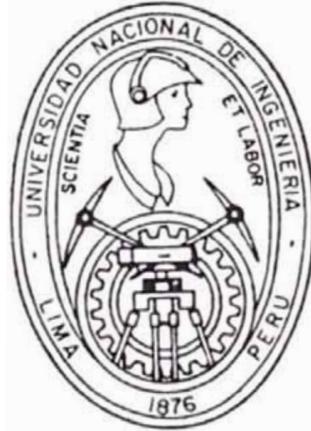


# Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



## “ Evaluación de las Alternativas de Generación, Transmisión y Distribución para la Cobertura de la Demanda en los Sistemas Eléctricos de Petroperú S. A. en la Zona Noroeste - Período 1990 - 2005 ”

( II PARTE )

### T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

**ALFREDO ANTONIO VILLENA LIZARZABURU**

PROMOCION: 1983 - 2

**LIMA • PERU • 1990**

## PERFIL DE TESIS

## II - PARTE

1. Introducción a la Segunda Parte del Estudio.	.....6
2. Estudio de las Alternativas que permitan satisfacer la Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica en las etapas correspondientes.	.....15
2.1 Consideraciones Generales.	.....15
2.2. Conformación de los Sistemas Eléctricos existentes.	.....20
2.3. Factibilidad de Interconexión.	.....22
2.4. Análisis de Flujo de Carga de los Sistemas existentes.	.....31
2.4.1. Consideraciones Generales.	.....31
2.4.2. Modelamiento de Componentes.	.....33
2.4.3. Despacho de Generación.	.....34
2.4.4. Demanda Eléctrica.	.....35
2.4.5. Procedimiento.	.....35
2.4.6. Datos Requeridos.	.....38
2.4.7. Estudio de Flujo de Carga del Sistema Talara Verdun.	.....39
2.4.8. Estudio de Flujo de Carga del Sistema Malacas.	.....47
2.5. Análisis de Cortocircuito de los Sistemas existentes.	.....49
2.5.1. Consideraciones Generales.	.....49
2.5.2. Modelamiento de Componentes.	.....52
2.5.3. Procedimiento.	.....53
2.5.4. Datos Requeridos.	.....54

2.5.5. Estudio de Cortocircuito del Sistema Talara-Verdun.....	55
2.5.6. Estudio de Cortocircuito del Sistema Malacas. ....	59
2.6. Estudios de Alternativas de Ubicación y/o modificación de.....	62
los Sistemas Eléctricos existentes.	
2.6.1. Transferencia, Montaje, Instalación y puesta en .....	65
Servicio de dos Turbogeneradores Ruston de 1100 kw	
de Operaciones Oleoducto a Operaciones Noroeste	
para incrementar la capacidad de generación.	
2.6.2. Incremento de la Potencia de las Turbinas de la CE .....	71
Malacas mediante la inyección de Vapor.	
2.6.3. Interconexión del Sistema Malacas con el Sistema .....	84
Talara - Verdun.	
3. Evaluación de Alternativas sin considerar los Planes de .....	95
Electroperú.	
3.1. Alternativas de Generación. ....	95
3.1.1. Generación con Grupos Electrógenos Diesel. ....	96
3.1.2. Generación con Turbinas a Gas. ....	100
3.1.3. Generación con Empleo del Ciclo Combinado. ....	103
3.1.4. Generación con Turbo - Vapor utilizando carbón ....	107
3.2. Planteamiento de Alternativas de Equipamiento de .....	109
Generación.	
3.2.1. Planes de Equipamiento para la Cobertura de la .....	109
Demanda.	
3.2.2. Balance Oferta/Demanda y Despacho de Potencia- .....	113
Energía Anual de las Alternativas Planteadas.	

3.2.3. Despacho de las Unidades según Diagrama de Carga. ....	113
4. Evaluación de Alternativas considerando los Planes de .....123	
Electroperú.	
4.1. Consideraciones Generales. ....	123
4.2. Replanteo de Alternativas para la cobertura de la Demanda .....125	
considerando los Planes de Electroperú S.A.	
4.3. Balance Oferta/Demanda y despacho de Potencia-Energía .....126	
anual de las Alternativas Planteadas.	
5. Evaluación Económica del Proyecto. ....	131
5.1. Sin considerar los Planes de ElectroPerú .....131	
5.1.1. Premisas de Cálculo. ....	132
5.1.2. Costos. ....	133
5.1.3. Flujo de Costos. ....	143
5.2. Considerando los Planes de ElectroPerú .....144	
5.2.1. Consideraciones para el calculo .....144	
5.2.2. Costos -- . ....	144
5.2.3. Flujo de Costos .....155	
6. Selección de la Alternativa Optima. ....	165
6.1. Sin considerar los Planes de ElectroPerú .....165	
6.2. Considerando los Planes de ElectroPerú .....165	
7 Conclusiones y Recomendaciones .....175	
8. Bibliografía .....178	
9. Anexos .....180	

## CAPITULO I

### 1. INTRODUCCION A LA SEGUNDA PARTE DEL ESTUDIO

Petroperú S.A. en operaciones Nor-Oeste es la Empresa encargada de la Administración y operación de los Sistemas Eléctricos en virtud al contrato de autoproducción y compra-venta de Energía Eléctrica suscrito con Electroperú S.A. en 1981.

Atendiendo sus requerimientos de energía y los de las poblaciones de la zona.

En la primera parte del Estudio se ha procedido básicamente a efectuar el estudio de Mercado Eléctrico, el cual establece la demanda anual de Potencia y Energía Eléctrica individual e integral de los centros de carga alimentados por el Sistema Eléctrico Nor-Oeste para el período 1990-2005, dichas proyecciones se muestran en la lámina No 1.

SISTEMA ELECTRICO PORTACHUELO-PROYECCION DE LA DEMANDA

(KILOWATTIOS)

USUARIOS	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1988	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
A. PETROPERU																		
Circuito Produccion	90	100	120	150	150	150	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
B. PROYECTOS FUTUROS																		
Electrif. 17 Pozos PORTACH.	70	90	90	90	90	90	80	80	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Electrif. 32 Pozos PORTACH.							529	529	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
SUB-TOTAL CON FD=0.757 (B)	53	61	61	61	61	61	461	461	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621
TOTAL (A+B)=FD; FD=0.8	64	122	144	168	168	168	513	513	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641

En base al análisis efectuado de estas proyecciones se determina que debido al crecimiento de la demanda por la implementación de nuevos proyectos y la expansión demográfica de las poblaciones de la zona, existirá en un corto plazo deficit de generación de energía eléctrica.

En esta segunda parte del estudio se analiza la ampliación de la oferta de generación de energía eléctrica a fin de poder cubrir la demanda del Sistema Eléctrico Nor-Oeste entre los años 1990 y 2005.

El Análisis de cobertura de la demanda presenta dos opciones:

- No considerar los planes de desarrollo de Electroperú para la región Nor-Oeste.
- Considerar los Planes de desarrollo de Electroperú para dicha zona, los cuales según el Plan Maestro de Electricidad del año 1988 (vigente a la fecha de realización del presente estudio) plantean que la interconexión de Talara al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) podría ser posible en el 2o trimestre del año 2,000, suministrando una potencia efectiva de 10 MW en una primera etapa.

Un cuadro de proyectos futuros (incluido el presente) considerados en el Plan Maestro de Electricidad de 1988 se muestra en el Anexo XV.

En el planteamiento de alternativas para la ampliación de la

oferta de generación se ha considerado la magnitud de la potencia requerida, la forma de crecimiento de la demanda, el tiempo en el cual se producirá, el período de licitación y construcción de las centrales analizadas como oferta de generación para el Sistema Eléctrico Nor-Oeste.

El tiempo de implementación de una nueva oferta para el sistema se ha estimado en un mínimo de 18 meses.

El crecimiento de la Demanda es en algunos años pronunciada, lo que hace aconsejable la implementación de la oferta por etapas y de acuerdo a los requerimientos de la Demanda.

El Suministro confiable de Energía será garantizado mediante una reserva con capacidad equivalente al grupo de mayor potencia, habiéndose considerado como tal a un turbogenerador de 15 MW de potencia efectiva.

Se ha considerado así mismo en el planteamiento de alternativas la utilización de tamaños standard para la definición de la Potencia de los grupos a fin de que exista mayor número de postores, redundando está competencia en menores costos de implementación.

Para satisfacer el balance oferta-demanda a corto plazo años 1990-1992 es necesario efectuar:

a. La interconexión de los Sistemas Eléctricos Malacas-Talara-Verdun.

b. La instalación y puesta en servicio de los dos turbogeneradores Ruston TA 1750 transferidos por Operaciones Oleoducto a Operaciones Nor-Oeste.

c. La ejecución del proyecto de inyección de vapor a los turbogeneradores de la CE. Malacas a fin de incrementar su potencia efectiva.

Para la solución a mediano (1993-2002) y largo plazo (2003-2005) se plantea como alternativas de equipamiento los grupos electrogenos accionados por motores Diesel, las turbinas a gas del tipo industrial para servicio continuo, Planta Térmica de ciclo combinado en base a los actuales turbinas a gas de la CE. Malacas, las turbinas a vapor utilizando generadores de vapor quemando carbón de la zona de Tumbes.

En cada alternativa, el equipamiento planteado para el corto, mediano y largo plazo es compatible entre sí permitiendo su fácil adecuación dentro del Sistema interconectado futuro de las Operaciones Nor-Oeste de Petroperú S.A.

Finalmente la selección de la alternativa óptima corresponderá a la que tenga menor costo total actualizado, es decir la de mínimo costo unitario de producción de energía (US\$/kW-h).

## CAPITULO II

### 2. ESTUDIO DE LAS ALTERNATIVAS QUE PERMITAN SATISFACER LA PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN LAS ETAPAS CORRESPONDIENTES

#### 2.1. Consideraciones Generales

Las Centrales Eléctricas administradas por Petroleos del Perú en las Operaciones Noroeste (Talara) son: CE Talara, CE Verdun, CE Portachuelo, CE Malacas, CE Los Organos y la CE El Alto, ésta última es una central en reserva que opera esporádicamente cuando se efectúa mantenimiento a los circuitos de distribución de la zona, siendo una central muy antigua y de pequeña potencia instalada.

Las Centrales mencionadas a excepción de la CE Malacas afrontan todos serios problemas de mantenimiento debido a la antigüedad de sus grupos generadores lo que deriva en

costosas reparaciones, creando además retrasos en la logística de repuestos lo que redundará en largos períodos de mantenimiento.

En cuanto al sistema de transmisión y distribución existe variedad de niveles de tensión como son 2.4, 3.3, 7.2, 11, 13.2 y 33 kv lo que dificulta la intercambiabilidad de equipos, existiendo diversidad de repuestos necesarios para el mantenimiento, por lo que es recomendable uniformizar paulatinamente las tensiones a fin de tener los niveles de tensión en 33, 13.2 y 2.4 kv en distribución.

La ubicación geográfica de estas centrales se muestra en la Figura Nº 1 y las características de cada grupo generador que la conforma se indica en el Anexo Nº 1.

La Potencia instalada de cada central, la potencia nominal y efectiva de sus grupos generadores se detalla a continuación:

a) Central Eléctrica Talara:

Ubicada en el área Industrial de PetroPerú S.A. en la ciudad de Talara esta central tiene una Potencia instalada de 5,500 kw y una potencia efectiva de 4,400 kw

# UBICACION DE CENTRALES ELECTRICAS EN N.O.

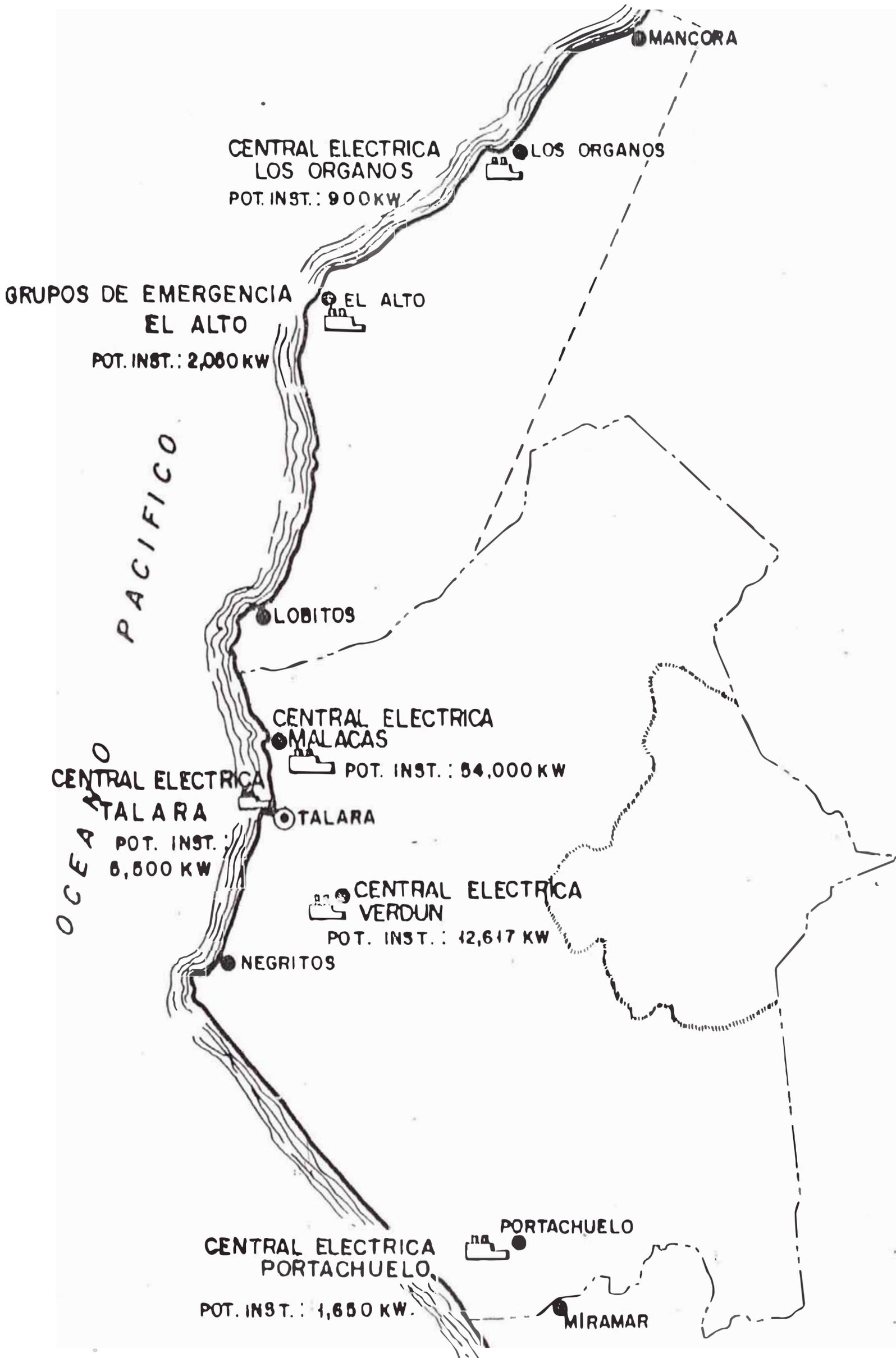


FIGURA N° 1

UNIDAD	POT. NOMINAL (KW)	POT. EFECTIVA (KW)
1	700	560
2	1200	960
3	1200	960
4	1200	960
5	1200	960
TOTAL	5500	4400

b) Central Eléctrica Verdun:

Ubicada a 15 km. aproximadamente al Sur-Este de la ciudad de Talara; esta central tiene una Potencia instalada de 11,517 kw y una potencia efectiva de 9,200 kw

UNIDAD	POT. NOMINAL (KW)	POT. EFECTIVA (KW)
1	400	320
3	700	560
4	700	560
5	700	560
6	767	600
7	2000	1600
8	2250	1800
9	1500	1200
10	2500	2000
TOTAL	11517	9200

c) Central Eléctrica Portachuelo:

Ubicada a 40 km. aproximadamente al Sur-Este de la ciudad de Talara; esta central tiene una Potencia instalada de 1500 kw y una potencia efectiva de 940 kw.

UNIDAD	POT. NOMINAL (KW)	POT. EFECTIVA (KW)
1	500	320
2	500	300
3	500	320
TOTAL	1500	940

d) Central Eléctrica Malacas:

Ubicada en el complejo de Fertilizantes de Petro Perú S.A. a 10 km. aproximadamente al Norte de la ciudad de Talara.

Esta central tiene una Potencia instalada de 54,000 kw y una Potencia Efectiva de 45,000 kw.

UNIDAD	POT. NOMINAL (KW)	POT. EFECTIVA (KW)
A	18,000	15,000
B	18,000	15,000
C	18,000	15,000
TOTAL	54,000	45,000

e) Central Eléctrica Los Organos:

Ubicada a 45 km. al norte de la ciudad de Talara en el distrito de los Organos.

Esta central tiene una Potencia instalada de 900 kw y una Potencia Efectiva de 720 kw.

UNIDAD	POT. NOMINAL (KW)	POT. EFECTIVA (KW)
	250	200
2	250	200
3	400	320
TOTAL	900	720

## 2.2. Conformación de los Sistemas Eléctricos Existentes

Del total de Centrales Eléctricas existentes solamente dos de ellas operan interconectadas. Estas son la CE Talara y la Verdun, conformando ambas el Sistema Eléctrico Talara-Verdun; la generación en este sistema es a través de grupos electrógenos de 35 años de antigüedad en promedio.

Central Eléctrica de Portachuelo opera en forma aislada conformando el Sistema Eléctrico de Portachuelo, teniendo sus grupos generadores 32 años de antigüedad.

La Central Eléctrica de Organos operaba en forma aislada abasteciendo a cargas de la zona a través de 2 grupos generadores de 32 años de antigüedad y un grupo de 8 años de antigüedad. Debido a la obsolescencia de sus grupos que deriva en altos costos de mantenimiento y a la pequeña potencia instalada de los mismos, esta central desde 1987 está operando como una Central de Reserva y sólo en las horas de punta para compensar la caída de Voltaje.

Siendo sus cargas alimentadas desde la CE Malacas a través de la Línea Malacas el Alto y de los Ferder N° 1 y 10 que van desde la CE El Alto hasta Organos.

La Central Eléctrica Malacas alimenta actualmente sus cargas propias y cargas del Alto y Organos, conformando el Sistema Eléctrico de Malacas cuya generación es a través de tres turbinas a gas de 15 años de antigüedad.

En Resumen en operaciones Noroeste tenemos tres Sistemas Eléctricos:

Sistema Eléctrico Talara-Verdun

Sistema Eléctrico Portachuelo

Sistema Eléctrico Malacas

conformación de dichos sistemas así como su Potencia instalada, garantizada, efectiva y máxima demanda actual, se detallan a continuación:

a) Sistema Eléctrico Talara-Verdun

Este Sistema esta conformado por las Centrales Eléctricas Talara y Verdun las cuales operan interconectadas través de un circuito de enlace entre ambas plantas estando limitada la capacidad de transferencia a 1600 kw. Este Sistema tiene una Potencia instalada de 17,017 kw, una Potencia Efectiva de 13,600 kw y una Potencia garantizada de 10,640 kw y su máxima demanda actual es de 7.500 kw.

#### b) Sistema Eléctrico Portachuelo

Este Sistema está conformado únicamente por la Central Eléctrica Portachuelo.

Este es un sistema aislado cuya potencia instalada es de 1,500 kw, la potencia efectiva es de 940 kw y la potencia garantizada asciende a 620 kw y su máxima demanda actual es de 144 kw.

#### c) Sistema Eléctrico Malacas

Este Sistema está conformado por las Centrales Eléctricas de Malacas, Organos y la Central en Reserva de El Alto.

Este Sistema tiene una Potencia instalada de 54,900 kw, una Potencia Efectiva de 45,720 kw, una Potencia garantizada de 30,400 kw y la máxima demanda actual asciende a 26,700 kw.

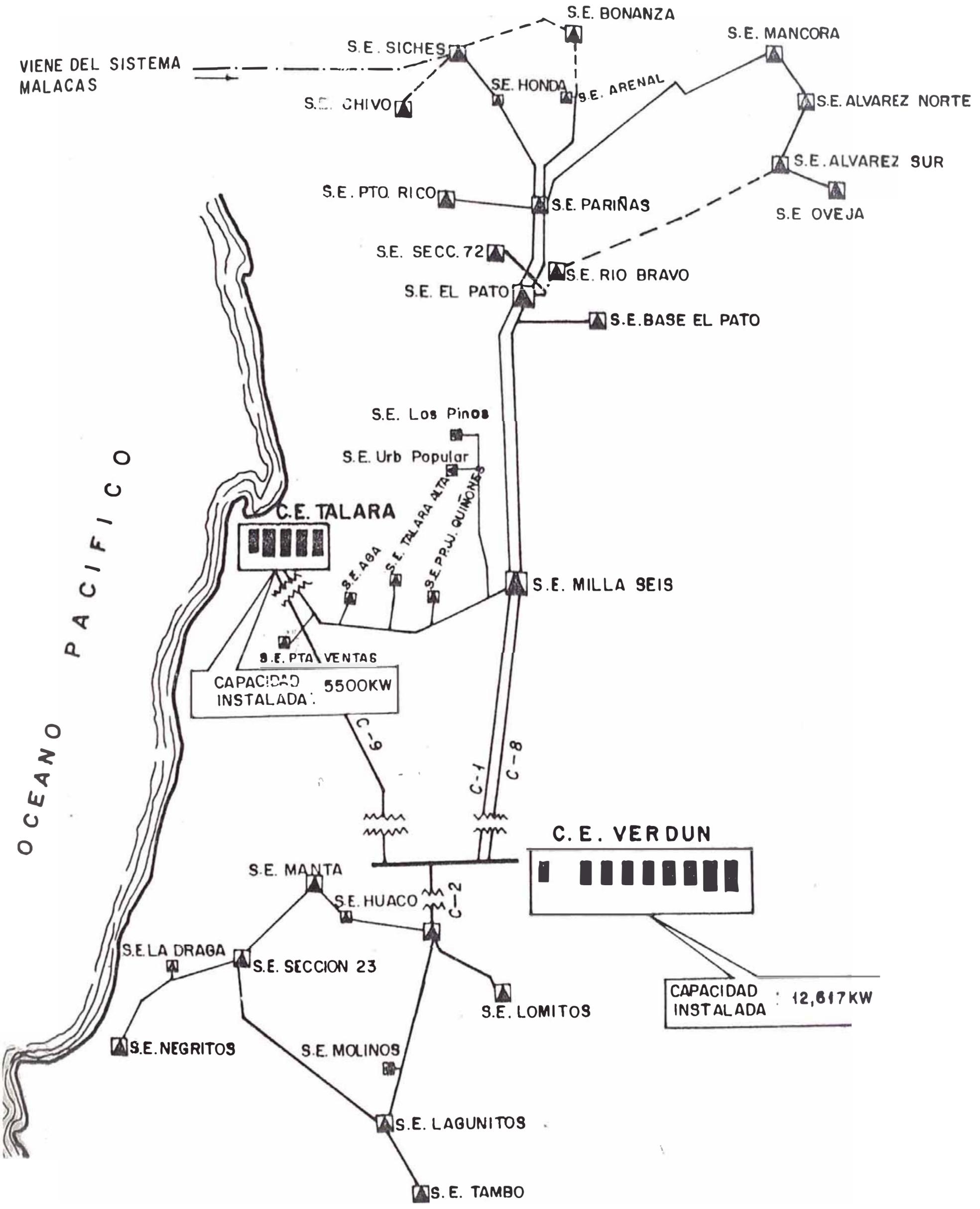
Los diagramas eléctricos unifilares correspondientes a cada una de los tres sistemas mencionados se muestran en las figuras Nº 2, Nº 3 y Nº 4 respectivamente.

### 2.3. Factibilidad de Interconexión

Del total de CE Eléctricas que conforman el Sistema Eléctrico Noroeste sólo dos de ellas operan interconectadas, la CE Jalapa y la CE Verdun, las demás trabajan en forma aislada.

En la Malacas, como ya se mencionó en el acápite

# SISTEMA ELECTRICO TALARA VERDUN



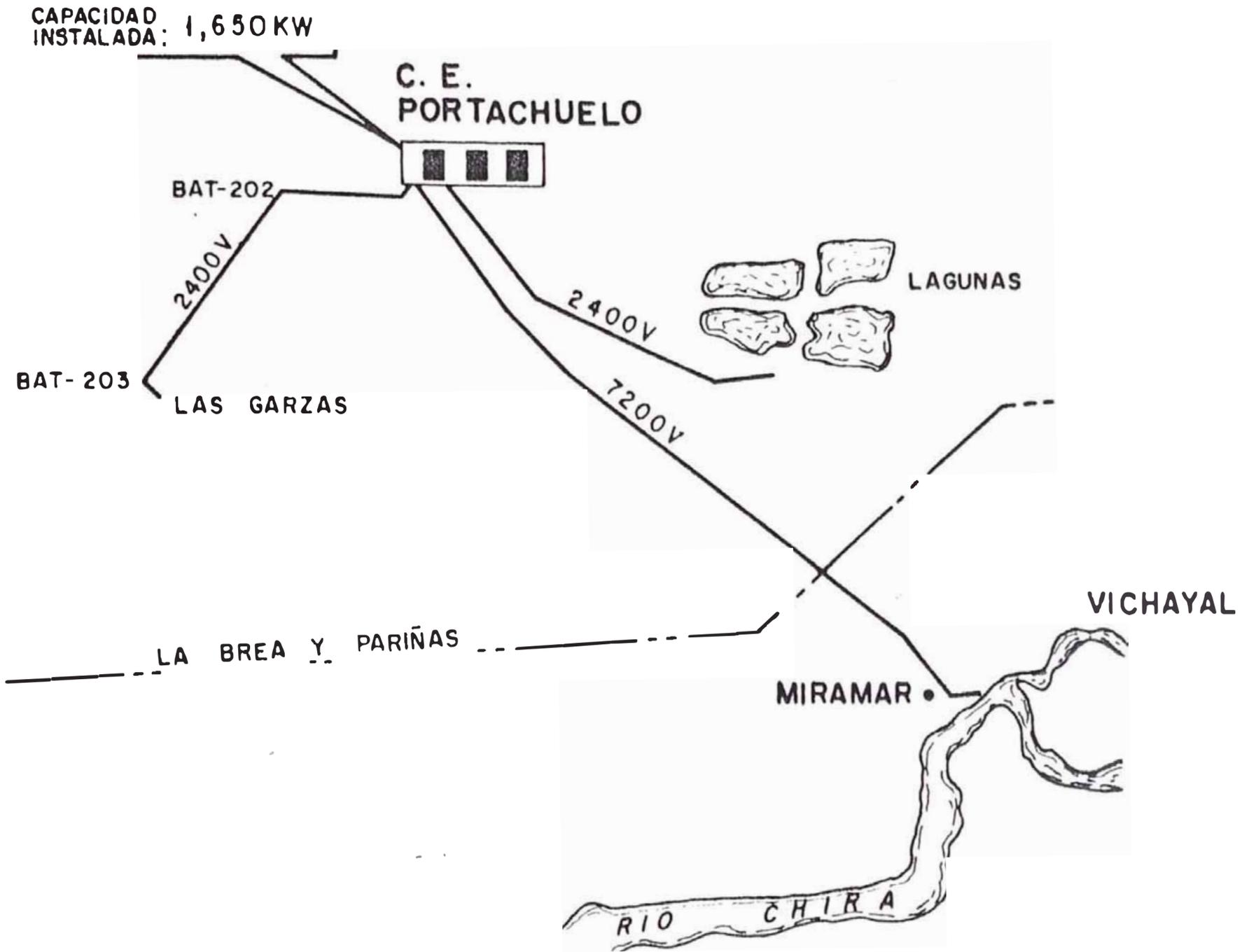
CAPACIDAD INSTALADA: 5500KW

C.E. VERDUN

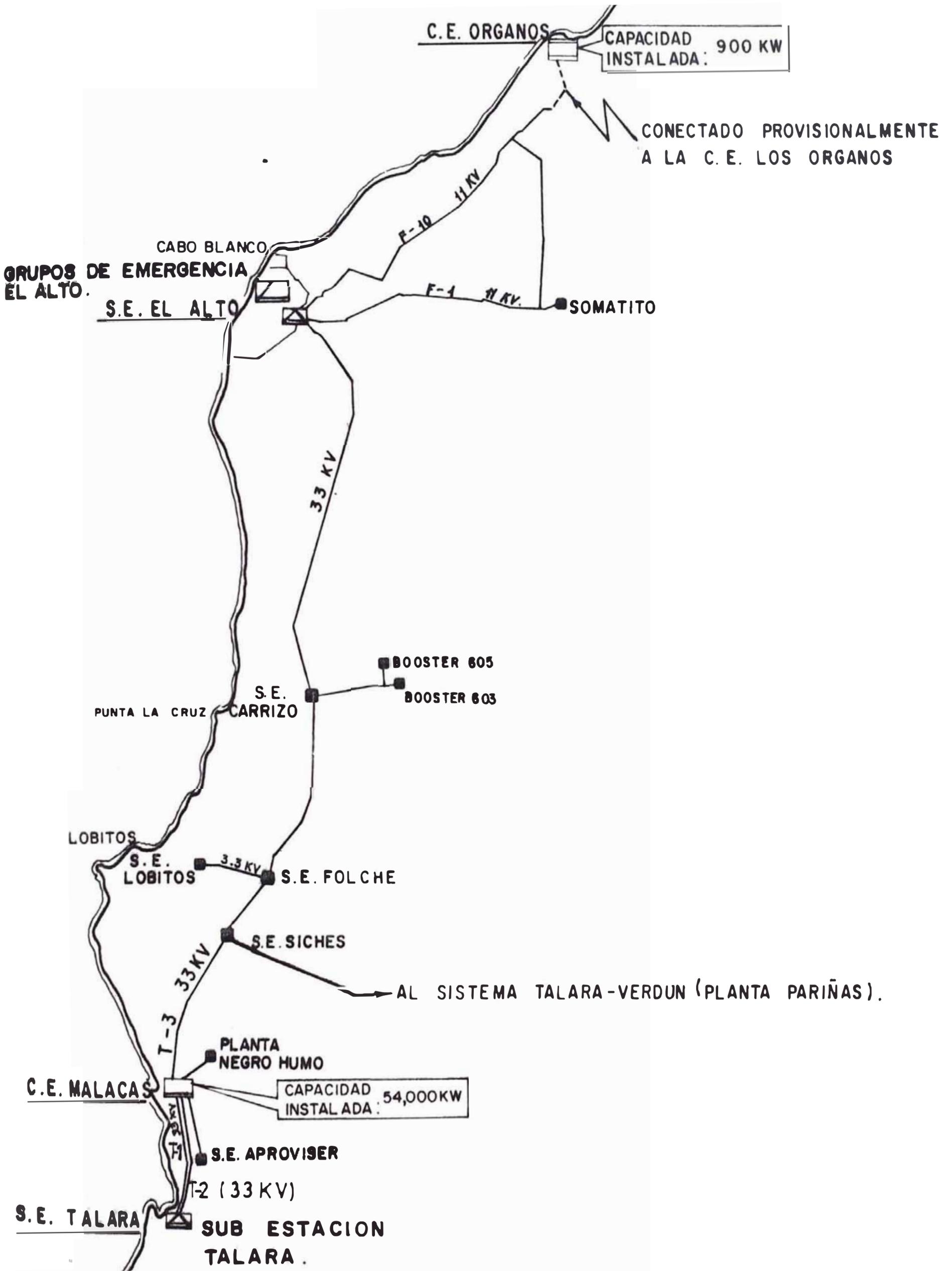
CAPACIDAD INSTALADA: 12,617KW

--- LINEAS ACTUALMENTE NO EXISTENTES, DESAPARECIDAS DURANTE LA EMERGENCIA DE LLUVIAS.

