

E S C U E L A P O L I T E C N I C A N A C I O N A L

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

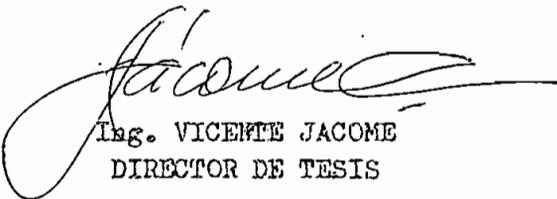
ANALISIS TECNICO Y SOCIO - ECONOMICO DE LAS DIFERENTES
FORMAS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA EN EL
ECUADOR

Tesis de Grado previa a la
obtención del Título de In
geniería Eléctrica con la
especialización en Potencia

ERNESTO M. ABRIL GARCES .

Quito, Noviembre de 1.978

CERTIFICO, que la Presente Tesis de
Grado, fue elaborada en su totalidad
por el Sr. ERNESTO M. ABRIL G., bajo
mi Dirección.



Ing. VICENTE JACOME
DIRECTOR DE TESIS

I N D I C E

Página

CAPITULO I

GENERALIDADES

| | | |
|-----|-------------------------------|---|
| 1.1 | INTRODUCCION..... | 1 |
| 1.2 | ANTECEDENTES Y OBJETIVOS..... | 1 |

CAPITULO II

SISTEMAS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

CARACTERISTICAS Y COSTOS DE LAS DIFERENTES PLANTAS

| | | |
|---------|------------------------------------------------------------------------------------|---|
| 2.1 | DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS POSIBLES DE PRODUCCION DE ENER- GIA ELECTRICA..... | 3 |
| 2.1.a | Centrales generadoras hidroeléctricas..... | 3 |
| 2.1.b | Centrales generadoras térmicas..... | 4 |
| 2.1.b.1 | Centrales generadoras térmicas a vapor..... | 4 |
| 2.1.b.2 | Centrales generadoras diesel..... | 4 |
| 2.1.b.3 | Centrales generadoras de turbinas a gas..... | 5 |
| 2.1.1 | CARACTERISTICAS Y COSTOS DE LAS DIFERENTES PLANTAS TERMICAS CONVENCIONALES..... | 6 |
| 2.1.1.a | Nivel de precios..... | 6 |
| 2.1.1.b | Inversiones..... | 7 |
| 2.1.1.c | Gastos de operación..... | 7 |
| 2.1.1.d | Combustible..... | 7 |

| | Página |
|-------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| 2.1.1.1 TERMOELECTRICAS A VAPOR..... | 7 |
| 2.1.1.1.a Generalidades..... | 7 |
| 2.1.1.1.b Estructura de costos y gastos de explotación..... | 9 |
| 2.1.1.2 Plantas a diesel..... | 10 |
| 2.1.1.2.a Generalidades..... | 10 |
| 2.1.1.2.b Estructura de costos y gastos de explotación..... | 11 |
| 2.1.1.3 Turbinas a gas..... | 12 |
| 2.1.1.3.a Generalidades..... | 12 |
| 2.1.1.3.b Estructura de costos y gastos de explotación..... | 13 |
| 2.1.1.4.a Zona de factibilidad de las plantas..... | 14 |
| 2.1.1.5 Costo del KWH térmico..... | 15 |
| 2.1.1.5.a Base de costos..... | 15 |
| 2.1.1.5.b Base de cálculo..... | 15 |
| 2.1.2.1 CARACTERISTICAS Y COSTOS APROXIMADOS DE LAS PLANTAS HIDROELECTRICAS..... | 18 |
| 2.1.2.1.a Base de costos..... | 18 |
| 2.1.2.1.b Base de cálculo..... | 18 |
| 2.1.2.1.c Costo de KWH para un factor de planta 0,5..... | 19 |
| 2.1.3 OTROS SISTEMAS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA..... | 20 |
| 2.1.3.a Energía hidráulica..... | 24 |
| 2.1.3.a.1 Medidas de la energía hidráulica..... | 25 |
| 2.1.3.a.2 Historia..... | 26 |
| 2.1.3.a.3 La turbina hidráulica..... | 27 |
| 2.1.3.a.4 La energía hidráulica como fuente de energía eléctrica | 28 |
| 2.1.3.b Energía solar..... | 30 |

| | Pagina |
|---------|--------------------------------|
| 2.1.3.c | Energía de las mareas..... 33 |
| 2.1.3.d | Energía de los vientos..... 33 |

CAPITULO III

ASPECTO SOCIO - ECONOMICO DEL SERVICIO DE ENERGIA

ELECTRICA EN EL PAIS

| | |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------------|
| 3.1.1 | INTRODUCCION HISTORICA..... 34 |
| 3.1.2 | CONSIDERACIONES GENERALES DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA..... 39 |
| 3.1.3 | IMPORTANCIA DE LA ELECTRIFICACION EN EL DESARROLLO ECONOMICO EN UN PAIS..... 42 |
| 3.2 | PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION..... 48 |
| 3.3 | ENTIDAD REGULADORA..... 51 |
| 3.4 | RECURSOS ENERGETICOS EXISTENTES..... 52 |
| 3.5 | TECNOLOGIA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA..... 58 |
| 3.6 | USOS DE LA ENERGIA ELECTRICA..... 65 |
| 3.7 | POLITICA A SEGUIRSE PARA UN MEJOR APROVECHAMIENTO SOCIAL DE LA ENERGIA ELECTRICA..... 70 |
| 3.7.1 | Población a electrificarse..... 71 |
| 3.7.2 | Consumo industrial..... 71 |
| 3.7.3 | Consumo promedio..... 72 |

CAPITULO IV

REQUERIMIENTOS DE POTENCIA Y ENERGIA DEL ECUADOR

| | |
|-----|----------------------------------------------------------------------------------|
| 4.1 | SITUACION ACTUAL DE LA PRODUCCION DE LA ENERGIA ELECTRICA DEL ECUADOR..... 73 |
|-----|----------------------------------------------------------------------------------|

| | | |
|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.2 | ANALISIS DE LA TENDENCIA DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE LA PRODUCCION DE LA ENERGIA ELECTRICA EN EL PAIS..... | 74 |
| 4.3 | PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA Y ENERGIA..... | 75 |

CAPITULO V

PLANIFICACION ELECTRICA

| | | |
|---------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 5.1 | DISPONIBILIDAD DE LAS PLANTAS EXISTENTES EN BUEN ESTADO DE OPERACION..... | 78 |
| 5.1.a | Disponibilidad de las plantas de los sistemas regionales. | 78 |
| 5.1.b | Disponibilidad de las plantas del Sistema Nacional Interconectado..... | 79 |
| 5.1.1 | PRODUCCION DE LAS CENTRALES..... | 80 |
| 5.1.1.a | Operación simulada de las centrales..... | 80 |
| 5.1.1.b | Criterios a utilizarse en la operación simulada de las centrales..... | 81 |
| 5.1.1.c | Resultados de la operación simulada..... | 83 |
| 5.2 | DEFICITS ANUALES DE POTENCIA Y ENERGIA CON SOLUCIONES ALTERNATIVAS PARA CUBRIR ESTOS DEFICITS..... | 84 |
| 5.2.1 | Equipamiento para el período 1977 - 1986..... | 84 |
| 5.2.1.a | Situación eléctrica en 1981..... | 84 |
| 5.2.1.b | Características de las alternativas propuestas para el equipamiento..... | 86 |
| 5.3.1 | ANALISIS DE LA MEJOR SOLUCION POSIBLE QUE SE HAYA ENCONTRADO..... | 87 |

INDICE DE CUADROS

| | Página |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| Anexo I Cuadro # 1 Presupuesto plantas a vapor en Guayaquil..... | 99 |
| Anexo I Cuadro # 2 Presupuesto de la central térmica Quito..... | 100 |
| Anexo I Cuadro # 3 Presupuesto de la central a gas en Guayaquil... | 101 |
| Anexo I Cuadro # 4 Presupuestos de los proyectos eléctricos térmi- cos..... | 102 |
| Anexo I Cuadro # 5 Comparación de alternativas termoeléctricas para una potencia neta de 70 MW y Fp variable.. | 103 |
| Anexo I Cuadro # 6 Costo del KWH generado para la planta a vapor Guayaquil # 1 (combustible a precios internac) | 104 |
| Anexo I Cuadro # 7 Costo del KWH generado para la planta a vapor Guayaquil # 2 (combustible a precios internac.) | 105 |
| Anexo I Cuadro # 8 Costo del KWH generado para la planta diesel Quito (combustible a precios internacionales) | 106 |
| Anexo I Cuadro # 9 Costo del KWH generado turbina a gas Guayaquil (combustible a precios internacionales)..... | 107 |
| Anexo I Cuadro # 10 Costo del KWH generado para la planta a vapor Guayaquil # 1 (combustible a precio nacional). | 108 |
| Anexo I Cuadro # 11 Costo del KWH generado para la planta a vapor Guayaquil # 2 (combustible a precio nacional). | 109 |
| Anexo I Cuadro # 12 Costo del KWH generado para la central a diesel Quito (combustible a precio nacional)..... | 110 |
| Anexo I Cuadro # 13 Costo del KWH generado para la turbina a gas Guayaquil (combustible a precio nacional)..... | 111 |

| | | |
|---------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Anexo I Cuadro # 14 | Presupuesto del proyecto hidroeléctrico Pauto.. | 112 |
| Anexo I Cuadro # 15 | Presupuesto del proyecto hidroeléctrico Pisayambo..... | 113 |
| Anexo I Cuadro # 16 | Presupuesto del proyecto hidroeléctrico Toachi - Pilatón..... | 114 |
| Anexo I Cuadro # 17 | Presupuesto del proyecto hidroeléctrico Jubones..... | 115 |
| Anexo I Cuadro # 18 | Presupuestos de los proyectos hidroeléctricos ecuatorianos del S.N.I..... | 116 |
| Anexo I Cuadro # 19 | Costo del KWH generado para la central hidro- eléctrica Paute I..... | 117 |
| Anexo I Cuadro # 20 | Costo del KWH generado para la central hidroeléctrica Pisayambo..... | 118 |
| Anexo I Cuadro # 21 | Costo del KWH generado para la central hidroeléctrica Toachi I..... | 119 |
| Anexo I Cuadro # 22 | Costo del KWH generado para la central hidroeléctrica Jubones..... | 120 |
| Anexo I Cuadro # 23 | Situación eléctrica del Ecuador año 1974..... | 121 |
| Anexo I Cuadro # 24 | Distribución de la población urbana y rural.... | 122 |
| Anexo I Cuadro # 25 | Previsión de las demandas eléctricas del S.N.I. de acuerdo al programa de integración de los sistemas Regionales..... | 123 |
| Anexo I Cuadro # 26 | Disponibilidad de potencia de las plantas ter- moeléctricas de los sistemas Regionales..... | 124 |

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Anexo I Cuadro # 27 Producción de las centrales del S.N.I. y de los sistemas Regionales..... | 125 |
| Anexo I Cuadro # 28 Balance de potencia del S.N.I. por zonas eléctricas..... | 126 |
| Anexo I Cuadro # 29 Balance de potencia del S.N.I. considerando las instalaciones existentes y en construcción. | 127 |
| Anexo I Cuadro # 30 Balance de potencia del S.N.I. incluyendo nuevas instalaciones..... | 128 |
| Anexo I Cuadro # 31 Balance de potencia y energía del S.N.I. (Alternativa 1: 1 x 120 MW vapor)..... | 129 |
| Anexo I Cuadro # 32 Balance de potencia y energía del S.N.I. (Alternativa 2: 3 x 40 MW Gas)..... | 130 |
| Anexo I Cuadro # 33 Comparación de alternativas termoeléctricas para 120 MW de potencia neta..... | 131 |

INDICE DE GRAFICOS

| | Página |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| Anexo II Gráfico # 1 Centrales a vapor - petróleo..... | 132 |
| Anexo II Gráfico # 2 Velocidades recomendadas (MW - RPM)..... | 133 |
| Anexo II Gráfico # 3 Vida útil económica (miles HRS - RPM)..... | 133 |
| Anexo II Gráfico # 4 Diesel, costos de inversión..... | 134 |
| Anexo II Gráfico # 5 Gastos de operación fijos..... | 135 |
| Anexo II Gráfico # 6 Gastos de operación variables..... | 136 |
| Anexo II Gráfico # 7 Consumo específico de calor, centrales-Diesel. | 137 |
| Anexo II Gráfico # 8 Centrales a gas..... | 138 |
| Anexo II Gráfico # 9 Tipo optimo de generación..... | 139 |
| Anexo II Gráfico # 10 Costo del KWH - centrales a vapor..... | 140 |
| Anexo II Gráfico # 11 Costo del KWH - grupos diesel rápidos..... | 141 |
| Anexo II Gráfico # 12 Costo del KWH - grupos diesel medios..... | 142 |
| Anexo II Gráfico # 13 Costo del KWH - grupos diesel lentos..... | 143 |
| Anexo II Gráfico # 14 Costo del KWH - centrales a gas..... | 144 |
| Anexo II Gráfico # 15 Costo del KWH generado a nivel de central (plantas térmicas - precio internacional combustible)..... | 145 |
| Anexo II Gráfico # 16 Costo del KWH generado a nivel de central (plantas térmicas - combustible a precio nacional)..... | 146 |
| Anexo II Gráfico # 17 Costo del KWH generado a nivel de central (plantas hidráulicas)..... | 147 |
| Anexo II Gráfico # 18 Curva de demanda máxima y equipamiento, de acuerdo a la integración de los sist. Regio.. | 148 |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Anexo II Gráfico # 19 Proyección de la demanda y programa de equipamiento..... | 149 |
| Anexo II Gráfico # 20 Curva del S.N.I. Fc = 50 %, año 1982..... | 150 |
| Anexo II Gráfico # 21 Curva del S.N.I. Fc = 50 %, año 1983..... | 151 |
| Anexo II Gráfico # 22 Curva del S.N.I. Fc = 50 %, año 1984..... | 152 |
| Anexo II Gráfico # 23 Curva del S.N.I. Fc = 50 %, año 1985..... | 153 |
| Anexo II Gráfico # 24 Curva del S.N.I. Fc = 50 %, año 1986..... | 154 |
| Anexo II Gráfico # 25 Curvas referentes a las diversas alterna- tivas termoeléctricas para 120 MW de po- tencia neta..... | 155 |

CAPITULO PRIMERO

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCION

Siendo el Ecuador un país en vías de desarrollo, y te niendo presente que la electricidad es uno de los medios básicos para lograrlo, me he visto en la necesidad de realizar este trabajo de investigación poniendo de manifiesto su aspecto técnico juntamente con el económico y el social. Ya que ninguno de los an te dichos se los puede considerar separadamente, porque lo fundamental en nosotros generalmente es el aspecto económico, de aquí que propongo soluciones que en si mismas sean de menor costo pero que a su vez son de mayor provecho social, porque al disminuir el valor, aumentará en su lugar el número de beneficiados con el flu ido eléctrico.

1.2 ANTECEDENTES Y OBJETIVOS

La electrificación ecuatoriana se ha intensificado só lo en contados sectores, dejando otros en la marginación social técnica y económica; todo esto debido a la mala organización de varios Municipios, los cuales, hace algunos años, fueron los úni cos encargados de velar por el normal funcionamiento eléctrico pa ra lo cual debían contar con los fondos suficientes, y que por ca recer de los mismos, se olvido de la electrificación o se la ubi-

có en un segundo plano, desconociendo la verdadera supremacía que tiene sobre los demás aspectos, ya que como tenemos un crecimiento demográfico grande (3,16 % anual para los últimos 15 años), este obstaculiza el mejoramiento del nivel de vida de los ecuatorianos, teniendo presente que el mundo se ha industrializado en parte, y el Ecuador se esta industrializando, pero como para ello es necesario fábricas con sus máquinas, las cuales generalmente son completamente eléctricas, debido a su facilidad de operación y a la cantidad de productos que puede obtenerse con una sola de ellas, sustituyendo en el trabajo a muchos hombres, pero acelerando el proceso de industrialización en nuestro medio, que es básico para la economía de una Nación en proceso de desarrollo como lo es el Ecuador.

El futuro eléctrico Ecuatoriano tiene su esperanza de desarrollo en la buena manipulación técnica, social y económica, que con pasos firmes de INECEL, donde su meta es de electrificarlo en el menor tiempo, y al menor costo posible, abarcando todas las zonas y conglomerados sociales ecuatorianos; por lo cual he elaborado planes y proyectos que se podrían poner en marcha año tras año y según las necesidades del medio.

CAPITULO SEGUNDO

SISTEMA DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

CARACTERISTICAS Y COSTOS DE LAS DIFERENTES PLANTAS

2.1 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS POSIBLES DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

Su estudio lo hacemos en base a las Centrales Generadoras como son:

2.1.a CENTRALES GENERADORAS HIDROELECTRICAS.- Son las que utilizan como elemento motriz la fuerza mecánica del agua, la que, actuando directamente sobre una turbina, acoplada a un generador, pone a éste en movimiento haciéndole generar electricidad.

Los 2 tipos de turbinas más empleados son:

La FRANCIS y la PELTON.- En el primero el agua actúa por peso sobre la turbina de eje vertical, requiriéndose una gran cantidad de líquido. En el segundo el caudal es remplazado por la velocidad y caída del agua, para lo cual se crea un desnivel artificial mediante un canal, lo que determina una gran altura de caída. El agua golpéa así fuértemente la turbina, produciendo la rotación.

Los recursos hidroeléctricos tiene características individuales importantes, que se diferencian en tamaño, régimen hidrológico, capacidad de regulación, etc.

VARIABLES DE CAPACIDAD.- Aumenta la potencia instalada y disminu-

ye el costo unitario de inversión. Para este costo de inversión hay que tener presente que la generación anual tiene variaciones no lineales con la potencia instalada. Se procede a descomponer la central total en varias etapas o subcentrales ficticias, para cada uno de los que se debe suponer una variación lineal de aportes de energía y costos de inversión.

Tenemos Centrales de REGULACION DIARIA o SEMANAL.-- Se puede representar separadamente por dos subcentrales:

- DE EMBALSE.- Con bajo factor de planta; las centrales de gran capacidad de embalse emplean al máximo la potencia y la energía disponible.

- DE PASADA.- En las que se aprovecha el máximo de energía dado el límite de potencia.

2.1.b CENTRALES GENERADORAS TERMICAS.- En el Ecuador tenemos:

2.1.b.1 Centrales Generadoras Térmicas a vapor.- Son las que el elemento motor es el vapor generado en una caldera, por el calor producido debido a la combustión de petróleo, gas o carbón. El vapor a presión actúa sobre la turbina especial acoplada a un generador, poniéndole en movimiento y produciendo la energía eléctrica. Para este tipo de centrales se ha definido un rango de factor de planta anual expresado en horas equivalentes de 6000..7000 horas.

2.1.b.2 Centrales Generadoras Diesel.- Es el tipo más simple de instalaciones generadoras de electricidad, y consta de un generador movido de un motor a petróleo. También se ha definido un rango de factor de

planta anual, expresado en horas equivalentes que son las siguientes:

- Centrales Diesel Lentas: 4000...6000 horas
- Centrales Diesel Medias: 1500...4000 horas.

2.1.b.3 Centrales Generadoras de Turbinas a Gas.- Para este tipo de Central termoeléctrica se ha definido un rango de factor de planta anual, expresado en horas equivalentes que son las siguientes:

- Central Turbina a Gas: 1500...3500 horas

Las Instalaciones de Turbinas de gas pueden ser abiertas, cerradas o semicerradas. Las Turbinas de Gas se instalan individualmente o en grupos para suministrar energía o electricidad, aire a alta presión o gases de escape calientes; en su forma más simple requiere tres componentes básicos:

- Compresor
- Combustor
- Turbina

2.1.1. CARACTERISTICAS Y COSTOS DE LAS DIFERENTES PLANTAS TERMICAS CONVEN
CIONALES.

En ciertas ocasiones es necesario hacer estimaciones rá
pidas de costos de inversión y gastos de explotación de centrales
termoeléctricas, con el objeto de hacer comparaciones preliminares
para eliminar previamente alternativas desventajosas en el caso que
se esté estudiando. En otras oportunidades, se tiene definido el
proyecto térmico y sus correspondientes costos pero se desea esti
mar las variaciones de ellos frente a cambios pequeños de potencia
instalada, factor de planta, etc. También es necesario a menudo in
troducir plantas térmicas tipo, que sirvan de referencia para deter
minar sistemas de comparación de proyectos hidroeléctricos en mode
los globales de desarrollo. Para lo anterior, es útil tener una re
presentación de los costos característicos de las plantas térmicas
mediante funciones y ábacos. La representación fijará principalmen
te la forma de las curvas, donde se representan los factores carac
terísticos de economía de escala. De este modo frente a un nivel
de precios será fácil actualizar las curvas teniendo constante la
forma de ellas.

Ahora, habiendo un fuerte escalamiénto para los precios
del equipo, es difícil encontrar la información que sea homogénea
y válida además para las condiciones del Ecuador. Para esto nos ba
samos en:

2.1.1.a Nivel de Precios.-- Se considera un nivel de precios existentes a

fines de 1.975, como si se adquiriera una planta llave en mano y de contado en dicha fecha.

2.1.1.b Inversiones.-- Incluye el costo total de la planta con todas sus instalaciones necesarias para operar la central y el equipamiento normal de elevación de tensión (transformadores), excluyendo el sistema de transmisión que se requiera. Dada la asimilación a un proceso de compra de contado tipo "llave en mano", en el costo están implícitos los intereses intercalarios.

2.1.1.c Gastos de Operación.-- Incluyen todos los gastos derivados de la operación y mantenimiento de la central exceptuando el combustible.

Básicamente se incluye el costo del personal, reposición interinas (repuestos), lubricantes y materiales en general. Se clasifican en gastos fijos y variables.

2.1.1.d Combustible.-- Se determinan las curvas de consumo específico medio de calor, referido al poder calorífico inferior de los combustibles. Asumimos que las plantas a vapor consumen petróleo # 6 (Bunker C) y los grupos diesel y turbinas a gas queman diesel Oil. Aunque no se dispone de las características futuras de los productos que se refinen en el país, se puede estimar un poder calorífico de 9.800 Kcal/Kg y 10.000 Kcal/Kg. para Bunker C. y para Diesel Oil respectivamente.

2.1.1.1 TERMOELECTRICAS A VAPOR

2.1.1.1a Generalidades.-- Los cálculos se refieren a plantas a vapor quemando

petróleo. Las obras fundamentales que conforman una planta de este tipo son:

- Caldera con estructura y auxiliares
- Instalaciones varias y equipo auxiliar
- Equipo electromecánico y de control
- Planta tratamiento de combustibles
- Casa de máquinas y funciones.
- Almacenamiento de combustibles
- Planta de refrigeración.
- Turbinas y Generadores
- Patio Elevador:

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

- | | |
|--------------------------------------------------|----------|
| - Anteproyecto y factibilidad..... | 4 meses |
| - Especificaciones, Licitaciones y contrato..... | 16 meses |
| - Construcción, montaje y pruebas..... | 36 meses |

Características de Operación.

- | | |
|--------------------------------------|-----------|
| - Consumos propios de la planta..... | 5 % |
| - Carga de máximo rendimiento..... | 75 a 85 % |
| - 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 .

Vapor -

2.1.1.1b 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 (MW). Para estimar el costo de inversión de una planta de varias unidades se ha considerado una disminución del 10 % en el costo de las unidades complementarias. Los Gastos Variables y Consumo específico son independientes del número de unidades.

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

- Costo de inversión

$$C = 1125,8 \times (0,90 \times n + 0,10) \times P^{0,79} \dots\dots\dots \text{ (miles de US \$)}$$

- Gastos Fijos Anuales de Operación y Mantenimiento:

$$F = 125,1 \times (0,70 \times n + 0,30) \times P^{0,48} \dots\dots\dots \text{ (miles US \$/año)}$$

- Gastos variables (mantenimiento):

$$V = 1,51 \times P^{-0,23} \dots\dots\dots \text{ (} 10^{-3} \text{ \$/KWh)}$$

- Consumo Específico:

$$S = 4604,8 \times P^{-0,13} \dots\dots\dots \text{ (Kcal /KWh)}$$

Refiriéndonos a los Costos de inversión y a los gastos anuales fijos, las cifras unitarias que corresponden a estas expresiones, son respectivamente:

$$C = 1125,8 \times (0,90 \times n + 0,1) \times P^{-0,21} / n \dots\dots\dots \text{ (US \$/KW)}$$

$$F = 125,1 \times (0,70 \times n + 0,3) \times P^{-0,52} / n \dots\dots\dots \text{ (US \$/KW /año)}$$

Véase ANEXO II GRÁFICO 1

2.1.1.2 PLANTAS A DIESEL

2.1.1.2a Generalidades.- Su cálculo se aplica a motores diesel de distintas velocidades, ya sean: lentos, medios o rápidos. Los cálculos se ha decidido hacerlos en función de la potencia P (MW) y la velocidad de rotación R (r.p.m.) de cada grupo. Se hace así por falta de consideración homogénea. Las altas velocidades se utilizan en grupos pequeños de baja inversión pero mal rendimiento, en tanto que las bajas velocidades son para grupos grandes y con buen rendimiento y sirven para generación base, siendo así la inversión unitaria bien elevada.

Obras fundamentales de una planta diesel corresponden:

- Almacén y tratamiento de Combustible.
- Motor y Generador
- Planta de Refrigeración
- Equipo Eléctrico y Auxiliares.
- Edificios y Fundaciones

Períodos aproximados para la construcción de las plantas

- Ante proyecto y factibilidad:..... 1 a 6 meses
- Especificación, Licitación y Contrato:..... 4 a 12 meses
- Construcción, montaje y Pruebas:..... 10 a 30 meses

Véase ANEXO II Gráfico 2

| LENTOS | RAPIDOS |
|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| - Mayor período útil entre reparaciones | - Menor tiempo requerido para las reparaciones |
| - Mayor rendimiento (menor consumo específico) | - Mayor facilidad de transporte y cambio de lugar. |
| - Mayor vida útil del equipo | - Inferior costo de inversión |
| - Amplio rango de combustibles (incluso residuo). | - Menor tamaño y peso. |

Debido a que hay algunas limitaciones es recomendable, utilizar el rango de velocidades indicadas en el ANEXO II Gráfico 2 también se ha hecho una curva para la vida útil económica, en miles de horas en función de la velocidad de rotación.

Véase ANEXO II Gráfico 3

Características de Operación:

| | |
|-------------------------------------------------------|-----------|
| - Consumos propios de la planta:..... | 3 % |
| - Carga de Máximo rendimiento:..... | 85 a 95 % |
| - Carga Mínima de Operación..... | 30 a 40 % |
| - Coeficiente de disponibilidad..... | 70 a 80 % |
| - Vida útil económica: Conforme el ANEXO II Gráfico 3 | |

2.1.1.2b Estructura de costos y Gastos de Explotación. - Los costos de inversión son una función creciente con la potencia P (MW), y decreciente con la velocidad R (R.P.M.). En una planta de varias unidades complementarias. Los Gastos fijos de economía supuesta en las uni

dadas complementarias es de 25 %. Tanto gastos variables como consumo específico depende del tamaño de la unidad. Para las plantas diesel de (n) unidades de potencia instalada P (MW) cada unidad los cálculos son:

- Costo de Inversión..... (miles de US \$)

$$1 \text{ unidad: } C = (100 - 0,3 \times R) \times P + 3575 \times P^{0,85} \times R^{-0,3}$$

$$N \text{ unidad: } C_n = 0,95 \times n \times C + 0,05 \times C$$

- Costos Fijos Anuales (Operación y Mantenimiento)

$$F = 360 \times (0,75 \times n + 0,25) \times P^{0,75} \times R^{-0,48} \dots \text{ (miles US \$ /año)}$$

- Gastos Variables (Mantenimiento):

$$V = 0,06 \times R^{0,50} \times P^{-0,06} \dots \text{ (} 10^{-3} \text{ \$ /KWh)}$$

- Consumos Específicos:

$$S = 1500 \times R^{0,08} \times P^{-0,02} \dots \text{ (Kcal/KWh)}$$

En el costo de inversión y en los gastos fijos anuales las cifras unitarias correspondientes a estas expresiones son:

$$C = (0,95 \times n + 0,05) \frac{1}{n} (100 - 0,3 \times R) + 3575 \times P^{-0,15} \times R^{0,3}$$

$$C = (\text{US \$ /KW})$$

$$F = 360 \times (0,75 \times n + 0,25) \times \frac{1}{n} \times P^{-0,25} \times R^{-0,48} \text{ (US \$ /KW/año)}$$

Las curvas características para estos diferentes cálculos corresponden al ANEXO II Gráfico 4, 5, 6, 7.

2.1.1.3 TURBINAS A GAS

2.1.1.3a Generalidades. - El estudio se refiere a turbinas a gas de tipo in-

dustrial para generación eléctrica. Las obras fundamentales que incluyen en la planta de este tipo son:

- Almacenamiento de Combustible.
- Tratamiento de Combustible.
- Generador de Gas.
- Turbinas y Generadores.
- Equipo anexo (compresores, silenciadores, etc.)
- Equipo de control.
- Edificios.

Periodos normales para la instalación de la planta:

- Ante-proyecto y Factibilidad: 3 meses
- Especificación, Licitación y Contrato: 8 meses
- Fabricación, Montaje y Prueba: 18 meses

Características de Operación:

- Consumos propios 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 (años) es función del factor de planta anual F_p .

2.1.1.3b Estructura de Costos y Gastos de Explotación. - Los Costos de inversión y Gastos de Explotación se expresan solo en función del tamaño de las unidades, medida por la potencia instalada de ella: P(MW).

En costo de inversión de una planta de varias unidades he asumido una disminución de 5 % para las unidades complementarias mientras que para los gastos fijos esta disminución estimo en un 20%

Para este tipo de plantas de (n) unidades de potencia, instalada, P (MW) cada unidad, los cálculos son:

- Costo de inversión.

$$C = 251,8 \times (0,95 \times n + 0,05) \times P^{0,9} \dots\dots\dots \text{ (miles de US \$)}$$

- Gastos Fijos anuales (operación y mantenimiento).

$$F = 14,2 \times (0,80 \times n + 0,2) \times P^{0,7} \dots\dots\dots \text{ (miles de \$ US/año)}$$

- Gastos Variables (Mantenimiento).

$$V = 0,97 \times P^{-0,08} \dots\dots\dots \text{ (} 10^{-3} \text{ \$ /KWh)}$$

- Consumo específico:

$$S = 4938,8 \times P^{-0,12} \dots\dots\dots \text{ (Kcal/KWh)}$$

En los costos de inversión y Gastos fijos anuales las cifras unitarias son:

$$C = 251,8 \times \frac{0,95 \times n + 0,05}{n} \times P^{-0,10} \dots\dots\dots \text{ (US \$ /KW)}$$

$$F = 14,2 \times \frac{0,8 \times n + 0,2}{n} \times P^{-0,30} \dots\dots\dots \text{ (U S \$ /KW/año)}$$

Véase el ANEXO II Gráfico 8

2.1.1.4a-ZONA DE FACTIBILIDAD DE LAS PLANTAS. Podemos visualizarlo en el ANEXO II Gráfico # 9, en donde se optimiza de la mejor manera fijando una potencia, y tratando de cubrir la misma con uno, dos o más grupos conforme las limitaciones y condiciones de tamaño que se ven practicamente.

2.1.1.5 COSTO DEL KWH TERMICO.- Las representaciones dadas en el ANEXO II Gráficos 10, 11, 12, 13, 14 se refieren a los diferentes costos que por Kwhs vamos alcanzando para las diferentes plantas ya sean de:

- Vapor Petróleo
- Diesel Rápido
- Diesel Medio
- Diesel Lento
- Gas

2.1.1.5a Base de Costos.- Para efectos de este estudio, actualizamos los presupuestos de los diferentes proyectos, al mes de Diciembre de 1.976, considerando un costo de capital o Interés del 12 % anual.

Estos presupuestos se han elaborado en base a lo programado por la Dirección de Ingeniería y Construcción, y/o por los Departamentos encargados de los mismos.

2.1.1.5b Base de Cálculo.- Nos sujetamos a la reglamentación que tienen las tarifas, para encontrar el costo del Kwh, y de dicho reglamento obtenemos los siguientes datos:

| | CENTRALES | | |
|-------------------------------------------------------------------|-----------|--------|------|
| | Vapor | Diesel | Gas |
| | | Lentas | |
| Vida útil media (años) | 30,0 | 25,0 | 12,5 |
| Rentabilidad (%) | 8,5 | 8,5 | 8,5 |
| Cap. de Trabajo (% de los gastos de op. y mant. + Combustibles.) | 25,0 | 25,0 | 25,0 |

Para este estudio incluimos la subestación de elevación correspondiente, a más de estar referido a nivel de generación.

Los Costos de Operación y Mantenimiento se han determinado basándose en índice de costos acordados en la Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado, que se resumen de la siguiente manera:

| | CENTRALES | | |
|----------------------------------------|-----------|------------------|------|
| | Vapor | Diesel Lentas | Gas |
| Costos fijos anuales (% inv.) | 4,5 | 25,0 | 12,5 |
| Costos Variables (10^{-3} \$/ KWH) | 0,6 | 0,6 | 0,6 |

Para las plantas termoeléctricas calculamos el costo del KWH generado para dos niveles de precios del Combustible utilizado (Fuel-Oil # 6: Bunker C, y Fuel-Oil # 2).

| | (US \$/ barril) | |
|------------------------------------|------------------|-------|
| | Fuel-Oil # 6 | # 2 |
| - Precios Nacionales o Subsidiados | 4,51 | 4,87 |
| - Precios Internacionales | 9,92 | 14,82 |

Del ANEXO I el conjunto de cuadros 1*, 2*, 3*, se refieren a presupuestos de plantas o proyectos eléctricos.

En el cuadro 4*, del ANEXO I, actualizamos los presupuestos de dichos proyectos a Diciembre de 1.976.

El cuadro 5*, del ANEXO I, da una comparación de alternativas termoeléctricas para una Térmica a Vapor-Petróleo y una Turbina gas, con una potencia Neta de aproximadamente 70 MW.

Los cuadros 6*, 7*, 8*, 9*, nos dan el valor de KWh para los diferentes factores de planta, teniendo el valorable precio INTERNACIONAL para los combustibles.

Los cuadros 10*, 11*, 12*, 13*, del ANEXO I, valorizan , el KWh para diferentes factores de planta, y para toda la vida útil de la central, considerando precios nacionales para sus combustibles.

En el ANEXO II Los gráficos 15*, 16*, nos dan el costo promedio del KWh durante la vida útil de las centrales.

Presentamos a continuación los costos de KWh para un factor de planta 0,5 y para toda la vida útil de las centrales:

| | | (Cent. S\$/K Wh) | (Cent. US \$/KWh) | (%) |
|-----------------|---|------------------|-------------------|-------|
| Diesel Quito | 1 | 73,0 | 2,92 | 155,3 |
| Diesel Quito | 2 | 96,8 | 3,87 | 206,0 |
| Vapor Guayaquil | 1 | 62,8 | 2,51 | 133,6 |
| Vapor Guayaquil | 2 | 99,8 | 3,99 | 212,3 |
| Gas Guayaquil | 1 | 47,0 | 1,88 | 100,0 |
| Gas Guayaquil | 2 | 113,8 | 4,55 | 242,1 |

1 Precios nacionales del Combustible

2 Precios Internacionales del Combustible

2.1.2.1 CARACTERISTICAS Y COSTOS APROXIMADOS DE LAS PLANTAS HIDROELECTRICAS

La Energía obtenida por medio de plantas hidroeléctricas resulta ser una de las preferidas en la actualidad para nuestro país como también para Sud-América.

COSTOS DEL KWH EN LOS PROYECTOS DE GENERACION PROGRAMADOS Y EJECUTADOS POR INECEL.

2.1.2.1a Base de Costos. - Los presupuestos de los proyectos han sido proporcionados por la Dirección de Ingeniería y Construcción, y/o por los Departamentos encargados de los mismos.

Véase el ANEXO I los cuadros 14*, 15*, 16*, 17*.

En el ANEXO I, cuadro 18*, actualizo los valores de los proyectos a Diciembre de 1.976.

2.1.2.1b B. Cálculo. El cálculo del costo del Kwh generado por las centrales se ajusta a lo establecido por el "Reglamento para la Fijación de Tarifas de los Servicios Eléctricos". Y de allí se obtiene que para las centrales Hidroeléctricas:

| | |
|------------------------------------------------------------------------|------|
| Vida útil media (años)..... | 50,0 |
| Rentabilidad (%)..... | 8,5 |
| Cap. de trabajo (% de los gastos de op. mant. + combustible)..... | 25,0 |

Los Gastos de Operación y Mantenimiento se han determinado en base a índices de costos que fueron acordados con la Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado.

Costos Fijos Anuales (% inver.)..... 1,5

Costos Variables (10^{-3} US \$/KWh.)..... 0,5

Véase ANEXO I cuadros 19*, 20*, 21*, 22*,. En el ANEXO II grafico # 17 represento el costo del KWh a nivel de central hidroeléctrica.

2.1.2.1c COSTO DE KWH PARA UN FACTOR DE PLANTA 0,5 (REFERENTE A SU VIDA UTIL)

| <u>CENTRALES</u> | <u>C O S T O S</u> | | |
|------------------|------------------------|------------------------|-------|
| | (10^{-2} \$ / KWh) | (10^{-2} \$ / KWh) | (%) |
| Paute | 27,0 | 1,08 | 100,0 |
| Júbones | 39,5 | 1,58 | 146,3 |
| Toachi | 45,5 | 1,82 | 168,5 |
| Pisayambo | 56,3 | 2,25 | 208,3 |

He considerado para cada dólar el precio de cambio equivalente a \$/ 25.

2.1.3 OTROS SISTEMAS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA.

Energía es la facultad o poder para efectuar un trabajo. Toda transformación y todo esfuerzo producido, ya sea por el hombre por la naturaleza o por las máquinas, requiere la intervención de una cantidad determinada de energía, y por esa razón se mide la energía por la capacidad de trabajo que puede realizar.

Se distingue dos clases de Energía:

- 1.- Energía Cinética
- 2.- Energía Potencial.

La primera es la desarrollada en el movimiento y la segunda es latente, o sea, la capacidad de trabajo que aún no ha sido empleada.

Al realizar cualquier trabajo aumenta, gradual o rápidamente, la energía Cinética y disminuye la potencial; por ejemplo: si se tiene una caja de sorpresas conteniendo uno de esos muñecos que saltan por la acción de un resorte, energía potencial será la que existe en el resorte, mientras la caja está cerrada.

Si abrimos la tapa de la caja saltará el muñeco y la energía potencial se convertirá en Cinética.

La Energía contenida en un átomo se considera que es potencialmente enorme y que puede convertirse en fuente de movimiento si la desintegración del átomo la libera.

La Energía puede obtenerse de muchas fuentes, pero tal

vez la más importante de todas sea la proveniente del sol.

La Energía radiante del Sol, en sus manifestaciones de luz y calor, mantiene la vida en la Tierra, provoca los vientos, la formación de nubes y la caída de la lluvia.

Industrialmente esta Energía no ha sido todavía explotada en forma intensiva ni siquiera en los países más adelantados del mundo.

La Energía que el hombre descubrió accidentalmente fue la Energía de Combustión proporcionada por el Fuego.

El Fuego servía para atenuar el rigor de los fríos, cosinar los alimentos o proteger del ataque de las fieras.

Pero el aprovechamiento de la energía liberada en las reacciones químicas y su transformación en energía mecánica de moximiento sólo fue alcanzada cuando la civilización había llegado a un elevado grado de desarrollo:

Hacia fines del siglo XVII, la utilización del vapor de agua para hacer funcionar una rudimentaria máquina señala el inicio de la era llamada la Revolución Industrial.

Dos siglos después aparece el motor de combustión interna que aprovecha la fuerza de la explosión producida por la combustión de una mezcla de aire y combustible líquido pulverizado (gasolina, Fuel-Oil y otros derivados de Petróleo), mezcla que se enciende en el interior de los cilindros. El motor de explosión fue apli

cado a los automóviles, embarcaciones aviones y máquinas generadoras de corriente eléctrica. La conquista del cielo, conseguida gracias al nuevo motor, convirtió en realidad el sueño de Leonardo Davinci y superó la fantasía de Julio Verne. La energía mecánica que mueve los vehículos, y las enormes máquinas de las fábricas haciendo posible la febril actividad industrial de nuestros tiempos se procura no sólo por las reacciones químicas de ciertos combustibles sino también por la electricidad. En las pequeñas aldeas y en las grandes urbes, la electricidad mueve los motores, enciende las luces de las casas de los cines y acciona los artefactos eléctricos.

Es el duende nuevo sin cuyo concurso la vida moderna sería inconcebible. Las Centrales Eléctricas de las grandes ciudades tienen generadores de corriente de enorme poder, porque deben alimentar una red eléctrica extensa y atender necesidades innumerables

Para exigencias menores, en establecimientos rurales por ejemplo, es aprovechada la fuerza del viento para mover pequeños generadores de corriente, y la energía eléctrica conseguida se conserva en acumuladores. Los automóviles y otros tipos de motores obtienen la corriente eléctrica que necesitan de baterías en cuyo interior una serie de reacciones químicas trueca la energía liberada en electricidad.

Una de las fuerzas más poderosas capaz de crear energías especialmente eléctrica es la de las aguas. Los grandes saltos de agua con sus cascadas son aprovechados haciendo mover las máquinas

generadoras de electricidad. Las instalaciones para la utilización de la fuerza Hidráulica son costosas, pero su rendimiento compensa con creces las dificultades que hayan de superarse. El agua suprime el problema de los combustibles y hace posible el abaratamiento, o rebajo en el costo de producción. Los Estados Unidos de América, y el Canadá son los países que más aprovechan las fuerzas de las aguas para transformarlas en corriente eléctrica y fuerza motriz.

