

RECORDATORIA DE DEVOLUCION

FECHA DE



D-4989

T
621.31
E65
C.2

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECANICA



TESIS DE GRADO

"GENERACION ELECTRICA EN EL SISTEMA LOJA-ZAMORA DE LA
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR SOCIEDAD ANONIMA
(EERSSA). ANALISIS Y PROYECTO DE AMPLIACION"

PRESENTADA POR:

JOSE MIGUEL ERAS GALLEGOS

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE :
INGENIERO MECANICO

GUAYAQUIL-ECUADOR

1.978

"GENERACION ELECTRICA EN EL SISTEMA LOJA-ZAMORA DE LA
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR SOCIEDAD ANONIMA
(EERSSA). ANALISIS Y PROYECTO DE AMPLIACION"

DIRECTOR DE TESIS



ING. RAFAEL DROUET C.

A U T O R



JOSE M. ERAS GALLEGOS

DECLARACION EXPRESA:

DECLARO QUE: Hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta Tesis son de mi exclusiva responsa bilidad y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITEC NICA DEL LITORAL.

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).

DEDICATORIA

*Con profunda devoción y cariño
dedico este trabajo a mis que-
ridos Padres y Hermanos que co
laboraron moral y económicamente
en los momentos más difícil-
les de mi vida estudiantil, a
ELLOS.*

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento más sincero a las siguientes personas que con su experiencia supieron orientarme para la elaboración del presente trabajo.

ING. JAIME LARRIVA VELEZ

Director Técnico de la Empresa Eléctrica "Regional del Sur".

ING. LENIN TORRES PAREDES

Director Técnico de la Empresa Eléctrica "El Oro".

ING. GONZALO ZEBALLOS

Profesor de la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

ING. MIGUEL HIDALGO GUTIERREZ

Ex-gerente General de INECEL.

Vaya también mi reconocimiento especial a las perso
nas que me brindaron su valiosa colaboración.

ING. W. COLLIN LOCKET

Jefe de generación de la "Central Diesel" de Machala.

ING. WILLIAM PENAHERRERA y Sr. MARTIN ANDRADE (Egdo.
de Ing. Eléctrica).

Funcionarios de Electrificación Rural del Convenio I-
NECEL-ESPOL.

ING. ENRIQUE PAZMINO

Superintendente de Planta de la Empresa Eléctrica del
Ecuador Inc.

A los Funcionarios de la "División de Planificación"
de INECEL Quito.

A los Funcionarios de Comercialización de la Empresa
Eléctrica Quito.

A los Funcionarios de Estadística y Comercialización
de CEPE - Quito.

AL ING. RAFAEL DROUET C., Di
rector de Tesis, quien a ca-
da momento supo guiarme en la
totalidad del presente trabajo,
vaya para él mi eterno a
gradecimiento.

CONTENIDO

Pág.

CAPITULO I. INTRODUCCION

- 1.1. Consideraciones generales 1
- 1.2. Análisis de la situación actual y fu
tura de la EERSSA, con relación a pro
gramas de electrificación. 7
- 1.3. Capacidad instalada para proveer e-
nergía a las provincias de Loja y Za
mora. 14
- 1.4. Proyección de estos datos para los
próximos diez años. 16

CAPITULO II. JUSTIFICACION Y ALCANCE DEL PROYECTO.

- 2.1. Análisis de los factores que inter-
vienen en la determinación del costo
del KW-HR. 30
- 2.2. Análisis del costo del KW-HR genera-
do y transmitido en el actual siste-
ma. 34
- 2.3. Determinación del punto de equilibrio
económico para generar en los siste-
mas hidroeléctricos y termoeléctri-
cos en la EERSSA. 40
- 2.4. Cálculos y justificación de la amplia
ción de la capacidad de generación ac
tual de la EERSSA. 49

	Pág.
CAPITULO III. INGENIERIA DEL PROYECTO	55
3.1. Análisis de los recursos posibles a aprovecharse.	55
3.2. Determinación de los tipos de combustible que se podrían utilizar en la nueva central.	59
3.3. Consideraciones Técnicas: ventajas y desventajas	60
3.3.1. Turbinas Hidráulicas	60
3.3.2. Turbinas a Vapor	70
3.3.3. Turbinas a Gas	78
3.3.4. Motores de Combustión Interna	85
3.4. Justificación de la ubicación de la Nueva Central.	101
CAPITULO IV. ANALISIS TECNICO-ECONOMICO DE LA SELECCION	107
4.1. Análisis Técnico-económico de las alternativas.	107
4.2. Cuadros de resumen con resultados de selección final.	114
4.3. Selección de la alternativa.	129
4.4. Descripción de una Central Típica similar a la seleccionada.	130
CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	144

	Pág.
CAPITULO VI. VARIOS	148
6.1. Anexos, Cuadros y gráficos	
6.2. Apéndice	
6.3. Bibliografía	

C A P I T U L O I

INTRODUCCION

1.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Uno de los índices de comparación del desarrollo socio-económico de los pueblos es el consumo de energía eléctrica por habitante. Las provincias de Loja y Zamora-Chinchipe al sur de nuestro país, registran el consumo más bajo de energía por habitante, siendo éste de 20 KW-HR per cápita comparándolo con los 150 KW-HR que tiene como promedio el Ecuador.

Esta verdad hizo que las principales Instituciones regionales de las provincias de Loja y Zamora-Chinchipe, juntamente con el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), como Rector de la Electrificación Nacional, hicieran que el 1º de Abril de 1974 se inaugurara la "Empresa Eléctrica Regional del Sur Sociedad Anónima" (EERSSA) con sede en la ciudad de Loja, abrazando a todos los cantones de las provincias de Loja y Zamora-Chinchipe, para en un ideal común, el de la Electrificación que es progreso de los pueblos, aprovechar los recursos naturales, económicos y humanos para entregar al Ecuador una zona que sea digna de contársela entre las más positivas del País.

El Sistema Eléctrico Sur que forma la EERSSA, se encuen

tra ubicado en la parte Sur-Oriental del Ecuador (Ver gráfico 1.1.1, pág. 3) y, abarca dos grandes provincias, una en la Sierra, la de Loja, y la otra en el Oriente, la de Zamora-Chinchipe (Ver gráfico 1.1.2, pág. 4).

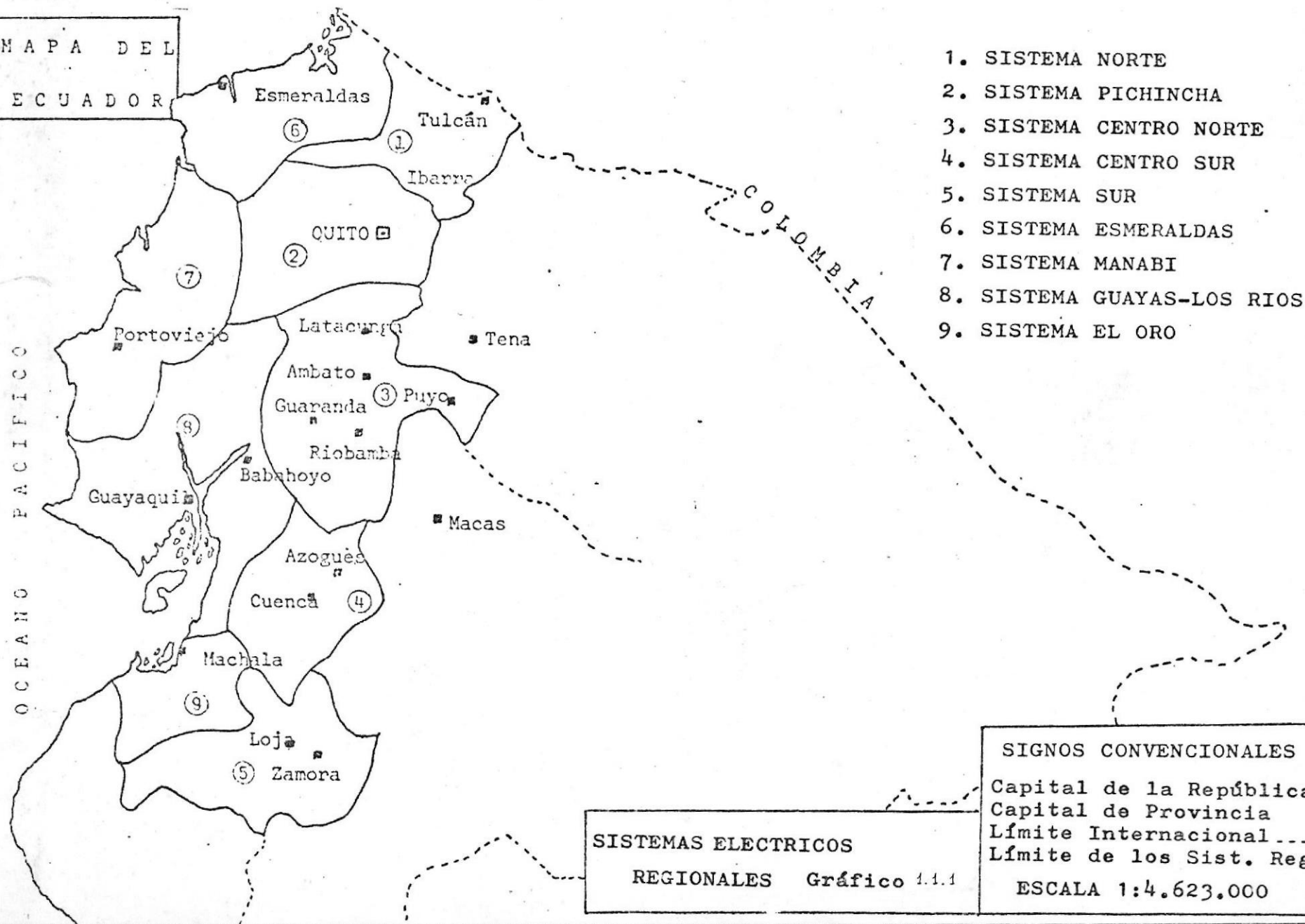
Su área geográfica, y su población según el III Censo de Población y II de Vivienda de 1974 es la siguiente:

<u>Provincia</u>	<u>Area</u>	<u>Habitantes</u>
Loja	9.926 Km ²	343.153 Ha.
Zamora-Chinchipe	<u>21.826 Km²</u>	<u>37.774 Ha.</u>
T O T A L :	31.752 Km ²	380.927 Ha.

Densidad de la población: 12 Ha/Km²

Las provincias de Loja y Zamora-Chinchipe, poseen una topografía muy accidentada, siendo éste uno de los motivos por el cual las vías de comunicación son muy deficientes; sus carreteras en épocas de invierno son generalmente interrumpidas a consecuencia de los deslaves del terreno. El transporte aéreo en época invernal es muy irregular, la comunicación telefónica sufre continuos desperfectos, y las estaciones de radio y televisión son interferidas por las estaciones - peruanas. Es decir, la zona de Loja y Zamora-Chinchipe, en cuanto a su comunicación y transporte con el resto del país, está un tanto aislada y sujeta a los caprichos de la naturaleza. Por estas razones, el desarrollo socio-económico de la

MAPA DEL ECUADOR



1. SISTEMA NORTE
2. SISTEMA PICHINCHA
3. SISTEMA CENTRO NORTE
4. SISTEMA CENTRO SUR
5. SISTEMA SUR
6. SISTEMA ESMERALDAS
7. SISTEMA MANABI
8. SISTEMA GUAYAS-LOS RIOS
9. SISTEMA EL ORO

SIGNOS CONVENCIONALES

Capital de la República ■
Capital de Provincia ●
Límite Internacional - - - -
Límite de los Sist. Reg. —

SISTEMAS ELECTRICOS

REGIONALES Gráfico 1.1.1

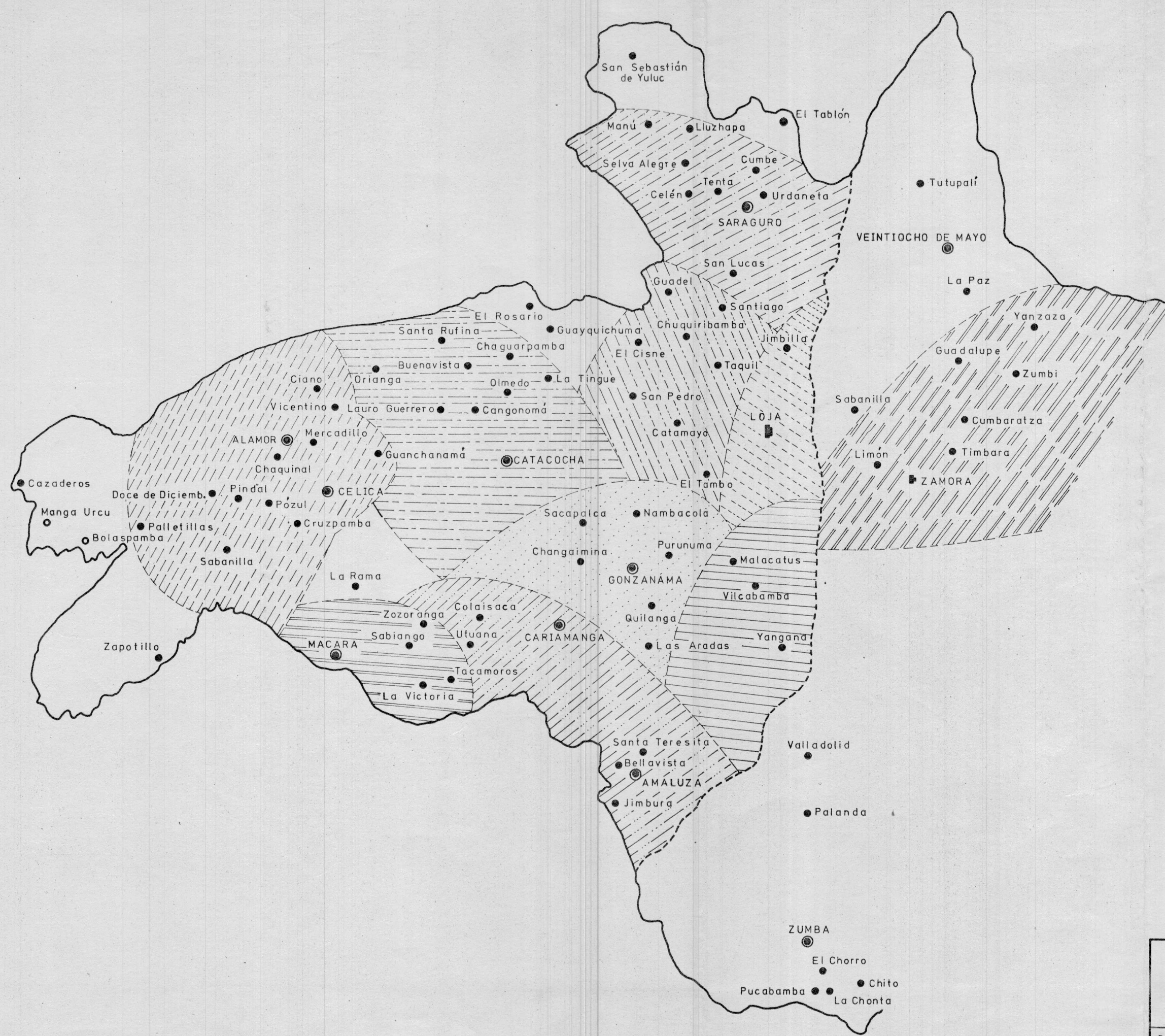
ESCALA 1:4.623.000

región se ha visto retrasado con respecto a otras provincias de la Patria. De allí que el Gobierno Central debe preocuparse de esta región que por muy alejada que se encuentre tiene los mismos deberes que cumplir y los mismos derechos que exigir que cualquier otra provincia.

La provincia de Loja ha sido considerada como la hermana menor y siempre se la ha contentado con paleativos a sus necesidades vitales como agua potable y canalización, energía eléctrica, medicina en toda la extensión de la palabra, etc. La nueva generación exige de los poderes centrales soluciones urgentes y definitivas para calmar las más fundamentales necesidades de sus habitantes y estar acorde con el convivir nacional y mundial que la vida moderna requiere para ser considerado como ser humano.

Al habitante del agro de nuestro país no le importa si el Gobierno es Constitucional, ó es dictadura civil, ó dictadura militar; el Estado Jurídico de los poderes públicos no tiene importancia. Está cansado de promesas y más promesas y sólo quiere soluciones prácticas inmediatas para salir de la constante miseria en que se desenvuelve diariamente.

Los puntos primordiales en los que el Gobierno Central debe poner mayor atención en esta región, los podría resu



SIMBOLOGIA

- CAPITAL DE PROVINCIA
- CABECERA CANTONAL
- CABECERA PARROQUIAL
- CACERIO

SISTEMA SUR ZONIFICACION A NIVEL DE SUBESTACION

DISEÑADO	RECOMENDADO
DIBUJADO	APROBADO
REVISADO	REF. FIG. N° 1.1.2.
FECHA	

mir en la siguiente manera:

- a) Integración de estos pueblos al plan vial, y evitar en esta forma que quienes viven en zonas fronterizas en época de invierno, para llegar a su lugar de trabajo, obligadamente tengan que utilizar servicios de transporte peruano, porque nuestras rutas son interrumpidas por la estación lluviosa.
- b) Que los servicios de IETEL lleguen hasta los lugares apartados en forma continua y eficiente, es decir que sean confiables.
- c) Que los programas de educación sean revisados desde un punto de vista pedagógico y humano, y no permitir que en las escuelas rurales, un sólo profesor atienda a varios grados al mismo tiempo, como ocurre en la actualidad en la mayoría de los locales de la región.
- d) Que los funcionarios de educación hagan llegar en forma efectiva el material didáctico y de enseñanza hacia los niños de las escuelas rurales fronterizas, quienes en la mayoría de los casos actuales tienen que valerse de material escolar de origen peruano.
- e) Que en las escuelas rurales se incluya un profesor de "Prácticas Agropecuarias", para la enseñanza de métodos modernos para tecnificar el trabajo diario y cambiar la

monotonía del sistema actual, ya que el primer desarrollo que debe experimentar esta área es en el campo agrícola y ganadero.

- 6) Que los servicios del Ministerio de Agricultura y Ganadería lleguen directamente al agricultor sin los actuales trámites engorrosos que paralizan las faenas diarias del campesino, y que son causados por el centralismo absorbente.

Creo que con la implantación de estos considerandos podrían llevarse a cabo grandes proyectos de trabajo, tal como la industrialización de la materia prima, y para lograr esta meta, es necesario la existencia de proyectos de electrificación urbana y rural.

1.2. ANALISIS DE LA SITUACION ACTUAL Y FUTURA DE LA EERSSA CON RELACION A PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION.

El servicio de energía eléctrica en las provincias de Loja y Zamora-Chinchipe está suministrado en la actualidad totalmente por la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA), cuya sede está en la ciudad de Loja. Para prestar al usuario un servicio más directo y eficiente existe una oficina en cada cabecera cantonal.

Los aspectos generales del servicio actual de fluido eléctrico que sirve al Sistema Eléctrico Sur, son los siguientes:

Provincia de Loja.- EERSSA sirve a la ciudad de Loja y las parroquias de: Catamayo, Malacatos, San Pedro, Cariamanga, San Juan de Pozul, Zapotillo, Macará, Catacocha, Guachanamá, Alamor, y Saraguro.

Provincia de Zamora-Chinchipe.- La EERSSA sirve a la ciudad de Zamora y la parroquia de Yantzaza.

Los datos resumidos de las características de dicho servicio se encuentran en el cuadro de la Fig. 1.2.1 pág. 9.

La energía eléctrica, como base de casi todas las actividades, debe estar disponible en cantidad y calidad deseada, y debe estar presente en aquellas áreas en las que pueda provocar y/o facilitar el nacimiento de nuevas industrias.

Las provincias de Loja y Zamora-Chinchipe son netamente agropecuarias y de allí que para que sigan siendo un sostén de la economía nacional, es necesaria la comercialización de los productos agrícolas que producen tales como café, maní, caña de azúcar, frutas, etc. y productos ganaderos como carnes, leche y pieles que han sido el rubro más importante.

SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN LAS PROVINCIAS DE LOJA Y ZAMORA

1.976

Aspectos generales:	Prov. de Loja-Zamora	Unidades
1. Potencia instalada	9.240	KW
2. Demanda Máxima	4.570	KW
3. Factor de carga anual	48	%
4. Generación Bruta	16'717.449	KW-HR
5. Energía Facturada	13'268.216	KW-HR
6. Número de Abonados Promedio	5.433	Abon.
7. Población Servida	159.396	Habitante
8. Potencia instalada por habitante	64	Vatios/habitante
9. Consumo por habitante servido	74	KW-HR/hab./año
10. Consumo por abonado	1.087	KW-HR/Abon./año
11. Consumo residencial/Abon. Residencial	584	KW-HR/Abon.resid/año
12. Consumo comercial/Abon. Comercial	1.521	KW-HR/Abon.com/año
13. Consumo industrial/Abon. Industrial	6.374	KW-HR/Abon.ind/año

De la producción agropecuaria depende la economía interna, y su ruína causaría la más alarmante carestía de la vida en las provincias mencionadas, y afectaría en forma extrema la economía nacional.

Al campesino se le debe pagar el precio justo de los productos agrícolas y un salario adecuado al labrador del campo. Se les debe proveer educación, vías de comunicación, -servicios médicos efectivos, se debe aplicar efectiva y equitativamente la Ley de Reforma Agraria, para de esta manera producir el aumento de los productos alimenticios. Si no ayuda inmediata causaría el abandono de los campos y la migración a las grandes ciudades en busca de mejores condiciones de vida. Si no se toman en cuenta estas consideraciones se nos avecina una carestía tremenda tanto de alimentos como de bienes de consumo diario, razón por la cual nuestra atención primordial debe ser el agro para detener la crisis que se viene y cuyos síntomas ya hemos empezado a sentir, sobre todo en las zonas densamente pobladas del país.

La timidez, la desconfianza, la falta de educación, la pobreza en el campo, serán contrarrestados con la ejecución de planes concretos de electrificación rural y la realización de adecuados planes de educación de adultos. Las escuelas rurales deberían intentar un cambio de programas di

rígido pedagógicamente hacia los niños, y para la población total se debe incrementar la actividad de áreas tales como:

- a) Salubridad e higiene.- Existe una carencia absoluta en la producción de agua potable, servicio de alcantarillado, de hospitales y de asistencia sanitaria; las condiciones y elementos de trabajo son inadecuados, las viviendas muchas veces se encuentran en condiciones de hacinamiento y promiscuidad; hay una falta de centros y medios de recreación, etc. Todos estos factores hacen de la casa del hombre del campo inadecuada para que él y su familia puedan vivir de acuerdo a la dignidad de seres humanos.
- b) La construcción y operación de los sistemas de abastecimiento de agua, acción fundamental en materia de saneamiento ambiental y el funcionamiento de centros de salud rurales, como primer punto de asistencia médica, son procesos cuya aplicación se hace cada día más importante y urgente.

Paulo VI, en su mensaje en el Congreso de la UNESCO de 1965 manifestó: "El desarrollo cultural es para el hombre un factor primordial de la integración social, no menos que el enriquecimiento personal; para la sociedad, es un elemento privilegiado de progreso económico y desarrollo".

La Organización Mundial de la Salud (OMS), en un congreso manifestó: "Salud, no es simplemente la carencia de una enfermedad, sino algo como un estado de bienestar físico - mental y social en lo individual y colectivo".

La "Electrificación Rural" en casi todos los países de América Latina es un problema socio-económico, por lo tanto, debe buscársele una solución a corto plazo puesto que la energía eléctrica es un factor vital, y su ausencia frena el desarrollo industrial y de los servicios domésticos con gran repercusión en el standard de vida de un pueblo. Este es uno de los motivos primordiales para que el Gobierno Central dé más impulso a los programas de electrificación rural y promueva la aplicación de planes específicos respaldados por financiamientos más ventajosos que establezcan una política tarifaria adecuada que permita cubrir, junto con los gastos directos de operación y mantenimiento, las cuotas anuales de depreciación y obtener un porcentaje justo de rentabilidad para pagar por el capital invertido con lo cual se asegurará también la reinversión y consecuentemente la expansión del sistema eléctrico.

Es de considerar también que la "Electrificación Rural" tropieza en especial con problemas adicionales a los de la electrificación urbana tales como los mayores costos de distribución y el lento proceso de recuperación de las inversiones.

La falta de fluido eléctrico hace que el habitante del agro no participe de las comodidades de la vida moderna, como la televisión, cine, etc. y no existiendo medios de diversión sana como resultado de esta necesidad se dedican al consumo de bebidas alcohólicas como uno de los medios de diversión.

Electrificar, mecanizar e industrializar el medio rural es ofrecer al campesino fuentes estables de trabajo dentro de las zonas en que por generaciones se viene desenvolviendo. Se mejorará la situación económica y el nivel de vida de la población.

El Ingeniero Nicolás Romero, Ex-gerente General de INECEL, en una de las Conferencias sobre "Electrificación Rural" manifestó: "El campesino es uno de los elementos productores más importantes que merece la atención de todos los sectores y hay que comprenderlo y socorrerlo en el campo y no desde los escritorios de las grandes ciudades", por que Electrificación Rural, "no es simplemente correr una línea de energía sobre la casa del campesino y esperar que este mero hecho transforme su existencia".

La "Electrificación Rural" comprende todos los programas encaminados a un mejoramiento del standard de vida de la población del agro y todos los beneficios que se puede obtener de la electricidad, ya que utilizando el fluido eléctri

co es posible mejorar la calidad de los productos vegetales y animales; limpiarlos, conservarlos y almacenarlos de manera más eficiente. Se logra también el aumento de la producción por medio de la irrigación, las lluvias artificiales y la protección contra las heladas, plagas, etc.

El objetivo principal de la "Electrificación Rural", según se propone conseguir el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, es organizar y dirigir el sistema de generación, transmisión, subtransmisión, distribución y comercialización del fluido eléctrico, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales; por lo tanto es un absurdo de hablar de una alta rentabilidad; la ganancia está en el aumento de la riqueza nacional y en la incorporación de la riqueza agropecuaria industrializada a la vida económica del país.

1.3. CAPACIDAD INSTALADA PARA PROVEER ENERGIA ELECTRICA A LAS PROVINCIAS DE LOJA Y ZAMORA-CHINCHIPE.

El termómetro que marca el progreso y adelanto de un país se lo lee en los Kilovatios/habitante que tenga instalados.

Tradicionalmente se ha determinado que existe una interrelación tan importante entre el desarrollo económico de un

País y su nivel de electrificación que se puede decir sin lugar a dudas que es imposible alcanzar un nivel socio-económico adecuado si no se dispone de energía eléctrica en cantidad, calidad y a precios razonables, en el instante y en los lugares que se la necesita.

Las estadísticas de varios países demuestran que existe una alta correlación entre el consumo eléctrico y ciertos indicadores macro económicos tales como el Producto Nacional Bruto, el Ingreso Nacional per cápita, etc.

Países como Estados Unidos, Canadá y Suecia de ingresos superiores a US\$/3.000/hab-año tienen consumos eléctricos superiores a los 9.000 KWH/hab-año. Para países de menor desarrollo económico como son Hungría, España, Venezuela y Chile entre otros, de ingresos de 500 a 1000 dólares/hab-año, corresponden consumos eléctricos también menores: 1.000 a 1.500 KWH/hab-año. Finalmente, los países de aún menor desarrollo económico, como la mayoría de los países Latino-Americanos de ingresos inferiores a 100 US\$/hab-año, tienen consumos eléctricos que no alcanzan a 100 KWH/hab-año. (El consumo eléctrico en el Ecuador es de 150 KWH/hab-año).

Por otra parte, si se hace un análisis dinámico se observará que, a través del tiempo, el desarrollo económico de los países va acompañado de un correspondiente incremento del consumo eléctrico per cápita, dependiendo esta correla-

ción de la capacidad productiva de cada País, y de su infra-estructura para aprovechar esta capacidad.

Frente al gran desarrollo económico que se observa, se prevee que los años futuros para el Ecuador, en parte debido a los recursos provenientes de la explotación petrolera y, por efectos indirectos que ellos provocarán en la economía nacional, es necesario impulsar a todo nivel los programas de electrificación para alcanzar un alto índice económico.

En el cuadro siguiente de la Fig. 1.3.1 pág. 17 expon-dremos los datos estadísticos, proporcionados por el personal de ejecutivos de la EERSSA, sobre la capacidad de potencia instalada en el Sistema Eléctrico Sur.

1.4. PROYECCION DE ESTOS DATOS PARA LOS PROXIMOS 10 (Diez) AÑOS

En la actualidad los centros de mayor consumo eléctrico de las provincias de Loja y Zamora-Chinchipe son las ciudades de Loja, Zamora, Cariámanga, Catacocha, Macará, y la parroquia industrial de Catamayo por encontrarse ubicado aquí el Ingenio Azucarero "Monte-rey" y la nueva industria de madería "Tabla-rey".

