

T  
621.312134  
P598

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

"EVALUACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS Y SU APLICACION A  
LA EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION NACIONAL".

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE:

INGENIERA EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION: POTENCIA

PRESENTADA POR:

GLENDIA M. PICO NARANJO

GUAYAQUIL - ECUADOR

1983



\*D-5212\*

## AGRADECIMIENTO

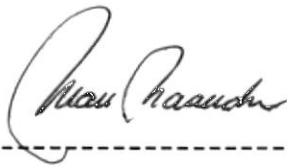


- A la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.
- Al Ing. JUAN SAAVEDRA MERA, Director de Tesis, por su ayuda y colaboración para la realización de este trabajo.

DEDICATORIA

A MIS PADRES  
A MIS HERMANAS  
A MIS ABUELITOS  
A JIMMY

...



*Juan Saavedra Mera*

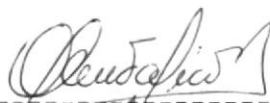
---

ING. JUAN SAAVEDRA MERA  
DIRECTOR DE TESIS

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

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



-----  
GLENDA M. PICO NARANJO

## R E S U M E N

El trabajo a realizarse tiene como objetivo, presentar una metodología de evaluación de proyectos hidroeléctricos desde el punto de vista económico, y aplicarla a la expansión del sistema de generación nacional a mediano plazo.

La metodología divide el problema de equipamiento en dos fases; en la primera se efectúa la evaluación individual de los proyectos hidroeléctricos, por medio de la cual se determinan los indicadores económicos de los mismos, que permiten establecer un orden de prioridad entre ellos. En la segunda fase se conforman secuencias o programas alternativos de equipamiento, dando preferencia a los proyectos que resultaron ser los mejores en la evaluación individual, y se evalúan económicamente para seleccionar la alternativa de equipamiento, que cumpliendo con las restricciones técnicas, sea la económicamente más favorable.

## INDICE GENERAL

	<u>PAGS</u>
RESUMEN -----	VI
INDICE GENERAL -----	VII
INDICE DE FIGURAS -----	X
INDICE DE TABLAS -----	XIV
INTRODUCCION -----	17
CAPITULO I	
1) EVALUACION INDIVIDUAL DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS-----	21
1.1. DETERMINACION DE LOS BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS	24
1.1.1. COSTOS TOTALES ACTUALIZADOS DEL PROYECTO --	24
1.1.2. BENEFICIOS BRUTOS ACTUALIZADOS -- -- --	32
CAPITULO II	
2) EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO-----	61
2.1. PREVISION DE DEMANDAS -----	63
2.1.1. DISTRIBUCION MENSUAL DE LA PREVISION DE DEMANDA-----	66
2.2. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGIA -----	69
2.2.1. CURVA DE DURACION MENSUAL Y CURVA MODIFICADA DE CARGA -----	73

VIII

	<u>PAGS</u>
2.3. COSTOS FIJOS Y VARIABLES DE LAS SECUENCIAS---	77
2.3.1. COSTOS FIJOS DE LOS PROGRAMAS DE OBRAS -----	79
2.3.2. COSTOS VARIABLES DE LOS PROGRAMAS DE OBRAS--	79
2.4. ACTUALIZACION DE LOS COSTOS -----	80
 CAPITULO III	
EVALUACION SOCIAL DE PROYECTOS -----	82
3.1. MODELO INSUMO / PRODUCTO -----	89
3.1.1. CUADRO DE RELACIONES INTERSECTORIALES ---	90
3.1.2. MATRIZ DE COEFICIENTES TECNICOS DE PRODUCCION	90
3.1.3. MATRIZ DE COEFICIENTES DE EFECTOS DIRECTOS E INDIRECTOS -----	92
3.2. CALCULO DE LOS EFECTOS DIRECTOS E INDIRECTOS <u>PRO</u> VOCADOS POR UN PROYECTO -----	94
3.2.1. CALCULO DE LA PRODUCCION INDUCIDA -----	95
3.2.2. CALCULO DE LA DEMANDA DE FACTORES PRIMARIOS DE PRODUCCION -----	96
3.3. PRECIOS SOCIALES DE LOS FACTORES PRIMARIOS DE <u>PRO</u> DUCCION -----	97
3.3.1. TRABAJO -----	97
3.3.2. CAPITAL -----	99
3.3.3. DIVISA -----	100



CAPITULO IV	
APLICACION A LA EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION NACIONAL -----	102
4.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO-----	105
4.2. PREVISION ACTUALIZADA DE DEMANDAS DEL SNI.-----	114
4.2.1. DISTRIBUCION MENSUAL DE LA PREVISION ANUAL ---	119
× 4.3. PROYECTOS HIDROELECTRICOS A CORTO PLAZO -----	123
× 4.4. PROYECTOS HIDROELECTRICOS CONSIDERADOS PARA LA EXPAN SION DEL SISTEMA DE GENERACION NACIONAL -----	129
4.5. EVALUACION INDIVIDUAL DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS	153
4.5.1. COSTOS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS -----	154
4.5.2. BENEFICIOS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS---	171
4.5.3. RESULTADOS DE LA EVALUACION INDIVIDUAL -----	188
4.6. EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO -----	201
4.6.1. SECUENCIAS SELECCIONADAS DE EQUIPAMIENTO -----	204
4.6.2. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGIA -----	208
4.6.3. EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS -----	216
4.6.4. RESULTADOS DE LA EVALUACION DE ALTERNATIVAS --	240
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES -----	243
BIBLIOGRAFIA -----	247

## INDICE DE FIGURAS

<u>FIGS.</u>	<u>PAG.</u>
CAPITULO I	
1.1. ESQUEMA ILUSTRATIVO DEL PROCESO DE EVALUACION INDIVIDUAL -----	22
1.2. CURVA DE ENERGIA DE UN APROVECHAMIENTO HI DROELECTRICO -----	42
1.3. COSTO DE LA ENERGIA DE CENTRALES TERMOELEC TRICAS TIPICAS EN FUNCION DEL FACTOR DE CAR GA DEL PARQUE -----	57
CAPITULO II	
2.1. CURVA DE DURACION MENSUAL DEL SNI -----	75
2.2. CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI -----	78
CAPITULO III	
3.1. CUADRO DE RELACIONES INTERSECTORIALES -----	91
CAPITULO IV	
4.1. ESQUEMA METODOLOGICO DEL PLAN DE GENERACION	103
4.2. CONFIGURACION DEL SNI PARA EL AÑO 1983-----	106
4.3. DIVISION DE CUENCAS HIDROGRAFICAS DEL TERRITORIO NACIONAL -----	130

<u>FIG.</u>	<u>PAGS</u>
4.4. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO JUBONES -----	131
4.5. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO ESMERALDAS -----	132
4.6. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO PASTAZA -----	133
4.7. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO PUYANGO -----	134
4.8. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO NAPO - SUBCUENCA DEL RIO COCA -----	135
4.9. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO NAPO - SUBCUENCA DEL RIO NAPO -----	136
4.10. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO SANTIAGO - SUBCUENCA - DEL RIO ZAMORA -----	137
4.11. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO SANTIAGO - SUBCUENCA - DEL RIO NAMANGOZA -----	138
4.12. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO JUBONES (MI- NAS) -----	189
4.13. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO PALMA REAL--	189
4.14. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO VILLADORA---	190
4.15. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO TOACHI -----	190
4.16. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO CHAMBO -----	191
4.17. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO SAN FRANCISCO	191
4.18. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO TOPO - A ---	192
4.19. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO MARCABELI --	192
4.20. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO SALADO -----	193
4.21. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO MALO-CODO- SINCLAIR -----	193

<u>FIG.</u>	<u>PAGS.</u>
4.22. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO COCA -----	194
4.23. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO VALLEVICIOSO	194
4.24. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO CEDROYACU---	195
4.25. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO VERDECHICO -	195
4.26. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO GUALAQUIZA--	196
4.27. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO SAN MIGUEL--	196
4.28. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO SAN ANTONIO-	197
4.29. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO NANGARITZA--	197
4.30. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO SOPLADORA --	198
4.31. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO CARDENILLO--	198
4.32. DEMANDA DE POTENCIA DEL SNI - PERIODO 1993-2000---	202
4.33. DEMANDA DE ENERGIA DEL SNI - PERIODO 1993-2000---	203
4.34. CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI - ALTERNA- TIVA N° 1 -----	219
4.35. CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI - ALTER- NATIVA N° 2 -----	220
4.36. CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI - ALTER NATIVA N° 3 -----	221
4.37. CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI - ALTERNA- TIVA N° 4 -----	222
4.38. CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI - ALTERNA TIVA N° 5 -----	223
4.39. CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI - DICIEMBRE 1993	224

<u>FIG.</u>		<u>PAGS</u>
4.40.	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI DICIEMBRE - 1995	2 24
4.41.	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI. DICIEMBRE - 1997 -----	2 25
4.42.	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI. DICIEMBRE-1998--	2 25
4.43.	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI DICIEMBRE - 1999 -----	2 26

## INDICE DE TABLAS

<u>Nº</u>		<u>PAGS</u>
4.1.	DISPONIBILIDADES DE LAS CENTRALES HIDROELEC TRICAS EXISTENTES A 1.983-----	110
4.2.	DISPONIBILIDADES DE LAS CENTRALES TERMOELEC TRICAS EXISTENTES A 1.983 -----	111
4.3.	BALANCE DE POTENCIA DEL SNI PARA EL AÑO 1.983 -----	112
4.4.	BALANCE DE ENERGIA DEL SNI PARA EL AÑO 1.983 -----	113
4.5.	PREVISION ACTUALIZADA DEL CONSUMO DE ENER GIA ELECTRICA -----	117
4.6.	PRONOSTICO ACTUALIZADO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA -----	118
4.7.	PREVISION ACTUALIZADA DE DEMANDAS ELECTRICAS DE SERVICIO PUBLICO (SNI) -----	120
4.8.	FACTORES DE VARIACION ESTACIONAL DEL SNI-----	121
4.9.	PREVISION ACTUALIZADA DE DEMANDAS ELECTRICAS DE SERVICIO PUBLICO (SNI) PARA JUNIO Y DICIEMBRE---	122
4.10.	CARACTERISTICAS FISICAS DE PRODUCCION Y COSTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS A CORTO PLAZO---	127

<u>Nº</u>		<u>PAGS</u>
4.11.	LISTA DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS-APROVECHA MIENTOS AISLADOS DE LAS CUENCAS SELECCIONA DAS -----	140
4.12.	PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS SELECCIONADOS PARA LA EVALUA CION -----	141
4.13.	PRESUPUESTOS DE INVERSION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS EVALUADOS INDIVIDUALMENTE-----	157
4.14.	PRODUCCION PADRONIZADA DE LOS PROYECTOS HIDRO ELECTRICOS CONSIDERADOS PARA CONFORMAR EL EQUIPA MIENTO DEL SNI - PERIODO 1993 - 2000 -----	173
4.15.	TARIFAS DADAS POR EL PARQUE TERMICO EQUIVA LENTE (CRITERIO: PRECIOS DE MERCADO)-----	176
4.16.	RESULTADOS DE LA EVALUACION INDIVIDUAL: INDICA DORES ECONOMICOS -----	199
4.17.	DISPONIBILIDADES DE LAS CENTRALES HIDROELEC TRICAS FUTURAS; PARA LOS BALANCES DE POTEN CIA Y ENERGIA -----	213
4.18.	DISPONIBILIDADES DE LAS CENTRALES HIDROELEC TRICAS EXISTENTES A 1993, PARA LOS BALANCES DE POTENCIA Y ENERGIA -----	214
4.19.	DISPONIBILIDADES DE LAS CENTRALES TERMOELEC TRICAS EXISTENTES PARA EL BALANCE DE POTEN CIA -----	215

<u>Nº</u>		<u>PAGS.</u>
4.20.	BALANCE DE POTENCIA PARA EL MES DE DICIEMBRE-ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO Nº 1-----	217
4.21.	BALANCE DE ENERGIA PARA EL MES DE DICIEMBRE-ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO Nº 1 -----	218
4.22.	CALENDARIO DE INVERSIONES-ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO Nº 1 -----	228
4.23.	CALENDARIO DE GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO - ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO Nº 1 -----	230
4.24.	CALENDARIO DE GASTOS EN COMBUSTIBLE ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO Nº 1---	233



## INTRODUCCION

Cuando se trata de decidir la ejecución de un proyecto, lo cual significa decidir una inversión, es conveniente, aún cuando su nivel de estudios esté avanzado, evaluarlo económicamente. Siendo posible realizar tal evaluación mediante dos criterios: empresarial o privado y público o social. El criterio privado, considera la economía solamente desde el punto de vista financiero o de rentabilidad, asignando a los costos y beneficios del proyecto evaluado, precios de mercado. Mientras que el criterio público analiza el proyecto desde el punto de vista de la economía como un "todo" integrado por sus diferentes sectores de producción; y en este caso los precios de mercado son sustituidos por precios sociales.