En las cataratas del Niagara hay poderosas instalaciones que suministran 1'450.000 caballos de fuerza. En Chile, los tranvías de Santiago y el ferrocarril de Valparaíso se mueven con la electricidad suministrada por la represa de Maintencillos y Pan de Azúcar. En México, la producción de la electricidad, en su mayor parte procede de grandes sistemas hidroeléctricos como los de Nacará, Ixtapantongo y Tuxpango. La Fuerza Hidráulica se utiliza también, para otros fines industriales, como prensas, máquinas de remachar, elevadores y martillos hidráulicos. La explotación exhaustiva referente a las fuentes de combustibles: Carbón y Petróleo, acumuladas por la naturaleza en millones de años, las está agotando el hombre y ello obliga a buscar nuevos manantiales. El descubrimiento de la energía atómica abre nuevos horizontes. Masa y Energía son los 2 conceptos fundamentales de la física. Se entiende por Masa la cantidad de energía. Al principio del siglo XX, Alberto Einstein afirmó que Masa y Energía son la misma cosa en estados diferentes y que la Energía es igual a la Masa multiplicada por el cuadrado de la velocidad de la luz. La fórmula de Einstein tuvo gran importancia en

las posteriores investigaciones sobre la energía atómica.

La segunda guerra mundial aceleró los estudios atómicos, y esta energía fue utilizada primeramente para fines bélicos después en aplicaciones y usos pacíficos que significaron una verdadera revolución Técnica e Industrial.

Resta señalar que la energía no se mantiene siempre inmutable, sino que, por ejemplo, la energía potencial se convierte en Cinética y viceversa. Según ciertas leyes de física relacionadas a la conservación de la materia y la energía, la cantidad de materia, y de energía existente en el Universo es siempre la misma, aunque según la fórmula de Einstein ya citada, puedan convertirse una en otra.

2.1.3a ENERGIA HIDRAULICA.- De las distintas formas de energía útiles al hombre, es ésta la única cuya fuente no se agota con el uso.

El Petróleo, el carbón y demás combustibles se consumen, al generar energía y otro tanto sucede con los átomos.

La Energía Hidráulica, o hulla blanca, todo lo que necesita para su generación es la existencia de aguas en movimiento con caídas o saltos durante su curso. Mientras el Sol se encargue de evaporar las aguas de los Océanos y ésta se precipiten con forma de lluvia en los Continentes y formen ríos volviendo nuevamente al Océano, el hombre dispondrá de una fuente de energía segura para el desenvolvimiento de sus actividades industriales. En la energía hidráulica se aprovecha el peso del agua y la fuerza que ésta puede e

jercer al caer desde cierta altura.

Los dos factores fundamentales para la obtención de la energía hidráulica son, en consecuencia, el caudal de la corriente, o sea, el volúmen de agua por segundo, y la altura del salto que se mide por la distancia vertical que recorre el agua al caer. Considerando el peso de un metro cúbico de agua igual a 1.000 Kilo-gramos, una columna de un metro cuadrado de base y 10 metros de altura, representará un peso de 10.000 Kilo-gramos. Esta fuerza, ejercida sobre las paletas de una rueda hidráulica, determina su rotación, que puede convertirse en energía.

De los dos factores mencionados -el salto del agua y el caudal de la corriente-, el primero es el más fácil de establecer. Para llegar a conocer con precisión el caudal de un río es menester un paciente estudio hidrológico, que a veces puede llevar años enteros. Estos estudios deben tener en cuenta todos los factores capaces de incidir en el régimen de un río, tales como las precipitaciones fluviales, la evaporación o pérdidas de agua filtración, etc. Establecido el caudal y medida la altura del salto, es fácil calcular la capacidad de una caída de agua para generar energía hidráulica.

2.1.3a1 MEDIDAS DE LA ENERGÍA HIDRAULICA.² La unidad usada comunmente es el caballo de fuerza o de vapor (que en forma abreviada se escribe indistintamente C F, C V o H.P), equivalente a 75 Kilográmetros en un segundo, siendo el Kilográmetro igual al trabajo realizado por una fuerza capaz de levantar un kilogramo a un metro de altura.

Para hallar la capacidad en caballos de fuerza de una caída de agua debe multiplicarse el caudal en metros cúbicos por segundo por la altura del salto y este producto por 13,33 que es el cociente que resulta de dividir 1.000 Kilogramos -peso de 1 metro cúbico de agua- por 75 Kilogrametros por segundo que tiene un caballo de fuerza. Según esto, la potencia de una catarata que tuviese una caída de 10 metros y un caudal de 20 metros cúbicos por segundo sería igual a 10 por 20 por 13,3 o sea, 2666 HP.

Generalmente la capacidad potencial de un río se calcula considerando el caudal mínimo ordinario de la corriente y que su fuerza se ejerce sobre una máquina con un rendimiento de 100 por ciento, la energía hidráulica total del mundo llegaría a más de unos 5.000 millones de HP. Estos cálculos son sólo aproximados pues tanto los datos hidrológicos como los de las precipitaciones fluviales son muy incompletos todavía en algunas regiones.

2.1.3a2 HISTORIA.- El aprovechamiento de la energía Hidráulica, realizado por medio de los dispositivos más simples, se remonta a varios siglos atrás. Las ruedas primitivas impulsadas por la corriente del río, se usaban o bien para elevar el agua con fines de riego, o en los molinos, para mover las pesadas piedras que molían el trigo, o en otras aplicaciones sencillas. La noria china, o rueda flotante, hechas con cañas de bambú, y las paletas de fibras trenzadas son utilizadas todavía en muchas regiones, así como otros múltiples modelos de las ruedas hidráulicas. El rendimiento de tales dispositi

vos era sumamente bajo, pues aprovechaban solamente una pequeña parte de la fuerza aprovechable de un río.

Un gran adelanto fue la introducción de ruedas de paletas impulsadas por arriba, por abajo, o a media altura, pues para su funcionamiento se encausaba el agua en un canal y era llevada hasta la rueda, utilizándose siempre algún salto o caída.

Por otra parte, la construcción de prensas permitió usar el agua cuando se necesitaba y disponer de ella aún en las estaciones secas.

Además podía elevarse, con su ayuda, el nivel del agua, aumentando así la caída. Estas ruedas, basadas en las leyes de la gravedad, proporcionaban rendimientos de un 30 % en la rueda de alimentación por abajo, 70 % en las de media altura y 80 % en las de arriba. Esta última estuvo muy en boga hasta la invención de la turbina hidráulica en 1.850, y aún hoy se construye y usa, aunque en escala ya muy reducida.

2.1.3a3 LA TURBINA HIDRAULICA.* Permitted obtener un rendimiento mucho mayor en la explotación de la hulla blanca, y, lo que es más importante la transformación de la energía hidráulica en energía eléctrica. La pieza u órgano fundamental de una turbina es el rodete, conjunto de álabes del rodete, se produce en este una reacción en forma parecida a, la que hace girar los molinetes hidráulicos que suelen verse en los parques para regar los prados.

A más de las turbinas existen las llamadas ruedas Peltón.

En estas el agua no actúa por reacción, sino por choque. En las ruedas Pelton una o varias boquillas, llamadas inyectoras, lanzan chorros de agua contra paletas o cucharas, generalmente de bronce colocadas en la periferie de una rueda solidaria a un eje. Turbina y rueda Pelton transforman la energía potencial, acumulada en forma de presión, o la energía cinética que poseen los chorros, en la energía mecánica de un movimiento continuo de rotación.

El desarrollo técnico de la turbina hidráulica ha hecho posible el empleo de desniveles de agua entre tres y mil metros de altura, con un elevado rendimiento y a velocidades de rotación bastante grandes para permitir el uso de generadores económicos abaratando los costos de producción.

2.1.3a4 LA ENERGIA HIDRAULICA COMO FUENTE DE ENERGIA ELECTRICA.* El gigantesco desenvolvimiento de las ruedas hidráulicas, ocurrido sobre todo a partir de 1.910, se vió intensificado al lograrse la transmisión a distancia de la energía eléctrica. La transmisión de cargas cada vez más elevadas hasta llegar a los cables de alta tensión con tensiones de más de 250.000 voltios, permitiendo transmitir la energía eléctrica a distancia de cerca de 300 Km. Gracias a ello no fue ya necesario que las industrias se radicarán en torno a la fuente productora de energía, y se hizo posible, como consecuencia, la explotación de la energía hidráulica en lugares completamente apartados de los centros de actividad industrial. Actualmente son muchas las ciudades alimentadas por plantas hidroeléctricas situadas a

grandes distancias en parajes desiertos. Para que resulte económicamente ventajosa la instalación de una planta hidroeléctrica -sobre todo si la explotación hidráulica descansa en la iniciativa privada- debe estar capacitada, en general, para producir energía a menor costo que las plantas térmicas. Esto no siempre sucede, especialmente en aquellos países ricos en combustibles, Pero es casi la regla general en los países cuya economía depende del combustible importado.

En las plantas hidráulicas el caballo de fuerza producido por metro cúbico de agua depende de la altura de la caída, una instalación que se sirva de un salto de gran altura necesitará un volumen de agua mucho menor que otra de igual capacidad que trabaje con un salto pequeño, de modo que las turbinas serán más pequeñas y toda la instalación, en general, resultará más barata.

Por estas razones los países que tienen regiones montañosas, como los Estados Unidos de América, Suiza, Noruega, Francia e Italia, han podido realizar un gran aprovechamiento de su energía hidráulica.

El Continente Africano, el más rico en energía Hidráulica potencial y donde menos desarrollada se encuentra, posee 274 millones de HP. La cuenca del Congo, solamente, posee un cuarto de la energía hidráulica total del mundo.

La Catarata de Stanley podría proporcionar 15 millones de HP.

2.1.3b ENERGIA SOLAR.- La fuente de energía más poderosa de que dispone la Tierra es el Sol. Gran parte de esa energía se pierde absorbida por la atmósfera de cada 35.000 caballos de fuerza producidos por el Sol, sólo uno alcanza la superficie terrestre. Sin embargo, esta energía es lo suficientemente poderosa como para provocar la evaporación de mares, lagos y ríos, formar las nubes, causar los vientos, dar vida a los vegetales, etc.

El Hombre ha ideado utilizar directamente este poder y ha construido para ello algunas máquinas de muy diverso tipo.

La máquina más antigua inventada por el griego Arquímedes en el siglo III antes de Jesucristo, consiste en unos espejos cóncavos que concentran los rayos del Sol, de tal modo que es fácil ha-cer arder con ellos una materia combustible. Este procedimiento, (similar al de la lente que une los rayos del sol en un punto) es utilizado todavía en las máquinas modernas.

En otras regiones se usaron espejos giratorios, que por medio de un mecanismo de relojería giran junto con el Sol, para aprovechar así todas sus radiaciones. Un Ingeniero Frances, Marcelo-Moreau, construyó en California (EE.UU. de América) un aparato formado esencialmente por una superficie metálica recubierta por cerca de 2.000 espejos pequeños. Estos estaban dispuestos de tal modo que los rayos solares por ellos reflejados incidían todos en una calde-ra tubular con agua. El vapor así engendrado era utilizado para mover un motor.

Los aparatos construidos ulteriormente no difieren mucho de éstos aunque son aún más eficaces. Según informe de la Enciclopedia Ilustrada Cumbre Tomo 4 Décima primera edición.

Alrededor de $1/ (2 \times 10^9)$ de las radiaciones del Sol incide en la Tierra, pero cerca de su mitad es vuelta a radiar por nuestra Atmósfera al espacio interestelar. En la Superficie Terrestre, se recibe al rededor de 10^{18} C.V.-hr x años. Cerca del 30 % (ó sea 3×10^{17} C.V.-hr x año) de la energía que llega procedente del Sol a la superficie Terrestre es reflejada por esta a la Superficie Interestelar durante las horas del día. La mayor parte de la luz solar que se tiene durante el día procede de la vegetación, la cual rechaza 1.000 cuantos de luz por cada cuanto que utiliza. Los 7×10^{17} C.V.-hr x año que son retenidos por la Tierra durante el día se emplean aproximadamente en lo siguiente:

| | C.V.-hr por año. |
|-------------------------------------|--------------------|
| Radiado fuera durante la noche..... | 1×10^{17} |
| Evaporación de Agua..... | 6×10^{17} |

El consumo de energía solar por la vegetación es aproximadamente el siguiente:

| | |
|---------------------------|-----------------------|
| Vegetación Terrestre..... | 5.5×10^{13} |
| Vegetación Marina..... | 44.5×10^{13} |
| Total:..... | 5×10^{14} |

En promedio, cada C.V.-hr de energía solar utilizada conduce a la producción de 0.02 Kg. de Vegetación y a la misma canti -

dad de oxígeno. Se calcula que la cantidad de energía que puede producirse razonablemente en Arizona, a partir de la Solar, es alrededor de 1'000.000 C.V. -hr por año y por hectaría. El máximo rendimiento en la producción, por la acción fotosintética de las plantas de energía de combustión de la Vegetación Terrestre sera de unos 150.000 C.V.-hr por años y por hectárea fértil.

Acumuladores Solares.- Luz-Energía.- En un acumulador solar bien construido y expuesto a la Luz, los electrones fluyen de una capa del aparato hacia la siguiente. Solo es necesario conectar cables conductores a las capas y ya tenemos una fuente de energía capaz de hacer funcionar un radio, un motor o de cargar una batería de almacenamiento. Los primeros acumuladores solares eran redondos semejantes a láminas de un lingote. Ahora casi todos son rectangulares de dimensiones uniformes: 1 por 2 centímetros, y 40 milímetros de espesor. Una célula individual pesa unos 2 gramos y rinde en milivátios aproximadamente medio vatio. Así como las baterías de linterna se acumulan para dar más energía, las baterías solares pueden conectarse en serie para así, aumentar el voltaje, o en paralelo para dar más corriente.

Los módulos escalonados o en declive de cinco células rinden unos 2 vátios, los paneles de 28 vátios son bastante comunes en aplicaciones de energía espacial. Actualmente en el Ecuador nos limitamos a conocer breves estudios realizados por ejemplo por: los Ingenieros de la Radio Corporation of América los cuales han disé-

ñado y provado convertidores termoeléctricas con reflectores metálicos que concentran la luz solar y producen pequeñas cantidades de energía que se usan en zonas rurales. Estas centrales de energía pueden bombear agua y proveer electricidad con fines de iluminación comunicaciones, refrigeración, etc.

También otras compañías se han preocupado por este adelanto tecnológico así como las Westinghouse, General Electric, etc. En Francia hay el horno solar más grande del mundo, ha construido, también el más grande generador termoeléctrico. Se ha probado un prototipo de 50 metros para abrir el camino al generador presentado de 6,5 metros cuadrados (suficiente para ser instalado en el tejado de una casa.)

2.1.3c Energía de las mareas.- La energía potencial obtenida de las mareas se calcula en el mundo es de unos 20 billones de caballos-hora por año pero la máxima que prácticamente puede aprovecharse en las site localidades del mundo en que la oscilación de las mareas es tanta como de 7.60 metros (mínimo necesario para la producción de energía hidráulica) se estima solamente en 60.000 millones de C.V.-hr. por año, que es menos del 0.5 % de la energía que solo EE.UU. necesita.

2.1.3d Energía de los vientos.- Se estima que la energía máxima prácticamente obtenible de los vientos es de alrededor del vigésimo de la que necesitó el mundo en 1.954 y la cantidad realmente aprovechada, de la del viento, no fue mayor del 0.03 % de su energía potencial.

CAPITULO TERCERO

ASPECTO SOCIO-ECONOMICO DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL PAIS

3.1.1 INTRODUCCION HISTORICA

Dentro de pocos años más se celebrará el centenario de la primera operación comercial de un Sistema de Generación Eléctrica, i niciada por la central Térmica que se construyó en el viaducto de Holborn en Londres, Inglaterra.

Después de la invención del generador de corriente continua conocido bajo el nombre de dinamo, y el desarrollo de la utilización de la energía eléctrica en iluminación, la idea de suministrarla simultáneamente y coordinadamente a un cierto número de clientes, impulso la creación de un plan para el abastecimiento desde un Sistema de Generación común.

St. George Lane-Fox en Inglaterra, en 1878 y Tomás Alva Edison en los Estados Unidos Propusieron planes para el desarrollo de esta idea. De esta manera, casi simultáneamente en Londres y New York, en Enero y Septiembre de 1.882 respectivamente, se pusieron en servicio las Centrales Térmicas de Holborn y de la calle Pearl, dando un suministro que era bastante limitado en extensión.

La primera Central Hidráulica que se menciona en la Literatura estuvo situada en el Estado de Wisconsin en Norteamérica. Aunque estos sistemas jugaron un rol importante en el comienzo del desarrollo del servicio eléctrico, pronto se hicieron evidentes las limi

taciones técnicas y económicas del transporte a mediana y gran distancia, que para la corriente continua parecían imposibles de evi
tar.

En efecto, solo en la segunda mitad de este siglo han po
dido desarrollarse nuevas técnicas que han hecho competitiva la tr
misión a gran distancia por corriente continua.

Paralelamente al desarrollo comercial de la corriente con
tinua, en 1.881 Gaulard y Gibbs en Inglaterra patentaron un: Siste
ma de distribución serie en corriente alterna. Basado en esta pa
tente, se perfeccionó el transformador, piedra fundamental de la u
tilización de la corriente alterna inventándose en 1.885 al genera
dor de corriente alterna de potencial constante. De esta fecha en
adelante, el desarrollo de la utilización de la energía eléctrica y
su transmisión, en un principio solamente en forma monofásica, y en
1.891 por primera vez en forma trifásica, marcan las fechas claves
del comienzo de una industria que rápidamente se propagó por todos
los países europeos y americanos.

La invención del motor eléctrico de inducción y, por o
tra parte, las innumerables ventajas industriales de la energía e
léctrica hicieron instalar velosamente mayores centrales eléctricas
privadas, establecidas por fábricas grandes, en lugares donde el
carbón fuera barato y abundante.

El desarrollo de las redes y centrales de servicio públi
co a su vez, fue permitiendo una operación cada vez más económica y

en mayor escala de ellas, provocando la absolescencia de las plantas privadas, más pequeñas y menos económicas que quedaron como reserva, de manera que ya a mediados del siglo XX, las centrales privadas eran solo una proporción muy pequeña del total de centrales, en la mayoría de los países.

Según el Informe de Energía Eléctrica en Chile por el Ing Julio Doggenweiler.

Por lo que al Ecuador se refiere en el año de 1.897 un grupo de ciudadanos Lojanos formaron la empresa eléctrica "Luz y Fuerza", con el propósito de atender el Servicio Público de la ciudad de Loja. Con este objeto una Comisión viajó a Lima para comprar dos turbinas hidráulicas de 12 KW cada una, que luego se instalaría en el Río Malacatos.

Este dato resulta interesante, desde el punto de vista histórico, y en el Ecuador se ha oficializado, el año 1.897, como el inicio del Servicio Eléctrico Público. Posteriormente el año mil novecientos veinte y seis el Gobierno del Ecuador suscribió un contrato de suministro de energía eléctrica con la AMERICAN FOREIGN POWER CO., para abastecer los requerimientos de energía eléctrica en la ciudad de Guayaquil. Este contrato con una duración de 60 años vencerá en el año de 1.986

Similares contratos se hicieron para el suministro de energía eléctrica de algunas otras ciudades del Ecuador como Quito, Ambato y Riobamba.

No se ha podido identificar claramente, la fecha en que la Ley de Régimen Municipal asignó la responsabilidad a los Municipios de electrificar sus respectivas áreas, pero el hecho es que para la década de los años 40, los Municipios aparecen responsables de esta tarea, al igual que de los otros servicios como agua potable al cantarellado, teléfonos, etc.

Desafortunadamente esta obligación que se le asignó a los Municipios no fue respaldada con los correspondientes aportes de Capital por parte del Gobierno considerando que el sector eléctrico requiere un gran volumen de inversión, en esta gestión los Municipios, hicieron esfuerzos por cumplir con el mandato de la Ley pero desafortunadamente muy pocos lograron el éxito esperado, en razón de que el suministro de energía eléctrica requiere no solamente el concurso de el capital sino también de el personal especializado.

El resultado de esta gestión fué que a 1.960 la potencia instalada del Ecuador fué de 120.000 KW, distribuidos en 1.200 centrales eléctricas con un promedio de 100 KW, por planta y un índice de electrificación de 25 vatios por habitante, el más bajo de América del Sur. Ese fue el grado de atomización que INECEL encontró al País al momento de su creación.

Mediante decreto Ley de Energía # 24 del 23 de Mayo de 1.961, se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) como Institución encargada de integrar el Sector Eléctrico del País, y elaborar un Plan Nacional de Electrificación que satisfaga las ne

cesidades de energía eléctrica que demanda el plan de desarrollo Económico y Social del Ecuador. Es así como INECEL inició la transformación de los Municipios antes encargados del Servicio Eléctrico, en Empresas, o Sociedades Anónimas, dando el carácter empresarial al Sector eléctrico, como un paso importante en el aspecto institucional. En el aspecto técnico se elaboró el plan Nacional en el año de 1.964 el cual ha venido ejecutándose en la medida que el Gobierno Nacional ha proporcionado fondos.

A partir del 6 de Mayo de 1.970, fecha en la que se dicta la Ley # 70-09 que creó el FONDO NACIONAL DE ELECTRIFICACION, se le hace a INECEL participe de las regalías que el Fisco percibe por concepto de la producción petrolera, con lo cual dispone de fondos para efectuar un Plan de Electrificación en concordancia con las necesidades del proceso de transformación y desarrollo económico y social de el Ecuador.

Mediante decreto supremo # 1042, del 10 de Septiembre de 1.973, se dicta la Nueva Ley Básica de Electrificación, en la que se reconoce a INECEL como persona jurídica de derecho público, con patrimonio y recursos propios y con autonomía económica y administrativa, con la finalidad que el Instituto tenga la suficiente flexibilidad para desarrollar el programa de electrificación y contribuya así al desarrollo de los distintos sectores económicos del País.

Esta nueva Ley asegura a INECEL la participación con el 47 % de las regalías de la producción hidrocarbúrfica.

(Fuente: Política de Electrificación del Ecuador INECEL Octubre - de 1.978.)

3.1.2 Consideraciones generales del servicio de Energía Eléctrica.- El público en general no entiende la problemática del suministro de energía eléctrica, porque se trata de un fluido intangible, identificable sólo por sus efectos. Para mucha gente la electricidad es solamente la fuente de luz, de calor, de frío, de fuerza motriz,....etc. que tiene que ser suministrada en forma continua y en buenas condiciones para que sus aparatos funcionen correctamente.

Para la mayor parte de los políticos y un importante sector ciudadano, usuarios del suministro de energía eléctrica es considerado como un servicio público de beneficio social que debe ser entregado preferentemente en forma gratuita, porque con ello se procura el desarrollo económico-social de la población servida.

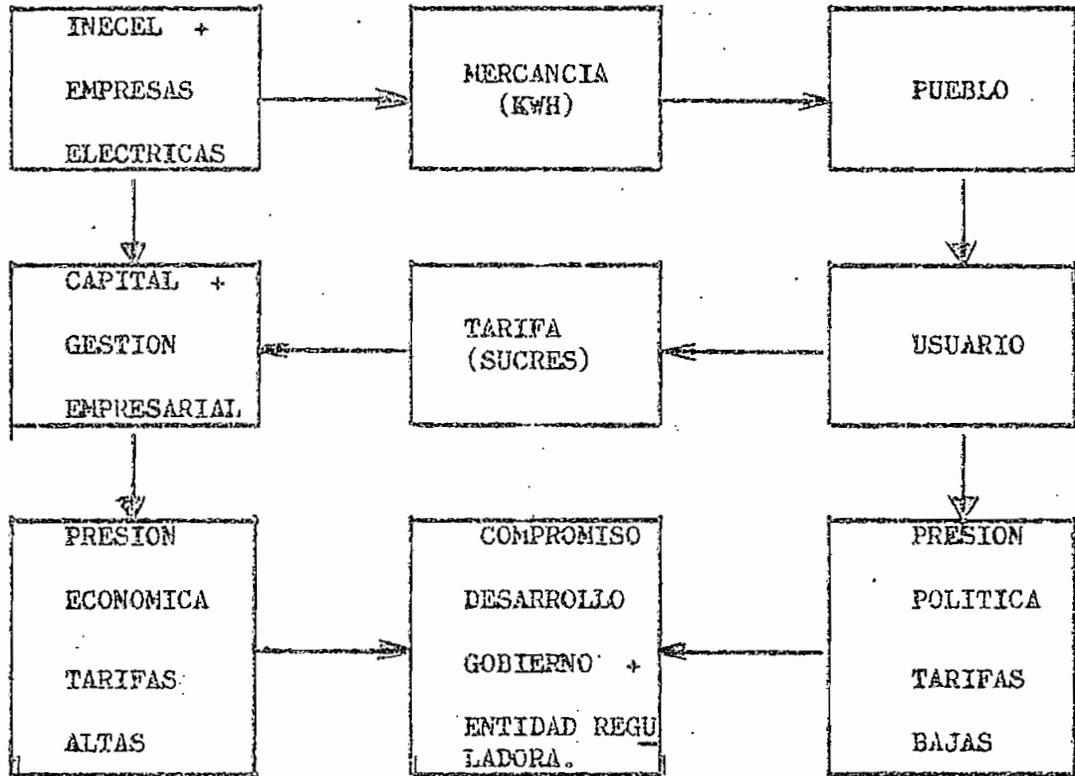
La electricidad en la vida moderna se ha convertido, por un lado en el elemento de trabajo, de producción y de progreso que es la energía productiva; por otro, en elemento de confort, de comodidad, de distracción y de descanso que es la energía de Comodidad; - es decir, se ha convertido en un elemento indispensable para el progreso y el bienestar, por lo cual constituye una aspiración nacional el contar con un buen suministro de energía eléctrica en todos los rincones de la Patria.

Por otra parte, las personas que se encargan de la generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléc

trica, consideran a esta actividad como cualquier industria y negocio y la denominan la "Industria Eléctrica", porque suministran una mercancía como cualquier otra, (que es el Kilo-vatio-hora), que es measurable y que tiene sus costos y como elemento o valor agregado, en cualquier proceso de producción forma parte de ellas y como elemento del confort y bienestar complementan el costo de vida, por cuya razón el suministro de dichas mercancías deben realizarse con tarifas justas para cada caso.

Como consecuencia de lo anterior, al tratarse del servicio de energía eléctrica y principalmente de las tarifas, se pueden afirmar que sobre este tema se habla mucho internamente, en las Empresas Eléctricas e INECEL, y constituye uno de los motivos de mayor preocupación de sus ejecutivos, y paradójicamente, se habla muy poco hacia afuera y se trata de comentar lo menos posible con el público, porque se considera que se entra en un área peligrosa por sus implicaciones políticas y emocionales, por cuya razón, considero innecesario indicar en forma esquemática el contorno económico-político en el que se desenvuelve la Industria Eléctrica.

Del esquema posterior se concluye que INECEL y las Empresas Eléctricas son servidores de la colectividad a través del suministro de energía eléctrica y que deben operar con criterio empresarial y con tarifas justas que permitan el financiamiento de la expansión del servicio.



Por otra parte el sector público o de usuarios debe comprender que se trata de un servicio cuya mercancía se entrega a domicilio y cuyo costo debe ser pagado por el que usa.

Queda claramente establecido que son servicios públicos - pagados aquellos servicios que, al ser suministrados gratuitamente o con tarifas deficitarias, son susceptibles de abuso en el uso, principalmente por parte de usuarios de mayores recursos económicos, como ocurre en el suministro de energía eléctrica, agua potable, etc.

Son servicios gratuitos aquellos servicios que no son susceptibles de abuso en el uso como el servicio de vacunas, salubridad etc.

Por tanto las tarifas de energía eléctrica deben considerarse como un instrumento político de servicios paternalistas.

Una tarifa deficitaria hace más rico al rico, produce con sujeción de los capitales destinados a esta industria, imposibilita el financiamiento de la expansión y concluye con el deterioro del servicio y el estancamiento, del proceso de producción y desarrollo económico de la región.

3.1.3 Importancia de la electrificación en el desarrollo económico en un País.- 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 sino se dispone de energía eléctrica en cantidad y a precios razonables.

En efecto existe en todos los países una alta correlación entre el consumo eléctricos y varios indicadores macroeconómicos como son el producto nacional bruto, el Ingreso Nacional per cápita el producto Industrial, 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 ingreso de 500 a 1.000 dólares/hab.-año. Finalmente, los países africanos, de ingresos inferiores a 100 US \$/hab-año, tienen consumos eléctricos que no alcanzan a 100 KWH/hab.-año.

Por otra parte, si se hace un análisis dinámico se obser-

vará, que a través del tiempo el desarrollo económico de los Países, va acompañado de un correspondiente incremento del consumo eléctrico per cápita dependiendo esta correlación de la estructura productiva - de cada país.

Así por ejemplo, una correlación múltiple entre el consumo eléctrico nacional y el producto Interno Bruto (PIB) para el Ecuador señala la relación:

$$Et = 167.9 + 5.107 \times P^{0.3916} \times e^{0.1031t} \quad \text{en donde,}$$

E_t = Consumo Eléctrico del año t

P^t = producto del año t

e = Constante neperiana (2.718.283..)

t = Indicador del año; a partir de 1.962

Esta expresión tiene un coeficiente de correlación de 0.999 y un error tipo del 2.1 % del consumo medio del período, es decir, es una correlación extraordinariamente alta.

Frente al importantísimo despegue económico que se observa y prevé en 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 implementar un Plan Nacional de Electrificación que garantice las cantidades de energía eléctrica que requiere el futuro desarrollo económico y social del Ecuador.

(Fuente: Política de Electrificación del Ecuador

División de Planificación Octubre 1976)

En casi todas sus formas, la energía eléctrica desempeña una doble función dentro del sistema económico. En efecto es a la vez un bien de consumo final y un bien intermedio, es decir, un insumo en casi todos los procesos productivos tanto de bienes como de servicios. Como el nivel de insumo energético es uno de los elementos determinantes de la productividad manufacturera, condiciona también el nivel de ingreso por habitante de la comunidad.

Además, el nivel de ingreso influye directamente en el consumo de energía del consumidor final y en sus posibilidades de adquirir bienes duraderos de consumo que requieren, para su funcionamiento, la utilización de la energía en sus diversas formas.

De aquí que existe una estrecha interdependencia no solo entre nivel de ingresos y el consumo eléctrico, sino también entre este último y el ritmo de inversiones de la economía. El hecho de que exista esta interdependencia en manera alguna significa que el nivel de ingreso determine únicamente el nivel de consumo eléctrico ya que gracias a la flexibilidad de las formas de energía, se producen sustituciones de una forma u otra..

Historicamente, el uso de la energía inanimada ha ido cambiando e influyendo a la vez el progreso de la humanidad. En la medida en que se pudieran ir empleando fuentes externas de energía, y reemplazando el trabajo humano aumentó el ritmo de progreso y del desarrollo económico de los pueblos. No parece necesario detallar las etapas del empleo de estas fuentes de energía, por ser bastan

te conocidas, pero parece de interés mencionar los sucesivos inventos que permitieron un progreso cada vez más rápido. Junto con el reemplazo del trabajo humano, logrado a través de la dominación y empleo de la fuerza animal, de la leña, del carbón, del petróleo, de la fuerza hidráulica, y en menor carácter de la energía del viento, del sol y de las mareas, cobraron especial importancia las invensiones de la rueda, de la herradura y de los arneses, los molinos de agua y de viento, la máquina de vapor, los motores eléctricos, etc. hasta llegar a constituir hoy parte importante de un abanico enorme de diferentes equipos y procesos.

En nuestros días, la electricidad a nivel de consumo ocupa sin duda un lugar de suma importancia, no sólo por las ventajas de orden técnico que aporta para el mejor desarrollo industrial, minero y agrícola, sino también por las ventajas sociales que acarrea su uso. En efecto si reflexionamos sobre el papel que Ella tiene en los hogares, y no solo en ellos, sino también en el trabajo nuestro, ventajas que ya forman parte inherente de nuestra manera de vivir actual, casi parece que no seríamos capaces de encontrar sustitutos si ella nos llegará a faltar. Ahora bien, Cuáles han sido las razones para que la electricidad juegue un papel tan esencial en nuestra civilización?

Así la energía eléctrica se transforma directamente en otras formas de energía como: Mecánica, Térmica, Luminosa, Química, las cuales son de rendimientos excelentes, dentro de los límites ima

ginables. Por otra parte, se presenta como un flujo continuo tan fácilmente divisible como cualquier otro flujo energético, o aún mejor sin tener limitaciones de transformación directa como ellos.

De aquí se explica el desarrollo importante de los sistemas de distribución de la energía eléctrica, por ser la forma más apropiada de repartir energía entre los consumidores de las más variadas formas y magnitudes. Como forma intermedia de la energía puede obtenerse de cualquier otra forma de energía, aunque no todas estas transformaciones son igualmente fáciles. Generalmente los rendimientos asociados son bastante menos buenos que en el sentido opuesto, o de técnicas costosas, por lo que se limita a casos muy particulares. En estos momentos del desarrollo técnico, pueden aumentarse los rendimientos de estas transformaciones solamente haciendo uso de instalaciones de grandes dimensiones, que obliga al transporte masivos de energía. Su gran desventaja reside en la imposibilidad, de poder acumular directamente (excepto en cantidades limitadas en condensadores), pudiendo solo guardarse por pocos minutos en esta forma. Transformada en otro tipo de energía (por ejemplo Química en acumuladores), sufre inmediatamente las limitaciones tecnológicas del proceso de doble transformación y de las dimensiones físicas que tienen estas instalaciones. Felizmente la energía eléctrica es fácilmente modulable, cualquiera que sea la cantidad en juego

Esto remedia en parte su imposibilidad virtual de acumulación pudiéndose realizar y controlar un equilibrio permanente, no

sólo estático sino dinámico, entre la producción y el consumo, que permite fácilmente una autorización. De esta manera la energía eléctrica tiene a su favor importantes cualidades, debido a su flexibilidad y adaptación y facilidad de manejo que, sumadas a especialísimas ventajas como son: Su limpieza ecológica, silenciosa presencia y ausencia de residuos en su utilización final, a hecho que se apodera de la forma de vida en la sociedad que tenemos actualmente. Estas ventajas explican porqué ella sigue teniendo una dinámica especial, estrechamente ligada al proceso general de innovaciones y de avances tecnológicos, haciendo que históricamente la tasa de crecimiento del consumo eléctrico supere holgadamente la del incremento del producto bruto. Por este motivo, algunos economistas describen el incremento de la demanda eléctrica de un País determinado, en función del tiempo, como resultado de dos vectores, el primero de los cuales representaría el movimiento a lo largo de la relación consumo-ingreso que corresponde a un aumento de este último, y un segundo vector que representa un movimiento vertical de la línea misma, a consecuencia de el avance tecnológico, de una mejor distribución del ingreso y de la sustitución por la electricidad de otras formas de energía.

En último término estos dos componentes no son movimientos independientes entre sí, ya que tanto las innovaciones tecnológicas como la mejor distribución del ingreso son algunas de las principales fuerzas dinámicas de la inversión, y del proceso general de desarrollo económico.

3.2. Plan Nacional de Electrificación.

Objetivos y Políticas.— El objetivo del Plan Nacional de Electrificación es el de suministrar suficientes cantidades de energía eléctrica, a precios razonables, y en coordinación con los otros subsectores energéticos, para coadyudar a incrementar el nivel económico, y social de los Ecuatorianos. Las políticas de INECEL para lograr los objetivos del plan Nacional de Electrificación podrían resumirse en lo siguiente:

- a) Robustecer la tecnología Nacional, y por lo tanto reducir al mínimo la dependencia tecnológica.
- b) Tener el uso intensivo de los recursos hidráulicos y en general buscar fuentes de energía sustitutivas de los hidrocarburos.
- c) Utilizar prioritariamente los insumos nacionales en el proceso de ejecución del plan de Obras.

Estrategia del Plan.— Con la finalidad de enfrentar la ejecución del plan Nacional de Electrificación se ha previsto como estrategia dos fuentes de Trabajo:

- a) Los Sistema Eléctricos regionales; y
- b) El Sistema Nacional Interconectado.

Los Sistemas Eléctricos Regionales responden a una necesidad imperiosa de integrar los pequeños sistemas Eléctricos que actualmente están operando en forma aislada y poco eficiente, de manera que, robustecidos económicamente pueden adquirir los recursos,

técnicos necesarios para atender en forma satisfactoria la gestión inherente y la distribución y comercialización de la energía eléctrica que recibirán del S.N.I.

LOS SISTEMAS ELECTRICOS REGIONALES.- Los Sistemas Eléctricos Regionales que se han definido son los siguientes:

Sistema Norte.- Este Sistema comprende las provincias del Carchi e Imbabura y los cantones Cayambe y Pedro Moncayo de Pichincha.

Sistema Pichincha.- Este Sistema que comprende la Provincia del mismo nombre es uno de los de mayor importancia puesto que en él se encuentra la ciudad de Quito Capital de la República del Ecuador, y principalmente Centro de Consumo del País.

Sistema Centro Norte.- El Sistema Centro Norte comprende las Provincias de Cotopaxi, Tungurahua, Pastaza, Chimborazo y Bolívar.

Sistema Centro Sur.- Este Sistema comprende las provincias de Cañar y Azuay.

Sistema Sur.- Comprende las provincias de Loja y Zamora Chinchipe.

Sistema Esmeraldas.- Este Sistema comprende la provincia de Esmeraldas, que reviste mucha importancia en el aspecto industrial, puesto que aquí se instala la refinería Estatal.

Sistema Manabí.- Comprende este Sistema la Provincia de Manabí.

Sistema Guayas-Los Ríos.- Este Sistema, el mayor de los Sistemas -

Regionales, comprende las Provincias de Guayas y los Ríos. El Sistema Guayas-Los Ríos, reviste particular importancia por cuanto aquí se encuentra la ciudad de Guayaquil, principal puerto marítimo del País, y el mayor centro de consumo de energía eléctrica.

Sistema El Oro. Este Sistema comprende la Provincia de El Oro.

Sistemas Menores. Los Sistemas menores son pequeños proyectos que se realiza en áreas del País, que por su ubicación geográfica no pueden participar del Sistema Nacional Interconectado o que su integración se prevé a largo plazo y que por lo tanto serán pequeños centros de Generación, junto a sus respectivos mercados.

EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. El Sistema Nacional Interconectado esta constituido por las grandes Centrales Hidroeléctricas, como Pisayambo (69 MW) y Paute I (500 MW), las Centrales Térmicas de gran importancia instaladas en Quito y Guayaquil, y el Sistema Nacional de Transmisión consiste en 1.700 Km. de líneas de muy alto voltaje (230 Kv y 138 Kv). Este Sistema de propiedad de INECEL entregará la energía en bloque a los Sistemas Regionales, quienes se encargarán de la distribución y comercialización.

Todo esto según como se estipula en el folleto denominado: Política de Electrificación del Ecuador.

3.3 ENTIDAD REGULADORA.

En el diagrama del contorno económico-político del punto 3.1.2., juega un papel de suma importancia el organismo que en representación del Gobierno, actúe como entidad Reguladora, teniendo como objetivo el desarrollo integral y nacional del País y buscando siempre el equilibrio entre las dos grandes presiones que se generen alrededor de las tarifas que son: por un lado la presión económica por tarifas altas para la expansión del servicio originada en las Empresas Eléctricas e INECEL, y por otro lado, la presión política por las tarifas bajas para un servicio social.

Los dos sectores generadores de presiones contrapuestas, argumentan que buscan el desarrollo económico del pueblo.

Son funciones de la Entidad Reguladora, entre otras, las siguientes:

- a) Impedir que las Empresas Suministradoras de Energía Eléctrica obtengan ganancias exageradas por la venta del servicio y exploten así a los usuarios.
- b) Permitir y ayudar que las empresas eléctricas e INECEL a través de la venta de energía eléctrica, no pierdan sus capitales y más bien obtengan ganancias razonables sobre sus inversiones, para que así puedan financiar la expansión del servicio.
- c) Determinar los niveles de las ganancias razonables, de acuerdo a las condiciones del mercado de Capitales para este tipo de negocio.

- d) Autorizar decrementos o incrementos de tarifas, previa la verificación de los factores concurrentes para tal objeto.
- e) Autorizar inversiones en equipamiento para el suministro de energía eléctrica y velar que estas se ejecuten con eficiencia y para que sobre costos indevidos no afecten al precio de venta del servicio.
- f) Velar y cuidar que la eficiencia operacional y empresarial de las empresas suministradoras de energía eléctrica se mantengan dentro del límite razonable.
- g) Atender quejas y reclamos de clientes relacionados con el suministro de energía eléctrica.

3.4 RECURSOS ENERGETICOS EXISTENTES.

El sector energético Nacional, aún no ha sido estudiado debidamente y por lo tanto no se dispone de un inventario general de todos los recursos energéticos del Ecuador. De los subsectores energéticos en explotación, se tienen estudios y estimaciones de su magnitud, pero de los recursos que aún no se ha explotado, o su explotación ha sido insipiente, no se tienen estimaciones de su magnitud. Por ejemplo, el caso de los recursos geotérmicos, mareomotriz o eólico,

Es innegable la importancia que tiene para el País el conocimiento cabal de todos los recursos energéticos, pues sólo a partir de ese conocimiento se puede planificar un aprovechamiento racional de todos los recursos que disponemos.

a) Recursos Hidráulicos.- El inventario y planificación del aprovechamiento racional del agua, requiere que disponga de la información más completa posible de los factores locales, regionales y nacionales, e inclusive internacionales que tienen influencia en el proyecto, construcción, operación y conservación de las obras que se proponen.

De esta manera se puede conseguir que los aprovechamientos se exploren en un orden adecuado y de una forma racional y equilibrada. De allí que INECEL en análisis preliminar ha procedido a efectuar un inventario de las 15 cuencas hidrográficas más importantes del País, determinando el potencial linial bruto, en base en todos los datos disponibles: Cartografía, escala 1 : 1'000.000 y el mapa de isoyetas medias anuales, preparadas por el Instituto nacional de Hidrología y meteorología (INAMHI) para determinar la aportación media anual.