Las provincias de Loja y Zamora por estar limitando con el Perú están beneficiadas mediante algunos convenios internacionales como son: El Pacto Sub-regional Andino, La A

CAPACIDAD DE POTENCIA INSTALADA, DIESEL E HIDRAULICA EN EL SISTEMA ELECTRICO SUR

"CENTRAL DIESEL-CATAMAYO"
LA TOMA, PROV. DE LOJA

"CENTRAL DIESEL SAN CAVETANO"
LOJA

"CENTRAL HIDRAULICA SAN FCO"
SAN RAMON, PROV. DE ZAMORA

Allen N° 1 1.140 Kw

Allen N° 2 1.280 Kw

Gener. N° 3 1.576 Kw

Gener. N° 4 1.576 Kw

T O T A L 5.570 Kw

Grupo N° 1 600 Kw

Grupo N° 2 600 Kw

Grupo N° 3 1.200 Kw

T O T A L 2.400 Kw

POTENCIA DIESEL INSTALADA 6.840 Kw

POTENCIA HIDRAULICA INSTALADA 2.400 Kw

TOTAL CAPACIDAD DE POTENCIA INSTALADA
EN EL SISTEMA ELECTRICO SUR 9.240 Kw

sociación Latino-Americana de Libre Comercio (ALALC), el proyecto binacional "Puyango-Tumbes", y muchos otros de los cuales forma parte el Ecuador. La mayoría de las poblaciones de estas provincias van a adquirir gran importancia especialmente en los aspectos comerciales, industriales y turísticos, ya que su área de acción se verá incrementada con el intercambio con el Perú.

Conociendo la capacidad instalada actual, debemos conocer mediante un estudio la demanda que existirá en los próximos diez años.

Todo proyecto de electrificación se lo hace basado en un estudio de la demanda por lo que, para realizar este trabajo se han tomado muy en cuenta los siguientes parámetros que son los indicadores directos del consumo de energía eléctrica, y que podemos resumir así:

1. Crecimiento de la población.
2. Habitante/Abonado (relación óptima: 1)
3. Número de abonados.
4. Consumo por abonado
5. Consumo homogéneo
6. Proyección de parques industriales
7. Consumo de alumbrado público
8. Consumo total
9. Pérdidas por energía

10. Energía en subestaciones

11. Factor de carga

12. Demanda máxima en subestaciones

De los factores antes mencionados los más importantes y que intervienen en la proyección de la demanda son: población, encuestas industriales y el factor de carga, por lo que pasará a considerarlos separadamente.

a) Población.- La provincia de Loja, en los últimos años ha sido azotada por grandes sequías, razón por la cual sus habitantes han tenido que emigrar a otras zonas más fértiles, y de allí el fenómeno de que el índice de crecimiento de la población sea muy variado dentro de una á-rea relativamente reducida. Así, en algunas cabeceras - cantonales se presenta un índice negativo, y en otras uno tan elevado que va hasta 13 y 14% en algunos casos como ocurre en la provincia oriental de Zamora-Chinchipe, donde la región es benigna para las labores de agricultura y ganadería.

b) Encuestas Industriales.- De este trabajo dependen los futuros parques industriales a instalarse, la ampliación de los existentes, y la integración de las industrias autoabastecidas.

La información ha sido obtenida de las instituciones estatales, semiestatales y particulares que tienen que ver con

este asunto, tales como: INECEL, EERSSA, PREDESUR, IEOS, INERHI, IETEL, CENDES, INGENIO MONTE-REV, Ministerio de Agricultura, Junta Nacional de Planificación, y varias otras más.

Los próximos parques industriales a instalarse, los que tienen sello de prioridad, se los ha resumido en la pág. 21. Los factores primordiales que han sido considerados para otorgar esta calificación son los siguientes:

1. Origen de la materia prima
 2. Generación neta de las divisas, y aumento de las divisas
 3. Contribución del proyecto a la generación de nuevas fuentes de trabajo.
 4. Costo de la producción, competencia normal.
 5. Producto a elaborarse
 6. Mercado del producto y su competencia
 7. Localización del proyecto hacia la descentralización o hacia las zonas del país en las que no existe ninguna industria.
 8. La fecha a instalarse y puesta en marcha de la industria. Esto depende de la necesidad del mercado del producto a elaborarse y de los medios de transporte.
- c) Factor de carga. Este factor es de suma importancia en lo técnico y por ende en lo económico; es la medida de aprovechar al máximo la instalación para determinada potencia instalada.

Encuestas Industriales

Descripción	Ubicación	Carga KW	Año de integración	Capacidad anual de producción
Bombas de agua para riego	Prov. de Loja	1.300	1.977	-
Industria Maderera	Alamor	80	1.978	-
Industria Maderera	Paletillas	80	1.981	-
Industria Maderera	Macará	80	1.982	-
Industria "Macareño de Parket"	Macará	41	1.978	-
Piladoras	Macará	52	1.978	-
Fábrica de hielo "San Antonio"	Macará	20	1.978	-
Molienda de caña de azúcar	Macará	24	1.980	-
Extractora de aceite de soya	Catacocha	-	1.978	2.400 ton.
Fábrica de aceite y mantequilla de maní	Catacocha	20	1.979	160 ton.
Bombas de agua para riego	Catamayo	250	1.976	-
Ingenio Monte-rey	Catamayo	1.200	1.980	-
Fábrica "Tabla Rey"	Catamayo	700	1.975	-
Fábrica de tubos de rayos catódicos	Loja	20	1.976	-
Fábrica de leche pasteurizada	Loja	-	1.976	3,6 x 10 ⁶ lts.
Fábrica de embutidos	Loja	20	1.976	250 ton.
Curtiembre	Loja	-	1.976	1,2 x 10 ⁶ pies ²
Fábrica alfarina	Loja	-	1.979	2.450 ton.
Fábrica de conservas en general	Loja	60	1.979	1.200 ton.

Descripción	Ubicación	Carga KW	Año de integración	Capacidad anual de producción
Fábrica de cristalería soplada y moldería	Loja	56	1.981	1.800 ton.
Fábrica de hongos en conserva	Loja	125	1.981	2.500 ton.
Aprovechamiento de madera	Vilcabamba	2500	1.979	-
Fábrica de pasta y salsa de tomate	Malacatos	30	1.978	495 ton.
Industrias madereras (12 ase- rríos de 80 KW c/u)	Zamora	960	1.977	-
		7618		

Un mayor factor de carga significa más energía, lo que es lo mismo obtener un menor costo del KW-HR.

Otro factor que también se ha considerado son las pérdidas de energía:

Para la proyección de la demanda se deben tomar en cuenta los procesos de generación, subtransmisión y distribución del fluído eléctrico; las pérdidas de energía pueden ser debidas al mal estado de las redes de distribución; a la cantidad de energía que se distribuye gratuitamente; a las pérdidas por hurtos, robos; a las pérdidas por efecto del calor de Joule; por las caídas de potencial a través de las distancias al centro de consumo, o por una combinación de todas estas.

Algunos datos para la "proyección de la demanda del fluído eléctrico" se los ha tomado de la "Tesis de grado" del - Ingeniero Luis Piña, basada en la "Programación de Obras de Distribución del Sistema Sur". Su estudio lo realizó a nivel provincial. Los resultados finales del Ing. Piña se encuentran en el Cap. II "Estudio de Mercado de Energía Eléctrica hasta el año 1990" de su Tesis de grado, y se incluyen con la correspondiente autorización del autor, más aún si tuve la oportunidad de acompañar personalmente al Ing. Piña a obtener datos e información en el área misma de estudio, por lo que considero estos datos reales y me brindan más con

fiabilidad. Los resultados se encuentran en las págs 25,26,27 y los gráficos en la pág. 28 Fig. 1.4.1 de este estudio.

La presente proyección de la demanda se la ha considerado para 10 (diez) años, por creer que este es un tiempo prudencial para este trabajo de Generación Eléctrica y más aún por estar en proyecto de implantación el "Sistema Nacional Interconectado".

PROYECCION DEMANDA TOTAL SISTEMA SUR

PROYECCION DE INDICES DE ELECTRIFICACION

ANO	VATIOS POR HAB.	KWH POR HAB.	KWH POR AB. RES.	KWH POR AB. COM.	AB. COM POR AB. RES.	KWH ALUM POR HABIT.
1973	12.19	37.23	421.4	1147.6	29.95	8.57
1974	12.95	39.89	451.3	1218.7	29.50	8.72
1975	14.96	49.14	483.5	1293.9	28.73	8.89
1976	17.13	57.47	517.6	1369.3	27.80	9.08
1977	19.05	64.33	553.6	1447.8	26.47	9.30
1978	22.05	74.37	589.0	1513.2	24.97	9.56
1979	37.14	96.64	622.5	1558.4	23.42	9.87
1980	32.97	119.41	659.4	1606.5	22.12	10.30
1981	38.81	139.99	702.1	1675.1	21.18	10.78
1982	44.71	161.29	747.6	1759.1	20.57	11.29
1983	49.04	177.76	795.1	1863.5	20.27	11.79
1984	53.66	195.57	842.9	1970.1	20.01	12.30
1985	58.47	214.27	889.4	2075.9	19.80	12.79
1986	63.93	235.55	933.9	2180.7	19.55	13.27

ANO	POTENCIA	ENERGIA	VARIACION DE TASAS %		CONSUMO INDUSTRIAL	POBLACION
			CONSUMO POR HAB. RES.	CONSUMO POR HAB. COM.		
1974	8.82	9.72	7.10	6.19	11.42	2.40
1975	18.27	26.15	7.13	6.17	97.78	2.42
1976	17.29	19.79	7.03	5.82	37.83	2.43
1977	13.89	14.61	6.96	5.73	13.86	2.39
1978	18.48	19.16	6.38	4.51	20.42	2.38
1979	26.01	32.15	5.69	2.98	52.16	2.38
1980	24.39	26.50	5.91	3.08	28.55	2.38
1981	20.50	20.03	6.47	4.27	12.79	2.38
1982	17.94	17.95	6.48	5.01	12.09	2.38
1983	12.28	12.82	6.35	5.93	9.03	2.37
1984	12.01	12.60	6.00	5.72	9.49	2.35
1985	11.51	12.13	5.51	5.36	9.47	2.34
1986	11.90	12.50	5.00	5.04	9.68	2.34

PROYECCION DEMANDA TOTAL SISTEMA SUR

AÑO	POBLACION (miles)	POB. SERVIDA %	HAB. POR AB.	ABONADOS (Miles)		RESID.	CONSUMOS COMERC.	INDUS. (MwH)	ALUMB. OTROS	TOTAL	PERDIDAS %	ENERGIA (MwH)	DEMANDA	
				RESID.	COM.								FC	%
1973	368.94	12.7	47.0	7.84	2.34	3304.6	2696.0	2002.9	3163.5	1167.2	18.7	13737.1	34.8	3.304
1974	377.81	13.2	45.3	8.32	2.45	3757.1	2993.3	2231.6	3295.0	12277.2	18.5	15072.8	35.1	3.622
1975	386.99	14.0	42.7	9.05	2.60	4379.1	3367.5	4413.9	3442.5	15603.2	17.9	19019.3	37.4	4.120
1976	396.40	15.3	39.2	10.10	2.81	5232.9	3848.6	6083.9	3601.1	18766.7	17.6	22784.1	38.2	4.350
1977	405.91	17.1	35.0	11.58	3.06	6411.9	4439.3	6927.4	3777.5	21556.3	17.4	26114.3	38.5	6.380
1978	415.61	20.0	29.9	13.88	3.46	8179.9	5248.1	8342.1	3976.4	25746.7	17.2	31119.8	38.7	8.031
1979	425.54	24.6	24.3	17.46	4.09	10875.7	6378.5	12694.1	4203.0	34151.4	16.9	41127.3	40.6	11.173
1980	435.68	30.5	19.6	32.15	4.90	14609.3	7873.7	16318.9	4487.6	43289.7	16.7	52026.6	41.3	13.670
1981	446.07	36.7	16.3	27.28	5.78	19157.6	9685.0	18407.7	4809.6	52060.1	16.6	62449.7	41.1	15.972
1982	456.68	42.3	14.1	32.22	6.63	24093.7	11663.5	20634.9	5158.0	61550.3	16.4	73662.5	41.1	18.180
1983	467.54	45.5	13.1	35.47	7.19	28206.8	13403.8	22500.3	5516.2	69627.2	16.2	83112.6	41.3	20.072
1984	478.54	48.7	12.3	38.85	7.77	32751.0	15322.7	24637.1	5886.4	78597.3	16.0	93592.4	41.5	23.626
1985	489.78	51.8	11.5	42.36	8.38	37680.6	17414.3	26972.5	6268.2	88335.7	15.8	104950.6	41.8	25.989
1986	501.26	55.7	10.7	46.56	9.10	43486.3	19859.2	29.585.7	6654.4	99585.7	15.6	118074.7	42.0	22.588

TASAS (%)

2.37	13.81	10.62	20.49	16.20	19.86	5.65	17.16	16.85	15.41
------	-------	-------	-------	-------	-------	------	-------	-------	-------

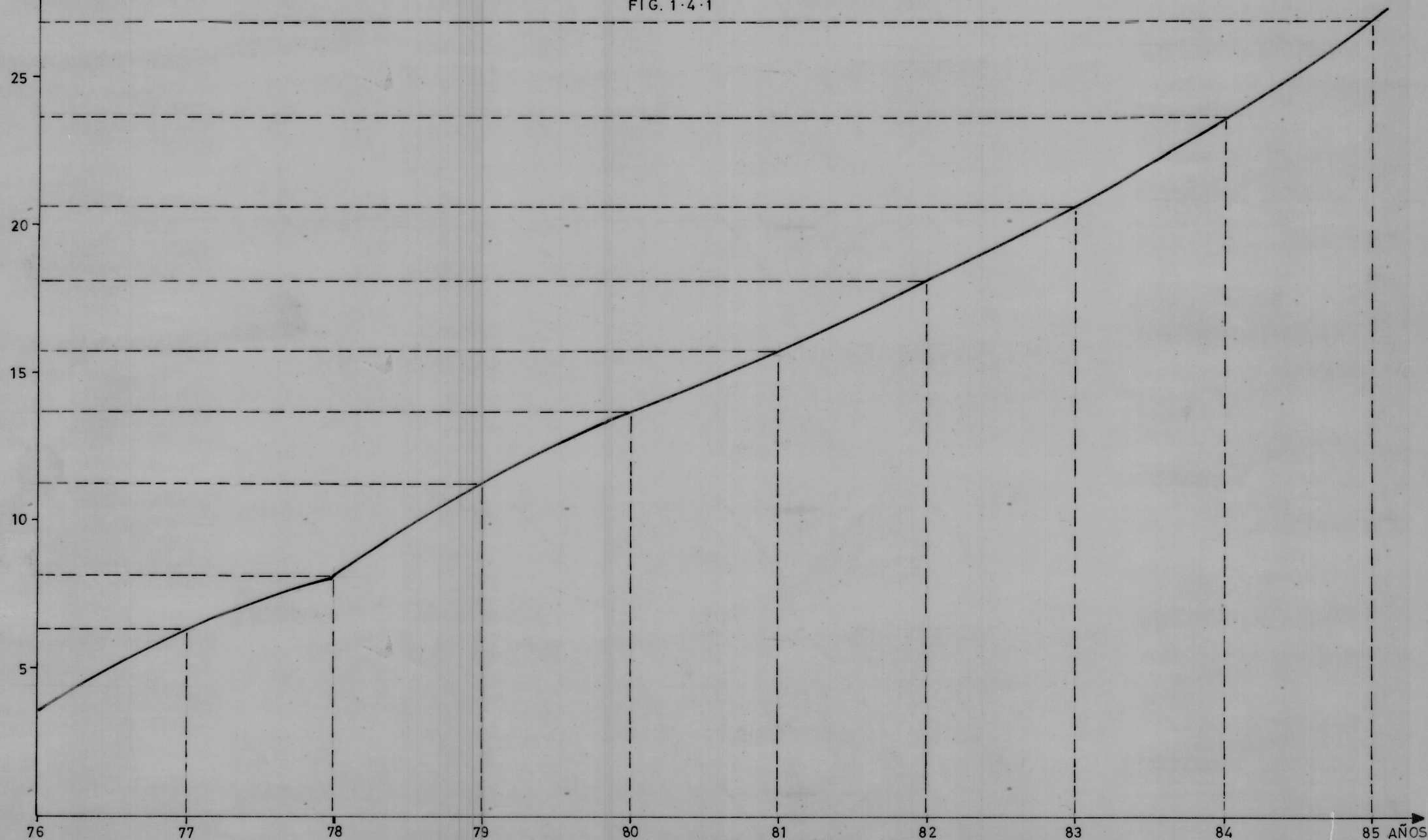
PROYECCION DE LA DEMANDA TOTAL DE ENERGIA ELECTRICA EN EL SISTEMA SUR
(Prov. LOJA - ZAMORA-CHINCHIPE)

AÑO	POBLACION (miles)	POBLACION SERVIDA (%)	CONSUMO TOTAL (MWh)	PERDIDAS (%)	DEMANDA ENERGIA (MWh)	F.C. (%)	POTENCIA (Kw)
1975	386.99	14.0	15.603,2	17.9	17.019,3	37.4	4.120
1976	396.40	15.3	18.766,7	17.6	22.784,1	38.2	4.350
1977	405.91	17.1	21.556,3	17.4	26.114,3	38.5	6.380
1978	415.61	20.0	25.746,7	17.2	31.119,8	38.7	8.031
1979	425.54	24.6	34.151,4	16.9	41.127,3	40.6	11.173
1980	435.68	30.5	43.289,7	16.7	52.026,6	41,3	13.670
1981	446.07	36,7	52.060,1	16,6	62.449,7	41.1	15.972
1982	456.68	42.3	61.550,3	16,4	73.662,5	41.1	18.180
1983	467.54	45.5	69.627,2	16.2	83.112,6	41.3	20.072
1984	478.54	48.7	78.597,3	16.0	93.592,4	41.5	23.626
1985	489.78	51.8	88.335,7	15,8	104.950,6	41.8	25.989
TASAS (%)			17,16		26,85		

POT.
 $\times 10^3$
KW

PROYECCION DE LA DEMANDA TOTAL DE ENERGIA ELECTRICA EN EL SISTEMA SUR

FIG. 1-4-1



C A P I T U L O II

JUSTIFICACION Y ALCANCE DEL PROYECTO

Como el presente trabajo se refiere a un proyecto de Generación Eléctrica, antes de entrar al punto a tratarse creo conveniente definir algunos conceptos básicos empleados en energía eléctrica, que será necesario tener presentes por participar activamente en los temas que se tratarán a continuación.

Potencia Instalada.- (Unidad: KW). Es el valor teórico de la potencia eléctrica instalada que corresponde a los datos de placa del generador o de los generadores.

Carga.- (Unidad: KW). Es el valor real de la potencia eléctrica consumida, medida en los tableros de control.

Demanda.- (Unidad: KW). Es el valor de carga que presenta un sistema en un momento cualquiera.

Demanda Máxima.- (Unidad: KW). Es el valor más alto de la carga que un sistema presenta a su fuente de abastecimiento en un período especificado. Generalmente es conocida con el nombre de "Pico".

Factor de Carga.- (%). Es igual al promedio de la carga durante un tiempo determinado, dividido para la demanda máxima ocurrida en ese tiempo.

Energía Generada.- (Unidad: KW-HR). Es la cantidad de la energía producida, sin tomar en cuenta pérdidas mecánicas y/o eléctricas del sistema.

Energía Facturada.- (Unidad: KW-HR). Corresponde a la energía vendida por las plantas generadoras, a nivel contable.

Consumidores

Abonados.- Usuarios del servicio eléctrico y que entran clasificados en las siguientes categorías:

- a) Residencial: corresponde a los consumos domésticos de cualquier tipo.
- b) Comercial: aplicables a oficinas y establecimientos comerciales con cualquier clase de consumo.
- c) Industrial: aplicable a establecimientos industriales y manufactureros.
- d) Entidades Oficiales: consumo de oficinas, guarniciones militares, servicios a establecimientos de propiedad fiscal o municipal, etc.
- e) Alumbrado Público: la energía destinada al alumbrado de calles, plazas, parques y caminos de uso público.
- f) Otros: energía entregada a usuarios ocasionales y venta para la reventa.

Empresas Eléctricas de Servicio Público.- Se han considera-

do como tales las constituídas con el fin principal de suministrar energía eléctrica al público en general.

Autoprodutores.- Son aquellos que producen energía eléctrica para su propio consumo ya sea parcial o totalmente.

2.1. ANALISIS DE LOS FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA DETERMINACION DEL COSTO DEL KW-HR.

Para considerar los factores que intervienen en la determinación del costo del KW-HR debemos tomar en cuenta varios factores directos que intervienen, tales como los costos fijos y los costos variables.

A continuación detallaremos uno por uno estos factores.

SISTEMA ELECTRICO EERSSA CENTRALES GENERADORAS ELECTRICAS EN 1976

COSTOS FIJOS (dados en sucres)

Central generadora Tipo Hidráulico (2400 KW)	Valor original	% Depreciación Anual	Depreciación anual en S/.
Terreno y servidumbre	25.000,00	-	-
Edificios y estructuras	1'294.261,15	2,0	25.885,22
Obras hidráulicas	10'749.770,29	2,5	268.744,25
Instalaciones electro- mecánicas.	6'050.929,75	3,0	181.527,84
Carreteras, caminos y puentes.	150.049,23	1,5	2.250,72
T O T A L :	S/. 18'270.010,42		478.840,03

COSTOS FIJOS* (Dado en sucres)

Central Generadora Tipo diesel (6.840 KW)	Valor original en sucres	% depreciación Anual	Depreciación anual en S/.
Terreno y servidumbre	19.976,65	-	-
Edificios y estructuras	583.598,10	2,5	14.589,84
Instalaciones electrome- cánicas.	13'475.464,51	4,0	539.018,58
Depósitos de combustible	200.000,00	3,0	6.000,00
Intereses del EXINBANK	<u>71.571,49</u>		
T O T A L	S/. 14'350.610,75		559.608,42

CÓSTOS VARIABLES* (Dado en sucres)

Rubros Anuales	Generación Diesel (S/)	Generación Hidráulica (S/)
Sueldos	182.400,00	349.243,39
Sobretiempos	40.817,86	40.933,16
Subsidio familiar	11.450,00	21.600,00
Aportes legales 18,5 %	43.002,83	79.731,67
Décimo tercer sueldo	19.159,77	35.915,14
Fondo de reserva	10.621,43	27.797,25
Otros sueldos y beneficios	30.478,03	62.919,51
Décimo cuarto sueldo	16.871,52	35.291,05
Subsidio de antigüedad	0,0	15.340,00
Materiales	71.274,13	106.664,47
Suministros de Oficinas	0,0	318,90
Repuestos y Accesorios	53.926,20	0,0
Combustible para energía	2'232.859,17	0,0
Gastos diversos	<u>528.137,23</u>	<u>135.325,69</u>
S U M A N	S/. 3'312.569,66	S/. 911.080,23

* Estos valores son reales y han sido tomados personalmente en las oficinas de EERSSA de la ciudad de Loja.

Otros Gastos

Departamento de Comercialización Diesel-Hidráulica

Anual	sucres (S/.)
Sueldos	493.680,87
Sobretiempos	8.132,32
Subsidio familiar	37.700,00
Aportes legales 18,5%	104.151,71
Décimo tercer sueldo	46.915,18
Fondo de Reserva	45.979,47
Otros sueldos y beneficios	99.330,34
Décimo cuarto sueldo	47.439,40
Subsidio de antigüedad	18.140,00
Materiales	41.419,45
Suministros de oficina	45.854,13
Gastos diversos	51.740,13
Gastos de facturación IBM	328.290,36
Arriendos (tractor)	<u>14.500,00</u>
S U M A N :	1'318.983,00

Para obtener el valor de la comercialización por separado tanto la de Diesel como Hidráulica, aplicamos una regla de tres simple, en que intervienen los KW-HR generados tanto por las plantas diesel como hidráulicas, y los gastos de comercialización conjuntos, y estos valores nos servirán como datos para calcular el Punto de Equilibrio en la pág.

Gastos de comercialización Diesel

16'717.449 KW-HR S/. 1'318.983,00

10'303.674 KW-HR X

$$X = \frac{10'303.674 \times 1'318.983,00}{16'717.449} = 812.945,26$$

Gastos de comercialización Diesel S/. 812.945,26

Gastos de Comercialización Hidráulica S/. 506.037,74

CUADRO DE COSTOS VARIABLES EN 1.000 DE S/.

Rubros Anuales	Diesel	Hidráulica	Comercialización Diesel-Hidráulica
Sueldos	182.4	349.2	493.6
Sobretiempos	40.8	40.9	8.1
Subsidio familiar	11.4	21.6	37.7
Aporte legales 18,5%	43.0	79.7	104.1
Décimo tercer sueldo	19.1	35.9	46.9
Fondo de reserva	10.6	27.7	45.9
Otros sueldos y beneficios	30.4	62.9	99.3
Décimo cuarto sueldo	16.8	35.2	47.4
Subsidio de antigüedad	0.0	15.3	18.1
Materiales	71.2	106.6	41.4
Suministro de Oficinas	0,0	0,0	45.8
Repuestos y Accesorios	53.9	0.0	0.0
Combustible para energía	2232.8	0.0	0.0
Gastos diversos	528.1	135.3	51.7
Gastos facturación IBM	0.0	0.0	328.2
Arriendos	0.0	0.0	14.5
S U M A N :	S/. 3312.5	S/. 911.0	S/. 1318.9

2.2. ANALISIS DEL COSTO DEL KW-HR GENERADO Y TRANSMITIDO EN EL ACTUAL SISTEMA

Con el fin de obtener un medio que nos sirva de orientación y guía que permita llegar a obtener un óptimo resultado en la producción, distribución y venta de energía en el Sistema Eléctrico Sur, a fin de poder ofrecer al público el mejor servicio con el menor costo posible, creo conveniente hacer un análisis de los aspectos económicos más generales tales como el cálculo de índices económicos e índices de gestión empresarial, relaciones de valores en función de los gastos, y composición de las ventas en sucres y en kilovatios-horas generados por las Centrales Diesel e Hidráulica.

En resumen, este estudio comprende el análisis de los siguientes puntos:

- a) Cálculos durante el período 1976 sobre energía generada, vendida, facturada e ingresos facturados en sucres y kilovatios-hora por el servicio de fluido eléctrico.
- b) Costos del servicio.
- c) Cálculos sobre precios medios de venta, y costos por KW-HR.

Los ingresos por concepto de la venta del fluido y por aportaciones eléctricas en 1.976 en el Sistema Eléctrico Sur lo expondremos así:

SISTEMA ELECTRICO SUR AÑO 1.976

	Nº abonados	KW-HR	Costo Abon/Anual
L O J A			
Residencial	6.266	4'450.906	S/. 4'397.867,70
Comercial	1.991	3'127.518	3'238.774,60
Industrial	152	784.619	549.228,50
A. Público		1'278.081	660.155,00
Imp. Inecel			216.753,25
Arr. Transformac.			53.225,00
10% Imp. Adicionales			29.881,33
Cuotas Medidor			84.840,00
	<u>8.409</u>	<u>S/. 9'641.124</u>	<u>S/. 9'230.725,38</u>

C A T A M A Y O

Residencial	687	357.668	S/. 446.907,45
Comercial	140	205.276	246.562,45
Industrial	20	1'705.153	740.595,20
B. Agua	1	49.160	48.822,90
Regadío	1	852.595	323.991,05
A. Público		109.922	56.779,00
Imp. Inecel			130.304,65
Arr. transformac.			5.850,00
10% Imp. adicional			46.566,87
Cuotas Medidor			4.040,00
Cuotas const. línea			46.000,00
	<u>849</u>	<u>S/. 3'279.774</u>	<u>S/. 2'102.419,57</u>

SAN PEDRO DE LA BENDITA

Residencial	110	29.524	S/. 40.839,80
Comercial	17	12.416	17.802,60
Industrial		97	180,65
A. Público		12.710	6.584,00
Imp. Inecel			323,20
Cuotas Medidor			600,00
	<u>127</u>	<u>S/. 54.747</u>	<u>S/. 66.330,25</u>

	Nº abonados	KW-HR	Costo Abon/Anual
EL CISNE			
Residencial	18	1.708	S/. 3.822,00
Comercial	16	4.896	10.377,80
A. Público	1	17.640	17.640,00
Imp. Inecel			894,00
	<u>35</u>	<u>24.244</u>	<u>S/. 32.733,80</u>

MALACATUS

Residencial	468	94.411	S/. 135.864,35
Comercial	118	89.236	126.233,65
Industrial	9	25.765	24.107,00
A. Público		58.915	30.518,00
Imp. Inecel			1.525,70
10% Imp. Inecel			1.700,30
Cuotas Medidor			1.080,00
	<u>595</u>	<u>268.327</u>	<u>S/. 321.029,00</u>

RESUMEN

Residencial	7.531	4'934.217	S/. 5'025.301,30
Comercial	2.266	3'439.342	3'639.751,10
Industrial	181	2'515.634	1'314.111,35
B. Agua	1	49.160	48.822,90
Regadío	1	852.595	323.991,05
A. Público		1'477.268	771.676,00
Imp. Inecel			355.800,80
Arr. Transform.			59.075,00
10% Imp. Adicional			78.148,50
Cuotas Medidor			90.560,00
Cuotas const. línea			46.000,00
S U M A N :	<u>9.980</u>	<u>13'268.216</u>	<u>S/. 11'753.238,00</u>

Las estadísticas de comercialización y generación de la EERSSA de 1.976 constan en las páginas 32 y 35 y los datos que se presentan a continuación son obtenidos de esa información.