El sector eléctrico está sujeto a las exigencias de energía eléctrica de los otros sectores, tales como el comercio, la industria y de las poblaciones en continuo crecimiento.

Acorde al incremento de tales demandas de energía, el

sector eléctrico también debe ir desarrollándose, para lo cual se requiere, entre otras cosas, una planificación del equipamiento futuro del sistema de generación que integra el Sistema Eléctrico Nacional.

El objetivo de este trabajo, es evaluar económicamente, desde el punto de vista empresarial, a algunos de los múltiples proyectos de aprovechamiento hidroeléctrico que posee el país; - primero en forma aislada del sistema de generación, y luego en forma integrada al mismo, mediante secuencias alternativas de instalaciones, con la finalidad de definir un plan de equipamiento a mediano plazo, del sistema de generación nacional, que sea conveniente económicamente y permita el abastecimiento requerido de energía durante el período de estudio.

La evaluación individual de los proyectos hidroeléctricos consiste básicamente en un análisis Beneficio - Costo, que permite estable

cer un orden de prioridades entre los proyectos.

La evaluación de alternativas de equipamiento, cuya conformación se realiza en base - del crecimiento de la demanda y a las disponibilidades hidroeléctricas más favorables del país, selecciona con el criterio de - costo mínimo la alternativa de equipamiento más conveniente, de las evaluadas, para conformar la expansión del sistema de generación nacional durante el período de los - años 1993 - 2000 a mediano plazo.

Una característica propia de la evaluación de proyectos de generación en el sector - eléctrico, es que en general los estudios económicos no tienen como fin determinar - la rentabilidad o nivel de eficiencia absoluta de cada proyecto, sino más bien

definir sus posiciones relativas y las co  
rrespondientes prioridades de instalación a  
través del tiempo.

## CAPITULO I

### EVALUACION INDIVIDUAL DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

La evaluación individual de los proyectos hidroeléctricos, con siste en considerar a cada proyecto en forma aislada, es decir no incorporados en un programa de obras. Esta evaluación pue de aplicarse, tanto en el caso del cálculo de la potencia ópti ma del aprovechamiento, como en aquél de comparación de proyectos con potencias instaladas previamente optimizadas.

En la figura 1.1, se muestra un esquema general del procedimiento a seguirse; correspondiendo los casilleros sombreados a aquellas actividades externas, al modelo de evaluación, y de las cuales se obtiene la información requerida para el pro ceso.

Básicamente, cada proyecto hidroeléctrico se evalúa económic amente mediante la determinación del valor presente de los cos tos y beneficios involucrados en el mismo a lo largo de su vida útil. Los costos del proyecto se refieren a los gastos de inversión, reposiciones intermediarias y gastos

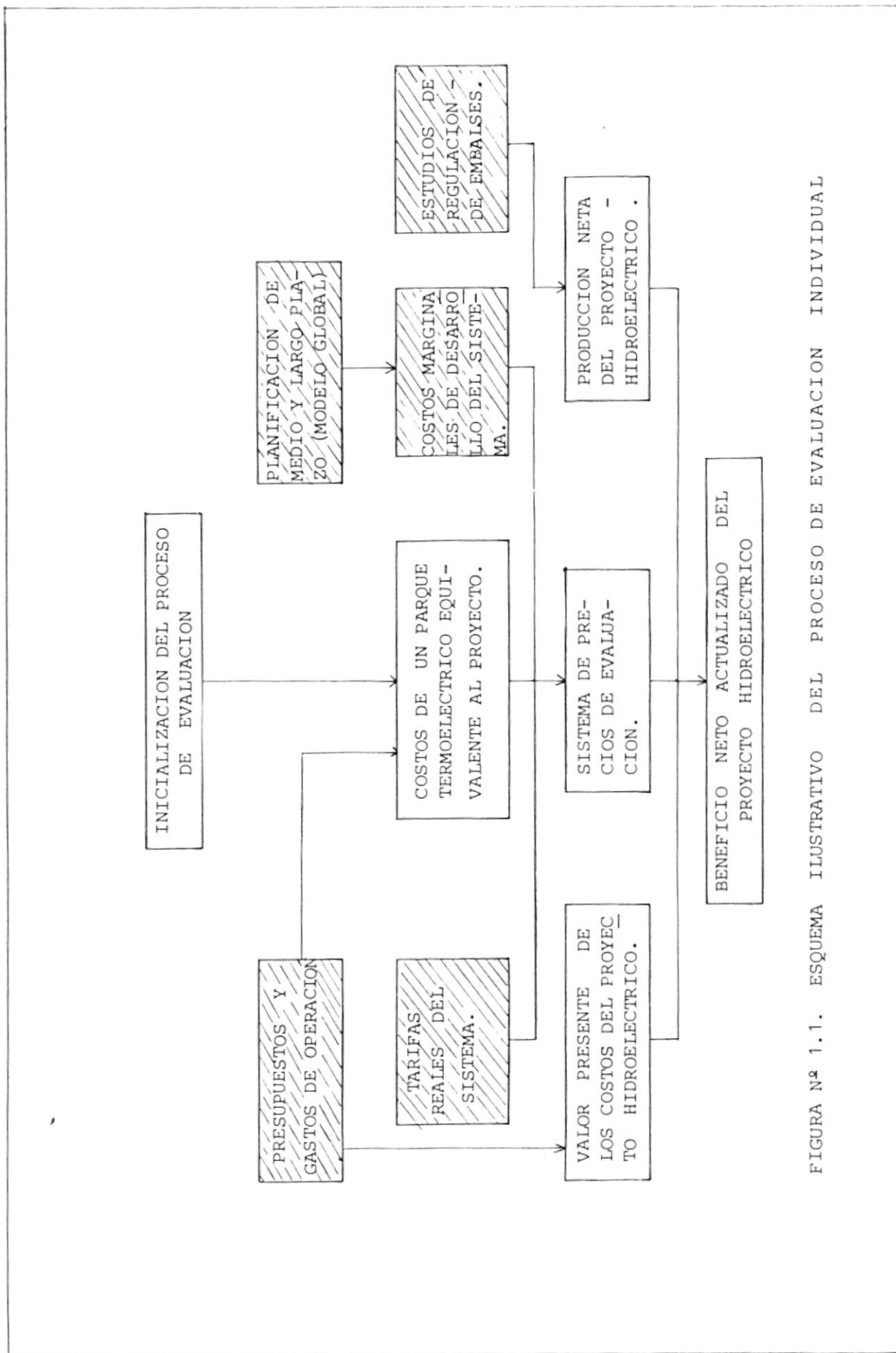


FIGURA N° 1.1. ESQUEMA ILUSTRATIVO DEL PROCESO DE EVALUACION INDIVIDUAL

de operación y mantenimiento. Los beneficios consisten en la producción de potencia y energía, la cual debe ser valorizada mediante un precio establecido.

Ambos, costos y beneficios deben ser actualizados, para diferentes tasas de actualización, a la fecha de entrada en servicio de la central hidroeléctrica; con el propósito de determinar a partir de ellos los indicadores económicos del proyecto: tasa interna de retorno (TIR), beneficio neto actualizado (BNA) y la relación beneficio neto actualizado / costo actualizado - (BNA/CA).

Cuando se trata de definir la potencia instalada óptima de un proyecto, el cómputo del valor presente - de los costos y beneficios debe realizarse considerando diferentes potencias instaladas.

Es importante, cuando se desea evaluar proyectos hidroeléctricos en forma individual, realizar la comparación entre proyectos hidroeléctricos que presenten condiciones homogéneas en cuanto a nivel de estudios realizados.

## 1.1. DETERMINACION DE LOS BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS

El objeto de esta sección es determinar el valor presente de los beneficios netos de un aprovechamiento hidroeléctrico. Para lo cual es necesario conocer los Costos Totales Actualizados del Proyecto y la Producción Neta Anual del Proyecto más los precios de Potencia y Energía.

Utilizando los precios de Potencia y Energía, se valoriza la producción neta anual o padronizada de cada proyecto; lo cual determina los beneficios brutos en unidades monetarias del proyecto. De la diferencia entre los beneficios brutos y los costos totales actualizados, resultan los beneficios netos actualizados de cada proyecto, para distintas tasas de actualización, los cuales permiten determinar los indicadores económicos correspondientes. El cálculo se realiza para diversas potencias instaladas si la finalidad es decidir el equipamiento óptimo.

### 1.1.1. Costos Totales Actualizados del Proyecto

El cómputo del valor presente del costo total se realiza actualizando a la fecha de entrada en



operación del proyecto, el flujo de inversiones durante el período de construcción, la reposición de aquellos elementos cuya vida útil es menor que la del conjunto y los gastos anuales de operación y mantenimiento.

Los costos del proyecto corresponden a aquellos de la Central Generadora, del Sistema de Transmisión propio del proyecto y de ampliaciones del sistema principal que sean requeridas para asegurar un servicio confiable en igual grado de todos los proyectos evaluados.

#### 8.1.1. Costos de Inversión:

Los costos de inversión corresponden a aquellos gastos que deben realizarse durante el período de construcción del proyecto e incluyen los costos de la Central y del Sistema de Transmisión asociado. <sup>construcción</sup> Generalmente su determinación se realiza en tres etapas.

a. Primero se calcula el valor presente de las inversiones a la fecha de entra

da en operación de la central. Para cada año, se consideran las inversiones concentradas en el fin del primer semestre; y su cómputo se realiza mediante la siguiente expresión:

$$I_B = \sum_{n=1}^n \left\{ \frac{I_n}{(1+i)^{t'}} \right\} \quad (1.1)$$

Donde:

$I_B$  : Valor presente bruto de las inversiones a la fecha de entrada en operación.

$I_n$  : Valor de la Inversión correspondiente al año  $n$ .

$i$  : Tasa de actualización anual.

$t'$  : Período de tiempo entre las fechas de entrada en operación y de inversión (mitad de año).

Además:

$$t' = a(1) - n + \frac{s(1) - 1}{2} \quad (1.2)$$

Donde:

a(1) : Año de entrada en operación

n : Año de Inversión

s(1) : Semestre de entrada en operación

s(1) = 1 para mediados de año y

s(1) = 2 para fines de año.

b. Luego se calcula el valor presente neto de las inversiones a la fecha de entrada en operación, descontando del valor presente bruto de las inversiones el valor residual; el cual se obtiene calculando la anualidad que corresponde a la inversión actualizada, según la vida útil del proyecto, y actualizando dicha anualidad a través del período comprendido entre la fecha de puesta en servicio y la fecha horizonte del estudio. Así el valor presente neto de las inversiones a

la fecha de puesta en servicio, está de  
terminado por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{1 - (1 + i)^{-t''}}{1 - (1 + i)^{-V}} \cdot I_B \quad (P.1) \quad (1.3)$$

Donde:

$t''$  : período de tiempo entre la fecha  
horizonte de estudio y la fecha  
de entrada en operación.

$V$  : tiempo de vida útil del proyecto.

Además:

$$t'' = a(2) - a(1) - \frac{s(1)}{2} + 1 \quad (P.2) \quad (1.4)$$

Donde:

$a(1)$  = *inicio de operación*

$a(2)$  = horizonte de estudio (último año  
del período estudiado).