# SISTEMA ELECTRICO PORTACHUELO



# SISTEMA ELECTRICO MALACAS



# DIAGRAMA UNIFILAR CENTRAL ELECTRICA TALARA

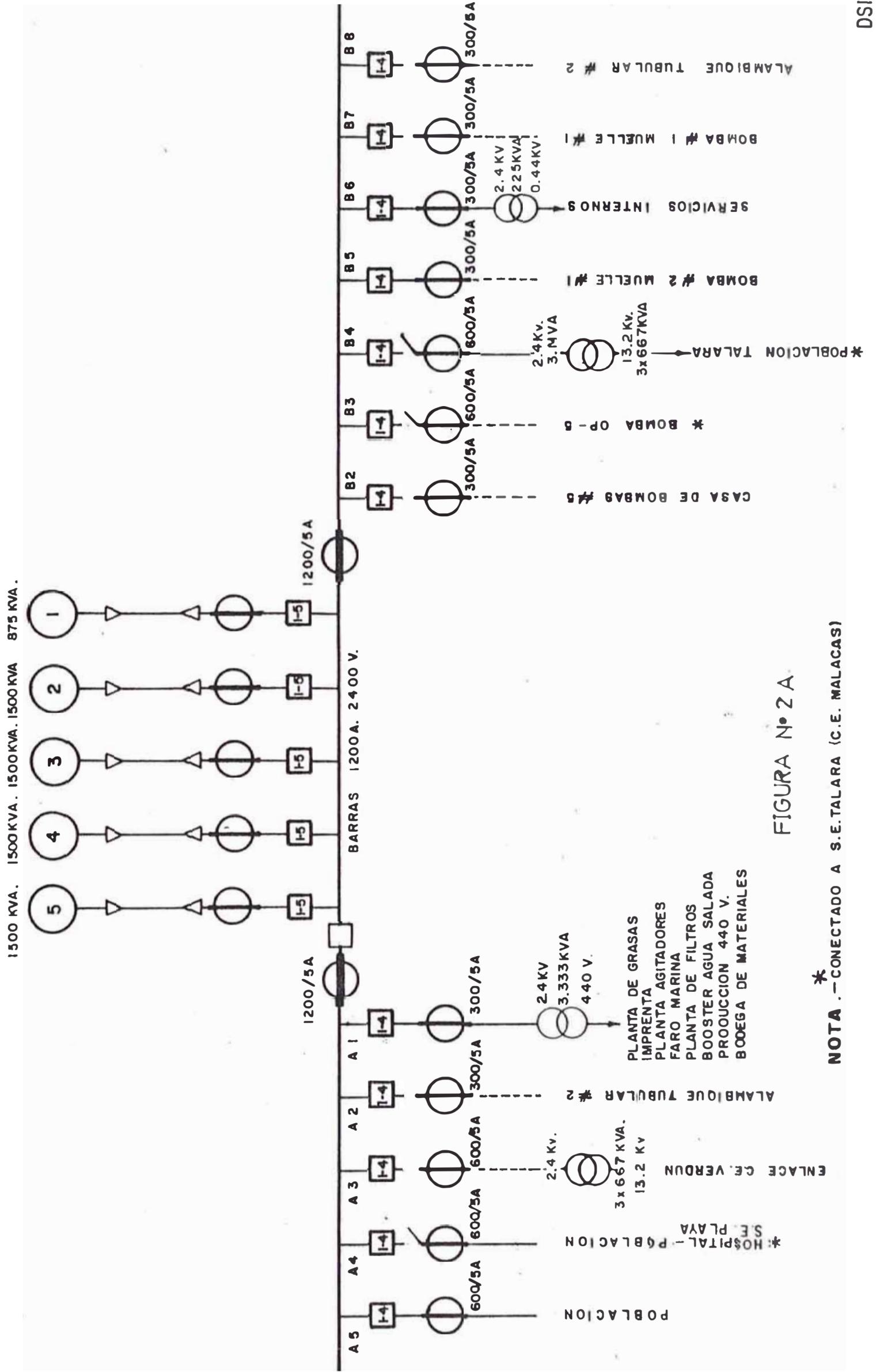
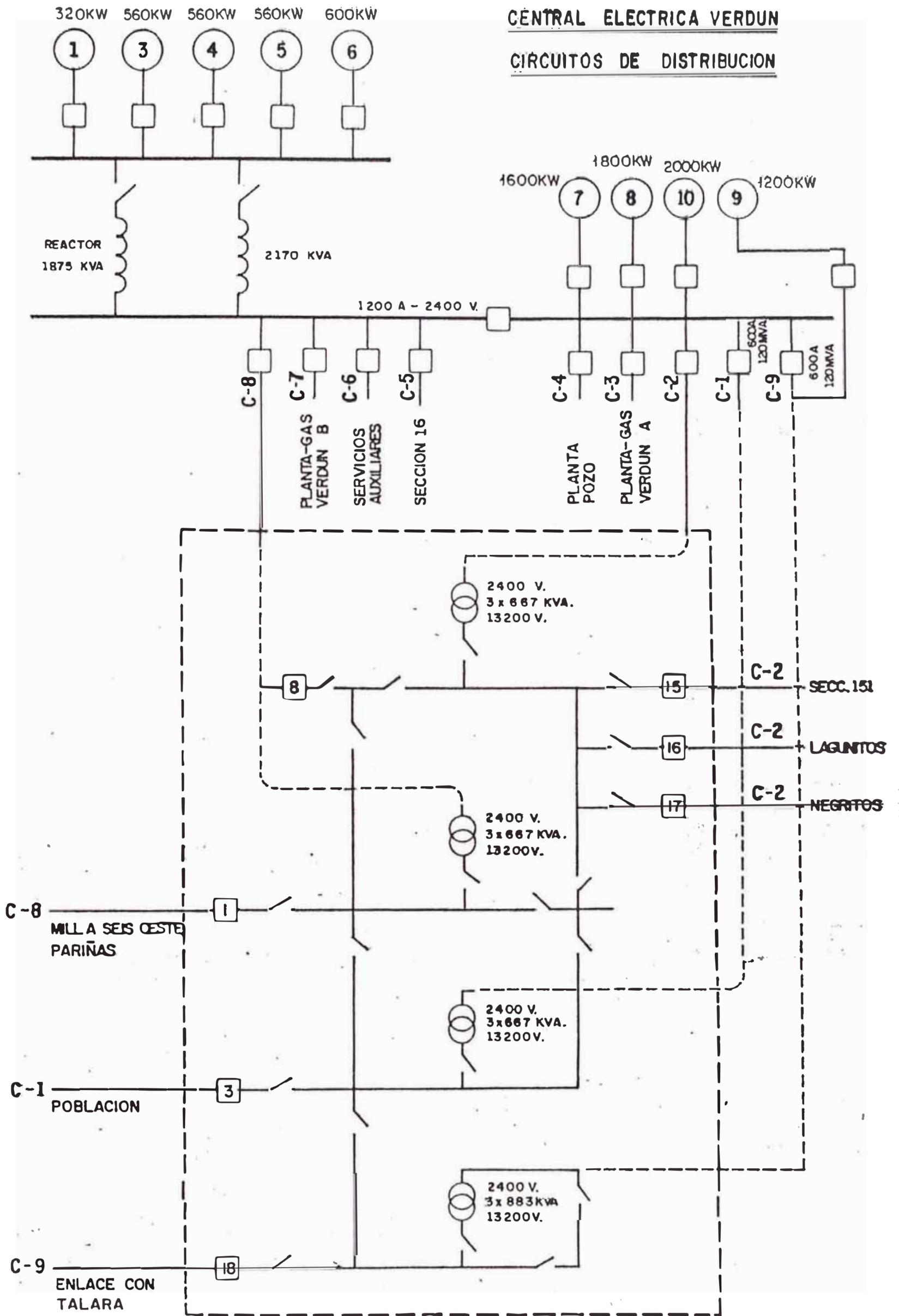


FIGURA N° 2 A



DSIN - 87 - A - 031  
m.r.v.

FIGURA Nº 2B

DIAGRAMA UNIFILAR CE. PORTACHUELO

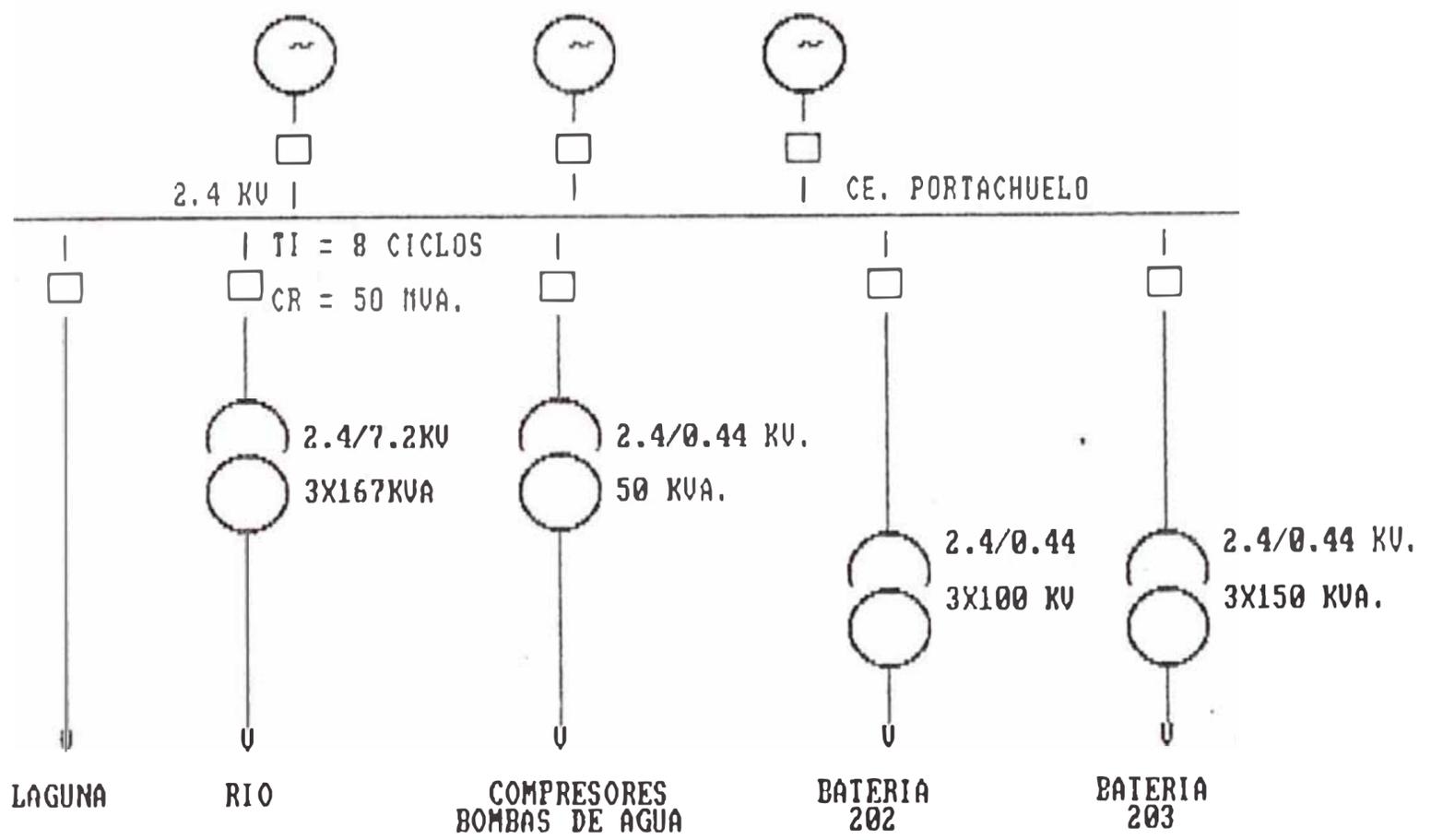
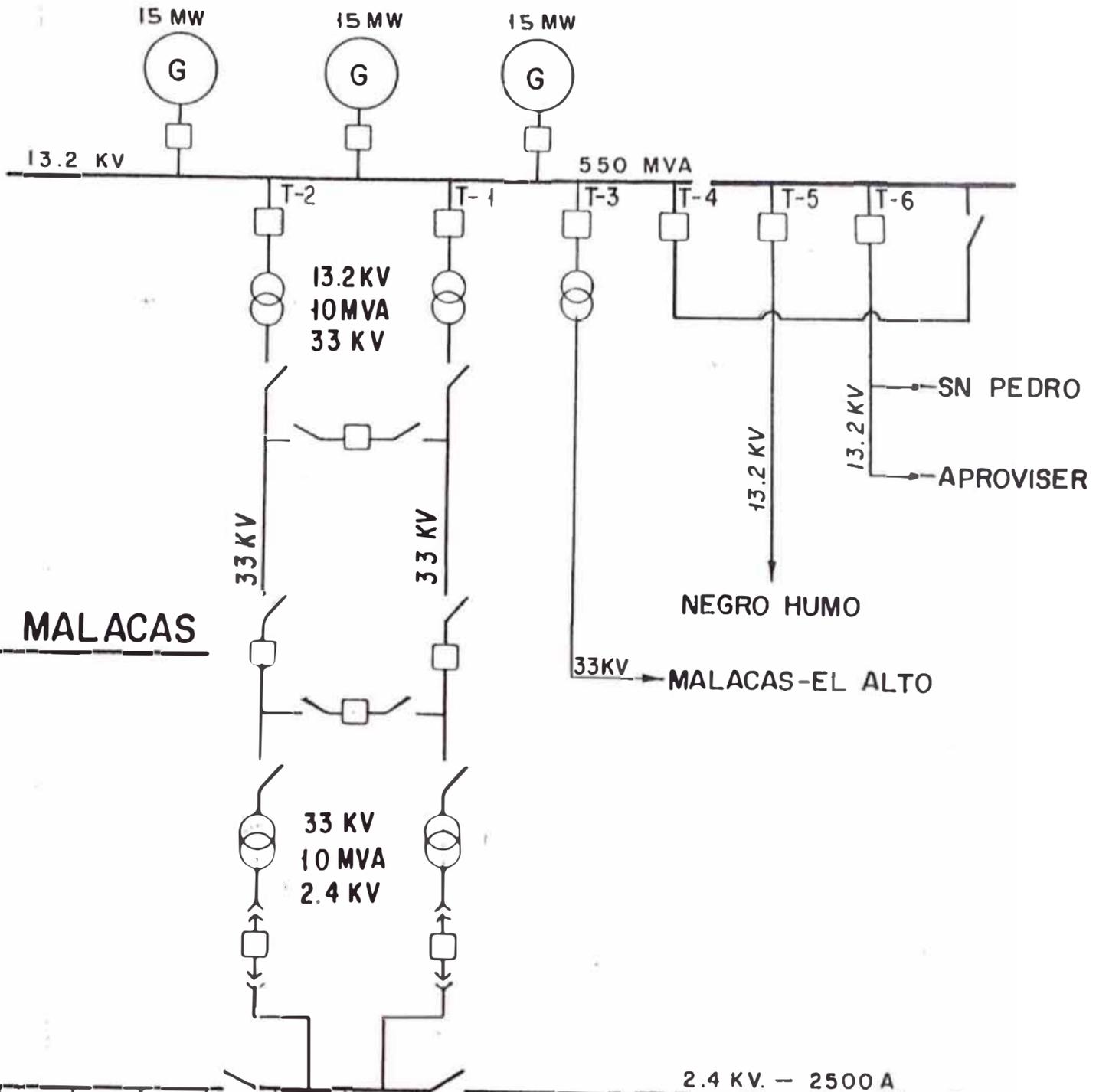
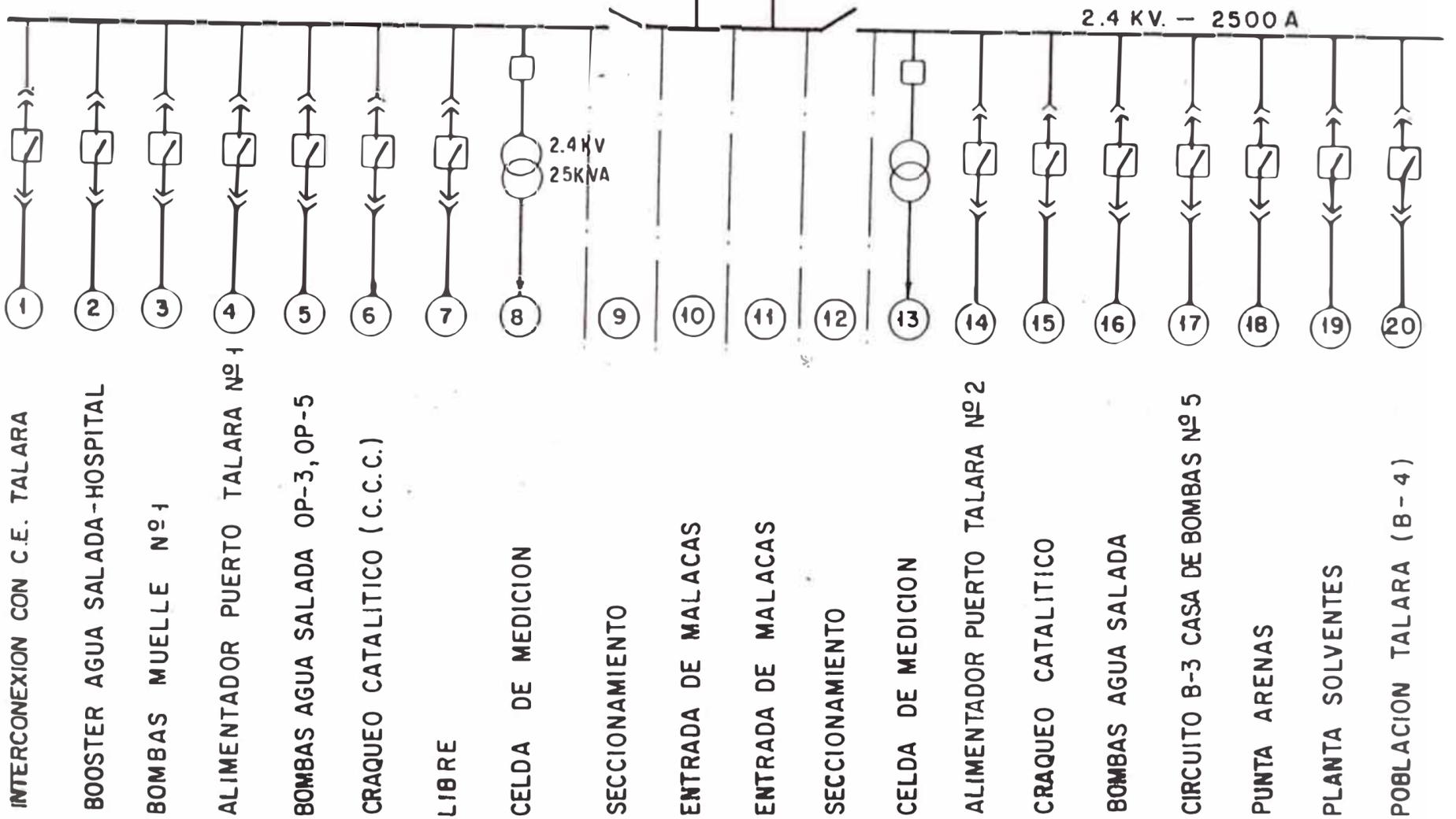


FIGURA No. 3



**SISTEMA ELECTRICO MALACAS**

FIGURA N°4



INTERCONEXION CON C.E. TALARA

BOOSTER AGUA SALADA-HOSPITAL

BOMBAS MUELLE N°1

ALIMENTADOR PUERTO TALARA N°1

BOMBAS AGUA SALADA OP-3, OP-5

CRAQUEO CATALITICO (C.C.C.)

LIBRE

CELDA DE MEDICION

SECCIONAMIENTO

ENTRADA DE MALACAS

ENTRADA DE MALACAS

SECCIONAMIENTO

CELDA DE MEDICION

ALIMENTADOR PUERTO TALARA N°2

CRAQUEO CATALITICO

BOMBAS AGUA SALADA

CIRCUITO B-3 CASA DE BOMBAS N°5

PUNTA ARENAS

PLANTA SOLVENTES

POBLACION TALARA (B-4)

anterior, se tiene una potencia garantizada de 30,000 kw siendo la máxima demanda actual de 26,700 kw existiendo un excedente de generación (Reserva Rodante) que asciende a 3,300 kw la que podría ser utilizada para cubrir el crecimiento de la Demanda en el Sistema Talara-Verdun y hacer factible la ejecución de nuevos proyectos.

Para utilizar en forma eficiente esta reserva rodante del Sistema Eléctrico Malacas hecho que redundaría en la disminución del consumo específico de combustible de sus grupos generadores por trabajar en rangos cercanos a su Potencia Nominal e incrementaría la eficiencia del Sistema, es necesario efectuar un estudio a fin de determinar la factibilidad de interconectar el Sistema Eléctrico Malacas con el Sistema Talara-Verdun de lo cual se tratará mas adelante en el presente capítulo de esta tesis.

En el Sistema Eléctrico Malacas es necesario efectuar la interconexión definitiva de la CE Malacas con la CE El Alto y la CE Organos tal como viene operando actualmente en forma provisional, a través de la terna Malacas-El Alto y los circuitos de emergencia F1 y F10 que van desde el Alto a Organos, para lo cual se debe tender una línea de transmisión del Alto a Organos incrementar la capacidad de transformación en la sub-estación eléctrica

el Alto; para tal fin también es menester efectuar el estudio correspondiente.

## 2.4. Análisis de Flujo de Carga de los Sistemas Existentes

### 2.4.1. Consideraciones Generales

La Energía generada en las centrales eléctricas que conforman los sistemas eléctricos que operan actualmente es transportada a los centros de carga a través de los diferentes componentes de los sistemas eléctricos, esta energía debe ser de buena calidad en cuanto a nivel de tensión y frecuencia se refiere y además debe ser suministrada continua y oportunamente cuando sea requerida.

Dada una condición específica de carga, surge la necesidad de saber cuáles son las cargas en líneas transformadores así como los voltajes en el sistema.

El problema de flujo de carga consiste en determinar el módulo y ángulo de fase de la tensión de cada barra y los flujos de potencia activa y reactiva por cada línea, para lo cual es necesario fijar cantidades que deben ser conocidas a priori para iniciar el estudio.

Elemento	Val. conocidos -----	Val. a det.
Barra de generación	$P_g, V_i$	$Q_g, \delta$
Barra de carga	$P_l, Q_l$	$V_i, \delta$
Barra swing	$V_i, \delta$	$P, Q$

La barra de generación donde el módulo y ángulo de la tensión es conocida, permite balancear las pérdidas activa y reactiva de la red; ésta barra es conocida como barra swing, slack oscilante referencia.

El flujo de carga es usado ampliamente en los estudios de operación y planificación de los sistemas eléctricos. Con un estudio de flujo se puede investigar lo siguiente:

1. Flujo en KW o KVAR en las ramas de una red.
2. Tensión en las barras.
3. Efecto del arreglo de circuitos e incorporación de nuevos circuitos de carga.
4. Efecto de pérdidas temporales de generación o de circuitos de transmisión sobre las cargas del circuito.
5. Consideraciones óptimas operación del sistema y de distribución de cargas.
6. Pérdidas óptimas.

7. Influencia del cambio de tamaño en los conductores.

8. Posición óptima del cambiador de derivaciones de los transformadores.

#### 2.4.2. Modelamiento de Componentes

- Representación de Líneas.- Las líneas fueron modeladas considerando su equivalente  $\pi$  determinados a partir del programa PARALINE. Las características de la línea se presentan en el Cuadro N° 1 del Anexo II.

- Representación de Transformadores.- Los transformadores se consideran como reactancias referidas al lado primario, las cuales fueron obtenidas de los datos de placa y protocolos de prueba.

Las posiciones de los TAPS fueron tomados sólo en los casos de transformadores con selector de tap exterior. Se asumieron las posiciones para los transformadores con selector interior. Las características de los transformadores se presentan en el Cuadro N° 2 del Anexo II.

- Representación de Máquinas Síncronas.- Para el cálculo de flujos de potencia las máquinas

síncronas se consideran como una fuente de tensión constante. El programa PECO considera la reactancia interna de la máquina para este tipo de simulación.

Para los cálculos de cortocircuito y estabilidad transitoria las máquinas síncronas se representan como una fuente de tensión con una reactancia en serie.

Las características de los generadores síncronas se presentan en el Cuadro Nº 3 del Anexo II.

- Representación de Cargas.- Las cargas son representadas como cargas de potencia constante en los estudios de flujo de potencia y estabilidad transitoria. El efecto de las cargas es considerado en los estudios de cortocircuito.

#### 2.4.3. Despacho de Generación

Para los despachos de generación se consideran las potencias efectivas de las máquinas.

El despacho de carga se realiza considerando una determinada Reserva Rodante en las centrales generación. Esta Reserva Rodante sería capaz de cubrir la carga o parte de ella en caso de que una máquina saliese fuera de servicio. Esta condición

no se cumpliría en caso de que saliese fuera de servicio un grupo generador en Malacas.

despacho de generación para la máxima demanda se muestra en el Anexo III.

El despacho de generación para la mínima demanda se muestra en el Anexo III.

#### 2.4.4. Demanda Eléctrica

Demanda Eléctrica fue obtenida por mediciones en las sub estaciones de distribución, con el fin de conocer los KW y KVAR e indirectamente los factores de potencia reales de las cargas conectadas al sistema.

La asignación por barra en Máxima Demanda se presenta en el Anexo IV.

asignación por barra en Mínima Demanda se presenta en el Anexo IV.

#### 2.4.5. Procedimiento

Para efectuar el estudio de flujo de carga de los sistemas eléctricos existentes utilizaremos el computador y como SOFTWARE especializado el programa POWERMOND (PECO-BRASILEIRO), escrito en el lenguaje FORTRAN IV y desarrollado por la

PHILADELPHIA ELECTRIC COMPANY.

Uno de los módulos de este programa llamado POWER FLOW es usado para dar solución al problema de flujo de carga de un sistema eléctrico.

El método interactivo utilizado en la solución de las ecuaciones no lineales que definen el problema del flujo de carga es el de Newton-Rapson, mediante el cual las ecuaciones no lineales del flujo son transformados en un conjunto de ecuaciones lineales. Este método se basa en la expansión en serie de Taylor de las ecuaciones no lineales.

En la figura Nº 5 se muestra el esquema lógico para la solución de las ecuaciones de flujo mediante el algoritmo de Newton-Rapson utilizado por el programa.

El Programa es capaz de manejar un sistema de las siguientes características:

1500 barras, todas con representación de reactores/capacitores estaticos.

2500 líneas, todas con representación de dos valores de carga (normal y de emergencia) y capacidad.

DIAGRAMA DE FLUJO METODO NEWTON RAPSON

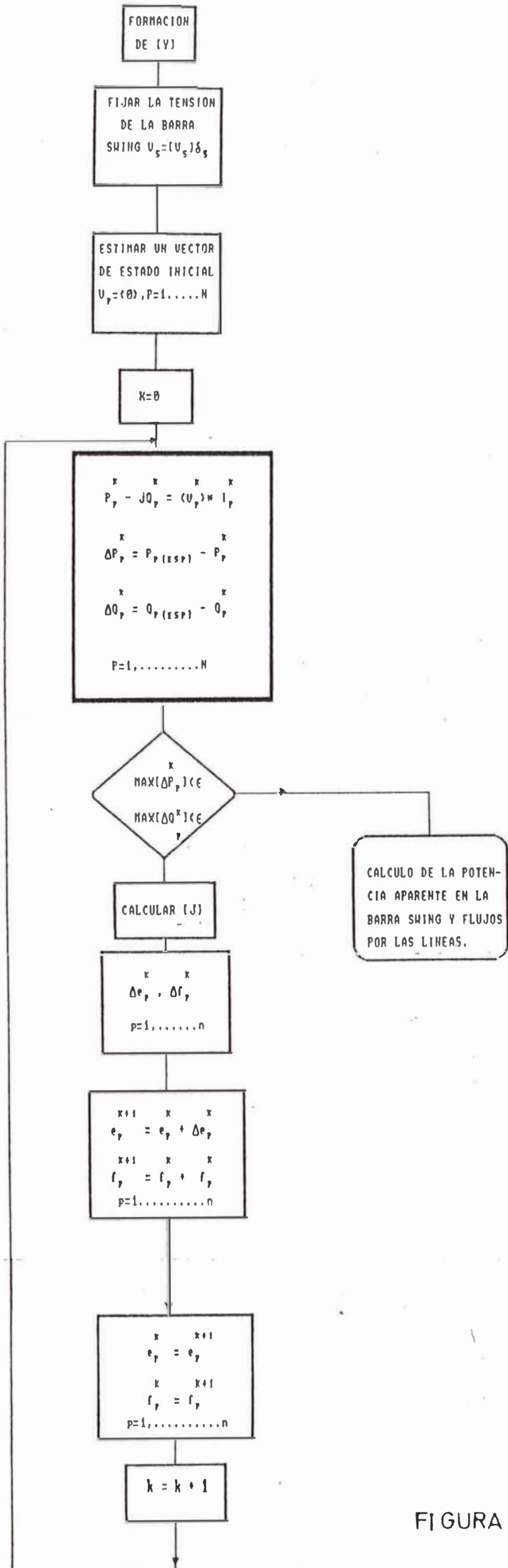


FIGURA Nº5

500 transformadores, todos con cambios de taps bajo carga.

25 transformadores desfásadores (fase-cuadratura)

500 barras reguladas

250 barras swing

40 Areas con control automático de intercambio.

Para un tipo de programa tan versátil y de gran capacidad nuestros sistemas eléctricos pueden fácilmente ser representados y resuelto el problema del flujo de carga.

#### 2.4.6. Datos Requeridos

Los datos necesarios para ejecutar el programa son:

- Datos de Líneas y transformadores

En el caso de líneas se requiere la resistencia, la reactancia y la suceptancia, la carga normal y carga de emergencia.

Para los transformadores se requiere la impedancia, la posición del Tap, la carga nominal y la de emergencia.

Datos de Barra

En el caso de barras se requiere identificar el tipo de barra (generación, carga o swing) y según

el tipo la tensión estimada, la potencia generada, la potencia de la carga (activa y reactiva) y el ángulo de fase según citado en las consideraciones generales.

Estos datos son identificados por el programa por el número de tarjeta de control y por la posición que ocupan (# de columna) dentro de los formatos de campos para líneas, transformadores y barras.