Para mayor comprensión, resumimos los datos anteriores de la siguiente manera:

Generación Bruta en el sistema	16'717.449	KW-HR
Generación facturada en el sistema	13'268.216	KW-HR
Costo total de generación	6'581.080	sucres*
Ingresos por venta de energía	11'753.238	sucres
Nº de abonados promedio en el año	5.433	

Con estas cifras calculamos ciertos índices representativos de gestión empresarial.

$$\text{Consumo promedio anual por abonado} = \frac{\text{KWH Facturados}}{\text{Abonado promedio en el año}}$$

$$\text{C.p. an/abon.} = \frac{13'268.216}{5.433} \frac{\text{KWH}}{\text{Abon.}}$$

$$\text{C.p. an/abon.} = 2.442,15 \text{ KWH/Abon.}$$

$$\text{Ingreso promedio anual por abonado} = \frac{\text{Ingresos por venta de energía}}{\text{Abonado promedio en el año}}$$

$$\text{I.p. an/Abon.} = \frac{11'753.238}{5.433} \frac{\text{S/.}}{\text{Abon.}}$$

$$\text{I.p. an/Abon.} = 2163,3 \text{ S/./Abon.}$$

* Sumando los costos fijos por depreciación más los costos variables en la Generación Diesel e Hidráulica.

$$\text{Gasto promedio anual por abonado} = \frac{\text{Costo total de Generación}}{\text{Abonado promedio en el año}}$$

$$\text{G.p. an/Abon.} = \frac{6'581.080}{5.433} \quad \frac{\text{S/.}}{\text{Abon.}}$$

$$\text{G.p. an/Abon.} = 1.211,3 \quad \frac{\text{S/}}{\text{Abon.}}$$

$$\text{Costo medio de generación del KWH} = \frac{\text{Costo total de generación}}{\text{KWH generador}}$$

$$\text{C.m.g. KWH} = \frac{6'581.080}{16'717.449} \quad \frac{\text{S/.}}{\text{KWH}}$$

$$\text{C.m.g. KWH} = 0,3936 \quad \frac{\text{S/}}{\text{KWH}}$$

$$\text{Precio medio de venta del KWH} = \frac{\text{Ingreso por venta de energía}}{\text{KWH facturados}}$$

$$\text{P.m.v. KWH} = \frac{11'753.238}{13'268.216} \quad \frac{\text{S/.}}{\text{KWH}}$$

$$\text{P.m.v. KWH} = 0,8858 \quad \frac{\text{S/}}{\text{KWH}}$$

$$\text{Costo medio del KWH facturado} = \frac{\text{Costo total de generación}}{\text{KWH facturados}}$$

$$\text{C.m. KWH.f.} = \frac{6'581.080}{13'268.216} \quad \frac{\text{S/.}}{\text{KWH}}$$

$$\text{Cm.KWH.f.} = 0,4960 \quad \frac{\text{S/}}{\text{KWH}}$$

De lo anterior se puede manifestar que existen pérdidas de energía, pérdidas que se las tiene en la generación, trans

ENERGIA GENERADA Y CARGAS MAXIMAS DEL SISTEMA LOJA. ENERO-DICIEMBRE 1.976

FECHA	CENTRAL SAN FCO. GENER. HIDRAUL. (KWH)	CENTRAL SAN CAVET. GENER. DIESEL (KWH)	CENTRAL CATAMAYO GENER. DIESEL (KWH)	TOTAL (KWH)	CARGA MAXIMA (KWH)
Enero	990.295	65.880	152.253	1'208.428	3.780
Febrero	950.720	25.210	138.090	1'114.020	3.880
Marzo	960.475	178.305	191.960	1'330.740	3.870
Abril	1'004.960	178.415	147.090	1'330.465	3.820
Mayo	1'185.885	124.793	173.300	1'483.978	4.030
Junio	819.065	130.335	408.640	1'358.040	4.080
Julio	Repar.	233.390	1'239.115	1'472.705	4.570
Agosto	502.375	187.693	759.120	1'449.188	3.850
Septiembre	Repar.	117.880	1'333.440	1'451.320	3.830
Octubre	"	96.400	1'324.610	1'421.010	4.110
Noviembre	"	100.590	1'355.230	1'455.820	3.990
Diciembre	"	112.240	1'529.495	1'641.735	4.070
T O T A L	6'413.775 KWH	1'551.331 KWH	8'752.343 KWH	16'717.449 KWH	

Generación Hidráulica en 1976 = 6'413.775

Generación Diesel en 1.976 = 10'303.674

GENERACION TOTAL en 1.976 = 16'717.449 KWH

misión y distribución del fluido eléctrico, y las podemos resumir en la siguiente forma:

- a) Pérdidas por efecto del calor de Joule generado en la transmisión y distribución a causa de la distancia, y de la resistencia de los conductores.
- b) Pérdidas debido a robos y hurtos.
- c) Pérdidas debido a mora en las facturas.
- d) Pérdidas por servicios públicos e instituciones oficiales.

En conclusión las pérdidas totales en el Sistema Eléctrico Sur se las calcula de la siguiente manera:

$$\% \text{ pérdidas} = \frac{GB - GV}{GB}$$

$$\% \text{ pérdidas} = \frac{16'717.449 - 13'268'216}{16'717.449}$$

$$\% \text{ pérdidas} = 0,206$$

$$PERDIDAS = 20,6\%$$

2.3. DETERMINACION DEL PUNTO DE EQUILIBRIO ECONOMICO PARA GENERAR EN LOS SISTEMAS HIDROELECTRICOS Y TERMoeLECTRICOS EN LA EERSSA.

En la EERSSA existen dos sistemas de generación esto es, diesel e hidráulico, y la justificación para realizar este estudio es la necesidad de aumentar la capacidad instalada para abastecer en un futuro cercano la demanda proyectada

del flujo eléctrico en forma continua y eficiente. Teniendo varios proyectos de selección, uno de ellos indudablemente será el económicamente adecuado.

Previo la determinación del Punto de Equilibrio Económico en la generación de fuerza eléctrica, es necesario hacer previamente una definición de las variables que intervienen.

En la determinación del punto de equilibrio intervienen las variables siguientes: Costos Fijos, Costos Variables, Ventas y Producción.

Costos Fijos.- Están integrados por todos los valores inmovilizados, tangibles e intangibles. Inmovilizaciones tangibles son las inversiones efectuadas en terrenos, edificios, instalaciones, maquinaria. Inmovilizaciones intangibles son las inversiones efectuadas en patentes, derechos de llave y similares.

Los Costos Fijos totales no varía durante determinados períodos de vida.

Costos Variables.- Están integrados por inversiones en materias primas, materiales, mano de obra, combustibles, lubricantes, gastos generales y similares.

Los costos variables, dentro de ciertos límites, tienden a crecer o a disminuir.

Ventas.- Es el ingreso por concepto de la venta del fluido eléctrico a los abonados en general.

Producción.- Es la cantidad total de KW-HR generados por las Centrales Eléctricas: diesel e hidráulica.

Definición del Punto de Equilibrio: El punto en el cual los ingresos son iguales a los gastos y, por lo tanto no hay beneficios ni déficit, se denomina Punto de Equilibrio.

Con esta introducción se pasará a hacer los resúmenes de la información obtenida personalmente en el Departamento Técnico y Financiero de la EERSSA de la ciudad de Loja.

GENERACION HIDRAULICA

Costos Fijos:

	Sucres
1. Costo de inversión	18'270.010,42
2. Costo por depreciación	<u>478.840,03</u>
S U M A N	18'748.850,45

Costos Variables:

	Sucres
1. Costo de mano de obra más gastos varios.	911.080,23
2. Costo por comercialización	<u>506.037,74</u>
S U M A N	1'417.117,97

GENERACION HIDRAULICA

Costos Fijos*	CF'	=	624.961,68	S/.
Costos Variables	CV	=	1'417.037,74	"
Ventas Netas	VN	=	4'509.218,12	"
Producción bruta	PB	=	6'413.775,00	KW-HR

Cálculo del Punto de Equilibrio (PE)

$$PE = \frac{CF'}{VN - CV} \times 100$$

$$PE = \frac{624.961,68}{4'509.218,12 - 1'417.037,74} \times 100$$

$$PE = 20,21\%$$

Este punto de Equilibrio se lo grafica en la Fig. 2.3.2.
pág. 44.

GENERACION DIESEL

Costos Fijos

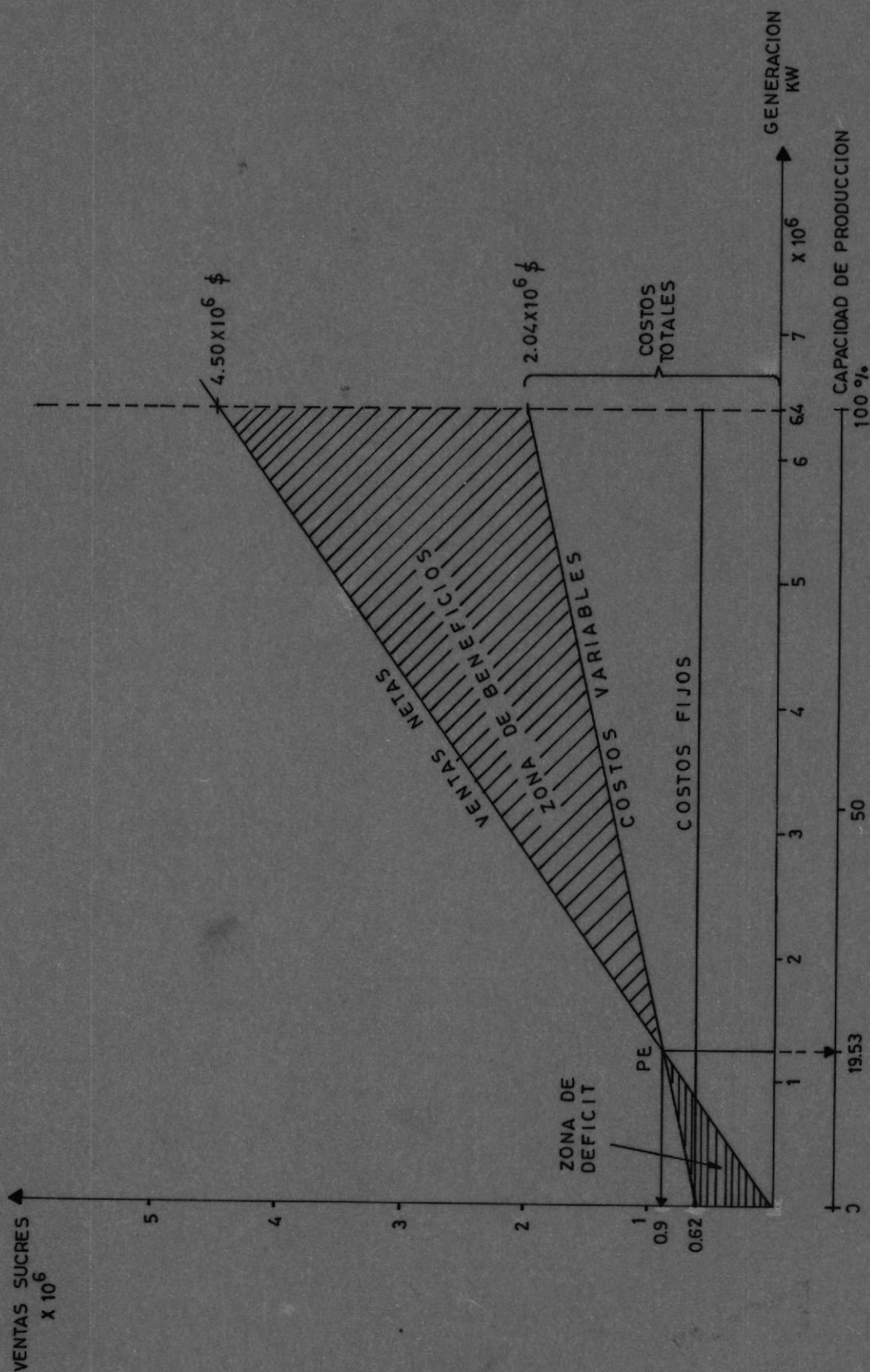
1. Costo de inversión	S/. 14'350.610,75
2. Costo por depreciación	" 559.608,42
S U M A N	S/. 14'910.219,17

* (vida útil 30 años) $CF' = \frac{CF}{30} = \frac{18'748.850,45}{30} = S/. 624.961,68$

PUNTO DE EQUILIBRIO

GENERACION; HIDRAULICA

FIG: 2-3-1



Costos Variables

1. Costo de combustible	S/. 2'232.859,17
2. Costo de mano de obra más gastos varios.	" 1'079.710,40
3. Costos por comerciali- zación.	" 812.945,26
S U M A N	S/. 4'125.514,83

GENERACION DIESEL

Costos Fijos*	CF'	=	1'491.021,91	S/.
Costos Variables	CV	=	4'125.514,83	"
Ventas netas	VN	=	7'244.019,87	"
Producción bruta	PB	=	10'303.674	KW-HR

Cálculo del Punto de Equilibrio

$$PE = \frac{CF'}{VN - CV} \times 100$$

$$PE = \frac{1'491.021,91}{7'244'019,87 - 4'125.514,83} \times 100$$

$$PE = 47,81 \%$$

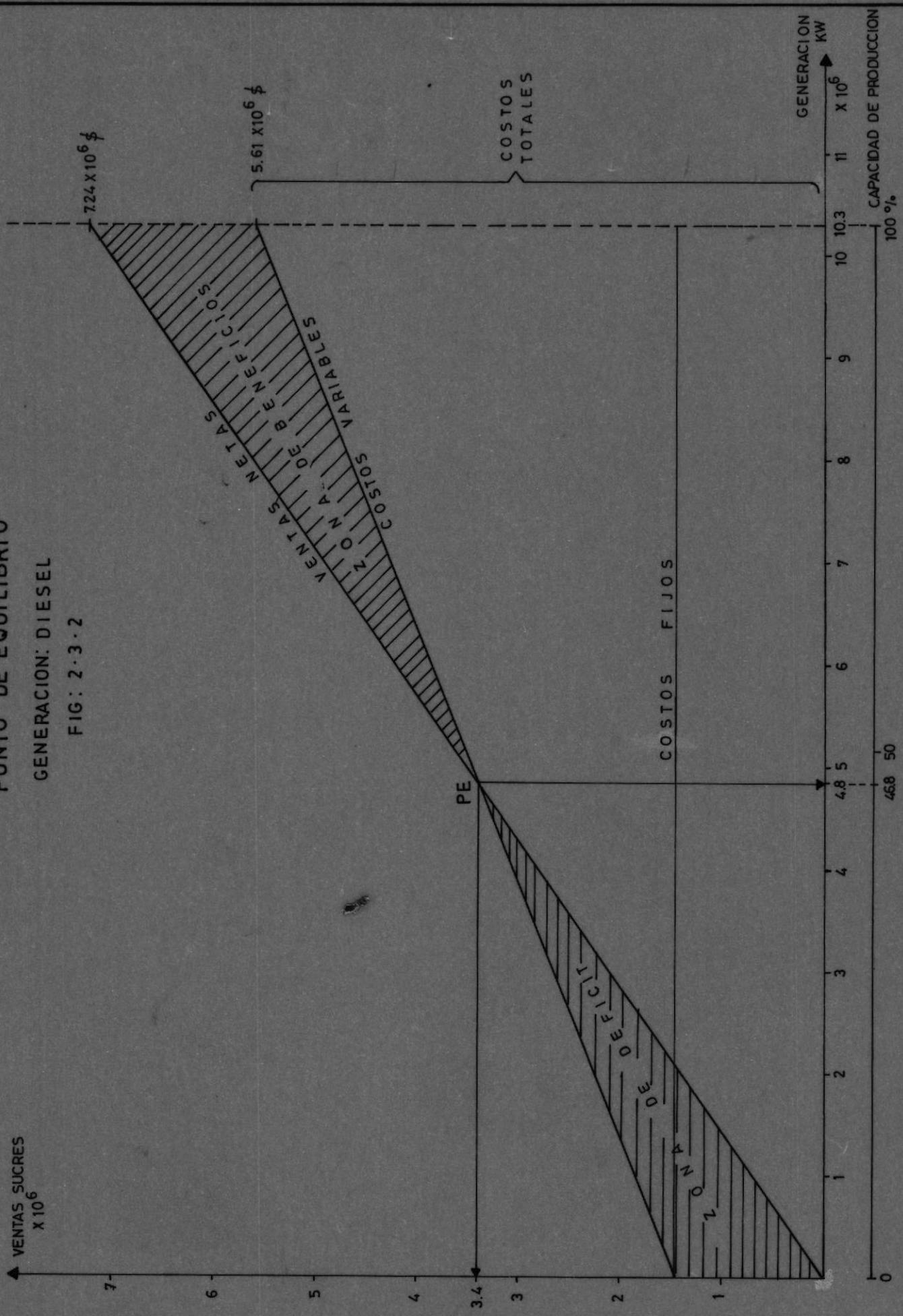
Este punto de equilibrio se lo grafica en la Fig. 2.3.2.
pág. 46.

$$* \text{ Vida útil 10 años) } CF' = \frac{CF}{10} = \frac{14'910.219,17}{10} \quad CF = 1'491.021,91$$

PUNTO DE EQUILIBRIO

GENERACION: DIESEL

FIG: 2-3-2



Hemos obtenido el Punto de Equilibrio Hidráulico Nominal (20,21) y el Punto de Equilibrio Diesel Nominal (47,81). Pero estas cifras obtenidas no nos proporcionan una información definitiva para efectos económicos. Dicha cifra adquiere de bida utilidad cuando se la convierte en porcentaje respecto a la capacidad instalada utilizada (C.U.) con lo cual se obtiene el Punto de Equilibrio Real de la instalación. Dicho porcentaje se obtiene dividiendo el valor del Factor Gráfico del Punto de Equilibrio (F.G.P.E. Ver págs. 44-46) para las ventas netas y multiplicando el resultado por 100.

Porcentaje de capacidad hidráulica utilizada

$$\% \text{ C.U.} = \frac{(\text{F.G.P.E.})^{**}}{\text{VN}} \times 100$$

$$\% \text{ C.U.} = \frac{900.000}{4'509.218,12} \times 100$$

$$\text{C.U.} = 19,95\%$$

Porcentaje de capacidad diesel utilizada

$$\% \text{ C.U.} = \frac{(\text{F.G.P.E.})^{**}}{\text{VN}} \times 100$$

$$\% \text{ C.U.} = \frac{3'400.000}{7'244.019,87} \times 100$$

$$\text{C.U.} = 46,93\%$$

** (F.G.P.E.) El factor gráfico del Punto de Equilibrio se lo obtiene de la Fig. 2.3.1. pág. 44 y de la Fig. 2.3.2. pág. 46, respectivamente.

Es evidente que mientras más a la izquierda y hacia abajo del gráfico esté el Punto de Equilibrio entre el Ingreso y Costos Totales, en mejor situación está la empresa, puesto que con pequeño esfuerzo de utilización de la capacidad instalada ya abandona la zona de Déficits, y todo incremento de producción, a partir de este punto, le significaría ampliación de beneficios.

Como conclusión de los cálculos y análisis anteriores, puedo manifestar que el mayor porcentaje de carga instalada utilizada es con la "Central Hidráulica" (19,95%) es decir, la Empresa Eléctrica obtiene más beneficios económicos generando con la Central Hidráulica debido a que los costos de combustible es cero, es decir, a la EERSSA le convendría económicamente generar al máximo de capacidad, y/o ampliar la "Central Hidráulica" pero lamentablemente no puede por algunos puntos técnico-económicos fundamentales que analizaremos detenidamente más adelante en capítulos posteriores. (Ver capítulo II, pág. 39).

2.4. JUSTIFICACION DE LA AMPLIACION DE LA CAPACIDAD DE GENERACION ACTUAL DE LA EERSSA.

El objetivo principal del presente trabajo como se ha dicho anteriormente es justificar la ampliación de la capacidad de generación instalada para en el futuro satisfacer la demanda del fluido eléctrico con cierto grado de continuidad, seguridad y eficacia. Este objetivo debe ser a corto plazo.

La seguridad del suministro del fluido eléctrico debe ser elevada, en nuestro caso 95%, y esto se consigue a costo de mayores inversiones, pero el perjuicio económico causado por el racionamiento actual es tal que se pierde 16 veces el costo anual de la energía. Otro parámetro que se relaciona con la seguridad es la instalación de elementos de reserva o características de diseño que reduzcan al mínimo las fallas de suministro, y esto, también implica un mayor costo de inversiones.

De la proyección de la demanda, puedo manifestar, que:

En 1977 se ha consumido 7.735,6 KW

En 1978 se consumirá 9.165,2 KW

Y la actual capacidad instalada de EERSSA es de 9.240 KW.

En el presente año quizá no tenga la EERSSA problemas serios, pero a medida que va aumentando el número de abonados, se incrementan nuevos centros de consumo eléctrico tales como Cariamanga, Macará, Céllica, Alamor, Saraguro y pueblos intermedios.

El programa denominado PREDESUR entregó al gobierno estatal la factibilidad de 15 proyectos realizables en las provincias de Loja, Zamora y El Oro, cuya ejecución cambiaría la vida monótona de los habitantes de esta región, y entre los principales programas podemos citar los siguientes:

- a) Estudios sobre nuevas industrias, especialmente de aceite, café, piña.
- b) Estudios de la fábrica de cemento, ubicada en Puyango, donde existe abundante material para el cemento, y que en la primera etapa produciría 2.000 toneladas diarias.
- c) Estudios sobre el fomento de granjas agrícolas, especialmente sobre oleaginosas.
- d) Estudios sobre el fomento de frutas y hortalizas, y su industrialización en Malacatus (Prov. de Loja) y Arenillas (Prov. de El Oro).

Para que estos estudios se los lleve a la práctica, se necesita la presencia de energía eléctrica, por lo que la EERSSA se ve en la necesidad urgente de aumentar la generación eléctrica para poder cubrir la demanda que se le avcina en forma acelerada ya que en caso contrario frenaría el adelanto de la región, y sus habitantes sufrirían estos graves problemas en su diario convivir.

Debemos tomar en cuenta que INECEL tiene programado que para 1.983 el Sistema Eléctrico Loja-Zamora entre a formar parte del "Sistema Nacional Interconectado" pero, únicamente suministraría el consumo base de la región. Pero siendo un poco realista, y de acuerdo a la política diaria que vive el País, si INECEL depende económicamente de las divisas provenientes de la exportación del petróleo, siendo este un parámetro susceptible a constante variación, podría afirmar que este sistema entraría a funcionar con la EERSSA no antes de 1.984, y para esta fecha nuestra demanda será de 25.683,4 KW. También hay que considerar que el grupo diesel de San Cayetano que actualmente trabaja en forma irregular, se lo pondría fuera de servicio, por ser un grupo de masiado antiguo, y esto restaría los 500 KW de su capacidad nominal.

Como resultado de este análisis puedo manifestar que la ampliación de generación eléctrica se la necesita en forma

urgente, en una cantidad de 18.500 KW adicionales que cubrirán la demanda teórica solamente hasta el año 1.985.

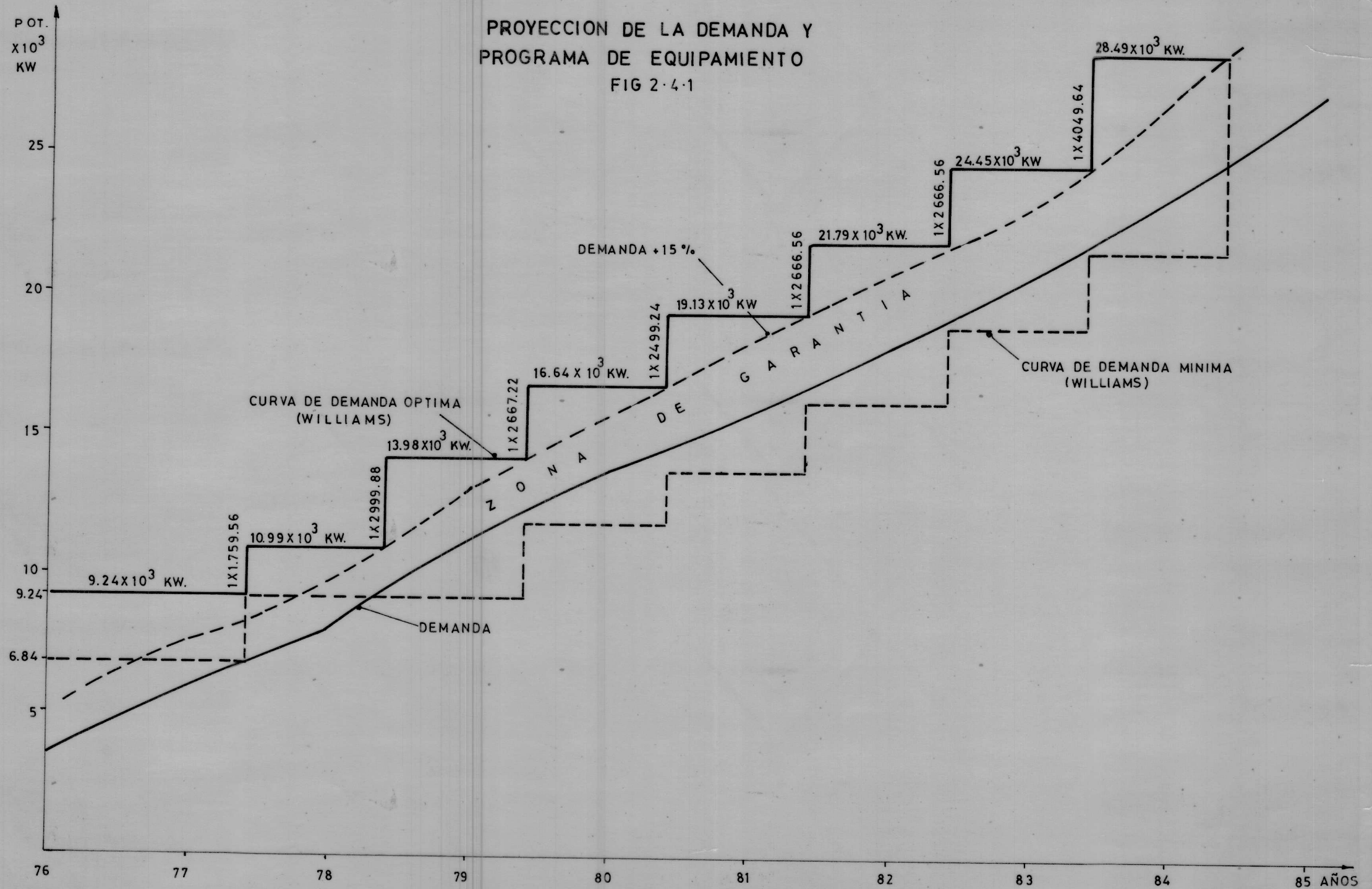
La ampliación de generación eléctrica se la debe hacer en etapas y su programa de equipamiento debe cumplir la ley de Williams, que dice: "Se equipa con una o más Centrales con la condición que cuando salga (por mantenimiento o reparación) la unidad de mayor capacidad, la capacidad existente se encuentre en el punto de demanda más el 15%, ó dentro del área de seguridad. El tiempo que se toma para el estudio debe ser como mínimo un año y como máximo dos años.

Para el presente trabajo he tomado 1 año de referencia por cuanto la Central Hidráulica existente no garantiza su funcionamiento continuo, según tabla 2.1. pág. 39, por razones técnicas que se expondrán posteriormente y también si el grupo electrógeno WAUKESHA de 500 KW en San Cayetano posiblemente se lo ponga fuera de servicio por obsoleto.

En la Fig. 2.4.1. pág. 54 se ha hecho la Proyección de la demanda y programa de equipamiento, como resultado de este estudio se obtiene que se necesitan grupos electrógenos que oscilan entre 2.400 KW, 2.900 KW y 4.000 KW, pero para consolidar el problema de repuestos, ya que estos grupos electrógenos y sus repuestos no se los encuentra fácilmente en el mercado y sólo se los obtiene bajo pedido, to-

mando en consideración este punto importante para el presente estudio he tomado la alternativa de 5 grupos de 2.900 KW y un grupo de 4.000 KW que nos puede garantizar confiabilidad en el suministro de energía eléctrica que sirva al sistema eléctrico sur, y que son de las capacidades de generación similares a los grupos existentes.

PROYECCION DE LA DEMANDA Y
PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO
FIG 2-4-1



C A P I T U L O I I I

INGENIERIA DEL PROYECTO

3.1. ANALISIS DE LOS RECURSOS POSIBLES A APROVECHARSE

Sabemos que el Ecuador, por su posición en la zona tropical es rico en recursos geotérmicos, y que además es posible la utilización de la Energía Solar, pero lamentablemente los estudios iniciados en estas áreas están aún a un nivel experimental y primario.