Como resultado de este estudio INECEL ha encontrado que el País dispone de una potencia linial bruta de 54258500 Kilovátios en una área de 122835 Kilometros cuadrados. Las cuencas estudiadas y su potencial linial bruto se detalla a continuación.

Ver el cuadro siguiente:

| C U E N C A S | POTENCIAL BRUTO |
|---------------|------------------------------|
| 1. Mira | 2.136.0 (miles de Kilovatio) |
| 2. Esmeraldas | 10.051.1 |
| 3. Daule | 453.3 |

| C U E N C A S | POTENCIAL BRUTO (miles de Kilovatioes) |
|---------------------|-------------------------------------------|
| 4. Babahoyo | 5.241.6 |
| 5. Cañar-Naranjal | 419.0 |
| 6. Jubones | 463.1 |
| 7. Pindo-Puyango | 397.8 |
| 8. Catamayo-Chira | 1.051.1 |
| 9. Mayo-Numbala | 914.4 |
| 10. Zamora | 5.038.0 |
| 11. Pastaza-Palora | 5.347.6 |
| 12. Nanangoza | 5.512.6 |
| 13. Napo-Iatunyacu | 9.845.3 |
| 14. Coca-Quijos | 4.497.0 |
| 15. Aguarico-Condño | <u>2.890.6</u> |
| T O T A L | 54.258.5 |

b) Petróleo.- La reserva recuperable de petróleo en el Oriente Ecuatoriano es todavía desconocida. Se estima que la Cuenca sedimentaria con explotación tiene una reserva recuperable de alrededor de 2.000 millones de barriles. Es decir, que al ritmo de explotación, que ha previsto el Gobierno, esta reserva duraría alrededor de 25 años. Considerando las reservas probadas de petróleo, el Ecuador se ubicaría en tercer lugar en el conjunto de los Países Latinoamericanos, en cuanto a ese tipo de riqueza. Con la finalidad de ilustrar esta afirmación, se indican a continuación las reservas proba-

das de petróleo de los países latinoamericanos según cifras oficiales.

| P A I S | PETROLEO CRUDO (millones de barriles) |
|------------|------------------------------------------|
| Argentina | 1.573. |
| Bolivia | 197 |
| Brasil | 857 |
| Colombia | 890 |
| Chile | 189 |
| Ecuador | 2.000 |
| México | 2.880 |
| Perú | 234 |
| Trinidad | 600 |
| Venezuela | 14.027 |
| T O T A L: | 23.447 |

La reserva total de América Latina, presenta tan sólo el 4.3 % de la reserva mundial que para 1.970 fué de 453.609 millones de barriles. Es importante anotar que las reservas de Ecuador, México y Venezuela representan el 80 % de las reservas de toda América Latina.

c) Gas Natural.— Las reservas probadas de Gas Natural que pueden ser explotables son de 500 billones de pies cúbicos, ubicados en el Golfo de Guayaquil en un área aproximada 500000 hectáreas.

Es posible que las reservas sean mayores, y con el fin de determinar la magnitud de este recurso se están haciendo investigaciones. Esta reserva conocida de Gas Natural, presenta tan sólo el 0.75 % de la reserva Latinoamericana que hasta diciembre de 1.970 fué de 86.063 billones de pies cúbicos.

d) Vegetales.- La leña constituye tal vez la única fuente de energía calórica para el 66 % de la población del Ecuador.

Se ha estimado que en 1.972 se consumieron aproximadamente 3 millones de toneladas de leña, lo cual representa el 39 % de la energía total consumida en el País, en ese mismo año. Como veremos, esta energía procedente de leña, presenta el 90 % de la energía consumida en los hogares Ecuatorianos. Aproximadamente del 40 % del territorio ecuatoriano está cubierto por bosques naturales o artificiales, los cuales constituyen una fuente energética de importancia.

De acuerdo con la información de la Dirección Forestal a cargo del Ministerio de Agricultura, el Ecuador dispone de las siguientes superficies dedicadas a bosques:

| | (miles de hectáreas) | | TOTAL |
|------------|-------------------------|----------------------|--------------|
| | BOSQUES ARTIFICIALES | BOSQUES NATURALES | |
| 1. Sierra | 1.567 | 2.304 | 3.871 |
| 2. Costa | 440 | 2.407 | 2.847 |
| 3. Oriente | <u>278</u> | <u>2.940</u> | <u>3.218</u> |
| T O T A L: | 2.285 | 7.651 | 9.936 |

Si se considera que el 40 % de los bosques son accesibles y su explotación económica, la producción total de leña sería del 36 millones de metros cúbicos por año, lo que equivale a 73 millones de Kilovatios-Hora, es decir, 50 veces la producción de energía eléctrica del País, en 1.975.

e) Basura.-- El tratamiento de la basura constituye un verdadero y complicado problema para los principales centros urbanos del Ecuador pues se estima que entre Quito y Guayaquil se produjo, en 1.975, alrededor de 1.100.000 toneladas. Puesto que la basura contiene materias combustibles, constituye un recurso energético que por su magnitud es necesario considerarlo.

Se estima que la producción de basura de Quito y Guayaquil tiene un equivalente energético de 450 millones de Kilovatios-Hora lo cual representa aproximadamente el 30 % de la producción Nacional de energía eléctrica en 1.975.

Seguramente en el futuro deberá pensarse en la utilización de la basura como un medio para satisfacer alguna demanda energética y contribuir a resolver el problema de su tratamiento.

f) Carbón.-- En el área de Biblián (Provincia de Cañar), existe una reserva de Carbón mineral. Se estima que la reserva es superior a 3 millones de toneladas métricas.

Los estudios que se hicieron de este recurso determinaron que el Carbón tiene un alto contenido de cenizas y humedad, razón

por la cual su poder calorífico es bajo; y no se procedió a su utilización.

Sin embargo considerando el alto costo de los combustibles sería recomendable estudiar su factibilidad económica, como fuente sustitutiva de los hidrocarburos.

g) Otros.- Las parafinas y otras materias orgánicas como el cebo sirvan conjuntamente con las lámparas de petróleo, Kerosene o Kerex en el área rural y en las áreas urbanas no electrificadas para obtener luz.

En el año de 1.975 se estima que se consumieron 1.500 toneladas métricas en velas para el alumbrado nocturno.

(Fuente: Política de Electrificación del Ecuador)

3.5 TECNOLOGIA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

La Industria Eléctrica convierte las caídas de agua, el carbón, el petróleo, el gas, los vientos, el calor de los focos volcánicos, la radioactividad, la radiación solar, etc., en energía eléctrica que la distribuye a los consumidores. Por consiguiente la Industria Eléctrica es como una fábrica que produce, distribuye y cobra por sus mercancías.

En la actualidad no existe limitación técnica en cuanto al proceso de producción, transporte, distribución y entrega de la energía eléctrica; la ciencia ha superado todos los obstáculos; la única limitación que en ocasiones es difícil de superar, es la econó-

mica, por lo cual es la más importante y hay que analizarlo con mayor detenimiento.

El proceso de abastecer energía eléctrica es aditamento mecanizado y automatizado, el producto tiene que ser fabricado y enviado en el mismo instante en que el cliente desea, pues no es posible, el almacenamiento en un fluido eléctrico. Esto significa que todas las partes de la instalación de un sistema, como: centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones, redes de distribución, y, acometidas deben ser de capacidad suficiente para abastecer la demanda coincidente y máxima, que todos los abonados pudieran hacer al mismo tiempo. Consecuencia de este hecho es que la Industria Eléctrica se caracteriza por ser una actividad que demanda inversiones muy altas y, de lenta recuperación, las cuales son función de la potencia y demanda máxima (KW) del sistema.

Además, si se quiere mantener el servicio durante las 24 horas del día, la Industria Eléctrica debe disponer a lo largo de todas sus instalaciones, desde las casas de máquinas hasta los medidores de los abonados, suficiente personal para mantener y proporcionar el servicio requerido, sin descuidar el flujo de combustible y otros materiales de operación y mantenimiento que son función de la producción del Kilo vatios-hora (KWH) del sistema.

El suministro de energía eléctrica, por razones económicas y de servicio a la comunidad, está considerado como una industria de economía de escala y monopolio natural.

La investigación e interconexión de los sistemas eléctricos existentes trae ventajas y economías evidentes en el suministro de energía eléctrica, las cuales pueden enumerarse en la siguiente, forma:

1) Ahorros e Inversiones

a) La Inversión por unidad de potencia (Kilovatio) es menor en grandes centrales que en pequeñas y este valor disminuye conforme aumenta la capacidad o potencia de la central.

b) El Factor de diversidad de varias cargas o regiones y de un gran número de abonados permite tener menor potencia de generación por cada consumidor.

c) La capacidad o potencia de reserva requerida por unidad de carga o por consumidor es menor conforme aumenta la interconexión de sistemas y el número de abonados servidos.

d) La capacidad o potencia sobrante de un sistema se reduce a un mínimo para cargas mayores y para sistemas interconectados e integrados.

2) Ahorros en Gastos de Operación

a) El costo de operación por unidad de potencia (Kilovatio) o por unidad de energía (Kilovatio-Hora) es menor en grandes centrales que en pequeñas.

b) Un mismo costo de administración es distribuido en un mayor número de usuarios o de Kilovatios-hora generados, cuando se ha logrado integrar varios sistemas eléctricos pequeños en un solo grande.

- c) Cuanto más grande es la empresa o el sistema, mejores técnicos y personal obtiene y con ellos se aumenta la eficiencia del sistema, reduciéndose las pérdidas de potencia y energía a un mínimo.
- d) El costo de compra, manipuléo, almacenamiento, etc. de mate-
riales, de operación y mantenimiento es menor cuando se hace - en grandes cantidades que en pequeñas.
- e) La interconexión con otros sistemas proporciona más confiam-
za en el servicio y mejor aprovechamiento de todos los recursos disponibles.

Todos los elementos de economía de escala enunciados anteriormente, junto con otros de menor escala de importancia omitidos en el presente estudio, influyen decididamente en el costo del servicio, y son considerados en la tecnología y economía de la Industria Eléctrica y sirven para indicar la tendencia moderna de Integración e interconexión hasta a niveles internacionales y con ma-
yor nivel nacional, en el caso ecuatoriano y concluyen el suministro de energía eléctrica, por razones económicas es de "Monopolio Natural".

Con el objeto de facilitar la comprensión de los temas anteriores se incluye a continuación una serie de gráficos y cuadros que permiten conocer la situación en que se encuentra el desarrollo eléctrico en América Latina, utilizando algunos índices publicados, por la CEPAL (Simposio Técnico sobre América Latina y los problemas actuales de la energía, Sep. 1.974), por la ONIC de la ENDESA-CHILE

(Producción y Consumo de la energía eléctrica en Chile, 1974) y por la Naciones Unidas, (Statistical Yearbook, 1974).

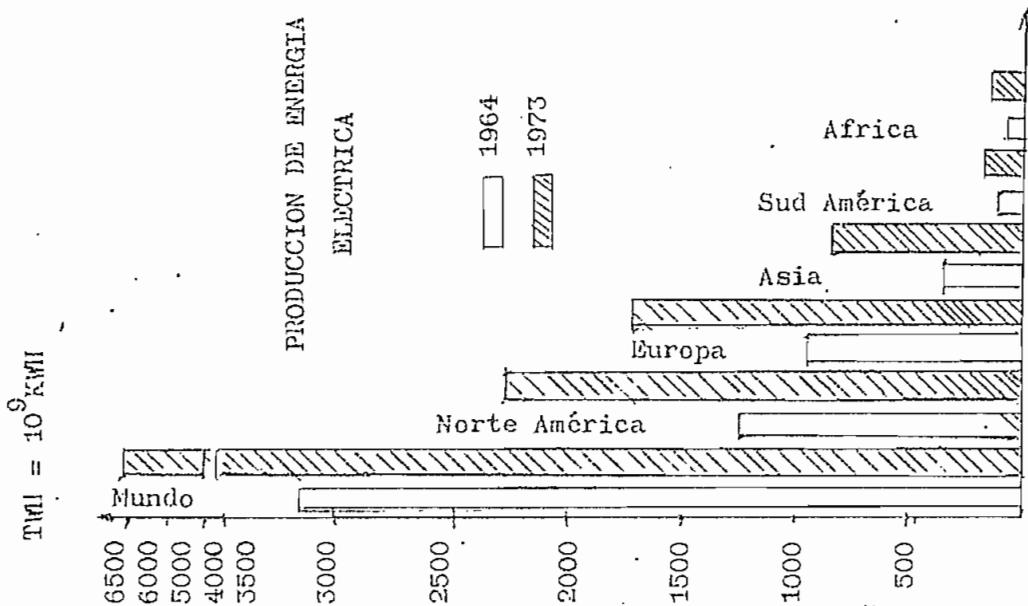
Si se define el coeficiente de electrificación como el cociente entre el consumo de energía eléctrica anual expresado en KWh, y el consumo de combustible (Neto) comerciales, medido en Kg. de petróleo equivalente, de 10.500 Kcal, por Kg., se obtiene el cuadro.

COEFICIENTES DE ELECTRIFICACION

| <u>PAIS</u> | <u>1.961</u> | <u>1.970</u> | <u>1.972</u> |
|-------------|--------------|--------------|--------------|
| Argentina | 0.87 | 1.08 | 1.18 |
| Bolivia | 1.62 | 1.52 | 1.56 |
| Brasil | 1.82 | 1.90 | 1.98 |
| Chile | 1.48 | 1.44 | 1.64 |
| Colombia | 0.81 | 1.27 | 1.60 |
| Costa Rica | 3.26 | 2.62 | 2.87 |
| Cuba | 1.04 | 0.76 | 0.91 |
| Ecuador | 1.01 | 1.02 | 0.98 |
| El Salvador | 1.47 | 1.41 | 1.68 |
| Guatemala | 0.78 | 1.07 | 1.34 |
| Guayana | 0.47 | 0.94 | 0.89 |
| Haití | 2.38 | 1.69 | 1.62 |
| Honduras | 0.52 | 0.90 | 1.02 |
| Jamaica | 1.21 | 1.58 | 1.99 |
| Mexico | 0.74 | 0.95 | 1.05 |

| <u>PAIS</u> | <u>1.961</u> | <u>1.970</u> | <u>1.972</u> |
|----------------------|--------------|--------------|--------------|
| Nicaragua | 1.38 | 1.43 | 1.89 |
| Panamá | 0.94 | 2.86 | 3.47 |
| Paraguay | 1.16 | 1.25 | 1.57 |
| Perú | 1.21 | 1.32 | 1.28 |
| República Dominicana | 2.17 | 4.89 | 8.24 |
| Trinidad y Tobago | 0.30 | 0.44 | 0.39 |
| Uruguay | 1.23 | 1.70 | 1.81 |
| Venezuela | 0.78 | 1.06 | 0.86 |

A continuación se expresa la producción de energía eléctrica en miles de millones KWh (TWh)



Un mejor índice lo constituye el consumo específico de energía eléctrica por habitante al año,:

CONSUMO BRUTO DE ENERGIA ELECTRICA POR HABITANTE EN 1.974 EN EL E-

CUADOR Y OTROS PAISES

KWh / habitante al año

| | | | |
|---------------------|--------|------------|-------|
| Noruega | 19.203 | Yugoslavia | 1.867 |
| Canadá | 12.409 | Hungría | 1.811 |
| Estados Unidos | 9.160 | Grecia | 1.569 |
| Suecia | 9.103 | Venezuela | 1.475 |
| Finlandia | 6.250 | Portugal | 1.228 |
| Suiza | 5.620 | Sambia | 1.187 |
| Austria | 5.228 | Argentina | 1.127 |
| Alemania Occidental | 5.022 | Jamaica | 1.064 |
| Reino Unido | 4.886 | Chile | 886 |
| Alemania Oriental | 4.733 | Uruguay | 777 |
| Austria | 4.482 | Costa Rica | 732 |
| Vélgica | 4.324 | México | 724 |
| Holanda | 4.059 | Brasil | 684 |
| Rusia | 3.869 | Panamá | 675 |
| Checoslovaquia | 3.823 | Colombia | 562 |
| Dinamarca | 3.820 | Perú | 474 |
| Francia | 3.378 | Nicaragua | 410 |
| Israel | 2.775 | Urquía | 335 |

| KWh / habitante al año | | | |
|------------------------|-------|----------------|------------|
| Polonia | 2.719 | El Salvador | 228 |
| Vulgaria | 2.627 | Paraguay | 206 |
| Italia | 2.562 | <u>Ecuador</u> | <u>205</u> |
| Irlanda | 2.504 | Honduras | 191 |
| España | 2.300 | Bolivia | 186 |
| | | Guatemala | 185 |

(Fuente: Energía Eléctrica Chile-Septiembre de

- 1.976 -)

Nota: El valor correspondiente al Ecuador es muy aproximado ya que el promedio de KWh/habitante servido es de 374 y el KWh/habitante total es de 155

3.6. USOS DE LA ENERGIA ELECTRICA

El consumo y las pérdidas.- La forma como se distribuyó porcentualmente la energía generada en el servicio público en 1.973 y su evolución en los últimos 15 años aparece en el cuadro siguiente, se ha ido teniendo una operación más económica de la Industria Eléctrica, mejoría que se asentó en el último tiempo.

En el cuadro siguiente observamos el Incremento de las ventas de los servicios públicos a los consumidores industriales, y que en 1.973 alcanzaron al 44 % de la generación total. Por otra parte, si bien las pérdidas en la transmisión y distribución se mantienen todavía a un nivel alto (16.2 % de la generación), ellas han

venido descendiendo, en especial en los últimos tres años.

DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL

SERVICIO PUBLICO

| <u>SECTOR</u> | <u>1.958</u> | <u>1.940</u> | <u>1.973</u> |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Industrial | 29.9 | 36.6 | 44.0 |
| Residencial y Comercial | 38.0 | 33.1 | 28.7 |
| Otros | 14.6 | 13.1 | 11.1 |
| Perdidas | 17.5 | 17.2 | 16.2 |
| T O T A L: | 100.0 | 100.0 | 100.0 |

Fuente CEPAL.

La parte de estas pérdidas que podría ser eliminada económicamente recarga inutilmente las inversiones en la capacidad generadora y aumenta las dificultades financieras de las empresas.

Además como una parte importante de la producción es térmica, se ha elevado sustancialmente su costo como consecuencia de los precios alcanzados por los combustibles.

Estimando en 6 % de la generación total, las pérdidas en excesos sobre los promedios habituales en Países desarrollados (óptimo económico), el equivalente en combustible generado sin beneficio alguno representa actualmente unos 200 millones de dolares anuales, y la mayor capacidad en las Instalaciones involucra una inversión inproductiva equivalente a unos 1500 millones de dolares.

CEPAL terminaba este análisis recomendando entre otras medidas:

- el cambio de centrales que utilicen Fuel-Oil por Sistemas que aprovechen el carbón, gas natural o ambas cosas, en los países que, cuenten con estos combustibles.
- El desarrollo acelerado de la explotación de recursos hidroeléctricos.
- Un nuevo estudio de posibilidades y perspectivas para centrales nucleares.
- Una integración de sistemas de servicio público mediante interconexiones internas o entre países, para eliminar equipos térmicos pequeños, de bajo rendimiento, y para complementar recursos entre sistemas de divergas características.

Es indudable que estas recomendaciones esta siendo tomadas en cuenta en América Latina, aún cuando su resultado sólo podran advertirse a cierto plazo.

(Fuente: La Energía Eléctrica en Chile)

Los usuarios de la energía eléctrica pueden usarla a voluntad y a cualquier hora del día, sea por períodos cortos o por períodos largos. La demanda por el servicio eléctrico puede variar en el día en grandes cantidades; pueden haber horas en las cuales casi no hay utilización de la potencia instalada en el sistema y hay horas en las cuales todas las instalaciones trabajan a plena capacidad

Si se registran, hora tras hora, las demandas coincident-

tes de todos los abonados de un sistema durante todos los días, se nota que existe una tendencia a utilizar el servicio eléctrico a las mismas horas y a dejar desocupado el sistema a otras, produciendo en cada día picos y valles en las denominadas curvas de carga de el Sistema.

La gran variedad de consumidores y la diversidad de uso, que se da a la energía eléctrica, hace que la modulación de la curva de carga sea diferente para cada sistema. El clima, las costumbres, el grado de industrialización, el nivel cultural y económico, de los usuarios, etc. son factores que influyen en la curva de carga, se ha ideado una clasificación de los usuarios, de acuerdo al uso que ellos dan al servicio eléctrico, clasificación que es utilizada principalmente para fines de tarificación.

Clasificación de los Usuarios.

- a) Servicio Residencial. Se denomina así al suministro de energía eléctrica a casas, edificios, departamentos, etc. destinados exclusivamente para residencia del abonado.
- b) Servicio Comercial o General. Se denomina así al suministro de energía eléctrica a casas, edificios, departamentos, etc. destinados por el abonado o sus inquilinos para fines de negocios o actividades profesionales, educacionales, institucionales, y a locales o áreas de recreo destinadas a cualquier actividad por lo cual su propietario o sus arrendadores reciben alguna remuneración del público que ha ellos concurre.

- c) Servicio Industrial.- Se denomina así al suministro de energía eléctrica a motores eléctricos que mueven maquinarias destinada a la elaboración de cualquier producto en fábricas, talleres, etc. Para calefacción (Hornos) en cualquier proceso de elaboración, para procesos electrolíticos, o en general para cualquier proceso de producción industrial y artesanal.
- d) Alumbrado Público.- Se denomina así al suministro de energía eléctrica para alumbrados de calles, plazas, parques, sitios de recreo, pilas luminosas, etc. que son para libre ocupación del público. Además de los servicios antes indicados y por condiciones propias de nuestro país se ha desido crear también las dos clasificaciones siguientes:
- e) Entidades Oficiales, y
- f) Otros.

Se podría afirmar que la agrupación antes indicada es la agrupación clásica, sin embargo, la crisis energética vivida últimamente, también ha sacudido fuertemente a la Industria Eléctrica y esta ha tenido que revizar sus políticas de equipamiento y suministro de energía eléctrica, por lo cual se están buscando mecanismos, que permitan detener el consumo de la energía en programas de producción y por esta razón se está pensando en dividir el uso de la energía eléctrica solo en dos grandes categorías que serían: "Energía de Productividad" y "Energía de Comodidad". No existe consenso en esta nueva clasificación y habrá que esperar todavía algún...

Tiempo para que se apliquen esos nuevos conceptos.

3.7 POLITICA A SEGUIRSE PARA UN MEJOR APROVECHAMIENTO SOCIAL DE LA ENERGIA ELECTRICA.

Una vez comprendido todo lo relacionado con la operación de la electricidad, también podremos entender la importancia que todas las personas con su participación ayuden a buscar mejores soluciones para que INECEL y todos los Sistemas puedan dar un eficiente servicio colaborando en el desarrollo técnico, social, y económicos, ecuatorianos. También podemos decir que todos nosotros nos convertimos en parte del costo de servicio recibido, siendo además corresponsables de la mayor o menor eficiencia del suministro energético, si somos conscientes, que nuestras acciones en INECEL y las empresas influyen en el costo de servicio recibido todos trabajaríamos con mayor dedicación ya sea individual, o como un grupo de personas que en suma darían un mejor resultado empresarial con un suministro de energía más barata. Por eso INECEL debe preocuparse en mejorar la organización del Instituto en bien del servicio que puede dar al Ecuador.

También entenderemos que la Entidad Reguladora no solo se preocupa por la elevación de tarifas sino por el verdadero desarrollo socio económico ecuatoriano que es dependiente del mejor servicio que se da.

METAS DE DESARROLLO ELECTRICO .- Las metas de desarrollo eléctrico adoptadas en el plan de desarrollo económico y social del gobierno son las siguientes:

3.7.1 Población a electrificarse.- Para facilitar la programación de la electrificación, se ha dividido a la población en cuatro grupos definidos de la siguiente manera.

- a. Población Urbana.- Aquella que tiene su residencia en las capitales de provincia y en las cabeceras cantonales.
- b. Población Periférica.- Aquella que tiene su residencia en las zonas periféricas a las capitales de provincia y cabeceras cantonales.
- c. Población de Cabeceras Parroquiales.- Aquella que tiene su residencia en las cabeceras parroquiales.
- d. Población Rural.- Aquella que se encuentra en la periferie de las cabeceras parroquiales, los caseríos y otros recintos y centros de población.

En base a esta clasificación, se han establecido las siguientes metas para la población a electrificarse:

| | 1 9 8 0 | 1 9 9 0 |
|--------------------------|-----------|------------|
| - Población Urbana | 90 - 95 % | 95 - 100 % |
| - Población Periférica | 50 - 80 % | 80 - 90 % |
| - Cabeceras Parroquiales | 80 - 90 % | 90 - 95 % |
| - Zona Rural | 30 - 40 % | 40 - 60 % |

3.7.2 Consumo Industrial.- Considerando que el consumo industrial es uno de los consumos más importantes del País, conviene relievesu meta. En este sentido se ha establecido que el crecimiento del consumo industrial será tal que permitirá abastecer al sector industrial. En

el supuesto de que el producto industrial Bruto, crecerá con una tasa no menor del 10% acumulativo anual.

3.7.3 Consumo Promedio.- En general el Plan Nacional de Electrificación e laborado por INECEL, logrará las siguientes metas:

| | 1985 | 1990 |
|------------------------------------|--------------|---------------|
| - Consumo de Energía por habitante | 550 KWh/hab. | 880 KWh/habt. |
| - Vativos de demanda por habitante | 150 Vat/hab. | 200 Vat/habt. |
| - Población servida | 70 % | 85 % |

Lo indicado anteriormente obtuve del folleto que habla y estudia la Política de Electrificación del Ecuador Oct/1976.

CAPITULO CUARTO

REQUERIMIENTOS DE POTENCIA Y ENERGIA DEL ECUADOR

4.1. SITUACION ACTUAL DE LA PRODUCCION DE LA ENERGIA ELECTRICA DEL ECUADOR.

Basándonos en el Censo que se realizó en el año 1974 he elaborado el cuadro Nº 23 del ANEXO I. Podemos decir que a la fecha actual (año 1978), la población ecuatoriana alcanza a 7,20 millones de habitantes, según una proyección de las estadísticas de INECEL la población que dispone de servicio es de 3,2 millones de habitantes, por lo tanto se puede decir que solamente el 44 % dispone de servicio eléctrico. Según una actualización a Diciembre de 1978 tenemos los siguientes datos que nos orientan la situación eléctrica del momento.

I) Población total.....7,2 millones
 II) Población con servicio.....3,2 millones
 % de la población con servicio..... 44 %

| III) | ABONADOS | IV) | ENERGIA CONSUMIDA |
|------------------------|----------|----------------------------|-------------------|
| Residenciales.. | 418131 | | 600 GWH...35 % |
| Comerciales.... | 78239 | | 240 GWH...14 % |
| Industriales... | 8324 | | 687 GWH...40 % |
| Ed. Oficiales.. | 3189 | | 85 GWH |
| A. Público..... | 25 | | 74 GWH 11 % |
| Otros..... | 3323 | | 30 GWH |
| <hr/> | | <hr/> | |
| T O T A L . . . 511231 | | T O T A L 1716 GWH | |

V) ENERGIA PRODUCIDA (1978)..... 1717+300 Autop = 2017 millonesKWH

VI) POTENCIA ELECTRICA(1978)..... 499200 KW

| | HIDROELECTRICA | TERMICA | T O T A L |
|--------------------|----------------|---------|-----------|
| Servicios Públicos | 146000 | 353200 | 499200 |
| Autoprodutores | 12000 | 80000 | 92000 |
| T O T A L | 158000 | 433200 | 591200 |
| % | 27 | 73 | 100 |

Como podemos observar hay una elevada producción de energía térmica, que influye directamente en el costo del KWH, desfinanciando enormemente al sector eléctrico.

4.2 ANALISIS DE LA TENDENCIA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE LA PRODUCCION DE LA ENERGIA ELECTRICA EN EL PAIS.

Es necesario ver la capacidad de las turbinas que han sido adquiridas por las diferentes provincias ecuatorianas como se puede apreciar en la Introducción Histórica y en algunos otros puntos y Anexos de esta tesis. Si dividimos al país en 9 zonas, analizamos la población que han tenido c/u durante los años de 1962 y 1974 tanto en la zona rural como en la urbana, sacando un índice de crecimiento i% anual, el índice de electrificación E%. Para mayor ilustración observamos el cuadro 25 Anexo I; El Anexo I cuadro # 24 nos ilustra la repartición porcentual de los habitantes en la ciudad y en el campo influyendo sobre manera la llegada de muchos campesinos a la ciudad en donde agrandan el consumo de energía eléctrica siendo neces-

rio un rápido programa para la solución que acarrea el aumentarse exponencialmente los abonados.

4.3 PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA Y ENERGIA.

Para un mejor análisis de este tema tomo en cuenta los varios criterios establecidos por la división de planificación para fines de equipamiento del S.N.I. y de intercambio de potencia y energía como en el caso presente, se ha dividido al país en 2 nudos o zonas eléctricas interconectadas. Las Zonas definidas son:

- ZONA NORTE.- Conformada por los sistemas regionales de Norte, Pichincha, Centro Norte, y Esmeraldas.
- ZONA SUR .- Que comprende los sistemas de: Manabí, Guayas-Los Rios, El Oro, Centro Sur, y Sur.

NOTA: Estas dos zonas son interconectadas por la línea de transmisión.

Quito - Guayaquil a 230 KV.

En base a las metas de desarrollo eléctrico establecidas y ya indicadas, se ha definido la proyección de la demanda eléctrica ecuatoriana para el periodo 1975 - 1990, mostrado en el cuadro 25 del ANEXO I. Considerando la incertidumbre que involucra hacer proyecciones para periodos mayores de 10 años, se ha preparado dos alternativas adicionales de crecimiento de la demanda para el periodo 1983 a 1990. Por lo tanto se acepta una sola proyección para el periodo 1975 a 1983, y se considera tres alternativas para el periodo 1983--1990.

El incremento de demanda hasta 1983, se estima que será de 700 MW, de
de 1983 hasta 1990 hay tres alternativas de incremento de demanda :

- Alternativa Mínima 840 Mw (1)
- Alternativa Media 1000 Mw (2)
- Alternativa Máxima 1500 Mw (3)

Por lo que se refiere a los próximos 10 años el incremento promedian
te sería de 70000 Kw anuales.

De acuerdo con la estrategia Internacional para el desarrollo (EID)
concebida por las Naciones Unidas para poder alcanzar un nivel satis
factorio de desarrollo económico y social, América Latina deberá in
crementar anualmente en 7,8 % el consumo de energía comercial.

Si el promedio Latinoamericano del crecimiento anual de e
nergía, es de 7,8 % se considera que la tasa de crecimiento mínima de
consumo de energía en el Ecuador debe ser de 10 %.

Basados en este criterio se han establecido las siguientes
tasas de crecimiento del consumo de energía, para cada uno de los sub
sectores energéticos, en el periodo de 1975 - 1984.

| SUBSECTOR ENERGETICO | TASA DE CRECIMIENTO (%) | Periodo 75 - 84 |
|----------------------|-------------------------|-----------------|
| Electricidad | 14,0 % | |
| Hidrocarburos | 12,4 % | |
| Leña | 4,6 % | |
| TOTAL PROMEDIO | 10,8 % | |

La tasa de crecimiento del subsector eléctrico está en concordancia con los planes de electrificación de INECEL, planes que han sido elaborados en función del Plan Integral de Transformación y Desarrollo del Gobierno Nacional. La tasa de crecimiento de consumo de leña ha sido definido en función de una política de preservación gradual de los bosques. Por lo tanto la tasa de crecimiento de consumo del petróleo del 12,4 % es la resultante, si aceptamos que el sector energético nacional ha de crecer con el 10 % anual en la próxima década. Para una mayor ilustración podemos observar el ANEXO I cuadro 25 y el ANEXO II gráficos 18 - 24.

CAPITULO QUINTO

PLANIFICACION ELECTRICA

5.1 DISPONIBILIDAD DE LAS PLANTAS EXISTENTES EN BUEN ESTADO DE OPERACION

La demanda del mercado eléctrico será satisfecha con las: plantas que tenemos en la actualidad, sumadas aquellas que poco a poco se integrarán al S.N.I. y descontadas así mismo las que por deterioro o por mal rendimiento, no justifiquen su utilización económicamente, especialmente grupos Diesel, donde el mantenimiento eleva considerablemente el precio del KWh.

5.1.a DISPONIBILIDAD DE LAS PLANTAS DE LOS SISTEMAS REGIONALES.- El cuadro 26 del ANEXO I da la evolución de la potencia de los grupos térmicos instalados en los sistemas regionales, en donde se ha considerado aquellos grupos de buenas condiciones de operación a Diciembre del año de 1976, aquellos que se han instalado en 1977, y los programados para abastecer la demanda de los Sistemas Regionales hasta las fechas en que se anexarán al S.N.I. Se ha considerado el retiro de los grupos de acuerdo a las definiciones indicadas anteriormente en el cuadro mencionado. En el mismo cuadro antedicho se presentan las disponibilidades de Potencia y Energía de las Centrales Hidroeléctricas ecuatorianas, la información relativa a las plantas existentes se ha tomado del "Estudio de la producción de potencia y energía de las centrales Eléctricas existentes, en construcción y programadas para la década 1971 - 1980 " efectuado por INECEL. Las disponibilidades de la

generación de las centrales hidroeléctricas de la E.E. Quito han sido programadas por esa empresa. Para los estudios respectivos consideramos disponibilidades de energía para el año hidrológico medio, o sea para probabilidad 60 %.

5.1.b DISPONIBILIDAD DE LAS PLANTAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO- E laboro un programa de equipamiento de centrales con su capacidad y su fecha de puesta en servicio integrando el S.N.I.

| C E N T R A L | CAPACIDAD (MW) | FECHA Puesta a servicio |
|---------------------------------|---------------------|----------------------------|
| Turbina gas EL SALITRAL | 29,0 | Diciembre/76 |
| Centra. diesel GUANGOPOLO | 30,0 | Junio /77 |
| Central hidráulica PISAYAMBO | 69,2 | Enero /78 |
| Turbina Vapor Nº1 EL SALITRAL | 70,0 | Junio /78 |
| Turbina Vapor Nº2 EL SALITRAL | 70,0 | Enero /80 |
| *Central en estudio | 100,0 | Enero /81 |
| Central hidráulica PAUTE Fase A | 300,0 | Junio /82 |
| Central hidráulica PAUTE Fase B | 200,0 | Junio /83 |
| Turbina gas Santo Domingo Nº 2 | 100,0 | Enero /85 |
| Turbina gas Santo Domingo nº 3 | 100,0 | Enero /86 |

Aquí también se ha considerado el criterio de seguridad eléctrica hidrológica 60 %. La producción de energía de las centrales termoeléctricas en el punto siguiente de esta tesis, es en base del requerimiento del mercado eléctrico y de las características operacionales de cada central.

5.1.1 PRODUCCION DE LAS CENTRALES.

Conociendo ya la disponibilidad de las plantas tanto existentes como futuras, podemos determinar su producción en base a unos estudios o programas de operación simulada de las mismas. La producción calculada en este estudio, se refiere a la potencia y energía eléctrica entregadas por las diferentes centrales a nivel de S/E principal del S.N.I. Refiriéndonos a potencia, se han calculado los aportes de las centrales para cubrir la demanda máxima anual, por lo tanto, la capacidad de generación de las centrales a través del año dependerá de la variación mensual de la demanda máxima por una parte y por otra de la cantidad de energía disponible en las centrales hidroeléctricas. Este estudio considera una operación confiable de las Centrales, es decir que éstas no saldrán de servicio por períodos prolongados ya sea por emergencia o por mantenimiento. Estos casos tendremos a menudo, lo cual implicará una mayor generación de las centrales que permanezcan operando, o la utilización de las reservas del Sistema.

5.1.1.a OPERACION SIMULADA DE LAS CENTRALES.-- Hemos separado en zona norte y zona sur el país para la operación simulada de las centrales, considerando transferencia de potencia y energía a través de la línea de interconexión de las 2 zonas. Así de esta manera el mercado eléctrico nacional se abastecerá con la generación del conjunto de plantas de los Sistemas Regionales y del S.N.I. ubicados en las zonas antedichas.

En este estudio de operación agrupo a las centrales de los Sistemas Regionales según su tipo de generación (hidroeléctricas, a vapor, a gas y diesel), obteniéndose por tanto, la generación total de cada tipo de centrales. En el caso del S.N.I. se obtiene la generación de cada central que operará durante el período de estudio.

5.1.1.b CRITERIOS A UTILIZARSE EN LA OPERACION SIMULADA DE LAS CENTRALES.- Se han agrupado algunos criterios técnicos y económicos para la Operación de las Centrales:

1.- Los aportes de potencia y energía de las centrales corresponden a sus disponibilidades efectivas a nivel de subestación principal del S.N.I., considerando los consumos propios, pérdidas en el sistema de Líneas de Transmisión (desde la central hasta la subestación principal) y el de rating de potencia debida a la altura de instalación de las centrales diesel. Dichos valores considerados son los siguientes:

| C O N S U M O S P R O P I O S | |
|-----------------------------------------------------|-----------------------|
| Hidroeléctricas | 0,5 % |
| Vapor | 5,0 % |
| Gas | 1,5 % |
| Diesel | 3,0 % |
| P E R D I D A S E N T R A N S M I S I O N | |
| Hidroeléctricas | 5,0 % (Potencia) |
| | 3,0 % (Energía) |
| TRANSFERENCIA ZONA NORTE HASTA LA ZONA SUR | |
| | 5,0 % (Pot. y Energ.) |

No se considera pérdidas en transmisión de las centrales térmicas ya que se encuentran situadas en los centros de consumo.

DE RATING DE GRUPOS DIESEL

Zona Norte 19 %

Zona Sur 15 %

- a) Para la zona Norte, excepto la Central Diesel Guangopolo cuya capacidad es en el sitio de instalación de 30 MW.
- b) Se utilizan todas las potencias y energías de las centrales hidroeléctricas de los Sistemas Regionales y de Pisayambo.
- c) Por confiabilidad de servicio se considera que las centrales a vapor operarán en la base de la curva de carga con una potencia de por lo menos el 10 % de la demanda máxima anual.
- d) La Central Hidroeléctrica Pauté operará aportando toda su potencia y, ésto no necesariamente implicará la utilización máxima de su energía debido a las necesidades del mercado.
- e) Para satisfacer la demanda aún no satisfecha por las centrales mencionadas en los literales anteriores, se pondrán en funcionamiento u operarán las centrales diesel, gas y el resto de vapor dando prioridad a aquellas que tienen el menor costo de operación, en forma tal de minimizar el costo global de la energía producida por el conjunto de centrales.
- f) De acuerdo a las características de operación de los diferentes tipos de centrales termoeléctricas se ha definido un rango de factor de planta anual, expresado en horas equivalentes que son las siguientes:

| | | | | |
|-------------------------|------|-------|------|-------|
| Centrales a vapor | 6000 | | 7500 | horas |
| Centrales a gas | 1500 | | 3500 | horas |
| Centrales diesel lentas | 4000 | | 6000 | horas |
| Centrales diesel medias | 1500 | | 4000 | horas |

g) En lo posible se mantiene la reserva de potencia del sistema distribuida proporcionalmente en la zona Norte y la Sur, de acuerdo a las respectivas demandas.

5.1.1.c RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA.- Basados en los criterios enunciados anteriormente, se ha determinado la producción de potencia y energía, como se expresa en el cuadro 27 ANEXO I. Como la Central Hidroeléctrica Paute dispone de gran cantidad de energía que no pueden ser consumida totalmente por el mercado nacional en los primeros años de operación, ha sido necesario utilizar, como ayuda de cálculo, curvas modificadas de carga (curvas parabólicas), a partir de 1982 año en el que iniciará la operación la central Paute. En la curva modificada anual se representa la demanda de potencia y energía total tanto de las zonas norte y sur, con su ubicación respectiva. Así la potencia y energía, o sea la producción de las centrales obtenidas aquí en los gráficos sirven como valores referenciales para determinar la generación de cada central o tipo de centrales ubicadas en cada una de las zonas eléctricas. La curva parabólica con la cual se ha trabajado tiene un factor de carga de 50 %, por lo cual se han realizado, detenidamente, los cálculos necesarios para reajustar los valores de potencia para el valor del factor de carga real del sistema.

5.2 DEFICITS ANUALES DE POTENCIA Y ENERGIA CON SOLUCIONES ALTERNATIVAS PARA CUBRIR ESTOS DEFICITS.

Conforme aumenta la población en el Ecuador se hace necesario un incremento constante de potencia y energía, siendo necesario así prever un equipamiento en generación, transmisión y distribución, un atraso de obras constituiría un desbalanceamiento entre lo requerido por el pueblo y lo que INECEL podría dar, razón por la cual, examino el equipamiento que se haría paulatinamente.