$s(1)$  = *duración de la operación*  
 $s(1) = A$  *como medida de tiempo*

c. Finalmente el valor presente neto de las inversiones puede ser actualizado a cualquier fecha de actualización, de la forma definida por la siguiente expresión:

$$I_0 = \frac{1}{(1+i)^{t''}} \cdot I_n \quad \begin{matrix} \text{(p. 3)} \\ \text{(1.5)} \end{matrix}$$

Donde:

$t''$  : período de tiempo entre las fechas de entrada en operación y de actualización.

Además:

$$t'' : a(1) - a(0) - \frac{(s(1) - s(0))}{2} \quad \begin{matrix} \text{p. 4} \\ \text{(1.6)} \end{matrix}$$

Donde:

$a(0), s(0)$  : año y semestre de la fecha de actualización.

### 8.1.2. Costos por Reposiciones Intermediarias

Los costos correspondientes a las reposiciones que deben hacerse de aquellos elementos de menor vida útil que la del conjunto, son calculados por medio de la siguiente ecuación:

$$R = I_B \frac{(1+i)^{t^k} - 1}{i(1+i)^{t^k + t^k}} \cdot \sum_k P_k$$

$$\left\{ \frac{(1+i)^{v(k)}}{(1+i)^{v(k)-1}} - \frac{(1+i)}{(1+i)^{V-1}} \right\} \quad (8.5) \quad (1.7)$$

Donde:

$P_k$ : Proporción de la inversión del ítem R, de vida útil  $V(v < V)$ , respecto a la inversión total de la obra.

En este cálculo se asume, a través del uso de  $I_B$ , que las reposiciones intermediarias

involucran intereses intercalarios iguales en proporción a los de la obra total. Esta simplificación es aceptable dada la pequeña influencia de este ítem y la complejidad que significaría disponer del cronograma de construcción de cada uno de los componentes incluidos en este cálculo.

### 3.3. Gastos de Operación y Mantenimiento:

Los gastos de operación y mantenimiento se encuentran distribuidos a lo largo del tiempo de vida útil del proyecto. Mediante los conceptos de tasa de retorno y valor presente, se pueden expresar todos estos costos repartidos en el tiempo, en forma de una serie uniforme de costos anualmente distribuida. Finalmente, estos costos o gastos anuales se actualizan a través del período de operación, hasta el año horizonte del estudio, por medio de la siguiente expresión:

$$G = \frac{g \cdot I \cdot ((1+i)^{t''} - 1)}{i \cdot (1+i)^{t''}} \quad (2.6) \quad (1.8)$$

Donde:

$g$  = gasto de operación y mantenimiento anual de la inversión total (sin intereses intercalarios).

$I$  = inversión total sin intereses intercalarios. (Suma de las inversiones anuales).

*Passar a pág 159*

## 1.2 ANÁLISIS DE BENEFICIOS.

### 1.1.2. Beneficios Brutos Actualizados

U

Los beneficios de un proyecto hidroeléctrico son considerados de dos categorías: beneficios por producción firme y beneficios por produc



ción secundaria.

El beneficio bruto actualizado, por producción firme se calcula valorizando la potencia garantizada y la energía primaria a los precios correspondientes, y actualizando la serie anual que va de la fecha de entrada en operación hasta el horizonte del estudio, a la fecha de actualización especificada.

El cálculo se realiza de acuerdo a la siguiente expresión:

$$B_{PF} = \frac{p \cdot PG + e \cdot EP}{(1+i)^{t'} \cdot r_t \cdot 1000} \quad (2.7) \quad (1.9)$$

Donde:

$B_{PF}$  = beneficio bruto actualizado correspondiente a la producción firme del aprovechamiento. (10<sup>6</sup> US\$)

$PG$  = potencia garantizada (MW) → Máxima potencia media

$EP$  = energía primaria (GWh/año)

$p$  = precio asignado a la potencia de punta (US\$/KW/año).

$e$  = precio asignado a la energía primaria (10<sup>3</sup>US/KWh).

$i$  = tasa anual de actualización (%)

$t''$  = período comprendido entre la fecha de actualización y la fecha de puesta en servicio (años).

$r_t''$  = factor de recuperación de capital para el período de operación de la central ( $t''$ ), comprendido entre la fecha de entrada en servicio de la central y el horizonte de estudio.

Reemplazando  $r_t''$ , la ecuación 1.9 se convierte en la siguiente:

$$B_{PF} = \frac{(p \cdot PG + e \cdot EP) ((1+i)^{t''} - 1)}{i(1+i)^{t''} + t''} \cdot 1000 \quad (2.8) \quad (1.10)$$

*Pasar a binomial 1-1*

El beneficio bruto actualizado por producción secundaria de la central se calcula directamente mediante la siguiente expresión:

$$B_{PS} = \frac{s \cdot ES}{(1+i)^{t''} \cdot r_t''} \cdot 1000 \quad (1.11)$$

Donde:

$B_{PS}$  = beneficio bruto actualizado correspondiente a la producción de energía secundaria - del aprovechamiento ( $10^6$  US \$).

$s$  = Precio asignado a la energía secundaria colocada por la central en el mercado ( $10^{-3}$ US \$/KWh).

Reemplazando  $r_t$  la ecuación (1.4) se convierte en la siguiente:

$$B_{PS} = \frac{(s \cdot ES) ((1+i)^{t''} - 1)}{i(1+i)^{t'' + t''} \cdot 1000} \quad (1.12)$$

#### 1. Producción Neta Anual del Proyecto:

Los beneficios obtenidos de un proyecto hidroeléctrico están determinados por su producción anual de potencia y energía.

La producción anual típica o normalizada de

un aprovechamiento hidroeléctrico está definida por tres factores: Potencia Garantizada, Energía Primaria y Energía Secundaria.

Estos son considerados como los parámetros básicos de producción de una Central Hidroeléctrica. Siendo la Potencia Garantizada y la Energía Primaria la producción firme del aprovechamiento.

#### a. POTENCIA GARANTIZADA

La potencia garantizada de una central hidroeléctrica es la máxima potencia media horaria disponible, en condiciones críticas de afluencia hídrica y/o de salto.

Se la calcula como el menor valor, entre la potencia que es posible colocar en la curva de carga con la energía primaria disponible, (asumiendo su colocación en la parte superior de la curva), y la máxima potencia que las máquinas pueden entregar con el distribuidor de la tubería -

abierto y la caída mínima observada en el estudio de regulación.

Puesto que lo antes dicho depende en parte del factor de carga, el cual está condicionado por el mercado (demanda de energía); y ya que no se dispone normalmente de las características exactas del equipo - que constituye la central, es útil emplear las siguientes expresiones para el cómputo de la Potencia Garantizada.

$$PG_B = \min (PG_1, PG_2) \quad (1.13)$$

Donde:

$PG_B$  = potencia garantizada bruta (MW)

$PG_1$  = potencia garantizada por condiciones de altura de caída mínima (salto crítico) (MW).

$PG_2$  = potencia garantizada por condiciones de mercado (máxima potencia - colocable con la energía primaria disponible) (MW).

Siendo:

$$PG_1 = (H_m/H_d)^{3/2} \cdot PI \quad (1.14)$$

$$PG_2 = \left\{ \left( \frac{VA \cdot VD \cdot T}{VA + VD} \right)^2 + 2 \left( \frac{1000 E}{N} - 24 P_m \right) \cdot \frac{VA \cdot VD}{VA + VD} \right\} - \frac{VA \cdot VD}{VA + VD} \cdot P_m \quad (1.15)$$

Donde:

$H_m$  = altura de caída mínima (m)

$H_d$  = altura de caída de diseño (m).

$PI$  = potencia instalada de la central (MW)

VA,VD = velocidad de aumento y disminución de carga, respectivamente, necesaria para cubrir el pico de la demanda (MW/h).

T = período de tiempo de duración del pico diario de carga (h).

E = energía primaria del aprovechamiento (GWh/año).

N = número de días medios de trabajo - por año.

P<sub>m</sub> = potencia mínima que debe mantenerse constante por razones eléctricas o hídricas.

Finalmente, la potencia garantizada neta se obtiene afectando su valor bruto por coeficientes que consideran los consumos propios de la central, las pérdidas de transmisión e indisponibilidades no esperadas. Lo cual se realiza mediante las siguientes expresiones:

Si  $0.5 \leq \frac{PG_B}{PI} \leq 1$  entonces,

$$PG_N = (1-c) \cdot (1-p) \cdot \left( 2d \left( 1 - \frac{PG_B}{PI} \right) + (1-d) \right) \cdot PG_B \quad (1.16)$$

Si  $\frac{PG_B}{PI} \leq 0.5$  entonces,

$$PG_N = (1-c) \cdot (1-p) \cdot PG_B \quad (1.17)$$

Donde:

$PG_N$  = potencia garantizada neta (MW)

$c$  = coeficiente de consumos propios (%).

$p$  = coeficiente de pérdidas de transmisión en potencia (%).

$d$  = coeficiente de indisponibilidad no programada (%).



## b. ENERGIAS PRIMARIA Y SECUNDARIAS

La Energía Primaria es la generación - anual de una Central correspondiente a la potencia continúa. Siendo ésta última, la producción que puede ser mantenida constante durante un alto porcentaje de tiempo, esto es la generación obtenida durante un período hidrológico crítico y con una garantía dada.

La Energía Secundaria es la generación anual, aleatoria, calculada como la diferencia entre las energías media y - primaria.

La figura 1.2, muestra una ilustración de lo dicho. Para determinar la generación neta de cada aprovechamiento, es necesario considerar las pérdidas por consumos propios y por transmisión, de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$EP_n = (1-c) (1-e) EP_b \quad (1.18)$$

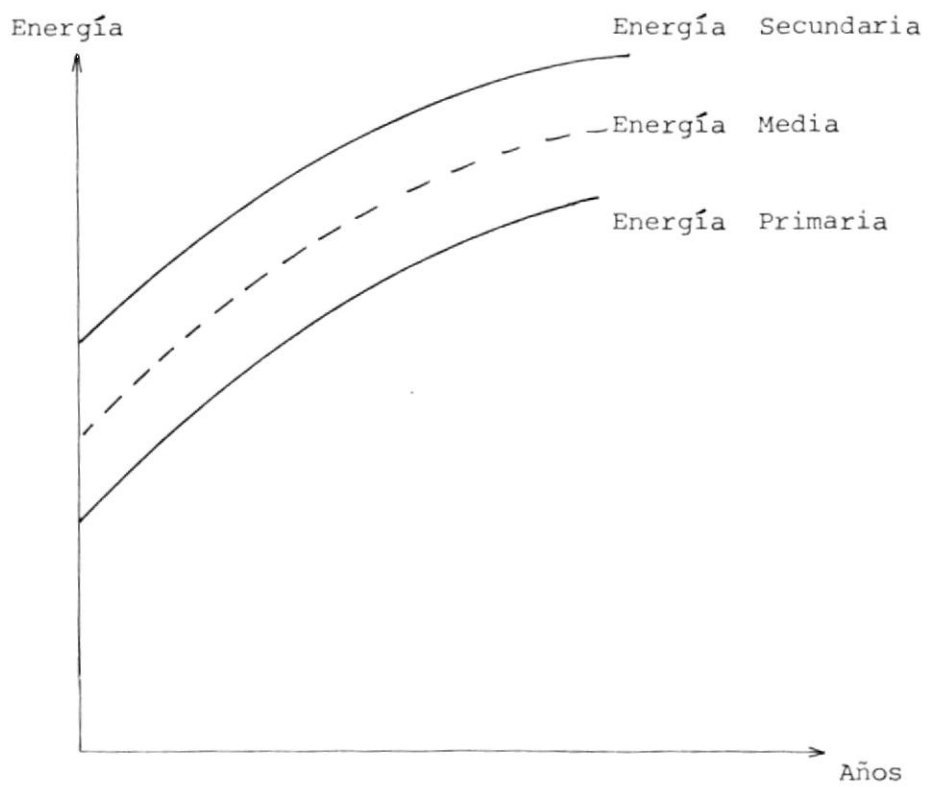


FIGURA Nº 1.2.