Por otra parte, la producción de energía eléctrica a partir de reactores nucleares aún está en etapas preliminares, y la inversión inicial para este tipo de generación es sumamente elevada y requiere de una tecnología muy avanzada.

Entre las fuentes hábiles para la producción de energía eléctrica que se han identificado y cuantificado en el país, tenemos solamente los recursos hidráulicos e hidrocarburi-feros.

Con esta breve introducción pasaré a hacer un pequeño análisis sobre los recursos hidráulicos e hidrocarburi-feros a los que me refería anteriormente.

Recursos Hidráulicos

Estudios realizados por INECEL para investigar los recur-

Los hidráulicos que se podrían utilizar para beneficiar el Sistema Eléctrico Sur, han sido hechos de acuerdo a los siguientes niveles.

- a) Inventario
- b) Estudio preliminar
- c) Estudio de prefactibilidad
- d) Estudio de factibilidad
- e) Estudio de diseño

Consideraré ahora independientemente los niveles descritos.

a) Nivel de inventario

A nivel de inventario se ha logrado determinar y clasificar una sola cuenca hidrográfica con el siguiente potencial hidráulico.

<u>Cuenca</u>	<u>Potencia</u>	<u>Generación</u>
Catamayo-Chira	650 MW	2.847 GWH ($POT \times F_p \times N^2 \text{ hrs/año}$)

b) Nivel de estudio preliminar

El siguiente proyecto fue analizado a nivel de estudio preliminar.

<u>Proyecto</u>	<u>Potencia</u>	<u>Generación</u>
Zamora-Sabanilla	400 MW	1.725 GWH

c) Nivel de estudios de Prefactibilidad

El proyecto hidráulico que ha sido estudiado a nivel de prefactibilidad, es el siguiente:

<u>Proyecto</u>	<u>Potencia</u>	<u>Generación</u>
Zamora-Sabanilla	400 MW	1.725 GWH

Pero a nivel de estudios de factibilidad y de diseño, no se tiene aún ningún proyecto analizado en la región Sur.

Recursos Hidrocarburiíferos

Nuestro país actualmente se encuentra en el período dorado de lo que se ha denominado el "BOOM PETROLERO", ya que posee abundantes recursos hidrocarburiíferos tanto en calidad como cantidad que podrían ser útiles para la producción de energía eléctrica y que provienen principalmente de la zona Oriental y que se procesan en la Refinería de Santa Elena, y en las de Esmeraldas y Oriente que pronto entrarán a operar.

Si bien el país dispone de combustibles de alta refinación (gas licuado, gasolina, kerosene, kerex, turbo fuel, diesel, etc.), su utilización para la producción de energía eléctrica se ha previsto solamente en casos especiales, como el caso de el diesel que, aunque su precio de mercado internacional es más elevado que el interno, conviene su utilización en turbinas de gas para generación eléctrica, pa

ra cubrir las horas de máxima demanda (4 horas/día, aproximadamente). Además, el mayor costo de los combustibles de alta refinación hace que el costo del KW-HR generado con estos combustibles sea bastante más elevado que el producido con los combustibles de menor grado de refinación.

De la información proporcionada por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), se concluye que las disponibilidades de Residuo de Refinación de Fuel Oil N° 6 (Bunker) serán los siguientes

"BARRILES POR DÍA CALENDARIO"

ANO	OFERTA	DEMANDA	DISPONIBILIDADES (Saldo)	POTENCIA EQUIVALENTE MW (*)
1.976	12.456	9.088	3.368	84,2
1.977	27.462	9.724	17.738	443,0
1.978	32.257	10.404	21.853	546,0
1.979	32.257	11.133	21.124	528,0
1.980	32.257	11.912	20.345	508,0
1.981	32.257	12.746	19.511	487,0
1.982	32.257	13.638	18.619	465,0
1.983	32.257	14.593	17.664	442,0
1.984	32.257	15.614	16.643	416,0
1.985	32.257	16.707	15.550	388,0

(*) Se ha calculado sobre el saldo asumiendo un rendimiento de 10 KW-HR/galón, y un factor de planta de 0,7 para Centrales a Vapor.

3.2. DETERMINACION DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLE QUE SE PODRIAN U TILIZAR EN LA NUEVA CENTRAL

Como manifesté anteriormente se puede utilizar el Resi
duo de Refinación proveniente de las Refinerías de la Pe-
nínsula de Santa Elena, Esmeraldas, Oriente, u otro de los
combustibles de que dispone el país actualmente.

Por razones económicas, la política petrolera del Ministerio
de Recursos Naturales y Energéticos (MM.RR.NN.EE.) e
xige a las Empresas Eléctricas consumir, en lo posible, re
síduos pesados para todas las futuras instalaciones de ge-
neración eléctrica ya que el precio del residuo pesado tal
como el Bunker se mantendrá alrededor del valor actual, -
mientras que los otros combustibles como el diesel subirán
en tres veces o más su precio actual en un lapso relativa-
mente corto, además según la tabla informativa de la pág.
58, se puede ver que la existencia de este tipo de combus-
tible está garantizada por un largo período de tiempo.

La Refinería Estatal de Esmeraldas, con las instalacio-
nes existentes, produciría diariamente los siguientes com-
bustibles.

<u>Producto</u>	<u>Cantidad B/D</u>
L P G	2.200
Gasolina (Regular y Especial)	18.137
Jet Fuel	1.520
Kerosene	4.800
Diesel N° 2	8.457

<u>Producto</u>	<u>Cantidad B/D</u>
Fuel Oil N°4	1.397
Fuel Oil N°6	32.257
Asfaltos	1.240

Como se observa, el Fuel Oil N° 6 (Bunker) que pertenece a los combustibles pesados es el de mayor producción que va a tener el país, y por lo tanto podrá ser utilizado en gran escala.

3.3. CONSIDERACIONES TECNICAS: VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Una vez hecho el estudio de la existencia de los combustibles que estarían disponibles de acuerdo a la capacidad de producción de la Refinería Estatal de Esmeraldas, según consta en el cuadro del numeral anterior, pasará a hacer las consideraciones técnicas y el análisis de las ventajas y desventajas de cada uno de los grupos hidroeléctricos y termoeléctricos que se podría utilizar para la generación eléctrica en el Sistema Regional Sur.

3.3.1. Turbinas Hidráulicas

Los parámetros característicos de una instalación hidráulica son: la caída y el caudal.

Caída Motriz o caída útil (H_u) es la diferencia entre la carga total de la corriente de agua a la entrada del mecanismo motor (boca del túnel) y la carga total a la salida del mismo mecanismo. (H_u en metros).

La carga total está dada por la carga de altura (Z), carga de presión (P) y carga cinética (V), lo que en fórmulas matemáticas se puede expresar:

$$h_e = z_e + \frac{P_e}{\gamma} + \frac{V_e^2}{2g} \quad (\text{Entrada})$$

$$h_s = z_s + \frac{P_s}{\gamma} + \frac{V_s^2}{2g} \quad (\text{Salida})$$

$$H_u = h_e - h_s$$

Caudal.- (Q_u en $m^3/\text{seg.}$) es la cantidad de agua por unidad de tiempo que se utiliza en la producción de energía.

Potencia Hidráulica Efectiva, es la potencia producida por la máquina. Se calcula:

$$P.H.E. = 8 \times Q_u \times H_u \quad (KW)$$

Energía Efectiva, es la potencia neta producida en determinado tiempo.

$$E. \text{ efect.} = \frac{V_u \times H_u}{460} \quad (KWH)$$

Donde V_u es el volumen utilizado, en m^3 ; Es decir, se necesita una caída de 460 mts. para que $1 m^3$ de agua produzca teóricamente 1 KW-HR de energía.

Elementos Constitutivos:

En tres clases se pueden dividir las instalaciones hidráulicas:

1. Son aquellas plantas que están ubicadas en el cauce mismo del río, se denominan "Centrales de Paso" ó "Centrales de Agua Fluyente", su funcionamiento depende de la estación del año, ya que el caudal de los ríos fluctúan con la época.

2. Son las plantas alimentadas a través de un canal de pelo libre de pendiente muy reducida (2 ó 3%).

Canal de pelo libre, es un canal subterráneo que atravieza generalmente montañas o laderas.

3. A esta clase pertenecen las Centrales que tienen reservorio donde se crea el embalse de una considerable cantidad de agua. Esta Central es la más cara en cuanto a las obras civiles, por la necesidad de invertir en la represa.

Entre los aspectos más importantes en una Central Hidráulica, podemos manifestar los siguientes:

a) Obras de Toma y Captación. Su propósito es desviar en algo el flujo de agua y crear un pequeño embalse. Cuando se quiere un reservorio grande se emplean represas que son inmensas obras de ingeniería civil. Por lo general se utilizan 2 tipos de presas.

1. La Presa de Gravedad que es la más usada y es muy segura.

2. Las Presas de Arco que se utilizan en valles estrechos y profundos.

- b) Desarenadores; se emplean cuando el río acumula una cantidad excesiva de materiales extraños en suspensión. Antes de estos se colocan rejillas de distintos tamaños que detienen los materiales grandes en un proceso de filtrado.
- c) Canales y Galerías; Tenemos los de pelo libre y los de presión, en ambos casos la pendiente es de 2 ó 3% y la velocidad del agua varía de 2 - 3 m/seg.
- d) Cámara de Carga y Pozo Piezométrico; La cámara está ubicada al final del canal de pelo libre y sirve como "Volante" en la instalación. El pozo piezométrico está al final del canal de presión y cumple la misma función - que es la de mantener dentro de un máximo la presión en el canal de alimentación. Podemos decir que ambos funcionan como limitadores de presión (ó válvulas de seguridad) y como reservorios instantáneos.

Entre las ventajas principales de una central hidroeléctrica podemos anotar:

- a) Los costos de combustible de operación son nulos ya que utiliza agua.
- b) El precio de KW-HR es barato a largo plazo.
- c) El costo de mantenimiento es reducido.

d) Tienen una larga vida útil (50 años)

e) Se las utiliza para la carga base

Las desventajas principales son:

a) Las obras de ingeniería civil son largas, costosas y difíciles.

b) No son económicas para poca potencia

Para mayor comprensión sobre "Centrales Hidráulicas", algunos datos reales, los más importantes sobre la "Central Hidráulica de Pisayambo", se indican a continuación.

La "Central Hidráulica de Pisayambo" se encuentra ubicada al Norte de la provincia de Tungurahua, a 20 Kms. de la ciudad de Ambato, y entre las características generales más importantes, puedo anotar las siguientes:

Laguna Pisayambo

Altitud	3.537	m.s.n.m.
Extensión	1,8	Km ²

Central Pucará (Casa de Máquinas)

Altitud	3.094	m.s.n.m.
Energía Generada Anual	310 x 10 ⁶	KW-HR

Características particulares de la Presa

Tipo	Tierra
Longitud	820 m.
Altura	41,2 m.
φ ducto hormigón armado	3,0 m.
φ ducto de acero	2,2 m.
Válvula mariposa	1 unidad
Válvula HOWELL-BUNGER	1 unidad
Capacidad útil de embalse	$90 \times 10^6 \text{ m}^3$
Capacidad del vertedero	$250 \text{ m}^3/\text{seg.}$

Sistema de Conducción

Longitud	5.475 m.
Diámetro	2,6 m.
Tipo	circular
Pendiente	0,669 %
Capacidad	$18,6 \text{ m}^3/\text{seg.}$

Chimenea de Equilibrio

Elevación	117 m.
φ blindaje	5 m.
φ cilindro vertical	2,4 m.
Tipo	Diferencial

Cámaras de Válvulas

Elevación	8,6 m.
Longitud	8,4 m.
ϕ interior válvula	2,1 m.
Tipo de válvula	mariposa
Cierre	automático
Accesorios	complejo de by-pass

Tubería de Presión

Longitud total	688,5 m.
Longitud tramo horizontal SUP	112,2 m.
Pendiente	0,669 %
Longitud tramo inclinado	541,7 m.
Longitud tramo horizontal INF	34,5 m.
Diámetro exterior	2,2 m.
Diámetro interior	1,9 m.
Espesores	3/8" - 1 3/8"
Altura neta caída media	444 m.

Casa de Máquinas

Longitud	47,5 m.
Ancho	12,0 m.
Elevación	25,4 m.
Energía generada anual	310×10^6 KW-HR

Turbinas

Número de unidades	2
Tipo	Pelton- 6 inyectores eje vertical
Potencia cada unidad	49.600 CV
Caudal nominal cada unidad	9,3 m ³ /seg.

Generadores

Número de unidades	2
Potencia nominal cada unidad	40.000 KVA
Factor de potencia	0,95
Tensión Nominal	13,8 KV
Frecuencia	60 HZ
Velocidad Nominal	514 RPM

Transformadores de Elevación

Número de unidades	2
Tipo de enfriamiento	FOR
Capacidad cada unidad	40.000 KVA
Número de fases	3
Número de devanados	2
Relación de transformación	13,8 - 138 KV
Conexiones de transformación	Delta-Estrella

Luego tenemos las subestaciones eléctricas que servirán para la transmisión y distribución del fluido eléctrico a través de el "Sistema Nacional Interconectado" que entrará a operar a fines del año 1978. El costo del sistema hidroeléctrico de Pisayambo será de dos mil millones de sucres (S/. 2.000'000.000), aproximadamente.

Después de haber hecho un breve estudio sobre las "Centrales hidroeléctricas" pasará luego a estudiar las "Centrales Termoeléctricas".

"Centrales Termoeléctricas"

Las "Centrales Termoeléctricas" son aquellas que aprovechan el poder calorífico de un combustible carbónico para transformarlo en energía térmica, luego en mecánica y finalmente en energía eléctrica.

A esta clase de instalación pertenecen las Turbinas a Vapor, Turbinas a Gas y Motores de Combustión Interna.

Antes de entrar a estudiar por separado a cada una de éstas, es necesario conocer algunos conceptos comunes básicos, entre los que puedo manifestar los siguientes:

a) Nivel de Precios. Es el parámetro que indica el costo to

tal de la maquinaria y equipos, incluyendo los costos de instalación y montaje hasta recibir la unidad en operación.

- b) Inversiones. Incluye el costo total de la planta con todas sus instalaciones auxiliares necesarias para operar la Central y el equipamiento normal de elevación de tensión (transformadores), excluyendo el sistema de transmisión y distribución que se requiera. Dada la asimilación a un proceso de compra de contado tipo "llave en mano", en el costo están implícitos los intereses.
- c) Gastos de Operación. Incluyen todos los gastos derivados de la operación y mantenimiento de la Central exceptuando el costo de combustible. Básicamente se incluye el costo del personal, reposiciones internas (repuestos), lubricantes y materiales en general. Se clasifican en Gastos Fijos y Gastos Variables.
- d) Combustibles. En el Ecuador los combustibles usados en las Plantas de Poder son hidrocarburos, líquidos o gaseosos, y una gran proporción de la energía eléctrica producida en el país se ha logrado usando estos combustibles.

Los combustibles líquidos, como la gasolina, el petróleo refinado, el kerosene, el Diesel, el bunker, etc. obtenidos

del petróleo crudo, tienen las ventajas de que se manipulan y almacenan fácilmente y son limpios en su utilización.

Los combustibles gaseosos son más limpios que los líquidos, su intensidad o velocidad de combustión se regula fácilmente y se consigue la combustión casi total de los gases con poco exceso de aire.

En el presente estudio se consideraron combustibles líquidos y para ello se han determinado las curvas de consumo específico medio de calor, referido al poder calorífico inferior de los combustibles. Se asume que las plantas a vapor consumen petróleo N° 6 (Bunker C) y los grupos de combustión interna y turbinas a gas queman Diesel Oil.

Luego pasaré a realizar un estudio general por separado de cada uno de los tipos de Centrales Termoeléctricas, empezando con turbinas a vapor.

3.3.2. Turbinas a Vapor

La planta termo-eléctrica de vapor es un conjunto integrado por varios componentes esenciales, entre los que sobresale el generador de vapor. Su función es convertir el agua en vapor a presión y temperatura por encima de la atmosférica, mediante la transmisión del calor de la combus-

ción de un combustible, al agua.

Las obras fundamentales que conforman una planta a vapor, son:

- Almacenamiento de Combustible
- Planta de Tratamiento de Combustible
- Caldera (estructura, caldera y auxiliares propios)
- Planta de Tratamiento de Agua
- Turbina a Vapor
- Generador Eléctrico
- Casa de Máquinas y Fundaciones
- Equipo Electromecánico y de Control
- Instalaciones Varias y Equipo Auxiliar de la planta.

Períodos normales que hay que preveer para la construcción de la planta.

Los datos suministrados a continuación son estimados.

- Anteproyecto y Factibilidad: 10 meses
- Especificaciones, licitación y contrato: 16 meses
- Construcción, montaje y pruebas: 30 meses
- Total para puesta en marcha: 56 meses (4 años 8 meses)

Características de Operación:

- Consumos propios de la planta: 5% (Equipos auxiliares propios, tableros de control, ventiladores).

- Carga de máximo rendimiento: 75% a 85% (Ofrece el mayor rendimiento).
- Carga mínima de operación: 35%
- Coeficiente de disponibilidad: 88%
- Vida útil económica: $V = 40 - 25 \times F_p$, donde V (años) es función del factor de planta anual F_p .

Estructura de Costos y Gastos de Explotación:

Los costos de inversión y gastos de explotación (operación y mantenimiento) se expresan originalmente en función del tamaño de las unidades, asumiendo que la planta tiene una sola unidad cuyo tamaño se mide por la potencia instalada P , en MW.

Para estimar el costo de inversión de una planta de varias unidades se ha considerado una disminución de 10% en el costo de inversión de cada una de las unidades complementarias. Para determinar los Gastos Fijos de Operación y mantenimiento en el mismo caso, se asume una disminución de 30% de la inversión original para las unidades complementarias.

Los Gastos Variables y Consumo Específico son independientes del número de unidades.

Las expresiones determinadas para plantas de n unidades

de potencia instalada P (en MW) para cada unidad de vapor, son:

- Costo de Inversión

$$C_i = 1.125,8 \times (0,90 \times n + 0,10) \times P^{0,79} \quad |\text{miles de US\$}|$$

- Gastos Fijos anuales (Operación y mantenimiento)

$$G_f = 125,1 \times (0,70 \times n + 0,30) \times P^{0,48} \quad |\text{miles de US\$/Año}|$$

- Gastos Variables (Mantenimiento)

$$G_v = 1,51 \times P^{-0,23} \quad |10^{-3} \text{ US\$/KW-HR}|$$

- Consumo Específico

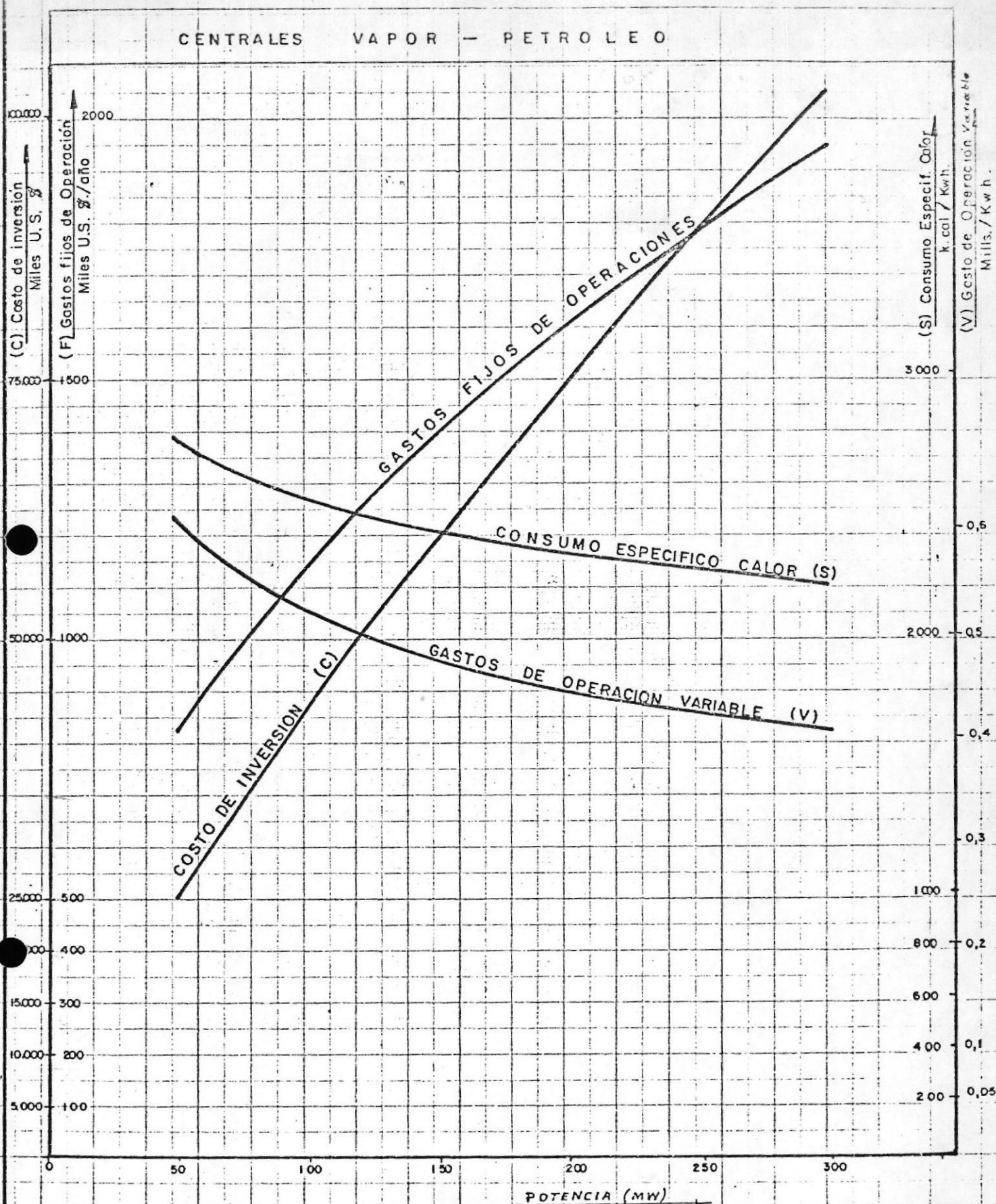
$$S = 4.604,8 \times P^{-0,13} \quad |\text{Kcal/KW-HR}|$$

En la Fig. 3.3.1.1. pág. 74 se encuentran graficadas las curvas de los parámetros estudiados.

Entre las ventajas principales que presenta la Turbina a Vapor, son:

- a) Reducidos gastos de mantenimiento y conservación.
- b) Economía de espacio y cimentación.
- c) Ausencia de vibraciones

CENTRALES VAPOR - PETROLEO



FORMULAS

$$\begin{aligned}
 C &= 1125,8 \times P^{0,79} && \text{Costos de Inversión (Miles U.S. \$)} \\
 F &= 125,1 \times P^{0,48} && \text{Gastos de Operación Fijos (Miles U.S. \$ / año)} \\
 V &= 1,51 \times P^{0,23} && \text{Gastos de Operación Variables (Mills/Kwh)} \\
 S &= 4604,8 \times P^{-0,13} && \text{Consumo específico de Color (k.col/Kwh)}
 \end{aligned}$$

Fig. 3.3.1.1

- d) Ausencia de aceite en el vapor condensado.
- e) Alto rendimiento con generación uniforme.
- f) Poseen unidades de gran tamaño
- g) Quema combustible barato (Bunker C)

Sus desventajas principales son:

- a) Se requiere de una caldera que la provea de vapor
- b) Los sistemas de combustible, inyección, son independientes de la turbina, y son más complejos.
- c) Se requiere de más personas para mantenimiento, y la operación es regida por el estricto control de diferentes aparatos y sistemas de la planta.
- d) Mayor tiempo inicial en el alistamiento previo de la instalación productora de vapor. Una caldera tubular requiere de 6 horas como mínimo para entrar adecuadamente en servicio.

Para tener una mayor claridad sobre las Turbinas a Vapor, indicaré algunas características reales de la "Unidad a Vapor N° 2" de la Central Térmica "Estero Salado" de Guayaquil, en proceso de instalación y montaje.

La Central Térmica Guayaquil, conocida con el nombre de

"Estero Salado" se halla ubicada al Oeste de la ciudad de Guayaquil, a 3 Km. de la bifurcación de la Avenida Carlos Julio Arosemena y la vía a Salinas, junto a la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. (EMELEC).

El contrato de suministro de equipos, obras civiles, montaje, ~~pruebas~~ y puesta en marcha de los equipos, se lo ha contratado, bajo la modalidad del Sistema de Contrato "Llave en Mano", con la Compañía Mitsubishi Heavy Industries - Inc. de Tokio, Japón.

Entre las características Técnicas principales de la Central a Vapor, tenemos:

Potencia continua 73.000 KW

Sus equipos principales, son:

Caldero.- La unidad generadora de vapor es del tipo de hogar presurizado, de doble domo, para ser instalado a la intemperie. El caldero opera con una presión de diseño de 105 Kg/cm² y una capacidad de producción de vapor de 295 T/hora a 96 Kgs/cm² y 513°C. El caldero está diseñado para quemar tanto residuo de petróleo (Fuel Oil N° 6) como gas natural. Esta característica se la considera importante si se piensa en la futura explotación del Golfo de Guayaquil.

El aire de combustión es suministrado por un ventilador de tiro forzado cuyo motor es de 830 KW (1.112,20 HP) y que desplaza $5.100 \text{ m}^3/\text{min}$.

Turbina.- La turbina es una unidad de un sólo cilindro de 15 etapas con cinco extracciones para los calentadores de agua de alimentación. La componen 2 Turbinas Curtis, 10 e etapas Rateau y 3 etapas Parson.

Opera a una velocidad de 3.600 RPM y tiene una capacidad continua máxima de 73.000 KW. Las condiciones del vapor en la válvula de entrada son 88 Kg/cm^2 y 510°C . La presión de escape es de 63,5 mm Hg. en el condensador.

Generador.- El generador es enfriado por H_2 , con una capacidad continua de generación de 85.900 KVA y un factor de potencia de 0,85. La excitatriz es de tipo estático.

Posee también sus respectivos sistemas auxiliares.

La instalación de la Central Térmica "Estero Salado" requirió de Obras Cíviles especiales como fundaciones sobre pilotes de los edificios principales, chimenea, tuberías de aducción y descarga del agua de mar, y otras obras auxiliares.

El pago será efectuado en las cantidades y monedas que se indican a continuación.

YENS	7.173'859.900
DOLLARS	1'762.920
SUCRES	114'298.915

La Central a Vapor también incluye la subestación de elevación de 13.8 KV a 69 KV, debiendo entregarse la energía generada en las barras de 69 KV para su futura interconexión con el "Sistema Nacional Interconectado".

Se estima que la Central entrará en operación comercial en Octubre de 1.978 y que la inversión total será de ocho cientos veinte y cinco millones de sucres (S/. 825'000.000), a proximadamente.

3.3.3. Turbinas a Gas

En una turbina a gas el fluido usado es el aire, al cual se le aumenta la energía presurizándolo, calentándolo e inyectándole combustible. Luego pasa el fluido a través de una turbina donde realiza trabajo, convirtiendo su energía potencial y térmica en cinética, luego en mecánica y por último en eléctrica. En esta parte estudiaré las turbinas a gas de tipo industrial, para generación eléctrica.

Las obras fundamentales que incluyen una planta de este tipo, son:

- Almacenamiento de Combustible
- Tratamiento de Combustible
- Turbina

Generador de Gas

Cámara de Combustión

Turbina a Gas

- Generador Eléctrico
- Equipo Anexo (motor de arranque, silenciadores, recuperadores térmicos, etc.)
- Equipo de control
- Edificios

Daré datos estimados sobre los períodos normales necesarios para la instalación de la planta:

- Anteproyecto y Factibilidad: 10 meses
- Especificación, Licitación y Contrato: 6 meses
- Fabricación, Montaje y Pruebas: 14 meses
- Total puesta en marcha: 30 meses

Características de Operación:

- Consumo propio de la planta: 1,5%

- Carga de Máximo Rendimiento: 90 a 95%
- Carga Mínima de Operación: 25%
- Coeficiente de disponibilidad: 75%
- Vida útil económica: $V = 17 - 20 \times F_p$, donde V (en años) es función del factor de planta anual F_p (0/1)

Estructura de Costos y Gastos de Explotación

Los costos de inversión y gastos de explotación se expresan sólo en función del tamaño de las unidades, medido a través de la potencia nominal de ella P (en MW).

Para estimar el costo de inversión de una central de varias unidades se ha asumido una disminución de 5% para las unidades complementarias, mientras que para los gastos fijos esta disminución se ha estimado en 20%. Los gastos variables y consumo específico son independientes del número de unidades.