5.2.1 EQUIPAMIENTO PARA EL PERIODO 1977 - 1986.- Considerando que la demanda para el año de 1980 fuese de 613,8 MW, que sería cubierta, con una poca reserva por supuesto, con las instalaciones existentes y programadas como se indica a continuación.

| CENTRALES | POTENCIA | | NETA FIRME (MW) | | TOTAL |
|----------------------|------------|----------|-------------------|-----|-------|
| | ZONA NORTE | ZONA SUR | ZONA | SUR | |
| Hidroeléctricas..... | 154,8 | | 188,1 | | 342,9 |
| Grupos Diesel | 73,6 | | 57,2 | | 130,8 |
| Turbinas a gas..... | 47,3 | | 132,5 | | 179,8 |
| subtotal | 275,7 | | 377,8 | | 653,5 |

En el año de 1981 se debe tener nuevas instalaciones para cubrir todas las demandas hasta poner en funcionamiento el Paute (Junio 1982)

5.2.1.a SITUACION ELECTRICA EN 1981.- El cuadro N° 28 ANEXO I, indica el balance de potencia para la zona norte y sur del S.N.I., y con dicho estudio se puede determinar la capacidad de las nuevas instalaciones de generación necesarias para incorporarse al S.N.I., y con las fechas y

datos precisos. Los déficits de potencia que se presentan antes de la entrada del Paute y una vez que se sature la potencia del proyecto , que sería de 1981 a 1984, son los siguientes: (en MW sin considerar reserva).

| F E C H A | ZONA NORTE | ZONA SUR. | T O T A L |
|----------------|------------|-----------------------|-----------|
| Diciembre 1981 | 33,9 | (0,7) ⁺ | 33,2 |
| Diciembre 1984 | 182,5 | (158,2) ⁺ | 24,3 |

(+) Los valores entre paréntesis representan superávites.

Con reserva estos déficits calculados frente a la demanda máxima anual tendremos en (MW)

| F E C H A | ZONA NORTE | ZONA SUR | T O T A L |
|----------------|------------|-----------------------|-----------|
| Diciembre 1981 | 72,9 | 47,2 | 120,1 |
| Diciembre 1984 | 237,1 | (63,6) ⁺ | 168,5 |

Según este análisis la zona más afectada es la zona norte, por lo tanto es necesario anticipar un equipamiento inmediato, con una planta ⁺ de 120 MW antes del Paute, y de 170 MW hasta que se sature la potencia de esta central. Es necesario al momento el equipamiento de 120 (MW) que deben ser generados, por la premura del tiempo, en instalaciones termoeléctricas, ya que las hidráulicas no pueden ser construidas en los 3,5 años que nos faltan. No así, la instalación posterior de 170 MW que puede entrar a dar el proyecto TOACHI, por ejemplo.

Un resumen de los cuadros 29 y 30 del ANEXO I, se detalla, esquemáticamente a continuación.

| AÑO | DEMANDA MAXIMA | O F E R T A S (M W) | | | R E S E R V A | |
|------|-------------------|------------------------|----------------------|--------|---------------|-------|
| | | PLANTAS HIDRAULICAS | PLANTAS TERMICAS | TOTAL | M W | % |
| | | 1980 | 613,8 | 154,8 | 498,7 | 653,5 |
| 1981 | 724,0 | 154,8 | 650,0 ⁽¹⁾ | 804,8 | 80,8 | 11,2 |
| 1982 | 853,4 | 463,5 ⁽²⁾ | 647,4 | 1110,9 | 257,5 | 30,2 |
| 1983 | 1092,5 | 654,8 ⁽³⁾ | 648,0 | 1302,8 | 210,3 | 19,2 |
| 1984 | 1202,0 | 938,3 ⁽⁴⁾ | 636,9 | 1575,2 | 373,2 | 31,0 |
| 1985 | 1322,6 | 938,3 | 624,0 | 1562,3 | 239,7 | 18,1 |
| 1986 | 1457,1 | 1410,8 ⁽⁵⁾ | 578,9 | 1989,7 | 532,6 | 36,6 |

(1) Nueva instalación térmica requerida (120 MW)

(2) Tres unidades de 100 MW c/u de Paute I Fase A

(3) Dos unidades de 100 MW c/u de Paute I Fase B

(4) Central Toachi a 75 MW 4 unidades.

(5) Central el SALADO (Coca) con 500 MW

5.2.1.b Características de las alternativas propuestas para el equipamiento.-

Los cuadros 31 y 32 del ANEXO I incluyen el balance de energía determinando la generación probable para el futuro de las centrales del S. N.I. y de los Sistemas Regionales. Se observa en dichos cuadros que el abastecimiento del mercado eléctrico hasta que entre Paute a funcionar, conviene instalar plantas de pico, permitiendo disminuir la pérdida de agua. Para solucionar el déficit inmediato tenemos 2 alternativas:

- Planta a vapor de 120 MW en Esmeraldas o,

- Planta de 3 unidades a gas de 40Mw c/u en Santo Domingo.

5.3.1 ANALISIS DE LA MEJOR SOLUCION POSIBLE QUE SE HAYA ENCONTRADO.

Como hemos visto se han dado 2 soluciones de equipamiento cuyo esquema se presenta a continuación con sus respectivas fechas de puesta en funcionamiento.

| F E C H A | A L T E R N A T I V A 1 | A L T E R N A T I V A 2 |
|-----------|---------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| Ene/81 | Central a vapor en Esmeraldas (120 MW) | Turbina a gas en Santo Domingo (3 x 40 MW) |
| Jul/82 | Central Paute I Fase A (3 x 100 MW) | Central Paute I Fase A (3 x 100 MW) |
| Jul/83 | Central Paute I Fase B (2 x 100 MW) | Central Paute I Fase B (2 x 100 MW) |
| Jul/84 | Central Toachi (4 x 75 MW) | Central Toachi (4 x 75 MW) |
| Jul/86 | Central EL SALADO Coca (5 x 100 MW) | Central EL SALADO Coca (5 x 100 MW) |
| Ene/90 | Central Paute II (5 x 100 MW) | Central Paute II (5 x 100 MW) |

Las 2 alternativas son halagadoras ya que son suficientes para completar la demanda deficitaria del país, pero tiene su diferencia exclusivamente en la primera instalación de Ene/81 donde hay la posibilidad de instalar una planta a vapor en Esmeraldas con 120 Mw, y la otra posibilidad, resulta ser una turbina a gas en Santo Domingo de los Colorados de 3 x 40 Mw , siendo más óptima la primera posibilidad ya que aprovecharía los residuos del Petróleo o Bunker C, como combusti

ble, el cual sería relativamente conveniente ya que nos proporcionaría la refinera de Esmeraldas.

Por lo tanto el programa de equipamiento quedaria definido como desglozo a continuacion.

| proyecto | Capacidad | Puesta en servicio |
|---------------------------|-----------|--------------------|
| 1) Diesel Guango polo | 71,2 | Abril / 77 |
| 2) Pisayambo | 70,0 | Diciem/77 |
| 3) Vapor EL SALITRAL N° 1 | 70,0 | Junio / 78 |
| 4) Vapor el SALITRAL N° 2 | 70,0 | Enero / 80 |
| 5) Vapor Esmeraldas | 120,0 | Enero / 81 |
| 6) Paute I Fase A | 300,0 | Junio / 82 |
| 7) Paute I Fase B | 200,0 | Junio / 83 |
| 8) Toachi | 225,0 | Junio / 84 |
| 9) EL SALADO Coca | 500,0 | Junio / 86. |
| 10 Paute II | 500,0 | Enero / 90 |

Así, de esta manera INECEL y los demás Sistemas Eléctricos Regionales podrán servir de una manera mejor al país, cumpliendo con todos los requerimientos que en el futuro hasta el año cercano que es el 2000 todo el pueblo, industrias y comercio lo exija.

CAPITULO SEXTO

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Siendo el interés de INECEL y de las EMPRESAS, el servir y gozar del fluido eléctrico en buena forma tanto ellos como todos los abonados, y entendiendo la responsabilidad e importancia de la electrificación dicha ya en esta tesis, se ha programado el equipamiento correspondiente, con el fin de estar prevenidos para todas las demandas que pueden haber en el futuro próximo, y con el afán de elevar poco a poco el nivel de vida de todos los ecuatorianos residentes en la ciudad o en el campo, preocupándose así de la electrificación rural aislada o tan venida a menos desde hace mucho tiempo.

Para cumplir con este objetivo se hace muchas veces contratos tipo "LLAVE EN MANO" con firmas extranjeras, las cuales poco aportan en la preparación de técnicos ecuatorianos, razón por la cual tenemos que seguir dependiendo no de una Nación sino peor, de una compañía extranjera.

Es necesario por lo tanto, por la tecnología ecuatoriana y su economía, que en toda obra se encuentre presente el personal mejor calificado nacional asesorado por verdaderos expertos extranjeros, ya que sólo de esta forma podremos nosotros mismos ser los gestores, diseñadores y trabajadores de una obra consiguiendo por ende un gradual desarrollo aceptable, así podremos en un futuro muy próximo descomponer los proyectos en partes como son: Diseño general del Proyecto, In

Ingeniería de detalle, fabricación, montaje, operación y mantenimiento.

Para esto habría que escoger a profesionales, compañías y firmas tanto consultoras como constructoras, además también de fabricantes, para así cumplir a cabalidad estas obras que serían el resultado de un verdadero esfuerzo nacional, ya que han sido realizadas y conducidas prioritariamente por técnicos ecuatorianos, recurriendo sólo en casos extremos a la búsqueda de técnicos extranjeros.

Se debe dar mayor importancia a la investigación, para, así como sucede en otras partes del mundo, como es el caso que se cita en el Diario Periódico " EL COMERCIO " del día Domingo 8 de Septiembre del presente año de 1978, cuya nota transcribo en una hoja adjunta copia xerox,

El tema de la hoja número 91, tomado del Diario Periódico " EL COMERCIO " , se relaciona con un grupo de estudiantes que con ayuda de sus profesores de una escuela danesa se constituyeron en expertos diseñadores y constructores de un gran molino de viento de modo que moviendo un generador eléctrico de 2000 KW producen electricidad tanto para ellos como para la red local más cercana.

ELECTRICIDAD PRODUCIDA POR EL VIENTO

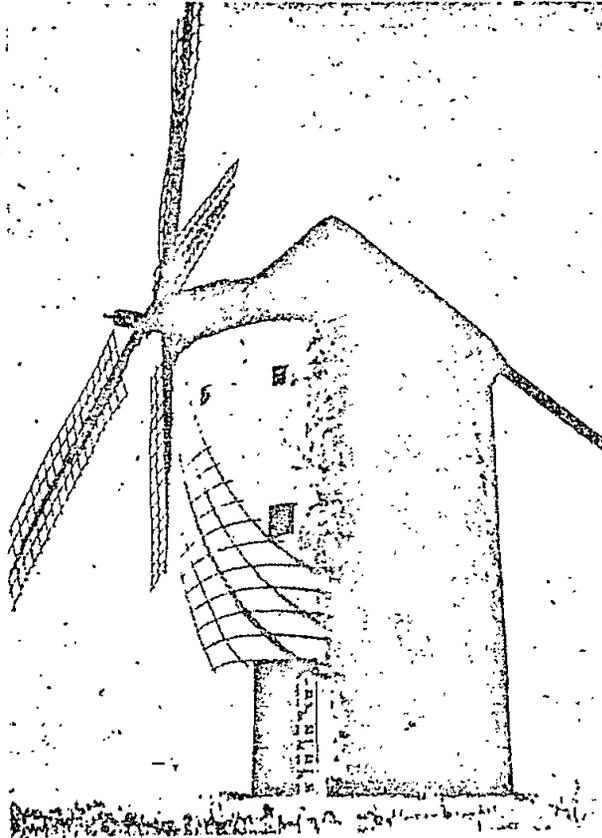
Por Juan Ramón de la Cruz, de EFE.

Un grupo de estudiantes y profesoras danesas han protagonizado recientemente una historia de solidaridad e innovación, de las que se ven pocas. Este grupo, de unas veinte personas, integrantes de una escuela pesquera situada en Ulfborg, a la costa norte de Dinamarca, ha construido uno de los molinos de viento más grandes del mundo, con el que hacen funcionar un generador por esrup, entre el que no figura ningún especialista de las distintas ramas del saber necesarias para este tipo de empre-

El molino y su generador producen energía suficiente para todas las necesidades de la escuela, cuyo nombre es Tvind, y que consta de tres instalaciones, extendidas en una superficie de unos 13 kilómetros cuadrados. Además les genera energía, que ya han tratado para vender a la red general local, mediante una red muy original. La red de Tvind y la general están conectadas de manera que en los días de viento, cuando el molino se mueva y el generador produzca electricidad, la escuela recibirá la corriente sobrante que los días de viento pasará su excedente a la red general. La media anual de vientos en esta zona del norte de Europa es de treinta días.

BENEFICIOS ADICIONALES

No es este el único beneficio que los emprendedores, alumnos y profesores de Tvind han obtenido. Una de las ventajas que tuvieron que superar desde el principio, a fin de poder construir su molino fue la de moldear el plástico. Como pruebas finales destruyeron tres embarcaciones que les salieron tan caras que en la actualidad son usadas para pescar. Como



Con la construcción de un gran molino de viento que mueve un generador eléctrico de 2.000 kw, un grupo de estudiantes y profesoras de una escuela danesa ha conseguido producir electricidad suficiente para todas las necesidades de su escuela.

ocurre con la electricidad, la pesca suele ser tan abundante que tras proveer a las necesidades de la escuela, es vendido el resto en el mercado, más próximo.

La idea surgió ante la necesidad motivada por las extraordinarias subidas en las tarifas eléctricas. Dinamarca no produce petróleo, ni tiene las posibilidades hidroeléctricas de sus compañeros escandinavos, en la península situada más al norte. En consecuencia, la escuela pagó el año pasado una factura de 55.000 dólares de electricidad, muy por encima de sus medios. Los duros inviernos del norte, en los que hay varios meses de noche

continúa y temperaturas bajo cero.

Pese a ser Dinamarca uno de los países políticamente más progresistas de Europa, cuando los responsables de Tvind se dirigieron a las autoridades, exponiéndoles su proyecto y solicitando fondos para llevarlo a cabo, se encontraron en una negativa cerrada. Ello, pese a haber establecido el Gobierno recientemente un subsidio de 12 millones de dólares para investigación de fuentes alternas de energía. Es de suponer que, en Dinamarca como en otros lugares, estos fondos vayan a parar a manos de las empresas energéticas que, no contentas con los sustanciosos benefi-

cios que obtienen con los presentes combustibles, parecen estar dispuestas en todas partes a copar la investigación en el terreno de las alternativas energéticas.

SISTEMAS ESCASOS Y CAROS

Así vemos que, en Estados Unidos, las poderosas empresas del ramo, tras haber destinado teóricamente centenares de millones de dólares a estas investigaciones durante los últimos años, sólo han producido hasta la fecha escasos sistemas de energía eólica, solar o geotérmica, cuyo costo —nos aseguran— es demasiado elevado para ser rentable. Pues bien, el proyecto comunitario de Tvind, una vez realizado, ha demostrado plenamente su rentabilidad y los gastos en total no han sobrepasado los 900.000 dólares.

No les han faltado ayudas exteriores a los muchachos de Tvind. Voluntarios daneses, e incluso algunos extranjeros, han colaborado en el proyecto, incluyendo algunos ingenieros, que han dado curules a los trabajadores sobre tareas en las que era necesaria una especialización.

Tras dos años de trabajo, el molino ha sido puesto en funcionamiento sin problemas, ante la sorpresa, de quienes —incluyendo a los que habían negado su ayuda— pensaban que nunca lo haría. Tiene una altura de cincuenta metros y consta de tres aspas, cada una de ellas de treinta metros de largo y cinco toneladas de peso. El material que no fue fabricado en la escuela, como el generador o el eje de la hélice, fueron comprados de segunda mano. Aún habrá que pasar una serie de pruebas antes de que la instalación funcione a pleno rendimiento, el año que viene.

El molino de Tvind, un ejemplo a seguir.

6.1. INSTALACION DE LA PLANTA TERMICA-VAPOR EN LA CIUDAD DE ESMERALDAS .

6.1.a. JUSTIFICATIVO TECNICO.

En el cuadro (a) podemos apreciar la situación energética del Ecuador en el año de 1981, en tanto que en el cuadro (b) nos indica soluciones alternativas para cubrir las demandas de ese año.

| | | A Ñ O | | 1 9 8 1 | | (Cuadro a) | |
|-------|---------|--------------------------|-----------------|--------------------|-----------------|-----------------|--|
| ZONA | DEMANDA | DISPONIBILIDAD | SIN RESERVA | | CON RESERVA | | |
| | MAXIMA | EXISTENTE EN LAS PLANTAS | Balance (Pote.) | Deficit (Porc.) | Balance (Pote.) | Deficit (Porc.) | |
| | M W | M W | M W | % ⁽¹⁾ | M W | % | |
| Norte | 325 | 291,1 | -53,9 | -10,4 | | | |
| Sur | 399 | 399,7 | 0,7 | 0,2 ⁽²⁾ | | | |
| TOTAL | 724 | 690,8 | -33,2 | -4,6 | -114 | -15,8 | |

S O L U C I O N E S A L T E R N A T I V A S (Cuadro b) 1981

| ALTER NATI. | DEMANDA TOTAL | | DISPONIBILIDAD DE LAS PLANTAS | | | | BALANCE | |
|--------------------|---------------|-----|-------------------------------|-------|-------|-------|---------|------|
| | G W H | M W | EXISTENTES | | NUEVA | | M W | % |
| 1.- ⁽⁴⁾ | 3165,8 | 724 | 2367,8 | 690,8 | 798,0 | 114,0 | 80,8 | 11,2 |
| 2.- ⁽⁵⁾ | 3165,8 | 724 | 2711,3 | 690,8 | 454,5 | 118,2 | 85,0 | 11,9 |

(1) Referencia, cuadro (28) A.I (2) Referencia, cuadro (29) A. I

(3) Referencia, cuadro (30) A.I (4) Referencia, cuadro (31) A.I

(5) Referencia, cuadro (32) A.I

Observando el cuadro (b) deducimos que si bien obtenemos en reserva una mayor potencia 0,7% para la Alternativa (2), energé-

ticamente necesitamos que las centrales nos produzcan 43,5 GWh más , constituyendo esto una de las principales desventajas de la alternativa (2), que sería (3 unidades de 40 Mw Turbina Gas), con relación a la alternativa (1) (construcción de una central a Vapor), en la parte norte del País.

6.1.b. JUSTIFICATIVO SOCIAL

En el proyecto se podría haberlo considerado la instalación de turbinas a gas, pero por la necesidad de instalarse industrias de gran consumo como son petroquímicas, siderúrgicas, alimenticias, etc., las centrales en cuestión justifican ser a vapor como resulta ser la de Esmeraldas.

Una central de gran potencia a vapor, reemplaza a las centrales Diesel de pequeña Potencia, baja eficiencia, y contribuye socialmente a solucionar la crisis del suministro de Kerex, Diesel, y Kerosene de mucha necesidad en el consumo doméstico en los hogares de las familias ecuatorianas, ya que si existiere carestía de los artículos de primera necesidad, el precio de costo por obtenerlos subiría enormemente, a tal situación que en lo que se refiere a los combustibles algunas familias, para poder preparar sus alimentos deberían regresar a la combustión de la leña, que de ninguna manera daría comodidad .

Por esta razón también nos resulta conveniente pensar en

la alternativa (1) como una solución óptima de ~~construirse~~ y no la Alternativa (2).

6.1.c JUSTIFICATIVO ECONOMICO

Conociendo la necesidad que habrá en el año 1981 en lo que a demanda de potencia y energía se refiere, he elaborado un cuadro aplicativo de esta tesis, y así según el cuadro (a) del punto 6.1.a. Necesitamos una planta de 114 MW aproximadamente, sea ésta de 1 o varias unidades de potencia instalada. El lugar donde debe ser cons-truida resulta ser la Zona Norte del País.

Considero 3 posibilidades de instalación:(alternativas)

- (1) Una unidad de 120 MW VAPOR en Esmeraldas
- (2) Tres unidades de 40 MW TURBINA A GAS en Santo Domingo de los Co-lorados.
- (3) Una unidad de 120 MW VAPOR en Santo Domingo de los Colorados.

NOTA: Si la instalación es en Esmeraldas es necesario construirse u-na línea de 138 KV doble circuito hasta Santo Domingo.

Si la instalación de la Térmica a Vapor es en Santo Domingo es necesario considerar el transporte de combustible Esmeraldas - Santo Domingo, y la construcción de una línea de 69KV doble circuito entre las dos ciudades que tienen una distancia de 145Km

La vida útil de las plantas obtenemos de la siguiente forma:

- (1).- $V = 40 - 25 \times Fp$ (años) ; (3) IDEN según 2.1.1.1a de la tesis
(2).- $V = 17 - 20 \times Fp$ (años) ; según el punto 2.1.1.3a de la tesis

El costo total de la planta se encuentra como sigue:

(1).- $C = 1125,8 \times P^{0,79}$ (miles de US \$) según el punto 2.1.1.1b

(2).- $C = 251,8 \times (0,95 \times n + 0,05) \times P^{0,9}$ (miles US \$)

según el punto 2.1.1.3b

(3).- idéntico a. la alternativa (1)

Al costo de la Planta hay que sumarle el costo de la línea de transmisión.

(1).- Según el informativo de INECEL PL/76 - 03.05 Febrero 1976, el costo de inversión de una línea de 138KV doble circuito para una zona como la de Santo Domingo-Esmeraldas tiene un valor de 53.2 miles de US \$ por Km o sea

$$53.2 \times 145 = 7714 \$$$

(2).- Si la instalación es en Santo Domingo necesitamos construir una línea de 69 KV doble circuito para llevar parte de la energía a la ciudad de Esmeraldas, y el costo de inversión es de : 39.0 miles de US \$ por Km o sea

$$39,0 \times 145 = 5655 \$$$

(3).- Idéntico a la alternativa (2)

El cargo de capital he encontrado, considerando la depreciación y el interés:

$$A = \frac{C \times i (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

A = anualidad

i = interés = 12%

C = capital

De acuerdo a los puntos 2.1.1.1b y 2.1.1.3b encuentro los cargos fijos de operación y mantenimiento.

$$(1).- F = 125,1 \times (0,7 \times n + 0,3) \times P^{0,48} \text{ (miles US \$)}$$

$$(2).- F = 14,2 \times (0,8 \times n + 0,2) \times P^{0,7} \text{ (miles US \$)}$$

(3).- idénticamente al punto primero o alternativa (1)

Conforme a los puntos 2.1.1.1b y 2.1.1.3b se encuentran los costos variables.

$$(1).- V = 1,51 \times P^{-0,23} \text{ (} 10^{-3} \text{ \$/KWH)}$$

$$(2).- V = 0,968 \times P^{-0,08} \text{ (} 10^{-3} \text{ \$/KWH)}$$

(3).- idéntico a la alternativa (1)

Así mismo de acuerdo a los literales anteriormente indicados encuentro el consumo específico.

$$(1).- S = 4604,8 \times P^{-0,13} \text{ (Kcal/KWH)}$$

$$(2).- S = 4938,8 \times P^{-0,12} \text{ (Kcal/KWH)}$$

(3).- De la misma forma que la alternativa (1)

Para el precio de consumo específico (10^{-3} \\$/KWH) hay que tener presente el transporte de combustible o sea de 0,40 - 0,50 US Cent./barril/Km según el informativo PL/76- 03.05 febrero 1976 de INECEEL. De allí mismo obtenemos el valor neto del combustible en Esmeraldas.

$$\text{Bunker C} = 8,4 \text{ US \$/barril} \quad \text{Gas Oil} = 13,7 \text{ US \$/barril}$$

$$1 \text{ Tonelada} = 7 \text{ barriles}$$

$$\text{Bunker C} = 9500 \text{ Kcal/Kg} \quad \text{Gas Oil} = 10000 \text{ Kcal/Kg}$$

Operación: Dividimos los consumos (Kcal/KWH) para las calorías de \sum_{u} de los combustibles (Kcal/Kg) luego multiplicamos por el precio respectivo (US \$/Ton)

La generación neta resulta de: $P \times 24 \times 365 \times F_p$; en tanto que la generación bruta involucra los consumos propios de las plantas

- (1).- 5% de la generación Neta
- (2).- 1,5% de su generación neta
- (3).- 5 % de la generación Neta.

Para los gastos variables de operación y mantenimiento, efectuamos la siguiente operación:

Gastos variables (10^{-3} \$/KWH) x Generación Bruta (GWH/Año)

El cargo correspondiente a combustible se obtiene efectuando la siguiente operación:

Consumo específico (10^{-3} \$/KWH) x Generación Bruta (GWH/Año)

El costo anual total es el resultado del sumatorio de:

Cargo de capital + Cargo fijo de operación y mantenimiento + Cargo variable de operación y mantenimiento + cargo de combustible.

El costo del KWH neto se relaciona entre:

El costo Anual total (Miles US \$/Año) (dividido)Generación Neta dada en GWH/Año.

Para encontrar el precio correspondiente en sucres consideramos el dólar al precio de cambio = 25 sucres/dólar.

Todo lo dicho en este punto, que es la aplicación práctica de esta tesis lo visualizamos en el cuadro (33*) ANEXO I, en donde el precio del KWH para un factor de planta 0,60 resulta ser más aceptable con una planta a VAPOR ubicada en la ciudad de ESMERALDAS, la cual, a más de las conveniencias Técnicas y sociales ya antedichas, económicamente nos resulta a un bajo costo la producción del KWH, que comparado con la segunda posibilidad o sea la construcción de una Central a GAS en SANTO DOMINGO tiene una diferencia de 0,39 S\$/KWH, mientras que si consideramos la instalación de la Planta a Vapor allí mismo en SANTO DOMINGO esta diferencia se acorta en 0,017 S\$/KWH, si consideramos la operación en un año y con el antedicho factor de planta en donde la generación Neta es de 630,70 GWH/Año el ahorro económico obtenido es de alrededor de 10'500.000,00 sucres, que justifica ampliamente la construcción de la PLANTA A VAPOR en ESMERALDAS, como a hora en la actualidad se lo está efectuando.

PRESUPUESTO PLANTAS A VAPOR EN GUAYAQUIL (nivel de precios: Septiembre/76)

(MILES DE US \$) (2 x 70 MW)

| | P L A N T A N * 1 | | | P L A N T A N * 2 | | |
|-----------------------------|-------------------|--------|---------|-------------------|--------|---------|
| | M. E. | M. L. | TOTAL | M. E. | M. L. | TOTAL |
| 1. Consultoría | 850,0 | 728,2 | 1578,2 | 880,0 | 720,0 | 1600,0 |
| 2. Contrato Central Térmica | | | | | | |
| Diseño y Supervisión | 2043,8 | -- | 2043,8 | 1570,3 | -- | 1570,3 |
| Valor FOB equipos | 20543,3 | -- | 20543,3 | 20400,0 | -- | 20400,0 |
| Transporte | 1320,3 | 10,9 | 1331,2 | 1262,0 | -- | 1262,0 |
| Seguros | 272,7 | -- | 272,7 | 258,5 | -- | 258,5 |
| Obras Ingeniería Civil | 1075,4 | 2725,0 | 3800,4 | 1345,4 | 3409,3 | 4754,7 |
| Montaje | 713,7 | 1784,3 | 2498,0 | 892,9 | 2232,4 | 3125,3 |
| 3. Gastos de funcionamiento | -- | 843,2 | 843,2 | -- | 1040,0 | 1040,0 |
| 4. Sbtotal (1 + 2 + 3) | 26819,2 | 6091,6 | 32910,8 | 26609,1 | 7401,7 | 34010,8 |
| 5. Imprevistos | 2681,9 | 609,2 | 3291,1 | 2660,9 | 740,2 | 3401,1 |
| 6. Total plantas a vapor | 29501,1 | 6700,8 | 36210,9 | 29270,0 | 8141,9 | 37411,9 |

FUENTE: Programa de inversiones del S. N. I. (Septiembre 1976).

Anexo (I) Cuadro (1*)

PRESUPUESTO DE LA CENTRAL TERMICA QUITO (31,2 MW) (septiembre de 1976)

(MILES DE US \$) (6 x 5,2 MW Diesel)

M. E. M. L. TOTAL

CONTRATOS:

| | | | |
|------------------------------------------|---------|--------|---------|
| Toyo Menka (suministros) | 16240,8 | 2560,0 | 18800,8 |
| J. C. I. | 356,6 | -- | 356,6 |
| Ingeconsult (Asistencia Técnica) | -- | 252,2 | 252,2 |
| Mitsubishi | 954,1 | -- | 954,1 |
| J. M. I. (Inspección) | 12,1 | -- | 12,1 |
| Terreno | -- | 40,0 | 40,0 |
| Cemento | -- | 65,2 | 65,2 |
| Funcionamiento | -- | 518,8 | 518,8 |
| Imprevistos | -- | 163,9 | 163,9 |
| Subtotal | 17563,6 | 3600,1 | 21163,7 |
| Lubricantes, pruebas y puestas en marcha | -- | 180,0 | 180,0 |
| Combustible, pruebas y puestas en marcha | -- | 736,8 | 736,8 |

TOTAL CENTRAL TERMICA QUITO 17563,6 4516,2 22080,5

FUENTE: Programa de inversiones del S. N. I. (Septiembre 1976)

Anexo (I) Cuadro (2*)

PRESUPUESTO DE LA CENTRAL A GAS EN GUAYAQUIL (nivel de
precios 1.976)

(1 x 29 MW)

(MILES US \$)

| | |
|------------------------|--------|
| Turbina a gas | 2760.5 |
| Generador | 388.8 |
| Materiales adicionales | 31.1 |
| Servicios técnicos | 21.5 |
| Sub-estación elevación | 193.8 |
| Seguros de transporte | 141.3 |

COSTOS LOCALES

| | |
|----------------------------------------|--------|
| Cálculo, diseño y planos obras civiles | 15.4 |
| Fabricación de pilotes | 62.5 |
| Hinca de pilotes | 19.4 |
| Obras de Ingeniería Civil y Montaje | 271.0 |
| Asesoría Nacional | 9.6 |
| Seguros de Montaje | 11.4 |
| Gastos de funcionamiento | 162.5 |
| TOTAL | 4088.8 |

Fuente: Informe de la central No. 12 de Octubre de 1.976

Anexo (I) CUADRO (3*)

PRESUPUESTOS DE LOS PROYECTOS ELECTRICOS

(MILES U. S. \$)

| | POTENCIA (MW) | COSTO DIRECTO | OTROS COSTOS | COSTO TOT/ | REFE | COSTO DIC/76 |
|---------------|---------------|---------------|--------------|------------|-------|-----------------|
| VAPOR # 1 | 70 | 32910,8 | 3291,1 | 36201,9 | SP/76 | 37595 |
| VAPOR # 2 | 70 | 34010,8 | 3401,1 | 37411,9 | SP/76 | 38852 |
| TERMICA QUITO | 31 | 18800,8 | 3279,7 | 22080,5 | SP/76 | 22931 |
| GAS GUAYAQUIL | 29 | 4088,8 | -- | 4088,8 | OC/76 | 4171 |

El costo para las cuatros plantas hasta diciembre de 1.976 he calculado considerando un 12% de interés anual.

Anexo (I) CUADRO (# 4*)

COMPARACION DE ALTERNATIVAS TERMoeLECTRICAS PARA UNA

POTENCIA NETA DE 70 MW. y Fp. VARIABLE.

| Potencia Instalada | <u>TERMICAS A VAPOR - PETRO.</u> | | | <u>TURBINA GAS INDUSTRIAL</u> | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|---------|---------|-------------------------------|---------|---------|
| | 73,5 Mw | | | 2 x 35,5 Mw | | |
| Factor de Planta | 0,2 | 0,4 | 0,6 | 0,2 | 0,4 | 0,6 |
| Vida Util (años) | 34,0 | 30,0 | 25,0 | 13,0 | 9,0 | 5,0 |
| COSTO TOTAL DE LA PLANTA (Miles \$) | 33560,5 | 33560,5 | 33560,5 | 12198,2 | 12198,2 | 12198,2 |
| Cargo de Capital (1) (Miles \$/año) | 4114,5 | 4166,3 | 4279,0 | 1889,0 | 2289,3 | 3383,2 |
| Cargo fijo Op. y Mant. (Miles \$/año) | 984,2 | 984,2 | 984,2 | 311,0 | 311,0 | 311,0 |
| Gastos variables (10^{-3} \$/KWh) | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,73 | 0,73 | 0,73 |
| Consumo Especifico (Kcal / KWh) | 2634,0 | 2634,0 | 2634,0 | 3218,0 | 3218,0 | 3218,0 |
| Consumo Especifico (2) (10^{-3} \$/KWh) | 18,25 | 18,25 | 18,25 | 31,76 | 31,76 | 31,76 |
| Generación Neta (GWh / año) | 122,6 | 245,3 | 367,9 | 122,6 | 245,3 | 367,9 |
| Generación Bruta (GWh / año) | 128,7 | 257,6 | 386,32 | 124,4 | 249,0 | 373,4 |
| Gastos var.Op. y Mant. (Miles \$/año) | 72,1 | 144,3 | 216,3 | 94,5 | 181,8 | 272,6 |
| Cargo combustible (Miles \$/año) | 2348,8 | 4701,2 | 7050,0 | 3950,9 | 7908,2 | 11859,2 |
| COSTO ANUAL TOTAL (Miles \$/año) | 7519,6 | 9996,0 | 12529,5 | 6245,4 | 10690,3 | 15826,7 |
| Costo del Kwh neto (10^{-3} \$/KWh) | 61,3 | 40,8 | 34,1 | 50,9 | 43,6 | 43,0 |
| Factor de planta de equilibrio (break-even point): 0,32 (para Fp 0,32 conviene Turbina Gas) | | | | | | |

(1) Depreciación e interés

(2) Roder calorífico 9800 Kcal/Kg (Bunker C) y 10500 (Diesel Oil). Precios internacionales combustible. Petróleo crudo 11.4 US \$/bl. Bunker C en planta 9,70 US \$/bl (67,90 US \$/ton) y Diesel Oil 14,1 US \$/bl (98,7) US \$/ton.

Anexo (I) cuadro (5)

COSTO DEL KWH GENERADO PARA LA PLANTA A VAPOR GUAYAQUIL N-1

Combustible a precios INTERNACIONALES

| FACTOR PLANTA (%) | COSTOS ANUALES (millones US \$) | | | | TOTAL | ENERGIA | COSTO |
|-------------------------|---------------------------------|-------------|-------------------|-------------|--------------------|---------------|--------------|
| | F I J O S | | V A R I A B L E S | | ANUAL | GENERADA | KWH |
| | CAPITAL | OP.MAN | OP.MAN | COMBUSTIBL. | 10 ⁶ US | G W H | (cent.US \$) |
| 10,00 | 2,96 | 1,69 | 0,04 | 1,09 | 6,49 | 61,32 | 10,58 |
| 20,00 | 2.99 | 1.69 | 0.07 | 2.18 | 7.92 | 122.64 | 6.46 |
| 30,00 | 3.01 | 1.69 | 0.11 | 3.27 | 9.36 | 183.96 | 5.09 |
| 40,00 | 3.04 | 1.69 | 0.15 | 4.36 | 10.79 | 245.28 | 4.40 |
| <u>50,00</u> | <u>3.06</u> | <u>1.69</u> | <u>0.18</u> | <u>5.46</u> | <u>12.22</u> | <u>306.60</u> | <u>3.99</u> |
| 60,00 | 3.08 | 1.69 | 0.22 | 6.55 | 13.56 | 367.92 | 3.71 |
| 70,00 | 3.11 | 1.69 | 0.26 | 7.64 | 15.09 | 429.24 | 3.52 |
| 80,00 | 3.13 | 1.69 | 0.29 | 8.73 | 16.53 | 490.56 | 3.37 |
| 90,00 | 3.16 | 1.69 | 0.33 | 9.82 | 17.96 | 551.88 | 3.25 |
| 97,85 | 3.18 | 1.69 | 0.36 | 10.68 | 19.09 | 600.00 | 3.18 |

| | | | |
|----------------------------------------|--------|--------------------------------------------------|-------|
| Potencia Instalada (MW) | 70,00 | Capital trabajo (% Op-MANT-COMBUS) | 25,00 |
| Producción Máxima (GWH) | 600,00 | Costo fijo OP.y Mant. (% inv/año) | 4.50 |
| Vida útil media (años) | 30,00 | Costo variable Op.Mant(10 ⁻³ \$/KWH) | 0.60 |
| Rentabilidad (%) | 8.50 | Costo Combustible (US \$ / Tonelads) | 65.90 |
| Fact.plant.Máximo (%) | 97.85 | Consumo específico comb.(kg/KWH) | 0.27 |
| Inversión central (10 ⁶ \$) | 37.60 | Período para costo KWH (años) | 30.00 |

COSTO DEL KWH GENERADO PARA LA PLANTA A VAPOR GUAYAQUIL N-2

Combustible a precios INTERNACIONALES

| FACTOR PLANTA (%) | COSTOS FIJOS CAPITAL | COSTOS ANUALES VARIABLES OP.MANT. | (millones US \$) OP.MANT. | COMB. | TOTAL ANUAL 10 ⁶ US | ENERGIA GENERADA GWH | COSTO KWH (cent.US \$) |
|-------------------|----------------------|-----------------------------------|----------------------------|-------------|--------------------------------|----------------------|------------------------|
| 10.00 | 3.06 | 1.69 | 0.04 | 1.09 | 6.59 | 61.32 | 10.75 |
| 20.00 | 3.09 | 1.69 | 0.07 | 2.18 | 8.02 | 122.64 | 6.54 |
| 30.00 | 3.11 | 1.69 | 0.11 | 3.27 | 9.46 | 183.96 | 5.14 |
| 40.00 | 3.14 | 1.69 | 0.15 | 4.36 | 10.89 | 245.28 | 4.44 |
| <u>50.00</u> | <u>3.16</u> | <u>1.69</u> | <u>0.18</u> | <u>5.46</u> | <u>12.32</u> | <u>306.60</u> | <u>4.02</u> |
| 60.00 | 3.18 | 1.69 | 0.22 | 6.55 | 13.76 | 367.92 | 3.74 |
| 70.00 | 3.21 | 1.69 | 0.26 | 7.64 | 15.19 | 429.24 | 3.54 |
| 80.00 | 3.23 | 1.69 | 0.29 | 8.73 | 16.63 | 490.56 | 3.39 |
| 90.00 | 3.26 | 1.69 | 0.33 | 9.82 | 18.06 | 551.88 | 3.27 |
| 97.85 | 3.28 | 1.69 | 0.36 | 10.68 | 19.19 | 600.00 | 3.20 |

| | | | |
|----------------------------------------|--------|-----------------------------------------------------|-------|
| Potencia Instalada (MW) | 70.00 | Capital Trabajo (% Op-Mant-Combustible) | 25.00 |
| Producción Máxima (GWH) | 600.00 | Costo Fijo Op.yMant. (% inv / año) | 4.50 |
| Vida útil media (años) | 30.00 | Costo variable Op.Mant. (10 ⁻³ \$/ kwh) | 0.60 |
| Rentabilidad (%) | 8.50 | Costo Combustible (US \$/ Tonelađas) | 65.90 |
| Fact.Plant.Máximo (%) | 97.85 | Consumo específico comb. (Kg / KWH) | 0.27 |
| Inversión Central (10 ⁶ \$) | 38.90 | Período para costo KWH (años) | 30.00 |

ANEXO I Quadro (7*)

COSTO DEL KWH GENERADO PARA LA PLANTA A DIESEL QUITO (6 x 5.2)

Combustible a precio INTERNACIONAL

| FACTOR PLANTA (%) | COSTOS ANUALES (millones US \$) | | | | TOTAL ANUAL | ENERGIA | COSTO |
|---------------------------|----------------------------------|-------------|-------------------|-------------|--------------------|---------------|--------------|
| | F I J O S | | V A R I A B L E S | | ANUAL | GENERADA | KWH |
| | CAPITAL | * OP.MANT | OP.MANT. | COMBUST. | 10 ⁶ US | G W H | (cent.US \$) |
| 10.00 | 1.95 | 0.69 | 0.02 | 0.37 | 3.30 | 27.33 | 12.07 |
| 20.00 | 1.96 | 0.69 | 0.03 | 0.75 | 3.80 | 54.66 | 6.94 |
| 30.00 | 1.97 | 0.69 | 0.05 | 1.12 | 4.29 | 81.99 | 5.24 |
| 40.00 | 1.98 | 0.69 | 0.07 | 1.50 | 4.79 | 109.32 | 4.38 |
| <u>50.00</u> | <u>1.98</u> | <u>0.69</u> | <u>0.08</u> | <u>1.87</u> | <u>5.29</u> | <u>136.66</u> | <u>3.87</u> |
| 60.00 | 1.99 | 0.69 | 0.10 | 2.25 | 5.78 | 163.99 | 3.53 |
| 70.00 | 2.00 | 0.69 | 0.11 | 2.62 | 6.28 | 191.32 | 3.28 |
| 80.00 | 2.01 | 0.69 | 0.13 | 3.00 | 6.78 | 218.65 | 3.10 |
| 90.00 | 2.02 | 0.69 | 0.15 | 3.37 | 7.28 | 245.98 | 2.96 |
| 98.79 | 2.02 | 0.69 | 0.16 | 3.70 | 7.71 | 270.00 | 2.86 |

| | | | | |
|----------------------|----------------------|--------|--------------------------------------------------|-------|
| Potencia Instalada | (MW) | 31.20 | Capital trabajo (% Op-Mant-Comb.) | 25.00 |
| Producción Máxima | (GWH) | 270.00 | Costo Fijo Op. y Mant. (% inv/año) | 3.00 |
| Vida útil media | (años) | 25.00 | Costo Variable Op.Man (10 ⁻³ \$/KWH) | 0.60 |
| Rentabilidad | (%) | 8.50 | Costo Combustible (US \$/tonelads) | 65.90 |
| Fact.de Plant Máximo | (%) | 98.79 | Consumo específico Comb. (Kg./KWH) | 0.21 |
| Inversión Central | (10 ⁶ \$) | 22.90 | Período para costo KWH (años) | 25.00 |

COSTO DEL KWH GENERADO -TURBINA A GAS GUAYAQUIL (29 MW)