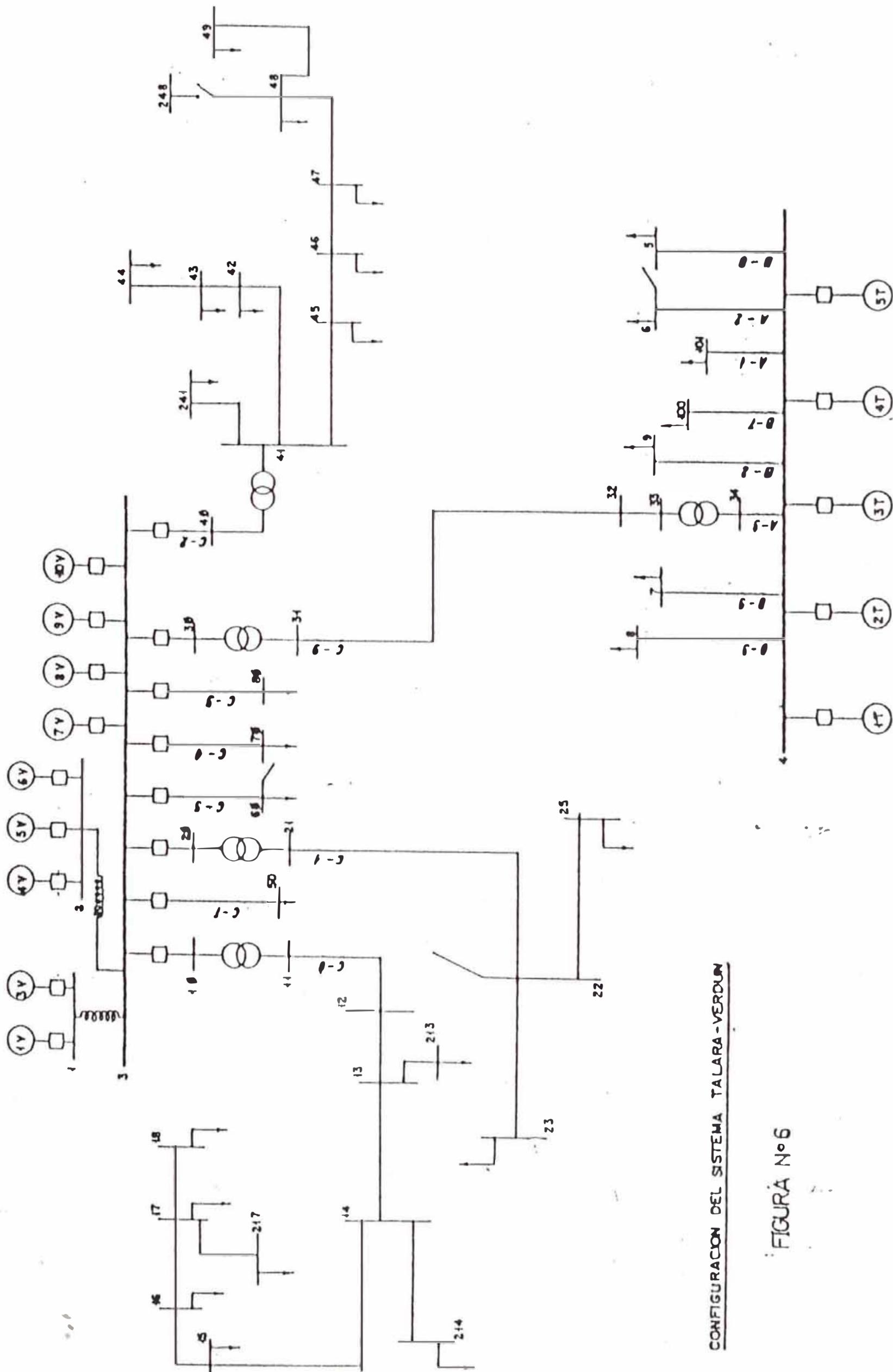
La disposición en que deben ser introducidos los datos se muestran en el Anexo V.

#### 2.4.7. Estudio de Flujo de Carga del Sistema Talara-Verdun

##### 2.4.7.1. Configuración del Sistema Talara-Verdun

En la figura N° 6 se muestra el esquema unifilar simplificado del Sistema Talara-Verdun. En él se ha incluido el total de las unidades de generación, transformadores, líneas y sub estaciones principales del sistema.

A las barras y sub estaciones se les ha asignado un número, el Cuadro N° 4 del Anexo VI identifica el número con el



CONFIGURACION DEL SISTEMA TALARA-VERDUN

FIGURA N°6

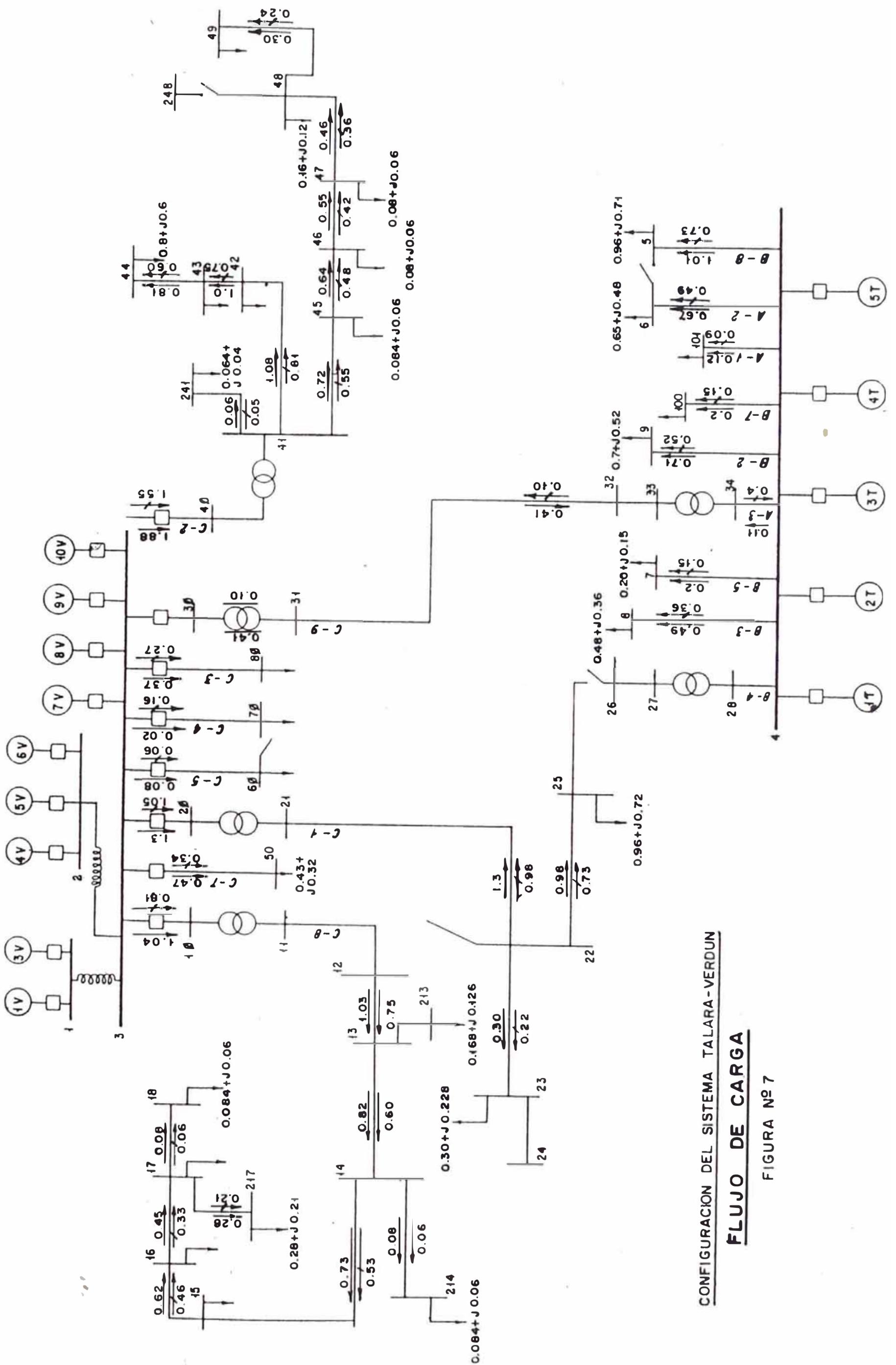
nombre de la barra en el Sistema y los cuadros N<sup>o</sup> 1 y N<sup>o</sup> 2 del Anexo II muestran el valor de los parámetros eléctricos de líneas y transformadores del sistema en estudio.

#### 2.4.7.2. Resultados Obtenidos

Para la ejecución del programa se ha considerado tres zonas, la primera corresponde a la CE Verdun y su distribución en 2.4 Kv, la segunda corresponde a la distribución de la energía eléctrica en 13.2 Kv y la tercera relacionada con la Talara y su distribución en 2.4 Kv.

En el Anexo VII se muestra los datos y la disposición de éstos en la forma en que es requerida por el programa.

En la figura N<sup>o</sup> 7 se muestra un diagrama unifilar con los valores de flujo de potencia activa y reactiva en todas las líneas del sistema, los mismos que han sido extraídos de los reportes de flujo de potencia obtenidos al ejecutar el



CONFIGURACION DEL SISTEMA TALARA-VERDUN

**FLUJO DE CARGA**

FIGURA N° 7

programa, los valores indicados por la computadora se muestran en el Anexo VII. En el mismo Anexo se muestra un reporte de barras con bajo voltaje, un listado de líneas trabajando en forma adecuada y un reporte de líneas sobrecargadas.

#### 2.4.7.3. Conclusiones del Estudio de Flujo de Carga del Sistema Talara-Verdun

Luego del análisis de los resultados obtenidos se concluye lo siguiente:

Los Rangos de Flujo de Carga Normal y de Emergencia de las Líneas que deben ser suministrados como datos al programa se han calculado por la capacidad de corriente que puede circular por el conductor para el de emergencia se considera en porcentaje de sobrecarga entre el 5 y 10 por ciento.

El Programa por estar diseñado para calcular sistemas de gran capacidad redondea los flujos expresados en números decimales al entero inmediato superior o inferior según sea el caso.

Para Los Rangos de flujo de carga normal

y de emergencia redondea los valores decimales al entero inmediatamente inferior.

Para los flujos de carga que circulan por líneas y transformadores valores calculados por el programa, redondea los valores decimales al entero inmediatamente superior.

Este criterio seguido por el programa es conservador ya que de esta forma lo que puede admitir la línea disminuye y lo que realmente circula aumenta.

En el caso de nuestro sistema por ser los flujos de potencia pequeños esta forma de redondeo, determina que en el reporte de líneas y/o transformadores fuera de rango (sobre cargados) aparezcan algunas que realmente no lo están, así por ejemplo en el reporte citado aparece que se indica a continuación:

FROM BUS

NO

NAME

1 Barra 2.4 CE Verdun - Máquinas 1 y 3

TO BUS

NO

NAME

3 Barra Principal CE. Verdun

FLOW

RATINGS

MVA

NORMAL

EMERGENCIA

1

1

1

Lo cual es producto del redondeo efectuado, los resultados exactos sin redondeos mostrados en el Anexo VII indica que el reporte sin redondeo seria.

FROM BUS

NO

NAME

1 Barra 2.4 CE. Verdun- Máquinas 1 y 3

TO BUS

NAME

3 Barra Principal CE. Verdun

FLOW

MVA

NORMAL

EMERGENCIA

0.91

1.44

1.60

Al redondear el Rango Normal y de emergencia se hace al inmediato inferior o sea 1; y al redondear el flujo real calculado se hace al inmediato superior es decir 1.44 y 1.60 se redondean a 1 y 0.91 lo que trae como consecuencia que este elemento que corresponde al reactor que une la barra 1 a la 3 en la CE. Verdun sea reportado como sobrecargado cuando no lo está.

Por lo expuesto es que en el reporte de líneas y/o transformadores fuera de rango, para un mejor análisis se ha colocado los valores reales de flujo sin redondeo, obteniéndose la siguiente:

a) El único elemento que realmente está sobrecargado el que va de la barra Nº 40 a la barra Nº 41, en el diagrama unifilar del sistema Talara- Verdun corresponde al transformador del circuito C-2; por el que está circulando un flujo de 2-18 MVA siendo su capacidad normal de 2 MVA y la de emergencia de 2.2 MVA.

b) La Línea que va de la barra N<sup>o</sup> 3 a la barra N<sup>o</sup> 40 perteneciente al circuito C-2 (cable de la CE. Verdun a la S.E Verdun en 2.4 Kv) esta trabajando con el 90% de su capacidad nominal (2.5 MVA), estando próximo a sobrecargarse.

c) El Transformador del circuito C1 (barra a la barra 21) está operando con el 80% de su capacidad nominal (2 MVA), estando próximo a sobrecargarse.

d) Las demás líneas del Sistema Talara-Verdun trabajan en un régimen satisfactorio y por debajo de su capacidad nominal.

#### 2.4.8. Estudio de Flujo de Carga del Sistema Malacas

##### 2.4.8.1. Configuración del Sistema Malacas

En la figura N<sup>o</sup> 8 se muestra el esquema unifilar simplificado del sistema Malacas, en el se ha incluido el total de las unidades de generación, transformadores líneas y sub-estaciones principales del sistema.

A las barras y sub estaciones se les

DIAGRAMA UNIFILAR CE. MALACAS

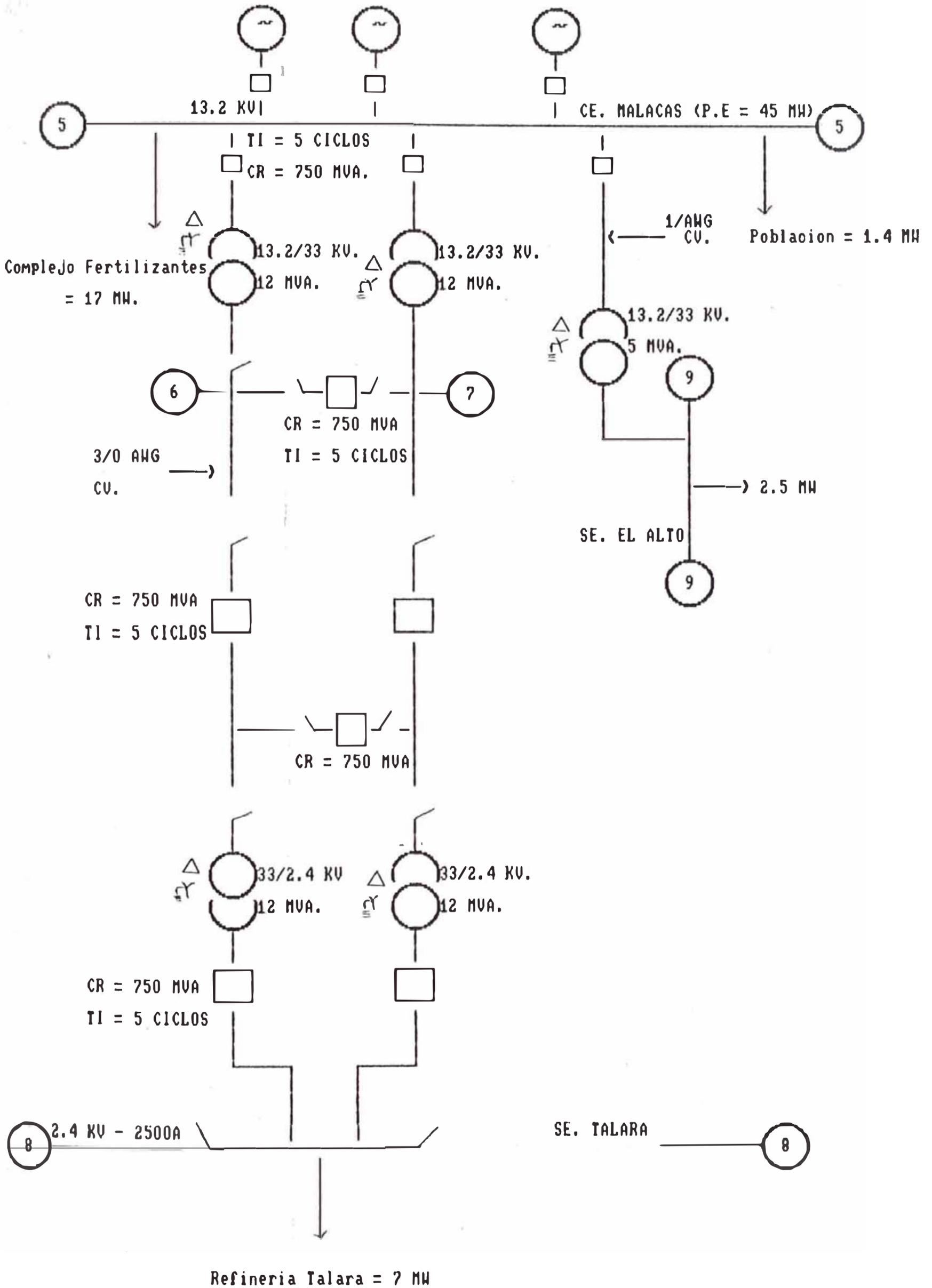


FIGURA No. 8

asignado un número, el Cuadro Nº 5 del Anexo VI identifica el número con el nombre de la barra en el sistema y los cuadros Nº 1 y Nº 2 del Anexo II muestra el valor de los parámetros eléctricos de líneas y transformadores del sistema en estudio.

#### 2.4.8.2. Resultados Obtenidos

En la figura Nº 9 se muestra un diagrama unifilar con los valores de flujo de potencia activa y reactiva en todas las líneas del sistema.

### 2.5. Análisis de Cortocircuito de los Sistemas Existentes

#### 2.5.1. Consideraciones Generales

forma normal de operación de un sistema de potencia puede interrumpirse por medio de incidentes no deseables pero inevitables, si el aislamiento del sistema fallase en un determinado punto si un objeto conductor hiciera contacto con una línea de potencia descubierta se dice que ocurre un cortocircuito o falla.

Son diversas las causas de falla, entre ellas se encuentran descargas atmosféricas, daños por

FLUJO DE CARGA CE. MALACAS

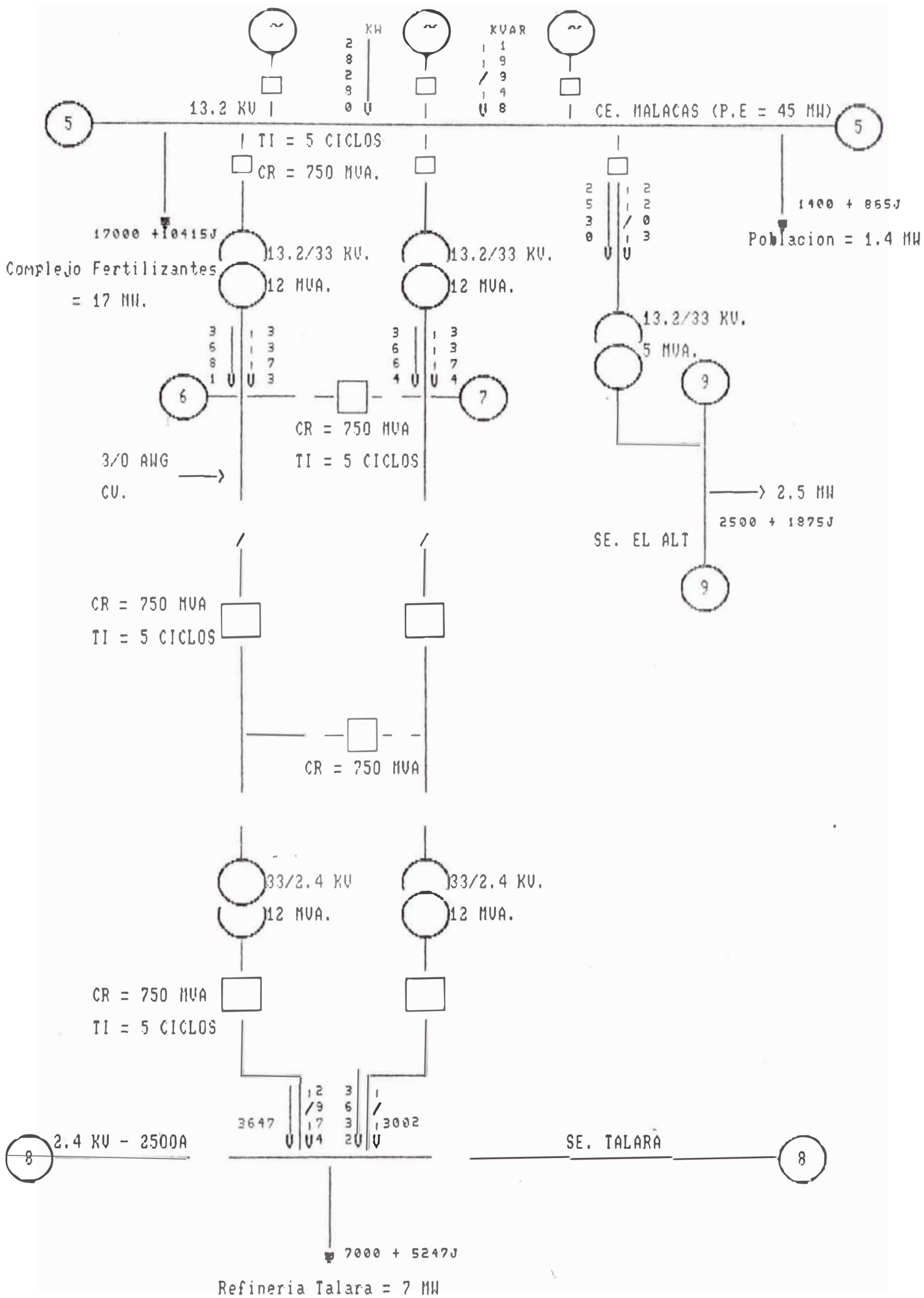


FIGURA No. 9

vientos, árboles caídos sobre las líneas, vehículos que chocan en las torres o postes, aves que cortocircuitan las líneas, vandalismo, pequeños animales que se introducen en los equipos eléctricos.

Las fallas de los sistemas de potencia se pueden clasificar en 4 tipos, en orden de la frecuencia recurrente son: simple línea tierra, línea a línea, doble línea tierra y falla trifásica. Los 3 primeros tipos constituyen graves condiciones de operación no balanceada.

Es importante determinar los valores de voltajes y corrientes del sistema, durante las condiciones de falla de modo que se ajusten los dispositivos de protección para detectar y reducir al mínimo los efectos perjudiciales de estas contingencias.

El método de las componentes simétricas es adecuado para el análisis del sistema en caso de falla.

El estudio cortocircuito en un sistema de potencia permite obtener lo siguiente:

1. Establecer la capacidad de los interruptores.
2. Selección y coordinación del equipo de protección del sistema.

### 3. Cálculo de esfuerzos dinámicos y térmicos en las instalaciones.

#### 2.5.2. Modelamiento de Componentes

- Representación de líneas.- Las líneas son modeladas considerando su equivalente  $\pi$ , las impedancias de secuencias positivas y negativas se asumen iguales, la impedancia de secuencia cero han sido estimadas en base a las recomendaciones contenidas en el manual de instalaciones de distribución de energía eléctrica de BROWN BAVERI en el que establece las impedancias de secuencia cero para líneas y cables como 3.5 veces el valor de la impedancia de la línea ( $X_0 = 3.5 X_1$ ).

- Representación de Transformadores.- Los transformadores se consideran como reactancias referidas al lado primario, los que se obtienen de los datos de placa los taps de los transformadores se representan en los circuitos de secuencia positiva, negativa y homopolar. La impedancia de cortocircuito es dato de placa de transformador.

El valor de la reactancia de secuencia cero se ha estimado por recomendaciones de la BBC como 0.8 a 0.95 veces del valor de reactancia del transformador ( $X_{0r} = 0.9 X_r$ ).

- Representación de Generadores Síncronos.- Los generadores síncronos se consideran como una fuente de tensión interna y una reactancia en serie igual valor a la reactancia sub-transitoria  $X''_d$  del generador.

reactancia de secuencia cero se ha estimado atendiendo lo recomendado por la BBC en 2.5 veces el valor de la reactancia sub-transitoria del generador ( $X_{0g} = 2.5 X''_d$ ).

### 2.5.3. Procedimiento

Para efectuar el estudio de cortocircuito de los sistemas eléctricos existentes utilizaremos el computador y como software especializado el programa NEW FAULT, escrito en lenguaje fortran IV.

Este programa puede calcular los parámetros del sistema para dos tipos de falla, cortocircuito trifásico y monofásico a tierra.

El Programa utiliza el método de componentes simétricos del cual se sirve para representar un sistema de vectores que son simétricos (desbalanceados) en un conjunto de vectores simétricos.

El Programa tiene capacidad para calcular un sistema de 1500 barras, 2500 líneas y 250 transformadores.

#### 2.5.4. Datos Requeridos

Los datos necesarios para ejecutar el programa son:

##### - Datos de Líneas

Se requiere la resistencia y reactancia de la línea en secuencia positiva, negativa y homopolar o cero, se asume las impedancias de secuencia positiva igual a las de secuencia negativa.

##### - Datos de Transformadores

Se requiere la reactancia de cortocircuito del transformador, así como el valor de la reactancia de secuencia cero, el grupo de conexiones y el tipo.

##### - Datos de Generadores

Se requiere los valores de la reactancia subtransitoria  $X''_d$  y la forma conexión del generador con neutro a tierra o neutro aislado; dependiendo de ella intervendrá o en el circuito correspondiente de la red de secuencia cero.

## 2.5.5. Estudio de Cortocircuito del Sistema Talara-Verdun

### 2.5.5.1. Diagrama de Impedancias

En base al diagrama unifilar del sistema y con los valores correspondientes de líneas, transformadores y generadores consignados en el Cuadro Nº 1, 2 y 3 del Anexo II se ha elaborado el mapa de impedancias de la figura Nº 10.

El sistema Talara-Verdun es un sistema con neutro aislado ( $\Delta-\Delta$ ), por tanto no existe red de secuencia cero y solo trabajaremos con las redes de secuencia positiva y negativa.

Los datos son identificados por el programa por el número de tarjeta de control y por la posición que ocupan (# de columna) dentro de los formatos de campos para líneas; transformadores y generadores.

La posición en que deben ser introducidos los datos se muestra en el Anexo VIII.



#### 2.5.5.2. Resultados Obtenidos

En la figura N<sup>o</sup> 11 se muestra un diagrama unifilar con los valores de la Potencia de cortocircuito en MVA en cada barra del sistema los mismos que han sido extraídos de los reportes niveles de cortocircuito obtenidos al ejecutar el programa, los valores indicados por la computadora se muestran en Cuadro N<sup>o</sup> 6 del Anexo N<sup>o</sup> IX.

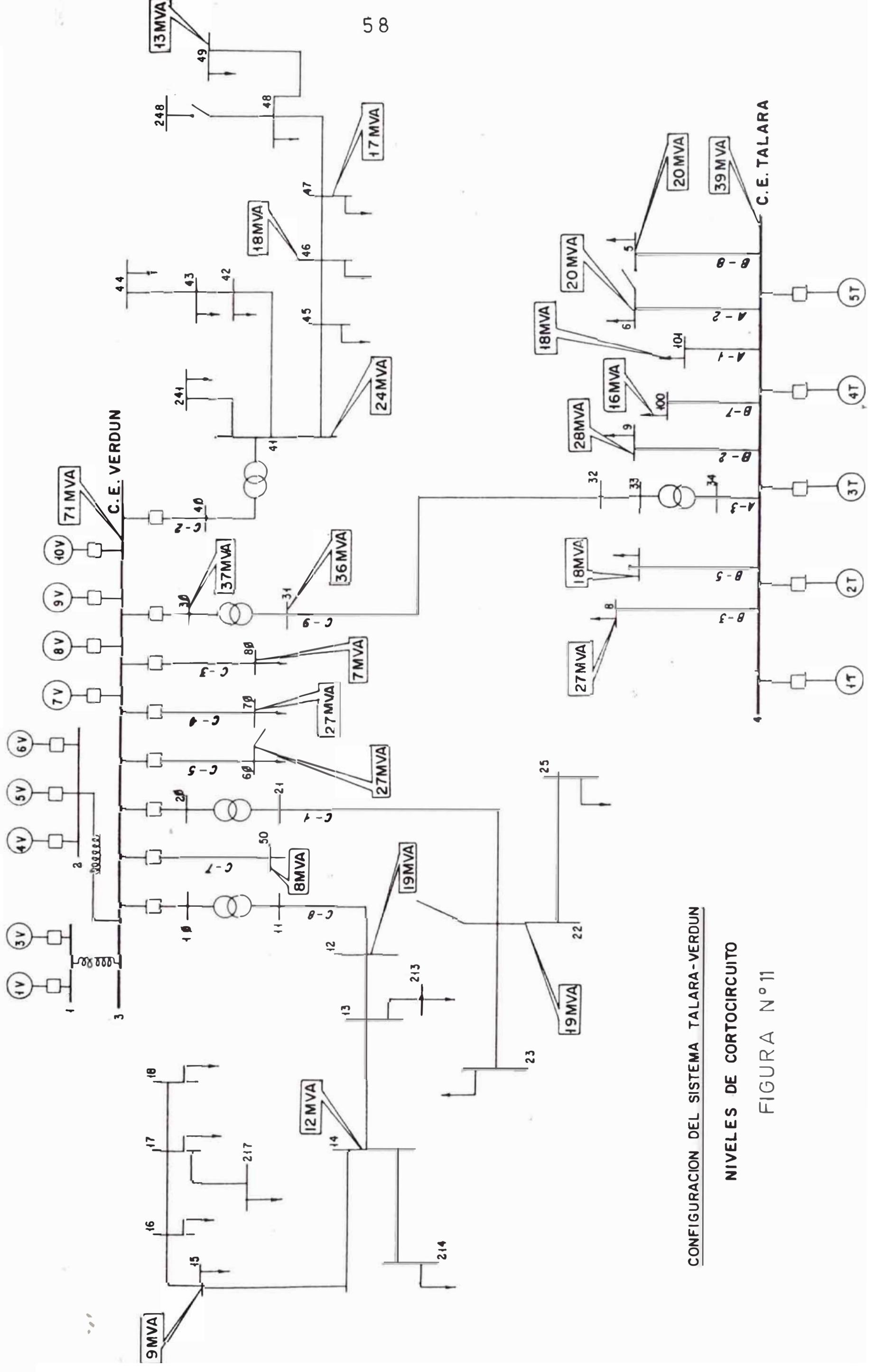
#### 2.5.5.3. Conclusiones del Estudio de Cortocircuito del Sistema Talara-Verdun

Luego del análisis de los resultados obtenidos se concluye lo siguiente:

Los niveles de cortocircuito en las barras del sistema son aceptables.

Podemos citar por ejemplo que el nivel de cortocircuito en la barra de 2.4 CE. Verdun es 71 MVA, existiendo en la Central interruptores de 100 MVA.

En la barra de la CE. Talara DE 2.4 Kv el nivel de cortocircuito obtenido es de 39 MVA, existiendo en la CE. interruptores de 50 MVA.



CONFIGURACION DEL SISTEMA TALARA-VERDUN

NIVELES DE CORTOCIRCUITO

FIGURA N° 11

Examinando la Potencia de cortocircuito en las demás barras se concluye que son valores adecuados.

## 2.5.6. Estudio de Cortocircuito del Sistema Malacas

### 2.5.6.1. Diagrama de Impedancias

En base al diagrama unifilar del sistema y con los valores correspondientes de líneas, transformadores y generadores consignados en el Cuadro Nº 1, 2 y 3 del Anexo II se ha elaborado el mapa de impedancias de la figura Nº 12.

El Sistema Malacas es un sistema con neutro a tierra, por lo tanto es menester trabajar con las redes de secuencia positiva, negativa y cero.