Las expresiones determinadas para plantas de n unidades de potencia instalada P (en MW) por cada unidad, son:

- Costo de inversión:

$$C_i = 251,8 \times (0,95 \times n + 0,05) \times P^{0,90} \quad |\text{miles de US\$}|$$

- Gastos Fijos Anuales (Operación y mantenimiento):

$$G_f = 14,2 \times (0,80 \times n + 0,20) \times P^{0,70} \quad |\text{miles de US\$/Año}|$$

- Gastos Variables (mantenimiento):

$$G_v = 0,97 \times P^{-0,80} \quad |10^{-3} \text{ US\$ / KW-HR}|$$

- Consumo específico:

$$S = 4938,8 \times P^{-0,12} \quad |\text{Kcal / KWH}|$$

En la Fig. 3.3.3.1 pág. 83 se encuentran graficados estos parámetros para las Turbinas a Gas.

Las ventajas esenciales de una turbina a gas, son:

- a) No es indispensable el uso de agua de enfriamiento (en regiones áridas es ideal).
- b) El costo de lubricación es muy bajo.
- c) Consumen combustible barato (kerosene, diesel).
- d) Ocupan poco espacio y pesan poco.
- e) Arranque rápido y puesta en línea en tiempo muy corto.
- f) Ideal para el período del Peak

Las desventajas, de una turbina a gas, son:

- a) La eficiencia térmica es baja
- b) El mantenimiento es caro y requieren entrenamiento especial del personal.
- c) Es ruidosa

Las ventajas de la Turbina a Gas con respecto a la Turbina a Vapor, radican básicamente:

- a) En la puesta en servicio rápido
- b) En la mayor economía para potencias inferiores a 20.000KW
- c) En que tiene dimensiones más reducidas
- d) En la eliminación casi total del agua de enfriamiento lo que la hace ideal para ser utilizadas en zonas áridas.
- e) No necesitan del caldero y de los correspondientes equipos auxiliares para su operación.

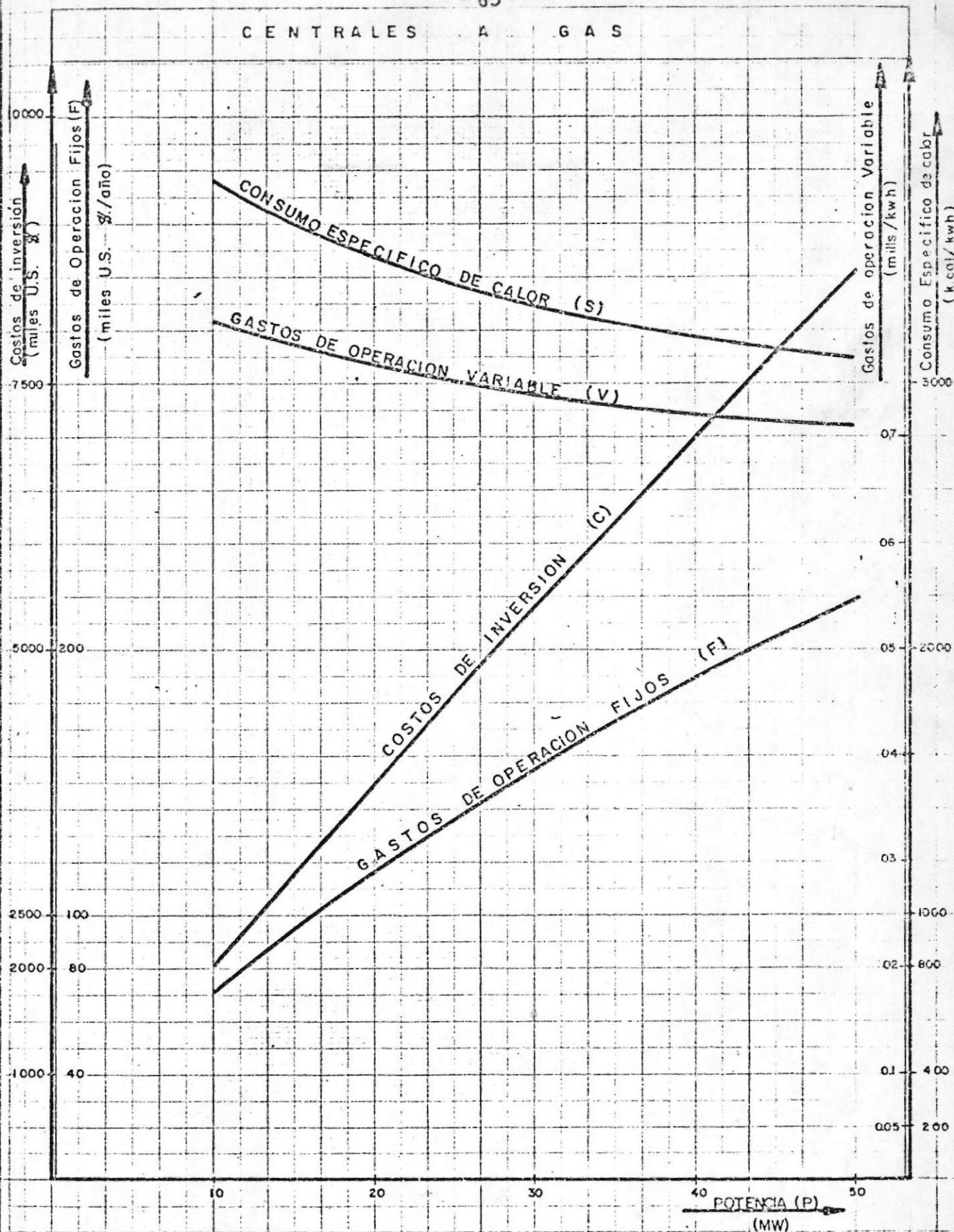
A continuación daré algunos datos reales sobre las Turbinas a Gas que generan energía eléctrica para dar servicio a la ciudad de Guayaquil.

Datos reales sobre la operación de la Turbina a Gas N° 4 de INECEL-SALITRAL. (Estos datos, correspondientes a un día cualquiera de operación fueron obtenidos personalmente en las oficinas de INECEL-SALITRAL y se presentan a continuación como datos referenciales)

MES: JUNIO - JUEVES 16

1. KW-HR Generados	84.300
2. Horas de operación eléctrica	3,68
3. Potencia Máxima (KW)	25.000
4. Temperatura ambiente a Potencia Máxima (°C)	27°

CENTRALES A GAS



FORMULAS:

$$\begin{aligned}
 C &= 251,82 \times P^{0,9} && \text{Costo Total de Inversión (miles U.S. \$)} \\
 F &= 14,16 \times P^{0,7} && \text{Gastos de Operación Fijos (miles U.S. \$/año)} \\
 V &= 0,968 \times P^{-0,08} && \text{Gastos de Operación Variable (mills/Kwh)} \\
 S &= 4938,78 \times P^{-0,12} && \text{Consumo Especifico de Calor (kcal/kwh)}
 \end{aligned}$$

5. Potencia Media (KW)	22.908
6. Consumo Combustible (Lts)	31.030
7. Rendimiento (KW-HR/Lts)	2,71
8. Arranque de Turbina	1
9. Contactos de Breaker en Línea (en servicio)	1
10. Total de horas de operación (a la fecha)	1.396,9
11. P. ATM a Potencia Máxima (mmHg)	756

Consumo de Lubricantes y Agua	Aceite (Lts)	Agua Potable (m ³)	Agua tratada (m ³)
12. Total anterior	149	0,479	6,052
13. Consumo semanal	-	-	0,400
14. Total Actual (a la fecha)	149	0,479	6,452

Control de lectura de instrumentos Turbina a Gas N° 4

Horas	MW	KVAR	I Amp x 1.000	V Vol x 1.000	T °C	PRES. ATM. Kg/cm ²
18	25	10	1,10	10,4	30	1,008

Datos Referenciales

Información de las Turbinas a Gas N° 1, 2 y 3 de propiedad de EMELEC.

JUNIO	TG # 1	TG # 2	TG # 3
Miércoles 1º			
Horas de Operación	13,8	24,0	15,72
Potencia Máxima (MW)	20,5	20,0	20,0
Energía Generada a la fecha (KW-HR)	$2,2 \times 10^5$	$3,8 \times 10^5$	$2,7 \times 10^5$

3.3.4. Motores de Combustión Interna

El motor de Combustión interna es una máquina que convierte la energía química, que contiene el combustible (en el momento de la combustión), en energía mecánica, la cual utilizamos desde la salida del eje cigueñal, para convertirla en energía eléctrica mediante el acoplamiento de un generador.

En este capítulo estudiaré las plantas a Diesel por ser muy comunes en nuestro país, ya que para instalaciones que requieren hasta unos 10.000 KW de potencia, estas plantas, son más económicas que otros tipos de plantas térmicas.

En los motores diesel, las altas velocidades se utilizan principalmente en grupos pequeños de bajo costo y bajo rendimiento, mientras que las bajas velocidades se utilizan en grupos grandes de alto rendimiento y que se emplean en

forma continua para generación base. La inversión unitaria en este último caso es bastante superior a la anterior.

Las obras fundamentales de una planta diesel, son:

- Almacenaje y tratamiento de combustible.
- Motor diesel y Generador Eléctrico.
- Sistemas (equipos) de Refrigeración.
- Equipo Eléctrico y Auxiliares.
- Edificios y Fundaciones

El período necesario hasta tener la planta en funcionamiento es muy variable, dependiendo del tipo y tamaño de los grupos que van desde pequeños grupos rápidos hasta grandes plantas de motores lentos.

Los datos sobre los períodos normales necesario para estas instalaciones son los siguientes:

- Anteproyecto y Factibilidad: 6 meses
- Especificación, Licitación y Contrato: 4 a 12 meses.
- Construcción, montaje y pruebas: 10 a 30 meses.
- Total para puesta en marcha de 20 a 48 meses

Las principales ventajas que tienen cada tipo de motor son las siguientes:

Motores de tipo lentos:

Amplio rango de combustible (incluso residuo)

Mayor período útil entre reparaciones

Mayor vida útil del equipo

Mayor rendimiento (menor consumo específico)

Motores de tipo Rápidos:

Menor tamaño y peso

Menor tiempo requerido para las reparaciones

Inferior costo de inversión

Menor costo de las obras civiles

El cálculo que se hará es aplicado a motores diesel de distintas velocidades; es decir lentos, medios y rápidos.

Las fórmulas matemáticas se han obtenido en función de la potencia P (en MW) y de la velocidad de rotación R (rpm) de cada grupo.

Hay ciertas limitaciones de tamaño de grupo y velocidad de rotación que es conveniente tener en consideración. Por ello es recomendable utilizar el rango de velocidades indicado en el gráfico de la Fig. 3.3.4.1. pág. 88 para cada potencia de grupo. En este mismo gráfico se establece una curva de vida útil económica, en miles de horas, en función de la velocidad de rotación del grupo.

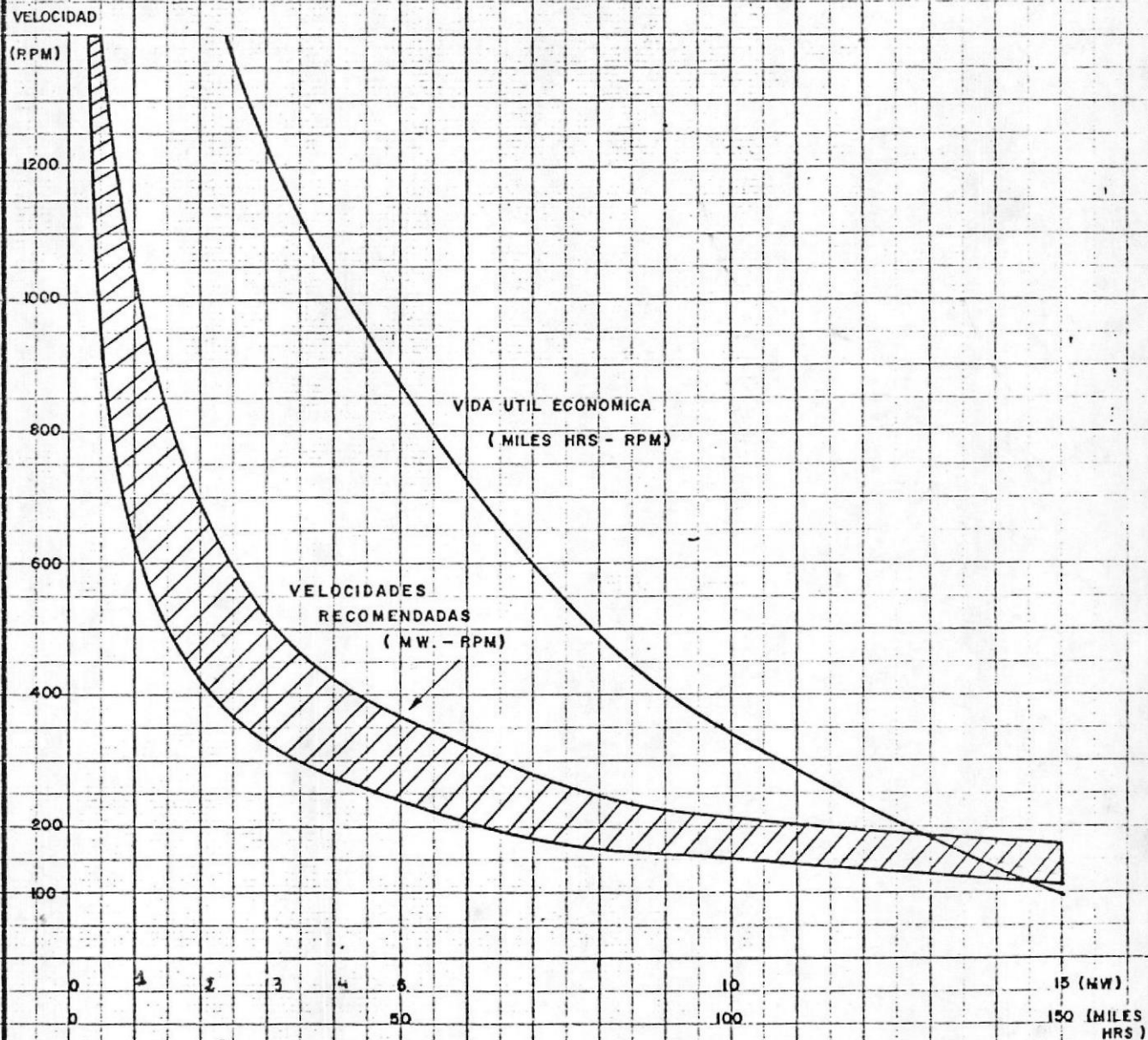


Fig. 3.3.4.1

Características de Operación:

- Consumos propios de la planta: 3,0%
- Carga de máximo rendimiento: 85 a 95%
- Carga mínima de operación: 30 a 40%
- Coeficiente de disponibilidad: 70 a 80%

- Vida útil económica, Ver gráfico Fig. 3.3.4.1. pag. 88

Estructura de Costos y Gastos de Explotación

Los costos de inversión se han expresado como una función creciente con la potencia P (MW), y decreciente con la velocidad R (r.p.m.), según Fig. 3.3.4.2. pag. 90. El costo de inversión de una planta de varias unidades, se ha determinado suponiendo una economía de 5% en cada una de las unidades complementarias con respecto a la inversión original.

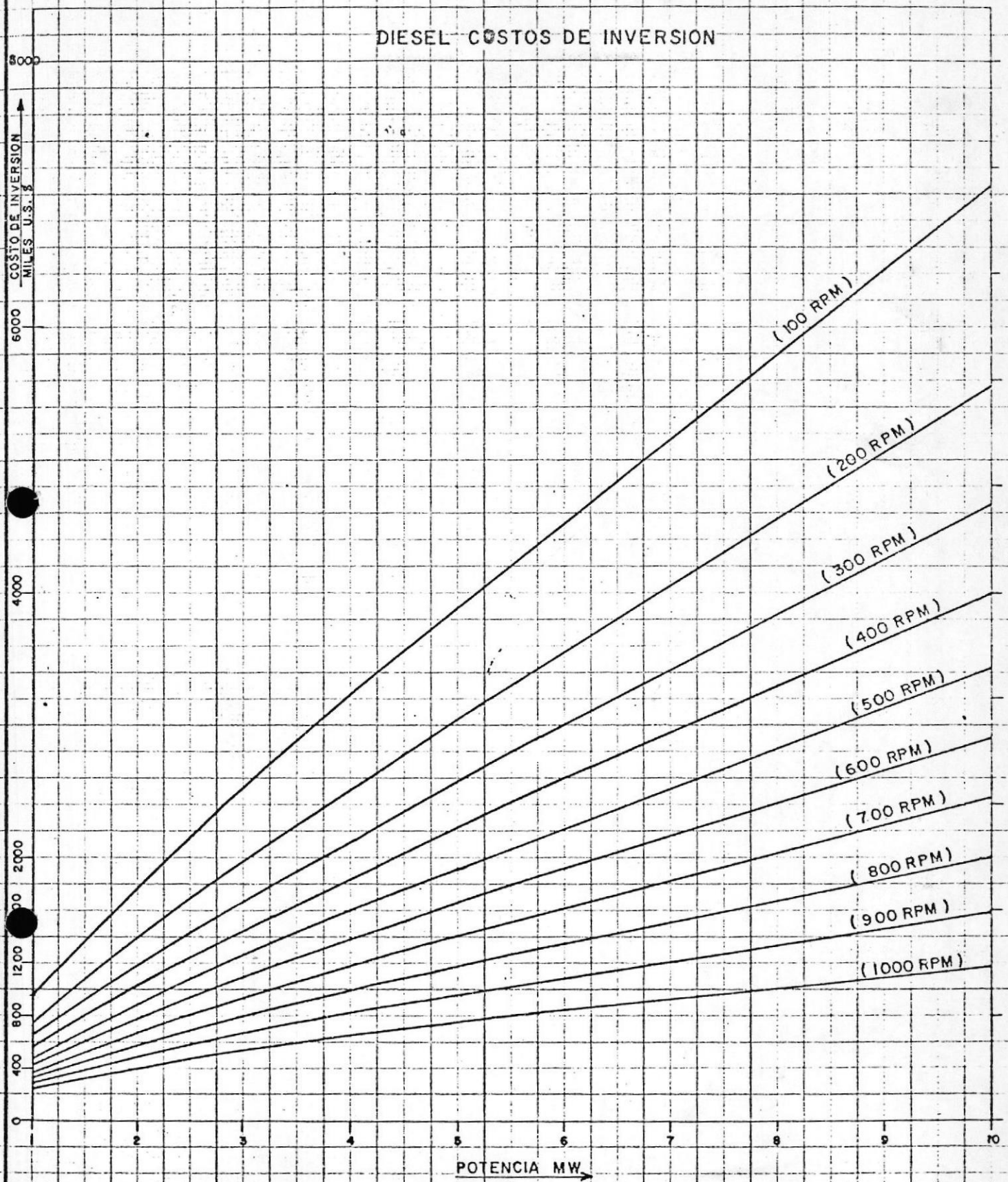
nal.

Para los gastos fijos, la economía supuesta en las unidades complementarias es de 25%. Los gastos variables y consumo específico sólo dependen del tamaño de la unidad.

Las expresiones calculadas para plantas diesel de n unidades generadoras de potencia instalada P (en MW) para cada unidad, son:

- Costo de inversión (miles de US\$). Ver Fig. 3.3.4.2. pag. 90.

Abacos. -



FORMULA:

$$C = (100 - 0.30 \times R) \times P + 3575 \times P^{0.85} \times R^{-0.30}$$

COSTO DE INVERSION TOTAL

FIG. 3.3.4.2

Una unidad

$$Ci = (100 - 0,3 \times R) \times P + 3.575 \times P^{0,85} \times R^{-0,3} \quad |\text{miles de US\$}|$$

N unidades:

$$Cn = 0,95 \times n \times Ci + 0,05 \times Ci$$

- Gastos Fijos Anuales (Operación y mantenimiento). Fig. 3.3.4.3. pág. 92.

$$Gf = 360 \times (0,75 \times n + 0,25) \times P^{0,75} \times R^{-0,48} \quad |\text{miles de US\$/Año}|$$

- Gastos Variables (mantenimiento). Fig. 3.3.4.4. pág. 93.

$$Gv = 0,06 \times R^{0,5} \times P^{-0,06} \quad |10^{-3} \text{ US\$/KW-HR}|$$

- Consumo específico: Fig. 3.3.4.5. pág. 94.

$$S = 1.500 \times R^{0,08} \times P^{-0,02} \quad |\text{Kcal/KW-HR}|$$

Las ventajas primordiales de un motor diesel, son:

- Son más eficientes termodinámicamente que las plantas a vapor, aún cuando el combustible utilizado es más caro.
- No necesitan de un período largo de calentamiento, si lo comparamos con las plantas a vapor.
- La eficiencia es uniforme en todos los tamaños hasta los 10.000 KW.

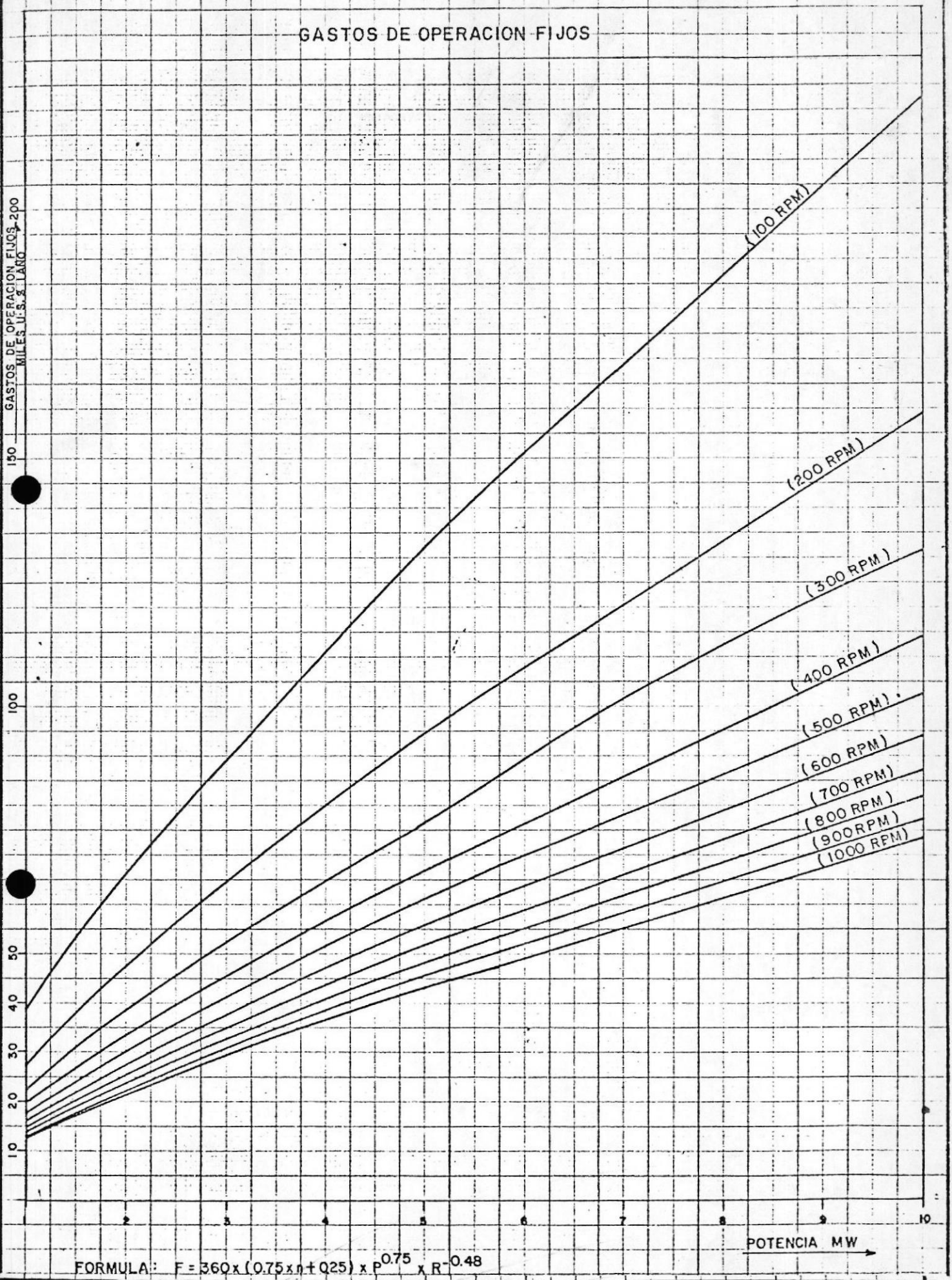


FIG. 3.3.4.3

GASTOS DE OPERACION VARIABLES.

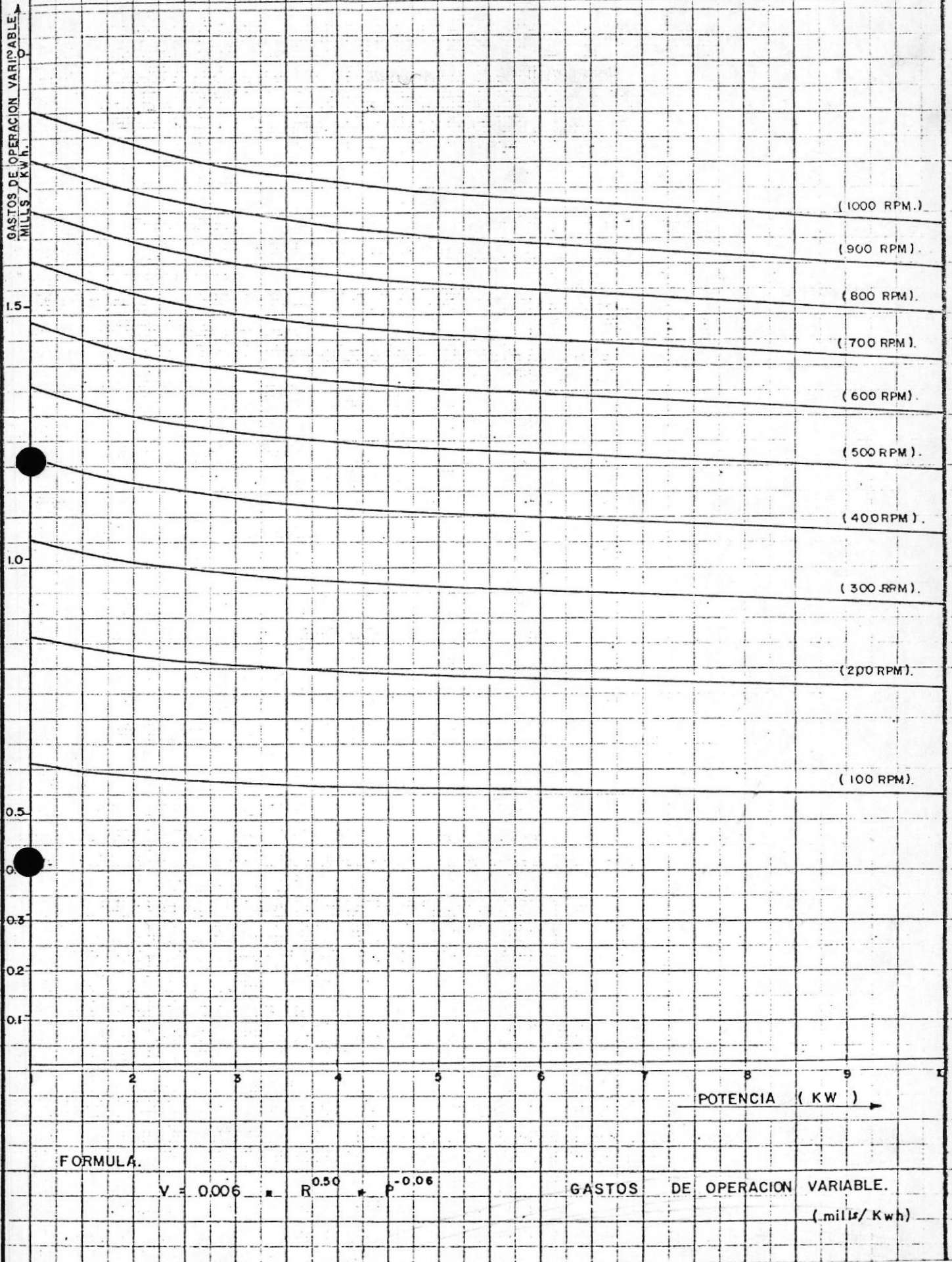
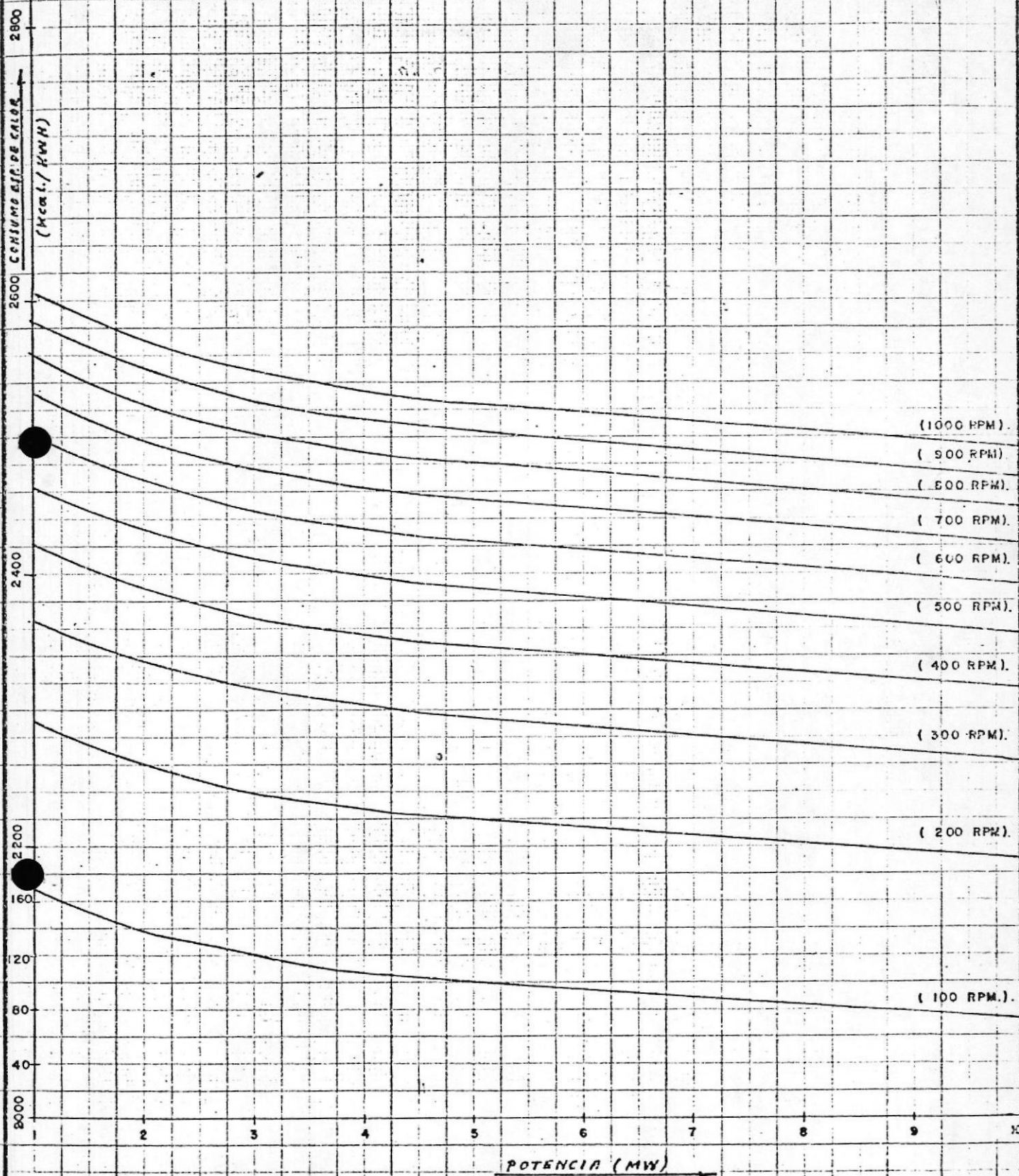


Fig. 3.3.4.4.