Combustible a precio INTERNACIONAL

| FACTOR PLANTA (%) | COSTOS ANUALES (millones US \$) | | | | TOTAL | ENERGIA | COSTO |
|---------------------------|----------------------------------|-------------|-------------------|-------------|--------------------|---------------|---------------|
| | F I J O S | | V A R I A B L E S | | ANUAL | GENERADA | KWH |
| | CAPITAL | OP.MANT. | OP.MANT. | COMBUST. | 10 ⁶ US | G W H | (cent.US \$) |
| 10.00 | 0.54 | 0.08 | 0.02 | 0.80 | 1.66 | 25.40 | 6.53 |
| 20.00 | 0.56 | 0.08 | 0.03 | 1.59 | 2.69 | 50.81 | 5.29 |
| 30.00 | 0.57 | 0.08 | 0.05 | 2.39 | 3.72 | 76.21 | 4.88 |
| 40.00 | 0.59 | 0.08 | 0.06 | 3.18 | 4.75 | 101.62 | 4.67 |
| <u>50.00</u> | <u>0.61</u> | <u>0.08</u> | <u>0.08</u> | <u>3.98</u> | <u>5.78</u> | <u>127.02</u> | <u>4.55</u> |
| 60.00 | 0.62 | 0.08 | 0.09 | 4.77 | 6.81 | 152.42 | 4.47 |
| 70.00 | 0.64 | 0.08 | 0.11 | 5.57 | 7.84 | 177.83 | 4.41 |
| 80.00 | 0.66 | 0.08 | 0.12 | 6.36 | 8.87 | 203.23 | 4.36 |
| 90.00 | 0.67 | 0.08 | 0.14 | 7.16 | 9.90 | 228.64 | 4.33 |
| 96.44 | 0.68 | 0.08 | 0.15 | 7.67 | 10.56 | 245.00 | 4.31 |

| | | | | |
|-----------------------|----------------------|--------|-----------------------------------------------------|--------|
| Potencia Instalada | (MW) | 29.00 | Capital trabajo (% Op.Mant.Combust.) | 25.00 |
| Producción Máxima | (GWH) | 245.00 | Costo Fijo Op. y Mant. (% inv/año) | 2.00 |
| Vida útil media | (años) | 12.50 | Costo variable Op.Mant. (10 ⁻³ \$ / KWH) | 0.60 |
| Rentabilidad | (%) | 8.50 | Costo Combustible (US \$ / tonelad) | 106.50 |
| Fact. de plant Máximo | (%) | 96.44 | Cosnumo espec.combust. (Kg / KWH) | 0.29 |
| Inversión Central | (10 ⁶ \$) | 22.00 | Período para costo de KWH (años) | 12.50 |

ANEXO I

Cuadro (9*)

COSTO DEL KWH GENERADO PLANTA A VAPOR GUAYAQUIL N - 1 (70MW)

Combustible a precio NACIONAL

| FACTOR PLANTA (%) | COSTOS ANUALES (millones US S.) | | | | TOTAL ANUAL 10 ⁶ US | ENERGIA GENERADA G W H | COSTO KWH (cent.US S) |
|---------------------------|-----------------------------------|---------|-----------|----------|--------------------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| | fijos | | variables | | | | |
| | CAPITAL | OP. MAN | OP. MAN | COMBUST. | | | |
| 10,00 | 2,95 | 1,69 | 0,04 | 0,38 | 5,59 | 61,32 | 9,27 |
| 20,00 | 2,96 | 1,69 | 0,07 | 0,76 | 6,12 | 122,64 | 4,99 |
| 30,00 | 2,97 | 1,69 | 0,11 | 1,14 | 6,65 | 183,96 | 3,61 |
| 40,00 | 2,98 | 1,69 | 0,15 | 1,52 | 7,18 | 245,28 | 2,93 |
| 50,00 | 2,98 | 1,69 | 0,18 | 1,90 | 7,71 | 306,60 | 2,51 |
| 60,00 | 2,99 | 1,69 | 0,22 | 2,28 | 8,24 | 367,92 | 2,94 |
| 70,00 | 3,00 | 1,69 | 0,26 | 2,67 | 8,77 | 429,24 | 2,04 |
| 80,00 | 3,01 | 1,69 | 0,29 | 3,05 | 9,30 | 490,56 | 1,90 |
| 90,00 | 3,02 | 1,69 | 0,33 | 3,43 | 9,83 | 551,88 | 1,78 |
| 97,85 | 3,03 | 1,69 | 0,36 | 3,73 | 10,25 | 600,00 | 1,71 |

DATOS:

| | | | |
|---------------------------------------|--------|-----------------------------------------|-------|
| Potencia Instalada (MW) | 70,00 | Capital de Trabajo (% Op-Mant-Combust.) | 25,00 |
| Producción Máxima (GWH) | 600,00 | Costo Fijo op. y Mant. (% inv/ año) | 4,50 |
| Vida útil Media (Años) | 30,00 | Costo Variable op. Mant. (10-3S/KWH) | 0,60 |
| Rentabilidad (%) | 8,50 | Costo Combustible (US S/Tonel) | 30,00 |
| Fac.de pla.máximo. (%) | 97,85 | Consumo Especifico Combust.(KG/ KWH) | 0,21 |
| Inversión Central(10 ⁶ \$) | 36,60 | Periodo para costo del KWH (Años) | 30,00 |

Anexo (I) Cuadro (10 *)

COSTO DEL KWH GENERADO PLANTA A VAPOR GUAYAQUIL N - 2 (70MW)

Combustible a precio NACIONAL

| FACTOR PLANTA (%) | COSTOS ANUALES (millones US S.) | | | | TOTAL ANUAL 10 ⁶ US | ENERGIA GENERADA G W H | COSTO K W H (cent.US S) |
|---------------------------|-----------------------------------|-------------|-------------|-------------|--------------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| | CAPITAL | OP. MAN | OP. MAN | COMBUST. | | | |
| 10,00 | 3,05 | 1,69 | 0,04 | 0,38 | 5,69 | 61,32 | 9,27 |
| 20,00 | 3,06 | 1,69 | 0,07 | 0,76 | 6,22 | 122,64 | 5,07 |
| 30,00 | 3,07 | 1,69 | 0,11 | 1,14 | 6,75 | 183,96 | 3,67 |
| 40,00 | 3,08 | 1,69 | 0,15 | 1,52 | 7,28 | 245,28 | 2,97 |
| <u>50,00</u> | <u>3,09</u> | <u>1,69</u> | <u>0,18</u> | <u>1,90</u> | <u>7,81</u> | <u>306,60</u> | <u>2,55</u> |
| 60,00 | 3,09 | 1,69 | 0,22 | 2,28 | 8,34 | 367,92 | 2,27 |
| 70,00 | 3,10 | 1,69 | 0,26 | 2,67 | 8,87 | 429,24 | 2,07 |
| 80,00 | 3,11 | 1,69 | 0,29 | 3,05 | 9,40 | 490,56 | 1,92 |
| 90,00 | 3,12 | 1,69 | 0,33 | 3,43 | 9,93 | 551,88 | 1,80 |
| 97,85 | 3,13 | 1,69 | 0,36 | 3,73 | 10,35 | 600,00 | 1,73 |

DATOS:

| | | | |
|---------------------------------------|--------|-----------------------------------------------------|-------|
| Potencia Instalada (MW) | 70,00 | Capital trabajo (% Op -Mant - Combust) | 25,00 |
| Producción Máxima (GWH) | 600,00 | Costo fijo Op. y Mant. (% inv/ año) | 4,50 |
| Vida útil media (años) | 30,00 | Costo variable Op. Mant. (10 ⁻³ S/KWH) | 0,60 |
| Rentabilidad (%) | 8,50 | Costo combustible (US S/Tonel.) | 30,00 |
| Fac de pla. máximo (%) | 97,85 | Consumo específico combust. (KG/KWH) | 0,21 |
| Inversión Central (10 ⁶ S) | 38,90 | Período para costo del KWH (años) | 30,00 |

Anexo (I) Cuadro (11*)

COSTO DEL KWH GENERADO CENTRAL A DIESEL QUITO (6 x 5,2 MW)

Combustible a precio NACIONAL

| FACTOR PLANTA (%) | COSTOS ANUALES (millones US S.) | | | | TOTAL ANUAL 10 ⁶ US | ENERGIA GENERADA G W H | COSTO K W H (cent.US S) |
|---------------------------|-----------------------------------|------------------|----------------------|-------------|--------------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| | CAPITAL | OP. MAN fijos | OP. MAN variables | COMBUST. | | | |
| 10,00 | 1,95 | 0,69 | 0,02 | 0,17 | 3,04 | 27,33 | 11,12 |
| 20,00 | 1,95 | 0,69 | 0,03 | 0,34 | 3,28 | 54,66 | 5,99 |
| 30,00 | 1,95 | 0,69 | 0,05 | 0,51 | 3,51 | 81,99 | 4,29 |
| 40,00 | 1,96 | 0,69 | 0,07 | 0,68 | 3,75 | 109,32 | 3,43 |
| <u>50,00</u> | <u>1,96</u> | <u>0,69</u> | <u>0,08</u> | <u>0,85</u> | <u>3,99</u> | <u>136,66</u> | <u>2,92</u> |
| 60,00 | 1,97 | 0,69 | 0,10 | 1,02 | 4,23 | 163,99 | 2,58 |
| 70,00 | 1,97 | 0,69 | 0,11 | 1,19 | 4,47 | 191,32 | 2,33 |
| 80,00 | 1,97 | 0,69 | 0,13 | 1,36 | 4,70 | 218,65 | 2,15 |
| 90,00 | 1,98 | 0,69 | 0,15 | 1,53 | 4,94 | 245,98 | 2,01 |
| 98,79 | 1,98 | 0,69 | 0,16 | 1,68 | 5,15 | 270,00 | 1,91 |

DATOS:

| | | | |
|--------------------------------------|--------|------------------------------------------------------|-------|
| Potencia Instalada (MW) | 31,20 | Capital trabajo (% Op- Man - Combust) | 25,00 |
| Producción Máxima (GWH) | 270,00 | Costo fijo Op. y Mant. (% inv/ año) | 3,00 |
| Vida útil media (años) | 25,00 | Costo variable Op. y Mant. (10 ⁻³ S/KWH) | 0,60 |
| Rentabilidad (%) | 8,50 | Costo combustible (US S/Tonela.) | 30,00 |
| Fac de pla. máximo(%) | 98,79 | Consumo específico combust. (Kg/KWH) | 0,21 |
| Inversión Central(10 ⁶ S) | 22,90 | Periodo para costo del KWH (años) | 25,00 |

Anexo (I) Cuadro (12*)

COSTO DEL KWH GENERADO TURBINA A GAS GUAYAQUIL (29 MW)

Combustible a precio NACIONAL

| FACTOR PLANTA (. % .) | COSTOS ANUALES (millones US S.) | | | | TOTAL ANUAL 10 ⁶ US | ENERGIA GENERADA G W H | COSTO K W H (cent.US S) |
|-----------------------------|-----------------------------------|-------------|-------------|-------------|--------------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| | fijos | | variables | | | | |
| | CAPITAL | OP. MAN | OP. MAN | COMBUST. | | | |
| 10,00 | 0,53 | 0,08 | 0,02 | 0,26 | 0,98 | 25,40 | 3,86 |
| 20,00 | 0,54 | 0,08 | 0,03 | 0,52 | 1,33 | 50,81 | 2,62 |
| 30,00 | 0,54 | 0,08 | 0,05 | 0,78 | 1,68 | 76,21 | 2,21 |
| 40,00 | 0,55 | 0,08 | 0,06 | 1,05 | 2,04 | 101,62 | 2,00 |
| <u>50,00</u> | <u>0,55</u> | <u>0,08</u> | <u>0,08</u> | <u>1,31</u> | <u>2,39</u> | <u>127,02</u> | <u>1,88</u> |
| 60,00 | 0,56 | 0,08 | 0,09 | 1,57 | 2,74 | 152,42 | 1,80 |
| 70,00 | 0,56 | 0,08 | 0,11 | 1,83 | 3,09 | 177,83 | 1,74 |
| 80,00 | 0,57 | 0,08 | 0,12 | 2,09 | 3,44 | 203,23 | 1,69 |
| 90,00 | 0,58 | 0,08 | 0,14 | 2,35 | 3,79 | 228,64 | 1,66 |
| 96,44 | 0,58 | 0,08 | 0,15 | 2,52 | 4,02 | 245,00 | 1,64 |

DATOS:

| | | | |
|--------------------------------------|--------|----------------------------------------------------|-------|
| Potencia Instalada (MW) | 29,00 | Capital trabajo (% Op- Man - Combust) | 25,00 |
| Producción Máxima (GWH) | 245,00 | Costo fijo Op. y Mant. (% inv./año) | 2,00 |
| Vida útil media (años) | 12,50 | Costo variable Op. y Mant(10 ⁻³ S/KWH) | 0,60 |
| Rentabilidad (%) | 8,50 | Costo combustible (US S/Tonela.) | 35,00 |
| Fac de pla. máximo(%) | 96,44 | Consumo específico combust(KG/KWH) | 0,29 |
| Inversión Central(10 ⁶ S) | 4,17 | Período para costo delKWH (años) | 12,50 |

Anexo (I) Cuadro (13*)

PRESUPUESTO DEL PROYECTO HIDROELECTRICO PAUTE (nivel de precios: Abril/76

(miles de US S) ETAPA I (500 MW)

| | ETAPA I FASE A (2x100MW) | | | ETAPA II FASE B | | | TOTAL ETAPA I |
|------------------------------------|--------------------------|--------|------------|-----------------|------|-------|---------------|
| | M.E. de (200 MW) | M.L. | TOTAL M.E. | M.E. | M.L. | TOTAL | |
| 1.Ingeniería y Administración | 6280 | 7459 | 13739 | 1324 | 112 | 1436 | 15175 |
| 2.Costos Directos | 108139 | 87190 | 195329 | 16550 | 1400 | 17950 | 213279 |
| Central,túneles,vías,campamentos | 42226 | 34640 | 76866 | -- | -- | -- | 76866 |
| Cemento para central,túneles,presa | 22440 | -- | 22440 | -- | -- | -- | 22440 |
| Presa (construcción) | 34510 | 23000 | 57510 | -- | -- | -- | 57510 |
| Tuberías,compuertas,válvulas | 12454 | -- | 12454 | -- | -- | -- | 12454 |
| Turbinas y generadores | 11173 | -- | 11173 | 12400 | -- | 12400 | 23573 |
| Transformadores | 1548 | -- | 1548 | 1470 | -- | 1470 | 3018 |
| Cables de 13 ^o KV | 170 | -- | 170 | 170 | -- | 170 | 340 |
| Equipo de alta tensión | 3316 | -- | 3316 | 900 | -- | 900 | 4276 |
| Equipo auxiliar | 594 | -- | 594 | 210 | -- | 210 | 804 |
| Montaje de equipo | 1700 | 1700 | 3400 | 1400 | 1400 | 2800 | 6200 |
| Accesorios y terrenos | -- | 5410 | 5410 | -- | -- | -- | 5410 |
| Vehículos | 448 | -- | 448 | -- | -- | -- | 448 |
| 3.TOTAL (1 + 2) | 114419 | 94649 | 209068 | 17874 | 1512 | 19386 | 228454 |
| 4.Imprevistos (10 % de 3) | 10229 | 7824 | 18053 | 1787 | 153 | 1940 | 19993 |
| 5.TOTAL DEL PROYECTO | 124648 | 102473 | 227121 | 19661 | 1665 | 21326 | 248447 |

Anexo (I) Cuadro (N 14*)

PRESUPUESTO DEL PROYECTO HIDROELECTRICO PISAYAMBO (nivel de precios Sep/76)

(miles de US S) (2 x 34,6 MW)

| | M. E. | M. L. | TOTAL |
|-----------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|
| 1. Ingeniería y Administración | 500 | 4300 | 4800 |
| 2. Gastos directos | 35460 | 18653 | 54113 |
| Obras preliminares | -- | 1946 | 1946 |
| Obras civiles de la central y la presa | 21798 | 14360 | 36158 |
| Suministro y transporte de tub. presión, compuerta, rejas, etc. | 758 | 282 | 1040 |
| Suministro y supervisión de montaje central | 6390 | 56 | 5446 |
| " " montaje de equipo, subestación | 4382 | -- | 4382 |
| Suministro de materiales para líneas | 1892 | -- | 1892 |
| Obras civiles, transporte, montaje S. Pucará | 600 | 1809 | 2409 |
| Transporte marítimo, equipo central | 600 | -- | 600 |
| Instrumentos de la presa | 40 | -- | 40 |
| Servidumbre y edificaciones | -- | 200 | 200 |
| 3. Gastos de Financiamiento | 2173 | -- | 2173 |
| 4. Gastos sin asignación específica | 3612 | 2872 | 6484 |
| 5. Captaciones secundarias | -- | 8520 | 8520 |
| 6. Imprevistos | 463 | 922 | 1385 |
| 7. TOTAL DEL PROYECTO | 42208 | 35267 | 77475 |

Fuente: Programa de inversiones del S.N.I.

Anexo (I) Cuadro (15*)

PRESUPUESTO DEL PROYECTO HIDROELECTRICO TOACHI - PILATON (nivel Precios a Sep/73)
 (Millones US S) (3 x 75 MW.)

| | (millones US S) |
|------------------------------------------------|-------------------|
| 1. Caminos de acceso y suministros de energía | 3,53 |
| 2. Presa de escollera con membrana de hormigón | 41,73 |
| 3. Toma de embalse | 3,17 |
| 4. Túnel a presión | 20,99 |
| 5. Chimenea de equilibrio | 3,99 |
| 6. Cámara de válvula | 2,92 |
| 7. Pozo blindado | 8,09 |
| 8. Túnel de descarga | -- |
| 9. Central (Ing. Civil) | 5,79 |
| 10. Equipo electromecánico | 16,11 |
| 11. Patio de llaves | 4,39 |
| 12. Aducción río Pilatón | 9,10 |
| 13. TOTAL COSTOS DIRECTOS | 119,99 |
| Ingeniería y administración | 12,00 |
| Imprevistos (10 %) | 12,00 |
| TOTAL DEL PROYECTO | 143,99 |

Fuente: Informe de factibilidad Mayo/75

Anexo (I) Cuadro (16*)

PRESUPUESTO DEL PROYECTO HIDROELECTRICO JUBONES (nivel de precios: Ene/76)

(millones de US S) (337 MW)

(miles US S)

| | |
|---------------------------------------|----------|
| 1.- Expropiaciones y servidumbre | 183,8 |
| 2.- Edificios y obras complementarias | 25194,4 |
| 3.- Embalse y obras de conducción | 102168,5 |
| Presa | |
| Túnel aducción | |
| Tubería de presión | |
| Otros | |
| 4.- Turbinas y generadores | 19885,8 |
| 5.- Equipo eléctrico accesorio | 2624,2 |
| 6.- Otros equipos de la Central | 2423,5 |
| 7.- Accesos | 684,4 |
| Costos indirectos y administrativos | 43456,8 |
| COSTO TOTAL DEL PROYECTO | 196621,4 |
| Imprevistos 10. % | 19662,4 |
| T O T A L D E L P R O Y E C T O | 216283,5 |

fuentes: Informe de factibilidad Enero/76

Anexo (I) Cuadro (17*)

PRESUPUESTOS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS ECUATORIANOS DEL S. N. I.

(M I L E S U. S. S)

| | POTENCIA (MW) | COSTO DIRECTO | OTROS COSTOS | COSTO TOT | REFE | COSTO A Dic/76 |
|-----------|---------------|---------------|--------------|-----------|-------|-------------------|
| PAUTE | 500 | 213279,0 | 35168,0 | 248447,0 | Ab/76 | 270488 |
| PISAYAMBO | 69 | 54113,0 | 23362,0 | 77475,0 | Sp/76 | 80457 |
| TOACHI | 225 | 119990,0 | 24008,0 | 143998,0 | Sp/73 | 210081 |
| JUBONES | 337 | 196621,4 | 19662,1 | 216283,5 | En/75 | 271307 |

El costo para las cuatro plantas niveladas hasta diciembre de 1976 he calculado considerando un 12% de interés anual.

Anexo (I) Cuadro (18*)

COSTO DEL KWH GENERADO CENTRAL HIDROELECTRICA PAUTE I (500MW)

| FACTOR PLANTA (%) | COSTOS- ANUALES (millones US S.) | | | | TOTAL ANUAL 10 ⁶ US | ENERGIA GENERADA G W H | COSTO K W H (cent.US S) |
|---------------------------|------------------------------------|-------------|-------------|----------|--------------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| | CAPITAL | OP. MAN | OP. MAN | COMBUST. | | | |
| 10,00 | 17,23 | 4,06 | 0,22 | -- | 22,57 | 438 | 5,15 |
| 20,00 | 17,23 | 4,06 | 0,44 | -- | 22,85 | 876 | 2,61 |
| 30,00 | 17,24 | 4,06 | 0,66 | -- | 23,13 | 1314 | 1,76 |
| 40,00 | 17,24 | 4,06 | 0,88 | -- | 23,41 | 1752 | 1,34 |
| <u>50,00</u> | <u>17,25</u> | <u>4,06</u> | <u>1,10</u> | -- | <u>23,69</u> | <u>2190</u> | <u>1,08</u> |
| 60,00 | 17,25 | 4,06 | 1,31 | -- | 23,96 | 2628 | 0,91 |
| 70,00 | 17,25 | 4,06 | 1,53 | -- | 24,24 | 3066 | 0,79 |
| 80,00 | 17,26 | 4,06 | 1,75 | -- | 24,52 | 3504 | 0,70 |
| 90,00 | 17,26 | 4,06 | 1,97 | -- | 24,80 | 3942 | 0,63 |
| 92,01 | 17,27 | 4,06 | 2,02 | -- | 24,86 | 4030 | 0,62 |

DATOS:

| | | | |
|--------------------------------------|---------|---------------------------------------------------|-------|
| Potencia Instalada (MW) | 500,00 | Capital trabajo (% Op- Man - Combust) | 25,00 |
| Producción Máxima (GWH) | 4030,00 | Costo fijo Op.y Mant. (% iny /año) | 1,50 |
| Vida útil media (años) | 50,00 | Costo variable Op.y Mant(10 ⁻³ S/KWH) | 0,50 |
| Rentabilidad (%) | 8,50 | Costo combustible (US S /Tonelada) | 0,00 |
| Fac de pla. máximo(%) | 92,01 | Consumo específico combust. (Kg/KWH) | 0,00 |
| Inversión Central(10 ⁶ S) | 270,50 | Período para costo del KWH (años) | 50,00 |

Anexo (I) Cuadro (19*)

COSTO DEL KWH GENERADO CENTRAL HIDROELECTRICA PISAYAMBO (69,2MW)

| FACTOR PLANTA (%) | COSTOS - ANUALES (millones US S.) | | | | TOTAL ANUAL 10 ⁶ US | ENERGIA GENERADA G W H | COSTO K W H (cent.US S) |
|---------------------------|-------------------------------------|---------|-----------|----------|--------------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| | fijos | | variables | | | | |
| | CAPITAL | OP. MAN | OP. MAN | COMBUST. | | | |
| 10,00 | 5,13 | 1,21 | 0,03 | -- | 6,67 | 60,62 | 11,01 |
| 20,00 | 5,13 | 1,21 | 0,06 | -- | 6,71 | 121,24 | 5,54 |
| 30,00 | 5,13 | 1,21 | 0,09 | -- | 6,75 | 181,86 | 3,71 |
| 40,00 | 5,13 | 1,21 | 0,12 | -- | 6,79 | 242,48 | 2,80 |
| 50,00 | 5,13 | 1,21 | 0,15 | -- | 6,83 | 303,10 | 2,25 |
| 51,14 | 5,13 | 1,21 | 0,16 | -- | 6,83 | 310,00 | 2,20 |

DATOS:

| | | | |
|--------------------------------------|--------|---------------------------------------------------|-------|
| Potencia Instalada (Mw) | 69,20 | Capital trabajo (% Op- Man - Comus) | 25,00 |
| Producción Máxima (GWH) | 310,00 | Costo fijo Op.y Mant. (% inv /año) | 1,50 |
| Vida útil media (años) | 50,00 | Costo variable Op.y Mant(10 ⁻³ S/KWH) | 0,50 |
| Rentabilidad (%) | 8,50 | Costo combustible (US S/Tonelada) | 0,00 |
| Fac de pla. máximo(%) | 51,14 | Consumo específico combust.(Kg/KWH) | 0,00 |
| Inversión Central(10 ⁶ S) | 80,50 | Período para costo del KWH (años) | 50,00 |

Anexo (I) Cuadro (20*).

COSTO DEL KWH GENERADO CENTRAL HIDROELECTRICA TOACHI I

| FACTOR PLANTA (%) | COSTOS ANUALES (millones US S.) | | | | TOTAL ANUAL 10 ⁶ US | ENERGIA GENERADA G W H | COSTO K W H (cent.US S) |
|------------------------|-----------------------------------|-------------|-------------|----------|-----------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| | fijos | | variables | | | | |
| | CAPITAL | OP. MAN | OP. MAN | COMBUST. | | | |
| 10,00 | 13,38 | 3,15 | 0,10 | -- | 17,44 | 197,10 | 8,85 |
| 20,00 | 13,38 | 3,15 | 0,20 | -- | 15,57 | 394,20 | 4,46 |
| 30,00 | 13,38 | 3,15 | 0,30 | -- | 17,69 | 591,30 | 2,99 |
| 40,00 | 13,39 | 3,15 | 0,39 | -- | 17,82 | 788,40 | 2,26 |
| <u>50,00</u> | <u>13,39</u> | <u>3,15</u> | <u>0,49</u> | -- | <u>17,94</u> | <u>985,50</u> | <u>1,82</u> |
| 60,00 | 13,39 | 3,15 | 0,59 | -- | 18,07 | 1182,60 | 1,53 |
| 68,90 | 13,39 | 3,15 | 0,68 | -- | 18,18 | 1358,00 | 1,34 |

DATOS:

| | | | |
|--------------------------------------|---------|---------------------------------------------------|-------|
| Potencia Instalada (MW) | 225,00 | Capital trabajo (% Op - Man - Comb.) | 25,00 |
| Producción Máxima (GWH) | 1358,00 | Costo fijo OP.yMant. (% inv/año) | 1,50 |
| Vida útil media (años) | 50,00 | Costo variable Op.y Mant(10 ⁻³ S/KWH) | 0,50 |
| Rentabilidad (%) | 8,50 | Costo combustible (US S/Tonelada) | 0,00 |
| Fac de pla. máximo(%) | 68,90 | Consumo específico comb. (Kg/KWH) | -- |
| Inversión Central(10 ⁶ S) | 210,10 | Período para costo del KWH (años) | 50,00 |

Anexo (I) Cuadro (21*)

COSTO DEL KWH GENERADO CENTRAL HIDROELECTRICA JUBONES (337MW)

| FACTOR PLANTA (%) | COSTOS ANUALES (millones US S.) | | | | TOTAL ANUAL 10 ⁶ US | ENERGIA GENERADA G W H | COSTO K W H (cent.US S) |
|---------------------------|-----------------------------------|-------------|-------------|----------|--------------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| | fijos | | variables | | | | |
| | CAPITAL | OP. MAN | OP. MAN | COMBUST. | | | |
| 10,00 | 17,28 | 4,07 | 0,15 | -- | 22,55 | 295,21 | 7,64 |
| 20,00 | 17,28 | 4,07 | 0,30 | -- | 22,74 | 590,42 | 3,85 |
| 30,00 | 17,28 | 4,07 | 0,44 | -- | 22,92 | 885,64 | 2,59 |
| 40,00 | 17,29 | 4,07 | 0,59 | -- | 23,11 | 1180,85 | 1,96 |
| <u>50,00</u> | <u>17,29</u> | <u>4,07</u> | <u>0,74</u> | -- | <u>23,30</u> | <u>1476,06</u> | <u>1,58</u> |
| 60,00 | 17,29 | 4,07 | 0,89 | -- | 23,49 | 1771,27 | 1,33 |
| 70,00 | 17,30 | 4,07 | 1,03 | -- | 23,67 | 2066,48 | 1,15 |
| 77,37 | 17,30 | 4,07 | 1,14 | -- | 23,81 | 2284,00 | 1,04 |

DATOS:

| | | | |
|--------------------------------------|---------|---------------------------------------------------|-------|
| Potencia Instalada (MW) | 337,00 | Capital trabajo (% Op - Man - Comb.) | 25,00 |
| Producción Máxima (GWH) | 2284,00 | Costo fijo Op.y Mant. (% inv/año) | 1,50 |
| Vida útil media (años) | 50,00 | Costo variable Op.y Mant(10 ⁻³ S/KWH) | 0,50 |
| Rentabilidad (%) | 8,50 | Costo combustible (US S/Tonelada) | -- |
| Fac de pla. máximo(%) | 77,37 | Consumo específico comb. (Kg/KWH) | -- |
| Inversión Central(10 ⁶ S) | 271,30 | Período para costo del KWH (años) | 50,00 |

Anexo (I) Cuadro (22*)

DISTRIBUCION DE LA POBLACION URBANA Y RURAL (PORCENTAJES)

| SISTEMAS REGIONALES | POBLACION URBANA | | POBLACION RURAL | | POB.URB/POB.TOTAL | |
|------------------------|------------------|----------|-----------------|----------|-------------------|----------|
| | Año 1962 | Año 1974 | Año 1962 | Año 1974 | Año 1962 | Año 1974 |
| Norte | 5,3 | 4,5 | 7,9 | 7,1 | 28 | 31 |
| Pichincha | 22,6 | 24,1 | 6,6 | 7,9 | 66 | 69 |
| Centro Norte | 10,2 | 8,6 | 20,8 | 20,3 | 22 | 23 |
| Centro Sur | 5,3 | 5,2 | 10,8 | 10,2 | 28 | 36 |
| Sur | 3,2 | 3,0 | 8,8 | 8,1 | 17 | 21 |
| Esmeraldas | 2,5 | 2,7 | 3,0 | 3,6 | 32 | 35 |
| Manabí | 7,8 | 8,1 | 17,3 | 16,0 | 20 | 27 |
| Guayas-Rios | 38,9 | 39,1 | 21,5 | 23,1 | 51 | 55 |
| El Oro | 4,2 | 4,7 | 3,3 | 3,7 | 42 | 48 |
| TOTAL | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 36 | 42 |

FUENTES: II y III Censos de Población
Anexo (I)

Cuadro (24*)

PREVISION DE LAS DEMANDAS ELECTRICAS DEL S.N.I. DE ACUERDO AL PROGRAMA DE INTEGRACION DE LOS SISTEMAS REGIONALES (1977 - 1986) (1)(2)

| | 1977 | | 1978 | | 1979 | | 1980 | | 1981 | | 1982 | | 1983 | | 1984 | | 1985 | | 1986 | |
|----------------------------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|--------|
| I. ZONA NOROCCIDENTAL | GWH | MW |
| Subsistema Quito (3) | 613.1 | 135.9 | 683.5 | 151.5 | 759.3 | 168.3 | 840.5 | 186.3 | 922.1 | 204.4 | 1032.8 | 228.9 | 1156.7 | 256.4 | 1295.5 | 287.2 | 1451.0 | 321.6 | 1625.1 | 360.2 |
| Sistema Centro-Norte (4) | 142.0 | 36.5 | 190.8 | 46.0 | 217.6 | 53.0 | 243.6 | 60.6 | 266.3 | 66.5 | 299.7 | 75.5 | 328.0 | 83.1 | 359.6 | 91.7 | 395.4 | 101.4 | 435.6 | 112.5 |
| Sistema Norte (5) | | | | | 112.5 | 23.0 | 118.1 | 24.8 | 123.7 | 26.6 | 129.9 | 28.5 | 136.6 | 30.6 | 144.3 | 33.0 | 152.9 | 35.6 | 162.5 | 33.5 |
| Sistema Esmeraldas | | | | | | | | | 76.4 | 16.8 | 87.3 | 19.5 | 99.0 | 22.2 | 116.1 | 26.2 | 130.7 | 29.3 | 143.1 | 32.3 |
| Area de Santo Domingo | | | | | | | | | | | 40.1 | 15.0 | 55.0 | 15.2 | 61.8 | 17.2 | 69.1 | 18.5 | 76.8 | 21.9 |
| TOTAL ZONA NOROCCIDENTAL | 755.1 | 172.4 | 874.3 | 197.3 | 1089.4 | 245.2 | 1202.2 | 271.7 | 1388.5 | 314.3 | 1598.7 | 365.4 | 1776.2 | 407.5 | 1979.3 | 455.3 | 2199.1 | 507.4 | 2443.1 | 565.4 |
| II. ZONA SUR | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Subsistema Cuya-Drán-Baule | 754.7 | 167.4 | 842.8 | 187.1 | 936.5 | 207.9 | 1042.8 | 231.6 | 1152.6 | 255.2 | 1273.4 | 281.2 | 1408.3 | 310.5 | 1558.3 | 343.1 | 1751.8 | 379.6 | 1913.5 | 416.6 |
| Area de Milagro Naranjal | | | | | 109.8 | 26.3 | 115.8 | 28.0 | 121.4 | 29.5 | 127.7 | 31.5 | 134.7 | 33.3 | 142.1 | 35.2 | 149.3 | 37.2 | 156.5 | 39.1 |
| Area de Quevedo (6) | | | | | 14.8 | 11.0 | 38.6 | 14.0 | 42.8 | 15.4 | 48.1 | 17.2 | 52.8 | 18.6 | 56.9 | 19.7 | 61.7 | 21.0 | 66.8 | 22.4 |
| Area de Santa Elena | | | | | | | | | 85.1 | 19.4 | 90.4 | 20.6 | 100.0 | 22.7 | 106.2 | 24.0 | 112.9 | 25.3 | 120.2 | 27.2 |
| Sistema Manabí | | | | | | | | | 140.3 | 34.3 | 158.9 | 38.1 | 175.3 | 42.2 | 192.8 | 46.6 | 211.7 | 51.3 | 232.0 | 36.4 |
| Sistema Centro-Sur | | | | | | | | | | | 172.1 | 46.0 | 199.2 | 50.5 | 208.4 | 55.5 | 229.7 | 61.2 | 253.6 | 67.6 |
| Area de Babahoyo | | | | | | | | | | | 100.7 | 25.5 | 111.7 | 28.2 | 123.9 | 31.0 | 137.5 | 34.2 | 152.9 | 37.7 |
| Sistema El Oro | | | | | | | | | | | | | 91.4 | 24.6 | 103.3 | 27.4 | 117.1 | 30.6 | 132.3 | 34.2 |
| Sistema Sur | | | | | | | | | | | | | 72.1 | 20.0 | 82.7 | 22.6 | 92.3 | 24.6 | 103.2 | 27.5 |
| TOTAL ZONA SUR | 754.7 | 167.4 | 842.8 | 187.1 | 1061.1 | 245.2 | 1197.2 | 273.6 | 1345.4 | 303.8 | 1511.3 | 333.5 | 1699.6 | 373.5 | 1911.6 | 425.1 | 2151.0 | 465.2 | 2411.0 | 511.7 |
| TOTAL NACIONAL | 1509.8 | 339.8 | 1717.1 | 384.4 | 2150.5 | 490.4 | 2399.4 | 545.3 | 2933.9 | 618.1 | 3570.0 | 708.9 | 4111.7 | 781.0 | 4553.9 | 880.4 | 5065.1 | 972.6 | 5564.1 | 1077.1 |

- (1) La proyección de la demanda se ha tomado del "ESTUDIO DE MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA DEL ECUADOR" (PI/76-0204), realizado por la División de Planificación de INECEL, excepto para el subsistema Quito.
- (2) El programa de integración de las diferentes áreas está de acuerdo con el conograma de ejecución de las líneas y subestaciones del Sistema Nacional Interconectado, el mismo que se muestra en el Anexo # 2
- (3) Provisión realizada por la Empresa Eléctrica Quito. (4) Considerando integración de Guaranda a comienzos de 1979, y del Puyo a comienzos de 1982.
- (5) Se integra a comienzos de 1979. (6) Se integra a mediados de 1979, mediante la línea Pascuales - Santa Rosa.