### 2.5.6.2. Resultados Obtenidos

En la figura Nº 13 se muestra un diagrama unifilar con los valores de la potencia de cortocircuito en MVA en cada barra del sistema, los cuales fueron extraídos de los reportes de niveles de cortocircuito, calculados por la computadora al ejecutar el programa NEW FAULT.

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DEL SISTEMA ELECTRICO MALACAS

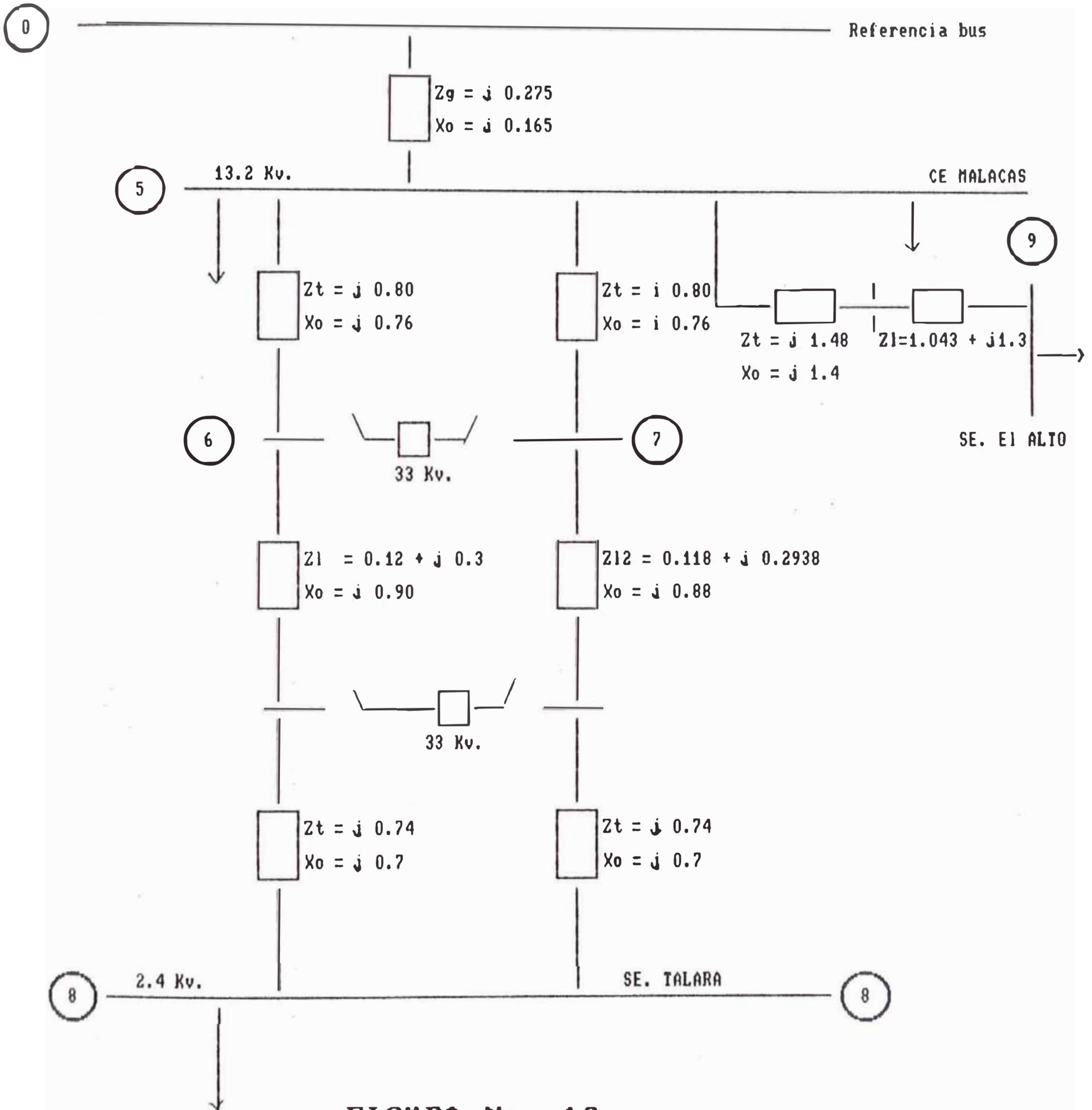


FIGURA No. 12

NIVELES DE CORTOCIRCUITO CE. MALACAS

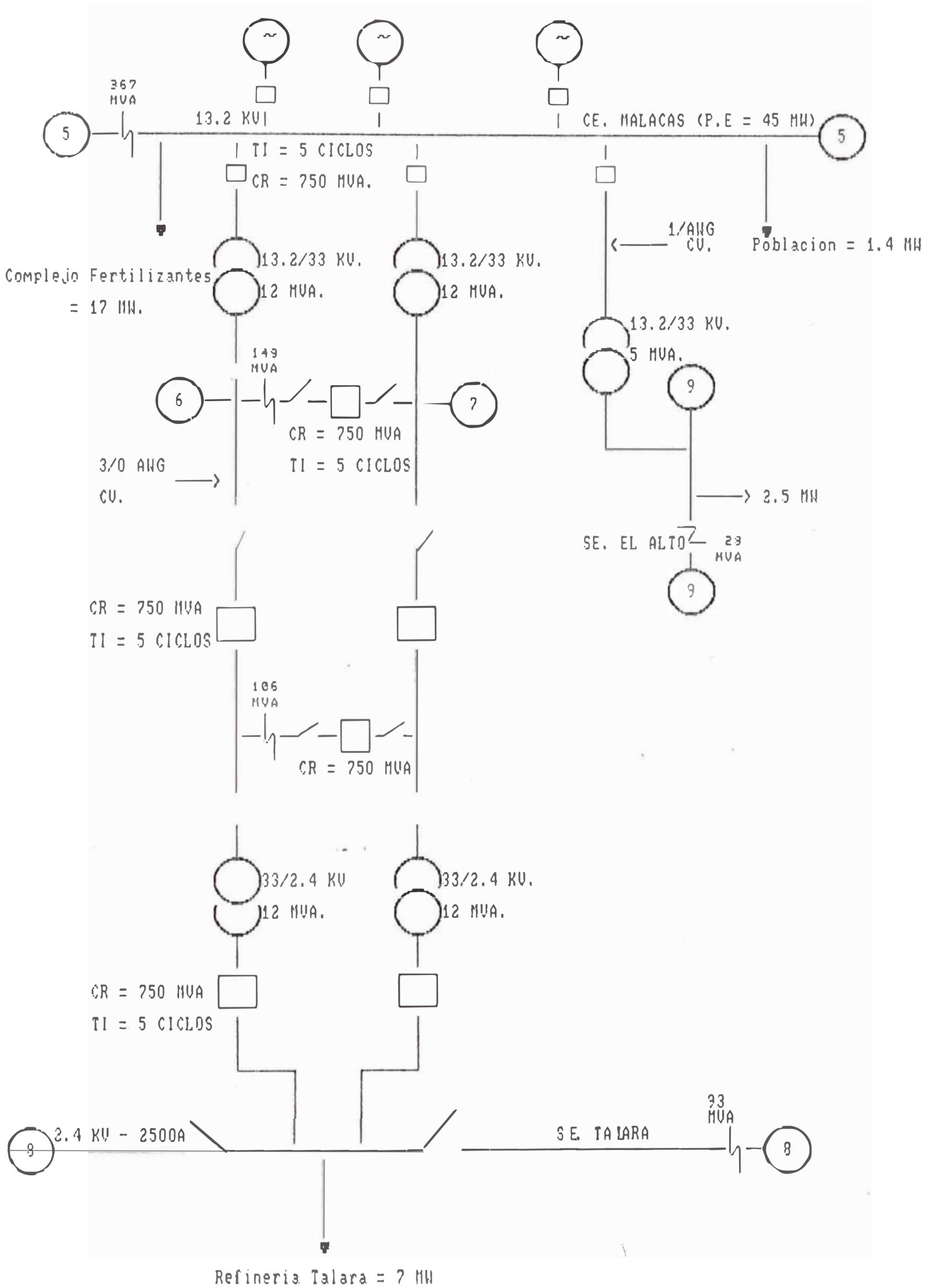


FIGURA No. 13

### 2.5.6.3. Conclusión del Estudio de Cortocircuito del Sistema Malacas

Luego del análisis de los resultados obtenidos se concluye lo siguiente:

Los niveles de cortocircuito en todas las barras del sistema están por debajo de la potencia disruptiva de los interruptores, siendo la coordinación de los elementos de protección del sistema la adecuada.

## 2.6. Estudios de Alternativas de Ubicación y/o Modificación de Sistemas Eléctricos Existentes

Los Sistemas Eléctricos actualmente en operación en el Noroeste alimentan cargas industriales de Petro Perú y cargas de población las cuales sufren un proceso evolutivo natural que obedece a la ejecución de nuevos proyectos en el sector industrial y al crecimiento demográfico de la zona. Lo que trae como consecuencia variaciones en las solicitudes de carga en cada uno de los sistemas existentes con el transcurrir del tiempo, la evaluación de tales variaciones se efectúa en un estudio de Mercado Eléctrico de la zona, para tal fin se ha tomado como referencia el estudio efectuado por la sección técnica del Departamento de Servicios

Industriales de Petro-Perú S.A. sobre la "Proyección de la Demanda en los Sistemas Eléctricos N.O" en el cual se indica como se irá modificando la máxima demanda en los sistemas existentes durante el período 1990 - 2005.

El Cuadro Resumen de la Proyección de la Demanda en los sistemas eléctricos se muestra en la Figura Nº 14.

Del análisis del mismo se concluye que se producirá incrementos considerables de la demanda que superará la capacidad de generación de los sistemas eléctricos existentes, siendo necesario efectuar un estudio de las diferentes alternativas factibles de implementar, con el objeto de incrementar la capacidad de generación y poder cubrir la demanda proyectada para el Período 1990 - 2005.

En razón al déficit de energía eléctrica pronosticado en el cuadro de proyección de demanda es necesario efectuar en primera instancia la reubicación y/o modificación de los sistemas eléctricos existentes con el propósito de aumentar la potencia instalada y/o aprovechar la reserva rodante existente en algunos de ellos.

Para poder abastecer la demanda proyectada para el Período 1990-1992 es necesario efectuar las siguientes acciones:

Transferencia, montaje, instalación y puesta en

## CUADRO RESUMEN DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS N.O.

SIST. ELECTRICO	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
MALACAS (kW)	29943	33940	37103	38077	41871	42064	43404	43662	44982	45268	45571	46059	47497	47856	48236	48642
TALARA VERDUN (KW)	8854	10084	11132	11448	11781	12187	12604	13069	13590	14175	14834	15579	16425	17387	18485	19615
SUB - TOTAL (KW)	38797	44024	48235	49525	53652	54251	56008	56731	58572	59443	60405	61638	63922	65243	66721	68257
PORTA- CHUELO (KW)	144	168	168	168	513	513	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641
TOTAL (KW)	38941	44192	48403	49693	54165	54764	56649	57372	59213	60084	61046	62279	64563	65884	67362	68898

FIGURA Nº 14

servicio de los turbogeneradores Ruston de 1,100 Kw de Operaciones Oleoducto a Operaciones Noroeste para incrementar la capacidad de generación.

- Incremento de la Potencia de las turbinas de la C.E. Malacas mediante la inyección de vapor.

- Determinar la factibilidad y efectuar la interconexión entre los sistemas eléctricos Malacas y Talara-Verdun.

Las acciones antes indicadas se analizarán a continuación y deben ser ejecutadas independientemente del estudio de cualquier alternativa de generación con miras a la adquisición de equipo para incrementar la potencia instalada y hacer frente a la demanda en el período 1992-2005 y de los Planes de ElectroPerú en la zona.

2.6.1. Transferencia, Montaje, Instalación y puesta en Servicio de dos Turbogeneradores Ruston de 1,100 Kw de Operaciones Oleoducto a Operaciones Noroeste para incrementar la Capacidad de Generación

Operaciones Oleoducto dispuesto la transferencia de dos turbogeneradores Ruston TA-1750 de 1,100 Kw de potencia a otras operaciones de la empresa, el Dpto de Servicios Industriales de operaciones Noroeste gestionó se le asigne estos equipos en función de sus requerimientos urgentes de capacidad adicional de generación.

Los datos técnicos de estos equipos son los siguientes:

- Modelo: TURBINA a gas TA-1750

- Potencia: 1,100 Kw

Fabricante: RUSTON - INGLATERRA

Temperatura de ciclo máxima Tolerable: 840 °C

Alarma : 855 °C

Parada : 870 °C

- Temperatura de aceite lubricante

Alarma : 66 °C

Parada : 72 °C

Protección de Sobrevelocidad 1980 Rpm

Alternador GENERAL ELECTRIC:

GENERADOR Sincrono 1,100 Kw

Excitatriz de C.A sin escobillas

Regulador estático de Voltaje

30, 60 Hz, 1,800 Rpm

Voltios 480/2400/4160

F.p = 0.8

La Gerencia ha aprobado la transferencia de los dos turbogeneradores Ruston a operaciones Nordeste los mismos que serán ubicados en las CE. de Verdun y la CE. El Alto.

Ubicación de estos grupos en las centrales

antes mencionados se ha determinado teniendo en cuenta el déficit de generación existente actualmente en la zona Norte (El Alto y Organos), en El Alto los grupos fullagar de la central eléctrica han sido retirados de servicio, alimentándose esta localidad a través de la línea Malacas - El Alto desde Julio/85, por otro lado también existe déficit de generación en la Central Los Organos alimentándose esta zona a través de la línea de transmisión Feeder # 10 en forma provisional, no teniendo esta suficiente capacidad para cubrir la demanda, además de ser también una línea bastante antigua y deteriorada.

Al haberse transferido la carga de Los Organos al Sistema Malacas se han sobrecargado los transformadores de llegada de la línea de transmisión hasta en 20 % constituyendo ello un peligro potencial para ese sistema.

Igualmente se prevee la inclusión de nuevas cargas pertenecientes a los programas de Viviendas en vías de terminación y a la electrificación de pueblos jóvenes de la zona de Talara Alta las que serán incorporadas al Sistema Talara-Verdun.

En la Figura N<sup>o</sup> 15 se muestra el diagrama unifilar de la instalación de los turbogeneradores Ruston en las centrales respectivas.

Ambos Turbogeneradores ya han sido trasladados a nuestras operaciones, habiéndose iniciado la ejecución de las obras civiles en las centrales respectivas para la instalación y puesta en servicio de los mismos.

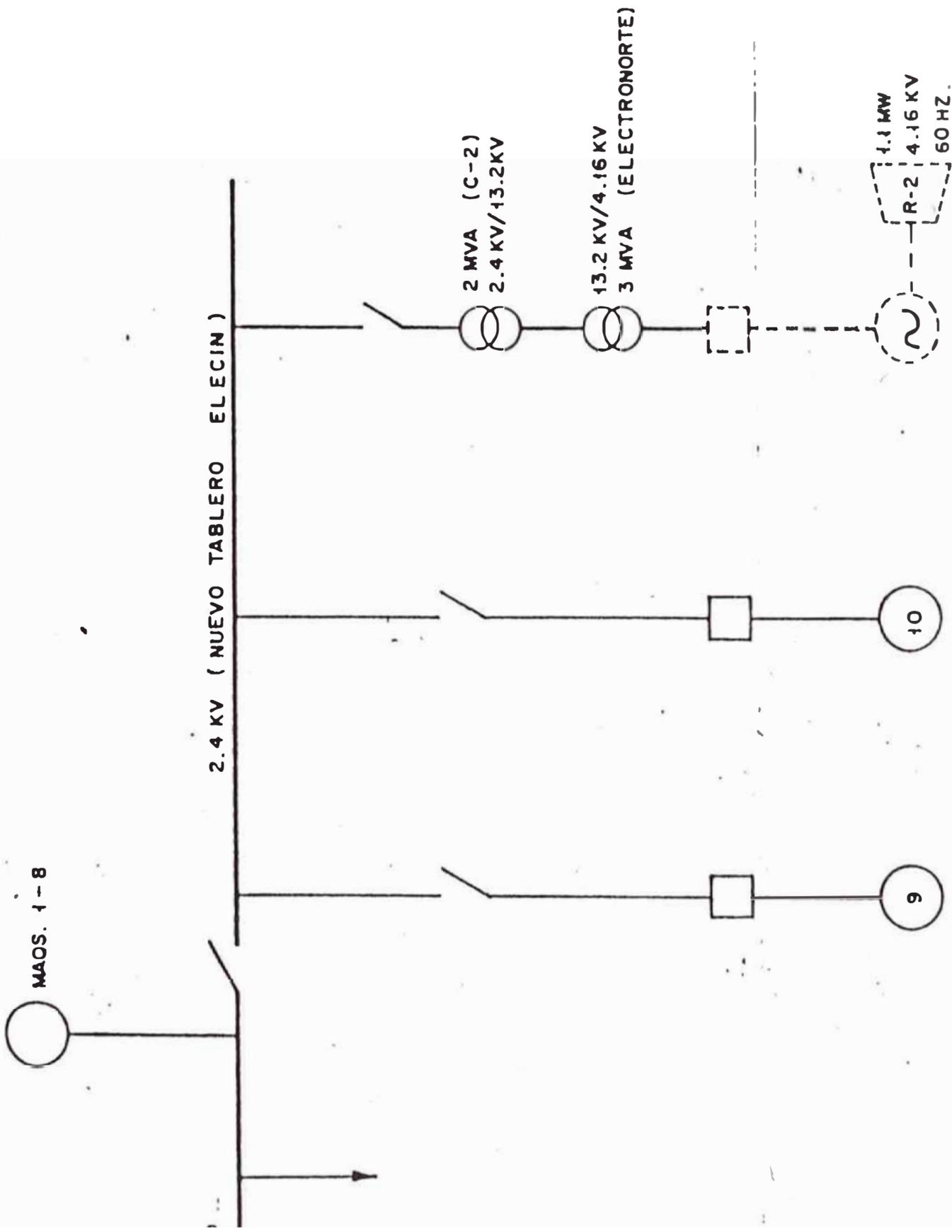
Es necesario además iniciar a la brevedad la tramitación de la orden de compra por repuestos para efectuar el mantenimiento mayor (reparación general) de uno de los turbogeneradores que a la fecha tiene 19,250 hrs de operación v/s las 16,000 horas requeridas para su overhall, así como adquirir un transformador de 1500 KVA y 4160/3,300 voltios, este turbogenerador será instalado en El Alto.

El otro turbogenerador aún no ha completado sus horas para su reparación general teniendo a la fecha 14,135 horas de operación y será instalado en la CE. Verdun.

Al instalarse y ponerse en servicio dichos turbogeneradores la potencia instalada y



C.E. VERDUN



TURBOGENERADORES RUSTON EN C.E. VERDUN

TAL - ENE - '88  
Nº DSIN-88-A-035  
E.B.L.

FIGURA Nº 15-A

garantizada en los sistemas eléctricos existente  
serán:

Sistema	P. instal.	P. Efect.	P. Garant.
Sist. Eléct. Malacas	56,000Kw	46,620kw	31,300kw
Sist. Eléct. Talara- Verdun	18,117Kw	14,500Kw	11,540Kw
Sist. Eléct. Porta- chuelo	1,500Kw	940kw	620Kw

## 2.6.2. Incremento de la Potencia de las Turbinas de la CE. Malacas mediante la inyección de vapor

### 2.6.2.1. Antecedentes

La CE. Malacas como se cito anteriormente posee tres grupos generadores accionados por turbinas a gas de 18,000Kw de Potencia Nominal base a condiciones Iso (13°C de temperatura ambiente y 1 atmósfera de presión)

Siendo a las condiciones ambientales de la zona la potencia efectiva de 15,000Kw con el objeto de hacer frente al crecimiento de la demanda proyectada para período 1990-1991 es necesario efectuar el proyecto de inyección de vapor a las turbinas de los grupos

generadores, siendo el tiempo de implementación sumamente corto, no requerir mayor equipamiento ni modificaciones al conjunto básico turbina-generador puesto que el incremento de potencia lograr será menor que la potencia máxima de diseño de la turbina.

#### 2.6.2.2. Descripción de Proceso

El proceso consiste en inyectar vapor de agua saturado en las cámaras de combustión de la turbina, el cual se inyecta a la salida del compresor, antes que el aire ingrese a las canastillas de combustión.

La inyección de vapor hace que la masa de trabajo de la turbina se incremente y en consecuencia se incrementa su potencia; como la cantidad de aire que fluye por el compresor no ha variado, tampoco varía la potencia consumida por el mismo.

Las turbinas en la CE. Malacas operan cumpliendo un ciclo Brayton abierto a la atmósfera (ciclo simple).

En la Figura Nº 16 se muestra el ciclo teórico el cual se verifica según la trayectoria 1-2-3-4, el ciclo real según 1-5-3-6 donde:

1. Proceso 1-5 compresión de aire
2. Proceso 5-3 combustión, generación de gases
- Proceso 3-6 expansión de los gases en la turbina

En la Figura Nº 17 se muestra el ciclo con inyección de vapor. El ciclo teórico es 1-2-7-3-4. El ciclo real, 1-5-7-3-6, donde:

1. Proceso 1-5 compresión de aire
2. Proceso 5-7 inyección de vapor saturado en la cámara de combustión, incremento de masa.
3. Proceso 7-3 combustión, generación de gases y recalentamiento del vapor de agua
4. Proceso 3-6 expansión de la mezcla gases-vapor recalentado en la turbina

inyección de vapor se realiza en la carcasa que contiene los combustores, es decir a la salida del compresor antes de

TURBINAS MW - 1916  
CICLO SIMPLE

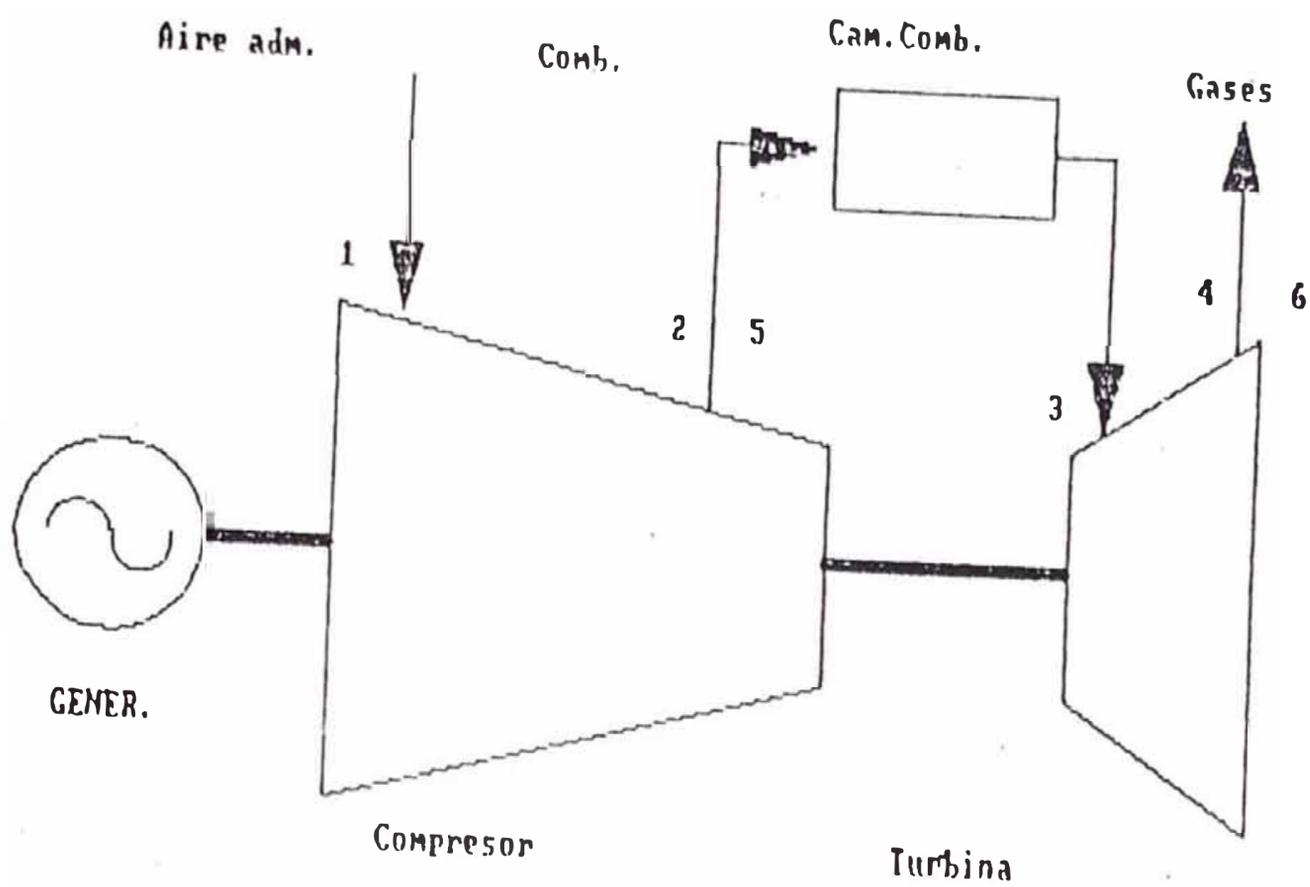


Diagrama T - s

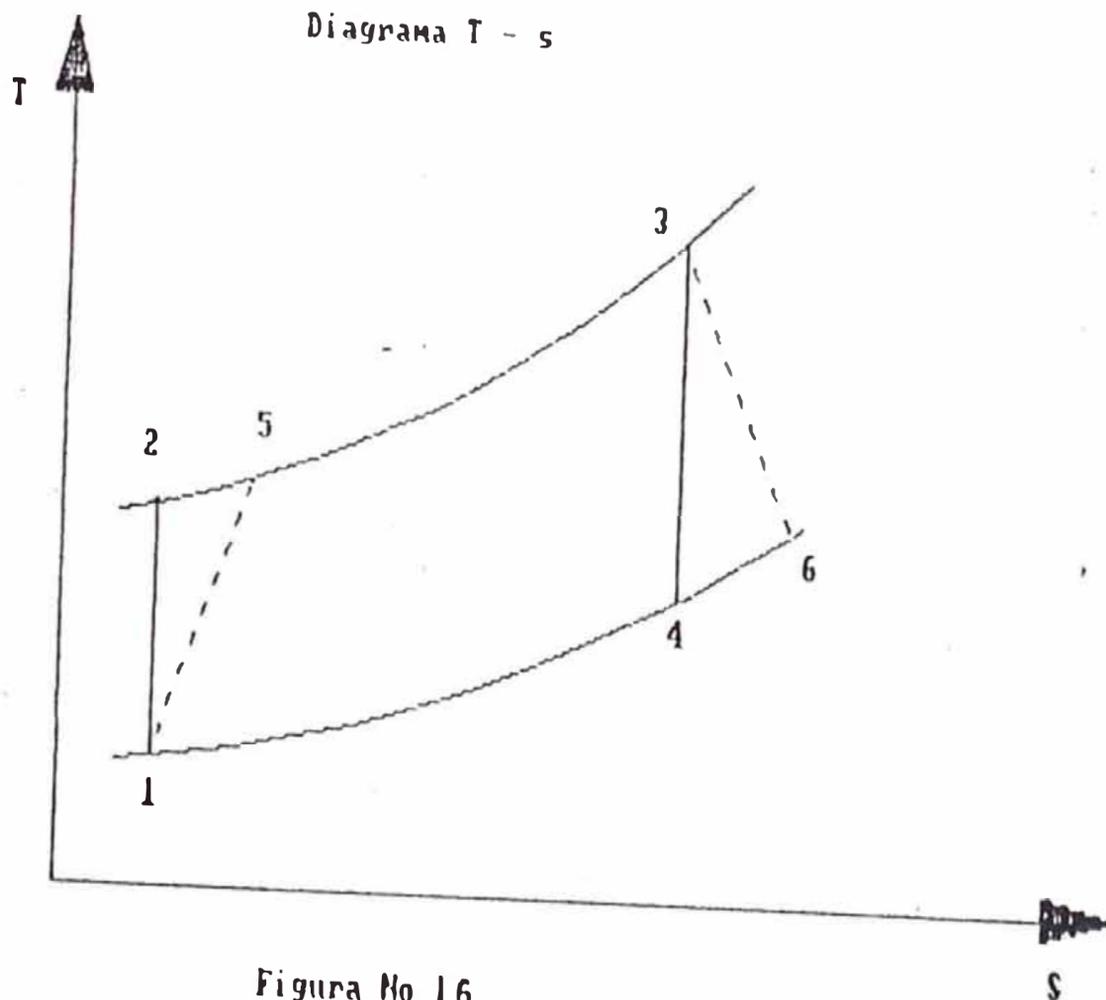


Figura No 16

TURBINAS MW - 191G  
CICLO INYECCION DE VAPOR

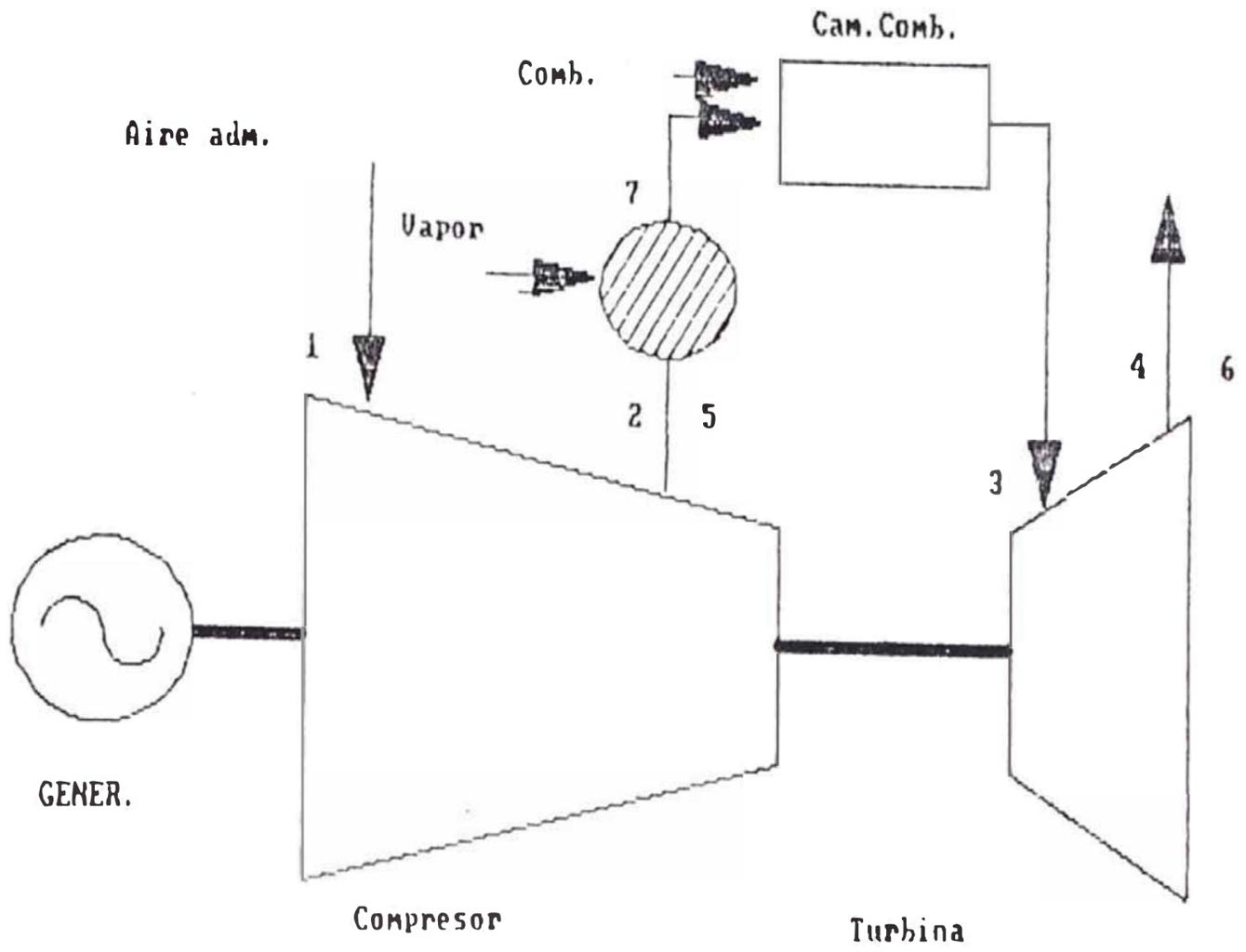


Diagrama T - s

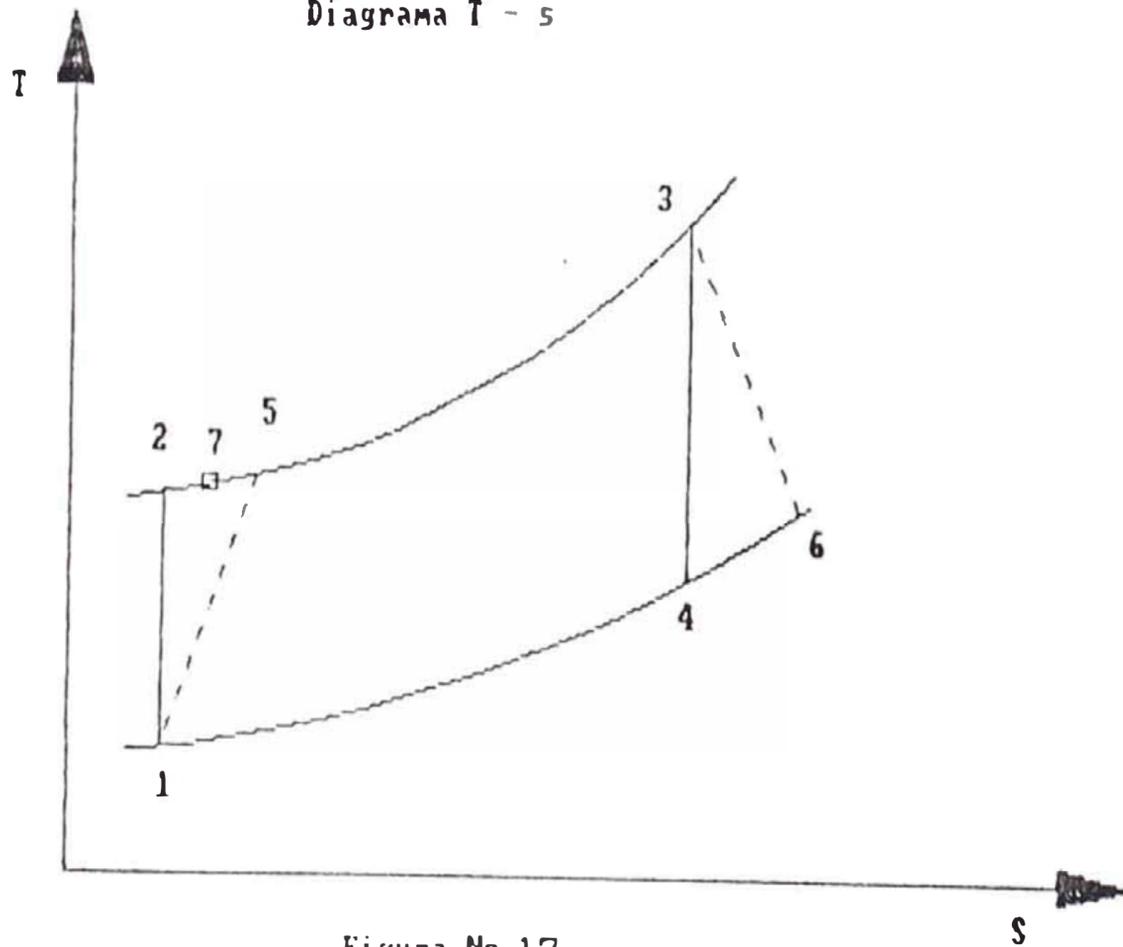


Figura No 17

ingresar al combustor. Ver Figuras 18, 19 y 20.