CURVA DE ENERGIA DE UN APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO

$$ES_n = (1-c) (1-e) ES_b \cdot m \quad (1.19)$$

Donde:

$EP_n$  = Energía primaria Neta

$ES_n$  = Energía secundaria neta

$EP_b$  = Energía Primaria Bruta

$ES_b$  = Energía Secundaria Bruta

$c$  = Coeficiente de pérdidas por consumos propios (%).

$e$  = Coeficiente de pérdidas de transmisión de energía (%).

$m$  = Coeficiente de colocabilidad de la energía secundaria en el mercado futuro (para Ecuador es 50 %).

Los tres parámetros de producción de cada proyecto son obtenidos por medio de estudios de regulación de los embalses. Es decir, las disponibilidades de generación

de los proyectos hidroeléctricos se determinan en base a una simulación de la operación mensual de sus respectivos embalses y según datos hidrológicos estadísticos.

Generalmente la simulación de los embalses se realiza para tres tipos de hidrología en el año: húmeda, media y seca. Considerando para la simulación un día típico de trabajo correspondiente a cada tipo de hidrología.

Cuando se tiene la finalidad de establecer con esta evaluación la potencia instalada óptima de cada proyecto, los valores de producción de potencia y energía deben ser determinados para diferentes capacidades instaladas de los aprovechamientos.

## 2. Precios de evaluación de la Producción del Aprovechamiento Hidroeléctrico:

*2. Precios de evaluación de la Producción del Aprovechamiento Hidroeléctrico:*

Con el objeto de determinar los beneficios en términos monetarios de un aprovechamiento

<sup>oblicos</sup>  
hidroeléctrico, es necesario asignar a su producción de potencia y energía los precios correspondientes, según un criterio establecido.

La valorización de tal producción puede efectuarse siguiendo uno de los tres siguientes criterios.

- a. Precios de venta de energía (tarifa eléctrica.)
- b. Precios obtenidos mediante los costos de sustitución de un parque termoeléctrico equivalente.
- c. Precios obtenidos del conjunto de costos marginales de desarrollo del sistema.

El primer criterio resulta inconveniente, porque las tarifas en países en vías de desarrollo como es el caso del Ecuador, pre

sentan fuertes distorsiones y su decisión es de tipo político; lo que le eliminan como criterio económico de asignación de recursos.

Los dos últimos criterios son aceptables en el sentido de que ambos representan costos de referencia de alternativas que podrían desarrollarse para dar servicios equivalentes.

Aún cuando el criterio de precios basados en los costos marginales del sistema es el de mayor sentido económico, su aplicación al estudio es muy complicada. y por simplicidad, puede aceptarse que los precios marginales de desarrollo del sistema corresponden a un sistema termoeléctrico óptimo futuro. Con lo cual además, se está adoptando para la sustitución un sistema de menor rendimiento que la central hidroeléctrica, dando así un mismo margen de garantía a todos los proyectos compa

2 fases a partir 171

rados por la evaluación.

De acuerdo a este criterio, el proyecto hidroeléctrico sustituirá en el futuro a una parcela termoeléctrica que prestaría un servicio equivalente; lo que significa que - considerada la producción neta, tiene el mismo factor de utilización firme que el aprovechamiento hidroeléctrico, también referido a su producción neta.

Según lo expuesto, se adopta como criterio de evaluación de los beneficios de los proyectos hidroeléctricos, los costos de un sistema termoeléctrico equivalente.

Entendiéndose por Sistema Termoeléctrico equivalente a una Central Hidráulica, un conjunto de centrales de tipo térmico que conforman una estructura óptima; cuyos costos de inversión y operación son mínimos y con características de producción equivalentes a aquellas de la central hidroeléctrica.

Este sistema permite evaluar la producción firme: potencia garantizada y energía primaria; mientras que la producción secundaria se valoriza con el costo del combustible utilizado en plantas tipo vapor que son las que prioritariamente operarán en el futuro.

8.3.

a. Costos de Energía de Centrales Térmicas:

Quando se busca determinar la combinación óptima de centrales para conformar un parque termoeléctrico equivalente, en servicio, a la producción firme de un aprovechamiento hidroeléctrico, <sup>Adicionalmente</sup> se requiere conocer los costos fijos anuales y los costos variables de cada una de las centrales térmicas que integran el parque.

El cálculo de tales costos es hecho para una central típica para la cual se define el costo unitario en función del tamaño de la unidad. Los costos fijos y variables se calculan con criterio eco



nómico, para efectos de comparación con  
centrales hidroeléctricas, por lo que son  
netos, es decir incluyen el recargo -  
por consumos propios y por indisponibi  
lidad de equipo.

1. INVERSIONES: Las inversiones totales de  
las centrales, incluyendo intereses duran  
te su período de construcción, se cal  
culan mediante la siguiente expresión:

$$I_T = \frac{(1+i_m)^m - 1}{i_m} \cdot \frac{I}{m} \quad (1.20)$$

Donde:

$I_T$  : inversión total con intereses inter  
calarios.

$i_m$  : interes mensual equivalente

$$(i_m = (1+i)^{1/12} - 1)$$

I : inversión neta (sin intereses intercalarios).

m : número de meses equivalente de construcción (meses equivalentes de inversión constante).

2. CARGOS POR CAPITAL: Los cargos de capital se calculan aplicando el factor de recuperación del capital y de reposiciones intermediarias a la inversión total.

Las expresiones utilizadas para el cálculo del factor de recuperación del capital (FRC) y del factor de reposiciones intermediarias (FRI) son las siguientes:

$$FRC_V = \frac{i(1+i)^V}{(1+i)^V - 1} \quad (8. -)$$

(1.21)

$$FRI = \sum_k p_k \cdot (FRC_{V(k)} - FRC_V) \quad (8. -)$$

(1.22)

Donde:

$V$  = Vida útil de la central térmica en su conjunto (años).

$P_k$  = proporción de la inversión neta correspondiente al item k, que debe ser repuesto al cabo de su vida útil (%).

$FRC_V(k)$  = factor de recuperación del capital correspondiente a la vida útil  $V(k)$  del item k.

Por lo tanto el cargo de capital será:

$$k = (FRC_V + FRI) \cdot I_T \quad (1.23)$$

3. COSTOS ANUALES FIJOS Y VARIABLES: Los costos anuales fijos de la central se calculan mediante la siguiente expresión:

$$C_F = \frac{k + G_F}{(1-p)(1-q)} \quad (1.24)$$

Donde:

$C_F$  : costo anual fijo(US\$/KW/Año)

$G_F$  : gastos fijos de operación y mantenimiento (US\$/KW/AÑO)

$p$  : pérdidas por consumos propios (%).

$q$  : indisponibilidad total de la central (%).

Los costos variables de la central se calculan por medio de la siguiente expresión:

$$C_V = \frac{C + G_V}{(1 - p)} \quad (1.25)$$

Donde:

$C_V$  : costo variable ( $10^{-3}$ US\$/KWh)

$C$  : costo de combustible. ( $10^{-3}$ US\$/KWh)

$G_V$  : gasto variable de operación y mantenimiento ( $10^{-3}$ US\$/KWh)

4. COSTO DEL KWh: El costo de KWh de la central en función de su factor de planta, se computa por la siguiente expresión:

$$C_{\text{KWh}} = C_V + \frac{C_F}{8.766 \cdot fp} \quad (1.26)$$

Donde:

fp : factor de planta de la central.

b. Estructura optima de un parque termoeléctrico equivalente

Mediante un modelo de programación que utiliza un algoritmo de programación dinámica discreta, es posible optimizar la estructura de un conjunto de centrales térmicas de diferentes tipos: nuclear, vapor y gas.

El cálculo de la estructura óptima se refiere a la definición de la participación que le corresponde a cada tipo de central en la capacidad y generación total del parque termoeléctrico de modo que el costo de inversión y operación de éste sea mínimo.

Este cálculo se realiza para una potencia instalada unitaria del parque y para una generación anual del mismo, representada por el factor de carga del conjunto de centrales.

El objetivo de este cálculo es que el costo del KWh del parque termoeléctrico optimizado, pueda ser utilizado para evaluar la producción firme de un proyecto hidroeléctrico. Puesto que la relación potencia garantizada/energía primaria puede tener distintos valores en función del llamado factor de utilización firme, la determinación del costo del KWh del parque termoeléct-

trico debe realizarse para distintos factores de carga.

Para establecer el sistema de precios del parque es necesario seguir varios pasos.

Primero es menester definir el tipo y tamaño de las unidades térmicas - que conformarán el parque, así como - sus respectivas características de costo y de operación.

Los costos concernientes son las inversiones, reposiciones intermediarias, gastos de operación, consumo específico y precios de combustibles. Las características de operación se refieren a tasas de indisponibilidad, factores máximos y mínimos de utilización, consumos propios, pérdidas de transmisión y vida útil.

Luego se debe realizar el cálculo de los costos anuales fijos y variables

de cada tipo de planta, para la tasa de descuento utilizada y del costo del KWh en función del factor de capacidad.

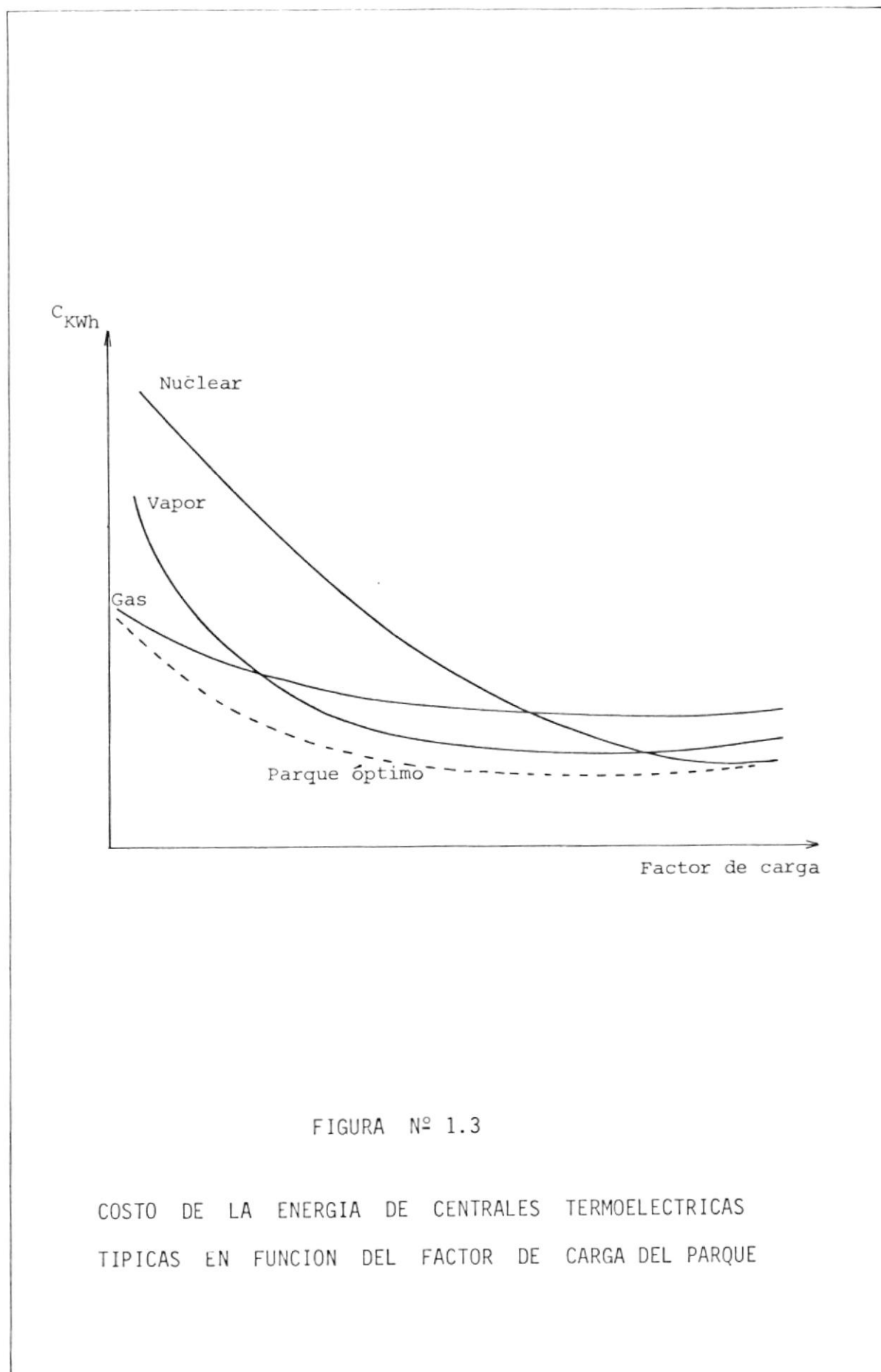
Es necesario establecer la combinación óptima de las centrales para cada zona de la curva de carga, o sea, para diferentes factores de carga del conjunto y calcular el costo del KWh para tal combinación óptima en función del factor de carga.

