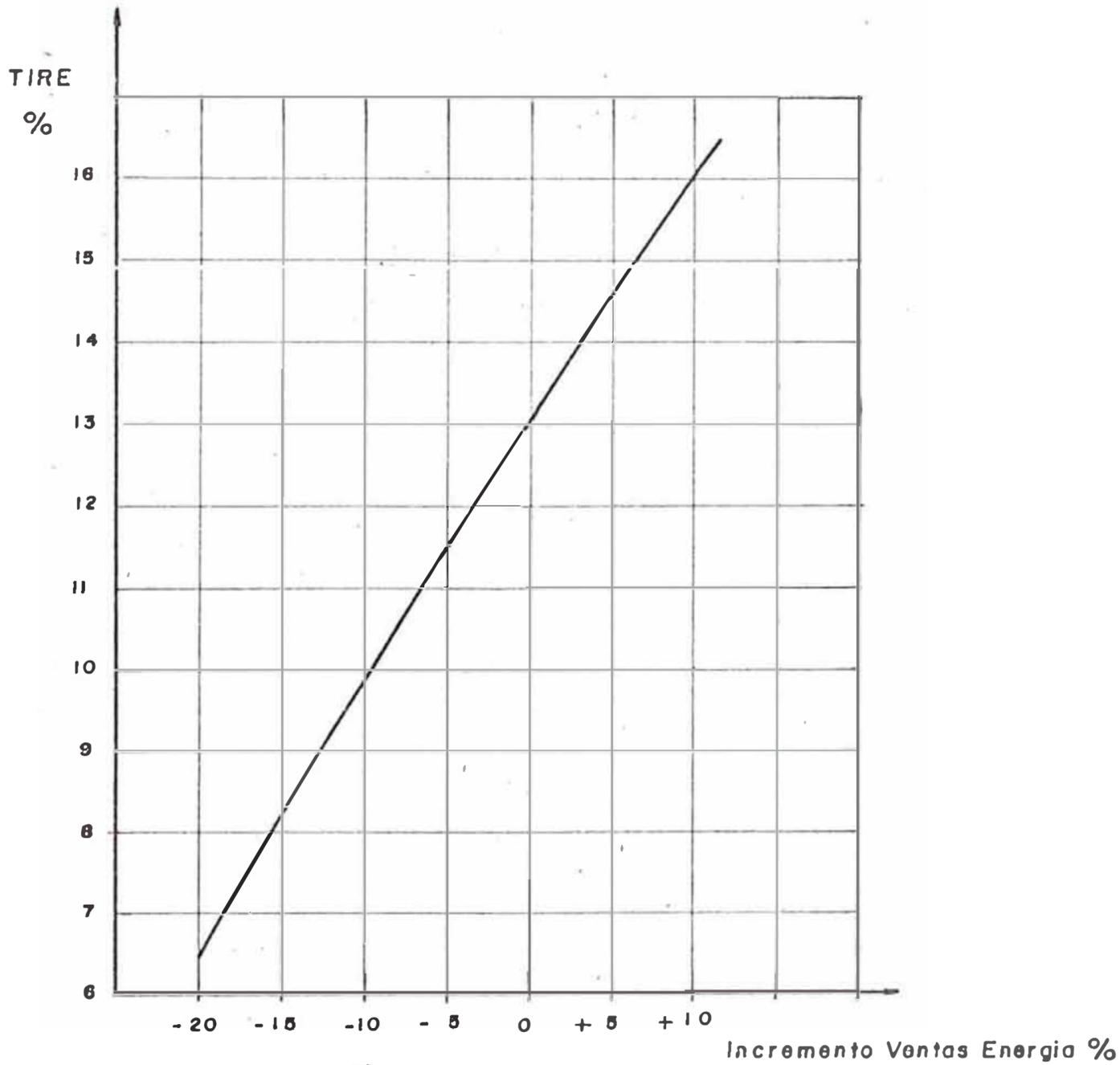
CUADRO N° 7-12

CASC 2
(Miles de dólares)