El flujo de masa a través del compresor permanece constante en ambos ciclos, esto significa que para una misma carga base, la potencia consumida por el compresor no varía con la inyección de vapor, mientras que la masa de trabajo que pasa por la turbina se incrementa en la medida que se inyecta vapor.

El vapor inyectado sirve exclusivamente para incrementar la potencia de la turbina.

La mezcla aire-vapor resultante, tiene una temperatura ( $t_7$ ) algo menor que la del aire a la salida del compresor ( $t_5$ ). El vapor de agua no participa en la combustión de la mezcla aire-combustible.

El vapor de agua consume algo de calor para recalentarse hasta la temperatura máxima del ciclo ( $t_3$ ). Por este motivo, consumo de combustible se incrementa ligeramente.

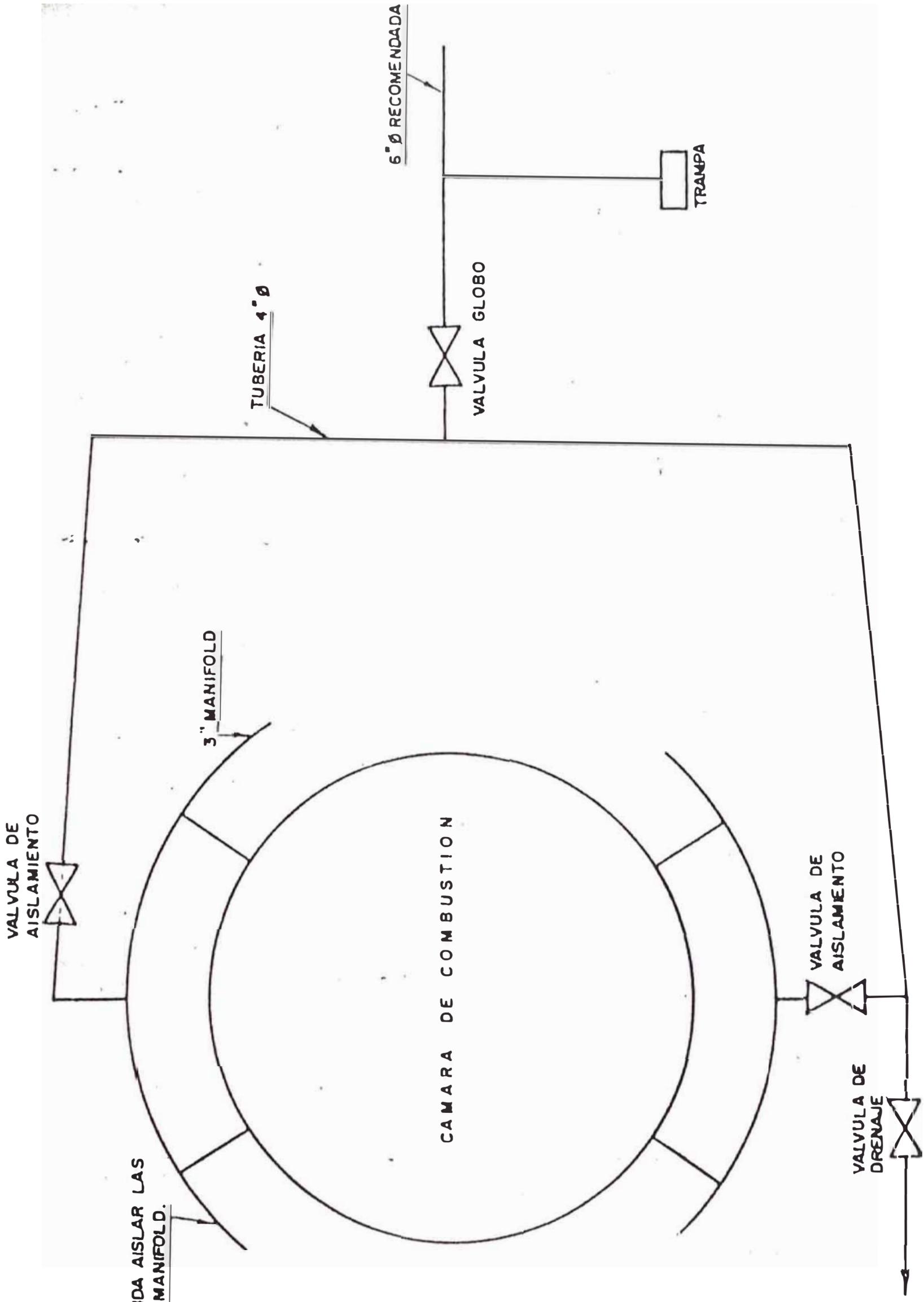


FIG.18 DIAGRAMA DE TUBERIAS PARA INYECCION DE VAPOR

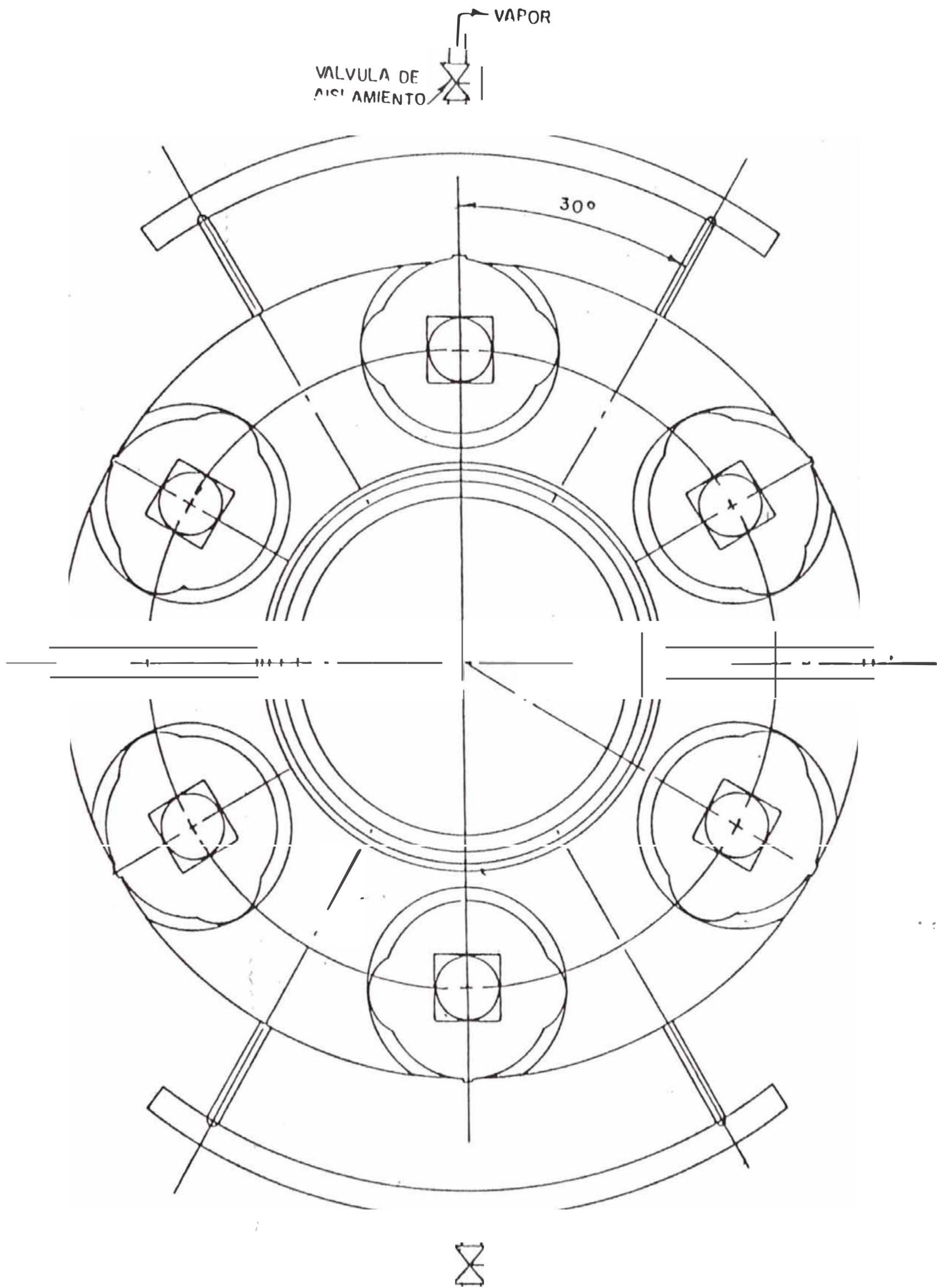


FIG. N° 19 CORTE TRANSVERSAL MODIFICACIONES INYECCION  
DE VAPOR

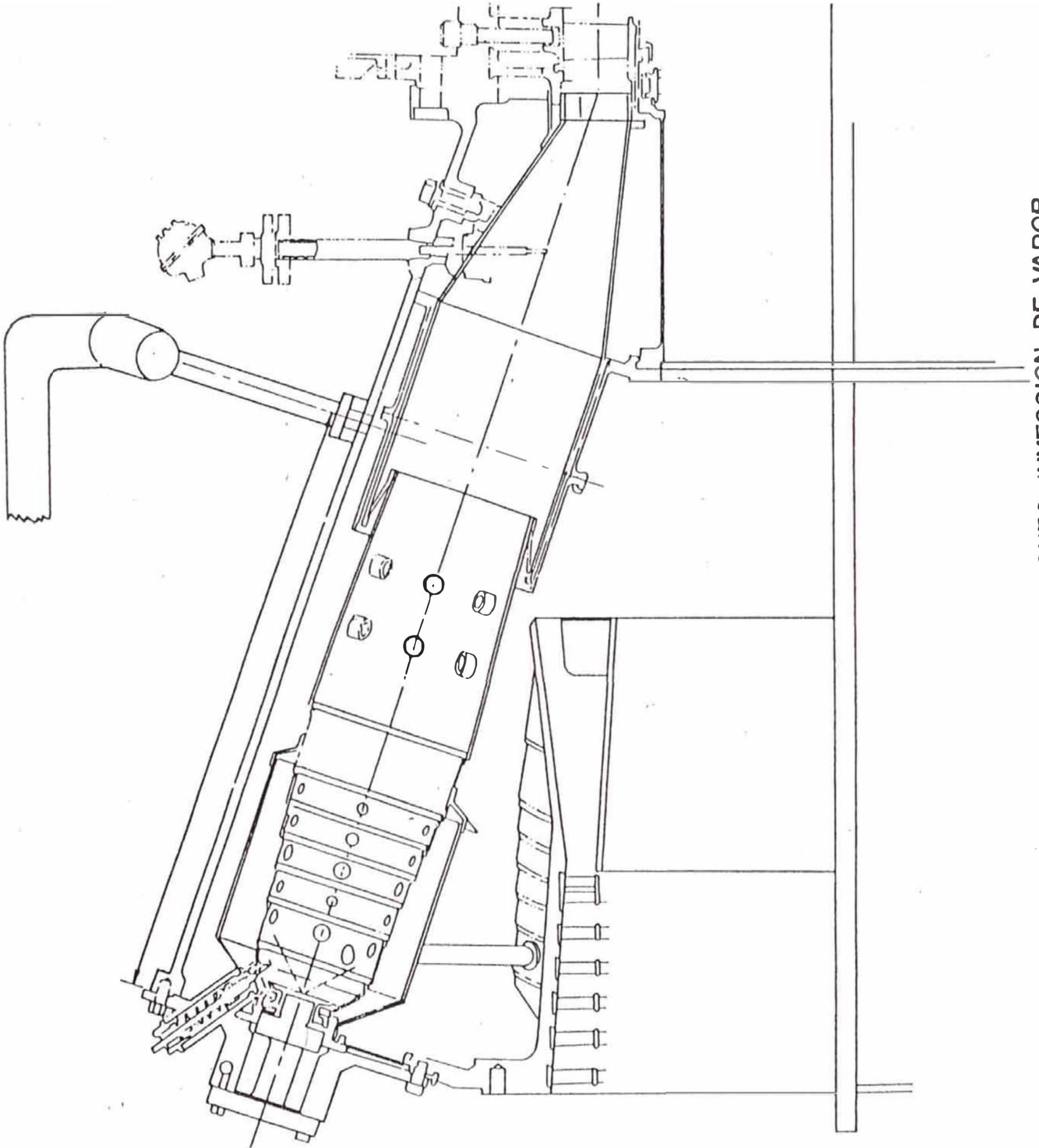


FIG. N<sup>o</sup> 20 CORTE LONGITUDINAL: MODIFICACIONES INYECCION DE VAPOR

Debido a que el vapor de agua tiene mayor calor específico que los gases de combustión, se obtiene mayor potencia por unidad de masa de vapor que por unidad de masa de gases de combustión. Esto permite aprovechar más eficientemente el calor suministrado. Como consecuencia, el rendimiento de la instalación turbogeneradora se incrementa, es decir disminuye el consumo de calor específico de calor.

La mejor utilización de este método es emplear la recuperación del calor de los gases de escape para obtener el vapor. Es decir no tener consumo adicional de combustible. De este modo se incrementa el rendimiento del sistema turbogenerador vapor.

Por otro lado, si se obtiene el vapor en calderos, el beneficio que se obtiene es incrementar la potencia de la turbina pero no se incrementa el rendimiento del sistema.

La cantidad de vapor inyectado está limitado por tres factores:

a. Resistencia de los componentes de la instalación generadora: turbina, reductor principal y generador.

b. Calor disponible en los gases de escape para evaporar completamente el agua suministrada.

c. Cuanto flujo puede incrementarse sin que el compresor entre en bombeo (surge).

De acuerdo con la información del fabricante, el vapor no produce efectos nocivos en los componentes de las turbinas.

vapor que se ha considerado para el análisis de la inyección de vapor es el de Fertilzantes, con las siguientes características:

Vapor Saturado

Presión : 16 bar. (235 psig)

Temperatura : 202°C (396° F)

#### CALCULOS

Los datos de entrada para determinar potencias, eficiencias y consumos son:

Temperatura ambiente	°C : t1
Presión atmosférica	Bar : p1
Presión de descarga del compresor	Bar : p2
Temp. de descarga del compresor	°C : t5
Temp. de gases de escape	°C : t6
Consumo de combustible	m <sup>3</sup> /hr:
Potencia de salida	KW : nes

Los subíndices se refieren a los puntos de la Figura N<sup>o</sup> 17 como ejemplo, para la unidad B, luego de su última inspección general (Feb. '88), se tienen los valores del Cuadro N<sup>o</sup> 7 del Anexo X.

han realizado los cálculos teniendo como referencia las cargas base de 12,000, 14,100 y 16,000 Kw, variando en cada caso la cantidad de vapor inyectado 2, 4, 6, 8 y 10 Ton/hr. En los cuadros N<sup>o</sup> 8, 9 y 10 del Anexo X pueden verse los resultados para caso de obtener el vapor en caldero (con suministro adicional de combustible).

En los Cuadros Nº 11, 12 y 13 del mismo Anexo están los resultados para el caso de obtener vapor en recuperador de calor de los gases de escape de la turbina.

En el Cuadro Nº 8 se aprecia que inyectando 10 Ton/hr. de vapor, la potencia se incrementa en 2 MW, el rendimiento del turbogenerador se incrementa de 24.6 a 26.9%, el rendimiento del sistema, es decir incluyendo generación de vapor, tiene variación significativa (de 24.6 a 24.9%). El consumo específico de calor prácticamente no disminuye: de 14,641 a 14,438 KJ/KW-Hr.

Para la misma cantidad de vapor inyectada, teniendo como carga base 16,000 Kw, las variaciones son similares (Cuadro Nº 10).

En el Cuadro Nº 11, los resultados para las potencias y rendimiento son iguales a los del Cuadro Nº 10. En el consumo de combustible el incremento es menor, de

5,000 a 5,277 m<sup>3</sup>/hr. (5.5%), esto porque para generar vapor no se requiere consumir combustible. El consumo específico de calor disminuye de 14,641 a 13,365 Kj/KW-Hr (8.7%).

En el Cuadro Nº 12, con una carga base de 16,000 KW y 10 Ton/hr. vapor inyectado, se aprecian variaciones similares a las del Cuadro Nº 10.

Para lograr los 4 MW que se necesitan, se tomará como base la inyección de 10 Ton/Hr. vapor (con dos turbinas operando 15 MW da un total de 20 Ton/Hr) con esto se conseguirá un incremento de 4.5 MW aproximadamente.

La variación de la potencia generada vs. la cantidad de vapor inyectada para las cargas base de 12, 14.1 y 16 MW se observa en la Figura Nº 21.

### 2.6.3. Interconexión del Sistema Malacas con el Sistema Talara-Verdun

#### 2.6.3.1. Generalidades

En este acápite analizaremos la

# VAPOR INYECTADO VS POTENCIA GENERADA

TURBOGENERADORES DE MALACAS

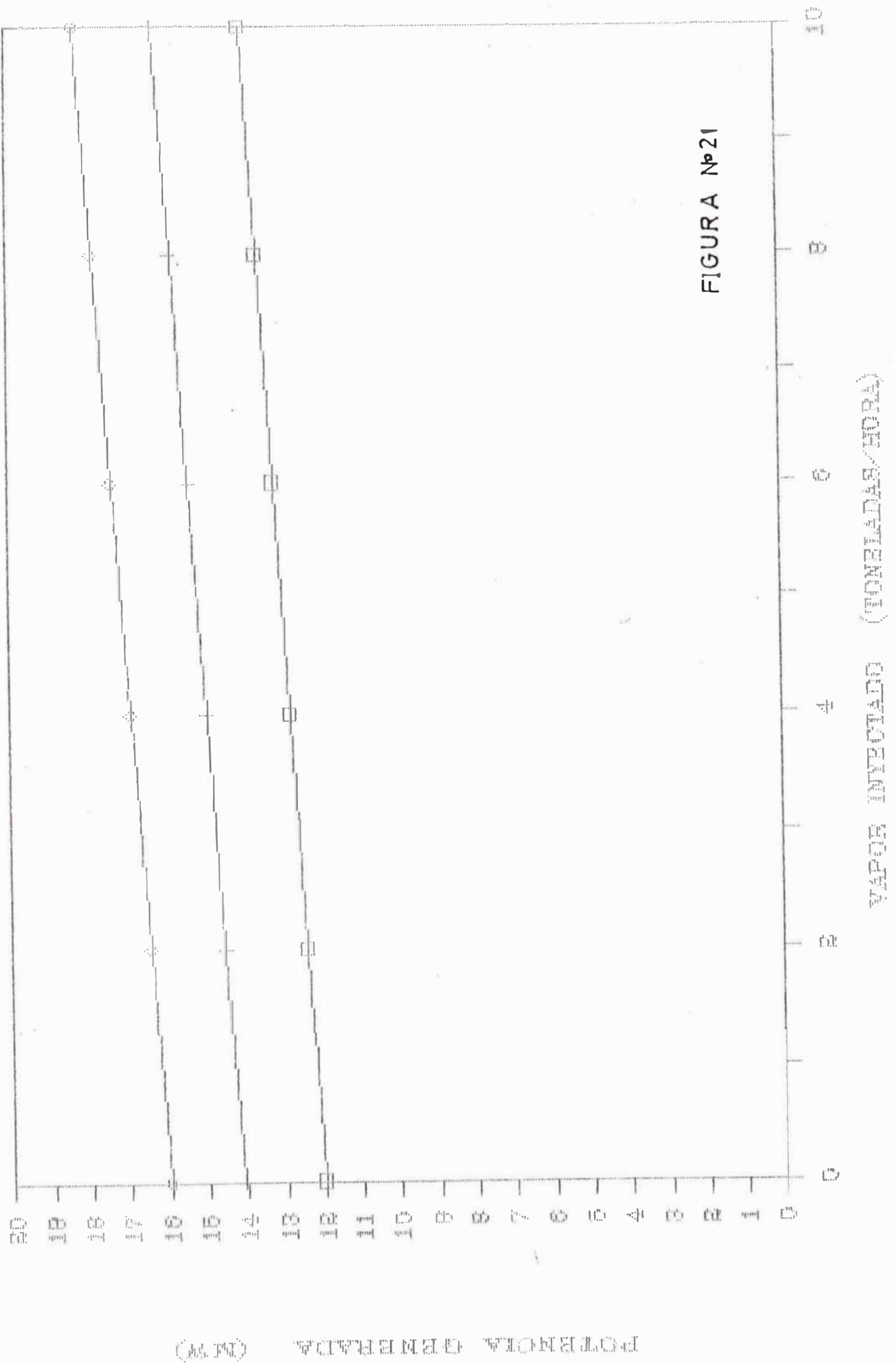


FIGURA Nº21

factibilidad interconectar la CE. Malacas con el Sistema Talara-Verdun con el objeto de utilizar en forma adecuada la reserva rodante existente en la CE. Malacas (3 MEGAWATTIOS), con lo cual se podría alimentar cargas del Sistema Talara-Verdun y hacer frente al crecimiento de demanda eléctrica durante el presente año (1990) y parte del proximo año.

De resultar factible interconectar estos sistemas eléctricos, redundaria en la disminución del consumo específico de combustible de las turbogeneradores de la Central Eléctrica Malacas por operar en rangos cercanos a su Potencia Nominal. Para tal fin analizaremos diferentes modelos de interconexión de estos sistemas y seleccionaremos el que resulte óptimo.

#### 2.6.3.2. Procedimiento

Luego de un Análisis de la configuración y operación de los sistemas eléctricos interconector se ha seleccionado tres

alternativas de modelos de interconexión y seleccionaremos aquel en el que se obtenga resultados adecuados tanto en el análisis de flujo de carga como en el de cortocircuito.

En las Figuras consignadas en el Anexo XI se muestra las configuraciones escogidas.

Para hacer los análisis respectivos, utilizaremos los programas Brasileños de flujo de carga y de cortocircuito ya descritos anteriormente.

#### 2.6.3.3. Modelos de Interconexión

Se han seleccionado los modelos de interconexión siguientes:

a. Sistemas Malacas - Talara - Verdun interconectados en 13.2 Kv utilizando el circuito de enlace de las CE. Talara y Verdun (A3/C9).

b. Sistemas Malacas - Talara - Verdun interconectadas en 13.2 Kv utilizando el circuito C1 de la CE. Verdun.

c. Sistemas Malacas - Talara - Verdun

interconectados en 13.2 utilizando el nuevo circuito C1 de la CE. Verdun.

a. Sistemas Malacas Talara - Verdun interconectadas en 13.2 Kv utilizando el circuito de Enlace de las CE. Talara y Verdun (A3/C9).

El factor limitante para efectuar la interconexión de ambos sistemas lo constituye la capacidad de los interruptores de la CE. Talara la cual es de 50 MVA de potencia de cortocircuito por tanto al efectuar los estudios de cortocircuito de la configuración en estudio, los niveles de cortocircuito en las barras de esta central expresados en MVA debe ser menor de 50 MVA.

Es necesario tener presente que una inductancia (transformador reactor) tiene un efecto limitante de la corriente de falla, permitiendo que fluya menos corriente al punto de falla, por tanto los dispositivos de protección serán de menor capacidad.

Al realizar el estudio de cortocircuito de este modelo se obtuvo los siguientes resultados:

La potencia de cortocircuito en la barra de la CE. Talara es mayor de 50 MVA por lo que fue necesario buscar el valor de la impedancia de cortocircuito que debiera tener el reactor para disminuir la potencia de cortocircuito se encontro que el reactor debe ser de 5 MVA, 13.2 Kv, 65 MVA de potencia de cortocircuito y 7.5% de impedancia de cortocircuito.

Con ello se obtuvo en la barra de la CE. Talara una potencia de cortocircuito de 47 MVA, en la barra de la CE. Verdun 76 MVA y en la barra de CE. Malacas 560 MVA.

Siendo los resultados obtenidos en el cálculo de cortocircuito y flujo de carga satisfactorios, los mismos que se muestran en el Anexo XII.

b. Sistema Malacas Talara - Verdun interconectados en 13.2 Kv utilizando el circuito C1 de la CE. Verdun.

Al realizar los estudios de flujo de carga y de cortocircuito de este modelo se obtuvo los siguientes resultados:

La potencia de cortocircuito en la barra de la CE. Talara es de 34 MVA.

La potencia de cortocircuito en la barra de la CE. Verdun es de 84 MVA.

La potencia de cortocircuito en la barra es la CE. Malacas es de 557 MVA.

Los resultados de cortocircuito son satisfactorios y no ha sido necesario usar reactor.

Al realizar el estudio de flujo de carga se consideró una generación de 5 y 2.8 MEGAVATIOS en las CE. Talara y Verdun respectivamente, obteniendose resultados satisfactorios.

Finalmente se simuló contingencias en el sistema, se sacó fuera de servicio a la CE. Talara (parada de planta), pasando sus cargas a ser alimentadas por la CE. Malacas y Verdun, obteniendose voltajes muy bajos en las barras del sistema

Talara-Verdun del orden de 0.36 pu; por lo que esta configuración no es adecuada.

Los resultados se muestran en el Anexo XIII.

c. Sistema Malacas Talara - Verdun interconectados en 13.2 Kv utilizado el nuevo circuito C1.

En este caso se estudio la interconexión del Sistema Malacas con el sistema Talara Verdun mediante la utilización de un transformador de 5 MVA, 2.4/13.2 KV (existente) el cual conecta la barra de 2.4 Kv de la S.E. Talara con la barra de 13.2 Kv de la S.E N<sup>o</sup> 2 (transportes) y esta última con la barra de 2.4 Kv de la CE. Verdun, a través del nuevo circuito C1.

Los resultados del comportamiento del Sistema Eléctrico bajo las condiciones planteadas, muestran lo siguiente:

- Se tiene un nivel de generación en el Sistema Talara-Verdun inferior a la potencia garantizada del Sistema, alcanzando una reserva adecuada.

- Se alcanza un buen perfil de tensiones en todas las barras principales del Sistema.

- Como resultado importante del análisis de este caso, se tiene que es necesario aplicar compensación reactiva en ningún punto del Sistema.

- Los niveles de Potencia de cortocircuito en las barras y subestaciones del sistema son adecuados.

Los resultados de este modelo óptimo se muestran en el Anexo Nº XIV y los niveles de cortocircuito obtenidos en la Figura Nº 22.

#### 2.6.3.4. Conclusiones del estudio de Interconexión de los CE. Malacas - Talara - Verdun

Del Análisis efectuado se concluye que es factible la interconexión de los sistemas eléctricos en estudio, de los tres casos analizados el correspondiente a la operación del sistema interconectado a través del nuevo circuito C1 es el que presenta la mejor performance, además de requerir mayor inversión inicial en

equipos ni compensación reactiva, por lo que recomienda la operación normal empleando esta configuración.

La conveniencia técnica y económica de unir la central eléctrica Malacas al Sistema Talara-Verdun ha resultado factible y permitirá con los excedentes de oferta en la CE. Malacas cubrir los déficits en el Sistema Talara Verdun, satisfaciendo así el balance oferta-demanda durante el año 1990 con el equipamiento existente.

RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO

---

INTERCONEXION MALACAS Y TALARA-VERDUN USANDO EL C1-NUEVO  
 \*\*\*\*\*

FALLA EN LA BARRA	POTENCIA DE CORTOCIRCUITO FALLA TRIFASICA (MVA)
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>	
CE.MALACAS 13.2 KV	378.00
SE.TALARA 2.4 KV	102.00
CE.TALARA 2.4 KV	47.00
CE. VERDUN 2.4 KV	84.30
SE.No2 13.2 KV	36.80
MILLA SEIS 13.2 KV	46.20
EL ALTO 3.3 KV	30.00

FIGURA No 22

## CAPITULO III

### 3. EVALUACION DE ALTERNATIVAS SIN CONSIDERAR LOS PLANES DE ELECTROPERU

El incremento acelerado de la demanda de energía eléctrica en Petroleos del Perú operaciones Noroeste, originado por la puesta en marcha de proyectos industriales trae como consecuencia la necesidad de tener que implementarse nuevas fuentes de generación.

En el presente capitulo se hará un análisis de la principales alternativas de equipamiento de tal forma que se alcancen altas eficiencias y por consiguiente bajos costos de operación.

#### 3.1. Alternativas de Generación

Las alternativas de equipamiento principales para una central de generación eléctrica en la zona son:

Central con grupos Electrógenos Diesel

Central con turbinas a gas

Empleo de ciclo combinado en base a las turbinas a gas de la CE. Malacas

Generación con turbo - vapor utilizando carbón

### 3.1.1. Generación con Grupos Electrógenos Diesel

#### 3.1.1.1. Generalidades

Su rango de aplicación resulta adecuado para el presente estudio de acuerdo al crecimiento proyectado de la demanda, sus consumos específicos de calor son relativamente bajos teniendo eficiencias del orden de 40%, haciéndolas máquinas aparentes para atender demandas de base y carga media.

Otra característica ventajosa de estas máquinas es su poca sensibilidad de la eficiencia con la variación de carga, siendo favorable su funcionamiento en caso de tener que operar a cargas parciales reducidas.

Ofrecen además la posibilidad de satisfacer la demanda en las horas de

punta en virtud al corto tiempo requerido para el arranque (10.25 minutos).

Utilizar combustible de Sistema dual, gas natural y petroleo residual N° 6 para unidades mayores de 5 MW o petroleo Diesel N° 2 para unidades menores.

Estos grupos requieren un espacio relativamente reducido para su instalación sus costos de inversión no son muy elevados y los plazos de entrega son reducidos (18-30 meses).

Requieren de poco personal para la operación y el mantenimiento, siendo el tiempo de paralización por mantenimiento corto lo que redundo en una alta disponibilidad.

#### 3.1.1.2. Características Técnicas

A continuación se indica la información técnica correspondiente a las unidades diesel cuyos tamaños, combustible utilizado y rangos de carga son como sigue:

CARACTERISTICAS TECNICAS PRINCIPALES DE CENTRALES ELECTRICAS  
CON MOTORES DIESEL

Nº	CARACTERISTICAS	Tamaño de la Unidad			
		2.5MW	5.0MW	10.0MW	25.0MW
1	Elevación sobre el nivel del mar (m)	0	0	0	0
2	Temperatura ambiente de diseño (°C)	27	27	27	27
3	Temperatura de diseño del agua de enfriamiento intermedio (°C)	27	27	27	27
4	Potencia Nominal (Kw)	2,940	4,950	9,900	24,300
5	Servicio de Estación (Kw)	150	250	500	1,200
6	Potencia neta (Kw)	2,790	4,700	9,400	23,100
7	Capacidad de sobrecarga (Kw)	294	495	990	2,430
8	Ciclo	4tiemp.	4tiemp.	4tiemp.	4tiemp.
9	Velocidad rotacional (rpm)	900	600	600	124
10	Factor de Potencia	0.8	0.8	0.8	0.8
11	Voltaje del Generador (KV)	4.16	4.16	4.16	4.16
12	Potencia del generador (KVA)	3.6	6.2	12.4	30
13	Poder calorífico del combustible, LHV (KJ/Kg)	42,600	40,915	40,915	40,915
14	Consumo espec. de combustible a carga neta total (g/Kwh)	209	209	206	205
15	Consumo espec. de calor sin carga (106 KJ/h)	2.268	5.124	7.728	9.240
16	Consumo espec. de combustible neto incremental (g/Kwh)	191	184	187	194
17	Mínimo técnico (% MCR)	40	40	40	40
18	Arranque en frío (MIN)	20	25	25	35
19	Disponibilidad	0.95	0.95	0.95	0.95
20	Confiabilidad	0.94	0.94	0.94	0.94
21	Requerimiento de agua de enfriamiento (L/Kwh)	65	65	65	65
22	Presión media efectiva al freno (MPa)	1.63	1.95	1.95	1.3
23	Utilización (h/a)	2,500	4-7,000	4-7,000	7,000
	Vida útil (a)	10	15-20	15-20	25-30

## 3.1.1.3. Características Económicas

## Costo de Inversión

(MW) CAPACIDAD	(VS\$/KW) COSTO ESPECIFICO DE INVERSION
2.5	535
5	738
10.0	910
2.5	1132

## 3.1.1.4. Estructura de Costos de Inversión para Centrales con Motores Diesel

## ESTRUCTURA DE COSTOS DE INVERSIÓN

## PARA CENTRALES CON MOTORES DIESEL

DESCRIPCION DEL ITEM -----	% DEL COSTO TOTAL -----
1. Costo FOB de equipos electro- mecánicos (incluye motor Die- sel, generador y equipos eléc- tricos)	74.00
2. Transporte FOB/CYF	7.00
3. Obras Civiles	6.00
4. Montaje y Puesta en marcha	5.00
5. Ingeniería y Administración	8.00
	-----
	100.00
6. Contingencias	15.00

### 3.1.2. Generación con Turbinas a Gas

#### 3.1.2.1. Generalidades

Estos equipos dan posibilidad cubrir demandas urgentes de energía eléctrica a corto plazo por tener una inversión inicial baja y reducida tiempo de instalación (15-27 meses).

Son adecuadas para operar como centrales de punta, por su rápida puesta en marcha (5-10 minutos) y flexibilidad de operación.

Los factores de temperatura ambiente y altura de instalación sobre el nivel de mar tienen marcada incidencia sobre la potencia y el consumo específico de calor otra desventaja de estos equipos en su alta sensibilidad del consumo específico de calor con las variaciones de carga, estas máquinas tienen bajo eficiencia térmica del orden del 20-30% lo que da como resultado un costo elevado del KW-Hr generado, siendo un factor limitante para su uso sobre todo cuando se tiene que trabajar con elevados factores de carga.

## 3.1.2.2. Características Técnicas

CARACTERISTICAS TECNICAS PRINCIPALES DE CENTRALES ELECTRICAS  
CON TURBINAS A GAS

Nº	CARACTERISTICAS	Tamaño de la Unidad		
		25 MW	50 MW	100 MW
1	Elevación sobre el nivel del mar (m)	0	0	0
2	Temperatura ambiente de Diseño (°C)	15	15	15
3	Capacidad ISO de carga de Base (MW)	24.0	60.0	89.9
4	Capacidad ISO de carga de Punta (MW)	25.9	66.3	97.1
5	Velocidad de la Turbina (rpm)	5105	3600	3600
6	Temperatura del gas a la entrada de la turbina (°C)	985	1065	1140
7	Temperatura del gas a la Salida (°C)	515	545	558
8	Factor de Potencia	0.8	0.8	0.8
9	Voltaje de generador (KV)	13.8	13.8	13.8
10	Potencia de generador (KVA)	30	75	125
11	Poder Calorífico Bajo del Combustible, LHV (KJ/Kg)	42660	42660	42660
12	Consumo de Calor sin Carga, LHV (10 KJ/h)	101	240	349
13	Consumo específico de Calor Neto a Plena Carga (KJ/KWh )	13175	12600	12130
14	Consumo específico de Calor Neto a Incremental (KJ/KWh )	8970	8600	8250
15	Mínimo Técnico (MW)	2-3	2-3	2-3
16	Arranque en Frío (MIN)	10	18	25
17	Disponibilidad	0.87	0.87	0.87
18	Confiabilidad	0.94	0.93	0.92
19	Ejes de Turbinas	1	1	1
20	Tiempo de Puesta en Servicio (meses)	15-24	21-27	21-27
21	Requerimiento de agua de enfriamiento (L/S)			
22	Vida Util (a)	20		20

## 3.1.2.3. Características Económicas

## Costo de Inversión

Capacidad (MW)	Costo especif.de invers. (US\$/KW)
	464
50	413
100	371

ESTRUCTURA DE COSTOS DE INVERSION  
PARA CENTRALES TERMICAS A GAS

<u>Descripción del Item</u>	<u>% del Costo total</u>
1. Costos FOB de equipos (turbo- generador inc. equipo eléctri- co y transformador).	60.00
2. Transporte FOB/CYF	20.00
3. Obras Civiles, montaje y Pues- ta en marcha	12.00
4. Ingeniería y Administración	8.00
	100.00
5. Contingencias	15.00

### 3.1.3. Generación con Empleo del Ciclo Combinado

#### 3.1.3.1. Generalidades

Una central ciclo combinado es una central resultante de la superposición de plantas a vapor y a gas que se apoyan mutuamente para aprovechar las ventajas inherentes a cada una de ellas.

En una turbina a gas convencional de ciclo abierto los gases de escape tienen una temperatura del orden de los 500 a 550° C, conteniendo una energía renamente equivalente aproximadamente al 70% de la energía inicial del combustible, que normalmente es desperdiciada al ambiente.

En un ciclo combinado estos gases se aprovechan en un caldero recuperador de calor que genera vapor que introducido a una turbina a vapor es capaz de generar una potencia adicional comprendida entre 40 y 60% de la potencia correspondiente a la turbina a gas sin consumo adicional de combustible (ciclos sin combustión en el caldero).

Existen también ciclos con combustión en el caldero en los que en un caso los gases de escape son utilizados totalmente como comburente y en otros casos para mejorar las condiciones del vapor generado lográndose así mayores potencias en la turbina a vapor.

El ciclo combinado alcanza una alta eficiencia térmica. La eficiencia de estas plantas varía entre y 42% aproximadamente.

Es de hacer notar también que, la potencia de la Central varía con las condiciones de presión y temperatura del medio ambiente.

Asimismo el consumo específico de calor varía con la temperatura ambiente.

variación del consumo específico de calor a carga parcial depende del número de turbinas. Los consumos específicos de agua de enfriamiento (lt/Kwh) son aproximadamente iguales la de los motores Diesel a iguales condiciones.

## 3.1.3.2. Características Técnicas

## CARACTERISTICAS TECNICAS PRINCIPALES DE CENTRALES ELECTRICAS

## DE CICLO COMBINADO

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	CICLO	ABIERTO	TORRE	HUMEDA
TAMAÑO NOMINAL (MW)	150	300	150	300
1 Elevación sobre el nivel del mar (m)	0	0	0	0
2 Temperatura ambiente de diseño (°C)	15	15	15	15
3 Potencia Nominal (ISO) neta de la turbina a gas (MW)	4x23.0	4x56.8	4x23.0	4x56.8
4 Potencia Neta a la turbina a Vapor RMC (MW)	42.6	96.8	42.4	96.3
5 RMC de la Central (KW)	134.6	324	134.3	323.5
6 Velocidad del eje de las turbinas gas/vapor (rpm)	5105/3600	3600/3600	4105/3600	3600/3600
7 Voltaje del generador gas/vapor (KV)	13.8	13.8	13.8	13.8
8 Factor de Potencia	0.8	0.8	0.8	0.8
9 Potencia normal del generador gas/vapor (KVA)/KVA)	30/55	71/120	30/55	71/120
10 Condiciones del vapor a la entrada de la turbina (MPa, °C)	6.0/443	6.0/443	6.0/443	6.0/443
11 Poder calorífico alto del combustible, HHV (KJ/Kg)	45,200	45,200	45,200	45,200
12 Consumo de calor sin carga (KJ/h x 10 )	420	933	420	933
13 Consumo específico de calor a plena carga (KJ/kwh)	9,760	9,000	9,776	9,015
14 Consumo espec. de calor incremental	6,640	6,120	6,640	6,126
15 Mínimo técnico (MW)	2-3	2-3	2-3	2-3
16 Disponibilidad de la central	0.88	0.88	0.88	0.88
17 Temperatura de ingreso de la turbina a gas (°C)	985	1,065	985	1,065
18 Número de cilindros de la turbina a gas (°C)	1	1	1	1
19 Etapas de precalentamiento de agua de alimentación	2 BP	2BP, 1AP	2 BP	2BP, 1AP
Temperatura final de agua de alimentación (°C)	110	110	110	110
21 Presión en el condensador (KPa)	5	5	10.2	10.2
22 Flujo de agua de reposición (L/s)	1.7	3.9	1.7	3.9
23 Vidal útil (a)	20	20	20	20
24 Temperatura de los gases de escape de la turbina (°C)	510	545	510	545

## 3.1.3.3. Características Económicas

## - Costos de Inversión

CAPACIDAD	COSTO ESPECIFICO DE INVERSION
50	1250 US\$/KW
150	1110 US\$/KW
300	988 US\$/KW

ESTRUCTURA DE COSTOS DE INVERSION PARA CENTRALES  
DE CICLO COMBINADO

DESCRIPCION DEL ITEM -----	% DEL COSTO TOTAL -----
1. Emplazamiento y mejoras (obras civ.)	1.00
2. Equipos Electromecánicos (suministro de equipos, montaje y puesta en marcha)	88.00
3. Ingeniería y Administración	11.00
	-----
	100.00
4. Contingencias	15.00

### 3.1.4. Generación con Turbo-Vapor utilizando Carbón

#### a. Generador de Vapor

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

#### b. Máquina Motriz

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

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

#### c. Capacidad de las Unidades a vapor

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

Potencia nominal: 9 MW

Potencia neta : 8 MW

#### d. Combustible requerido

Para las unidades de vapor se plantea el empleo como combustible, del carbón nacional (caso el Lignito de la zona de Tumbes), y cuyo poder calorífico bajo es del orden de 3,500 Kcal/Kg.

e. Rendimiento térmico y consumo específico de combustible

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

El consumo específico de carbón a plena carga se estimó en 0.9 Kg/Kw-hr.

#### f. Obras Civiles requeridas

La unidad turbovapor del ciclo combinado es la que requiere mayores obras civiles, correspondiendo las principales a las estructuras en las que se dispondrán:

El grupo turbovapor, el condensador, las bombas de alimentación, calentadores, tableros eléctricos de maniobra y control y los servicios auxiliares. Asimismo se requiere la cimentación del turbogruppo, las estructuras y bases de concreto del Caldero recuperador y finalmente todas las obras relacionadas a las torres de enfriamiento.

#### g. Requerimiento de agua

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

### 3.2. Planteamiento de Alternativas de Equipamiento de Generación

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

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

Para el planteamiento de alternativas se ha considerado que, desde el punto de vista de costo de inversión en equipamiento, conviene instalar un número reducido de unidades con una potencia unitaria relativamente alta, sin dejar de lado que su potencia no debe ser mucho mayor que la demandada por el Sistema.

El suministro confiable de energía será garantizado mediante una reserva con capacidad equivalente al grupo de mayor potencia, para el caso del Sistema Interconectado Malacas Talara Verdun se ha considerado como reserva un grupo turbogas de una potencia efectiva de 16 Mw.

#### 3.2.1. Planes de Equipamiento para la Cobertura de la Demanda

demanda global y por centro de carga están

dadas en lamina N° 1 la cual nos permitirá plantear soluciones fin de satisfacer los requerimientos de energía de la Región Nor-Oeste de Petroperú S.A.

interconexión eléctrica entre los Sistemas Malacas-El Alto-Organos y Talara-Verdun es necesaria para poder satisfacer la demanda de los años 1990 y 1991 hasta que se pueda implementar la alternativa seleccionada en el presente estudio.

Por lo tanto, se interconectarán los siguientes centros de carga: Talara-Verdun, Alvarez, Pariñas, Malacas, Lobitos, Carrizo, El Alto y Los Organos.

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

este acápite se definirá el plan de equipamiento, es decir el tipo de grupo, su año de puesta en servicio a fin de satisfacer el crecimiento de la demanda y el retiro los grupos obsoletos.

Las alternativas a considerar para satisfacer la demanda de energía eléctrica son:

## ALTERNATIVA A

La ampliación térmica se planteará con grupos electrogenos Diesel de una capacidad unitaria de 8.0 Mw (neta en el sitio)

AÑO	TIPO DE GRUPO	CANTIDAD	POT.ELECT. (MW)
1992	Diesel	1	8.0
1996	Diesel	1	8.0
2002	Diesel	1	8.0
		TOTAL	24.0 MW

## ALTERNATIVA B

En esta alternativa se plantea la conversión de los turbogeneradores de la CE. Malacas ciclo abierto a operación en ciclo combinado, complementando la cobertura de la demanda con grupos electrogenos diesel.

AÑO	TIPO DE GRUPO	CANTIDAD	POT.ELECT. (MW)
1992	Ciclo combinado	1	15.0
2001	Diesel	1	8.0
		TOTAL	23.0 MW

## ALTERNATIVA C

En esta alternativa se plantea la cobertura de la demanda con un grupo turbogas de 16 MW de potencia efectiva, completando la demanda hasta el final del período con la implementación de grupos electrogenos diesel.

AÑO	TIPO DE GRUPO	CANTIDAD	POT.EFECT. (MW)
1992	Turboqas	1	16.0
2002	Diesel	1	8.0
		TOTAL	24.0 MW

## ALTERNATIVA D

En esta alternativa se plantea la cobertura de la demanda con un grupo turboqas de 16 MW de potencia efectiva, completando la demanda hasta el final del período con la implementación del ciclo combinado en la CE. Malacas (15 MW), lo cual permitiría dejar fuera de servicio algunos grupos generadores del sistema Talara-Verdun que centrales son muy antiguos.

AÑO	TIPO DE GRUPO	CANTIDAD	POT.EFECT. (MW)
1992	Turboqas	1	16.0
2002	Ciclo Combinado	1	15.0
		TOTAL	31.0 MW

## ALTERNATIVA E

En esta alternativa se plantea la implementación de un grupo electrogeno diesel y posteriormente se usarán unidades turboqas a carbón para cubrir la demanda.

AÑO	TIPO DE GRUPO	CANTIDAD	POT. EFECT. (MW)
1992	Diesel	1	8.0
1996	Turbo-Vapor	1	8.0
2002	Turbo-Vapor	1	8.0
		TOTAL	24.0 MW

### 3.2.2. Balance Oferta-Demanda y Despacho de Potencia-Energía Anual de la Alternativas Planteadas

Los balances Oferta-Demanda para cada una de las alternativas planteadas se presentan en las Figuras 23, 24, 25, 26 y 27 respectivamente.

### 3.2.3. Despacho de las Unidades según Diagrama de Carga

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

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

## BALANCE OFERTA DEMANDA

=====

## ALTERNATIVA A

AÑO	DEMANDA	O F E R T A		B A L A N C E	
		P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)	P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)
1990	38797	41040	59320	2243	20523
1991	44024	49800	65120	5776	21096
1992	48235	49800	65120	1565	16885
1993	49524	57800	73120	8276	23596
1994	53653	57800	73120	4147	19467
1995	54251	57800	73120	3549	18869
1996	56008	57800	73120	1792	17112
1997	56731	65800	81120	9069	24389
1998	58572	65800	81120	7228	22548
1999	59443	65800	81120	6357	21677
2000	60405	65800	81120	5395	20715
2001	61638	65800	81120	4162	19482
2002	63922	65800	81120	1878	17198
2003	65243	73800	89120	8557	23877
2004	66722	73800	89120	7078	22398
2005	68256	73800	89120	5544	20864

BALANCE OFERTA DEMANDA

=====

ALTERNATIVA B

AÑO	DEMANDA	O F E R T A		B A L A N C E	
		P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)	P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)
1990	38797	41040	59320	2243	20523
1991	44024	49800	65120	5776	21096
1992	48235	49800	65120	1565	16885
1993	49524	64800	80120	15276	30596
1994	53653	64800	80120	11147	26467
1995	54251	64800	80120	10549	25869
1996	56008	64800	80120	8792	24112
1997	56731	64800	80120	8069	23389
1998	58572	64800	80120	6228	21548
1999	59443	64800	80120	5357	20677
2000	60405	64800	80120	4395	19715
2001	61638	64800	88120	3162	26482
2002	63922	72800	96120	8878	32198
2003	65243	72800	96120	7557	30877
2004	66722	72800	96120	6078	29398
2005	68256	72800	96120	4544	27864

BALANCE OFERTA DEMANDA

=====

ALTERNATIVA C

AÑO	DEMANDA	O F E R T A		B A L A N C E	
		P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)	P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)
1990	38797	41040	59320	2243	20523
1991	44024	49800	65120	5776	21096
1992	48235	49800	65120	1565	16885
1993	49524	65800	81120	16276	31596
1994	53653	65800	81120	12147	27467
1995	54251	65800	81120	11549	26869
1996	56008	65800	81120	9792	25112
1997	56731	65800	81120	9069	24389
1998	58572	65800	81120	7228	22548
1999	59443	65800	81120	6357	21677
2000	60405	65800	81120	5395	20715
2001	61638	65800	81120	4162	19482
2002	63922	65800	81120	1878	17198
2003	65243	73800	89120	8557	23877
2004	66722	73800	89120	7078	22398
2005	68256	73800	89120	5544	20864

## BALANCE OFERTA DEMANDA

=====

## ALTERNATIVA D

AÑO	DEMANDA	O F E R T A		B A L A N C E	
		P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)	P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)
1990	38797	41040	59320	2243	20523
1991	44024	49800	65120	5776	21096
1992	48235	49800	65120	1565	16885
1993	49524	65800	81120	16276	31596
1994	53653	65800	81120	12147	27467
1995	54251	65800	81120	11549	26869
1996	56008	65800	81120	9792	25112
1997	56731	65800	81120	9069	24389
1998	58572	65800	81120	7228	22548
1999	59443	65800	81120	6357	21677
2000	60405	65800	81120	5395	20715
2001	61638	65800	81120	4162	19482
2002	63922	65800	81120	1878	17198
2003	65243	80800	96120	15557	30877
2004	66722	80800	96120	14078	29398
2005	68256	80800	96120	12544	27864

## BALANCE OFERTA DEMANDA

=====

## ALTERNATIVA E

AÑO	DEMANDA	O F E R T A		B A L A N C E	
		P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)	P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)
1990	38797	41040	59320	2243	20523
1991	44024	49800	65120	5776	21096
1992	48235	49800	65120	1565	16885
1993	49524	57800	73120	8276	23596
1994	53653	57800	73120	4147	19467
1995	54251	57800	73120	3549	18869
1996	56008	57800	73120	1792	17112
1997	56731	65800	81120	9069	24389
1998	58572	65800	81120	7228	22548
1999	59443	65800	81120	6357	21677
2000	60405	65800	81120	5395	20715
2001	61638	65800	81120	4162	19482
2002	63922	65800	81120	1878	17198
2003	65243	73800	89120	8557	23877
2004	66722	73800	89120	7078	22398
2005	68256	73800	89120	5544	20864

El consumo de combustible de cada unidad requerida para producir la energía generada ha sido obtenida utilizando las curvas de consumo específico de combustible ajustadas mediante programas desarrollados en LOTUS 1-2-3 y el correspondiente porcentaje de carga de trabajo en cada unidad.

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

#### 3.2.3.1. Consideraciones para efectuar el Despacho de las Unidades

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

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

- Gastos específicos en lubricante y repuestos

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

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

#### 3.2.3.2. Programas en Microcomputadoras empleados para efectuar el despacho y evaluar los Consumos de Combustible y Lubricante

El despacho diario y anual las unidades, para cada alternativa analizada durante los 15 años de proyección de la potencia y energía, se efectuado mediante un paquete de programas con el empleo de macros aplicados a la hoja de cálculo del Lotus 123.

La base de datos de entrada consta:

- Del plan de equipamiento

correspondiente a las unidades nuevas y existentes, en las cuales se definen las principales características como son: Potencia Nominal, Potencia Efectiva en el sitio, parámetros de ajuste de las curvas de consumo específico de combustible, factores de corrección de potencia y consumo de combustible y la prioridad del despacho.

- Del diagrama típico diario de demanda correspondiente año base y la proyección de la demanda para los próximos 15 años.

Los resultados, generados automáticamente por el programa entre otros son:

Proyección de la energía consumo de combustible y lubricante, diarios y anuales despachadas para cada unidad.

#### 3.2.3.3. Resumen de los Resultados obtenidos para el despacho de carga y consumo de combustible y lubricante

Los resultados del despacho para cada uno de los Sistemas con todas sus

alternativas planteadas se muestra en el Anexo Nº XVI.

En esta salida del programa los grupos que aparecen en primer lugar corresponden a los que trabajan en base, en la misma se puede observar los factores de carga y horas de funcionamiento para cada unidad. Los resultados de los consumos anuales de combustible y lubricante para cada una de las alternativas planteadas se muestran en el Anexo Nº XVIII.

## CAPITULO IV

### 4. EVALUACION DE ALTERNATIVAS CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

#### 4.1. Consideraciones Generales

De acuerdo al Plan Maestro de Electricidad de 1988, ElectroPerú tiene proyectada la interconexión de sus sistemas con el de PetroPerú en Talara en el año 2,000, año en que se estima entre en operación la línea de transmisión Piura-Talara. La línea transmisión proyectada es en 220 Kv el número de ternas es 1 y su longitud es de 96 Km.

Una relación de proyectos de transmisión nuevos, incluido el que nos ocupa se muestra en el Anexo XV, el mismo que ha sido extraído del Plan Maestro de electricidad.

Debido al retraso en los planes de ElectroPerú respecto a la instalación y operación de la terna Piura-Talara la que estuvo proyectada en el plan Maestro de 1986 para entrar en servicio el año 1992, esta alternativa de suministro de energía eléctrica para Petroleos del Perú S.A. se ha visto postergada hasta el año 2,000; fecha hasta la cual tendrá que desarrollar sus proyectos planteados en el capítulo anterior para hacer frente al crecimiento de la demanda propia y de las poblaciones de la zona.

Recien en el año 2,000 se efectuará la interconexión de Talara al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y según proyección de la Demanda de ElectroPerú para el SICN, sólo será posible en una primera etapa suministrar a Petróleos del Perú S.A. 10 Megawatts de Potencia efectiva.

Atendiendo a las razones citadas anteriormente es necesario que Petroleos del Perú continúe con el desarrollo de sus proyectos de ampliación de generación de energía eléctrica, teniendo presente que la infraestructura a implementar sea tal que haga, factible la interconexión con el sistema de ElectroPerú en su oportunidad.

De efectuarse lo planteado, ElectroPerú nos suministraría

10 MW partir del año 2,000. Con lo cual no sería necesario la ejecución de los proyectos de ampliación de generación posteriores al año 2,000, planteados en las alternativas para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el Período 1990 2005 en el capítulo III de este estudio.

#### 4.2. Replanteo de Alternativas para la cobertura de la demanda considerando los Planes de ElectroPerú S.A

##### ALTERNATIVA A

AÑO	TIPO DE GRUPO	CANTIDAD	POTENCIA EFECT. (MW)
1992	Diesel	1	8.0
1996	Diesel	1	8.0
2000	Interconexión con ElectroPerú		10.0
TOTAL			26.0 MW

##### ALTERNATIVA B

AÑO	TIPO DE GRUPO	CANTIDAD	POTENCIA EFECT. (MW)
1992	Ciclo Combinado	1	15.0
2000	Interconexión con ElectroPerú S.A.		10.0
TOTAL			25.0 MW

## ALTERNATIVA C

AÑO	TIPO DE GRUPO	CANTIDAD	POTENCIA EFECT. (MW)
1992	Turbo Gas	1	16.0
2000	Interconexión con ElectroPerú S.A		10.0
		TOTAL	26.0 MW

## ALTERNATIVA D

AÑO	TIPO DE GRUPO	CANTIDAD	POTENCIA EFECT. (MW)
1992	Diesel	1	8.0
1996	turbo Vapor	1	8.0
2000	Interconexión con ElectroPerú S.A		10.0
		TOTAL	26.0 MW

#### 4.3. Balance Oferta - Demanda y Despacho de Potencia - Energía Anual de las alternativas planteadas

Los Balances Oferta-Demanda para cada una de las alternativas se presentan en las Figuras N<sup>o</sup> 28, 29, 30 y 31 respectivamente.

## BALANCE OFERTA DEMANDA

=====

-----  
CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU-----  
ALTERNATIVA A

AÑO	DEMANDA	O F E R T A		B A L A N C E	
		P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)	P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)
1990	38797	41040	59320	2243	20523
1991	44024	49800	65120	5776	21096
1992	48235	49800	65120	1565	16885
1993	49524	57800	73120	8276	23596
1994	53653	57800	73120	4147	19467
1995	54251	57800	73120	3549	18869
1996	56008	57800	73120	1792	17112
1997	56731	65800	81120	9069	24389
1998	58572	65800	81120	7228	22548
1999	59443	65800	81120	6357	21677
2000	60405	65800	81120	5395	20715
2001	61638	75800	91120	14162	29482
2002	63922	75800	91120	11878	27198
2003	65243	75800	91120	10557	25877
2004	66722	75800	91120	9078	24398
2005	68256	75800	91120	7544	22864

F I G U R A 28

## BALANCE OFERTA DEMANDA

=====

COSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

-----  
ALTERNATIVA B

AÑO	DEMANDA	O F E R T A		B A L A N C E	
		P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)	P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)
1990	38797	41040	59320	2243	20523
1991	44024	49800	65120	5776	21096
1992	48235	49800	65120	1565	16885
1993	49524	64800	80120	15276	30596
1994	53653	64800	80120	11147	26467
1995	54251	64800	80120	10549	25869
1996	56008	64800	80120	8792	24112
1997	56731	64800	80120	8069	23389
1998	58572	64800	80120	6228	21548
1999	59443	64800	80120	5357	20677
2000	60405	64800	80120	4395	19715
2001	61638	74800	98120	13162	36482
2002	63922	74800	98120	10878	34198
2003	65243	74800	98120	9557	32877
2004	66722	74800	98120	8078	31398
2005	68256	74800	98120	6544	29864

BALANCE OFERTA DEMANDA

=====

CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

-----  
ALTERNATIVA C

AÑO	DEMANDA	O F E R T A		B A L A N C E	
		P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)	P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)
1990	38797	41040	59320	2243	20523
1991	44024	49800	65120	5776	21096
1992	48235	49800	65120	1565	16885
1993	49524	65800	81120	16276	31596
1994	53653	65800	81120	12147	27467
1995	54251	65800	81120	11549	26869
1996	56008	65800	81120	9792	25112
1997	56731	65800	81120	9069	24389
1998	58572	65800	81120	7228	22548
1999	59443	65800	81120	6357	21677
2000	60405	65800	81120	5395	20715
2001	61638	75800	91120	14162	29482
2002	63922	75800	91120	11878	27198
2003	65243	75800	91120	10557	25877
2004	66722	75800	91120	9078	24398
2005	68256	75800	91120	7544	22864

F I G U R A 30

## BALANCE OFERTA DEMANDA

=====

CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

-----  
ALTERNATIVA D

AÑO	DEMANDA	O F E R T A		B A L A N C E	
		P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)	P.GARANTIZADA (MW)	P.EFECTIVA (MW)
1990	38797	41040	59320	2243	20523
1991	44024	49800	65120	5776	21096
1992	48235	49800	65120	1565	16885
1993	49524	57800	73120	8276	23596
1994	53653	57800	73120	4147	19467
1995	54251	57800	73120	3549	18869
1996	56008	57800	73120	1792	17112
1997	56731	65800	81120	9069	24389
1998	58572	65800	81120	7228	22548
1999	59443	65800	81120	6357	21677
2000	60405	65800	81120	5395	20715
2001	61638	75800	91120	14162	29482
2002	63922	75800	91120	11878	27198
2003	65243	75800	91120	10557	25877
2004	66722	75800	91120	9078	24398
2005	68256	75800	91120	7544	22864

F I G U R A 31

## CAPITULO V

### 5. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO

#### 5.1. Sin considerar los Planes de ElectroPerú

Se encontrará para cada alternativa planteada en el Capitulo III el flujo de costos de las inversiones y de los gastos (combustible, lubricante, personal de operación y mantenimiento, reparaciones), teniendo en cuenta que no todas las unidades entran al mismo tiempo en las diferentes alternativas y que de acuerdo a su vida útil tienen diferentes valores residuales, tanto de equipamiento como de obras civiles, se considerará el valor residual como un ingreso al final de período de los 16 años correspondientes al estudio.