Finalmente, se debe ajustar la correspondiente hipérbola a la envolvente de costos mínimos determinada en el paso anterior, para obtener el sistema de precios correspondientes: cargo por demanda y energía.

En la figura 1.3., se ilustra lo dicho.

El cálculo del costo del KWh del parque termoeléctrico óptimo, en función del factor de carga del mismo, se realiza mediante un programa que utiliza el al





goritmo de programación dinámica discreta.

c. REPRESENTACION MATEMATICA DEL MODELO: Para un conjunto  $I$  de centrales con una potencia instalada  $P$  y una generación total  $E$ , se plantea el modelo usando el principio de Bellman, en la siguiente forma:

"Seleccionada una central cualquiera del conjunto, su nivel de potencia instalada y su generación, el mínimo costo de la estructura del parque será la suma del costo de inversión y operación de dicha central, más el costo mínimo de generar la energía complementaria con el parque de las restantes centrales, el cual debe tener una potencia instalada también complementaria a la central seleccionada"

Siendo su expresión matemática la siguiente:

$$C_i(P,E) = \min_{i \in I} \min_p \min_c (C_i(p,e) + C_i - i(P-p, E-e)) \quad (1.27)$$

Donde:

$C_i(P,E)$  : Mínimo costo anual de un conjunto  $I$  de centrales con potencia instalada  $P$  y generación anual  $E$ .

$C_i(p,e)$  : Costo anual de una central termoeléctrica tipo  $i$ , con una capacidad instalada  $p$  y generación anual  $e$ .

Se puede observar de la expresión recursiva 1.27, que ésta se desenvuelve en tres dimensiones. La energía  $E$  varía de un valor mínimo a un máximo dependiendo de  $P$ ; la potencia  $P$  varía en forma porcentual entre cero y uno; e  $I$  se in

crementa por la incorporación de nuevos tipos de centrales al parque.

La resolución del problema sin embargo, tiene restricciones que limitan el rango de las variables y disminuyen el número de combinaciones posibles. Tales restricciones son definidas a continuación:

$$0 \leq p \leq p \quad (1.28)$$

$$f_{i.p}^{\text{MIN}} \leq e \leq f_{i.p}^{\text{MAX}} \quad (1.29)$$

El cálculo representado por (1.27), (1.28) y (1.29), debe realizarse para un conjunto de factores de utilización del parque termoeléctrico (E/P) con el objeto de permitir la evaluación de proyectos hidroeléctricos con varias potencias instaladas y llegar a la optimización de ésta última.

## CAPITULO II

### EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO

La evaluación de alternativas de equipamiento tiene por objeto determinar el programa óptimo de equipamiento de un sistema de generación; para lo cual es necesario conformar un grupo de programas alternativos, y de entre ellos, elegir el que reúna las mejores condiciones técnicas y económicas.

Una vez realizada la evaluación individual de los proyectos, se configuran secuencias de instalaciones de generación, dando prioridad a los proyectos que presentaron mejores condiciones en la evaluación individual. Aún cuando la prioridad de un proyecto en la evaluación en forma aislada no es definitiva, pues existe siempre una oportunidad ideal para su incorporación al sistema.

Las secuencias de alternativas deben ser elaboradas en tal forma, que se cubra la demanda de potencia y energía esperadas del sistema, en el período de operación de los proyectos; considerando los periodos de ejecución de los

proyectos y la distribución de la capacidad de generación en las zonas eléctricas del país.

Los programas se evalúan para determinar los valores económicos que permitan una comparación entre sí y orienten la decisión, junto con un análisis de tipo operacional del sistema eléctrico, hacia el programa de generación más favorable; por tratarse de una comparación entre los programas alternativos de equipamiento, es necesario que todos correspondan a un mismo período de tiempo, es decir tengan un mismo horizonte de estudio. Por tal razón, si ocurre el caso de que una alternativa incluya todos los proyectos considerados, sin cubrir el período de estudio determinado, debe completarse el equipamiento considerando la entrada en operación de centrales termoeléctricas ficticias hasta alcanzar el año horizonte.

Antes de elaborar las alternativas de equipamiento de un sistema de generación, es necesario disponer de la previsión de demandas de energía y potencia máxima del sistema.

Para la conformación y evaluación de las secuencias se deben seguir los siguientes pasos:

- a.) Balances de energía y potencia para años hidrológicos crítico y medio.

- b. Determinación de los costos fijos y variables de la secuencia.
- c. Actualización de los costos.

## 2.1. PREVISION DE DEMANDAS

Las previsiones de consumo de energía eléctrica, constituyen un requisito fundamental en el caso de planificar expansiones futuras de un sistema de generación, como es el caso de este trabajo. Tales previsiones, deben ser un fiel reflejo de las condiciones de desarrollo socio-económico pertenecientes al país cuyo consumo eléctrico va a proyectarse.

Las técnicas empleadas para la determinación de estas previsiones, pueden clasificarse dentro de tres tipos de métodos: globales, semiglobales y analíticos.

1. Los métodos globales realizan el cálculo, mediante la extrapolación del consumo de energía a partir de las estadísticas registradas en los años precedentes o por correlación con parámetros macroeconómicos. La extrapolación se realiza ajustando matemáticamente los valores observados con los parámetros explicativos y analizando si el ajuste es ade

cuado o no para la proyección futura. Entre las variables predictorias del consumo de energía eléctrica se pueden utilizar las siguientes:

Abonados residenciales, PIB total y per cápita, exportaciones de petróleo, PIB total excluyendo petróleo, población rural y urbana, población en relación a abonados residenciales, consumos eléctricos de uno o más años anteriores (para ajustes regresivos), - etc.

Una vez obtenida la previsión del consumo, corresponde proceder a proyectar los requerimientos de demanda de generación y demanda máxima de potencia a nivel de subestación principal del sistema estudiado, para lo cual se requiere establecer las previsiones de pérdidas por subtransmisión y distribución, así como el factor de carga.

El factor de pérdidas se pondera en forma tal, que su valor vaya disminuyendo en forma paulatina, en virtud de algún programa de mejoras en las redes del sistema, desde los niveles a la fecha de realización del estudio hasta un valor que se acerque a niveles propios de un sistema más desarrollado eléctricamente.



El factor de carga se define luego de analizar la evolución probable de los diferentes sectores de consumo del sistema, la integración de nuevas áreas al mismo, etc.

2. Los métodos semiglobales utilizan dos tipos de herramientas: globales y analíticas, con las cuales analizan cada sector consumidor. Mediante estos métodos se efectúan análisis específicos de los diferentes parámetros que intervienen en la proyección - de cada uno de los sectores de consumo: residencial, comercial, industrial, alumbrado público, etc.
3. Los métodos analíticos tienden a aplicar análisis individuales a cada rama del sector industrial, a cada tipo de consumo comercial, a cada clase de consumo residencial, etc.

En resumen, por la aplicación de cualquiera de los métodos antes mencionados, es posible determinar la previsión de demanda anual a lo largo de cualquier período de tiempo. Es sabido sin embargo, que la demanda de energía eléctrica no se mantiene constante a lo largo del año, sino más bien presenta variaciones a través del tiempo dependiendo del mes del año, el día de la semana

na y la hora del día en que transcurra. Por lo tanto, es necesario determinar estas modulaciones a fin de disponer de la información requerida para los estudios de operación simulada y análisis eléctricos del sistema.

A fin de planificar el equipamiento futuro de un sistema de generación, teniendo en cuenta las condiciones de máxima demanda de energía, generalmente es suficiente realizar el equipamiento de acuerdo a la previsión de energía eléctrica determinada para aquel mes del año que presente el mayor consumo.

#### 2.1.1. Distribución mensual de la previsión de demanda

La distribución mensual de la previsión anual de energía, se realiza aplicando a ésta los factores de variación estacional, los cuales se obtienen mediante métodos de aislamientos de series; utilizándose también la interpolación geométrica de las tendencias de crecimiento anual implícitas en la previsión anual.

Los factores de variación estacional se ex

presan normalmente como un porcentaje que significa la generación real de cada mes con respecto a la generación promedio mensual. Para su determinación es necesario disponer de estadísticas de generación mensual lo suficientemente largas y confiables que aseguren la veracidad de los resultados.

Para calcular la variación estacional bruta, es necesario considerar la tendencia de crecimiento de los consumos, en términos de tasas mensuales. Sin considerar tal tendencia, los consumos mensuales están dados por la siguiente expresión.

$$CM'(i,j) = \frac{CA(i)}{12 \times 100} S(j) \quad (2.1)$$

Donde:

$CA(i)$  = Consumo anual previsto para el año  $i$ .

$S(j)$  = Factor de variación estacional del mes  $j$

El factor de tendencia de cada mes  $j$  de -  
cierto año  $i$  está determinado por la si  
guiente ecuación.

$$FT(i,j) = (CA(i)/CA(i-1)) \frac{j - 0.5}{12} \quad (2.2)$$

Donde:

$j$  varía de 1 a 12. De esta forma, se estima,  
FT, mediante interpolación geométrica del  
crecimiento anual, asumiendo que el punto -  
central de la tendencia está en la mitad  
del año.

De esta forma, el consumo de los meses de  
un cierto año  $i$  puede ser obtenido median-  
te la siguiente expresión:

$$CM(i,j) = FT(i,j) \times CM'(i,j) \quad (2.3)$$

Finalmente, las demandas máximas son estimau

das en función del factor de carga medio mensual, calculado a partir del factor de carga anual.

## 2.2. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGIA

En la evaluación de alternativas de equipamiento, los balances de potencia y energía se realizan con dos finalidades. Primero, definir la fecha en que deben entrar en operación las instalaciones consideradas en cada secuencia. En segundo lugar, determinar la generación esperada de cada tipo de central incluida en la secuencia analizada.

De conformidad con la futura demanda por abastecerse, se efectúan los balances, teniendo en cuenta las disponibilidades de generación existentes y futuras.

Normalmente, para determinar la generación esperada de cada central, se utiliza la demanda obtenida de estudios de mercado semiglobal; mientras que para fines de equipamiento se considera el límite superior del intervalo de confianza de 90% de la proyección semiglobal.

El equipamiento del sistema se hace en base a consideraciones de energía, incorporando una nueva central cuando la producción del parque existente no sea capaz de atender la demanda de potencia y energía.

Los balances energéticos se realizan mediante una simulación de operación mensual del sistema, en curvas modificadas de carga, tanto para hidrología crítica como media. Con el criterio que si es posible abastecer la demanda cuando los aprovechamientos hidroeléctricos se encuentran en sus peores condiciones hidrológicas, y por ende de producción energética, igual situación ocurrirá para cualquier otra condición de hidrología que no sea la crítica, y en tales casos con mayores -margenes de reserva.

Por lo tanto, para realizar los balances de potencia y energía y la operación simulada del sistema, es necesario conocer la generación que tendrían las centrales hidroeléctricas en el año y mes más críticos.