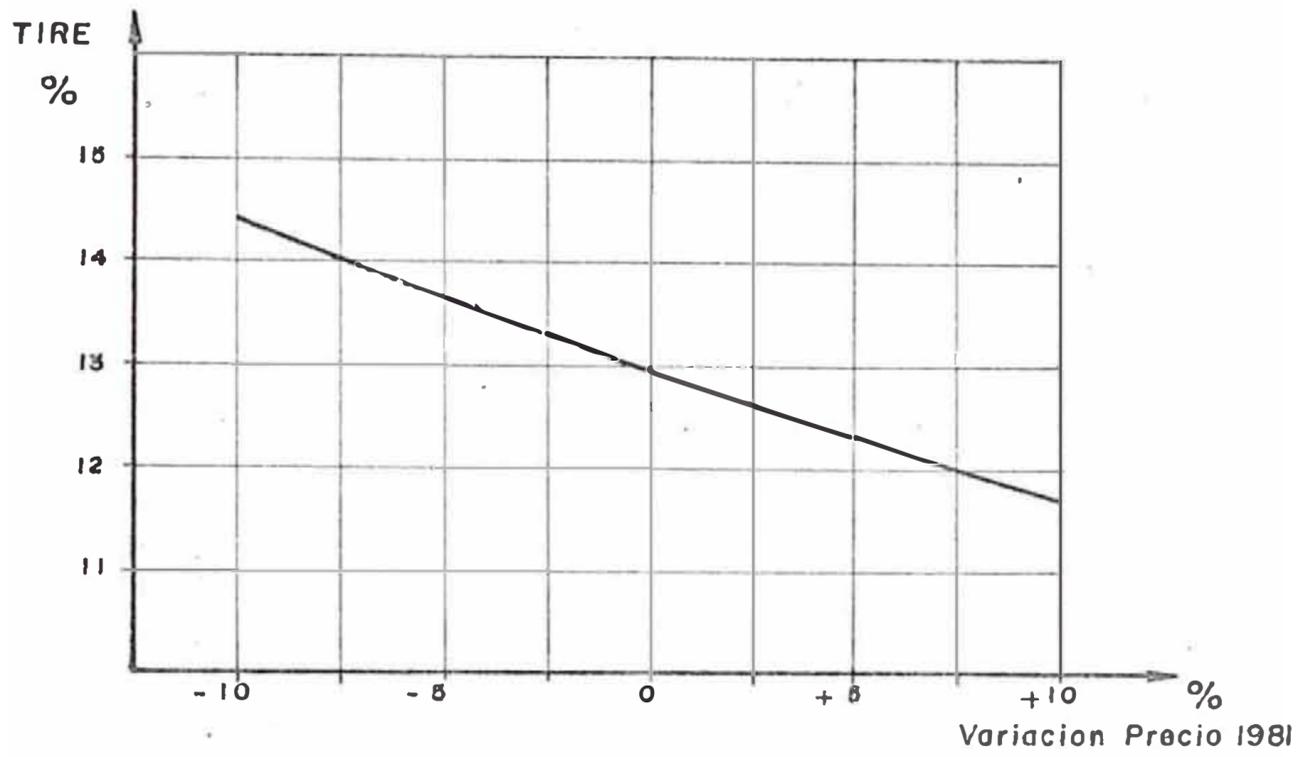
Años	Ingresos		Egresos		Valores Actualizados 11%		Valores Actualizados 13%		Valores Actualizados 15 %	
	Ingresos	Egresos	Ingresos	Egresos	Ingresos	Egresos	Ingresos	Egresos	Ingresos	Egresos
- 2	-	10,285.6	-	12,672.9	-	13,133.7	-	13,602.7	-	23,170.0
- 1	-	20,147.8	-	22,364.1	-	22,767.0	-	23,170.0	-	28,227.9
0	-	28,227.9	-	28,227.9	-	28,227.9	-	28,227.9	-	15,065.5
1	12,779.4	17,324.6	11,513.0	15,607.7	11,309.8	15,332.3	11,113.0	15,065.5	11,113.0	10,465.0
2	27,376.0	13,840.8	22,218.4	11,233.2	21,440.9	10,840.1	20,699.0	10,465.0	20,699.0	9,511.3
3	27,954.2	14,465.8	20,440.1	10,577.4	19,372.3	10,024.8	18,379.9	9,511.3	18,379.9	8,518.3
4	28,078.1	14,897.1	18,495.0	9,812.7	17,220.3	9,136.4	16,055.1	8,518.3	16,055.1	7,820.6
5	28,078.1	15,279.3	16,664.4	9,335.3	15,240.3	8,293.6	13,960.4	7,820.6	13,960.4	6,775.9
6	28,078.1	15,674.1	15,010.5	8,379.4	13,485.9	7,528.3	12,138.2	6,775.9	12,138.2	6,045.3
7	28,078.1	16,082.2	13,525.2	7,746.8	11,933.2	6,834.9	10,554.6	6,045.3	10,554.6	5,395.2
8	28,078.1	16,504.2	12,183.1	7,161.2	10,563.0	6,208.9	9,178.7	5,395.2	9,178.7	4,816.2
9	28,078.1	16,940.7	10,975.7	6,622.1	9,347.2	5,639.6	7,982.6	4,816.2	7,982.6	4,299.4
10	28,078.1	17,392.2	9,889.1	6,125.5	8,271.8	5,123.7	6,940.9	4,299.4	6,940.9	3,838.0
11	28,078.1	17,859.6	8,909.2	5,666.9	7,320.0	4,656.0	6,034.0	3,838.0	6,034.0	3,428.4
12	28,078.1	18,343.4	8,024.7	5,242.5	6,477.6	4,231.8	5,247.8	3,428.4	5,247.8	3,062.2
13	28,078.1	18,844.6	7,230.1	4,852.5	5,733.5	3,848.1	4,562.7	3,062.2	4,562.7	2,736.1
14	28,078.1	19,363.8	6,514.1	4,492.4	5,073.7	3,499.0	3,967.4	2,736.1	3,967.4	2,446.8
15	34,408.4	19,901.9	7,191.4	4,161.0	5,467.5	3,162.4	4,228.8	2,446.8	4,228.8	
TOTALES			188,784.1	180,285.5	168,257.5	168,488.5	151,043.1	158,724.8		
RELACION BENEFICIO / COSTO			1.0471		0.9986		0.9516			