Como las alternativas planteadas en el corto plazo deben

ser compatibles con los medianos y largos plazos, la evaluación económica se efectuará para los 16 años en conjunto.

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

Se ha estimado los costos de inversión del equipamiento y obras civiles en forma paramétrica, no pudiéndose obtener para el nivel del presente estudio una cifra más precisa. Para cada Sistema la alternativa que tenga el menor valor presente de costos será la alternativa seleccionada.

#### 5.1.1. Premisas de cálculo

Para la evaluación económica se tomaron las siguientes premisas:

- a. El período de análisis será de 16 años (cubriendo el corto, mediano y largo plazo).
- b. La tasa de descuento considerada es de 15% que es costo de oportunidad del capital de Petroperú.
- c. A fines del año 1989 se ha considerado el año base para la obtención del valor presente neto de las diferentes alternativas.
- d. El valor residual de los equipos y obras

civiles sido obtenido por el método de la depreciación lineal durante su vida útil.

e. Las vidas útiles consideradas para el equipamiento han sido:

Grupos Turboqas : 20 años

Grupos Diesel : 20 años

- Grupos Turbovapor: 30 años

f. Los costos de inversión, equipamiento y obras civiles serán cargados según el cronograma de inversiones 1 ó 2 años antes de la entrada en operación de la unidad.

g. Todos los costos utilizados son vigentes a Diciembre de 1989.

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

#### 5.1.2. Costos

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

Inversión.

- Combustible.

- Lubricante.

- Personal de operación y mantenimiento.

- Reparaciones.

### 5.1.2.1. Inversión

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

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

Los costos de construcción a Diciembre de 1989, empleados para el presente estudio son:

- Grupos Diesel · 910 US\$/Kw.
- Grupos Turbogas · 464 US\$/Kw.
- Ciclo combinado · 1250 US\$/Kw.
- Turbovapor a carbón: 1497 US\$/Kw.

En las figuras 32,33,34,35,36,37 y 38 se detallan los costos de inversión y depreciación.

### 5.1.2.2. Combustibles

Se han utilizado los siguientes precios para los combustibles:

- Gas · 2.68 US\$/MPC.
- Diesel No 2: 0.45 US\$/galón.
- Carbón : 0.020 US\$/kg.
- Bunker G · 0.328 US\$/galón.

I N V E R S I O N			
G R U P O D I E S E L			
-----			
(PE=8MW)			
COSTOS ESPECIFICOS (US\$/KW)			
	EQUIPO	O.CIVILES	TOTAL
-----			
COSTO DIRECTO	729	76	805
COSTO INDIRECTO	95	10	105
COSTO DE CONSTRUCCION	824	86	910
COSTOS TOTALES (MILES US\$)			
COSTO DIRECTO	5832	608	6440
COSTO INDIRECTO	760	80	840
COSTO DE CONSTRUCCION	6592	688	7280
PARAMETROS ECONOMICOS			
VIDA UTIL	20	50	
DEPRECIACION ANUAL	291.6	12.16	
CRONOGRAMA DE INVERSIONES			
AÑO 1	6592	688	7280

FIGURA 32

I N V E R S I O N  
T U R B I N A A G A S

---

(PE=16MW)

COSTOS ESPECIFICOS (US\$/KW)

	EQUIPO	O.CIVILES	TOTAL
COSTO DIRECTO	380	30	410
COSTO INDIRECTO	50	4	54
COSTO DE CONSTRUCCION	430	34	464

COSTOS TOTALES (MILES US\$)

COSTO DIRECTO	6080	480	6560
COSTO INDIRECTO	800	64	864
COSTO DE CONSTRUCCION	6880	544	7424

PARAMETROS ECONOMICOS

VIDA UTIL	20	50	
DEPRECIACION ANUAL	304	9.6	

CRONOGRAMA DE INVERSIONES

AÑO 1	6880	544	7424
-------	------	-----	------

FIGURA 33

I N V E R S I O N			
CICLO COMBINADO			
-----			
(PE=15MW)			
COSTOS ESPECIFICOS (US\$/KW)			
	EQUIPO	O.CIVILES	TOTAL
-----			
COSTO DIRECTO	954	152	1106
COSTO INDIRECTO	124	20	144
COSTO DE CONSTRUCCION	1078	172	1250
COSTOS TOTALES (MILES US\$)			
COSTO DIRECTO	14310	2280	16590
COSTO INDIRECTO	1860	300	2160
COSTO DE CONSTRUCCION	16170	2580	18750
PARAMETROS ECONOMICOS			
VIDA UTIL	30	50	
DEPRECIACION ANUAL	477	45.6	
CRONOGRAMA DE INVERSIONES			
AÑO 1	4851	2322	7173
AÑO 2	11319	258	11577

FIGURA 34

I N V E R S I O N  
 TURBOVAPOR A CARBON

-----  
 (PE=8MW)

COSTOS ESPECIFICOS (US\$/KW)

	EQUIPO	O.CIVILES	TOTAL
COSTO DIRECTO	1143	182	1325
COSTO INDIRECTO	148	24	172
COSTO DE CONSTRUCCION	1291	206	1497

COSTOS TOTALES (MILES US\$)

COSTO DIRECTO	9144	1456	10600
COSTO INDIRECTO	1184	192	1376
COSTO DE CONSTRUCCION	10328	1648	11976

PARAMETROS ECONOMICOS

VIDA UTIL	30	50	
DEPRECIACION ANUAL	304.8	29.12	

CRONOGRAMA DE INVERSIONES

AÑO 1	3098.4	1483.2	4581.6
AÑO 2	7229.6	164.8	7394.4

FIGURA 35

## VALOR DE RESCATE ALTERNATIVA A

	EQUIPO	O.CIVILES	COSTO DIR
DEPRECIACION ANUAL GD-1	385.64	16.08	8516.9
DEPRECIACION ANUAL GD-2	674.49	28.13	14896.1
DEPRECIACION ANUAL GD-3	1560.13	65.06	34455.6

EQUIPO	AÑOS OPER.	DEPRECIACION	V.RESCATE
GD-1	12	4821	3696
GD-2	8	5621	9275
GD-3	2	3250	31205
		TOTAL	44177

## VALOR DE RESCATE ALTERNATIVA B

	EQUIPO	O.CIVILES	COSTO DIR
DEPRECIACION ANUAL C.COMBINADO	630.83	60.31	21940.27
DEPRECIACION ANUAL GD-1	1356.64	56.57	29961.40

EQUIPO	AÑOS OPER.	DEPRECIACION	V.RESCATE
C.COMBINADO	12	8294	13647
GD-1		4240	25722
		TOTAL	39368

FIGURA 36

## VALOR DE RESCATE ALTERNATIVA C

	EQUIPO	O.CIVILES	COSTO DIR
DEPRECIACION ANUAL T.GAS	402.04	12.70	8675.60
DEPRECIACION ANUAL GD-1	1560.13	65.06	34455.61

EQUIPO	AÑOS OPER.	DEPRECIACION	V.RESCATE
T.GAS	12	4977	3699
GD-1	2	3250	31205
		TOTAL	34904

## VALOR DE RESCATE ALTERNATIVA D

	EQUIPO	O.CIVILES	COSTO DIR
DEPRECIACION ANUAL T.GAS	402.04	12.70	8675.60
DEPRECIACION ANUAL C.COMBINADO	2552.07	243.97	63239.96

EQUIPO	AÑOS OPER.	DEPRECIACION	V.RESCATE
T.GAS	12	4977	3699
C.COMBINADO	2	5592	57648
		TOTAL	61347

FIGURA 37

## VALOR DE RESCATE ALTERNATIVA E

	EQUIPO.	O.CIVILES	COSTO DIRECTO
DEPRECIACION ANUAL GD-1	385.64	16.08	8516.9
DEPRECIACION ANUAL TV-1	705.02	67.36	24518.4
DEPRECIACION ANUAL TV-2	1630.76	155.80	56712.7

EQUIPO	AÑOS OPER.	DEPRECIACION	V.RESCATE
GD-1	12	4821	3696
TV-1	8	6179	18339
TV-2	2	3573	53140
		TOTAL	75175

FIGURA 38

### 5.1.2.3. Lubricante

El precio del lubricante Petrolube 6.40 usado en las unidades de generación es de 7.38 US\$/galón.

### 5.1.2.4. Mantenimiento

Los gastos originados por este concepto corresponden a costos de reparaciones de los grupos generados (Overhaul) y costos de personal de operación y mantenimiento.

- Reparaciones

Los costos de reparaciones considerados en el siguiente estudio son:

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

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

- Personal de Operación y Mantenimiento

Para determinar los costos correspondientes este rubro, se ha

estimado el personal para la operación y mantenimiento en cada una de las alternativas planteadas.

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

### 5.1.3. Flujo de Costos

Con los costos indicados en el acápite 5.1.2. se obtiene para cada alternativa planteada los flujos de costos y costos totales actualizados utilizando el método del valor presente.

Por el cual todos los desembolsos (irregulares y uniformes) futuros, deben convertirse a dolares de ahora.

La alternativa que tenga el menor valor presente de costos será la mas conveniente de implementar.

En el ANEXO XVIII se presentan el flujo de costos de combustible y lubricante para cada una de las alternativas planteadas, durante el período de estudio.

En el ANEXO XIX se presentan el flujo de costos de reparaciones y personal de operación y mantenimiento para cada alternativa.

A continuación se presenta los resúmenes de los costos para cada alternativa y los cuadros con los costos totales actualizados, en cada uno de ellos se muestra los análisis de sensibilidad para diferentes tasas de costo de capital.

Determinándose además el modelo matemático de cada una de las alternativas.

CUADRO RESUMEN DE COSTOS  
 \*\*\*\*\*

(MILES DE DOLARES)

ALTERNATIVA A

ANO	INVER.	COMBUS.	LUBRI.	PERSONAL	REPARACIO.	V.RESCATE	TOTAL
1990	0	11566	178	870	912	0	13,526
1991	9528	13002	275	870	1266	0	25,041
1992	0	13950	298	870	1379	0	16,497
1993	0	13609	475	990	1449	0	16,524
1994	0	14253	497	990	1614	0	17,354
1995	16830	14456	497	990	1623	0	34,405
1996	0	14541	497	990	1628	0	17,656
1997	0	13156	572	1110	1411	0	16,259
1998	0	13271	621	1110	1526	0	16,528
1999	0	13781	585	1110	1414	0	16,890
2000	0	14041	644	1110	1564	0	17,359
2001	38750	14248	630	1110	1579	0	56,517
2002	0	14660	669	1110	1694	0	18,133
2003	0	14538	760	1230	1633	0	18,161
2004	0	14263	791	1230	1622	0	17,906
2005	0	14533	796	1230	1679	(44,177)	(25,939)

CUADRO RESUMEN DE COSTOS  
 \*\*\*\*\*

(MILES DE DOLARES)

ALTERNATIVA

ANO	INVER.	COMBUS.	LUBRI.	PERSONAL	REPARACIO.	V.RESCATE	TOTAL
1990	8249	11566	178	870	9 1 2	0	21,775
1991	15311	13002	275	870	1266	0	30,724
1992	0	13958	298	870	1379	0	16,497
1993	0	10493	78	1080	763	0	12,414
1994	0	10662	67	1 0 8 0	736	0	12,545
1995	0	10963	91	1080	8 2 2	0	12,956
1996	0	11323	109	1080	886	0	13,397
1997	0	11235	118	1080	922	0	13,355
1998	0	11494	171	1080	1106	0	13,851
1999	0	12010	192	1080	1195	0	14,477
2000	033869	12354	229	1090	1327	0	48,861
2001	0	12582	228	1080	1332	0	15,222
2002	0	11628	274	1200	994	0	14,096
2003	0	12011	312	1200	1102	0	14,625
2004	0	1 2 3 3	531	1200	1 2 0 1	0	15,057
2005	0	12746	364	1200	1317	(39,368)	(23,741)

CUADRO RESUMEN DE COSTOS  
 \*\*\*\*\*

(MILES DE DOLARES)

ALTERNATIVA C

ARO	INVER.	COMBUS.	LUBRI	PERSONAL	REPARACIO.	V.RESCATE	TOTAL
1990	0	11566	179	870	912	0	13,526
1991	9818	13002	275	872	1266	0	25,231
1992	0	13950	293	870	1379	0	16,497
1993	0	14898	48	1080	552	0	16,578
1994	0	15154	68	1080	627	0	16,929
1995	0	15456	92	1090	714	0	17,342
1996	0	15815	109	1090	777	0	17,791
1997	0	15729	119	1020	813	0	17,740
1998	0	15921	142	1090	898	0	18,041
1999	0	16523	193	1080	1086	0	18,862
2000	0	16847	230	1080	1220	0	19,377
2001	38950	17076	230	1080	1222	0	58,558
2002	0	17112	216	1200	1184	0	19,712
2003	0	16334	345	1200	1105	0	18,984
2004	0	16593	388	1200	1255	0	19,441
2005	0	17219	426	1200	1417	(34,904)	(14,642)

CUADRO RESUMEN DE COSTOS  
 \*\*\*\*\*

(MILES DE DOLARES)

ALTERNATIVA D

AÑO	INVER.	COMBUS.	LUBRI.	PERSONAL	REPARACIO.	V.RESCATE	TOTAL
1990	0	11566	178	870	912	0	13,526
1991	9818	13202	275	870	1266	0	25,231
1992	0	13950	298	870	1377	0	16,497
1993	0	14898	48	1080	552	0	16,578
1994	0	15154	68	1090	627	0	16,929
1995	0	15456	92	1090	714	0	17,342
1996	0	15815	130	1080	777	0	17,781
1997	0	15728	119	1093	813	0	17,740
1998	0	15921	142	1080	898	0	18,041
1999	0	16503	193	1080	1086	0	18,862
2000	37372	16847	230	1080	1220	0	52,749
2001	61940	17076	230	1080	1222	0	81,548
2002	0	17112	216	1080	1184	0	19,592
2003	0	13541	33	1290	672	0	15,536
2004	0	15339	114	1290	981	0	17,724
2005	0	13986	56	1290	765	(61,347)	(45,250)

CUADRO RESUMEN DE COSTOS  
 \*\*\*\*\*

(MILES DE DOLARES)

ALTERNATIVA E

ANO	INVER.	COMBUS.	LUBRI	PERSONAL	REPARACIO.	V.RESCATE	TOTAL
1990	0	11565	178	878	912	0	13,528
1991	9628	13882	275	878	1266	0	25,829
1992	0	13950	298	878	1379	0	16,497
1993	0	13687	476	990	1449	0	16,524
1994	9215	14253	497	990	1514	0	26,567
1995	17184	14456	497	990	1673	0	34,678
1996	0	14541	497	990	1628	0	17,656
1997	0	13190	371	1200	1244	0	16,805
1998	0	13296	487	1200	1347	0	16,250
1999	0	13885	370	1200	1235	0	16,610
2000	21315	14267	417	1200	1375	0	38,374
2001	39562	14273	415	1200	1408	0	56,858
2002	0	14686	442	1200	1504	0	17,832
2003	0	14584	357	1410	1296	0	17,647
2004	0	14314	350	1410	1254	0	17,328
2005	0	14582	368	1410	1321	(75,175)	(57,494)

CUADRO RESUMEN DE COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS  
 \*\*\*\*\*

(M I L E S D E D O L A R E S)

ALTERNATIVA A

CONCEPTO	T A S A D E I N V E R S I O N					
	i=10%	i=12%	i=15%	i=18%	i=20%	i=25%
INVERSION	29873	26204	21840	18497	16694	13253
COMBUSTIBLE	105704	94804	80552	69513	63493	51811
LUBRICANTE	3721	3225	2642	2202	1968	1524
PERSONAL	7888	6971	5980	5042	4588	3714
REPARACIONES	11231	9923	8362	7158	6504	5241
VALOR RESCATE	-9614	-7205	-4721	-3127	-2389	-1243
TOTAL	149803	133921	114556	99286	87076	74300

DETERMINACION DEL MODELO MATEMATICO DE LA ALTERNATIVA A

CUADRO DE DATOS

X (i%)	Y (VP)
10	149803
12	133921
15	114556
18	99286
20	87076
25	74300

CUADRO LOGARITMICO

LOG X	LOG Y	(LOG X)(LOG Y)	(LOG X) <sup>2</sup>
1.0000	5.1755	5.1755	1.0000
1.0792	5.1268	5.5328	1.1646
1.1761	5.0590	5.9499	1.3832
1.2553	4.9969	6.2725	1.5757
1.3010	4.9399	6.4270	1.6927
1.3979	4.8710	6.8094	1.9542
7.2095	30.1692	36.1669	8.7704

A= 922651

Y=922651 X<sup>(-0.779673)</sup>

B= 0.779673

CUADRO RESUMEN DE COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS  
 !!!

(M I L E S D E D O L A R E S)

ALTERNATIVA B

CONCEPTO	T A S A D E I N V E R S I O N					
	i=10%	i=12%	i=15%	i=18%	i=20%	i=25%
INVERSION	32023	29307	26030	23471	22065	19307
COMBUSTIBLE	92870	82801	70739	61388	56283	46360
LUBRICANTE	1489	1315	1111	958	976	721
PERSONAL	8049	7121	6015	5163	4700	3808
REPARACIONES	8211	7292	6199	5358	4901	4020
VALOR RESCATE	-8568	-6422	-4207	-2786	-2129	-1108
TOTAL	134074	121415	105887	93551	83610	73108

DETERMINACION DEL MODELO MATEMATICO DE LA ALTERNATIVA B  
 -----

CUADRO DE DATOS

X (i%)	Y (VF)
10	134074
12	121415
15	105887
18	93551
20	83610
25	73108

CUADRO LOGARITMICO

LOG X	LOG Y	(LOG X)(LOG Y)	(LOG X) <sup>2</sup>
1.0203	5.1273	5.1273	1.0000
1.0792	5.0843	5.4969	1.1646
1.1761	5.0248	5.9097	1.3832
1.2553	4.9710	6.2400	1.5757
1.3010	4.9223	6.4040	1.6927
1.3979	4.8640	6.7995	1.9542
7.2095	29.9937	35.9674	8.7704

A= 645498

$$Y=645498 X^{(-0.674891)}$$

B= 0.674891

CUADRO RESUMEN DE COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS  
 \*\*\*\*\*

(M I L E S DE D O L A R E S)

ALTERNATIVA C

CONCEPTO	T A S A DE I N V E R S I O N					
	i=10%	i=12%	i=15%	i=18%	i=20%	i=25%
INVERSION	20525	17824	14704	12396	11187	8960
COMBUSTIBLE	116542	103411	87270	74831	68076	55049
LUBRICANTE	1479	1302	1097	944	862	700
PERSONAL	8049	7121	6015	5163	4700	3808
REPARACIONES	7718	6849	5820	5032	4606	3789
VALOR RESCATE	-7596	-5694	-3730	-2470	-1889	-982
TOTAL	147117	130814	111175	95895	83818	71330

DETERMINACION DEL MODELO MATEMATICO DE LA ALTERNATIVA C

CUADRO DE DATOS

X (i%)	Y (VF)
10	147117
12	130814
15	111175
18	95895
20	83818
25	71330

CUADRO LOGARITMICO

LOG X	LOG Y	(LOG X)(LOG Y)	(LOG X) <sup>2</sup>
1.0000	5.1677	5.1677	1.0000
1.0792	5.1167	5.5218	1.1646
1.1761	5.0460	5.9346	1.3832
1.2553	4.9818	6.2535	1.5757
1.3010	4.9233	6.4054	1.6927
1.3979	4.8533	6.7846	1.9542
7.2095	30.0887	36.0675	8.7704

A= 960701

$Y=960701 X^{(-0.805436)}$

B= 0.805436

## CUADRO RESUMEN DE COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS

\*\*\*\*\*

(M I L E S DE D O L A R E S)

## ALTERNATIVA D

CONCEPTO	T A S A DE I N V E R S I O N					
	i=10%	i=12%	i=15%	i=18%	i=20%	i=25%
INVERSION	39547	33319	26174	20954	18257	13407
COMBUSTIBLE	115202	102082	86375	74221	67602	54791
LUBRICANTE	1251	1128	980	864	800	674
PERSONAL	8079	7143	6029	5172	4707	3811
REPARACIONES	7397	6604	5655	4920	4519	3741
VALOR RESCATE	-13351	-10007	-6556	-4342	-3318	-1727
TOTAL	158124	140269	118657	101789	88455	74696

## DETERMINACION DEL MODELO MATEMATICO DE LA ALTERNATIVA D

## CUADRO DE DATOS

X (i%)	Y (VP)
10	158124
12	140269
15	118657
18	101789
20	88455
25	74696

## CUADRO LOGARITMICO

LOG X	LOG Y	(LOG X)(LOG Y)	(LOG X) <sup>2</sup>
1.0000	5.1990	5.1990	1.0000
1.0792	5.1470	5.5545	1.1646
1.1761	5.0743	5.9678	1.3832
1.2553	5.0077	6.2860	1.5757
1.3010	4.9467	6.4358	1.6927
1.3979	4.8733	6.8126	1.9542
7.2095	30.2480	36.2558	8.7704

A= 1105955

$$Y=1105955 X^{(-0.834238)}$$

B= 0.834238

CUADRO RESUMEN DE COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS  
 \*\*\*\*\*

(M I L E S DE D O L A R E S)

ALTERNATIVA E

CONCEPTO	T A S A DE I N V E R S I O N					
	i=10%	i=12%	i=15%	i=18%	i=20%	i=25%
INVERSION	43410	37852	31232	26158	23423	18215
COMBUSTIBLE	106795	94877	80605	69552	63525	51832
LUBRICANTE	2935	2592	2180	1860	1686	1347
PERSONAL	8219	7238	6075	5187	4707	3789
REPARACIONES	10575	9395	7977	6873	6269	5093
VALOR RESCATE	-16360	-12263	-8034	-5321	-4066	-2116
TOTAL	155574	139691	120035	104310	91593	78160

DETERMINACION DEL MODELO MATEMATICO DE LA ALTERNATIVA E

CUADRO DE DATOS

X (i%)	Y (VP)
10	155574
12	139691
15	120035
18	104310
20	91593
25	78160

CUADRO LOGARITMICO

LOG X	LOG Y	(LOG X)(LOG Y)	(LOG X) <sup>2</sup>
1.0000	5.1919	5.1919	1.0000
1.0792	5.1452	5.5526	1.1646
1.1761	5.0793	5.9737	1.3832
1.2553	5.0183	6.2994	1.5757
1.3010	4.9619	6.4555	1.6927
1.3979	4.8930	6.8401	1.9542
7.2095	30.2896	36.3132	8.7704

A= 927708

$Y=927708 X^{(-0.764946)}$

B= 0.764946

## 5.2 CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

Se encontrará para cada alternativa planteada en el Capitulo IV el flujo de costos de las inversiones y de los gastos,procediendo luego a encontrar el valor presente total de los costos utilizando la tasa de interes correspondiente al costo de capital de 15%.

### 5.2.1 CONSIDERACIONES PARA EL CALCULO

Se considerarán las mismas premisas utilizadas para la evaluación económica sin cosiderar los planes de ELECTROPERU.

### 5.2.2 COSTOS

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

- Inversión      - Mantenimiento      -Lubricantes
- Combustible      - Energia vendida por ElectrotoPeru

Los costos de inversión,combustible,lubricantes y mantenimiento han sido obtenidos según los mismos criterios empleados anteriormente.

el costo de la energía comprada a ELECTROPERU a partir del año 2001 se ha obtenido calculando el valor promedio del kw-h en base al Pliego Tarifario vigente para la zona (Pliego II).

Siendo la interconexión en 220 kv, corresponde a Industrial Mayor alta tensión,tarifa N°35.

Para esta tarifa los cargos son:

-Máxima Demanda	I/kw-mes	64,845.11
-Energía Activa Diurna	I/kw-h	296.68

-Energía Activa Nocturna	I/kw-h	181.55
-Energía Reactiva	I/kvar-h	119.56

El costo promedio considerando un factor de carga de 0.79, 720h de operación por mes, un factor de potencia de 0.8 y una cotización del dolar de 13,244 Intis/Dolar, es de 3.345 CU\$/KW-H.

Adicionando al costo anual por compra de energía el costo anualizado de inversión menos el valor de rescate y el costo de mantenimiento de la subestación eléctrica de transformación de 220 /33 kv de 25 Mva. de capacidad.

### 5.2.3. Flujo de Costos

Con los costos indicados en el acápite 5.2.2. se obtiene para cada alternativa planteada los flujos de costos y costos totales actualizados utilizando el método del valor presente.

En el ANEXO XXI se presentan el flujo de costos de combustible y lubricante .

En el ANEXO XXII se presentan el flujo de costos de reparaciones y personal de operación y mantenimiento para cada alternativa.

A continuación se presenta los resúmenes de los costos para cada alternativa y los cuadros con los costos totales actualizados, en cada uno de ellos se muestra los análisis de sensibilidad para diferentes tasas de costo de capital.

Determinándose además el modelo matemático de cada una de las alternativas.

CUADRO RESUMEN DE COSTOS  
 \*\*\*\*\*  
 (MILES DE DOLARES)

ALTERNATIVA A

CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

AÑO	INVER.	COMBUS.	LUB.	PERSON.	REPARAC.	V.RESCA.	ELECTROPERU	TOTAL
1990	0	11566	178	870	912	0	0	13,526
1991	9628	13002	275	870	1266	0	0	25,041
1992	0	13950	298	870	1379	0	0	16,497
1993	0	13609	476	990	1449	0	0	16,524
1994	0	14253	497	990	1614	0	0	17,354
1995	16839	14456	497	990	1623	0	0	34,405
1996	0	14541	497	990	1628	0	0	17,656
1997	0	13166	572	1110	1411	0	0	16,259
1998	0	13271	621	1110	1526	0	0	16,528
1999	0	13781	585	1110	1414	0	0	16,890
2000	0	14041	644	1110	1564	0	2500	19,859
2001	0	12803	534	1110	1210	0	2365	18,022
2002	0	13097	558	1110	1273	0	2365	18,403
2003	0	13271	546	1110	1313	0	2365	18,605
2004	0	12902	569	1110	1304	0	2365	18,250
2005	0	13186	575	1110	1363	(12,971)	490	3,753

CUADRO RESUMEN DE COSTOS  
 =====  
 (MILES DE DOLARES)

ALTERNATIVA B

CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

AÑO	INVER.	COMBUS.	LUB.	PERSON.	REPARA.	V.RESCA.	ELECTROPERU	TOTAL
1990	8249	11566	178	870	912	0	0	21,775
1991	15311	13002	275	870	1266	0	0	30,724
1992	0	13950	298	870	1379	0	0	16,497
1993	0	10493	78	1080	763	0	0	12,414
1994	0	10662	67	1080	736	0	0	12,545
1995	0	10963	91	1080	822	0	0	12,956
1996	0	11323	108	1080	886	0	0	13,397
1997	0	11235	118	1080	922	0	0	13,355
1998	0	11494	171	1080	1106	0	0	13,851
1999	0	12010	192	1080	1195	0	0	14,477
2000	0	12354	229	1080	1329	0	2500	17,492
2001	0	10985	106	1080	881	0	2365	15,417
2002	0	10275	49	1080	662	0	2365	14,431
2003	0	10589	71	1080	743	0	2365	14,848
2004	0	10990	103	1080	862	0	2365	15,400
2005	0	11304	135	1080	978 (13,647)	0	490	340

CUADRO RESUMEN DE COSTOS  
 \*\*\*\*\*  
 (MILES DE DOLARES)

ALTERNATIVA C

CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

AÑO	INVER.	COMBUS.	LUB.	PERSON.	REPARA.	V.RESCA.	ELECTROPERU	TOTAL
1990	0	11566	178	870	912	0	0	13,526
1991	9818	13002	275	870	1266	0	0	25,231
1992	0	13950	298	870	1379	0	0	16,497
1993	0	14898	48	1080	552	0	0	16,578
1994	0	15154	68	1080	627	0	0	16,929
1995	0	15456	92	1080	714	0	0	17,342
1996	0	15815	109	1080	777	0	0	17,781
1997	0	15728	119	1080	813	0	0	17,740
1998	0	15921	142	1080	898	0	0	18,041
1999	0	16503	193	1080	1086	0	0	18,862
2000	0	16847	230	1080	1220	0	2500	21,877
2001	0	15669	109	1080	780	0	2365	20,003
2002	0	16157	134	1080	884	0	2365	20,620
2003	0	14920	106	1080	750	0	2365	19,221
2004	0	15178	148	1080	898	0	2365	19,669
2005	0	15779	197	1080	1079	(3,699)	490	14,926

CUADRO RESUMEN DE COSTOS  
 =====  
 (MILES DE DOLARES)

ALTERNATIVA D

CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

AÑO	INVER.	COMBUS.	LUB.	PERSON.	REPARA.	V.RESCA.	ELECTROPERU	TOTAL
1990	0	11566	178	870	912	0	0	13,526
1991	9628	13002	275	870	1266	0	0	25,041
1992	0	13950	298	870	1379	0	0	16,497
1993	0	13609	476	990	1449	0	0	16,524
1994	9215	14253	497	990	1614	0	0	26,569
1995	17104	14456	497	990	1623	0	0	34,670
1996	0	14541	497	990	1628	0	0	17,656
1997	0	13190	371	1200	1244	0	0	16,005
1998	0	13296	407	1200	1347	0	0	16,250
1999	0	13805	370	1200	1235	0	0	16,610
2000	0	14067	417	1200	1375	0	2500	19,559
2001	0	13252	325	1200	1060	0	2365	18,202
2002	0	12991	341	1200	1107	0	2365	18,004
2003	0	12957	326	1200	1118	0	2365	17,966
2004	0	12924	340	1200	1108	0	2365	17,937
2005	0	13204	360	1200	1180	(22,036)	490	(5,602)

CUADRO RESUMEN DE COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS  
 CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

(M I L E S DE D O L A R E S)