Los cuales son determinados mediante una simula-

ción de operación de los embalses de las centrales, utilizando un modelo computacional que a partir de una serie suficiente de registros hidrológicos, señala el año más seco observado en el período de tiempo analizado; luego se obtienen las curvas de duración estacional de la producción mensual, para las diversas centrales que forman el sistema en cada año del período de análisis y para diferentes garantías, y para el sistema en conjunto; luego se representa gráficamente la distribución de la producción mensual del conjunto de años más secos con garantía anual superior al 85 %, la forma y distribución de estas curvas son comparadas con valores de años reales (con datos estadísticos) y se determina cuál año presenta una distribución más crítica que el resto de años secos y en qué mes la garantía hidrológica se acerca más al 100 %.

Para definir el equipamiento del sistema se considera como oferta la potencia y energía firme de las centrales hidroeléctricas en período crítico más la generación efectiva de las centrales termoeléctricas.

Para la cuantificación de la generación esperada,

que sirve para el cálculo de los costos variables del programa de obras, se considera condiciones hidrológicas medias de las centrales y se encuentra la esperanza matemática de la generación termoeléctrica. Se considera que la generación térmica del balance energético para disponibilidades medias sea el valor mínimo y se mantenga constante inclusive para afluencias hidroenergéticas superiores.

Asumiendo, además, que la generación térmica aumenta linealmente entre el valor mínimo determinado por el balance con afluencias medias y el valor máximo dado por el balance con afluencias críticas, la generación termoeléctrica esperada puede calcularse en forma aproximada mediante la siguiente expresión:

$$T = 0.25 T_{\max} + 0.75 T_{\min} \quad (2.4)$$

Sin embargo, por la poca importancia de este costo y para dar un margen mayor, se puede considerar a  $T$  como el promedio entre  $T_{\max}$  y  $T_{\min}$ .



### 2.2.1. Curva de duración mensual y curva modificada de carga

#### a. Curva de duración mensual:

Para la determinación de la curva de duración mensual, se requiere información de la demanda horaria de potencia, a partir de la cual se procede a determinar la relación existente entre demanda mínima y demanda máxima para cada uno de los meses considerados como representativos del comportamiento de la demanda durante el año. Se determina la mediana de tales relaciones, y se selecciona como mes típico aquel cuya relación de demanda mínima a demanda máxima sea igual a la mediana.

Se ordenan los datos de demanda horaria del mes escogido de mayor a menor y se calcula el índice de potencia horaria respectivo ( $C_i$ ), mediante la siguiente fórmula:

$$C_i = \frac{D_i}{D_{\max}} \cdot 100 \quad (2.5)$$

Donde:

$D_j$  = demanda en la hora  $i$

$D_{max}$  = demanda máxima horaria en el mes

A partir de estos índices así calculados es posible graficar la curva de duración mensual, la cual muestra en ordenadas el porcentaje de demanda, y en abcisa las horas correspondientes del mes. La figura 2.1 - muestra la curva de duración mensual determinada para el SNI en el Plan Maestro de Electrificación del país.

b. Curva modificada de carga:

Mediante los datos de los índices de potencia  $C_j$ , obtenidos de la forma señalada, y ordenados de mayor a menor, se puede determinar el índice horario de energía  $F_j$ , de acuerdo a la siguiente expresión:

$$F_j = 100 - \left( \sum_{j=1}^i C_j - i C_i \right) \frac{D_{max}}{E} \quad (2.6)$$

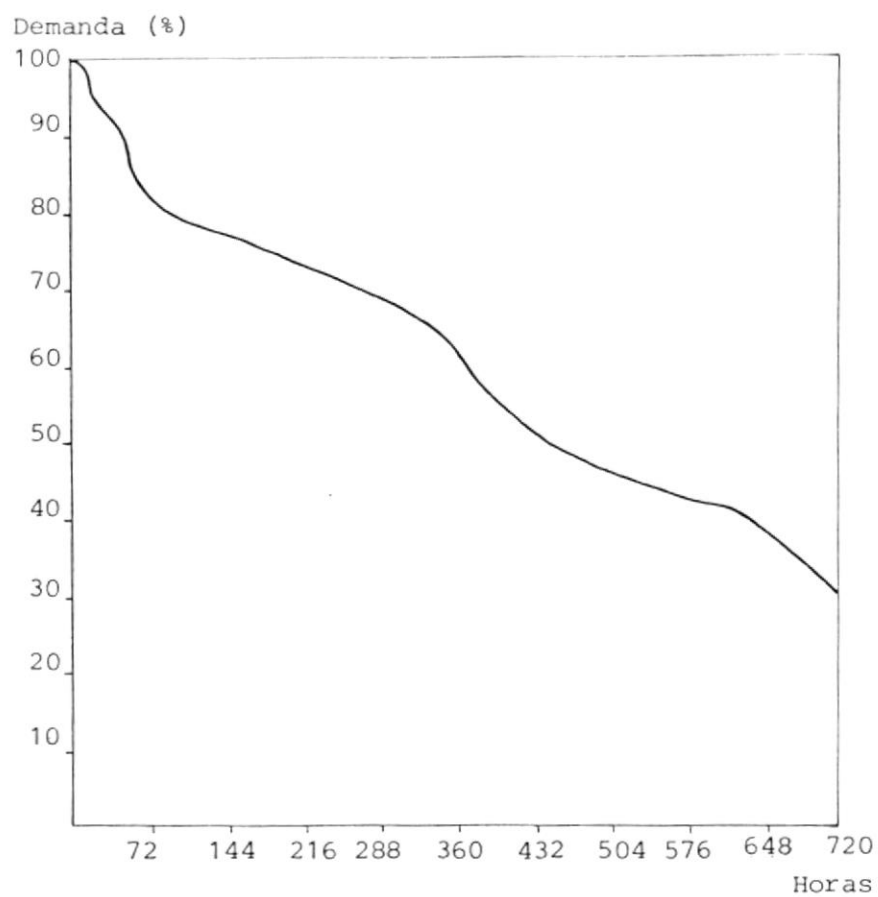


FIGURA N° 2.1.

CURVA DE DURACION MENSUAL DEL SNI

Donde:

$D_{\max}$  = demanda máxima horaria del mes

$E$  = energía generada en todo el mes

$C_i$  = índice de potencia de la hora  $i$

$C_j$  = índices de potencia horaria en el intervalo  
(0-j)

Luego, a partir del índice de potencia mínimo y el índice horario de energía mínimo, es posible conocer el factor de carga con la siguiente relación:

$$fc = \frac{C_{i \min}}{F_{i \min}} \quad (2.7)$$

Finalmente, mediante los valores obtenidos de  $C_j$ ,  $F_j$ , relación  $D_{\min}/D_{\max}$  y  $fc$ , es posible - construir la curva modificada de carga mensual, también llamada parabólica, la cual - muestra en ordenadas el porcentaje de potencia máxima (MW) y en abcisas el porcentaje de energía demandada (MWh) con niveles de potencia iguales o inferiores a dicho valor. La

figura 2.2., ilustra la curva modificada de carga para el SNI.

### 2.3. COSTOS FIJOS Y VARIABLES DE LAS SECUENCIAS

Luego de haber determinado, mediante los balances de potencia y energía, las fechas de entrada en servicio de las centrales y su respectiva generación esperada, se debe proceder a realizar el cálculo de los costos asociados con cada uno de los programas de equipamiento.

Los costos considerados en la evaluación son los correspondientes a inversión, operación y combustible en las centrales termoeléctricas futuras, si es que existen y también a los costos de combustibles de las plantas termoeléctricas existentes; - siendo este último rubro variable, dependiendo de la secuencia de desarrollo de los proyectos hidroeléctricos.

La evaluación económica consiste en actualizar a la fecha presente los gastos anuales de inversión, operación y combustible de cada secuencia. El valor presente obtenido permite la comparación desde -

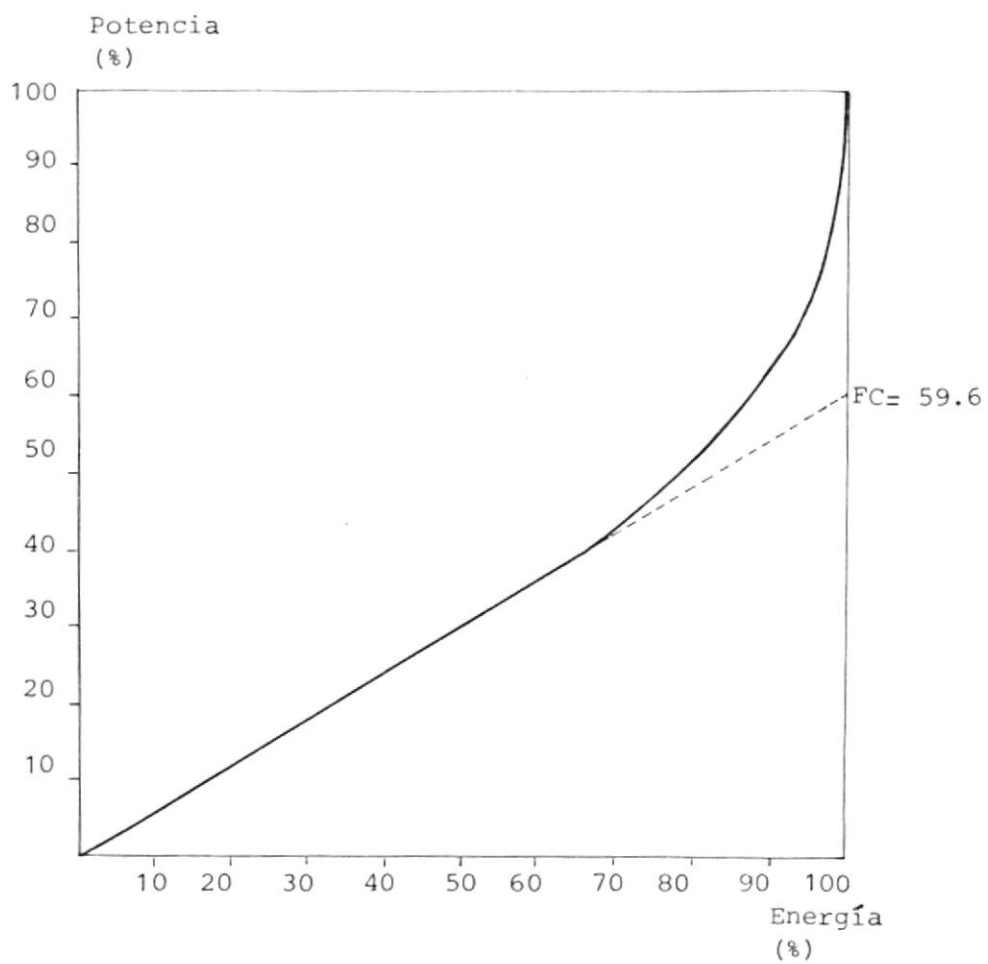


FIGURA N° 2.2.

CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI

el punto de vista económico de los programas al  
ternativos, y decidirse por el más favorable y  
dentro de las restricciones de orden técnico.

#### 2.3.1. Costos fijos de los Programas de Obras

Unicamente se consideran en la evaluación, los  
costos fijos de los proyectos que se inclu  
yen en los programas de equipamiento. Pues-  
to que los costos correspondientes a las -  
instalaciones existentes y obras comunes tie  
nen el mismo valor en todos los programas  
alternativos, por lo cual no tiene sentido in  
cluirlos.

Estos costos fijos corresponden a las inver-  
siones netas necesarias en cada programa de  
obras, a las reposiciones intermediarias de  
dichas instalaciones, a los gastos fijos de  
operación y mantenimiento y a las inversio-  
nes que son necesarias por reequipamiento de  
las instalaciones de menor vida útil.

#### 2.3.2. Costos Variables de los Programas de Obras

Este valor se calcula incluyendo todos los

costos variables del sistema. Se debe valorar la producción termoeléctrica de las plantas futuras si es el caso, y de las existentes; los costos variables de las centrales hidroeléctricas pueden considerarse despreciables.

La cuantificación de los gastos por concepto de combustible se basa en precios de mercado internacional, considerando la hipótesis de escalamiento relativo.