DISPONIBILIDAD DE POTENCIA DE LAS PIANTAS TERMORELECTRICAS DE LOS SISTEMAS REGIONALES
(MW)

| Z O N A S | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|-----------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|
| I - ZONA NORTE | | | | | | | | | | |
| Grupos Diesel | 58,1 | 48,9 | 55,5 | 55,5 | 67,5 | 66,5 | 63,1 | 51,8 | 43,8 | 21,2 |
| Sistema Norte | | | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| Area de Quito | 40,1 | 30,9 | 30,9 | 30,9 | 30,9 | 22,2 | 22,2 | 10,9 | 10,9 | |
| Carolina | 9,2 | | | | | | | | | |
| Iulucoto | 30,9 | 30,9 | 30,9 | 30,9 | 30,9 | 22,2 | 22,2 | 10,9 | 10,9 | |
| Area de Santo Domin. | | | | | | 7,7 | 7,7 | 7,7 | 7,7 | 5,0 |
| Sistema Centra-Nortel | 8,0 | 18,0 | 16,6 | 19,6 | 19,6 | 19,6 | 16,2 | 16,2 | 13,2 | 4,2 |
| Iatacunga | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 |
| Ambato | 9,5 | 9,5 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 5,0 |
| Riobamba | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 5,9 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | |
| Guaranda | | | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 3,1 | 1,6 |
| Sistema Esmaraldas | | | | | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 7,0 | 7,0 |
| PIANTAS A VAPOR | | | | | | | | | | |
| TURBINAS A GAS | 24,0 | 24,0 | 48,0 | 48,0 | 48,0 | 48,0 | 48,0 | 48,0 | 48,0 | 48,0 |
| TOTAL ZONA NORTE | 82,1 | 72,9 | 103,5 | 103,5 | 115,5 | 114,5 | 111,1 | 99,8 | 91,8 | 69,2 |

| | | | | | | | | | | |
|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| II - ZONA SUR | | | | | | | | | | |
| Grupos Diesel | 2,8 | 2,8 | 23,8 | 23,8 | 74,7 | 107,3 | 127,5 | 124,7 | 116,6 | 83,2 |
| Sis. Cen. Sur | | | | | | 10,8 | 10,8 | 10,8 | 10,8 | |
| Sistema Sur | | | | | | | 11,8 | 11,8 | 10,7 | 5,0 |
| Sistema Manabí | | | | | 55,6 | 35,6 | 28,6 | 28,6 | 28,6 | 28,6 |
| S. Guayas-Los Rios | 2,8 | 2,8 | 23,8 | 23,8 | 39,1 | 50,9 | 57,9 | 55,1 | 48,1 | 33,7 |
| Durán | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | 2,8 | | | |
| Milagro-Naranjal | | | 11,6 | 11,6 | 11,6 | 11,6 | 8,6 | 8,6 | 5,0 | 5,0 |
| Quevedo | | | 9,4 | 9,4 | 9,4 | 9,4 | 9,4 | 9,4 | 9,4 | 6,0 |
| Babahoyo | | | | | | 21,8 | 21,8 | 21,8 | 19,5 | 17,0 |
| Salinas-Santa Elena | | | | | 15,3 | 15,3 | 15,3 | 15,3 | 14,2 | 5,5 |
| Sistema El Oro | | | | | | | 18,4 | 18,4 | 18,4 | 15,9 |
| PIANTAS VAP.GUAYA. | 63,0 | 63,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 |
| TURBINAS GAS " | 80,5 | 110,5 | 110,5 | 110,5 | 110,5 | 110,5 | 97,0 | 97,0 | 97,0 | 97,0 |
| TOTAL ZONA SUR | 146,3 | 176,3 | 192,3 | 192,3 | 243,2 | 270,8 | 277,5 | 274,7 | 265,6 | 233,2 |
| TOTAL NACIONAL | 228,4 | 249,2 | 295,8 | 295,8 | 358,7 | 385,3 | 388,6 | 374,5 | 358,4 | 302,4 |

DISPONIBILIDAD DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES Y FUTURAS

| Z O N A S | POTENCIA (MW) | | E N E R G I A (G W H) | | | | CRITICO | T O T A L |
|-----------------------|-------------------|---------|-------------------------|--------|---------|---------|---------|-----------|
| | Instalación firme | PERIODO | Primari | Secund | T o t | PERIODO | | |
| I - ZONA NORTE | | | | | | | | |
| Ia playa | 1,32 | 1,32 | 7,00 | 0,23 | 7,23 | 3,43 | 0,11 | 3,54 |
| El Ambí | 8,00 | 8,00 | 22,75 | 10,69 | 33,44 | 11,14 | 5,23 | 16,37 |
| C.de E.E.Quito | 85,66 | 67,90 | 26,49 | 224,42 | 250,91 | 12,49 | 112,07 | 124,56 |
| Ia Calera | 2,00 | 2,00 | 9,83 | 0,61 | 10,44 | 4,81 | 0,30 | 5,11 |
| Illuchi I | 2,80 | 2,80 | 10,70 | 0,14 | 10,84 | 5,24 | 0,07 | 5,31 |
| Illuchi II | 1,40 | 1,40 | 7,67 | | 7,67 | 3,76 | | 3,76 |
| Alao I | 5,30 | 5,30 | 26,76 | | 26,76 | 14,08 | | 14,08 |
| Alao II | 2,60 | 2,60 | 9,18 | 6,11 | 15,29 | 4,49 | 3,00 | 7,49 |
| Sbttotal existentes | 109,08 | 91,32 | 122,33 | 242,20 | 364,58 | 59,44 | 120,78 | 180,22 |
| Pisayambo | 64,20 | 69,20 | 147,60 | 53,60 | 201,20 | 73,80 | 26,80 | 100,60 |
| Toachi | 300,00 | 215,00 | 575,80 | 179,30 | 755,10 | 329,00 | 151,80 | 480,80 |
| Guayllabamba | 330,00 | 282,00 | 1049,00 | 117,00 | 1166,00 | 430,00 | 147,00 | 577,00 |
| Sbttotal futuras | 699,20 | 566,20 | 1772,40 | 349,90 | 2122,30 | 832,80 | 325,60 | 1150,40 |
| TOTAL HIDRO-NORTE | 808,28 | 657,52 | 1894,73 | 592,10 | 2486,83 | 892,24 | 466,38 | 1358,62 |
| II - ZONA SUR | | | | | | | | |
| Salmirín | 6,40 | 6,40 | 30,85 | 2,91 | 33,76 | 15,11 | 1,42 | 16,53 |
| Saucay I | 8,00 | 8,00 | 25,78 | 6,24 | 32,02 | 12,62 | 3,05 | 15,67 |
| Saucay II | 10,00 | 7,20 | 28,40 | 29,40 | 57,80 | 14,40 | 14,40 | 28,80 |
| S. Francisco | 2,40 | 2,40 | 13,07 | 0,08 | 13,15 | 6,40 | 0,04 | 6,44 |
| Ia Calera | 1,28 | 1,28 | 6,40 | 0,55 | 6,95 | 3,13 | 0,27 | 3,40 |
| Sbttotal existentes | 28,08 | 25,10 | 105,50 | 39,18 | 144,68 | 51,80 | 19,20 | 70,85 |
| PAUTE Fase (A) | 300,00 | 300,00 | 1764,00 | | 1764,00 | 835,00 | | 835,00 |
| PAUTE Fase (B) | 200,00 | 200,00 | 1225,00 | 75,00 | 1300,00 | | 383,00 | 383,00 |
| SUB TOTAL FUTURAS | 500,00 | 500,00 | 2439,00 | 75,00 | 2514,00 | 835,00 | 383,00 | 1218,00 |
| TOTAL HIDROELECT/SUR | 528,01 | 525,10 | 2594,50 | 114,18 | 2708,68 | 886,80 | 402,2 | 1228,85 |
| TOTAL S.H.I. | 1336,29 | 1182,62 | 4489,23 | 706,28 | 5195,51 | 1779,04 | 868,58 | 2277,47 |

PRODUCCION DE LAS CENTRALES DEL S.N.I. Y DE LOS SISTEMAS REGIONALES (Año Hidro 1977-1986) Medio-Generación Neta en SS/EE del S.N.I. Potencia y Energía ()

| AÑO | CENTRALES DE LOS SISTEMAS REGIONALES | | | | | | | | | | CENTRALES SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO | | | | | | | | | | | | | | |
|------|--------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--|
| | HIDROELECTRICA | | | | | GAS | | | | | DIESEL | | | | | VAPOR | | | | | GAS | | | | |
| | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | MWh | |
| 1977 | 755.1 | 172.4 | 456.3 | 91.3 | 37.8 | 23.6 | 178.2 | 25.4 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1978 | 874.3 | 197.5 | 458.3 | 94.3 | | | 141.1 | 17.8 | 118.0 | 65.4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1979 | 1089.4 | 245.2 | 525.7 | 103.1 | 56.7 | 23.6 | 72.0 | 24.0 | 260.5 | 65.4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1980 | 1202.2 | 271.7 | 525.7 | 103.1 | 42.5 | 23.6 | 70.0 | 25.0 | 291.2 | 65.4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1981 | 1390.5 | 314.3 | 525.7 | 103.1 | 101.3 | 47.3 | 90.0 | 30.0 | 291.2 | 65.4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1982 | 1508.7 | 363.4 | 525.7 | 103.1 | 55.4 | 33.3 | 78.2 | 34.0 | 291.2 | 65.4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1983 | 1776.2 | 407.5 | 525.7 | 103.1 | 27.5 | 23.6 | 13.6 | | 291.2 | 65.4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1984 | 1979.3 | 455.3 | 525.7 | 103.1 | 16.5 | 23.6 | | | 291.2 | 65.4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1985 | 2199.1 | 507.4 | 525.7 | 103.1 | 22.0 | 47.3 | | | 291.2 | 65.4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1986 | 2443.1 | 585.4 | 525.7 | 103.1 | 21.2 | 47.3 | | | 291.2 | 65.4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | CENTRALES DE LOS SISTEMAS REGIONALES | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | HIDROELECTRICA | | | | | GAS | | | | | DIESEL | | | | | VAPOR | | | | | GAS | | | | |
| | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | MWh | GWh | MWh | |
| 1977 | 734.7 | 167.4 | 431.3 | 89.9 | 241.3 | 79.3 | 8.2 | 2.7 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1978 | 842.8 | 187.1 | 426.9 | 90.0 | 251.5 | 76.6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1979 | 1081.1 | 246.2 | 394.4 | 55.0 | 259.4 | 108.8 | 45.0 | 14.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1980 | 1197.2 | 273.6 | 383.0 | 55.0 | 213.5 | 108.8 | 45.0 | 15.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1981 | 1345.4 | 353.8 | 385.0 | 55.0 | 239.4 | 108.8 | 45.0 | 15.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1982 | 1971.3 | 459.9 | 23.2 | 295.3 | 50.0 | 150.0 | 60.0 | 159.7 | 57.2 | 84 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1983 | 2355.5 | 559.6 | 208.1 | 26.6 | 237.7 | 51.0 | 36.0 | 72.1 | 16.4 | 20.4 | 195 | | | | | | | | | | | | | | |
| 1984 | 2574.6 | 605.1 | 208.1 | 26.6 | 270.0 | 50.0 | 42.0 | 85.0 | | | 210 | | | | | | | | | | | | | | |
| 1985 | 2864.0 | 605.2 | 208.1 | 26.6 | 300.0 | 50.0 | 66.0 | 83.0 | 45.0 | 30.0 | 232 | | | | | | | | | | | | | | |
| 1986 | 3131.0 | 731.7 | 208.1 | 26.6 | 326.2 | 50.0 | 72.0 | 90.0 | 60.0 | 40.0 | 248 | | | | | | | | | | | | | | |

ANEXO I Cuidra ()

PLANEO DE POTENCIA DEL S.H.I. POR ZONAS ELECTRICAS (Plantas existentes + Plantas en construcción)

Z O N A N O R T E

| AÑO | Máxima (KW) | DISPONIBILIDADES (KW) | | | | TOTAL (KW) | BALANCE (KW) (%) | | | |
|------|-------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|------------|------------------|-------|--------|-------|
| | | SISTEMAS REGIONALES | SISTEMA NACIONAL INT. | SISTEMA NACIONAL INT. | SISTEMA NACIONAL INT. | | | | | |
| | | Hidroel. Vapor | Diesel | Gas | Pienyambo Diesel | Quito | | | | |
| 1977 | 172.4 | 80.6 | -- | 45.3 | 23.6 | -- | 30.3 | 179.4 | 7.4 | 4.3 |
| 1978 | 197.5 | 80.6 | -- | 38.1 | 23.6 | 65.4 | 30.3 | 238.0 | 40.5 | 20.5 |
| 1979 | 245.2 | 89.4 | -- | 43.3 | 47.3 | 65.4 | 30.3 | 275.7 | 30.5 | 12.4 |
| 1980 | 277.7 | 89.4 | -- | 43.3 | 47.3 | 65.4 | 30.3 | 275.7 | 4.0 | 1.5 |
| 1981 | 325.0 | 89.4 | -- | 58.7 | 47.3 | 65.4 | 30.3 | 291.1 | -33.9 | -10.4 |
| 1982 | 355.4 | 89.4 | -- | 51.9 | 47.3 | 65.4 | 30.3 | 248.3 | -81.1 | -22.2 |
| 1983 | 407.5 | 89.4 | -- | 49.2 | 47.3 | 65.4 | 30.3 | 281.6 | -125.9 | -30.9 |
| 1984 | 455.3 | 89.4 | -- | 40.4 | 47.3 | 65.4 | 30.3 | 272.8 | -182.5 | -40.1 |
| 1985 | 507.4 | 89.4 | -- | 34.2 | 47.3 | 65.4 | 30.3 | 266.6 | -240.8 | -47.5 |
| 1986 | 555.4 | 89.4 | -- | 16.5 | 47.3 | 65.4 | 30.3 | 248.9 | -316.5 | -56.0 |
| 1987 | 629.7 | 89.4 | -- | 16.5 | 47.3 | 65.4 | 30.3 | 248.9 | -380.8 | -60.5 |
| 1988 | 701.1 | 89.4 | -- | 16.5 | 47.3 | 65.4 | 30.3 | 248.9 | -452.2 | -64.5 |
| 1989 | 781.3 | 89.4 | -- | 16.5 | 47.3 | 65.4 | 30.3 | 248.9 | -532.4 | -68.1 |
| 1990 | 870.8 | 89.4 | -- | 16.5 | 47.3 | 65.4 | 30.3 | 248.9 | -621.9 | -71.4 |

Z O N A S U R

| AÑO | Máxima (KW) | DISPONIBILIDADES (KW) | | | | TOTAL (KW) | BALANCE (KW) (%) | | | | | |
|------|-------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------------|------------|------------------|-------|-------|-------|--------|-------|
| | | SISTEMAS REGIONALES | SISTEMA NACIONAL INT. | SISTEMA NACIONAL INT. | SISTEMA NACIONAL INT. | | | | | | | |
| | | Hidroel. Vapor | Diesel | Gas | Plante 1-A Plante 1-B Vapor | Gas | | | | | | |
| 1977 | 174.1 | -- | 59.9 | 2.3 | 103.9 | -- | -- | 28.6 | 194.7 | 20.6 | 11.8 | |
| 1978 | 221.3 | -- | 59.9 | 2.3 | 103.9 | -- | -- | 66.5 | 261.2 | 39.9 | 18.0 | |
| 1979 | 258.3 | -- | 55.1 | 19.5 | 103.9 | -- | -- | 66.5 | 273.6 | 15.3 | 5.9 | |
| 1980 | 342.1 | -- | 55.1 | 57.2 | 103.9 | -- | -- | 133.0 | 277.8 | 35.7 | 10.4 | |
| 1981 | 399.0 | -- | 55.2 | 79.1 | 103.9 | -- | -- | 133.0 | 277.7 | 0.7 | 0.2 | |
| 1982 | 448.0 | 25.2 | 50.4 | 88.0 | 103.9 | 283.5 | -- | 133.0 | 281.6 | 712.6 | 224.6 | 46.0 |
| 1983 | 685.0 | 27.5 | 50.4 | 104.6 | 90.6 | 283.5 | 189.0 | 133.0 | 281.6 | 907.2 | 222.2 | 32.4 |
| 1984 | 746.7 | 27.5 | 50.4 | 102.3 | 90.6 | 283.5 | 189.0 | 133.0 | 281.6 | 904.9 | 158.2 | 21.2 |
| 1985 | 815.2 | 27.5 | 50.4 | 95.6 | 90.6 | 283.5 | 189.0 | 133.0 | 281.6 | 898.2 | -83.0 | 10.3 |
| 1986 | 891.7 | 27.5 | 50.4 | 68.2 | 90.6 | 283.5 | 189.0 | 133.0 | 281.6 | 890.8 | -20.9 | -2.3 |
| 1987 | 976.7 | 27.5 | 50.4 | 64.1 | 90.6 | 283.5 | 189.0 | 133.0 | 281.6 | 866.7 | -110.0 | -11.3 |
| 1988 | 1071.7 | 27.5 | 50.4 | 64.1 | 90.6 | 283.5 | 189.0 | 133.0 | 281.6 | 866.7 | -205.0 | -19.1 |
| 1989 | 1176.7 | 27.5 | 50.4 | 64.1 | 90.6 | 283.5 | 189.0 | 133.0 | 281.6 | 866.7 | -312.0 | -26.5 |
| 1990 | 1299.7 | 27.5 | 50.4 | 55.9 | 90.6 | 283.5 | 189.0 | 133.0 | 281.6 | 858.5 | -441.2 | -33.9 |

ANEXO 1 Cuadro (20°)

BALANCE DE POTENCIA DEL S. N. I. CONSIDERANDO LAS INSTALACIONES
EXISTENTES Y EN CONSTRUCCION (1)

(MW)

| A Ñ O | DEMANDA MAXIMA | D I S P O N I B I L I D A D E S | | | | | | | | | BALANCE | | |
|-------|-------------------|---------------------------------|-------|--------|-------|---------------------|---------|-------|--------|------|---------|---------|-------|
| | | SISTEMAS REGIONALES | | | | SISTEMAS NACIONALES | | | | | Total | (MW) | (%) |
| | | Hidroel | Vapor | Diesel | Gas | Pisaymb | Paute 1 | Vapor | Diesel | Gas | | | |
| 1977 | 346.5 | 80.6 | 59.9 | 47.6 | 127.5 | | | | 30.3 | 28.6 | 374.1 | 27.6 | 8.0 |
| 1978 | 418.8 | 80.6 | 59.9 | 40.4 | 127.5 | 65.4 | | 66.5 | 30.3 | 28.6 | 499.2 | 80.4 | 19.2 |
| 1979 | 503.5 | 89.4 | 55.1 | 62.8 | 151.2 | 65.4 | | 66.5 | 30.3 | 28.6 | 549.3 | 45.8 | 9.1 |
| 1980 | 613.8 | 89.4 | 55.1 | 100.5 | 151.2 | 65.4 | | 133.0 | 30.3 | 28.6 | 653.5 | 39.3 | 6.5 |
| 1981 | 724.0 | 89.4 | 55.1 | 137.8 | 151.2 | 65.4 | | 133.0 | 30.3 | 28.6 | 690.8 | -33.2 | -4.6 |
| 1982 | 1853.4 | 114.6 | 50.4 | 139.9 | 151.2 | 65.4 | 283.5 | 133.0 | 30.3 | 28.6 | 996.9 | 143.5 | 16.8 |
| 1983 | 1092.5 | 116.9 | 50.4 | 153.8 | 137.9 | 65.4 | 472.5 | 133.0 | 30.3 | 28.6 | 1188.8 | 96.3 | 8.8 |
| 1984 | 1202.0 | 116.9 | 50.4 | 142.7 | 137.9 | 65.4 | 472.5 | 133.0 | 30.3 | 28.6 | 1177.8 | -24.3 | -2.0 |
| 1985 | 1322.6 | 116.9 | 50.4 | 129.8 | 137.9 | 65.4 | 472.5 | 133.0 | 30.3 | 28.6 | 1164.8 | -157.8 | -11.9 |
| 1986 | 1457.1 | 116.9 | 50.4 | 84.7 | 137.9 | 65.4 | 472.5 | 133.0 | 30.3 | 28.6 | 1119.7 | -337.4 | -23.2 |
| 1987 | 1606.4 | 116.9 | 50.4 | 80.6 | 137.9 | 65.4 | 472.5 | 133.0 | 30.3 | 28.6 | 1115.6 | -490.8 | -30.6 |
| 1988 | 1772.8 | 116.9 | 50.4 | 80.6 | 137.9 | 65.4 | 472.5 | 133.0 | 30.3 | 28.6 | 1115.6 | -657.2 | -37.1 |
| 1989 | 1960.0 | 116.9 | 50.4 | 80.6 | 137.9 | 65.4 | 472.5 | 133.0 | 30.3 | 28.6 | 1115.6 | -844.4 | -43.1 |
| 1990 | 2170.5 | 116.9 | 50.4 | 72.4 | 137.9 | 65.4 | 472.5 | 133.0 | 30.3 | 28.6 | 1107.4 | -1063.1 | -49.0 |

(1) Este cuadro constituye la unión de la zona Norte y Sur del cuadro 28* Anexo I

BALANCE DE POTENCIA DEL S.N.I

(Incluyendo nuevas Instalaciones) (1)

| AÑO | Demanda Máxima (MW) | DISPONIBILIDADES (MEGA - WATTS) | | | | | | | | BALANCE | | |
|------|---------------------|---------------------------------|---------------------------------|-----------|---------|--------|--------|----------|-------|---------|-------|---------------|
| | | Sistemas Regionales | SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO | | | | | | Total | (MW) | (%) | |
| | | | Pisaymb | Tér.Exst. | Paute I | Toachi | Coca I | Paute II | | | | Tér.Nueva (2) |
| 1981 | 724.0 | 433.5 | 65.4 | 191.9 | | | | | 114.0 | 804.8 | 80.8 | 11.2 |
| 1982 | 853.4 | 456.1 | 65.4 | 191.9 | 283.5 | | | | 114.0 | 1110.9 | 257.5 | 30.2 |
| 1983 | 1092.5 | 459.0 | 65.4 | 191.9 | 472.5 | | | | 114.0 | 1302.8 | 210.3 | 19.2 |
| 1984 | 1202.0 | 447.9 | 65.4 | 191.9 | 472.5 | 283.5 | | | 114.0 | 1575.2 | 373.2 | 31.0 |
| 1985 | 1322.6 | 435.0 | 65.4 | 191.9 | 472.5 | 283.5 | | | 114.0 | 1562.3 | 239.7 | 18.1 |
| 1986 | 1457.1 | 389.9 | 65.4 | 191.9 | 472.5 | 283.5 | 472.5 | | 114.0 | 1989.7 | 532.6 | 36.6 |
| 1987 | 1606.4 | 385.8 | 65.4 | 191.9 | 472.5 | 283.5 | 472.5 | | 114.0 | 1985.6 | 379.2 | 23.6 |
| 1988 | 1772.8 | 385.8 | 65.4 | 191.9 | 472.5 | 283.5 | 472.5 | | 114.0 | 1985.6 | 212.8 | 12.0 |
| 1989 | 1960.0 | 385.8 | 65.4 | 191.9 | 472.5 | 283.5 | 472.5 | 472.5 | 114.0 | 2458.1 | 498.1 | 25.4 |
| 1990 | 2170.5 | 377.6 | 65.4 | 191.9 | 472.5 | 283.5 | 472.5 | 472.5 | 114.0 | 2449.9 | 279.4 | 12.9 |

(1) Se considera un equipamiento exclusivamente hidroeléctrico en el período posterior a la entrada en operación del proyecto Paute.

(2) La "CENTRAL TERMICA NUEVA" es el equipamiento que debe entrar en operación a comienzos de 1.981 para cubrir el Mercado de ese año y hasta la puesta en servicio de Paute I-Fase A (300 MW) en Junio de 1.982.

BALANCE DE POTENCIA Y ENERGIA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

(Alternativa 1: 1 x 120 MW vapor)

| AÑOS | Demanda Total | | D I S P O N I B I L I D A D E S (1) (2) | | | | | | | | | | | | | | BALANCE | | | | |
|------|---------------|--------|---------------------------------------------|-------|---------|-------|--------|-------|--------|-------|----------|-------|--------------------------------|--------|-----------------------|-------|-------------|-------|-------|-------|------|
| | GWh | MW | Hidroeléc.S.R | | Paute I | | Toachi | | Coca | | Paute II | | Vapor existente + Diesel Quito | | Diesel+Gas existentes | | Nueva Vapor | | MW | % | |
| | | | Pisayambo | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | GWh | MW | GWh | MW | GWh | MW | GWh | MW | GWh | MW | GWh | MW | GWh | MW | GWh | MW | | | |
| 1981 | 3165.8 | 724.0 | 685.4 | 154.8 | | | | | | | | | | 1507.0 | 218.4 | 175.4 | 236.8 | 798.0 | 114.0 | 80.8 | 11.2 |
| 1982 | 3697.8 | 853.4 | 809.1 | 180.0 | 933.6 | 283.5 | | | | | | | | 974.1 | 213.7 | 300.2 | 62.2 | 680.8 | 114.0 | 257.5 | 30.2 |
| 1983 | 4433.8 | 1092.5 | 827.9 | 182.3 | 2400.1 | 472.5 | | | | | | | | 678.7 | 213.7 | 52.8 | 110.0 | 474.3 | 114.0 | 210.3 | 19.2 |
| 1984 | 5077.4 | 1202.0 | 827.9 | 182.3 | 2939.8 | 472.5 | 137.1 | 283.5 | | | | | | 574.3 | 149.7 | 25.3 | | 573.0 | 114.0 | 374.2 | 31.0 |
| 1985 | 5600.0 | 1322.6 | 827.9 | 182.3 | 5192.0 | 472.5 | 392.0 | 283.5 | | | | | | 688.8 | 213.7 | 18.1 | 56.6 | 481.2 | 114.0 | 239.7 | 18.1 |
| 1986 | 6182.8 | 1457.1 | 827.9 | 182.3 | 3200.0 | 472.5 | 742.0 | 283.5 | 105.2 | 472.5 | | | | 769.8 | | | | 537.9 | 46.3 | 532.6 | 36.6 |
| 1987 | 6828.7 | 1606.4 | 827.9 | 182.3 | 3200.0 | 472.5 | 873.1 | 283.5 | 562.0 | 472.5 | | | | 804.0 | 31.6 | | | 561.7 | 114.0 | 379.2 | 23.6 |
| 1988 | 7555.1 | 1772.8 | 827.9 | 182.3 | 3200.0 | 472.5 | 873.1 | 283.5 | 1125.5 | 472.5 | | | | 888.9 | 213.7 | 18.6 | 34.5 | 621.1 | 114.0 | 212.8 | 12.0 |
| 1989 | 8362.9 | 1960.0 | 827.9 | 182.3 | 3200.0 | 472.5 | 873.1 | 283.5 | 1696.0 | 472.5 | 90.0 | 472.5 | | 984.9 | | | | 688.1 | 76.7 | 498.1 | 25.4 |
| 1990 | 9278.9 | 2170.5 | 827.9 | 182.3 | 3200.0 | 472.5 | 873.1 | 283.5 | 2265.0 | 472.5 | 252.9 | 472.5 | | 1090.9 | 173.2 | | | 769.1 | 114.0 | 279.4 | 12.9 |

(1) Se ha descontado por pérdidas en transmisión y consumos propios los siguientes Valores:

| | Potencia (%) | Energía (%) |
|-----------------|--------------|-------------|
| Hidroeléctricas | 5.5 | 4.5 |
| Plantas a vapor | 5.0 | 5.0 |
| Turbinas a gas | 1.5 | 1.5 |
| Grupos Diesel | 3.0 | 3.0 |

(2) Se considera un de-rating de los grupos diesel de 19%

para la Zona Norte, y de 15% para la zona Sur.

BALANCE = Potencia total de las plantas en buen estado de operación menos potencia de las plantas en funcionamiento. Ejemplo (año 1981)

| PLANTAS TOTAL (MW) | PLANTAS GAS EXIS.+ DIESEL (MW) |
|--------------------|--------------------------------|
| 804.8 - 724 = 80.8 | 317.6 - 236.8 = 80.8 |

Anexo (I) Cuadro (31)

| AÑO | DEMANDA TOTAL | | D E S P O N I B I L I D A D | | | | | | | | | | | | BALANCE | | | | | | |
|------|---------------|--------|-----------------------------|--------|---------|-------|-------|-------|----------|----------|----------|-------|----------------------------|--------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| | GWI | MW | Hidroeléct.S.R. | | Paute I | | | | Paute II | | | | Vapor Existente Gas Exist. | | Nueva Gas | | MW | % | | | |
| | | | Pisayambo | Toachi | Coca | | | | | + Diesel | + Diesel | | | | | | | | | | |
| 1981 | 3165.8 | 724.0 | 685.4 | 154.8 | | | | | | | | | | 1529.1 | 218.4 | 496.8 | 232.6 | 454.5 | 118.2 | 85.0 | 11.0 |
| 1982 | 3697.8 | 853.4 | 809.1 | 180.0 | 933.6 | 283.5 | | | | | | | | 1222.5 | 213.9 | 151.9 | 58.0 | 580.7 | 118.2 | 261.7 | 30.7 |
| 1983 | 4453.8 | 1092.5 | 827.9 | 182.3 | 2400.1 | 472.5 | | | | | | | | 1062.2 | 213.7 | 47.7 | 105.8 | 95.9 | 118.2 | 214.5 | 19.6 |
| 1984 | 5077.4 | 1202.0 | 827.9 | 182.3 | 2959.8 | 472.5 | 137.1 | 283.5 | | | | | | 1096.5 | 213.7 | | | 76.1 | 50.0 | 377.4 | 31.4 |
| 1985 | 5500.0 | 1322.6 | 827.9 | 182.3 | 3192.0 | 472.5 | 392.0 | 283.5 | | | | | | 1176.0 | 213.7 | 2.4 | 52.4 | 9.7 | 118.2 | 243.9 | 18.4 |
| 1986 | 6182.8 | 1457.1 | 827.9 | 182.3 | 3200.0 | 472.5 | 724.0 | 283.5 | 136.1 | 472.5 | | | | 1276.8 | 46.3 | | | | | 536.8 | 36.8 |
| 1987 | 6828.7 | 1606.4 | 827.9 | 182.3 | 3200.0 | 472.5 | 873.1 | 283.5 | 562.0 | 472.5 | | | | 1365.7 | 195.6 | | | | | 383.4 | 23.9 |
| 1988 | 7555.1 | 1772.8 | 827.9 | 182.3 | 3200.0 | 472.5 | 873.1 | 283.5 | 1140.5 | 472.5 | | | | 1495.8 | 213.7 | 2.3 | 50.1 | 16.3 | 118.2 | 217.0 | 12.2 |
| 1989 | 8362.9 | 1960.0 | 827.9 | 182.3 | 3200.0 | 472.5 | 873.1 | 283.5 | 2065.0 | 472.5 | 142.5 | 472.5 | | 1254.4 | 76.7 | | | | | 502.3 | 25.6 |
| 1990 | 9278.9 | 2170.5 | 827.9 | 182.3 | 3200.0 | 472.5 | 873.1 | 283.5 | 2065.0 | 472.5 | 597.9 | 472.5 | | 1495.0 | 213.7 | | | 20.0 | 73.5 | 283.6 | 13.1 |

Se ha descontado por pérdidas y consumos propios:

| | Potencia (%) | Energía (%) |
|-----------------|----------------|---------------|
| Hidroeléctricas | 5.5 | 4.5 |
| Plantas a vapor | 5.0 | 5.0 |
| Turbinas a gas | 1.5 | 1.5 |
| Grupos diesel | 3.0 | 3.0 |

Se considera un -rating de los grupos diesel de 19% para la Zona Norte y de 15% para la Zona Sur.

BALANCE = Potencia total de las plantas en buenestado de operación menos potencia de las plantas en funcionamiento . Ejemplo (año 1981)

| PLANTAS TOTAL (MW) | PLANTAS GAS EXIS.+ DIESEL(MW) |
|--------------------|-------------------------------|
| 809.0 - 724.0 = | 317.6 - 232.6 = 85. |

COMPARACION DE ALTERNATIVAS TERMOELECTRICAS PARA 120 MW DE POTENCIA NETA

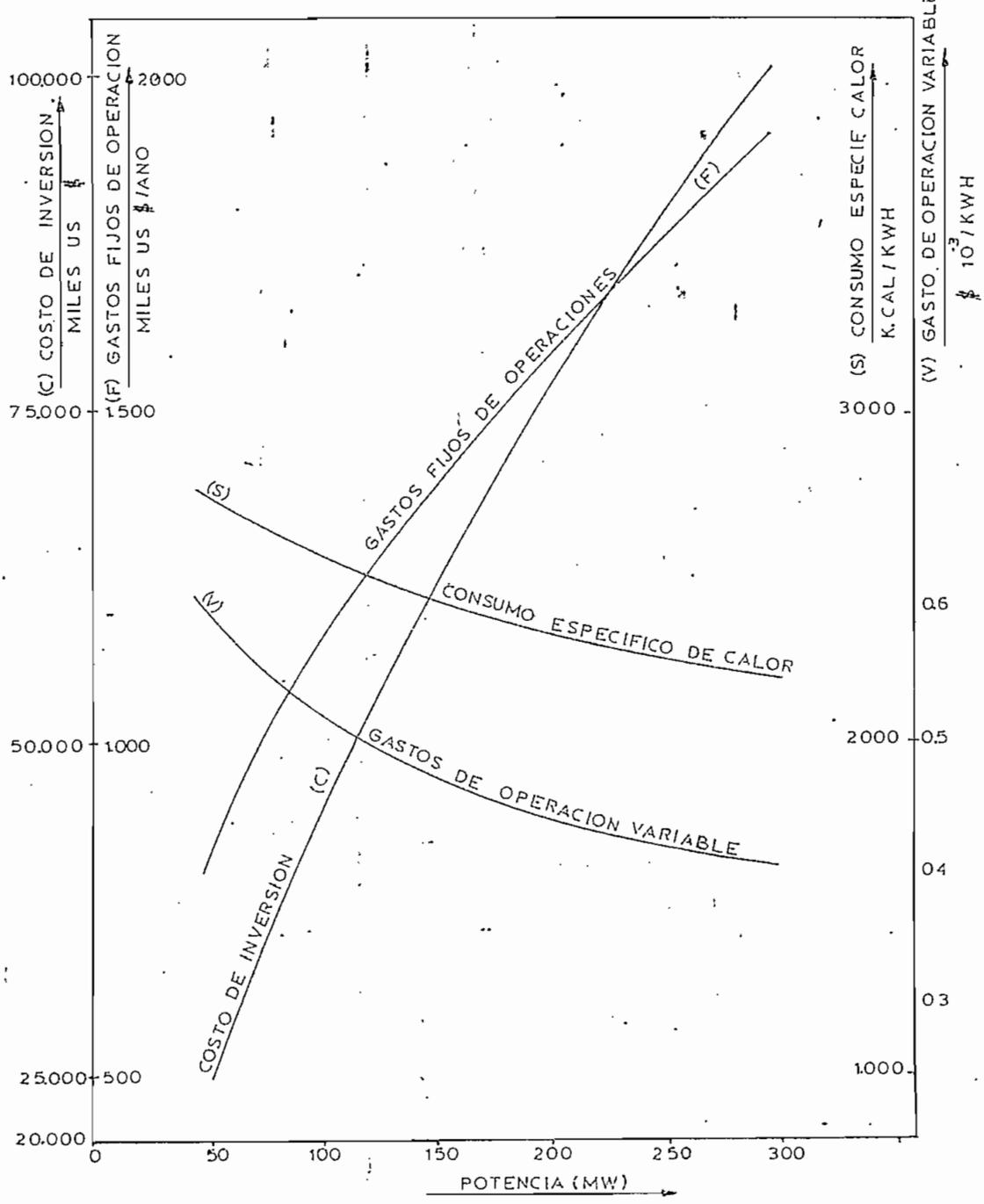
| | VAPOR - ESMERALDAS | | | GAS-SANTO DOMINGO | | VAPOR SANTO DOMINGO | | |
|-------------------------------------------------|--------------------|----------|----------|-------------------|----------|---------------------|----------|----------|
| Potencia Instalada (MW) | 1 x 120,0 MW | | | 3 x 40 MW | | 1 x 120,0 MW | | |
| Factor Planta (O/1) | 0,40 | 0,60 | 0,80 | 0,40 | 0,60 | 0,40 | 0,60 | 0,80 |
| Vida útil (Años) | 30,00 | 25,00 | 20,00 | 9,00 | 5,00 | 30,00 | 25,00 | 20,00 |
| COSTO TOTAL DE LA PLANTA+Linea (miles US) | 57146,70 | 57146,70 | 57146,70 | 25853,00 | 25853,00 | 55087,70 | 55087,70 | 55087,70 |
| Cargo Capital (miles US \$/Año) | 7094,40 | 7286,20 | 7650,70 | 4852,10 | 7171,90 | 6838,80 | 7023,70 | 7371,10 |
| Cargo fijo operación y Mant. (miles US\$/Año) | 1245,30 | 1245,30 | 1245,30 | 488,30 | 488,30 | 1245,30 | 1245,30 | 1245,30 |
| Gastos Variables (10 ⁻³ \$/ KWH) | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,72 | 0,72 | 0,50 | 0,50 | 0,50 |
| Consumo específico(Kcal/ KWH) | 2470,80 | 2470,80 | 2470,80 | 3172,00 | 3172,00 | 2470,80 | 2470,80 | 2470,80 |
| Consumo específico(10 ⁻³ \$/ KWH) | 14,82 | 14,82 | 14,82 | 31,71 | 31,71 | 15,85 | 15,85 | 15,85 |
| Generación Neta (GWH / Año) | 420,50 | 630,70 | 841,00 | 420,50 | 630,70 | 420,50 | 630,70 | 841,00 |
| Generación Bruta (GWH / Año) | 441,50 | 662,20 | 883,10 | 426,80 | 640,20 | 441,50 | 662,20 | 883,10 |
| Cargo variable Op. Mant. (Miles \$/Año) | 220,80 | 331,10 | 441,60 | 307,30 | 460,90 | 220,80 | 331,10 | 441,60 |
| Cargo combustible (Miles \$/Año) | 6543,00 | 9813,80 | 13087,50 | 13533,80 | 20300,70 | 6997,80 | 10495,90 | 13997,10 |
| COSTO ANUAL TOTAL (Miles \$/Año) | 15103,50 | 18676,40 | 22425,10 | 19181,50 | 28421,80 | 15302,70 | 19096,00 | 23059,10 |
| COSTO DEL KWH Neto(10 ⁻³ \$/KWH) | 35,90 | 29,60 | 26,70 | 45,60 | 45,00 | 36,40 | 30,30 | 27,40 |
| (suc. \$/KWH) | 0,8979 | 0,7403 | 0,6666 | 1,1404 | 1,1266 | 0,9098 | 0,7569 | 0,6855 |

Costo de la Planta + Linea = 49432,70 + 7714,00 = 57146,70 miles US \$

Consumo específico =(Valor de combustible + transporte)/KWH =(30,42 + 1,29 = 31,71 GAS en SANTO DOMINGO)

(14,82 + 1,03 = 15,85 VAPOR en SANTO DOMINGO)

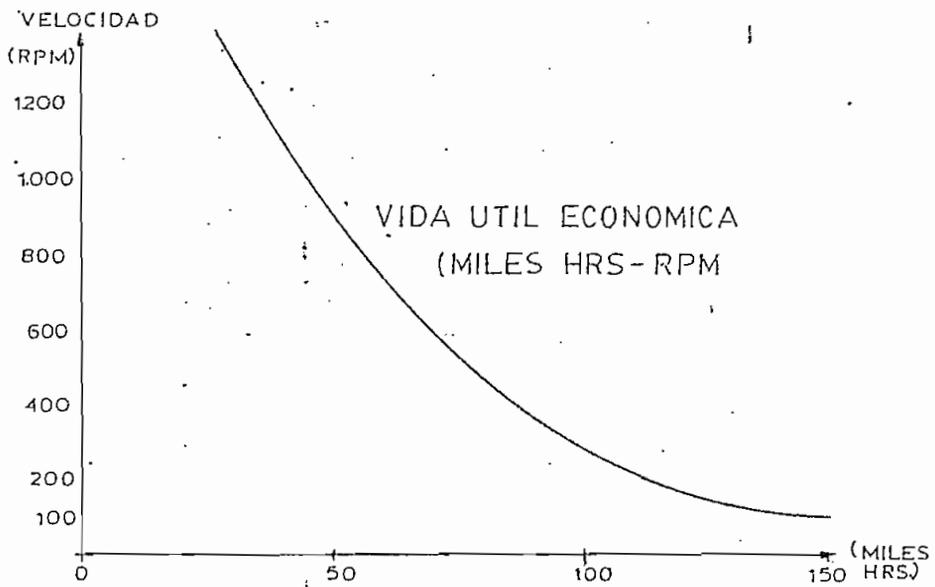
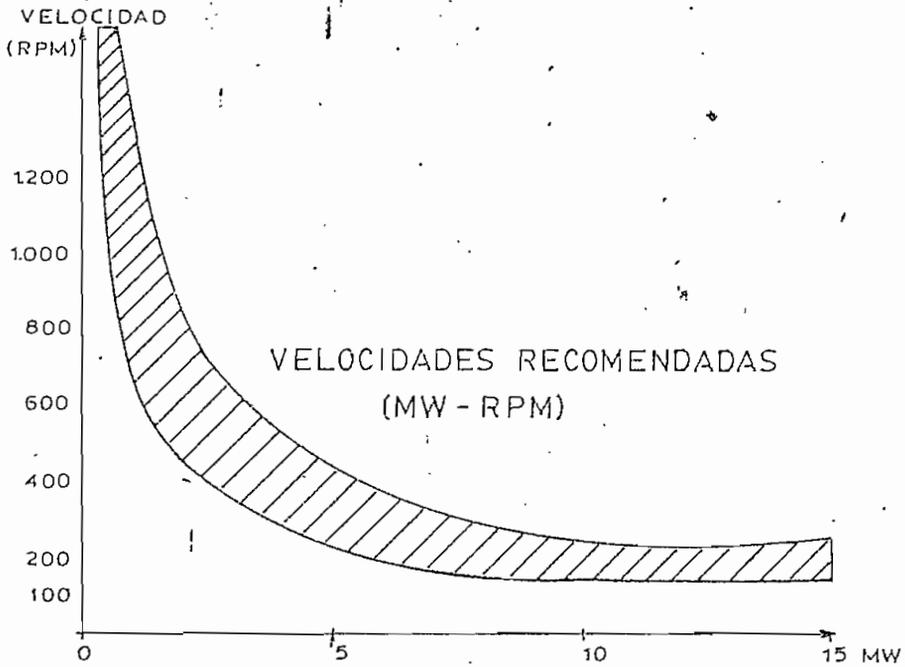
CENTRALES VAPOR PETROLEO



FORMULAS:

| | |
|-------------------------------|---------------------------------------------|
| $C = 1125,8 \times P^{0,79}$ | Gastos de Inversión (Miles U.S. \$) |
| $F = 125,1 \times P^{0,48}$ | Gastos de Operación F (Miles US \$) / año |
| $V = 1,51 \times P^{-0,23}$ | Gastos de Operación V. (10^{-3} \$ /kwh) |
| $S = 4,6048 \times P^{-0,13}$ | Consumo específico de C. (k.cal./kwh) |

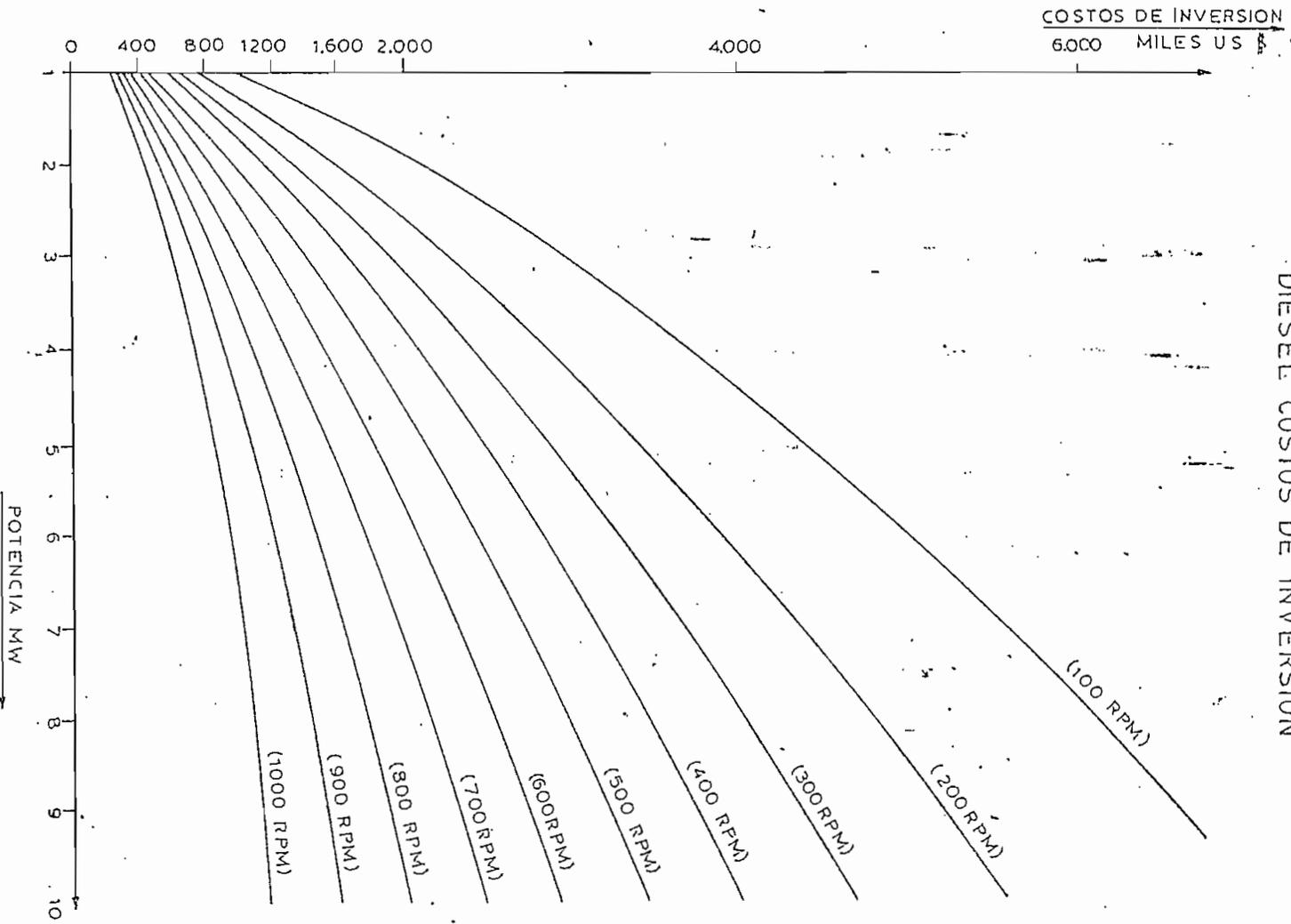
ANEXO II GRAFICO (1)



ANEXO II-GRAFICO (2)

ANEXO II-GRAFICO (3)