CONSUMO ESPECIFICO DE CALOR CENTRALES DIESEL.



FORMULA.

$$S = 1500 \cdot R^{0.08} \cdot P^{0.02}$$

CONSUMO ESPECIFICO
DE CALOR (Kcal. / KWh).

Fig. 3.3.4.5

- d) Distribución sencilla de la planta.
- e) No necesitan un abastecimiento considerable de agua, ya que su sistema de refrigeración es de circuito cerrado.
- f) Son compactos, ocupan poco espacio.
- g) Bajo costo de inversión por KW instalado.
- h) Fácil operación y requiere menos personal para su control.
- i) Tiempo mínimo para poner en servicio la planta considerada "Planta Parada".

Las desventajas consideradas en el motor diesel, son:

- a) Alto costo del combustible
- b) Menor vida útil (10 - 12 años)
- c) Alto costo de mantenimiento
- d) Fuertes gastos por las obras civiles de fundaciones

En las páginas siguientes tenemos los gráficos que permiten obtener el costo del KW-HR en función del factor de planta anual, y el tamaño del grupo para las centrales:

- Vapor (petróleo). Fig. 3.3.4.6. pág. 96
- Gas. Fig. 3.3.4.7. pág. 97
- Diesel Rápido. Fig. 3.3.4.8. pág. 98
- Diesel Medio. Fig. 3.3.4.9. pág. 99
- Diesel Lento. Fig. 3.3.4.10. pág. 100

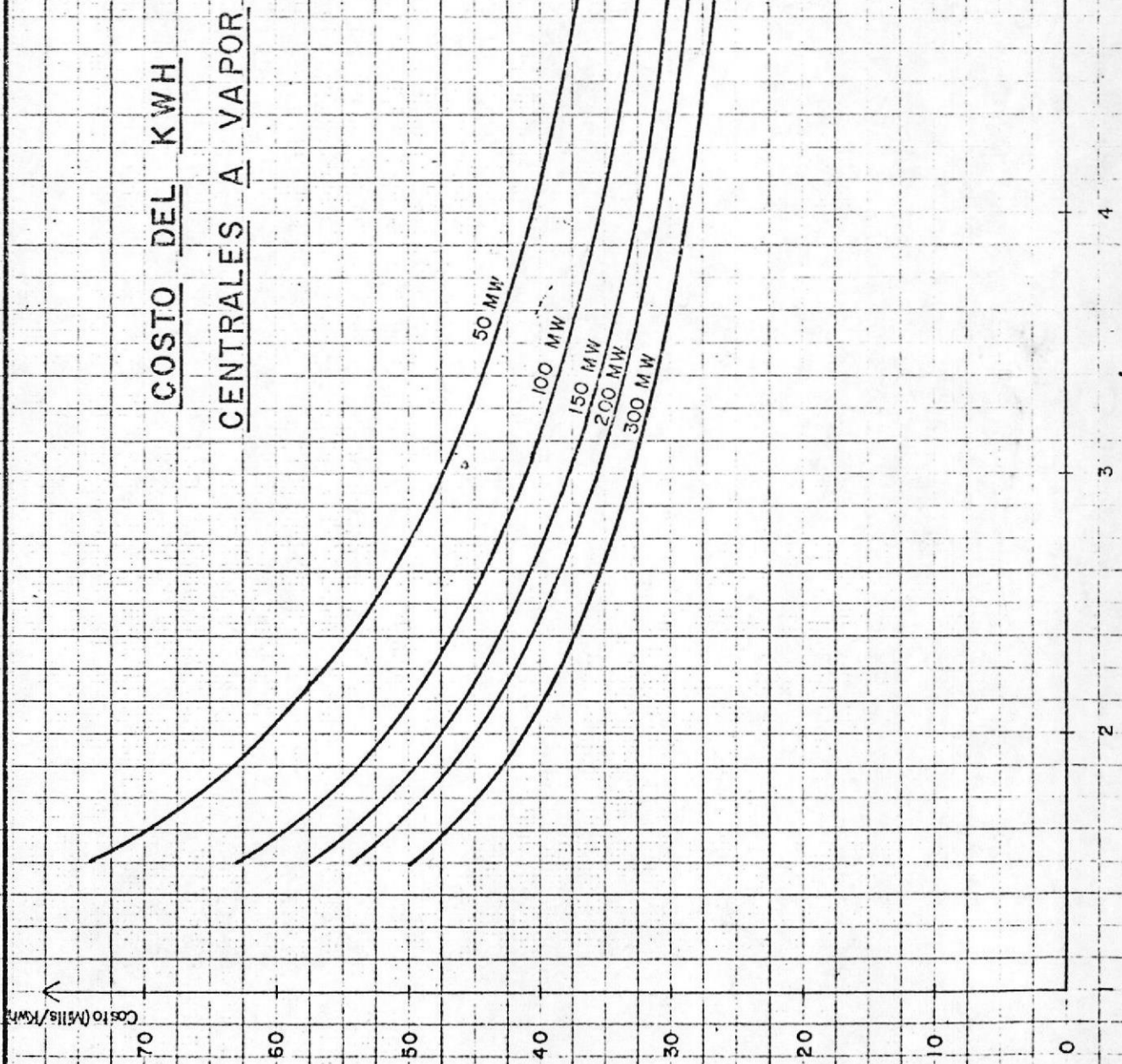


FIG. 3.3.4.6

COSTO DEL KWH

CENTRALES A GAS

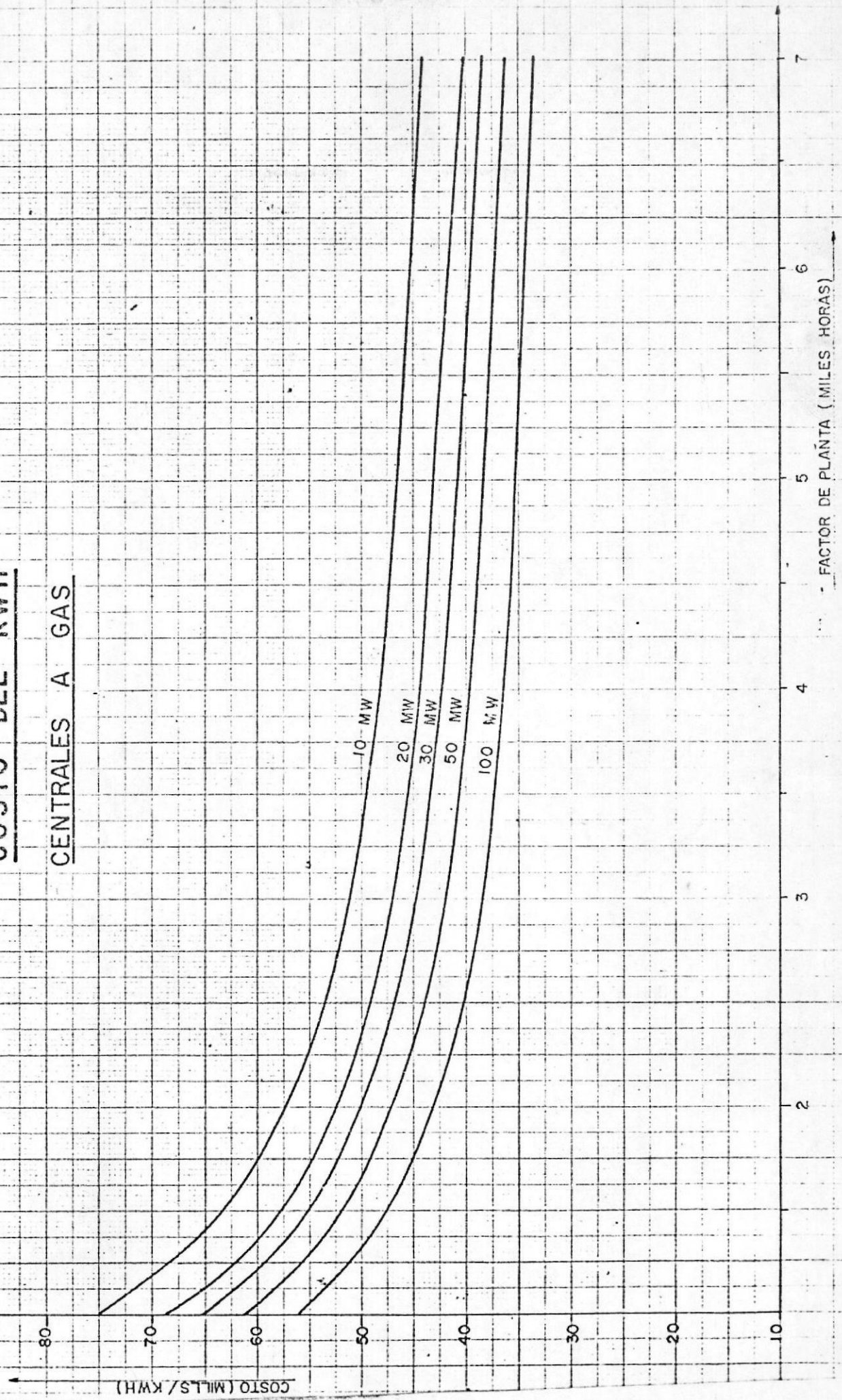


Fig. 3.3.4.7

COSTO DEL KWH GRUPOS DIESEL RAPIDOS

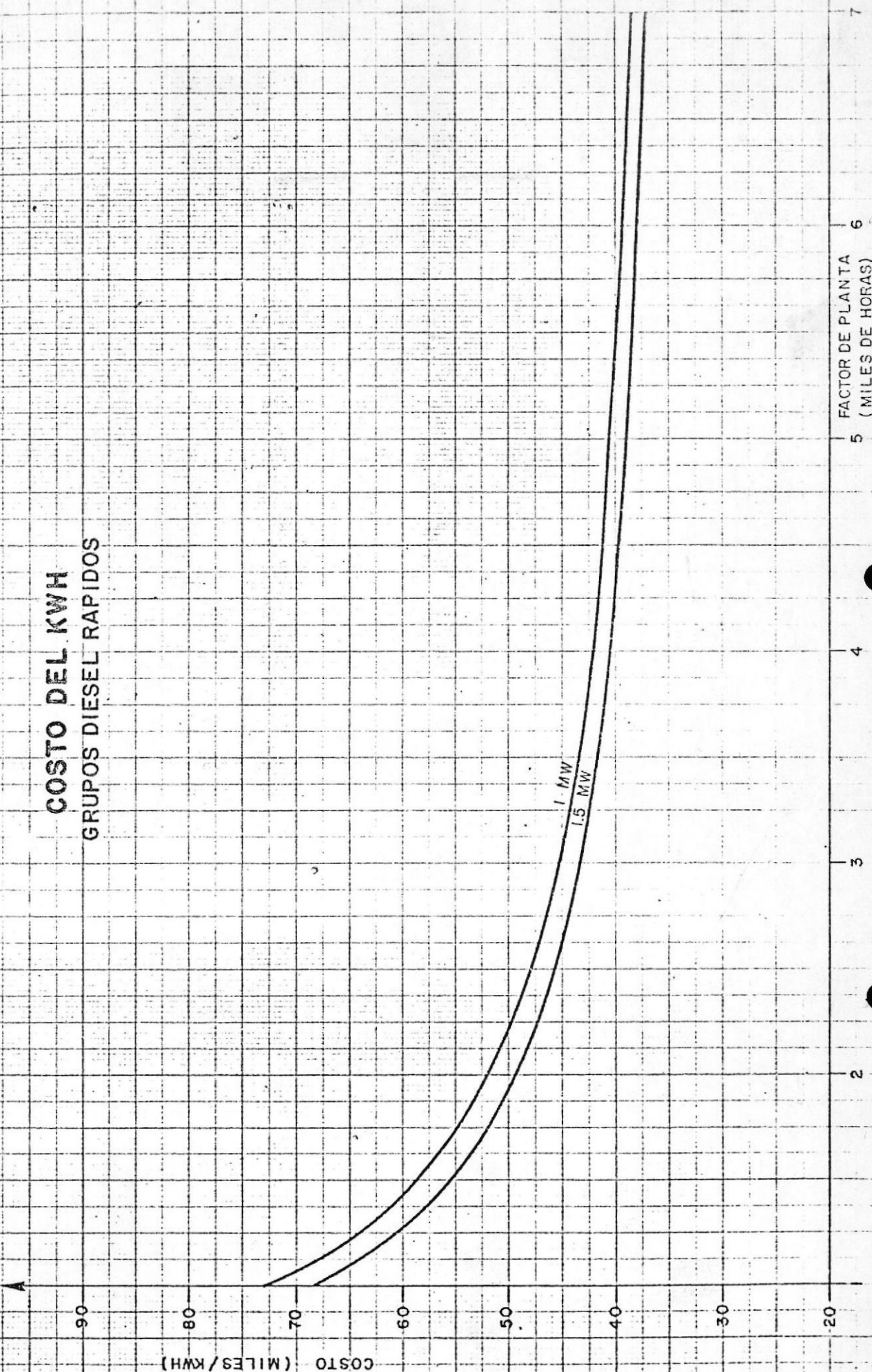


Fig. 3.3.4.8

COSTO DEL KWH
GRUPOS DIESEL MEDIOS

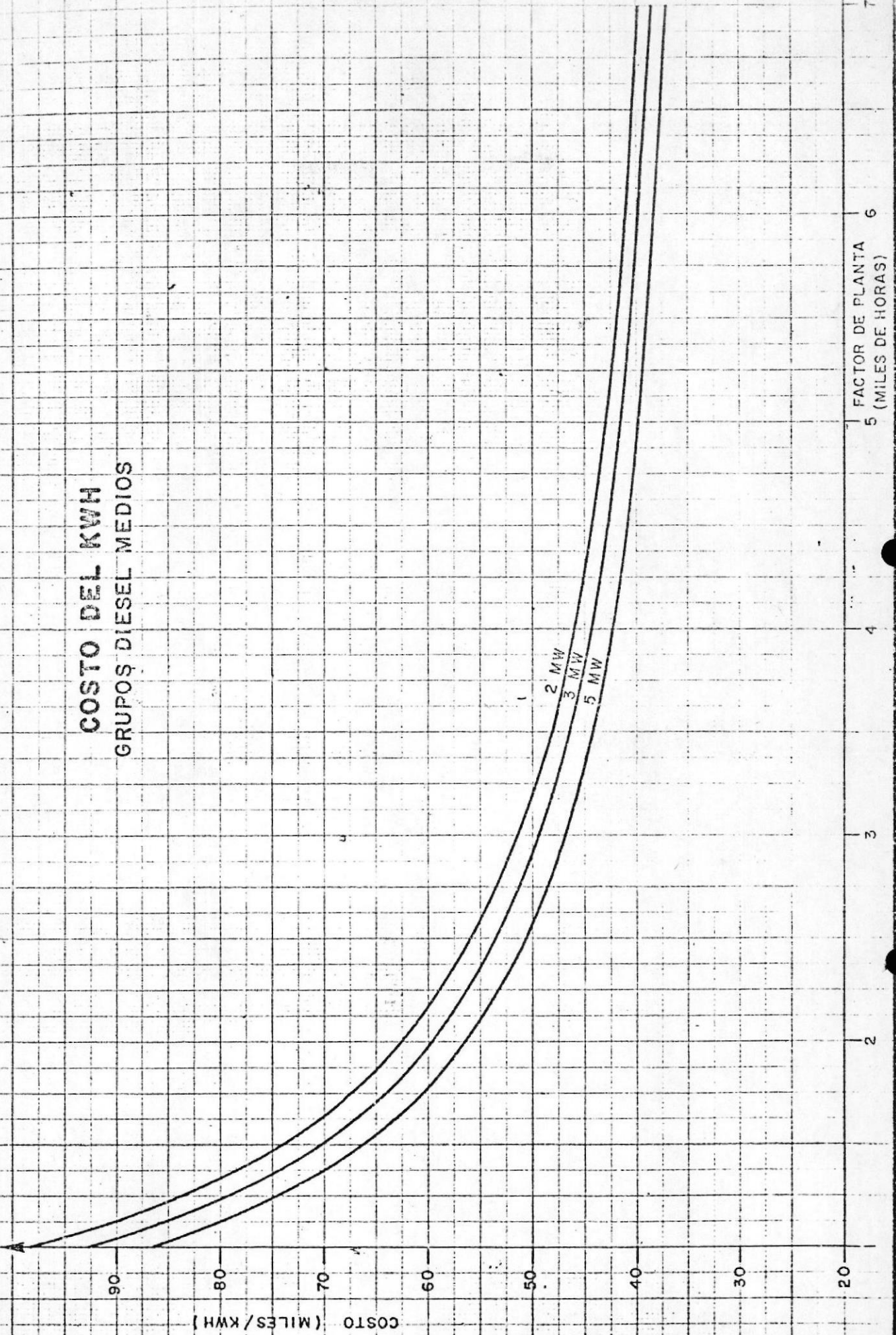


Fig. 3.3.4.9.

COSTO DEL KWH
GRUPOS DIESEL LENTOS

COSTO (MILES/KWH)

FACTOR DE PLANTA 6
(MILES HORAS)

FIG. 3.3.4.10

90

80

70

60

50

40

30

20

2

3

4

5

6

5 MW

10 MW

15 MW

Zona de Factibilidad de la Planta

En la Fig. 3.3.4.11. pág. 102 se indica el ábaco que permite obtener el tipo óptimo de generación según tamaño y factor de planta de la central.

Los resultados son válidos para casos generales, y así lo tratamos de demostrar al final de este estudio.

3.4. JUSTIFICACIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA NUEVA CENTRAL

En la sección 2.4. del Capítulo II, demostré que el Punto de Equilibrio más económico en el Sistema Eléctrico de la EERSSA es generando con la Central Hidráulica de San Francisco ubicado en el sitio San Ramón, Prov. de Zamora-Chin-chipe en el Oriente Ecuatoriano. Es decir, desde el punto de vista económico se debería ampliar el sistema de la Central Hidráulica, pero lamentablemente no es posible por cuanto la experiencia ha demostrado que el terreno por donde pasa el canal de agua hacia la Central no ofrece características geológicas aceptables ni garantizables, y que las co-piosas lluvias del invierno cada vez que caen en esta zona se llevan algunos tramos considerables del canal. Por esta razón y por otras similares las obras de Ingeniería Civil cada vez sufren daños, y los trabajos de reparación son largos y dificultosos por la topografía muy accidentada de la región, y como consecuencia, resultan demasiado costosos y

TIPO OPTIMO DE GENERACION
SEGUN TAMAÑO Y FACTOR DE PLANTA

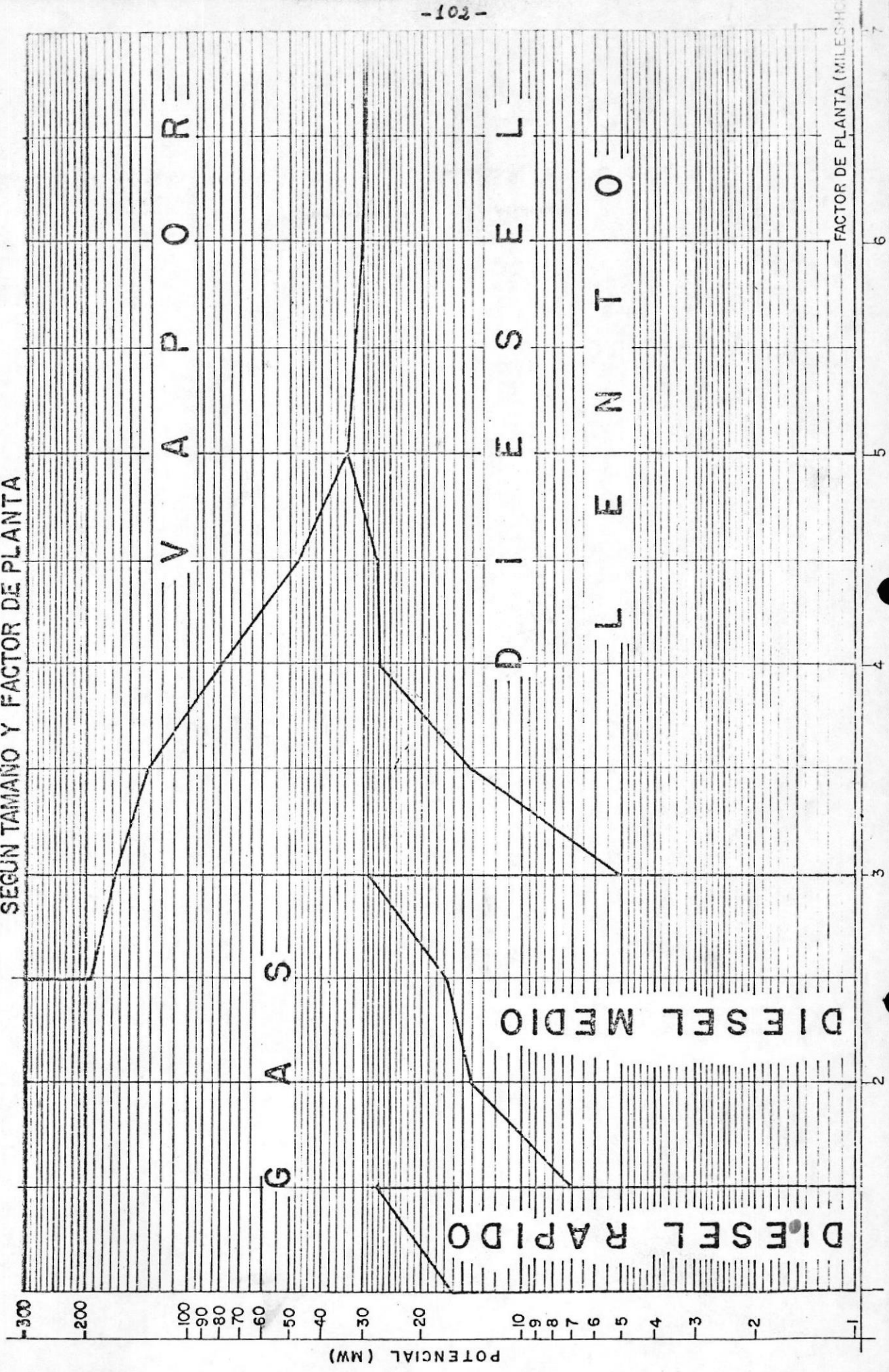


Fig. 3.3.4.11

por tanto antitécnicos porque traen serios problemas en el continuo suministro y en la cantidad suficiente del servicio de fluido eléctrico para todos los usuarios del Sistema Eléctrico Sur.

A continuación daré algunas características principales de la Central Hidráulica de San Francisco.

Altura 147 m.

Caudal 2,2 m³/seg

1 grupo de 1.200 KW 1.200 RPM 60 ciclos

2 grupos de 600 KW 900 RPM 60 ciclos

Tensión: genera a 2300 voltios, elevada a 22.000 voltios para luego ser transportada a la Subestación de "San Cayetano", Loja.

Como conclusión del análisis anterior y habiendo, por razones de orden técnico, descartado la posibilidad de ampliación de la central hidro-eléctrica puedo manifestar - que para ampliar la Generación en el Sistema Eléctrico Sur que sirva en la actualidad y en un futuro a corto plazo, necesariamente tendría que ser una "Central Termo-eléctrica" por la necesidad urgente del servicio.

En consecuencia este trabajo versará sobre la ubicación

de una "Central Térmica", pero antes de entrar a tratar este punto, creo necesario dar algunos conceptos básicos que usaremos en los capítulos posteriores.

- a) Central Eléctrica. Es una máquina o conjunto de equipos que producen y distribuyen energía eléctrica.
- b) Energía Eléctrica. Es la corriente de electrones, obligada a circular a causa de un potencia eléctrico.

Después de dar estas definiciones pasaré a estudiar detenidamente los puntos necesarios y suficientes que implica la selección de la nueva central, entre los que puedo citar, como los más fundamentales, el tamaño y ubicación de la Planta.

1. Tamaño

El tamaño de la Central Térmica se lo ha determinado de acuerdo a la demanda estimada para el período comprendido entre 1.976 y 1.986 y está subdividido en la siguiente forma, de acuerdo a la Ley de Williams, que expuse anteriormente.

5 grupos de 2.900 KW según Fig. 2.4.1. pág. 54

1 grupo de 4.000 KW según Fig. 2.4.1. pág. 54

Los complementos necesarios que exigen estas expansiones implican la construcción de:

Casas de Máquinas, Oficinas, Talleres

Reservorios de combustibles

Tanques diarios de combustible

Piscina y torre para el agua de enfriamiento

Bodega para almacenar repuestos de los grupos

Bodegas para almacenar transformadores, cables y otros materiales que sirven para la distribución del fluido e léctrico, etc.

2. Ubicación

Entre los principales factores que intervienen para poder ubicar la Central Térmica, se puede mencionar a los siguientes:

- a) Poseer un suficiente y adecuado abastecimiento de ser vicios básicos, tales como agua potable, combustible y vías de acceso a la planta de generación.
- b) La existencia de carreteras estables que comuniquen con los principales centros de consumo.
- c) Características ventajosas del subsuelo, ya que suelos pantanosos o agrestes traen consigo un encarecimiento de la obra.
- d) Disponibilidad de mano de obra calificada necesaria para este tipo de trabajo.
- e) Características atmosféricas del sitio.

- f) Facilidades portuarias, para la importación de los grupos electrógenos y equipos varios.
- g) También se podría desear que la Central se encuentre en el corazón del sistema, para que las pérdidas por distribución sean mínimas.

Interviniendo simultáneamente todos estos factores, vemos que el sitio que reúne casi todos estos parámetros es la parroquia de Catamayo perteneciente al Cantón Loja y a 36 Km. de la ciudad de Loja, y más aún si en este lugar se encuentra la Central Térmica que genera actualmente, esto nos permitiría aprovechar la instalación existente, sus redes, maquinaria, herramientas y experiencia, que serían un factor de mucha importancia para la instalación y montaje de los nuevos grupos electrógenos.

Las características del medio ambiente de Catamayo son:

Elevación	1.238 m.s.n.m.
Temperatura media	24°C

Estos datos fueron obtenidos personalmente en el Instituto Nacional de Meteorología del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos en la ciudad de Quito, de su boletín informativo.