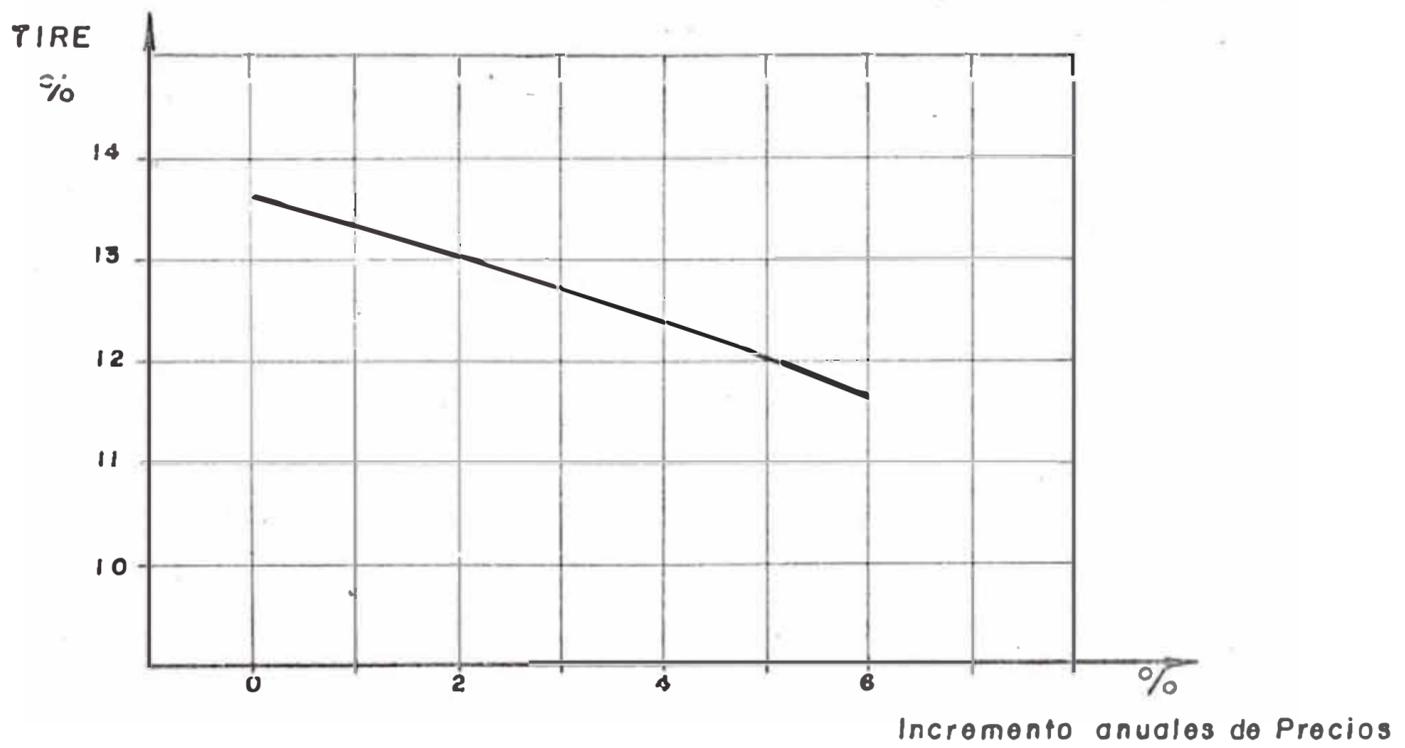
TIR SEGUN DIFERENTES
INCREMENTOS DE LAS INVERSIONES
CASO I



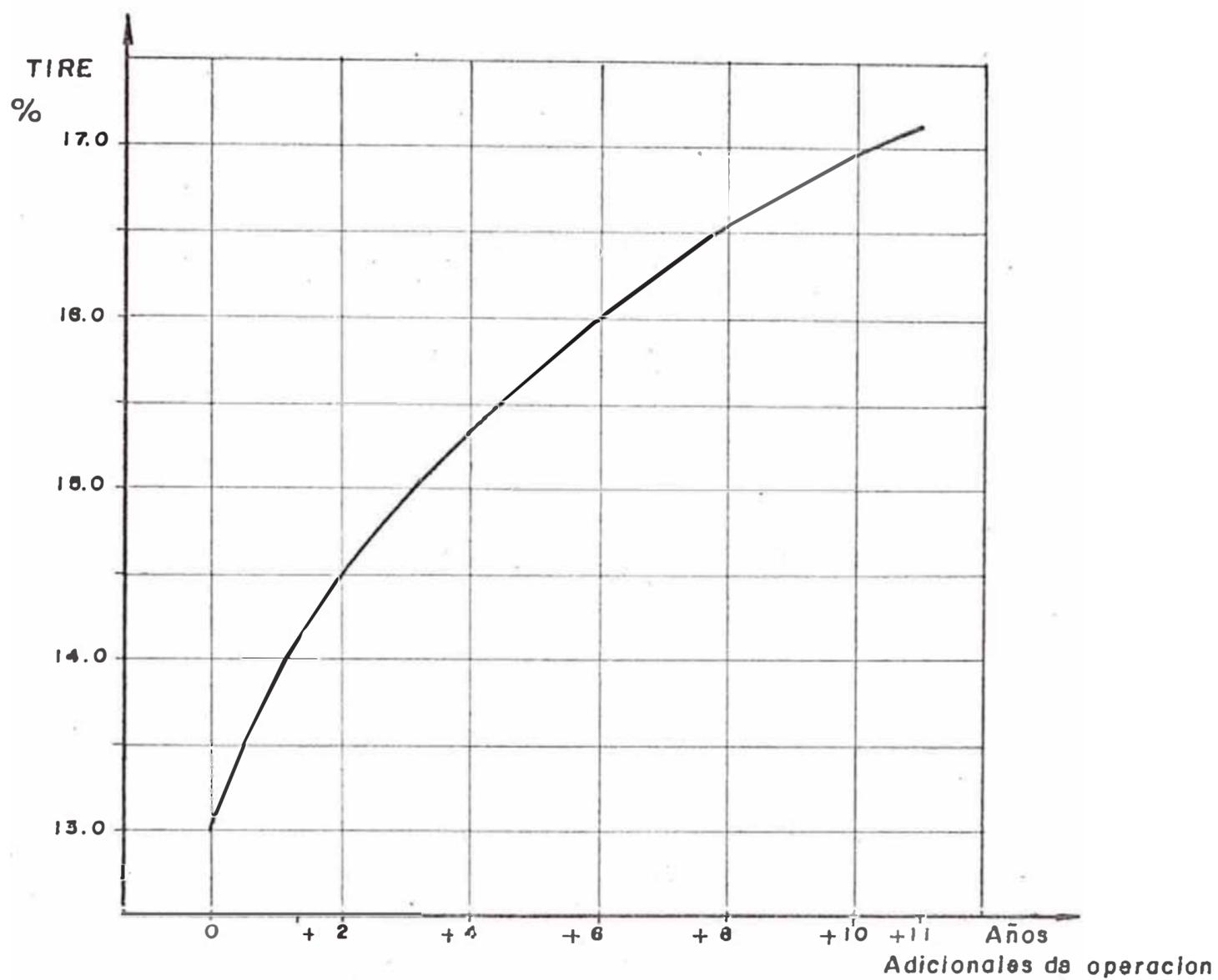
TIR SEGUN DIFERENTES
INCREMENTO DE VENTA DE ENERGIA
CASO



TIR SEGUN VARIACION DEL PRECIO DE
COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES EN 1981
CASO I



TIR SEGUN INCREMENTOS ANUALES DE LOS PRECIOS
DE COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES - AÑO BASE=1981
CASO I