DIESEL COSTOS DE INVERSION



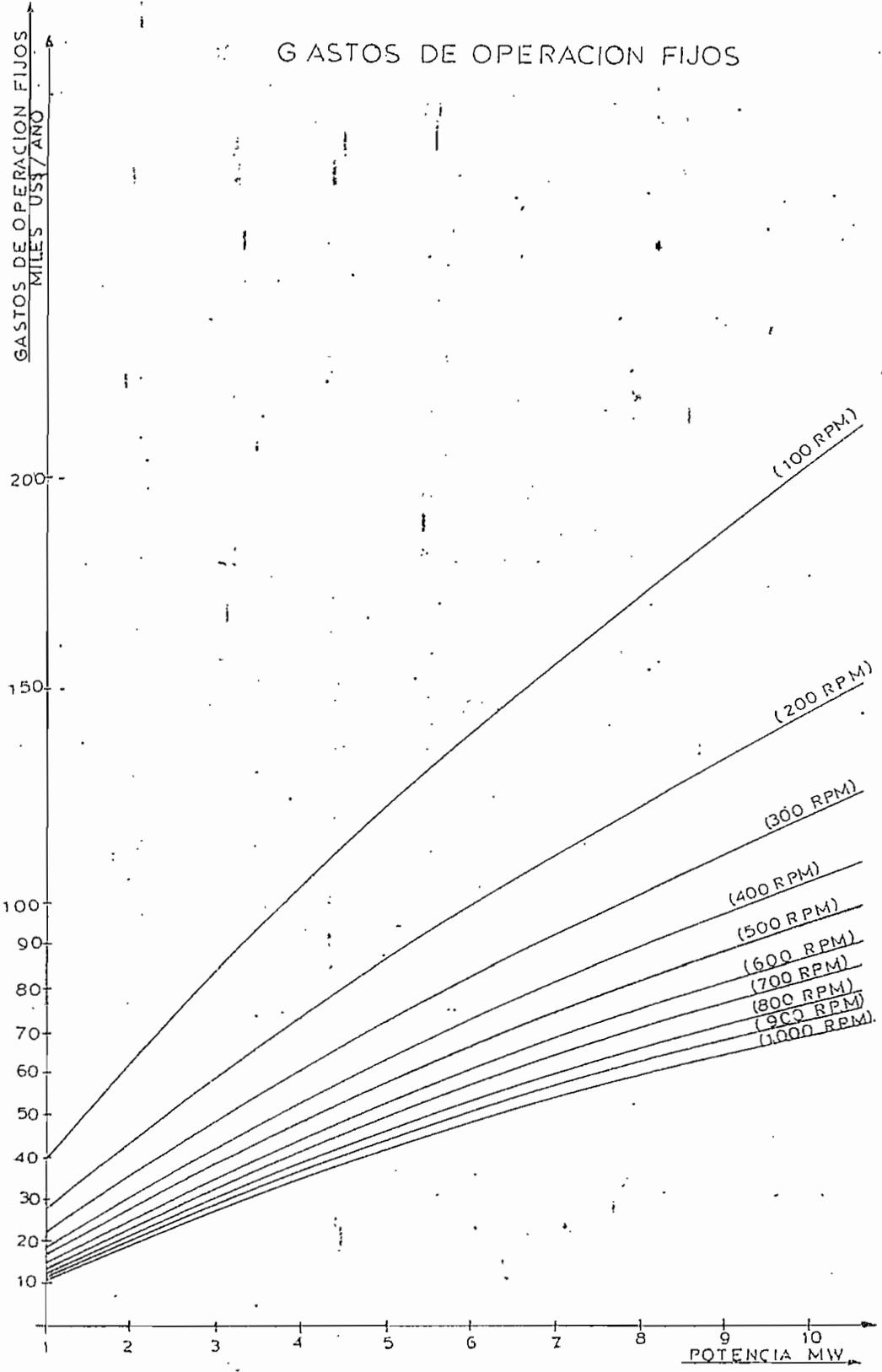
FORMULA:

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

COSTO DE INVERSION
TOTAL

ANEXO II GRAFICO (4)

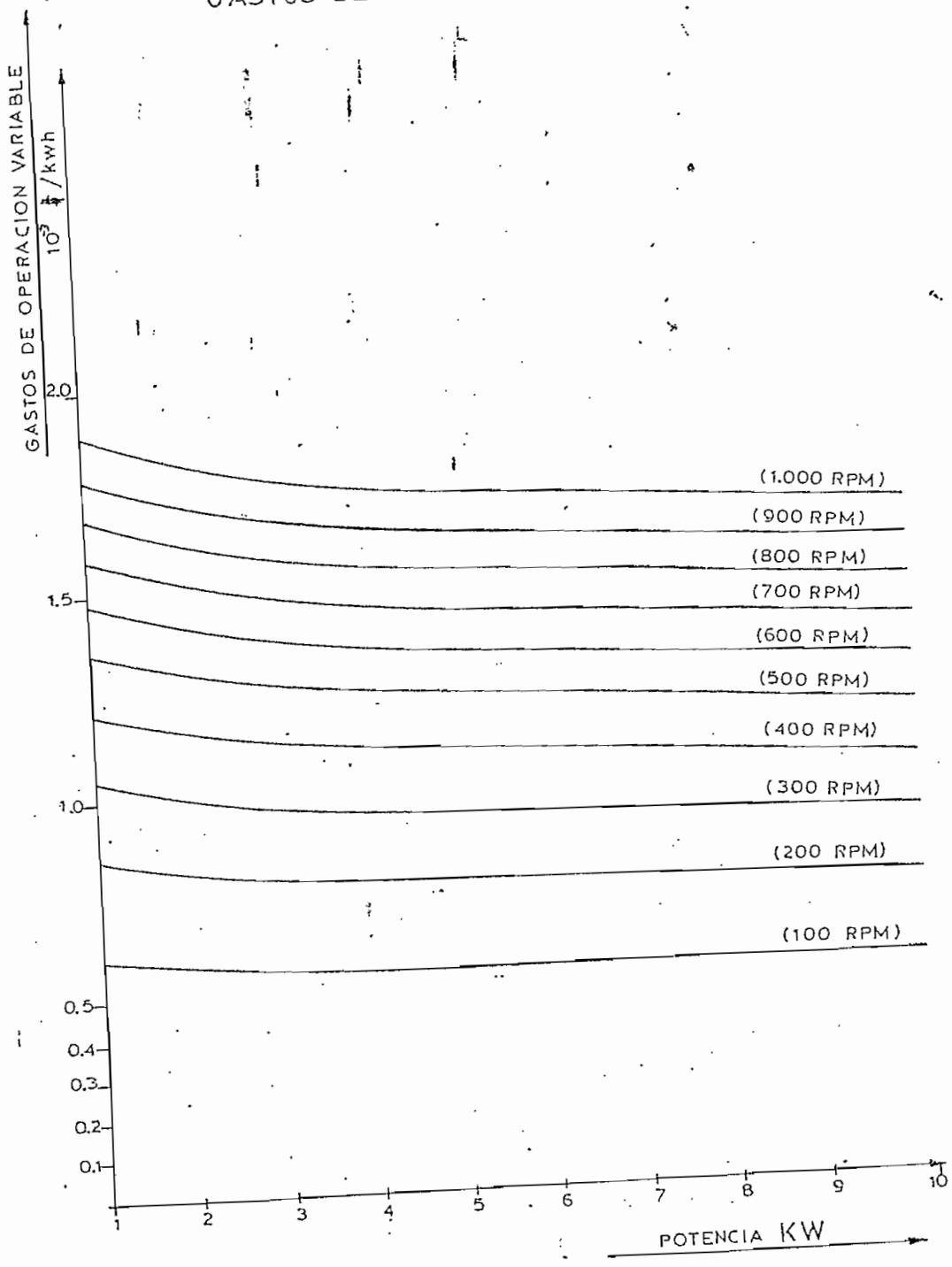
GASTOS DE OPERACION FIJOS



FORMULA: $F = 360 \times (0.75n + 0.25) \times P^{0.75} \times R^{0.48}$

ANEXO II - GRAFICO (5)

GASTOS DE OPERACION VARIABLES



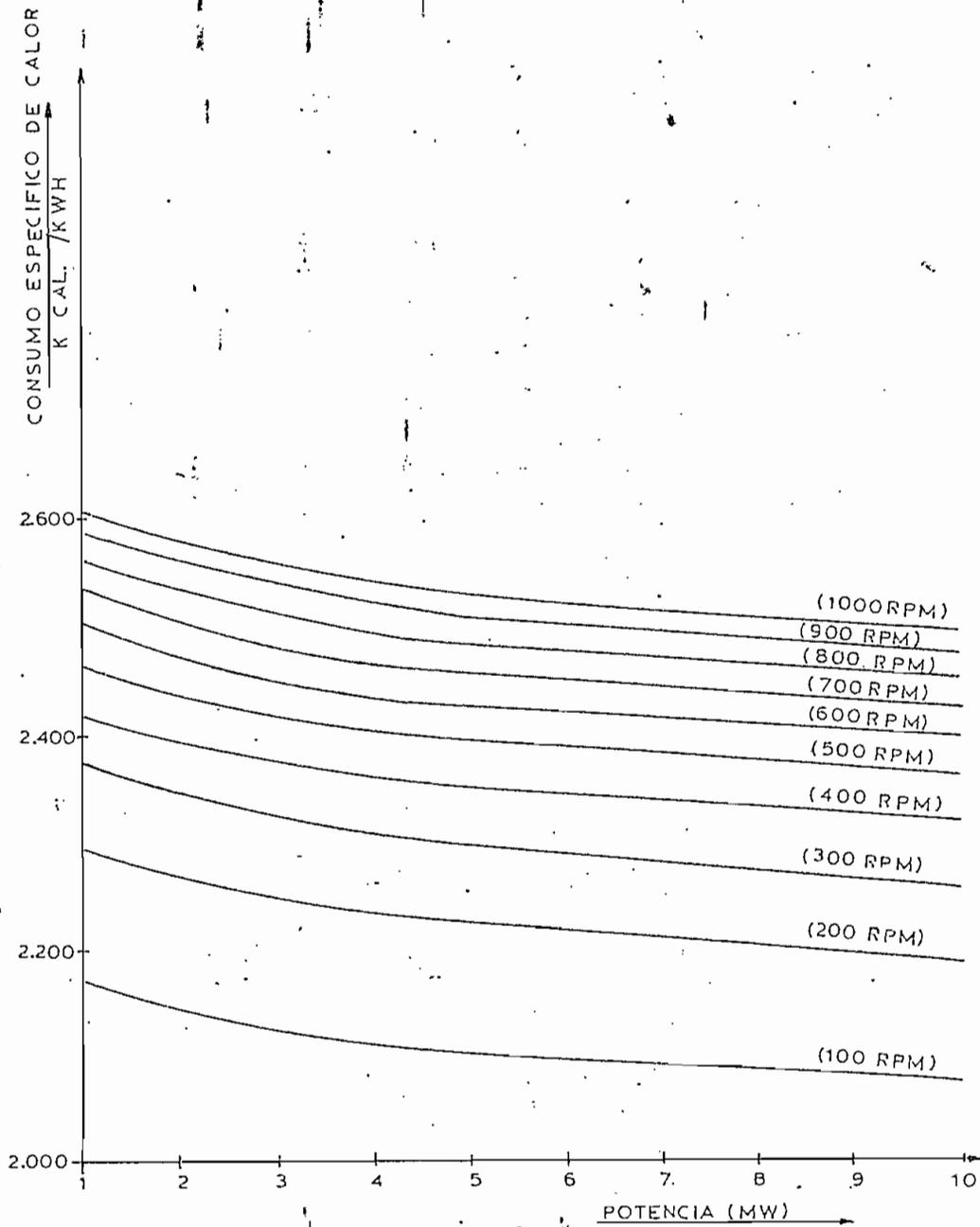
FORMULA:

$$V = 0.006 R^{0.50} * P^{0.06}$$

GASTOS DE OPERACION VARIABLE
(10³ \$/kwh)

ANEXO II-GRAFICO (6)

CONSUMO ESPECIFICO DE CALOR CENTRALES DIESEL



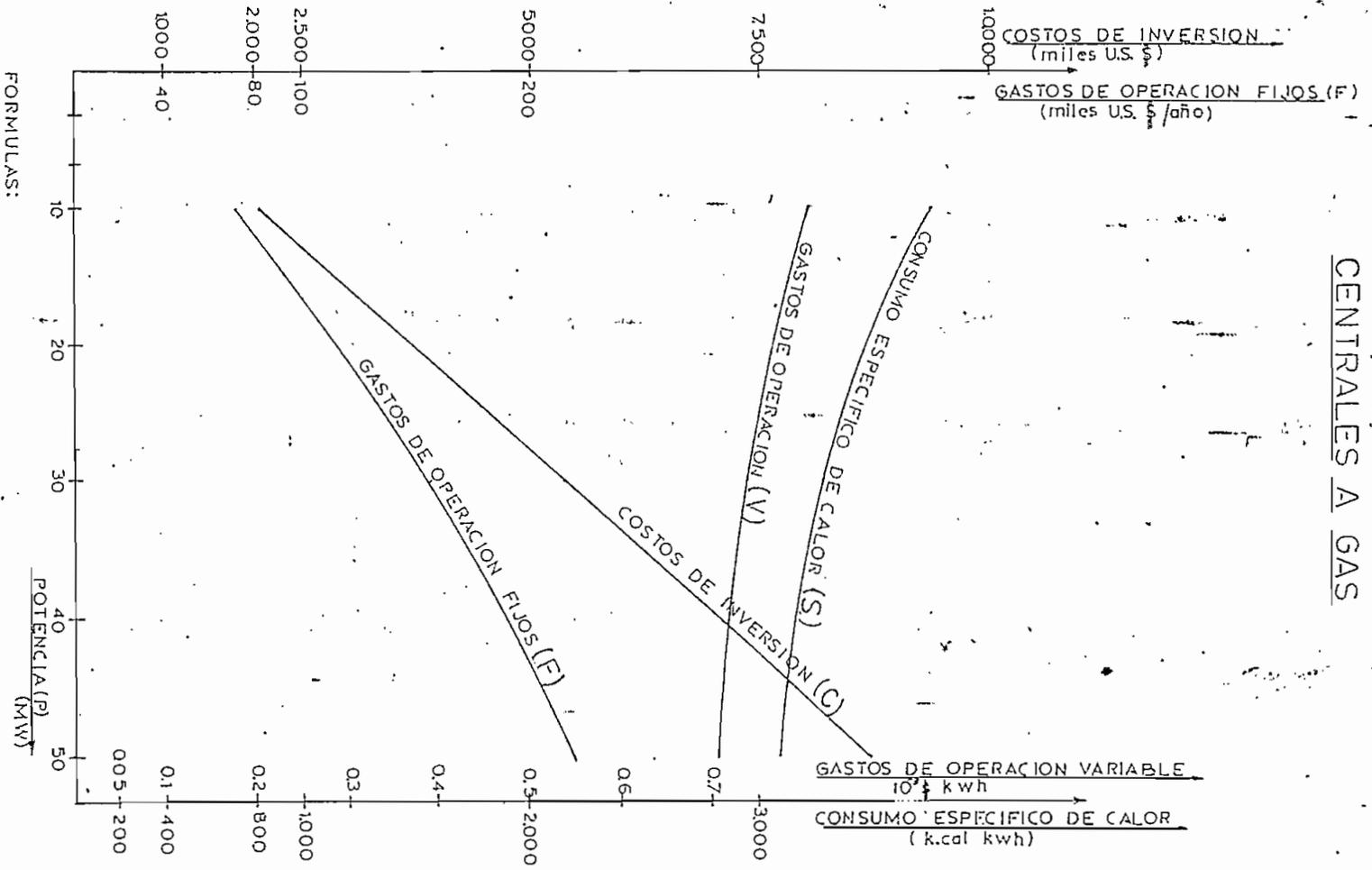
FORMULA:

$$S = 1.500 \times R^{0.08} \times P^{-0.02}$$

CONSUMO ESPECIFICO DE CALOR
cálór (K cal/K WH)

ANEXO II-GRAFICO (7)

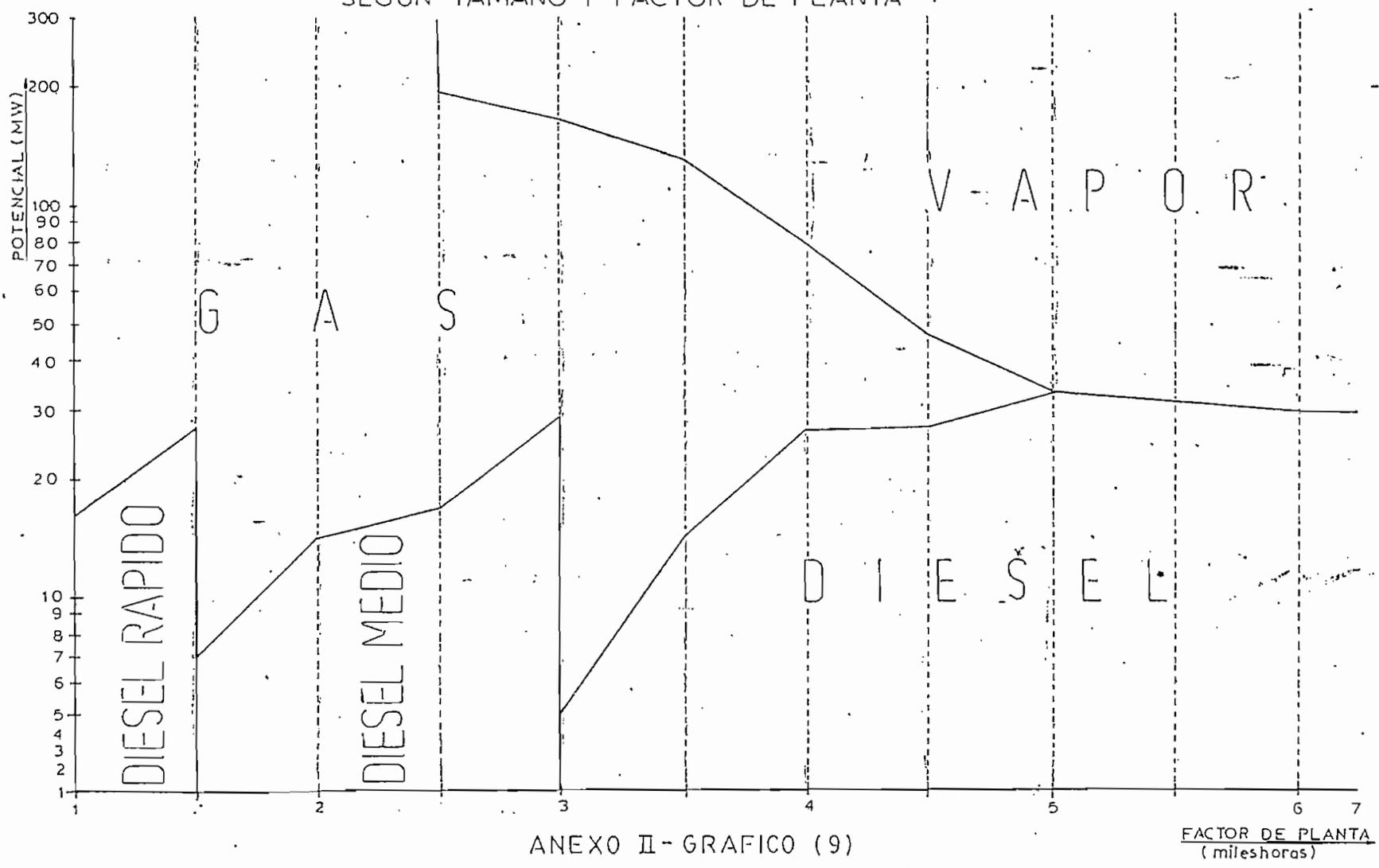
CENTRALES A GAS



FORMULAS:

- $C = 25182 \cdot P^{0.9}$ Costo Total de Inversión (miles U.S. \$)
 - $F = 14.16 \cdot P^{0.7}$ Gastos de Operación Fijos (miles US \$/año)
 - $V = 0.968 \cdot P^{-0.008}$ Gastos de operación Variable (10^3 \$/kwh)
 - $S = 4938.78 \cdot P^{0.12}$ Consumo Especifico de Calor (kcal/kwh)
- ANEXO II-GRAFICO (8)

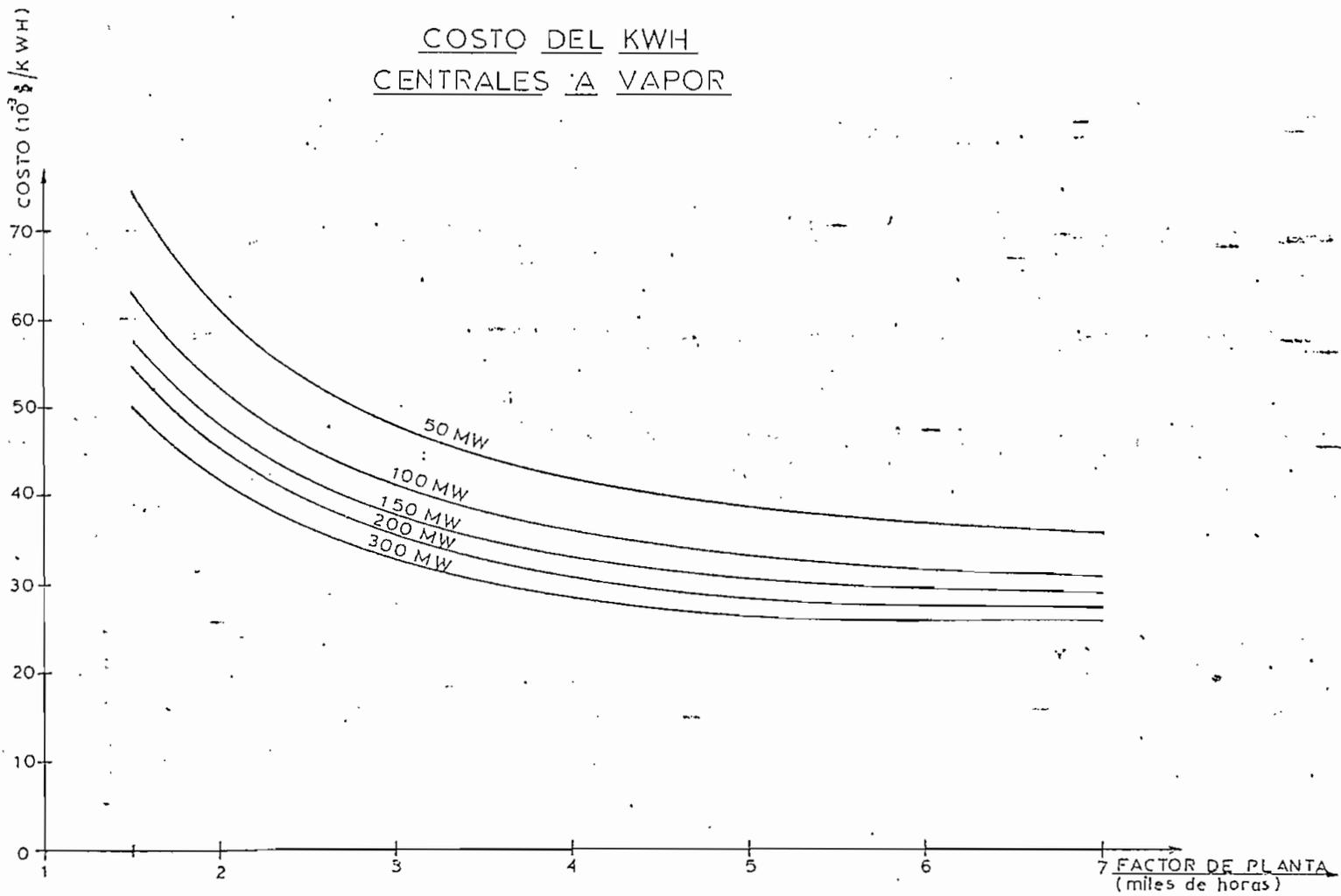
TIPO OPTIMO DE GENERACION SEGUN TAMAÑO Y FACTOR DE PLANTA



ANEXO II - GRAFICO (9)

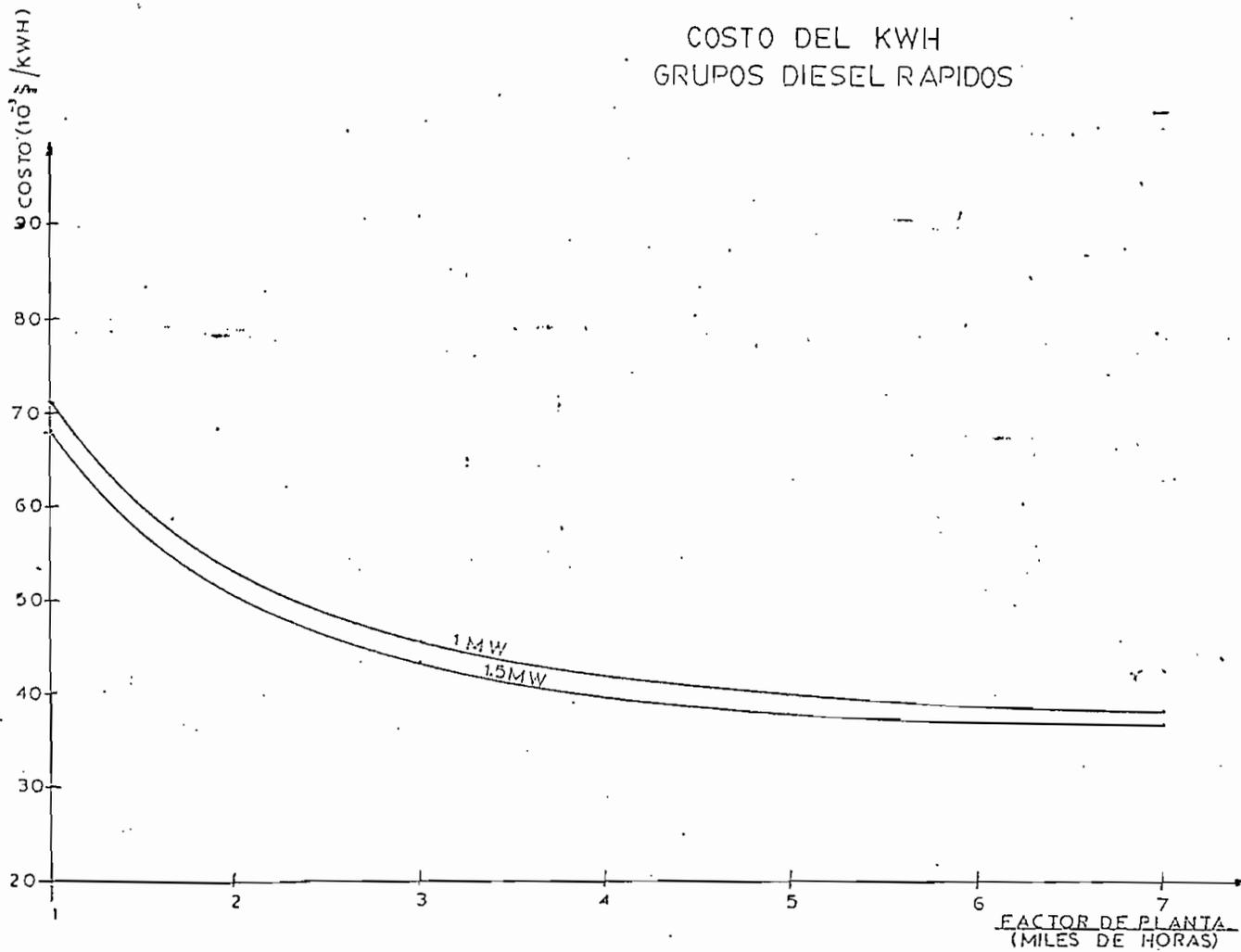
FACTOR DE PLANTA
(miles horas)

COSTO DEL KWH
CENTRALES A VAPOR



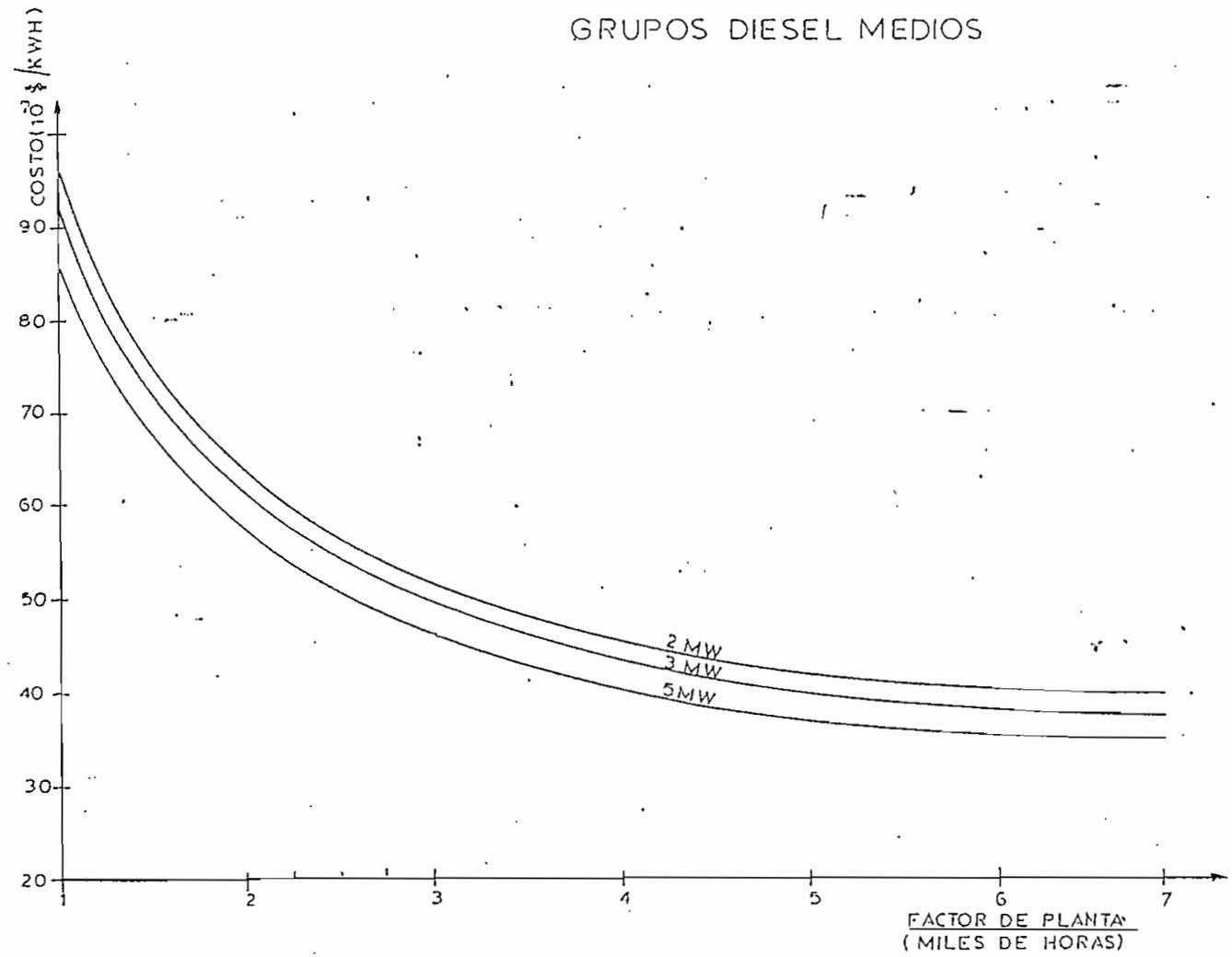
ANEXO II - GRAFICO (10)

COSTO DEL KWH GRUPOS DIESEL RAPIDOS

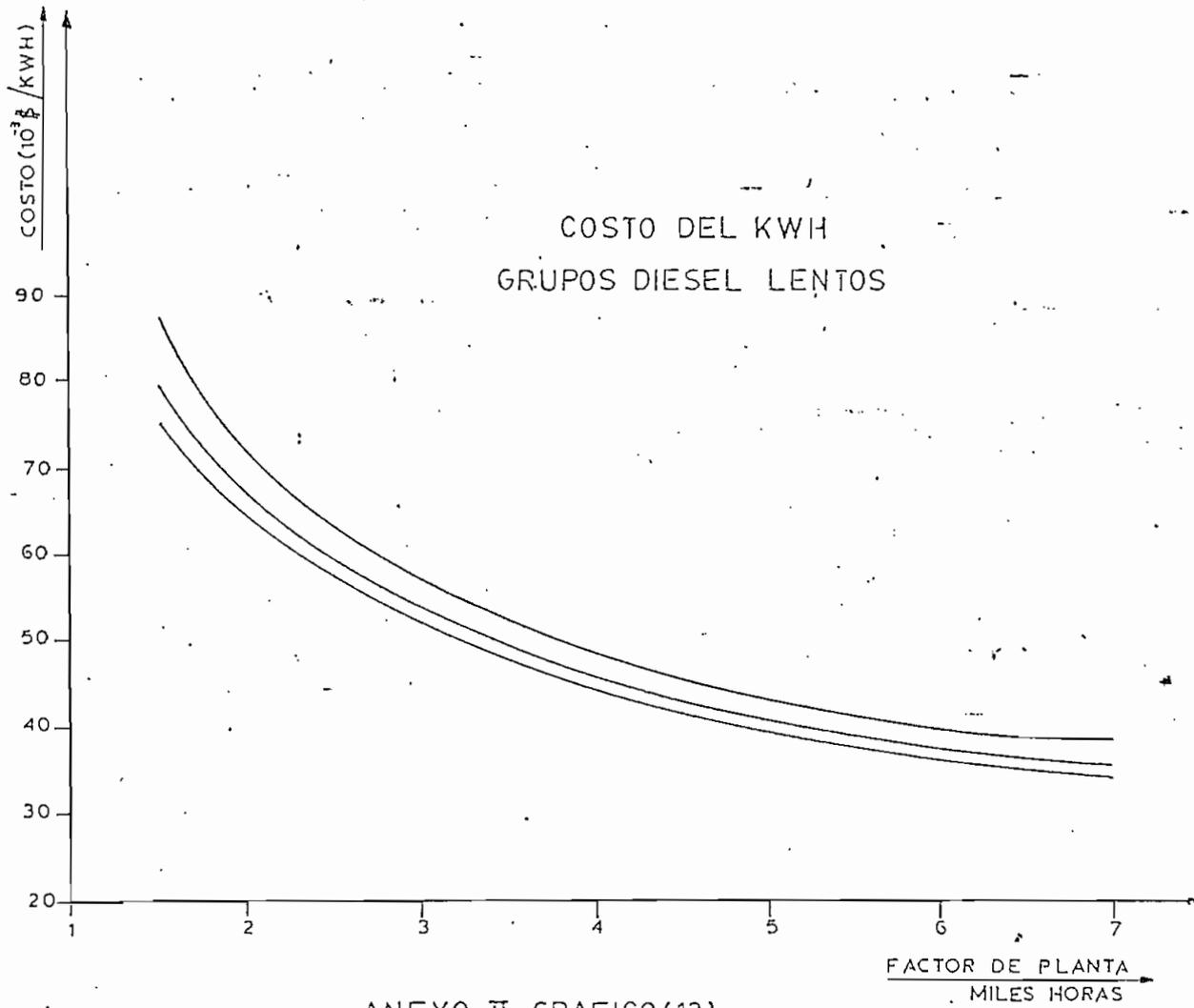


ANEXO II - GRAFICO (11)

COSTO DEL KWH GRUPOS DIESEL MEDIOS

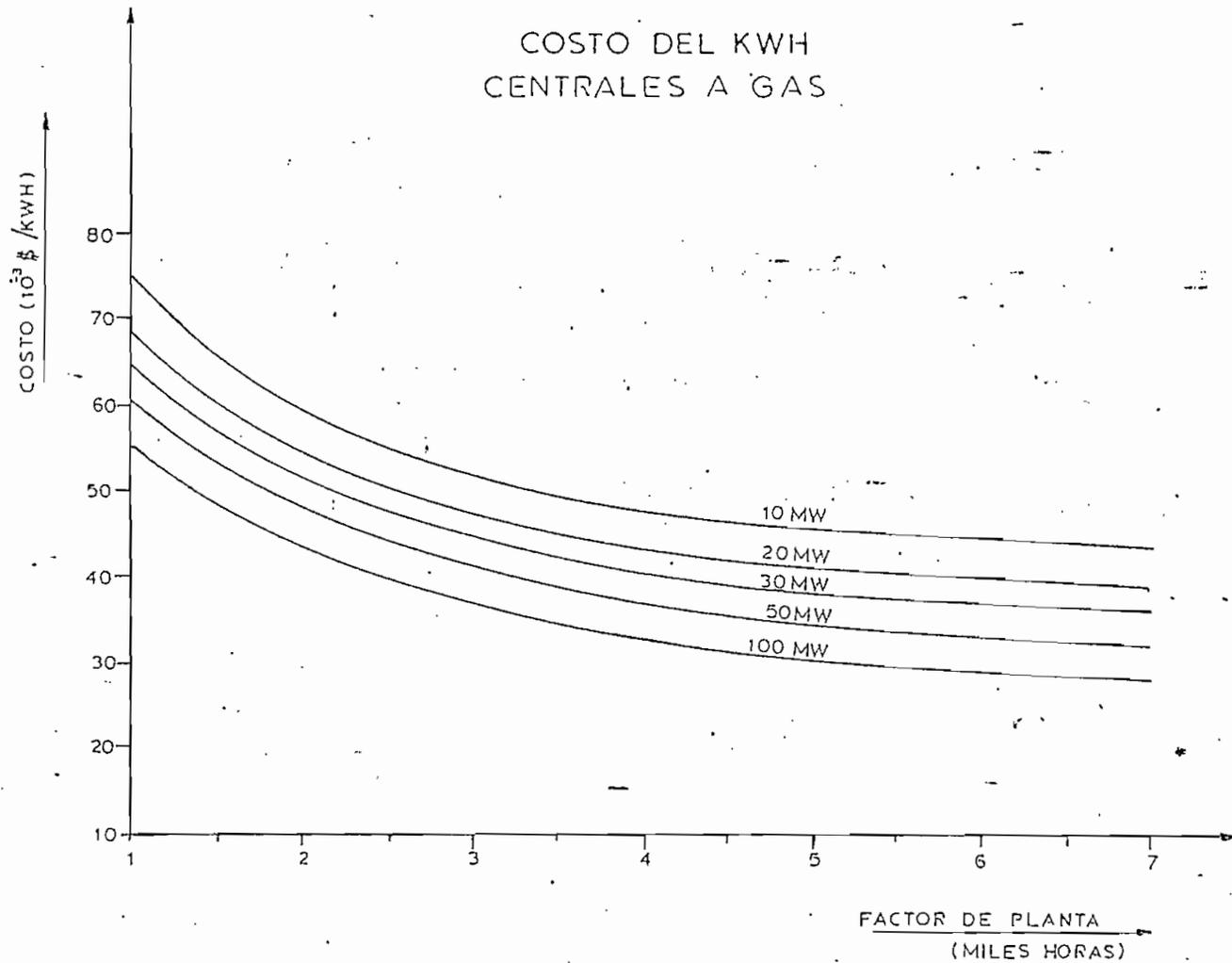


ANEXO II-GRAFICO (12)



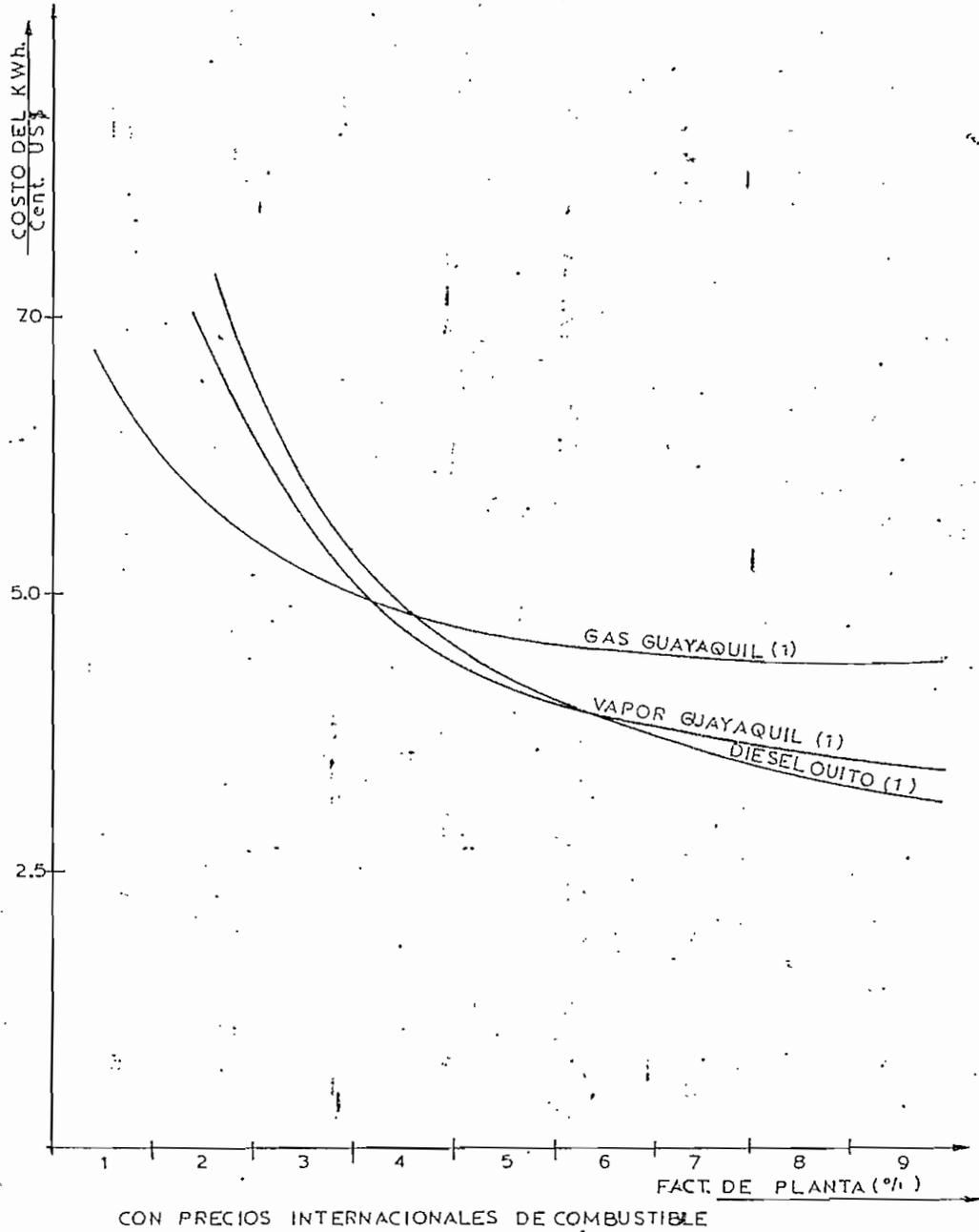
ANEXO II - GRAFICO (13)