El total de los costos fijos y variables permiten definir los flujos de costos anuales de cada programa de obras, durante el período de análisis, a partir de los cuales se efectúa la evaluación económica.

#### 2.4. ACTUALIZACION DE LOS COSTOS

La actualización de los costos constituye la última etapa de la evaluación económica de los programas de generación. Mediante el método del valor presente, se actualizan los costos totales anuales de cada programa de generación a una fecha determinada.



Es importante señalar el propósito de igualar las condiciones del horizonte de estudio de cada uno de los programas alternativos; para lo cual, si es necesario, se completa el período de análisis con centrales térmicas las cuales se incluyen cuando - todas las centrales hidroeléctricas se encuentren - incluidas en la secuencia analizada.

Si el período de estudio es inferior a la vida me dia útil de las instalaciones, se debe descontar el valor residual de las mismas en la fecha hori z onte del estudio.

Este valor residual debe ser actualizado a la fe cha de referencia. Luego, el valor neto actualiza do, a través del cual se comparan económicamente los programas de generación, está determinado por los costos fijos y variables actualizados de los programas, descontando el valor residual actualiza do de las instalaciones.

## CAPITULO III

### EVALUACION SOCIAL DE PROYECTOS

La evaluación social de proyectos resulta de gran utilidad, cuando se tiene por finalidad evaluar, dar prioridades y decidir con criterio de beneficio regional o nacional.

Desde el punto de vista de la evaluación social de los proyectos, es posible demostrar la factibilidad económica de proyectos que aún siendo de interés social, aparecen impracticables financieramente a causa de distorsiones economicas provocadas por la legislación.

Es también concerniente a la evaluación social cuantificar, en caso de proyectos de relativa importancia, el aumento de producción requerido en todos los sectores económicos, a fin de hacer posible la implantación del proyecto. I por otra parte, determinar la cantidad de recursos primarios de producción que el proyecto usará directamente e inducirá en el resto de la economía; entendiéndose por recursos primarios de producción: trabajo, capital y divisas.

Además, mediante este tipo de enfoque, es posible justificar recursos financieros adicionales por beneficios indirectos producidos y/o para financiar externamente una componente importada indirecta del presupuesto de gastos locales.

Este tipo de evaluación es también conocida como Análisis Beneficio-Costo-Social y algunas veces la cuestión más difícil en el análisis está planteado por la dificultad en la medición de los beneficios y costos prospectados en el proyecto. Tales dificultades están en relación con: a) Impuestos y subsidios; b) Precios inflacionados y cambio en precios relativos y c) Diferencias entre precios de mercado y precios sombra.

a. Impuestos y subsidios:

Desde el punto de vista de la economía como un todo, impuestos y subsidios deben ser considerados como una transferencia de pagos que pueden ser normalmente excluidos en la determinación de los costos de un proyecto. Casi siempre el sistema de impuestos contiene importantes elementos arbitrarios, por lo que es preferible hacer ajustes de precios sombra, separados y explícitos, si se consideran necesarios, a fin de mantener claro

los planteamientos del análisis.

b. Inflación de precios y cambios en los precios relativos:

En la evaluación de proyectos desde el punto de vista de la economía, los cambios esperados en el nivel general de precios deben ser normalmente ignorados si se espera que ellos afecten tanto a los costos como a los beneficios. Sin embargo si se deseara hacer una asignación explícita para los efectos de una inflación general en la determinación de los costos y beneficios, se deberá hacer también otra asignación para el costo de oportunidad del capital; lo que significa que se deberá adicionar la tasa estimada de inflación general al valor de la estimación hecha para el COC en condiciones no inflacionarias. Pero, aún cuando se suponga precio constante, observando el nivel general de precios y el COC, se debe tomar en cuenta cualquier cambio esperado en los precios relativos.

c. Precios sombra y precios de mercado:

Una empresa privada, deberá evaluar sus costos y beneficios a los precios de mercado actuales o esperados, incluyendo cualquier cambio probable en los precios relativos; mientras

que desde el punto de vista de los objetivos de la economía, en determinado recurso particular, pueden haber algunos precios de mercado que subvalúen o sobrevalúen tal recurso.

Los casos más importantes de sobrepuestos ocurren - respecto al precio de la moneda extranjera (tasa de cambio), el precio del capital (tasa de interés) y el precio de la mano de obra no calificado (tasa de salario).

Para corregir tales sub o sobre valoraciones, una serie de precios de no-mercado es utilizada algunas veces para sustituir los precios de mercado actuales y esperados, en los análisis de beneficio-costosocial.

Estos precios son llamados, precios sombra o precios contables.

Algunos economistas reservan este término para describir una serie específica de precios derivados de un ejercicio de programación lineal, en el cual:

1. Los objetivos de la sociedad son especificados en alguna forma cuantificable.

2. Se establecen relaciones tecnológicas actuales o esperadas, entre los factores de producción, para cada uno de los mayores sectores de la economía.
3. Se especifican restricciones en términos de la disponibilidad esperada de los recursos claves.

De la solución de este ejercicio, se puede derivar una serie de precios que valoricen cada uno de los recursos escasos, de una forma consistente con un modelo óptimo de producción también estimado por el ejercicio.

Estos son los "precios sombra", y corresponden al costo de oportunidad de estos recursos.

En la práctica este ejercicio está sometido a muchas limitaciones. Primero, todos los datos necesarios sobre las relaciones tecnológicas (matrices insumo/producto) tal vez no estén disponibles en ninguna forma, o pueden ser tan deficientes que convierten al ejercicio sin significado. Además siempre habrá una medida de incertidumbre por la imposibilidad de predecir en forma prolija las relaciones tecnológicas futuras. Segundo, existirá también siempre alguna incertidumbre respecto a la importancia que un Gobierno asigne a objetivos comunmente conflictivos que deben ser espe

cificados en el problema. Finalmente, cualquier proyección de la disponibilidad de recursos claves tales como ahorros domésticos y divisas contendrán casi siempre una fuerte dosis de especulación.

Esto no significa que tal ejercicio no tenga mérito. Si los datos están disponibles, él puede de hecho - proveer una gran cantidad de información, inclusive muchos beneficios sobre la forma de mejores estimaciones del Ingreso Nacional y Cuentas Nacionales. Sin embargo se puede decir que cualquier serie de precios sombra derivados de un ejercicio de programación lineal, está obligado a reflejar algunas consideraciones arbitrarias o especulativas, aún cuando las condiciones matemáticas son absolutamente específicas y rigurosas.

En la práctica, el indicador clave de que se requiere aplicar precios sombra en una situación particular, es la persistencia y acentuación de un claro desequilibrio entre la demanda y la oferta de recursos importantes a los precios oficiales, tales como las divisas.

Aún cuando los precios sombra no sean utilizados, es preferible usar como precio del capital en las técnicas de descuento utilizadas en el análisis Beneficio-Costo ,

una estimación del COC, en lugar de las tasas de interés.

Otro aspecto relacionado con la evaluación beneficio-costosocial, son los efectos externos y beneficios secundarios, los cuales también son considerados y conocidos como economías externas. Esto puede ser definido como los beneficios o costos creados por un proyecto, por los cuales éste no recibe remuneración ni realiza pagos. Por ejemplo un efecto secundario negativo puede ser, el valor de una tierra agrícola perdida por causa de la inundación de un valle, en el proceso de creación de un embalse.

En resumen cuando se trata de evaluar un proyecto con criterio público o social, se presentan tres niveles clásicos:

1. Descontar los impuestos y otras transferencias implícitas en los costos de ejecución del proyecto, los cuales no representan consumo ni creación de riquezas.
2. Corregir los precios de los factores primarios de producción (capital nacional, divisas, trabajo y recursos naturales) insumidos directamente por el proyecto y representados por su valor agregado (precios de cuenta, precios sombra o precios sociales).



3. Considerar además el empleo de factores primarios de producción indirectamente consumidos por el proyecto a través de la transformación de sus insumos físicos en valor agregado a nivel de cuentas nacionales.

El enfoque más refinado de una evaluación con criterio público corresponde a transformar, a través de las matrices del modelo insumo-producto de Lontieff, los presupuestos de inversión y gastos de operación de los proyectos a ser comparados, en contribución al valor agregado expresado en factores primarios de producción. Luego tales insumos de capital, divisas y trabajo deben ser valorizados a través de los precios sombra de tales factores.

Al expresarse los presupuestos en insumo de los factores primarios de producción, y al valorizarse éstos a través de los precios sombra, se está considerando que la decisión de implantar un proyecto dado, está restando recursos escasos como es el caso del capital y divisas, y empleando recursos abundantes como es el caso de la mano de obra.

### 3.1. MODELO INSUMO / PRODUCTO

El modelo insumo /producto permite la representación

de la economía basándose en la siguiente estructura.

- a. Cuadro de relaciones intersectoriales.
- b. Matriz de coeficientes técnicos de producción.
- c. Matriz de coeficientes de efectos directos e indirectos.

#### 3.1.1. Cuadro de Relaciones Intersectoriales

El cuadro de Relaciones Intersectoriales, ilustrado en la figura 3.1., muestra para un cierto año de balance, las transacciones (compras y ventas) entre los sectores, subsectores, ramas y subramas de la economía de la región, incluyendo, además los valores agregados y las ventas hechas al sector consumidor final.

#### 3.1.2. Matriz de Coeficientes Técnicos de Producción

Si se asume linealidad en la estructura y el nivel de producción, el cuadro de Relaciones Intersectoriales puede expresarse en función de producciones unitarias de cada sector.

	Desti- no.	SECTORES		COMPRADORES		DEMANDA FINAL	PRODUCCION BRUTA TOTAL
		1	...	j	...		
INSUMOS	Origen	1	...	j	...	N	
	i	...		$a_{i,j}$	...	$X_j$	$X_i$
VALOR AGREGADO	1	...		$v_{k,j}$	...	$X_j$	
	k	...		$v_{k,j}$	...	$X_j$	
PRODUCCION BRUTA TOTAL						$X_j$	

FIGURA N° 3.1.

CUADRO DE RELACIONES INTERSECTORIALES

De esta forma se definen los llamados Coeficientes técnicos de producción.

$a_{ij}$  : Insumo o compras del sector  $j$  al sector  $i$ , necesarias para que aquel sector pueda producir una unidad monetaria.

$V_{kj}$  : Valor o recurso primario de producción (salarios, capital, divisas, impuestos, etc.) que el sector  $j$  debe agregar para transformar sus insumos, en producción por unidad de dicha producción.

Los dos tipos de coeficientes técnicos de producción así definidos, conforman las matrices denominadas:

Matriz de coeficientes intersectoriales (A)

Matriz de Coeficientes de Valor Agregado (V)

### 3.1.3. Matriz de Coeficientes de Efectos Directos e Indirectos

Un razonamiento simple a partir de la estruc

tura del Cuadro de Relaciones Intersectoriales, mostrado en la figura 3.1., lleva a la deducción de que la producción bruta de un cierto sector  $i$  está determinada por la siguiente expresión:

$$x_i = a_{ij} \cdot x_j + y_i \dots \dots \dots \quad (3.1)$$

Matricialmente se puede expresar lo anterior por:

$$X = A \cdot X + Y \quad (3.2)$$

Donde:

$X$  : Vector de producciones brutas de cada sector.

$Y$  : Vector de ventas finales de cada sector.

La expresión matricial anterior demuestra que de la producción bruta  $X$ , una parte queda - absorbida por los procesos de producción de la economía ( $AX$ ), mientras que el resto va a

satisfacer las necesidades del sector de demanda final (Y).

Despejando el valor de X, queda:

$$X = (1 - A)^{-1} \cdot Y \quad (3.3)$$

expresión que determina la producción bruta total provocada por una demanda Y.

La matriz  $B = (1 - A)^{-1}$  se denomina Matriz de coeficientes de Efectos Directos e Indirectos.

### 3.2. CALCULO DE LOS EFECTOS DIRECTOS E INDIRECTOS PROVOCADOS POR UN PROYECTO

Si se considera que un proyecto de cierta envergadura representa para la economía una demanda del tipo de Y, es posible calcular el impacto que la implementación de dicho proyecto provocará en los sec

tores productivos del país.