C A P I T U L O I V

ANALISIS TECNICO-ECONOMICO DE LA SELECCION

4.1. ANALISIS TECNICO-ECONOMICO DE LAS ALTERNATIVAS

Como manifesté previamente, la ampliación de la "Central Hidráulica" queda descartada por las razones técnicas anteriormente citadas.

Ahora me toca realizar el análisis técnico-económico entre las diversas clases de "Centrales Térmicas" para lo cual debo tomar en consideración primeramente la proyección de la demanda del fluido eléctrico y el tiempo requerido para la puesta en marcha del grupo a instalarse, ya que el fluido eléctrico en las provincias de Loja-Zamora-Chinchipe se lo necesita en forma urgente, y en cantidad y calidad satisfactorias para incrementar el desarrollo agro-industrial de esta zona netamente agrícola y ganadera. En estos últimos días los habitantes de esta región se alegran con la noticia que a corto plazo se instalarán nuevas industrias, ya que la provincia produce abundante y excelente materia prima.

A continuación expondré el cuadro sinóptico Fig. 4.1. pág. 108 con los puntos básicos requeridos para generar fluí

Tipo de Central Térmica	Capacidad de Generación	Combustible utilizado	Poder calorífico en Kcal/Kg	Tiempo estimado pa ra puesta en marcha Licitación - Monta- je - Arranque.
----------------------------	----------------------------	--------------------------	--------------------------------	--

30 meses

10.500

Diesel Oil

Entre 5 y 100 MW

Turbina a Gas

15-48 meses

10.500

Diesel Oil

Hasta 10 MW

Motor Diesel

56 meses

9.800

Bunker C

Entre 10 y 1.000 MW

Turbina a Vapor

do eléctrico, y el tiempo mínimo requerido para recibir la planta "Puesta en Marcha".

De acuerdo al estudio de la proyección de la demanda del fluido eléctrico y para obtener un servicio continuo y con las reservas adecuadas, deduzco que la necesidad de incrementar la generación eléctrica, según el estudio de la pág. 53 es de 2,9 MW cada año a partir de 1.977 hasta 1.982 y una de 4,0 MW a partir de 1.983 hasta 1.985, tiempo en el cual probablemente entre a funcionar el "Sistema Nacional Interconectado". A continuación expondré a grandes rasgos datos estadísticos sobre el "Sistema Nacional Interconectado" que consiste en Centrales Hidráulicas y Térmicas que generarán energía eléctrica para suministrar el servicio del fluido eléctrico a todo el país, a través de una sola red de distribución unida a todas las centrales cuyas características son como sigue:

Proyecto	Tipo	Capacidad (MW)	Fecha puesta en servicio
Salitral	Gas N° 4	29,0	Dcbre/76
Guanpopolo	Diesel	30,0	Jun/77
Pisayambo	Hidroe.	69,2	En/78
Salitral	Vapor N° 2	73,0	Jun/78
Salitral	Vapor N° 3	73,0	En./80
Sto. Domingo	Gas N° 1	100,0	En./81

Proyecto	Tipo	Capacidad (MW)	Fecha puesta en servicio
Paute I Fase A	Hidroé.	300,0	Jun/82
Paute I Fase B	Hidroé.	200,0	Jun/83
Sto. Domingo	Gas N° 2	100,0	En./85
Sto. Domingo	Gas N° 3	100,0	En./86
Toachi	Hidroé.	300,0	Dicbre/86
T O T A L :		1.374,2 MW	

Estudios previos han demostrado que todas estas centrales son las económicamente más atractivas para el rango de variación de los parámetros técnico-económicos utilizados, y para su ubicación. Además el cuadro indica las fechas a proximadas en que dichos proyectos deben entrar a operar, la magnitud de las ampliaciones que debe hacerse al Sistema de Transmisión, y características generales de su operación. En el gráfico 4.1.2. pág. 112 se indica el programa de Generación Eléctrica para el período 76-86.

El proyecto "Paute" a pesar de no estar incluido en el Sistema Eléctrico Sur es el que básicamente va a abastecer de fluido eléctrico a las provincias de Loja y Zamora-Chinchipe con una línea de 110 Km. de longitud, para llevar energía de Cuenca a Loja con una tensión de 138 KV, y la fecha de entrada en operación será en Enero/83, aproximadamente. (Ver gráfico 4.1.3. pág. 113.

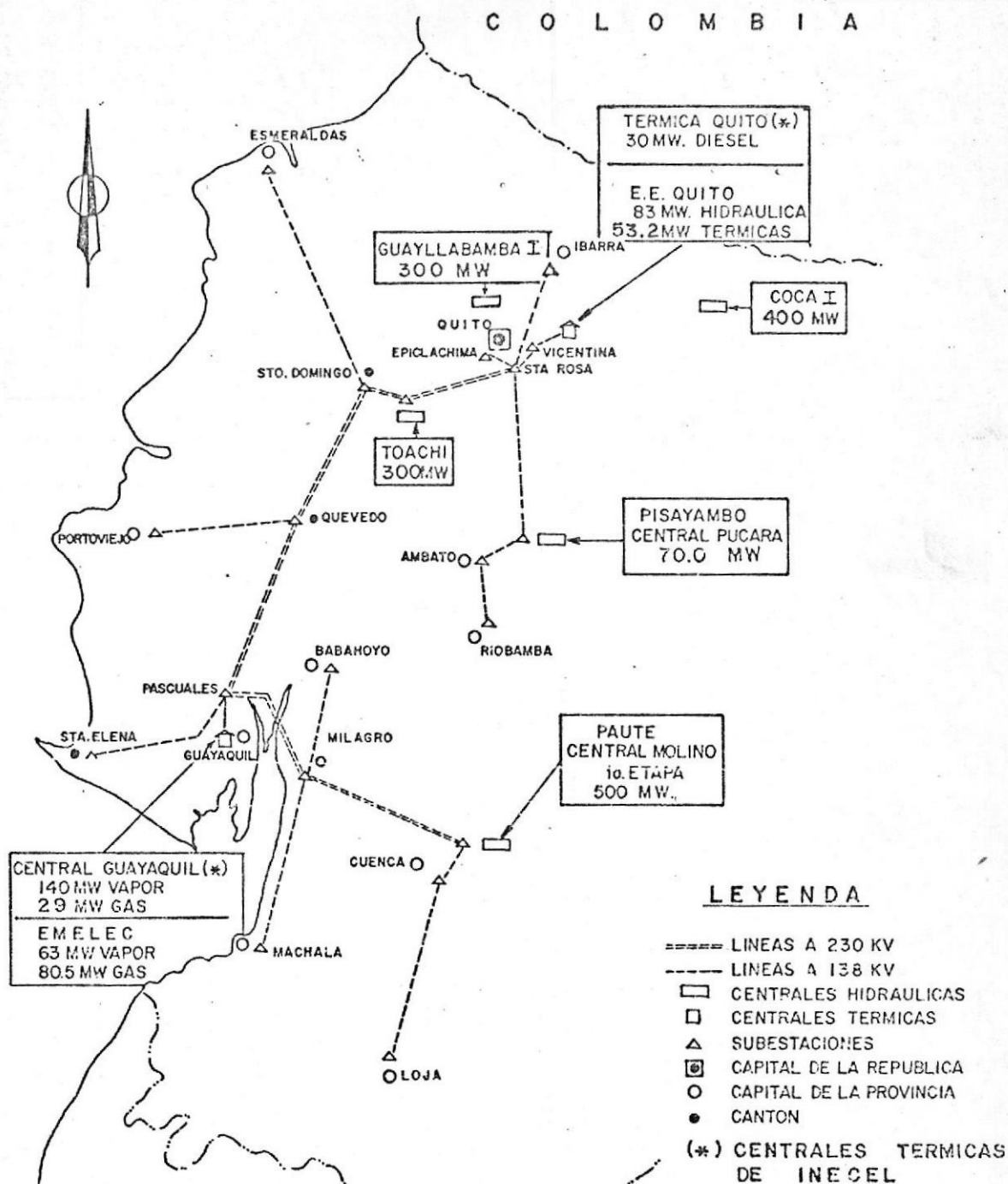
La energía generada en estos proyectos será entregada en bloque a nivel de subestaciones a los Sistemas Eléctricos Regionales, que son los mercados de consumo, y que deben preceder al suministro, desde donde la respectiva Empresa Eléctrica se encargará de la comercialización a nivel de abonado. La subestación correspondiente al Sistema Eléctrico Sur tiene las siguientes características:

<u>Subestación</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Tensión</u>	<u>Fecha de Operación</u>
Loja	20 MVA	138/69 KV	Enero/83

Luego de este breve resumen sobre el "Sistema Nacional Interconectado" proseguiré con la selección de la Central para el Sistema Sur.

Según el estudio de la proyección de la demanda y programa de equipamiento de la pág. 54 debo manifestar que de acuerdo a la capacidad requerida de 2,9 MW y 4,0 MW descarto totalmente la "Central a Vapor". En cuanto a la "Central a Gas" también la descarto por ser rentable a partir de los 5 MW en adelante.

En conclusión la alternativa más aconsejable para el presente trabajo es una "Central Térmica de Combustión Interna" por estar en el rango de la capacidad requerida de 2,9 MW y 4,0 MW, y ofrecer el menor tiempo requerido para la "Puesta en Marcha" del grupo electrógeno.



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

4.2. CUADROS DE RESUMEN CON RESULTADOS DE SELECCION FINAL

Como este trabajo versará exclusivamente sobre "Centrales Térmicas de Combustión Interna", como resultado del análisis anterior, luego me toca analizar, por razones económicas, que clase de combustible debo utilizar y esto se lo realiza merced a las propiedades del combustible tales como su poder calorífico, su gravedad específica y precio local.

A continuación, tenemos el análisis técnico-económico - para obtener el precio del KW-HR quemando diferente combustible como son Diesel, Kerex y Bunker N° 6.

Características de la Central escogida.

Potencia neta	$P_n = 2,9 \text{ MW}$
Velocidad	$R = 450 \text{ RPM (según gráfico 2.1.1)}$
Costos de inversión	$C_i = (100 - 0,3R) \times P + 3.575 \times P^{0,85} \times R^{-0,3} \quad [10^3 \text{ US\$}]$ $C_i = (100 - 0,3 \times 450) \times 2,9 + 3.575 \times (2,9)^{0,85} \times (450)^{-0,3}$ $C_i = 1,31217572 \times 10^6 \text{ US\$}$
Costos fijos	$C_f = 360 \times (0,75 \times n + 0,25) \times P^{0,75} \times R^{-0,48} \quad [\text{miles de US\$ / Año}]$ $C_f = 360 \times (0,75 \times 1 + 0,25) \times (2,9)^{0,75} \times (450)^{-0,48}$ $C_f = 0,04261 \times 10^6 \text{ US\$}$

Costos Variables $C_v = 0,06 \times R^{0,50} \times P^{-0,06}$ [miles\$/KW-HR]

$$C_v = 0,06 \times (450)^{0,50} \times (2,9)^{-0,06}$$

$$C_v = 1,194 \frac{\text{US\$}}{\text{KW-HR}}$$

Consumo Específico $C_e = 1.500 R^{0,08} P^{-0,02}$ [Kcal/KW-HR]

$$C_e = 1.500 (450)^{0,08} (2,9)^{-0,02}$$
 [Kcal/KW-HR]

$$C_e = 2.393,8678$$
 [Kcal/KW-HR]

Combustible Diesel: datos proporcionados por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE).

Características:

Densidad promedio $\rho_p = 0,8484$ grs/cm

Poder calorífico $P_c = 11.350$ Kcal/Kgs

Precio del Diesel en Pto. Bolívar (Prov. El Oro) 2,95 S/./galón

Transporte: Pto. Bolívar a Loja (300 Km) 0,84 S/./galón

Precio Total del combustible 3,79 S/./galón

$$C_e' = C_e \times \frac{1}{P_c} \times \frac{1}{\rho_p}$$

$$C_e' = 2.393,8678 \frac{\text{Kcal}}{\text{KW-HR}} \times \frac{1 \text{ Kg}}{11.350 \text{ Kcal}} \times \frac{1 \text{ lit}}{0,8484 \text{ Kg}} \times \frac{1 \text{ gal}}{3,78 \text{ lit}} \times \frac{3,79 \$}{1 \text{ gal}} \times \frac{1 \$}{28 \$}$$

$$C_e' = 8,9021 \times \frac{10^{-3} \$}{\text{KW-HR}}$$

Vida Media $V_m = \frac{85.000 \text{ Hrs}}{8.760 \text{ hrs/año}} = 9,7 \approx 10 \text{ años}$ (Gráf. 2.1.1)

% de interés $r = 12 \%$ (anual)

$$\text{Factor de planta } F_p = \frac{\text{demanda máxima}}{\text{capacidad instalada}}$$

$$F_p = \frac{4.570}{9.240} = 0.4945 \quad 0,5$$

Gastos de capital anual:

$$\text{Depreciación } De = \frac{Ci}{Vm} = \frac{1,312175 \times 10^6}{10} = 0,13121 \times 10^6 \$$$

$$\text{Interés } I = \frac{Ci \times r}{2} = \frac{1,312175 \times 10^6 \times 0,12}{2} = 0,07830 \times 10^6 \$$$

$$\text{Costos Fijos} = 0,04261 \times 10^6 \$$$

$$\text{Sub total } St = 0,25212 \times 10^6 \$$$

$$\text{Consumo propio } Cp = 3\%$$

$$\text{Potencia neta } Pn = 2,9 \text{ MW}$$

$$\text{Potencia bruta } Pb = \frac{Pn}{1 - Cp} = \frac{2,9 \text{ MW}}{1 - 0,03} = 2,989 \text{ MW}$$

$$\text{Generación neta } Gn = Pn \times F_p \times N^2 \text{ Hrs. al año}$$

$$Gn = 2,9 \times 0,50 \times 8.760$$

$$Gn = 12.702 \frac{\text{MW-HR}}{\text{año}} = 12,702 \times 10^6 \text{ KW-HR}$$

$$\text{Generación Bruta } Gb = Pb \times F_p \times N^2 \text{ Hrs. al año}$$

$$Gb = 2,989 \times 0,5 \times 8.760$$

$$Gb = 13,09182 \frac{\text{MW-HR}}{\text{año}} = 13,091 \times 10^6 \text{ KW-HR}$$

Costo Variable
total

$$C'v = Ce' \times Gb$$

$$C'v = 8,9021 \times \frac{10^{-3} \$}{\text{KW-HR}} \times 13,09182 \times \frac{10^6 \text{ KW-HR}}{\text{año}}$$

$$C'v = 0,116544 \times 10^6 \$$$

Costo total

$$Ct = St + C'v$$

$$Ct = (0,25212 + 0,116544) \times 10^6 \$$$

$$Ct = 0,36866 \times 10^6 \$$$

Combustible Diesel

Costo total del KW-HR

$$Ct \text{ KW-HR} = \frac{Ct}{Gn} = \frac{0,36866 \times 10^6 \$}{12,702 \times 10^6 \text{ KW-HR}}$$

$$Ct \text{ KW-HR} = 2,90 \times 10^{-2} \frac{\$}{\text{KW-HR}} \times \frac{28\$}{1\$}$$

$$Ct \text{ KW-HR} = 0,8126 \frac{\$}{\text{KW-HR}}$$

Combustible Bunker N° 6

Utilizando los mismos datos de: Potencia neta (Pn), Velocidad (R), Costos de Inversión (Ci), Costos Fijos (Cf), Costos Variables (Cv), Consumo específico (Ce), obtenidos para el combustible Diesel.

Combustible Bunker N° 6 datos proporcionados por la Empresa Eléctrica del Ecuador (EMELEC).

Características:

$$\text{Densidad Promedio } \rho_p = 0,934 \text{ gr/cm}^3$$

$$\text{Poder Calorífico } P_c = 10.568 \text{ Kcal/Kg.}$$

$$\text{Precio del Bunker en Pto. Bolívar} = 2,00 \$/\text{galón}$$

Transporte de Pto. Bolívar a Loja = 0,84 \$/galón

Precio total del combustible = 2,84 \$/galón

$$Ce' = Ce \times \frac{1}{P_c} \times \frac{1}{p_p}$$

$$Ce' = 2.393,8678 \frac{\text{Kcal}}{\text{KW-HR}} \times \frac{1 \text{ Kg}}{10.568 \text{ Kcal}} \times \frac{1 \text{ litro}}{0,934 \text{ Kg}} \times \frac{1 \text{ galón}}{3,78 \text{ lit}}$$

$$\times \frac{2,84 \text{ S/.}}{1 \text{ gal}} \times \frac{1 \$}{28 \text{ S/.}} =$$

$$Ce' = 6,5077 \times 10^{-3} \frac{\$}{\text{KW-HR}}$$

Gastos de Capital Anual

El costo sub-total que incluye depreciación, interés al 12% y costos fijos, lo tomamos de los datos para el combustible Diesel St = $0,25212 \times 10^6 \$$

Costos Variable

total

$$C'v = Ce' \times Gb$$

$$C'v = 6,5077 \times \frac{10^{-3} \$}{\text{KW-HR}} \times 13,09182 \times 10^6 \text{ KW-HR}$$

$$C'v = 0,085197 \times 10^6 \$$$

Costo total

$$Ct = St + C'v$$

$$Ct = (0,25212 + 0,085197) \times 10^6 \$$$

$$Ct = 0,33731 \times 10^6 \$$$

Combustible Bunker N° 6

$$\text{Costo total del KW-HR} \quad Ct \text{ KW-HR} = \frac{Ct}{Gn} = \frac{0,33731 \times 10^6 \$}{12,702 \times 10^6 \text{ KW-HR}}$$

$$Ct \text{ KW-HR} = 2,6555 \times 10^{-2} \frac{\$}{\text{KW-HR}} \times \frac{1 \$}{28 \$}$$

$$Ct \text{ KW-HR} = 0,7435 \frac{\$}{\text{KW-HR}}$$

Combustible Kerex

Combustible Kerex datos proporcionados por EMELEC

Densidad promedio $\rho p = 0,813 \text{ gr/cm}$

Poder calorífico $Pc = 11.012 \text{ Kcal/Kgs}$

Precio del Kerex en Pto. Bolívar = 2,21 \$/galón

Transporte Pto. Bolívar a Loja = 0,84 \$/galón

Precio total del combustible = 3,05 \$/galón

$$C'e = Ce \times \frac{1}{Pc} \times \frac{1}{\rho p}$$

$$Ce' = 2.393,8678 \frac{\text{Kcal}}{\text{KW-HR}} \times \frac{1 \text{ Kg}}{11.012 \text{ Kcal}} \times \frac{1 \text{ lit}}{0,813 \text{ Kg}} \times \frac{1 \text{ gal}}{3,78 \text{ lit}} \times \frac{3,05 \$}{1 \text{ gal}} \times \frac{1 \$}{28 \$}$$

$$Ce' = 7,7053 \times \frac{10^{-3} \$}{\text{KW-HR}}$$

Gastos de Capital Anual:

$$\text{Sub-total} \quad St = 0,25212 \times 10^6 \$ \text{ (Igual al caso anterior)}$$

$$\text{Costo Variable total } C'v = C'e \times Gb$$

$$C'v = 7,7053 \times 10^{-3} \times 13,09182 \times 10^6$$

$$C'v = 0,100876 \times 10^6 \$$$

$$\text{Costo total} \quad Ct = St + C'v$$

$$Ct = (0,25212 + 0,100876) \times 10^6 \$$$

$$Ct = 0,35299 \times 10^6 \$$$

Combustible Kerex

Costo total del KW-HR

$$Ct \text{ KW-HR} = \frac{Ct}{Gn} = \frac{0,35299 \times 10^6 \$}{12,702 \times 10^6 \text{ KW-HR}}$$

$$Ct \text{ KW-HR} = 2,779 \times 10^{-2} \frac{\$}{\text{KW-HR}} \times \frac{28 \$}{1 \$}$$

$$Ct \text{ KW-HR} = 0,7781 \frac{\$}{\text{KW-HR}}$$

En la Fig. 4.2.1. pág. 121, se tabulan los datos de las propiedades de diferentes combustibles y, el costo del KW-HR.

RESUMIENDO LOS DATOS ANTERIORES, PARA LA CENTRAL DE
2,9 MW DE CAPACIDAD

Característica	Diesel	Bunker Nº 6	Kerex
Densidad Promedio gr/cm	0,848	0,934	0,813
Poder Calorífico Kcal/Kg	11.350	10.568	11.012
Costo \$/KW-HR	0,8126	0,7435	0,7781

FIG. 4.2.1.

Ahora efectuaré cálculos para un grupo de 4.000 KW de capacidad en forma idéntica a la anterior aplicando las fórmulas de Costo de inversión, Costos fijos, Costos variables, Consumo específico, considerando la nueva potencia.

Características de la Central

Potencia neta $n = 4,0$ MW

Velocidad $R = 350$ RPM (Graf. 3.3.4.1 pág. 88)*

Costos de inversión $C_i = (100 - 0,3 R) P + 3.575 P^{0,85} R^{-0,3}$ [miles \$]

$$C_i = (100 - 0,3 \times 350) \times 4,0 + 3.575 (4,0)^{0,85} \times (350)^{-0,3}$$

$$C_i = 2,00157122 \times 10^6 \$$$

Costos Fijos $C_f = 360 (0,75 n + 0,25) P^{0,75} R^{-0,48}$ [miles US\$/año]

$$C_f = 360 (0,75 + 0,25) (4,0)^{0,75} (350)^{-0,48}$$

$$C_f = 0,06118 \times 10^6 \$$$

Costos variables $C_v = 0,06 \times R^{0,50} \times P^{-0,06}$ [miles \$/KW-HR]

$$C_v = 0,06 \times (350)^{0,50} (4,0)^{-0,06}$$

$$C_v = 1,032 \frac{\$}{\text{KW-HR}}$$

Consumo específico $C_e = 1.500 R^{0,008} P^{-0,02}$ [Kcal/KW-HR]

$$C_e = 1.500 \times (350)^{0,008} (4,0)^{-0,02}$$

$$C_e = 2.331,1767 \frac{\text{Kcal}}{\text{KW-HR}}$$

* Nótese que a mayor potencia corresponde una menor velocidad

Combustible Diesel

$$Ce' = 2.331,1767 \frac{\text{Kcal}}{\text{KW-HR}} \times \frac{1 \text{ Kg}}{11.350 \text{ Kcal}} \times \frac{1 \text{ lit}}{0,8484 \text{ Kg}} \times \frac{1 \text{ gal}}{3,78 \text{ lit}} \times \frac{3,79}{\text{gal}} \times \frac{1 \$}{28 \$}$$

$$Ce' = 8,6689 \times \frac{10^{-3} \$}{\text{KW-HR}}$$

Vida media $V_m = \frac{98.000 \text{ h}}{8.760 \text{ h/año}} = 11.18 \text{ años}$ (Gráf. 2.1.1. pág. 32)

$$r = 12\%$$

$$\phi_p = 0,5$$

Gastos de Capital Anual

Depreciación $De = \frac{Ci}{V_m} = \frac{2,00157122 \times 10^6 \$}{12} = 0,16679 \times 10^6 \$$

Interés $I = \frac{Ci \times r}{2} = \frac{2,001571 \times 10^6 \$ \times 0,12}{2} = 0,12009 \times 10^6 \$$

Costos Fijos $C_f = 0,06118 \times 10^6 = 0,06118 \times 10^6 \$$

Sub-total $St = 0,34806 \times 10^6 \$$

Consumo propio $C_p = 3\%$

Potencia neta $= 4,0 \text{ MW}$

Potencia bruta $P_b = \frac{P_n}{1 - C_p} = \frac{4,0}{1 - 0,03} = 4,123 \text{ MW}$

Generación neta $G_n = P_n \times \phi_p \times \# \text{ horas al año}$

$$G_n = 4,0 \times 0,50 \times 8.760 \text{ h/año}$$

$$G_n = 17.520 \frac{\text{MW-HR}}{\text{año}} = 17,520 \times 10^6 \text{ KW-HR}$$

Generación bruta $G_b = P_b \times \text{fp} \times \# \text{ horas al año}$

$$G_b = 4,123 \times 0,5 \times 8.760$$

$$G_b = 18.05874 \frac{\text{KW-HR}}{\text{año}} = 18,05874 \times 10^6 \text{ KW-HR}$$

Costo variable total $C'v = C'e \times G_b$

$$C'v = 8,6689 \times \frac{10^{-3} \$}{\text{KW-HR}} \times 18,05874 \times 10^6 \text{ KW-HR}$$

$$C'v = 0,15654 \times 10^6 \$$$

Costo total

$$C_t = S_t + C'v$$

$$C_t = (0,34806 + 0,15654) \times 10^6 \$$$

$$C_t = 0,5046 \times 10^6 \$$$

Combustible Diesel

$$\text{Costo total del KW-HR } C_t \text{ KW-HR} = \frac{C_t}{G_n} = \frac{0,5046 \times 10^6 \$}{17,520 \times 10^6 \text{ KW-HR}}$$

$$C_t \text{ KW-HR} = 2,88 \times 10^{-2} \frac{\$}{\text{KW-HR}} \times \frac{28 \$}{1 \$}$$

$$C_t \text{ KW-HR} = 0,8064 \frac{\$}{\text{KW-HR}}$$

Combustible Bunker N° 6

Tenemos que utilizar los mismos datos anteriores, lo único que cambia es el costo específico total.

$$C_e' = 2.331,1767 \frac{\text{Kcal}}{\text{KW-HR}} \times \frac{1 \text{ Kg}}{11.350 \text{ Kcal}} \times \frac{1 \text{ lit}}{0,8484 \text{ Kg}} \times \frac{1 \text{ gal}}{3,78 \text{ lit}} \times \frac{2,84 \$}{1 \text{ gal}} \times \frac{1 \$}{28 \$}$$

$$C_e' = 6,33729 \times \frac{10^{-3} \$}{\text{KW-HR}}$$

Gastos de Capital Anual:

$$\text{Sub-total} \quad St = 0,34806 \times 10^6 \$$$

$$\text{Costo variable total} \quad C'v = C'e \times Gb$$

$$C'v = 6,33729 \times 10^{-3} \times 18,05874 \times 10^6$$

$$C'v = 0,11444 \times 10^6 \$$$

$$\text{Costo total} \quad Ct = St + C'v$$

$$Ct = (0,34806 + 0,11444) \times 10^6 \$$$

$$Ct = 0,4625 \times 10^6 \$$$

Combustible Bunker N° 6

$$\text{Costo total del KW-HR} = Ct \text{ KW-HR} = \frac{Ct}{Gn} = \frac{0,4625 \times 10^6 \$}{17,520 \times 10^6 \text{ KW-HR}}$$

$$Ct \text{ KW-HR} = 2,63984 \times 10^{-2} \frac{\$}{\text{KW-HR}} \times \frac{28 \$}{1 \$}$$

$$Ct \text{ KW-HR} = 0,7391 \frac{\$}{\text{KW-HR}}$$

Combustible Kerex: Central 4.000 KW

El único dato que cambia es el Consumo Específico.

$$C'e = 2.331,176 \frac{\text{Kcal}}{\text{KW-HR}} = \frac{1 \text{ Kg}}{11.012 \text{ Kcal}} \times \frac{1 \text{ lit}}{0,813 \text{ Kg}} \times \frac{1 \text{ gal}}{3,78 \text{ lit}} \times \frac{3,05 \$}{1 \text{ gal}} \times \frac{1 \$}{28 \$}$$

$$C'e = 7,5035 \times 10^{-3} \frac{\$}{\text{KW-HR}}$$

Gastos de Capital Anual:

$$\text{Sub-total} \quad St = 0,34806 \times 10^6 \$$$

$$\text{Costo variable total} \quad C'v = C'e \times Gb$$

$$C'v = 7,5035 \times 10^{-3} \times 18,05874 \times 10^6$$

$$C'v = 0,135503 \times 10^6 \$$$

$$\text{Costo total} \quad Ct = St + C'v$$

$$Ct = (0,34806 + 0,13550) \times 10^6 \$$$

$$Ct = 0,48356 \times 10^6 \$$$

Combustible Kerex

$$\text{Costo total del KW-HR} \quad Ct \text{ KW-HR} = \frac{Ct}{Gn} = \frac{0,48356 \times 10^6 \$}{17,520 \times 10^6 \text{ KW-HR}}$$

$$Ct \text{ KW-HR} = 2,76 \times 10^{-2} \frac{\$}{\text{KW-HR}} \times \frac{28 \$}{1 \$}$$

$$Ct \text{ KW-HR} = 0,7728 \frac{\$}{\text{KW-HR}}$$

En la Fig. 4.2.2. pág. 127, se tabulan los datos de las propiedades de diferentes combustibles y el costo del KW-HR

RESUMIENDO LOS DATOS ANTERIORES, PARA LA CENTRAL DE 4,0 MW DE CAPACIDAD

Características	Diesel	Bunker N° 6	Kerex
Densidad promedio grs/cm	0,848	0,934	0,813
Poder calorífico Kcal/Kg	11.350	10.568	11.012
Costo \$/KW-HR	0,8064	0,7391	0,7728

FIG. 4.2.2.