COSTO DEL KWH CENTRALES A GAS



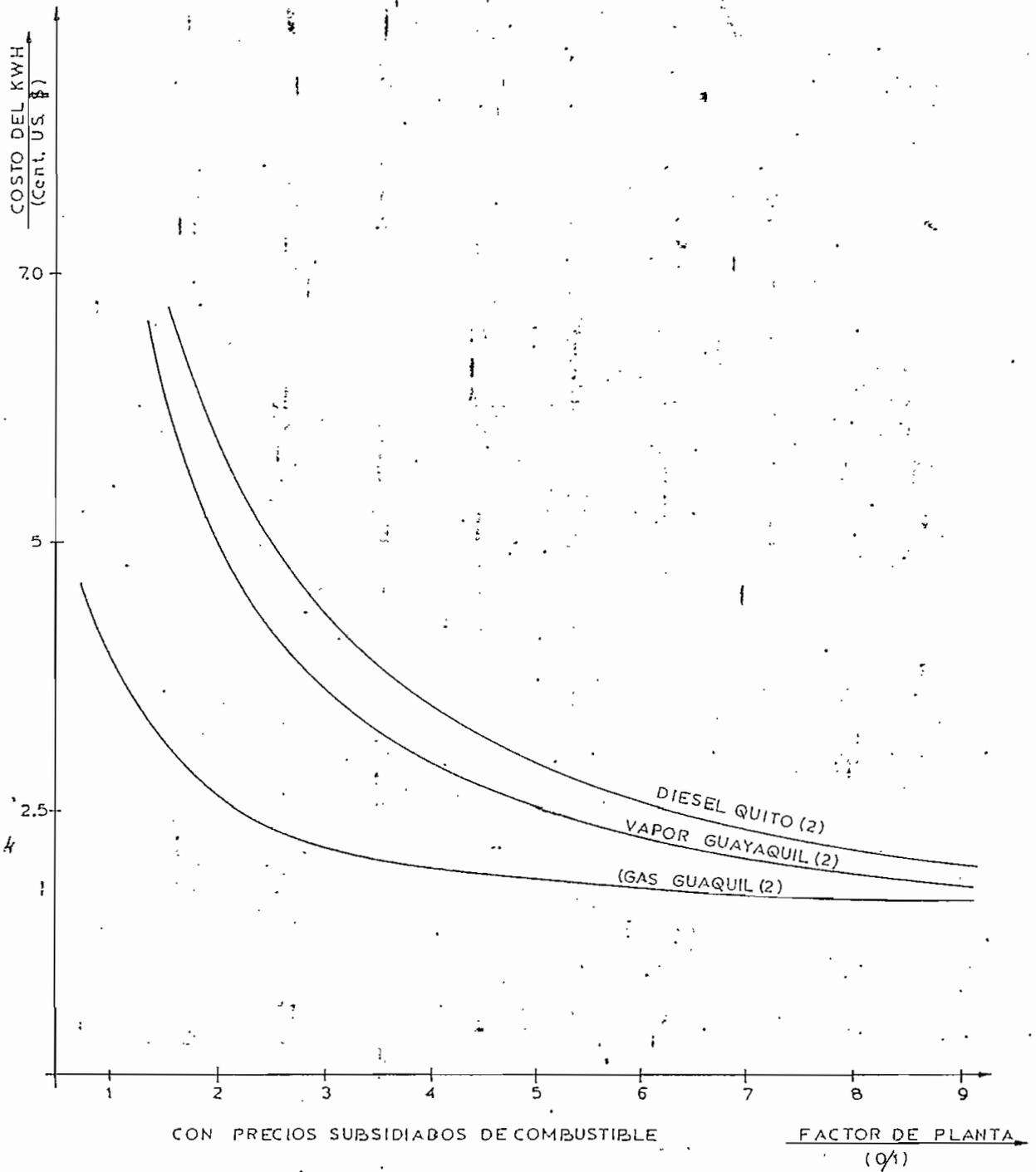
ANEXO II - GRAFICO (14)

COSTO DEL KWh GENERADO A NIVEL DE CENTRAL



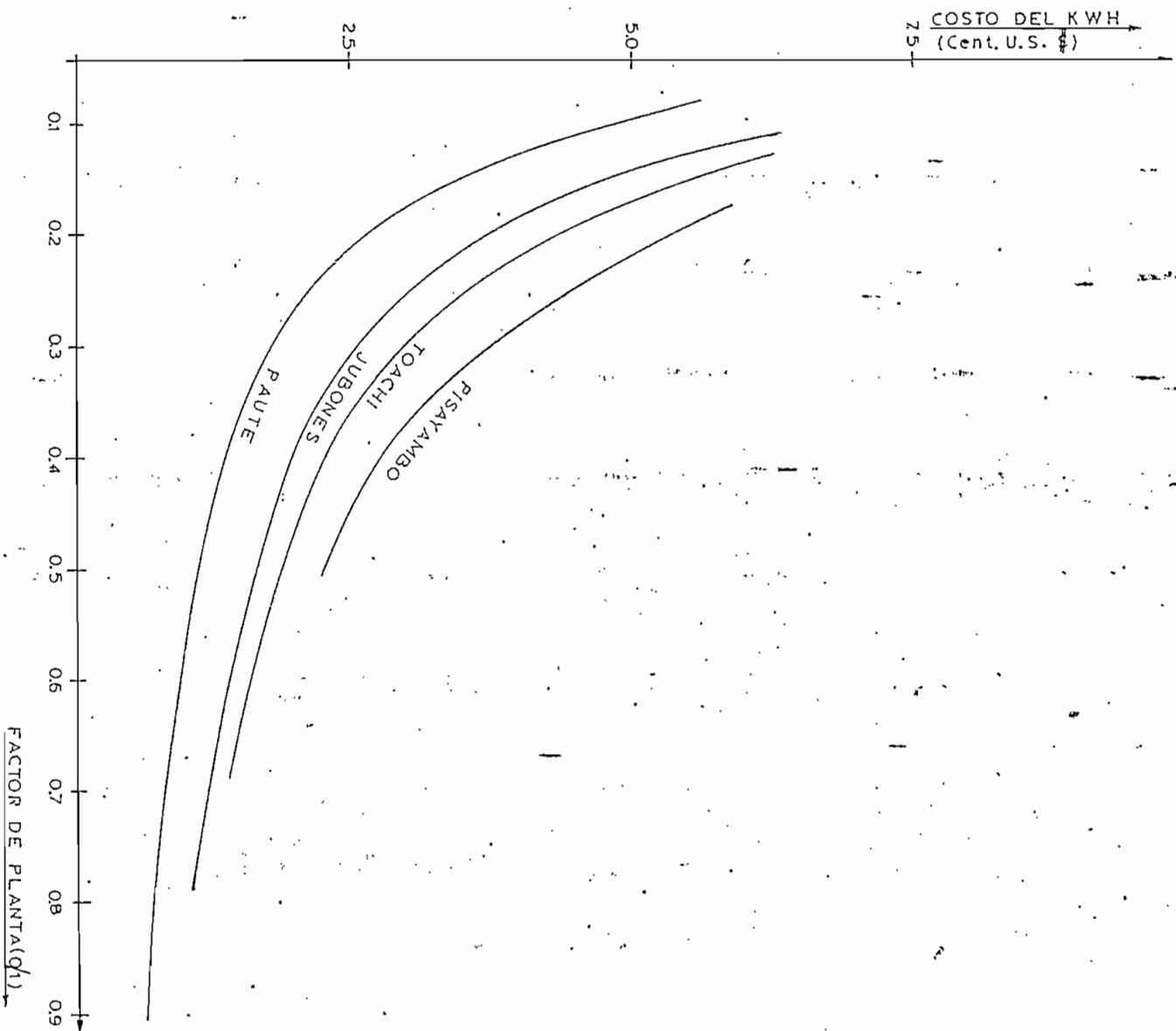
ANEXO II GRAFICO (15)

COSTO DEL KWH GENERADO A NIVEL DE CENTRAL



ANEXO II GRAFICO (16)

COSTO DEL KWH GENERADO A.
NIVEL DE CENTRAL



ANEXO II - GRAFICO (17)

DEMANDA MAXIMA

SIMBOLOGIA

MW.A

- DEMANDA MAXIMA
- - - - DEMANDA MAXIMA CON 15% DE RESERVA

INTERCONEXIONES:

- 1 AREAS DE LATACUNGA Y RIOBAMBA
- 2 SISTEMA NORTE
- 3 SISTEMA GUAYAS LOS RIOS EXENTO AREA DE BABAHOYO Y STA. ELENA
- 4 SISTEMA ESMERALDAS MANABI Y AREA DE STA. ELENA
- 5 SISTEMA CENTRO SUR Y AREAS DE STO. DOMINGO Y BABAHOYO
- 6 SISTEMA SUR Y EL ORO

Potencia Instalada en Quito a Junio 1976

Hidroelectricas:

| | |
|-------------|----------|
| CUMBAYA | 40.00 MW |
| NAYON | 30.00 MW |
| GUANGOPOLO | 9.40 MW |
| LA CALERA | 2.00 MW |
| LOS CHILLOS | 1.76 MW |

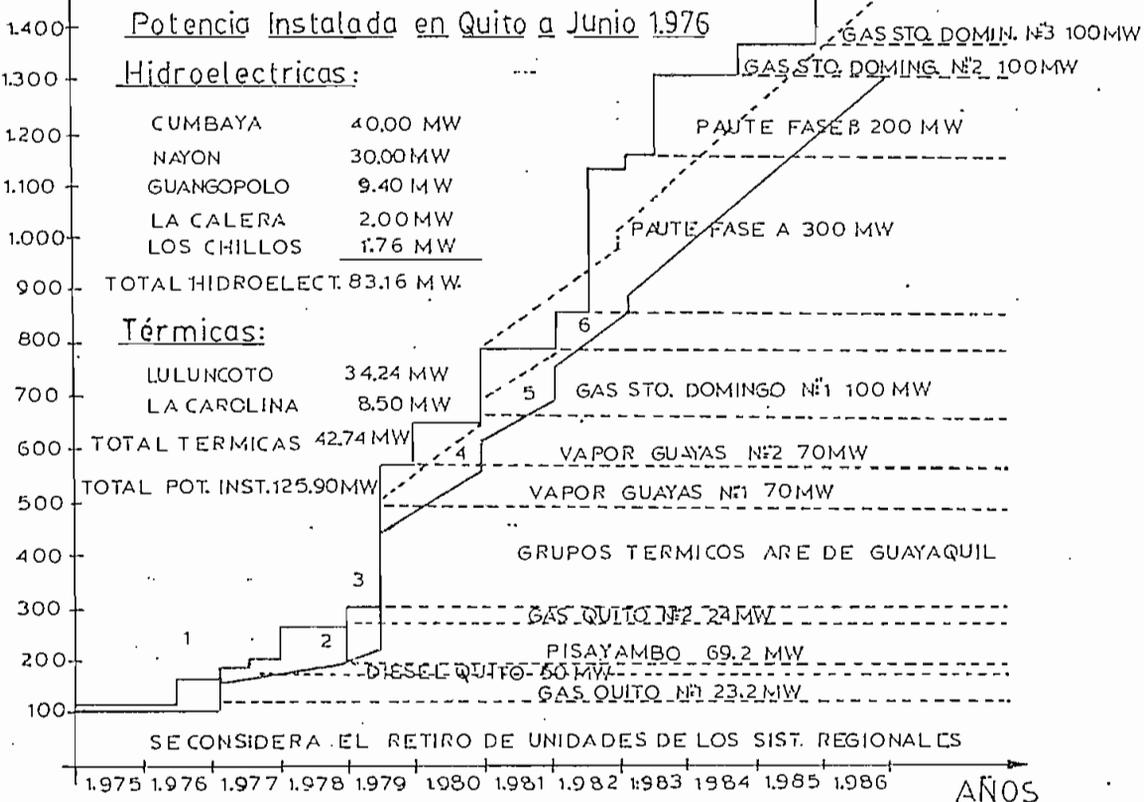
TOTAL HIDROELECT. 83.16 MW.

Térmicas:

| | |
|-------------|----------|
| LULUNCOTO | 34.24 MW |
| LA CAROLINA | 8.50 MW |

TOTAL TERMICAS 42.74 MW

TOTAL POT. INST. 125.90 MW

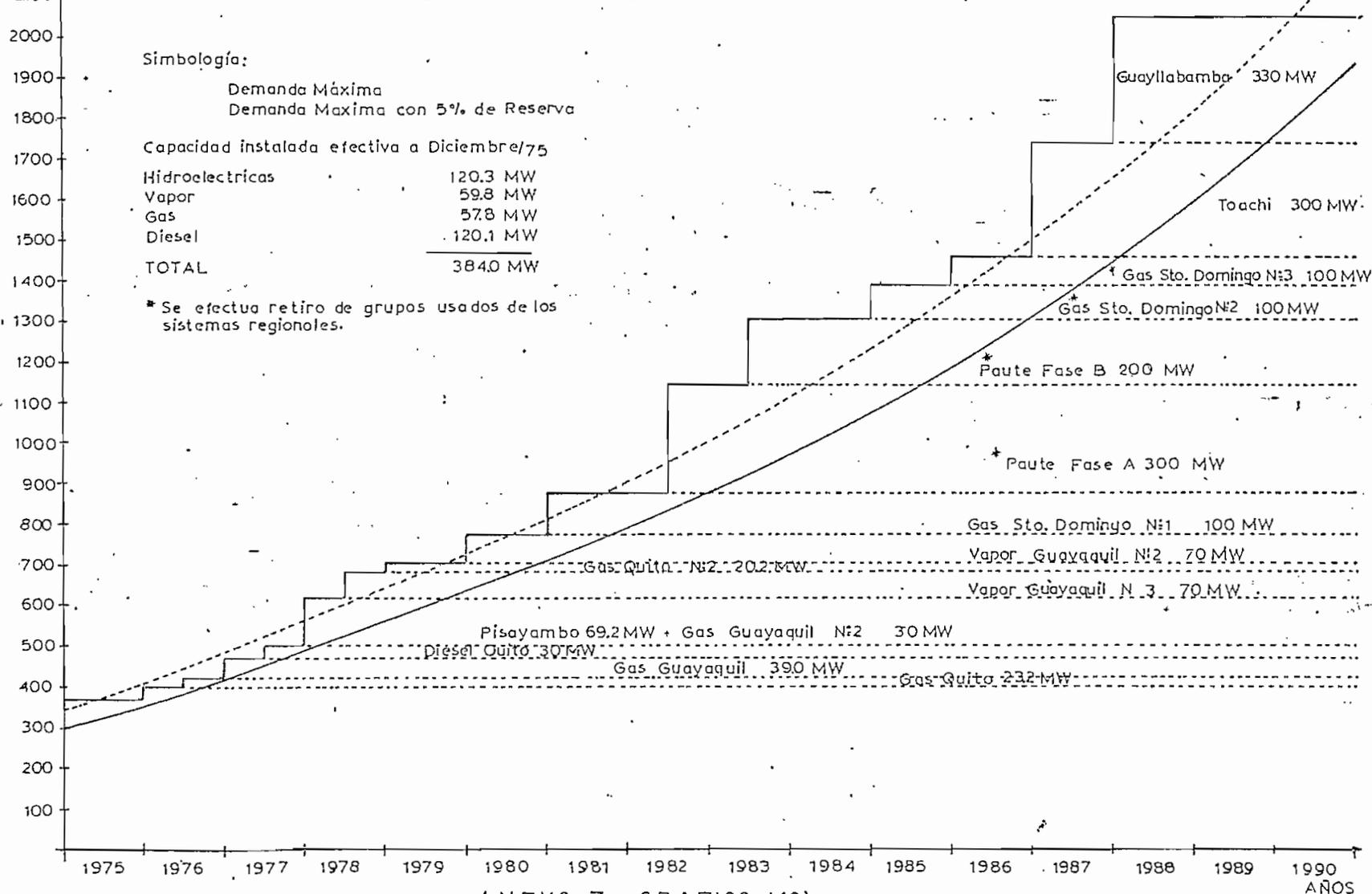


SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
 CURVA DE DEMANDA MAXIMA Y EQUIPAMIENTO
 DE ACUERDO A LA INTEGRACION DE LOS SISTEMAS
 ELECTRICOS REGIONALES.

ANEXO II - GRAFICO (18)

Demanda Máxima
(MW)
2100

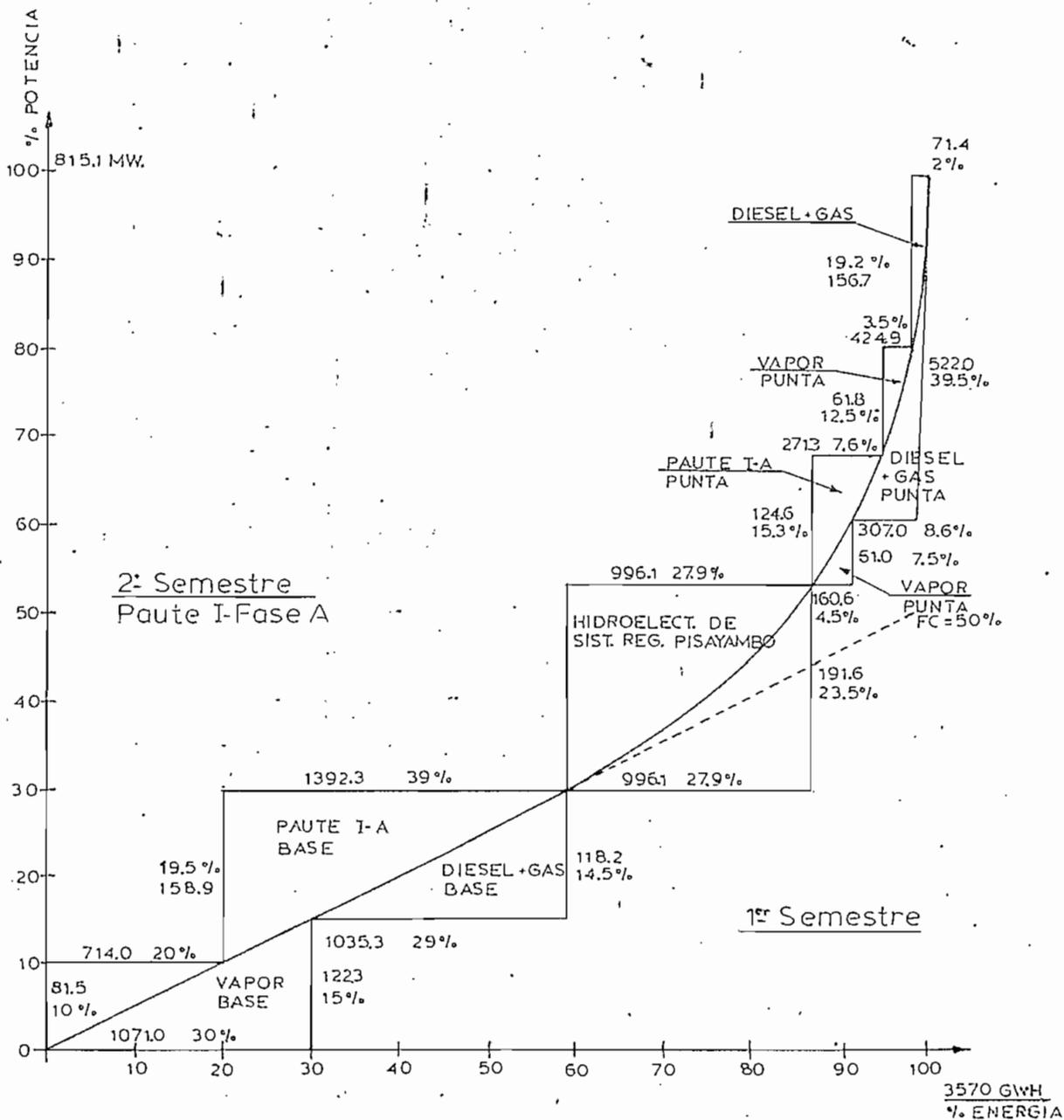
PROYECCION DE LA DEMANDA Y PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO



CURVA PARABOLICA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECT.

FACTOR DE CARGA 50%

AÑO 1982

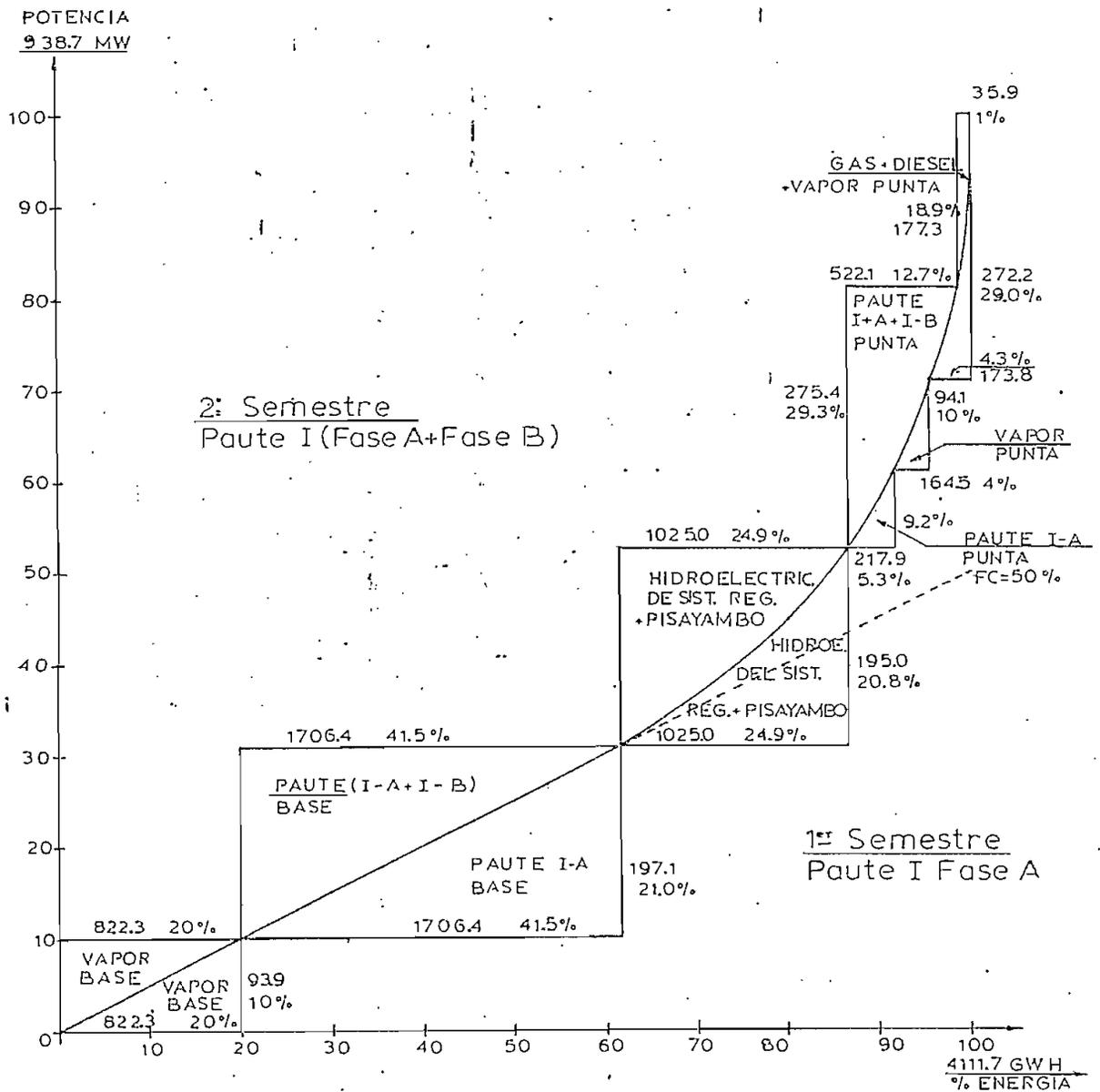


ANEXO II GRAFICO (20)

CURVA PARABOLICA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECT.

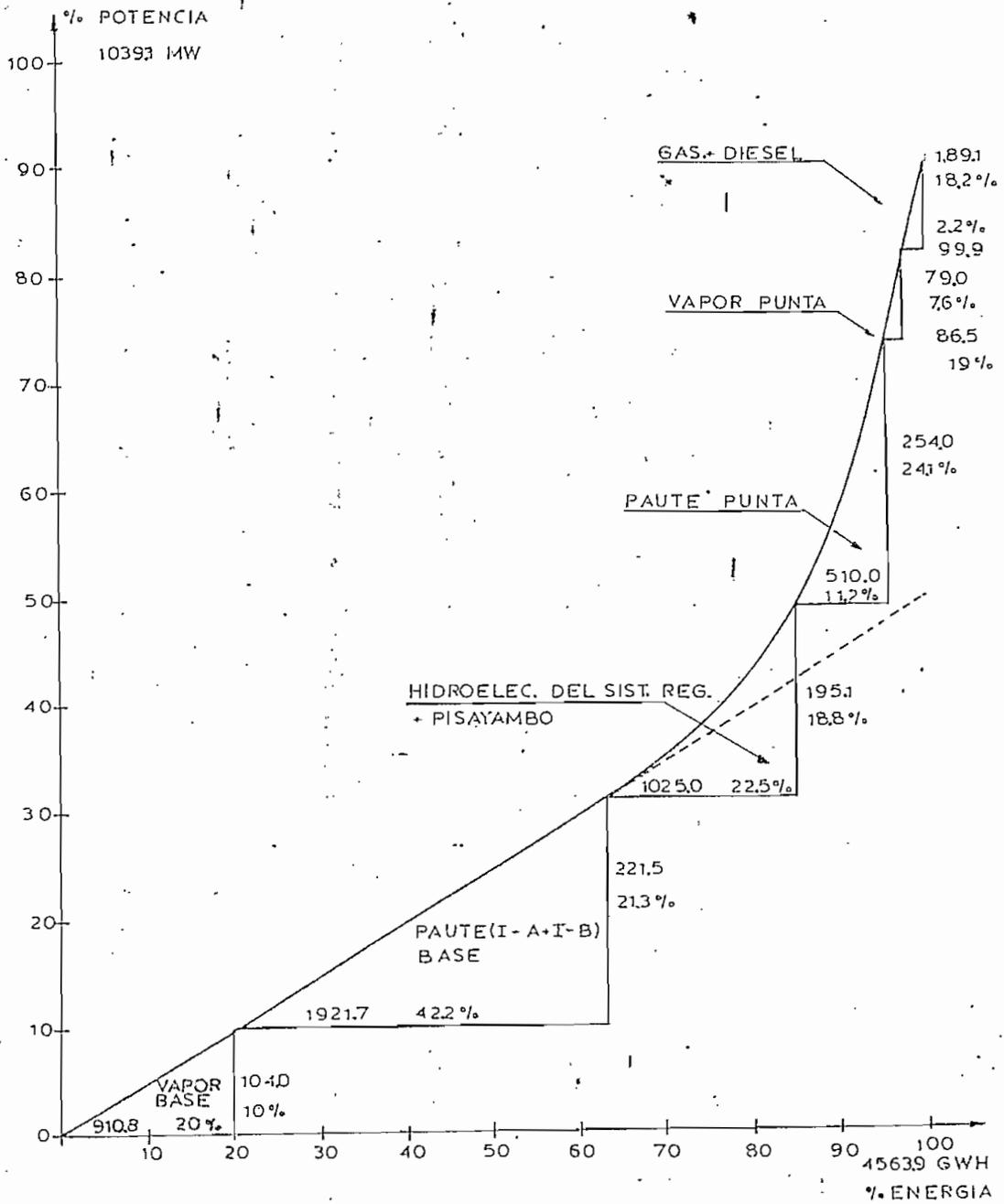
FACTOR DE CARGA 50%

AÑO 1983



ANEXO II - GRAFICO(21)

CURVA PARABOLICA DEL SIST. NACIN. INTERCON.
 FACTOR DE CARGA 50%
 AÑO 1984

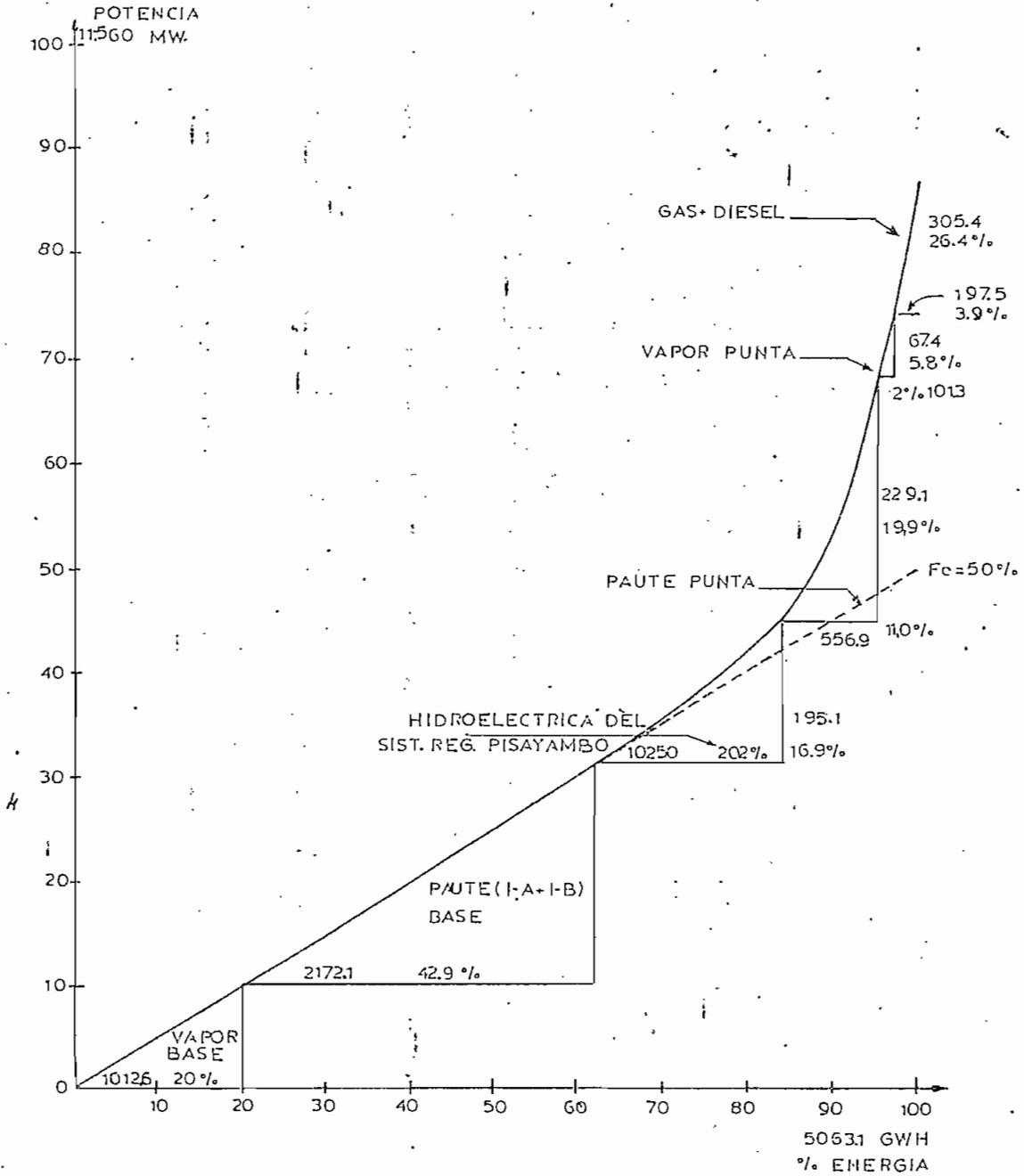


ANEXO II - GRAFICO (22)

CURVA-PARABOLICA-DEL-SISTE.-NACIN.-INTERCON.

FACTOR-DE-CARGA-50%

AÑO 1985

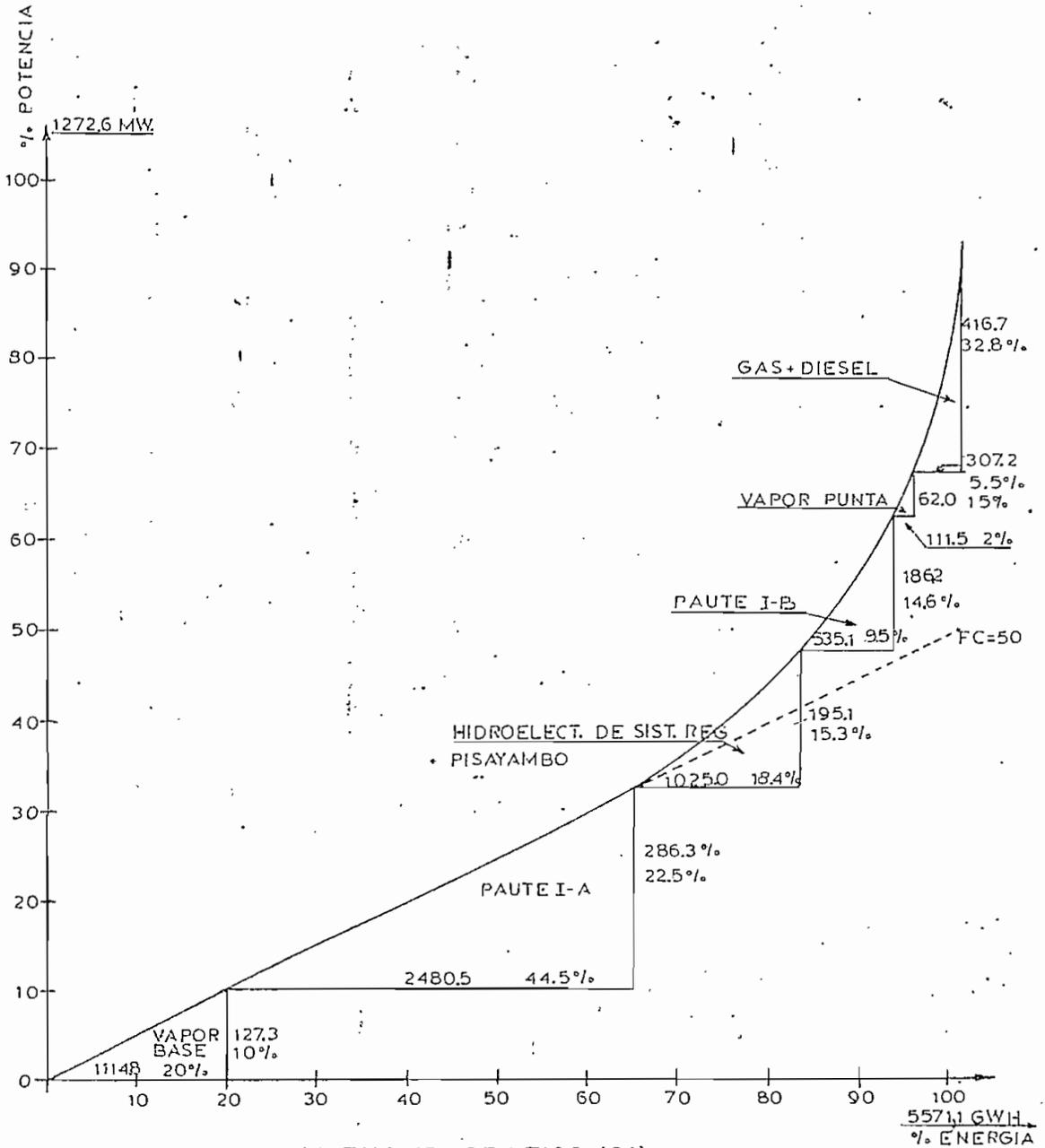


ANEXO II-GRAFICO (23)

CURVA PARABOLICA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONEC.

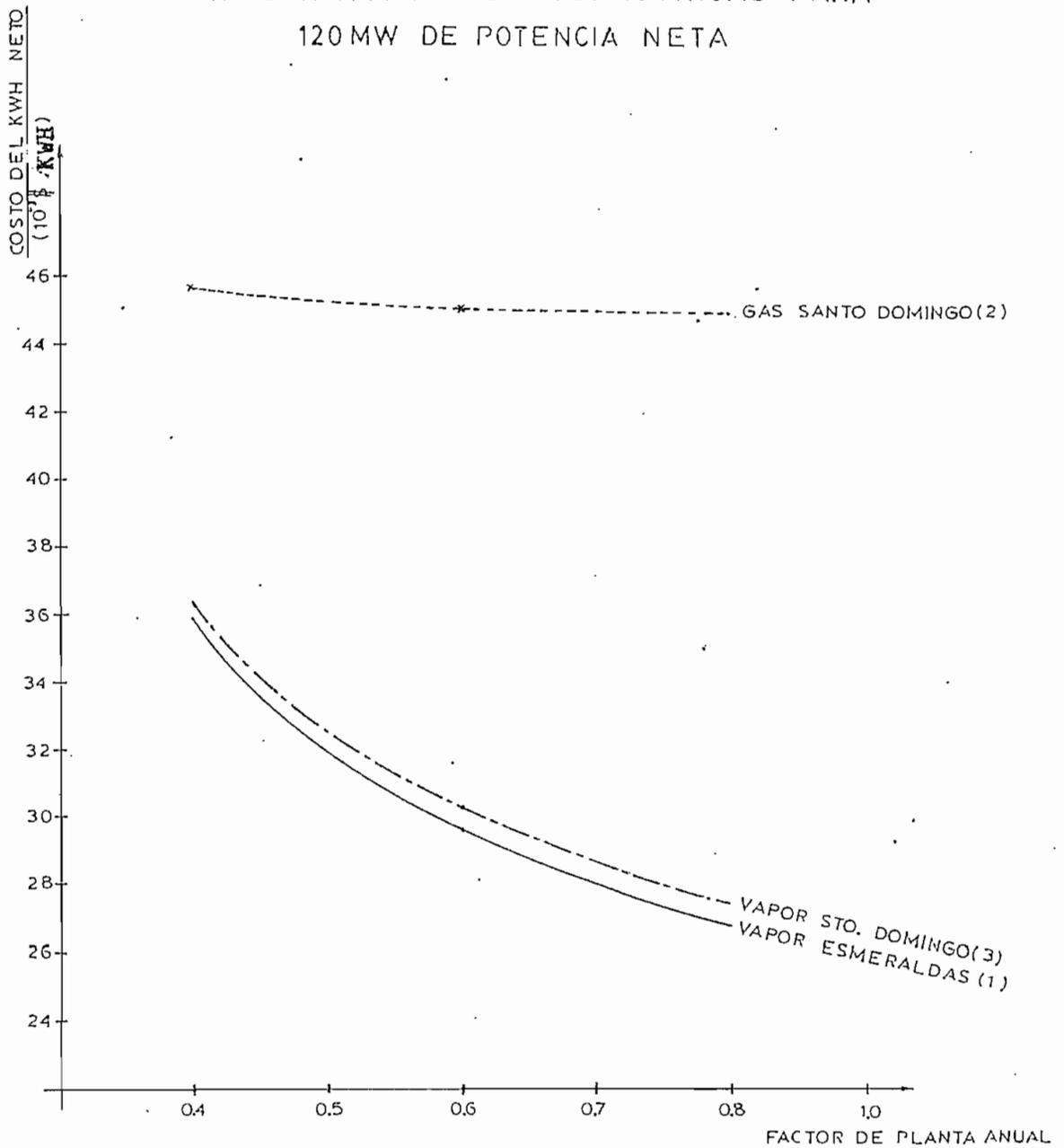
FACTOR DE CARGA 50%

AÑO 1986



ANEXO II - GRAFICO (24)

ALTERNATIVAS TERMoeLECTRICAS PARA 120MW DE POTENCIA NETA



Nota: En cada curva está incluido el precio por transporte de combustible además también la depreciación correspondientes a:
(2) y (3) Línea 69 KV doble Circuito Sto. Domingo-Esmeraldas
(1) Línea 138KV doble Circuito Esmeraldas-Sto. Domingo

ANEXO II- GRAFICO (25)

B I B L I O G R A F I A .

Instituto Ecuatoriano de Electrificación, división de planificación, " Situación actual de la electrificación rural en el Ecuador ", Segundo simposium nacional de electrificación rural del Ecuador 22 - 24 de Abril de 1976, Quito - Ecuador.

Asociación de ingenieros ENDESA, " La energía eléctrica en Chile ", algunos aspectos de la labor de la endesa, Septiembre 1976 - Chile.

División de planificación, Quito - Ecuador, " Producción de potencia y energía de las centrales del sistema nacional interconectado", período 1977 - 1986 PL/76 - 1103 Noviembre/76.

División de planificación, Quito - Ecuador, " Costos y gastos de explotación de centrales termoeléctricas ", Pl/76- 03.08 Marzo 1.976, INECEL.

División de planificación, Quito - Ecuador, " Costos del KWH en los proyectos de generación programados y ejecutados por INECEL " , PL/77 - 0102 Enero 1977.

Manual del ingeniero mecánico de Marks, " Centrales generadoras ".

" Energía Solar ", Enciclopedia ilustrada cumbre, tomo 4 decima primera edición.

División de planificación, Quito - Ecuador, " Política de electrificación del Ecuador " PL/76 - 10.02 Octubre 1976, INECEL.

Texto de la conferencia sobre " La industria eléctrica " pronunciada por el Ingeniero Guido Soria Vasco, ejecutivo de INECEL.

División de planificación, Quito - Ecuador, " Equipamiento para el período 1977 - 1986 " PL/77 - 0902 , Septiembre 1977 INECEL.

" Electricidad producida por el viento " El Comercio, Quito, Domingo 8 - X - 1978.