TIR SEGUN AÑOS DE OPERACION ADICIONALES
AL CASO BASE
CASO I

CAPITULO VIII

8. CONCLUSIONES

- 1° La implementación del Complejo Bayovar en los plazos que se tiene establecidos requiere de la instalación de una Central Térmica en el área del Complejo, como única solución viable para la demanda de energía en el periodo 1982-85, luego del cual pasaría a integrarse al Sistema Interconectado Centro-Norte en calidad de reserva.
- 2° Del análisis de las alternativas de suministro local se ha concluido que el equipamiento más favorable técnica y económicamente es el equipamiento con motores diesel, tanto para el caso de una operación entre 1982-1985, como para el caso de seguir operando la central luego de 1985. En segundo lugar se ubica el ciclo combinado gas vapor. Además de estas alternativas se analizaron equipamientos con turbinas a gas y con turbinas a vapor, ocupando los siguientes lugares en la evaluación cuantitativa y cualitativa.
- 3° Hecha la selección del tipo de generación se plantea equipar la central con 7 motores diesel de 13 MW cada uno, de los cuales se mantendrá en reserva para mantenimiento o reparación una unidad. Según los requerimientos de la demanda se propone la siguiente secuencia de instalación.

Año 1981	4 Unidades diesel
Año 1982	3 Unidades diesel
- 4° De acuerdo con el tiempo disponible para implementar la Central se presenta la posibilidad de adelantar una unidad para 1980 si así fuera necesario, para lo cual solo tendrá que ajustarse el cronograma de construcción de la casa de máquinas y adelantar el pedido al fabricante de los grupos diesel.

5° La inversión requerida por el proyecto a nivel de costo directo asciende a 58.9 millones de dólares a precios corrientes, la cual sumada con los costos indirectos y los costos financieros llega a ser 86.9 millones de dólares que es la inversión total. Al cambio de 75.00 soles/dólar, la inversión total es de 6,519.4 millones de soles.

La componente de moneda extranjera es de 66.2 millones de dólares y la de moneda nacional el equivalente de 20.8 millones de dólares.

6° Para que el proyecto tenga una tasa interna de retorno de 13 % que es el promedio de costo de capitales, es necesario que la tarifa promedio en el periodo de operación sea de:

Caso 1.	0.0652 dólares/kWh	ó	4.897 soles/kWh
Caso 2.	0.0590 "	ó	4.425 "

En estas condiciones la relación beneficio costo es 1.0 y el proyecto puede soportar con holgura las cargas operativas y los gastos financieros en el periodo analizado.

7° El análisis financiero recomienda una estructura de financiamiento encuadrada entre las posibilidades que presenta el mercado de capitales, tratando de aplicar las condiciones mas favorables o en su defecto el promedio. Se ha tenido que asumir de ésta manera debido a que el volumen de la inversión requerida dará lugar a que la entidad que se haga cargo de la construcción de esta central (ODECOB ó ELECTROPERU) efectue negociaciones internacionales.

8° Del análisis de sensibilidad realizado en el último capítulo se desprende que los factores mas importantes para la rentabilidad del proyecto son el periodo de operación efectiva y la variación de los costos del combustible. En dichos casos la Tasa Interna de Retorno se verá afectada en gran medida sin embargo es bueno señalar que un alargamiento del periodo de operación es beneficioso para el proyecto.

BIBLIOGRAFIA

1. Power Generation Systems, by the editors of Power.- Editorial Mc. Graw - Hill Book Co. - 1965
2. La Producción de Energía mediante el Vapor de Agua, el aire y los gases W.H. Severns, H.E. Degler, J.C. Miles. Editorial Reverté S.A. 1961
3. Centrales de Vapor - G.A. Gaffert - Editorial Reverté 1965
4. Motores de Combustión Interna, Análisis y Aplicaciones - Edward F. Obert - Editorial CECSA. 1973
5. Administración Financiera. James C. Van Horne - Ediciones Contabilidad Moderna. Buenos Aires 1973
6. Fundamentos de Ingeniería Eléctrica. Fitzgerald - Higginbotham Ed. Mc. Graw Hill Co. 1965
7. Termodinámica - Edward F. Obert y Richard A. Gaggioli Ed. Mc. Graw - Hill Co. 1965
8. Termodinámica Básica para Ingenieros Jorge Nakamura Muroy - Primera Edición 1975
9. Manual del Ingeniero Mecánico Marks - UTEHA - 1960
10. Manual de Proyectos de Desarrollo Económico - CEPAL - ONU - 1965
11. Informaciones Técnicas y Catálogos diversos