COMBUSTIBLES	PRECIO DE GENERACION	
	$\frac{\text{Sucres}}{\text{KW-HR}}$	
	P O T E N C I A	
	2.900 KW	4.000 KW
DIESEL	0,8126 \$/KW-HR	0,8064 \$/KW-HR
BUNKER N° 6	0,7435 \$/KW-HR	0,7391 \$/KW-HR
KEREX	0,7781 \$/KW-HR	0,7728 \$/KW-HR

FIG. 4.2.3.

para cada uno de ellos.

En el cuadro de la Fig. 4.2.3. pág. 128 se indican los resultados del precio de generación para distinta potencia y diferentes tipos de combustible.

4.3. SELECCION DE LA ALTERNATIVA

Analizando el cuadro anterior Fig. 4.2.3. pág. 128, puedo darme cuenta que para los grupos de 2,9 MW y 4,0 MW el menor precio del KW-HR es quemando combustible pesado tipo Bunker N° 6.

Por lo tanto mi selección económica será la utilización de los grupos electrógenos que quemen combustible pesado, y lo hago en base de:

1. Por producir el KW-HR a menor costo.
2. Porque el tiempo requerido para poner en marcha el grupo electrógeno es mínimo comparando con otras centrales termo-eléctricas. Ver Fig. 4.1.1. pág. 108.
3. Por la posible alza de precio del combustible liviano, que en estos días tiene alarmado al país entero; y
4. Que en esta forma ocuparía el residuo de la Refinería Es total de Esmeraldas, cuya producción será de 15.395 B/D de Fuel Oil N° 6, según datos oficiales obtenidos en CEPE

y que constan en la pág. 109 de este estudio. Este considerando asegura además el suministro constante del combustible para la generación eléctrica.

4.4. DESCRIPCION DE UNA CENTRAL TIPICA SIMILAR A LA SELECCIONADA

La selección de un grupo electrógeno para una nueva - instalación, se la realiza en base de las siguientes características fundamentales.

- a) La potencia necesaria
- b) Las características técnicas de diseño del equipo.
- c) La velocidad de operación del equipo (función de vida útil).
- d) Los costos de operación

Por una recomendación especial del Director Técnico de la EERSSA los aspectos subsiguientes de este estudio serán sobre el grupo electrógeno de 4.000 KW de capacidad, ya que los dos grupos de 2.900 KW están en trámite de adquisición, y para lo posterior se adquirirán grupos de mayor capacidad como es el de 4.000 KW, según se determinó por la fórmula de Williams, cuya resolución consta en la pág. 52.

La "Central Eléctrica" que a continuación describiré es el grupo electrógeno que para Enero/78 entrará a funcionar en la "Central Diesel de Machala" perteneciente a la

Empresa Eléctrica "El Oro", con una potencia nominal de 4,0 MW.

Estos grupos se caracterizan por ofrecer la ventaja de poder utilizar dos clases de combustible indistintamente; tanto combustible liviano como Diesel y pesado como Bunker, lo que hace que para el presente trabajo sea la Central más aconsejada. La característica fundamental es que el grupo empieza a funcionar con combustible liviano y después de haber alcanzado mas o menos el 50% de carga se la pasa a consumir combustible pesado en forma continua. Luego, para parar la máquina es necesario que unos 15 minutos antes se debe pasar a consumir combustible liviano. Esta operación se la realiza con el objeto de que en las cañerías e inyectores no quede el combustible pesado, se solidifique, y cause problemas ya que el combustible pesado es sumamente denso y viscoso, aumentando estas características a temperatura ambiente.

Inmediatamente pasaré a describir en forma general el grupo electrógeno "CROSSLEY PREMIER ENGINES" con sus respectivas especificaciones técnicas y sus costos de operación. Cabe anotar que estos datos son reales y fueron proporcionados por los funcionarios de la Empresa Eléctrica "El Oro", en la ciudad de Machala.

En el cuadro siguiente de la Fig. 4.4.1. pág. 133 se indican las características fundamentales de la máquina.

Entre las características mecánicas más sobresalientes de la máquina podemos anotar las siguientes:

El pistón es enfriado por aceite

En la cabeza del cilindro se encuentran 4 válvulas, 2 de admisión y 2 de descarga localizadas alrededor del inyector.

Las válvulas de descarga son enfriadas por agua, y poseen dos resortes.

Cada cilindro posee su propia bomba de inyección.

Una corta cañería de la bomba al inyector asegura una inyección uniforme.

Cada inyector es enfriado por agua.

También posee un turbo cargador, un regulador de velocidad, y sus controles respectivos.

Las demás partes mecánicas son similares a las máquinas comunmente conocidas.

En la Fig. 6.6.1. pág. 149 se encuentra el dibujo esquemático de la máquina indicando sus respectivos elementos mecánicos.

CARACTERISTICAS MECANICAS DE LA MAQUINA DE 4,0 MW

Tipo de Máquina	12 P C 2 V	
Número de cilindros	12	
Peso aproximado de la máquina	Lbs.	117.640
	Kilos	53.350
Capacidad del tanque diario de la Máquina	Galones	1.400
	Litros	6.300
Sistema de circulación de agua en la máquina	Galones	198
	Litros	900
Dimensiones del cilindro	Díámetro =	400 mm.
	Carrera =	460 mm.
	Cilindrada* =	6,93 lit.

FIG. 4.4.1.

$$* \text{ Cilindrada} = \frac{D^2 \times \pi}{4} \times \text{carrera} \times \# \text{ cilindros}$$

Interesante es el diagrama del sistema de combustible, tal como se lo indica en la Fig. 6.6.2. pág. 150.

Como exposición general se indicará datos técnicos y costo total del grupo CROSSEY PREMIER ENGINES:

Potencia	= 4.088 KW
Velocidad	= 350 RPM
Frecuencia	= 60 ciclos
Voltaje	= 13.800 voltios

Luego tenemos el resumen de precios y el plazo de entrega:

	Precio en Libras Esterlinas (£)	Precio en sucres 1 £ = S/. 53,00
Equipo principal: Motor, Generador y Tableros.	1'321.778	70'054.234
Sistema de tratamiento de Combustible	154.550	8'191.150
Puente grúa y grúa	20.620	1'092.860
Rieles del puente grúa (40 m)	2.480	131.440
Supervisión Técnica	35.952	1'905.456
Repuestos 12.000 horas	9.990	529.470
T O T A L :	1'545.370	S/. 81'904.610

Plazo de entrega: 365 días sujeto a confirmación cuando se ponga la orden en fábrica.

Importante es anotar los consumos de combustible garantizados por los fabricantes.

	Porcentajes de carga		
	100%	75%	50%
Combustible pesado:			
(gr/KW-HR)	238	230	238

Con un valor calorífico de 16.800 BTU/Lb (9.333,33 Kcal/Kg)

Luego expondremos los mismos consumos pero traducidos a galones/hora.

Tomando los siguientes datos de referencia por el mismo fabricante del grupo.

- a) Combustible Liviano: BS 2869/1967, clase A2
 10.225 Kcal/Kg
 Gravedad específica 0,83
- b) Combustible Pesado: 3500 SR1 a 100°F
 9.550 Kcal/Kg
 Gravedad específica 0,98

En el cuadro de la Fig. 44.2 pág. 136 se tabula el consumo de combustible.

Luego pasaré a efectuar el análisis económico:

Aquí se calcularán los datos de KW-HR generados y galo-

CONSUMOS DE COMBUSTIBLES (galones/hora)

Combustible Líviano		Combustible Pesado	
Porcentaje de carga		Porcentaje de carga	
100%	75%	100%	50%
296,53	214,92	268,9	129,93

FIG. 4.4.2

KW-HR Generados

% de Carga	KW	HORAS	KW-HR
100	4.088	2.000	8'176.000
75	3.066	3.000	9'198.000
50	2.044	1.000	<u>2'044.000</u>
T O T A L:			19'418.000

100%	268,90 gal/hrs.	2.000 hrs.	537.800 gals.
75%	194,89 gal/hrs.	3.000 hrs.	584.670 gals.
50%	129,93 gal/hrs.	1.000 hrs.	<u>129.930 gals.</u>
T O T A L:			1'252.400 gals.

nes de combustible consumidos para un período de 6.000 horas de operación y tomando como referencia el combustible tipo pesado.

También se obtendrán los datos de rendimiento de la máquina en KW-HR/gal, de acuerdo a la operación sugerida por INECCEL.

Porcentaje de carga	Nº de horas de trabajo
100%	2.000
75%	3.000
50%	1.000

En el siguiente cuadro se presentan estos valores de KW-HR generados y consumo de combustible. Fig. 4.4.3. pág. 137.

Rendimiento de Combustible Pesado

KW-HR	Galones	KW-HR/gal
19'418.000	1'252'400	15,5

- Valores que influyen en los costos por KW y por KW-HR generado.

Para efectuar estos cálculos se asumen los siguientes datos:

Costo por galón de combustible S/.7,00 (sin subsidio del gobierno).

Costo por galón de aceite lubricante S/. 75,00 (sin subsidio del Gobierno).

Los cálculos se realizan de la siguiente manera:

- Costo por KW: Es el costo por unidad de potencia de la inversión inicial. Se calcula dividiendo los costos de maquinaria más supervisión técnica, para la potencia de la máquina. Este valor se lo re-presenta con la letra m.
- Depreciación de Equipo: Se toma en cuenta siguiendo las normas adoptadas por INECCEL. Los porcentajes de depreciación, de acuer-do a la velocidad del motor son los siguientes:

Velocidad	Depreciación Anual
RPM	%
500	10,0
400	8,5
350	7,5

La depreciación se la representa con la letra d.

- Gastos Anuales de mantenimiento y reparaciones: En este caso lo circunscribimos al consumo anual de repuestos. Su valor porcentual se calcula dividiendo el valor de los repuestos que se utilizarán en un año (6.000 horas) de operación para el costo total de la inversión en maquinaria y equipos. Se representa con la letra M.
- Factor de proporcionalidad p:

$$p = d + M$$

Este factor afecta al coeficiente m de costo/KW y representa la forma en que deberá recuperarse la inversión inicial. Esta recuperación es anual.

- Costos por consumos de aceite lubricante y de combustible Se representa con la letra q.
- Con la letra t se representa el número total de horas anuales trabajadas. $t = 6.000$ horas.
- Con estos datos, recurrimos a las fórmulas siguientes:

$$\text{Costos totales anuales por KW} = Ct = (m \times p) + (q \times t)$$

$$\text{Costos totales anuales por KW} = g = \frac{m \times p}{t} + q$$

Los siguientes factores influyen decididamente en los costos a nivel de planta y en base de ellos se podrá establecer una decisión bastante precisa. Los factores tomados en

cuenta son:

- Costos por KW
- Depreciación
- Costos de mantenimiento
- Costos de consumo de aceite y combustible
- Vida útil del equipo

No se ha tomado en cuenta la rentabilidad de la inversión exigida por la ley.

Luego resumiremos los datos obtenidos en el cuadro siguiente Fig. 4.4.3. pág. 142.

Como dije anteriormente estos datos son reales, y sin tomar en cuenta la rentabilidad que exigen las compañías.

Luego asumiendo una rentabilidad del 10% y aumentando es to al valor del costo del KW-HR, nos resulta 0,7540 \$/KW-HR para el combustible pesado. Comparando este valor real con el valor teórico obtenido por medio de fórmulas y gráficos el mismo que fué de 0.7391 \$/KW-HR, podemos ver que están en un límite aceptable. He puesto esta mínima cantidad en el % de rentabilidad por tratarse de una empresa de carácter socio-económico y no de tipo comercial, tal como INECEL.

Finalmente puedo decir sin temor a equivocaciones que las fórmulas y gráficos utilizados en este trabajo funcionan co rrectamente.

COSTOS TOTALES ANUALES POR KW Y POR KW-HR PARA MAQUINA DE 4.000 KW

m	d	M	$p = d + M$	q	Ct	Ct	g	g
$\frac{L}{KW}$	$\%$	$\%$		$\frac{L}{KW-HR}$	$\frac{L}{KW}$	$\frac{\$}{KW}$	$\frac{L}{KW-HR}$	$\frac{\$}{KW-HR}$
182,69	7,5	1,64	0,0914	0,01015	77,60	4.112,69	0,012933	0,6855

Fig. 4.4.3.

 m = Costo por KW d = Depreciación M = Gastos anuales de mantenimiento y reparaciones $p = d + M$ q = Gastos por consumo de aceite y combustible Ct = Gastos totales anuales g = Gastos por KW

RESUMEN DE COSTOS DE INVERSION INICIAL

	L/KW	\$/KW
m	182,69	9.682,57
Ct	77,60	4.112,69

	L/KW-HR	\$/KW-HR
q	0,01015	0,53795
g	0,01293	0,68550

C A P I T U L O V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Lo ideal para la Empresa Eléctrica Regional del Sur sería utilizar la energía hidráulica, puesto que las provincias de Loja y Zamora-Chinchipe sí poseen cuencas hidrográficas que podrían satisfacer la demanda del fluido eléctrico, pero las centrales hidroeléctricas requieren de mucho tiempo de preparación para aprovechar el recurso hidráulico y la EERSSA necesita en forma urgente el suministro del fluido para abastecer la acelerada demanda de servicio eléctrico para poder cumplir con la meta de expansión de la región, y si el Sistema Eléctrico Sur tiene programado que para 1985 entrará a formar parte del Sistema Nacional Interconectado, es aconsejable la adquisición de grupos termoeléctricos, y además, estos grupos se los puede transportar fácilmente a otro lugar de servicio, en caso sea necesario, no así con las Centrales Hidroeléctricas que es imposible movilizarla, además, éstas tienen una vida útil de 50 años.

Como conclusión final del presente trabajo, cuyo punto principal es justificar la "Ampliación de la Generación Eléctrica" que sirva para suministrar el fluido eléctrico al "Sistema Eléctrico Sur" en los próximos años, recomendamos una "CENTRAL TERMICA" correspondiente a una máquina de combustión interna, cuya ventaja principal es poder utilizar combustible pesado más barato que el diesel ya que los derivados livianos - que producirá la Refinería Estatal de Esmeraldas subirán enormemente su precio actual tal como lo está anunciando el Gobierno Central en estos -

últimos días, mientras que el residuo pesado mantendrá su precio actual para que en lo posible las Empresas Eléctricas del país que men este producto en sus Centrales Térmicas. Como consecuencia ofrece los costos anuales por KW y por KW-HR a precio menor que cualquier otro equipo, es decir es la alternativa técnica-económica más aconsejable que se pueda obtener para el presente trabajo.

La recomendación del presente trabajo para la "EERSSA" es que, para "Ampliar la Generación Eléctrica" que suministrará fluído eléctrico en lo futuro hasta que entre a funcionar el "Sistema Nacional Interconectado" se utilice una "Central Térmica" del tipo de Máquinas de Combustión Interna que queme combustible pesado y que para adquirir estos nuevos grupos electrógenos se llame a "Concurso Internacional de Ofertas" tomando muy en cuenta los siguientes puntos básicos:

1. Que los nuevos grupos electrógenos ~~se~~ a adquirirse sean apropiados para trabajar conjuntamente con el equipo existente, y en la región geográfica y climática escogida.
2. Que los grupos DIESEL-BUNKER-ELECTRICO, sean de capacidad entre 2.900 y 4.000 KW.
3. Equipos auxiliares Completos, requeridos para la operación de cada grupo, y que sean similares a los existentes.
 - a) Instalación del Sistema de Tratamiento del Combustible pesado.
 - b) Instalación del sistema de refrigeración del motor y auxiliares.
 - c) Instalación del sistema de aire comprimido para arranque.

- d) Juego de aparatos apropiados para pruebas de determinados componentes del equipo mecánico.
 - e) Dos juegos especiales de herramientas para el montaje y mantenimiento del grupo.
 - f) Dos manuales en idioma castellano, para:
Mantenimiento, Reparaciones, y Over - haul
4. Tableros de control, cables de fuerza de control y banco de baterías para cada grupo.
 5. Transformador trifásico de la capacidad adecuada para cada grupo, con relación de transformación 2.400 - 4.160/13.800 voltios.
 6. Equipos y materiales para auxiliares de cada grupo.
 7. Repuestos para 12.000 horas de operación de cada grupo.
 8. Equipos Auxiliares que el fabricante crea necesarios para el buen funcionamiento del grupo principal.
 9. Comprobación técnica del montaje y puesta en operación de los grupos Diesel-Bunker-Eléctricos, solicitados.
 10. Que sean, en lo posible iguales ó al menos similares a los equipos existentes.

Otra recomendación que debo añadir es que el proyecto estructural y arquitectónico debe estar diseñado para la protección contra la intemperie de los equipos que encierra; que los interiores de las plantas de fuerza sean limpios, aireados y atractivos; los exteriores deben ser agradables, poseer jardines que inviten a ser visitados, etc. y que brinden al trabajador

un ambiente agradable en el que tendrá que permanecer durante el período de tiempo que dure su jornada de trabajo, y además programar las obras civiles para hacer nuevas ampliaciones en la casa de máquinas de así necesitarlo el desarrollo de la región.

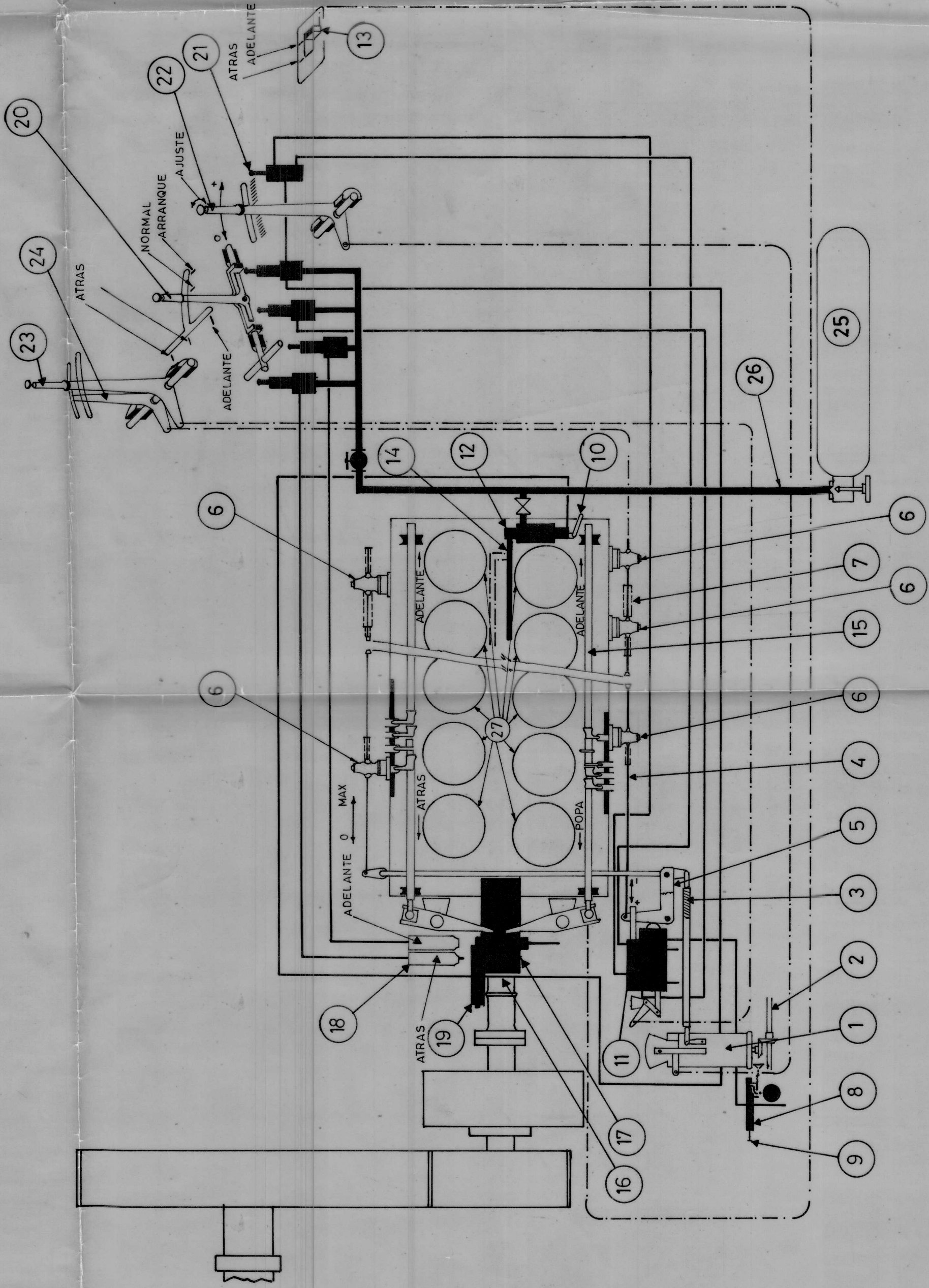
Como punto final debo manifestar que, como nativo de la región estudiada, es mi interés que el presente estudio sirva como un aporte para llevar adelante todos los programas de desarrollo, puesto que la presencia de la energía eléctrica engendra nuevas fuentes de trabajo, y de esta manera poder elevar el nivel espiritual-social y económico de los habitantes especialmente de los que viven en la zona rural, que por mucho tiempo han sido olvidados por los Gobiernos Centrales de Turno.

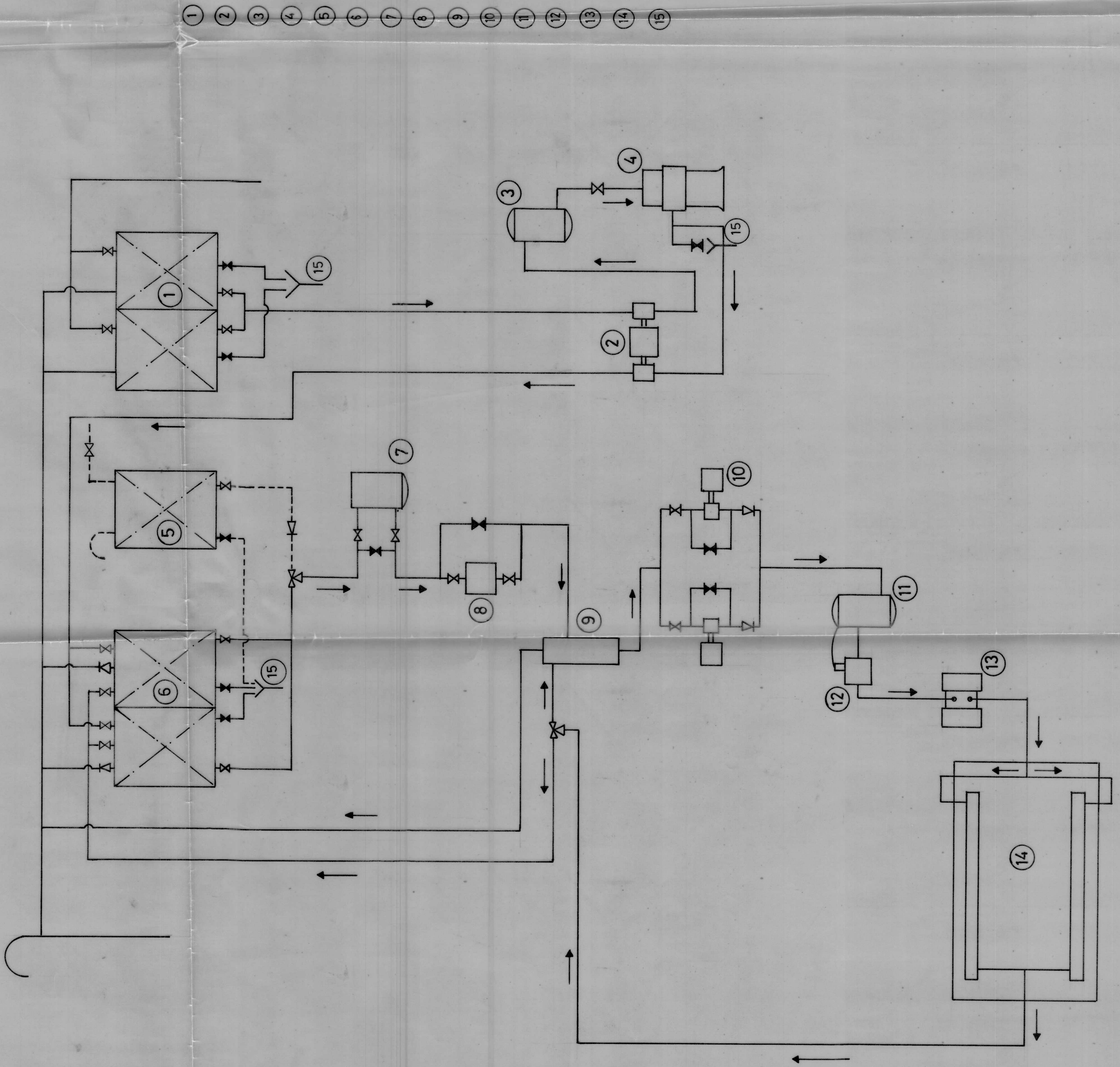
CAPITULO VI

VARIOS

LEYENDA

- 1 REGULADOR DE VELOCIDAD (GOVERNADOR)
- 2 EJE MOTRIZ DEL GOVERNADOR
- 3 VARILLA PLEGABLE
- 4 LEVANTADORES DE CONTROL DE INYECCION
- 5 PALANCA DE CONTROL DE LOS LEVANTADORES
- 6 BOMBA DE COMBUSTIBLE
- 7 RESORTE DE LA VARILLA DE CONTROL DE LA BOMBA
- 8 CONTACTOR DE SOBRE-VELOCIDAD
- 9 RESET DEL CONTACTOR DE SOBRE VELOCIDAD
- 10 CONEXION DEL PANEL DE CONTROL DE EMERGENCIA
- 11 ENGRANAJE DEL GOVERNADOR AUXILIAR
- 12 VALVULA PRINCIPAL DE AIRE DE ARRANQUE
- 13 INDICADOR DE DIRECCION (SENTIDO)
- 14 TUBERIAS DE AIRE DEL ARRANCADOR
- 15 ARBOL DE LEVAS
- 16 MECANISMO DE INVERSION DE MARCHA
- 17 SEGURO DEL MECANISMO DE INVERSION DE MARCHA
- 18 BOTELLAS DE AIRE DEL MECANISMO DE INVERSION DE MARCHA
- 19 SEGURO DEL AIRE DE ARRANQUE DEL MECANISMO DE INVERSION DE MARCHA
- 20 PALANCA DE MANIOBRAS
- 21 PALANCA DE CONTROL DE COMBUSTIBLE
- 22 PALANCA DE CONTROL DE VELOCIDAD
- 23 PALANCA DE CONTROL DE CARGA
- 24 PALANCA DE CONTROL DEL VASTAGO DE LA BOMBA DE COMBUSTIBLE
- 25 BOTELLA DE AIRE COMPRIMIDO
- 26 SISTEMA DE ARRANQUE
- 27 PISTONES





LEYENDA

- 1 TANQUES PARA COMBUSTIBLE PESADO
- 2 BOMBA DE TRANSFERENCIA
- 3 CALENTADOR CENTRIFUGO
- 4 TANQUE DIARIO DE DIESEL
- 5 TANQUES DIARIO PARA COMBUSTIBLE PESADO
- 6 FILTRO PRIMARIO DE COMBUSTIBLE
- 7 MEDIDOR DE COMBUSTIBLE
- 8 DESGASIFICADOR PARA TANQUE DE MEZCLA
- 9 BOMBA DE CIRCULACION DE COMBUSTIBLE
- 10 CALENTADOR FINAL
- 11 MEDIDOR DE VISCOSIDAD
- 12 FILTRO FINO
- 13 MAQUINA
- 14 DRENAJE

BIBLIOGRAFIA

1. Realizaciones y Actividades del Sector Eléctrico en - España, 1966.
2. III Conferencia Latino-Americana de Electrificación Rural. México 1969.
3. Primeras Jornadas Nacionales de Distribución de Ener- gía Eléctrica. Venezuela 1972.
4. Primer "Simposio de Electrificación Rural". Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador 1973.
5. Instituto Ecuatoriano de Electrificación "Criterios A- plicables a los Estudios de Mercado de Energía Eléctri- ca.
6. "Programas de Obras del Sistema Sur". Tesis de Grado del Ingeniero Luis Piña.
7. Folletos de Economía para Ingenieros. Escuela Superior Politécnica del Litoral.
8. "Ingeniería" revista emitida por la Sociedad de Ingenie- ros del Ecuador (SIDE).
9. Instituto Ecuatoriano de Electrificación "Boletines Es- tadísticos emitidos a través del Departamento de Plani- ficación".
10. Centrales Hidroeléctricas. Gaudencio Jádez. Editorial - Gustavo Gil. S.A.

11. Centrales Termoeléctricas. Gaffert Gustaf A. Steam Power Station.
12. Centrales Eléctricas. Buckhol. Centrales y Redes Eléctricas. Barcelona Jaleo. 1971.
13. Thermal Engineering. Harry L. Solver. Orville C. Cromer. Albert R. Spalding.
14. Diesel Engine Operation and Maintenance. V.L. Malev. Colección Mc Graw Hill Book Co.
15. Revista emitida por "Crossley S.E.M.T. Pielstick".