ALTERNATIVA A

CONCEPTO	T A S A DE I N V E R S I O N					
	i=10%	i=12%	i=15%	i=18%	i=20%	i=25%
INVERSION	17462	16206	14560	13152	12325	10576
COMBUSTIBLE	104839	93347	79537	68799	62925	51485
LUBRICANTE	3501	3054	2525	2121	1903	1488
PERSONAL	7802	6905	5836	5012	4564	3701
REPARACIONES	10762	9557	8107	6978	6361	5158
VALOR RESCATE	-2823	-2116	-1386	-918	-702	-365
ELECTROPERU	3610	2864	2041	1470	1068	708
TOTAL	145153	129818	111220	96614	88564	72752

DETERMINACION DEL MODELO MATEMATICO DE LA ALTERNATIVA A

CUADRO DE DATOS

X (i%)	Y (VP)
10	145153
12	129818
15	111220
18	96614
20	88564
25	72752

CUADRO LOGARITMICO

LOG X	LOG Y	(LOG X)(LOG Y)	(LOG X) <sup>2</sup>
1.0000	5.1618	5.1618	1.0000
1.0792	5.1133	5.5182	1.1646
1.1761	5.0462	5.9348	1.3832
1.2553	4.9850	6.2576	1.5757
1.3010	4.9473	6.4365	1.6927
1.3979	4.8618	6.7966	1.9542
7.2095	30.1155	36.1055	8.7704

A= 835836

Y=835836 X<sup>(-0.751402)</sup>

B= 0.751402

Y= AX<sup>(-B)</sup>

CUADRO RESUMEN DE COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS  
 CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

(M I L E S DE D O L A R E S)

ALTERNATIVA B

CONCEPTO	T A S A D E I N V E R S I O N					
	i=10%	i=12%	i=15%	i=18%	i=20%	i=25%
INVERSION	20152	19571	18750	17986	17506	16398
COMBUSTIBLE	90959	81309	69700	60657	55702	46025
LUBRICANTE	1217	1104	965	856	795	675
PERSONAL	7927	7028	5951	5119	4666	3788
REPARACIONES	7721	6910	5932	5170	4752	3934
VALOR RESCATE	-2970	-2226	-1458	-966	-738	-384
ELECTROPERU	3610	2864	2041	1470	1068	708
TOTAL	128618	116558	101881	90292	83870	71145

DETERMINACION DEL MODELO MATEMATICO DE LA ALTERNATIVA B

CUADRO DE DATOS

X (i%)	Y (VF)
10	128618
12	116558
15	101881
18	90292
20	83870
25	71145

CUADRO LOGARITMICO

LOG X	LOG Y	(LOG X)(LOG Y)	(LOG X) <sup>2</sup>
1.0000	5.1093	5.1093	1.0000
1.0792	5.0665	5.4677	1.1646
1.1761	5.0081	5.8900	1.3832
1.2553	4.9556	6.2207	1.5757
1.3010	4.9236	6.4058	1.6927
1.3979	4.8521	6.7830	1.9542
7.2095	29.9153	35.8764	8.7704

A= 576591

Y= 576591.1 X<sup>-0.644963</sup>

B= 0.644963

CUADRO RESUMEN DE COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS  
 CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

(M I L E S DE D O L A R E S)

ALTERNATIVA C

CONCEPTO	T A S A DE I N V E R S I O N					
	i=10%	i=12%	i=15%	i=18%	i=20%	i=25%
INVERSION	8114	7927	7424	7051	6818	6284
COMBUSTIBLE	115192	102047	86323	74167	67549	54747
LUBRICANTE	1246	1122	973	859	794	670
PERSONAL	7927	7028	5951	5119	4666	3788
REPARACIONES	7238	6474	5558	4847	4459	3703
VALOR RESCATE	-805	-603	-395	-262	-200	-104
ELECTROPERU	3610	2864	2041	1470	1068	709
TOTAL	142523	126758	107876	93250	85273	69796

DETERMINACION DEL MODELO MATEMATICO DE LA ALTERNATIVA C

CUADRO DE DATOS

X (i%)	Y (VF)
10	142523
12	126758
15	107876
18	93250
20	85273
25	69796

CUADRO LOGARITMICO

LOG X	LOG Y	(LOG X)(LOG Y)	(LOG X) <sup>2</sup>
1.0000	5.1539	5.1539	1.0000
1.0792	5.1030	5.5070	1.1646
1.1761	5.0329	5.9192	1.3832
1.2553	4.9696	6.2383	1.5757
1.3010	4.9308	6.4151	1.6927
1.3979	4.8438	6.7714	1.9542
7.2095	30.0341	36.0049	8.7704

A= 870419

Y= 870418.5 X<sup>-</sup> 0.777347

B= 0.777347

CUADRO RESUMEN DE COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS  
 CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

(M I L E S DE D O L A R E S)

ALTERNATIVA D

CONCEPTO	T A S A D E I N V E R S I O N					
	i=10%	i=12%	i=15%	i=18%	i=20%	i=25%
INVERSION	23333	21569	19256	17278	16117	13665
COMBUSTIBLE	104918	93415	79591	68841	62961	51509
LUBRICANTE	2865	2536	2140	1832	1662	1333
PERSONAL	8068	7122	5997	5133	4666	3767
REPARACIONES	10239	9131	7790	6740	6163	5030
VALOR RESCATE	-4796	-3595	-2355	-1560	-1192	-620
ELECTROPERU	3610	2864	2041	1470	1068	708
TOTAL	148238	133042	114461	99735	91564	75393

DETERMINACION DEL MODELO MATEMATICO DE LA ALTERNATIVA D

CUADRO DE DATOS

X (i%)	Y (VP)
10	148238
12	133042
15	114461
18	99735
20	91564
25	75393

CUADRO LOGARITMICO

LOG X	LOG Y	(LOG X)(LOG Y)	(LOG X) <sup>2</sup>
1.0000	5.1710	5.1710	1.0000
1.0792	5.1240	5.5297	1.1646
1.1761	5.0587	5.9494	1.3832
1.2553	4.9988	6.2749	1.5757
1.3010	4.9617	6.4554	1.6927
1.3979	4.8773	6.8182	1.9542
7.2095	30.1915	36.1986	8.7704

A= 822545

$$Y = 822545.3 X^{-0.735063}$$

B= 0.735064

## CAPITULO VI

### 6. SELECCION DE LA ALTERNATIVA OPTIMA

.

#### 6.1. Sin considerar los Planes de ElectroPerú

Se procedió a graficar las ecuaciones matemáticas que representan a cada una de las alternativas planteadas las que se muestran en la figura 39, en la cual se aprecia que las alternativas B y C son las más convenientes. La figura 40 muestra el costo total actualizado a diferentes tasas de inversión.

Luego se determina el punto de equilibrio para ambas alternativas .

Finalmente se ha elaborado el cuadro comparativo de alternativas, seleccionando a la Alternativa B como la más conveniente para PETROPERU.

#### 6.2. Considerando los Planes de ElectroPerú

Se procedió a graficar las ecuaciones matemáticas que representan a cada una de las alternativas planteadas

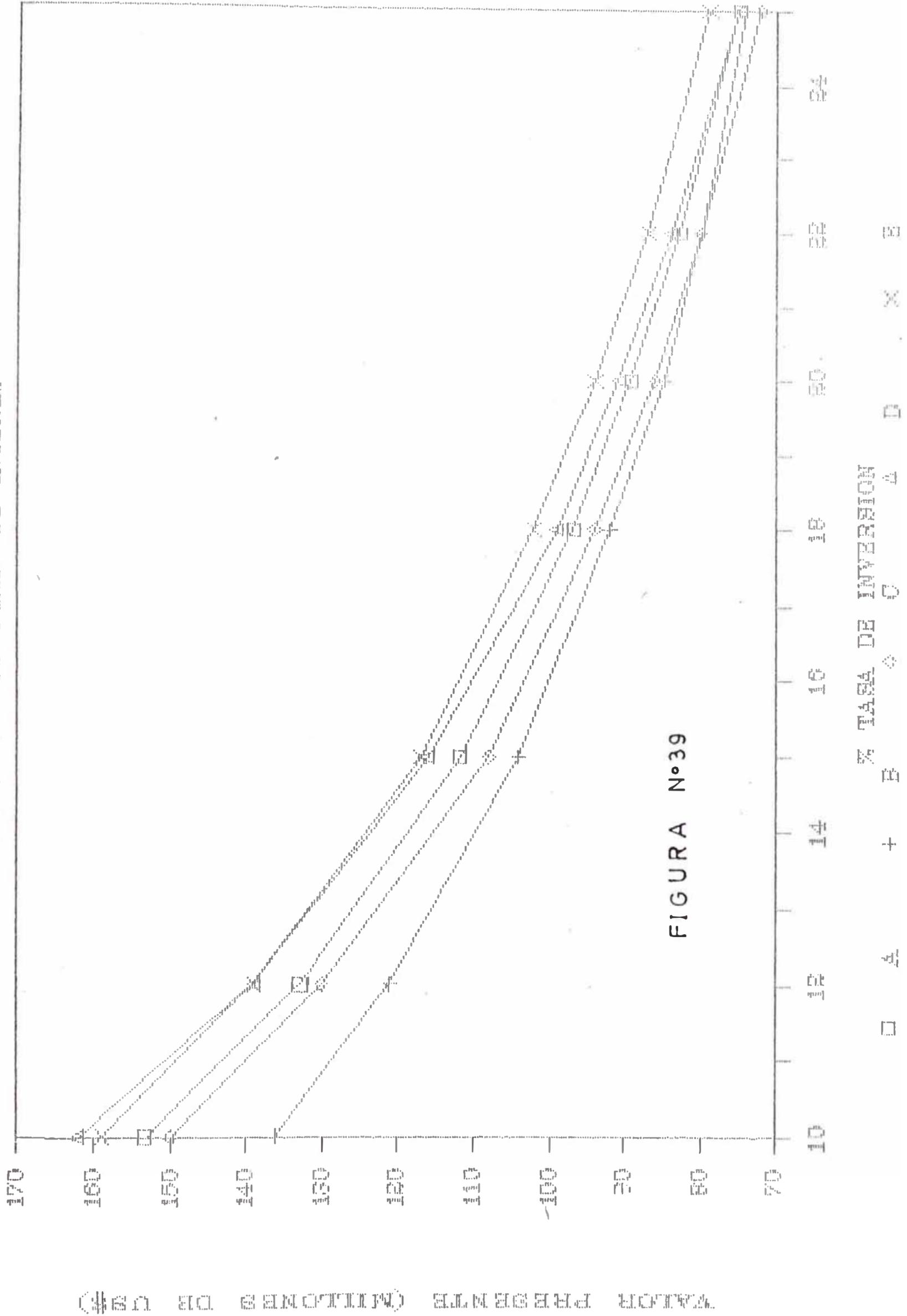
las que se muestran en la figura 41, en la cual se aprecia que las alternativas B y C son las más convenientes. La figura 42 muestra el costo total actualizado a diferentes tasas de inversión.

Luego se determina el punto de equilibrio para ambas alternativas.

Finalmente se ha elaborado el cuadro comparativo de alternativas, seleccionando a la Alternativa B como la más conveniente para PETROPERU.

# COSTO TOTAL ACTUALIZADO (MILLONES DE \$)

A DIFERENTES TASAS DE INTERES



# COSTO TOTAL ACTUALIZADO (MILLONES US\$)

ALTERNATIVAS B y C

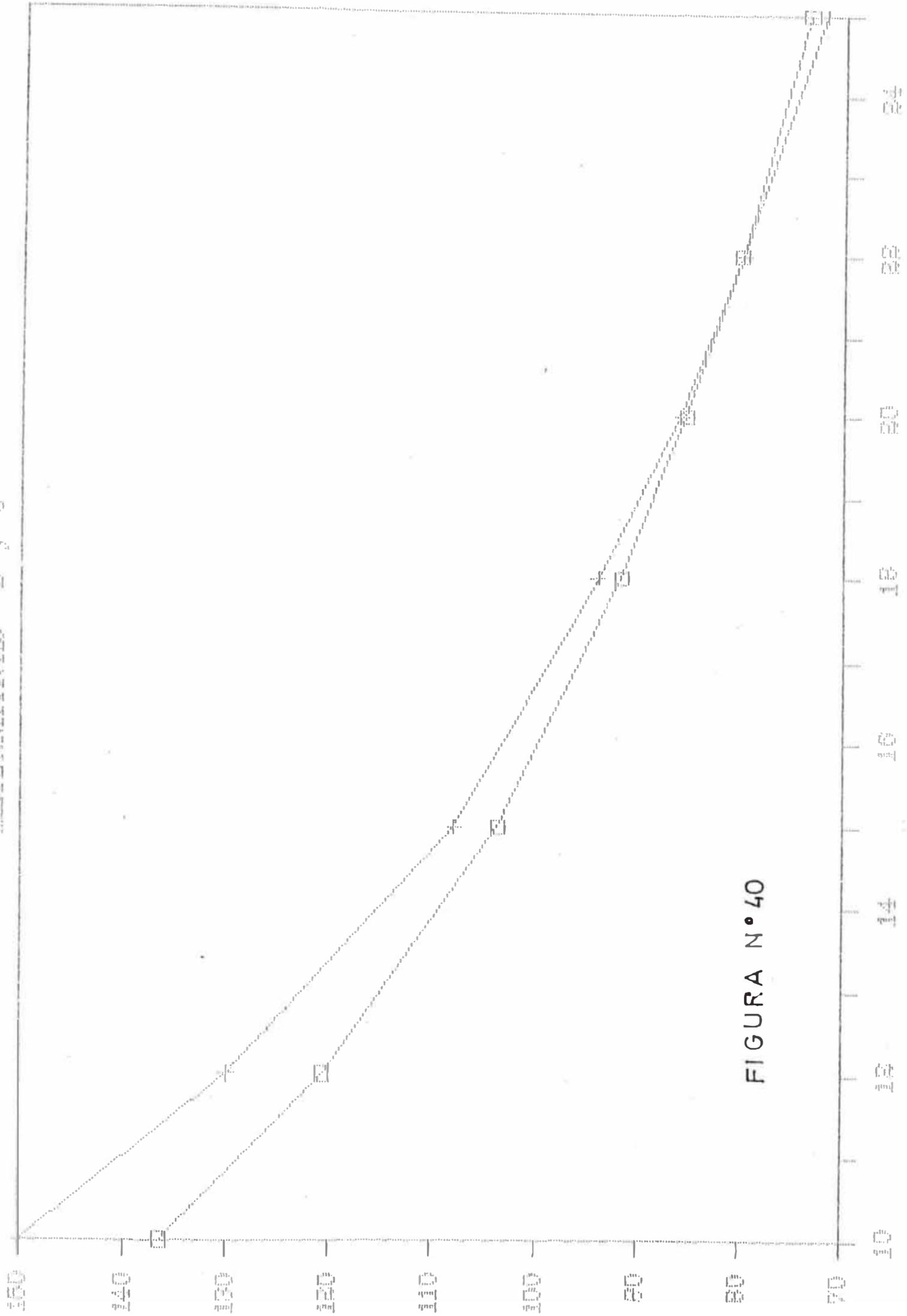


FIGURA N° 40

□ ALTERNATIVA B  
 × TASA DE INVERSION (%) + ALTERNATIVA C

VALOR PRESENTE (MILLONES DE D\$)

## DETERMINACION DEL PUNTO DE EQUILIBRIO

ALTERNATIVAS B y C SIN CONSIDERAR LOS PLANES DE ELECTROPERU

ECUACION DE AJUSTE DE LA ALTERNATIVA B :  $Y=645,498 X^{-0.674831}$

ECUACION DE AJUSTE DE LA ALTERNATIVA C :  $Y=960,701 X^{-0.805436}$

PUNTO DE EQUILIBRIO:

$X=21.03\%$  (COSTO DE CAPITAL)

CONCLUSION:

ESTO QUIERE DECIR QUE SI EL COSTO DE CAPITAL DE PETROPERU SA.ES MENOR AL 21.03% ,ENTONCES SE OPTARIA POR LA ALTERNATIVA B ES DECIR LA IMPLEMENTACION DEL CICLO COMBINADO EN UNA PRIMERA ETAPA Y LUEGO CUBRIR LA DEMANDA HASTA EL FINAL DEL PERIODO CON UN GRUPO DIESEL.

SI EL COSTO DE CAPITAL ES MAYOR DE 21.03%,ENTONCES ES MAS ECONOMICO OPTAR POR LA ALTERNATIVA C,VALE DECIR LA IMPLEMENTACION DE UNA TURBINA A GAS EN UNA PRIMERA ETAPA Y LUEGO CUBRIR LA DEMANDA HASTA EL FINAL DE PERIODO CON UN GRUPO DIESEL.

EN EL PUNTO 21.03% ES INDIFERENTE DECIDIR POR UNA U OTRA ALTERNATIVA.



# VALOR PRESENTE COM PLASES ELECTROPER

A DIFERENTES TASAS DE INVERSION

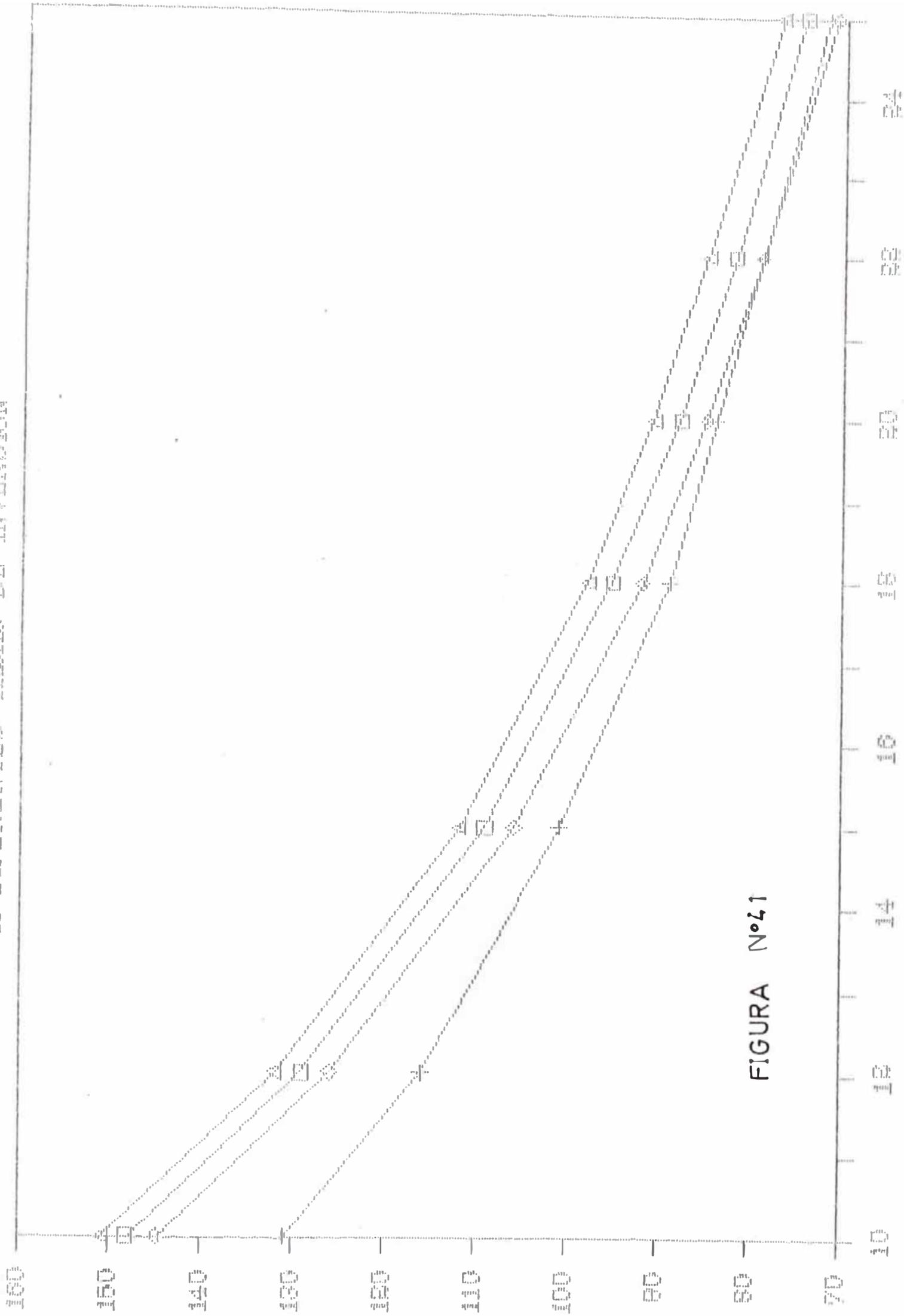


FIGURA Nº 41

VALOR PRESENTE (MILLONES DE \$)

□ ALTER.A    +    ALTER.B    △ ALTER.C    ▲ ALTER.D  
 TASA DE INVERSION (10)    ALTER.D

# VALOR PRESENTE CON FLAYES ELECTROPERU

ALTERNATIVA B y C

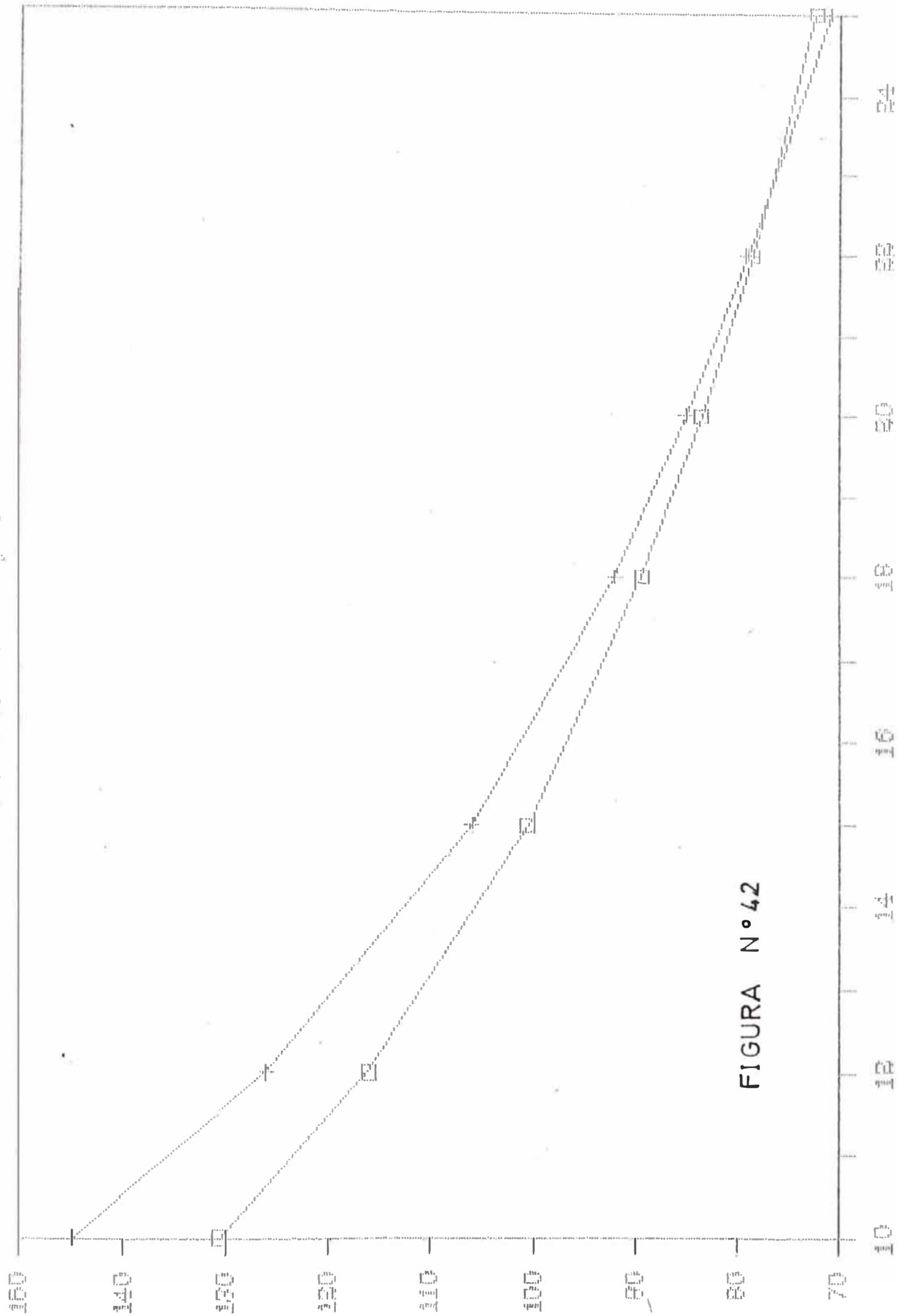


FIGURA N° 42

ALTERNATIVA B  
 TASA DE INVERSION + ALTERNATIVA C

VALOR PRESENTE (MILLONES DE US\$)

## DETERMINACION DEL PUNTO DE EQUILIBRIO

ALTERNATIVAS B y C CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

ECUACION DE AJUSTE DE LA ALTERNATIVA B :  $Y=576,591 X^{-0.644963}$

ECUACION DE AJUSTE DE LA ALTERNATIVA C :  $Y=870,419 X^{-0.777347}$

PUNTO DE EQUILIBRIO:

$X=22.44\%$  (COSTO DE CAPITAL)

CONCLUSION:

ESTO QUIERE DECIR QUE SI EL COSTO DE CAPITAL DE PETROPERU SA.ES MENOR AL 22.44% ,ENTONCES SE OPTARIA POR LA ALTERNATIVA B ES DECIR LA IMPLEMENTACION DEL CICLO COMBINADO EN UNA PRIMERA ETAPA Y LUEGO CUBRIR LA DEMANDA A PARTIR DEL 2001 CON LA INTERCONEXION CON ELECTROPERU.

SI EL COSTO DE CAPITAL ES MAYOR DE 22.44%,ENTONCES ES MAS ECONOMICO OPTAR POR LA ALTERNATIVA C,VALE DECIR LA IMPLEMENTACION DE UNA TURBINA A GAS EN UNA PRIMERA ETAPA Y LUEGO CUBRIR LA DEMANDA A PARTIR DEL 2001 CON LA INTERCONEXION CON ELECTROPERU.

EN EL PUNTO 22.44% ES INDIFERENTE DECIDIR POR UNA U OTRA ALTERNATIVA.

INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE GENERACION EN EL NOROESTE 1990-2005  
 \*\*\*\*\*

CUADRO COMPARATIVO DE ALTERNATIVAS  
 \*\*\*\*\*

CONSIDERANDO LOS PLANES DE ELECTROPERU

EVALUACION ECONOMICA (MILES US\$)

ALTERNATIVA	DESCRIPCION	VF(15%)	CU\$/KW-H	INDICE	PRIORIDAD
A	GRUPOS DIESEL	111,220	4.668	1.092	3
B	CICLO COMBINADO Y GRUPO DIESEL	101,881	4.302	1.000	1
C	TURBINA GAS Y GRUPO DIESEL	107,876	4.559	1.059	2
D	GRUPO DIESEL Y TURBOVAPOR	114,461	4.806	1.123	4

## CAPITULO VII

### 7.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- a) Del análisis eléctrico efectuado a los sistemas existentes y en base a los estudios de flujo de carga y cortocircuito, se ha concluido que es factible efectuar la interconexión de los sistemas eléctricos Malacas y Talara-Verdun, lo que permitirá mayor flexibilidad en la operación aprovechando además en forma adecuada la reserva rodante existente actualmente en el sistema Malacas para alimentar cargas del sistema Talara-Verdun haciendo posible ejecutar algunos pequeños proyectos pendientes por falta de energía en este sistema, permitiendo además dejar de operar temporalmente algunos grupos generadores en las C.E. Talara y Verdun los que por su antigüedad tienen un alto costo de generación de energía eléctrica (8.5 CU\$/Kw-h en la C.E. Verdun y 7.5 CU\$/kw-h en la C.E. Talara)
- b) Hasta el año 2001 PETROPERU debe desarrollar sus

proyectos de implementación de alternativas de generación de energía eléctrica independientemente de los planes de desarrollo de ELECTROPERU para la zona, teniendo en cuenta que ellos deben ser planificados de tal forma que hagan factible la interconexión del sistema eléctrico Noroeste con el sistema interconectado Centro Norte programada para el 2o Trimestre del año 2000, suministrando ELECTROPERU una potencia efectiva de 10 Mw. en una primera etapa al sistema Noroeste.

- c) De las alternativas analizadas para incrementar la generación en el Noroeste, tanto considerando los planes de ELECTROPERU como sin considerar los mismos se ha obtenido que es más conveniente implementar en el año 1992 la conversión de los turbogeneradores de la C.E. Malacas ciclo abierto a operación ciclo combinado, completando la cobertura de la demanda a partir del año 2001 con grupos electrogenos diesel en el caso de no concretarse la interconexión con ELECTROPERU.
- d) En conclusión; para satisfacer el balance Oferta-Demanda en forma técnica y económicamente adecuada durante el periodo de estudio 1990-2005 se deben efectuar las siguientes acciones:

A Corto Plazo (años 1990-1992); se debe realizar la interconexión de las C.E. Malacas - Talara y Verdun, efectuar la instalación y puesta en ser-

vicio de dos turbogeneradores Ruston TA 1250 transferidos por Operaciones Oleoducto a Operaciones Nor-Oeste y ejecutar el proyecto de inyección de vapor a los turbogeneradores a la C.F. Malacas a fin de incrementar su potencia efectiva en 4 Mw.

A Mediano Plazo (años 1993-2002); se debe implementar el ciclo combinado en base a los turbogeneradores existentes a la C.F. Malacas.

A Largo Plazo (años 2003-2005); de no llevarse a cabo la interconexión del sistema Nor-Oeste con el S.L.C.N. se debe cubrir la demanda en este periodo con grupos electrogenos diesel y en caso de efectuarse la interconexión la demanda en este periodo estaría cubierta con la energía suministrada por ELECTROPERU, permitiéndonos adicionalmente sacar F/S algunos grupos electrogenos de nuestras Centrales Eléctricas, que ya se encuentran obsoletos habiendo sobrepasado su vida útil, redundando esto en menores costos de combustible, lubricante y mantenimiento con la consiguiente reducción del costo de generación de energía eléctrica (CU\$/Kw h).

## CAPITULO VIII

### 8. BIBLIOGRAFIA

- Analisis Moderno de Sistemas Electricos de Potencia  
Gilberto Enriquez Harper, Editorial Limusa
- Analisis de Sistemas Electricos de Potencia  
William D. Stevenson,
- Maquinas Electricas y Electromecanicas  
Syed A. Nasar, Editorial McGraw-Hill
- Power System Planning  
IEEE, Short Course
- Simmetrical Components  
E. Classos P.
- Analisis de Circuitos y Sistemas de Potencia  
John Wiley, Editorial Clarke
- Centrales Termicas Generadoras de Energia Electrica  
Herbert Keyser, Barcelona, 1930
- Criterios para el Diseño de Centrales Termoelectricas  
E. Martinez, Mexico 1978.
- Electrical Transmission And Distribution Reference  
Book, Westinghouse Electrical Corporation.
- Protective Relays Application Guide  
General Electric Company.

- Ingenieria Economica  
Anthony J.Tarquin,Leland T.Blank
- Principles of Engineering Economy  
E.L.Grant,W.G.Ireson.
- Managerial and Engineering Analysis  
M.J.Gordon,E.Shapiro
- Diagnostico de Generacion y Distribucion  
VII Conferencia Latinoamericana de Electrificacion  
Rural,Electroperu.