Este impacto puede ser medido a través del aumento de producción inducida en cada uno de los sectores productivos, o bien, lo que es más útil para nuestros propósitos, a través del aumento provocado en la utilización de los factores primarios de producción: Trabajo y capital (local e importado).

### 3.2.1. Cálculo de la Producción Inducida

El aumento provocado en la producción de los diferentes sectores por la implantación del proyecto estudiado es calculado directamente a través de la expresión:

$$\Delta X = B.Y \quad (3.4)$$

Para lo anterior, es necesario que la estructura del presupuesto en moneda local de los insumos del proyecto sea coincidente con la estructura resumida que se haya dado a las matrices intersectoriales.

El vector X mostrará los aumentos de producción ,

provocados y requeridos por el proyecto, en unidades monetarias correspondientes al nivel en que se ha preparado el presupuesto. El monto total será lógicamente, superior al valor original del presupuesto.

### 3.2.2. Cálculo de la Demanda de Factores Primarios de Producción

El proyecto en estudio provocará un aumento en el uso de los factores primarios de producción dado por la siguiente ecuación:

$$\Delta V = V.X \quad (3.5)$$

Dado que en un balance en valor agregado las transacciones se eliminan, por aparecer como compras y ventas a la vez, el aumento total del valor agregado provocado por el proyecto (suma de los componentes del Vector V), es exactamente igual al valor del presupuesto de insumos locales del proyecto. La diferencia está sólo en la estructura. En el presupuesto V obtenido, las -



componentes son factores básicos de producción (salarios calificados, no calificados, capital nacional, divisas) y transferencias (impuestos, subsidios, etc.).

### 3.3. PRECIOS SOCIALES DE LOS FACTORES PRIMARIOS DE PRODUCCION

La mecánica descrita en los numerales anteriores - permite calcular el empleo de valor agregado que representan los insumos locales del proyecto. Sumando estas cifras a las del valor agregado directo del proyecto, se obtiene el presupuesto total expresado en valor agregado.

Será necesario finalmente, determinar los precios económicos, sociales o de cuenta, con los que se valorizarán los recursos: trabajo, capital, divisas y otros.

#### 3.3.1. Trabajo

Muchas discusiones se han entablado y muchos criterios se han establecido para calcular el precio social o las correcciones - que deben hacerse a los precios de merca-

do de la mano de obra, según las condiciones imperantes en el país o región.

En resumen se puede indicar la conveniencia de subclasificar la mano de obra en calificada, semi-calificada y no calificada.

La mano de obra calificada debe valorizarse a los precios de mercado (coeficiente de corrección 1). Mientras, la mano de obra no calificada deberá ser valorizada, en general, a precios inferiores a los de mercado y tanto más inferiores cuanto mayor sea la tasa de desempleo.

La mano de obra semicalificada puede valorizarse a precios de mercado o inferiores según sea el caso.

Para la determinación de los coeficientes de corrección pueden utilizarse métodos macroeconómicos o de productividad marginal - en los sectores industrial y agrícola.

### 3.3.2. Capital

Dada la escasez relativa de capital en los países en desarrollo, en general faltarán recursos para invertir en todos los proyectos que, evaluados con los precios de mercado del capital, son económicamente factibles, y para solucionar problemas de servicios básicos como salud, educación, etc.

Teóricamente, en una economía libre y en equilibrio la tasa de actualización debería tener un valor tal que los proyectos factibles al adoptar dicha tasa, emplearían exactamente los recursos de capital disponibles. En otro enfoque, se puede indicar que en un modelo de inversiones en que una de las restricciones fuese el capital disponible el valor dual de dicha restricción en la solución óptima representaría el precio sombra del capital. Si el modelo estuviese planteado a costo social de los factores, dicho precio sombra representaría la tasa de actualización social.

Dos tipos de procedimientos se emplean para

determinar el valor social del capital o el factor de corrección aplicable a la tasa de actualización de mercado: Métodos macroeconómicos o microeconómicos.

El primer tipo de método se basa en el cálculo de la tasa interna de retorno de un número significativo de proyectos en -operación de los diversos sectores. Estos cálculos deben ser hechos considerando criterios de evaluación social y con precios corregidos, para los demás factores.

Los métodos de tipo macroeconómico se basan en la dualidad de modelos globales -de inversión.

Diversos estudios realizados, en la última década, en países sudamericanos han mostrado que la tasa social para el capital -oscila entre 12 % y 18 %.

### 3.3.3. Divisa

El hecho de existir normalmente fuertes restricciones en el mercado de divisas (prohi-

biciones de importación, aranceles aduaneros, depósitos previos, etc.), indica que el precio real de la divisa debe ser superior a su precio de mercado.

En otras palabras, un objetivo social de un proyecto siempre será el de ahorrar divisas mediante el aumento de exportaciones o disminución de importaciones (sustitución).

Esto se logra seleccionando las alternativas de producción, mediante la asignación de la divisa de un valor mayor al de mercado.

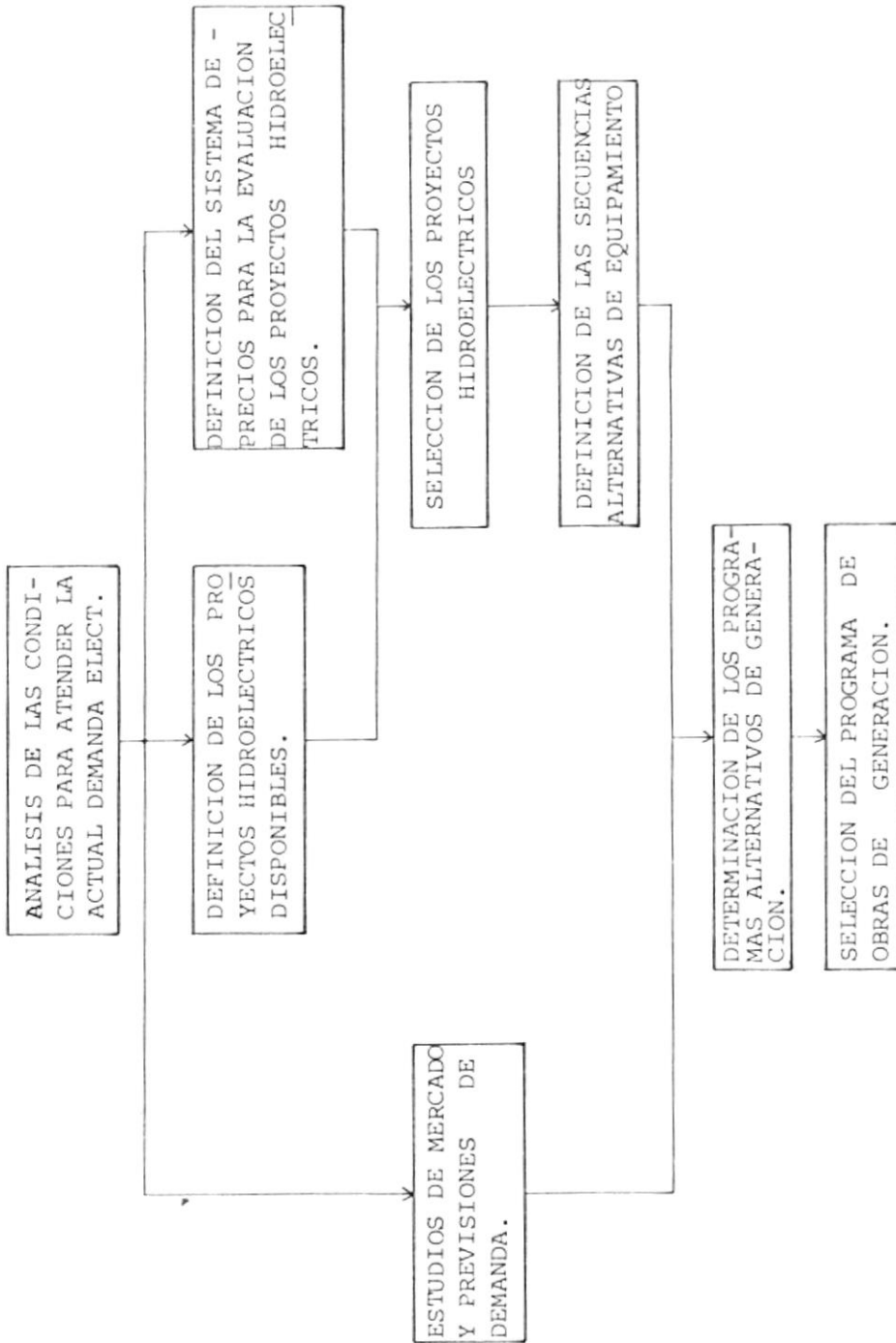
Hay numerosos métodos que permiten calcular, aproximadamente, el valor social de la divisa en función de las restricciones cambiarias existentes en un país: beneficio/costo de las exportaciones marginales, relación de valores agregados, corrección por medias ponderadas de las tasas aduaneras, etc.

## CAPITULO IV

### APLICACION A LA EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION NACIONAL

Entre los principales objetivos de los estudios realizados con el fin de establecer el Plan Maestro de Electrificación del país, está el de definir los programas de obras de Generación, Transmisión y Distribución, los cuales permitan satisfacer los requerimientos previstos de la demanda eléctrica futura, bajo condiciones aceptables de calidad de servicio y de mínimo costo; correspondiéndole a este trabajo, exclusivamente aquello relacionado con la definición del Plan de Generación, cuyo esquema metodológico de estudio es mostrado en la figura 4.1.

En este capítulo se procederá a la aplicación de la metodología evaluativa, desde el punto de vista económico, expuesta en los capítulos anteriores, sobre los proyectos de generación eléctrica que serán necesarios incorporar al sistema de generación nacional, a partir del año 1.993, hasta el cual la demanda prevista para el país será abastecida por los proyectos considerados en el Plan Maestro de Electrificación a Corto Plazo según su versión actualizada.

FIGURA N<sup>o</sup> 4.1.

ESQUEMA METODOLOGICO DEL PLAN DE GENERACION

El Plan de Generación Nacional está orientado básicamente a utilizar los recursos energéticos hidráulicos que posee el país, por ser éstos de gran potencial y económicamente rentables. Por tal motivo, los proyectos que serán considerados para integrar las diferentes alternativas de equipamiento a ser analizadas, serán primordialmente de tipo hidroeléctrico.

Los proyectos hidroeléctricos que se seleccionen para esta planificación de la expansión del sistema de generación nacional, serán evaluados primero en forma aislada (evaluación individual) y luego incorporados al sistema (evaluación de alternativas); siendo en ambos casos la evaluación con criterio privado, ésto es, asignando a los recursos necesarios para la implantación de los proyectos, precios de mercado.

No se realizará la evaluación de los proyectos con criterio público o social, por la dificultad de cuantificar los efectos sociales de cada proyecto, por la carencia de la información necesaria acerca de las relaciones intersectoriales de la economía del país.

Además, todos los proyectos a ser evaluados individualmen



te y conformando programas de equipamiento, pertenecen a un mismo sector del país, el eléctrico, y la finalidad que se tiene es comparar los proyectos aislados y los programas desde el punto de vista monetario; por lo tanto si en todos los casos se sustituyen los precios de mercado por los precios sombra o sociales, los resultados de la comparación no serán alterados.

#### 4.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Al año en curso, el Sistema Nacional Interconectado, (SNI) presenta la configuración que se muestra en la figura 4.2. Está constituido fundamentalmente por las Centrales Térmicas e Hidráulicas y por las líneas de Transmisión tipo anillo a 230 KV que se encargan de llevar la energía desde los centros de generación hacia las subestaciones de distribución.

La generación y transmisión de la energía eléctrica son manejados directamente por INECEL, mientras que su distribución y comercialización son realizadas por Sistemas Regionales. Siendo éstos, los sistemas: Norte, Pichincha, Centro Norte, Centro Sur, Sur, Esmeraldas, Manabí, Guayas - Los Rios, El Oro.

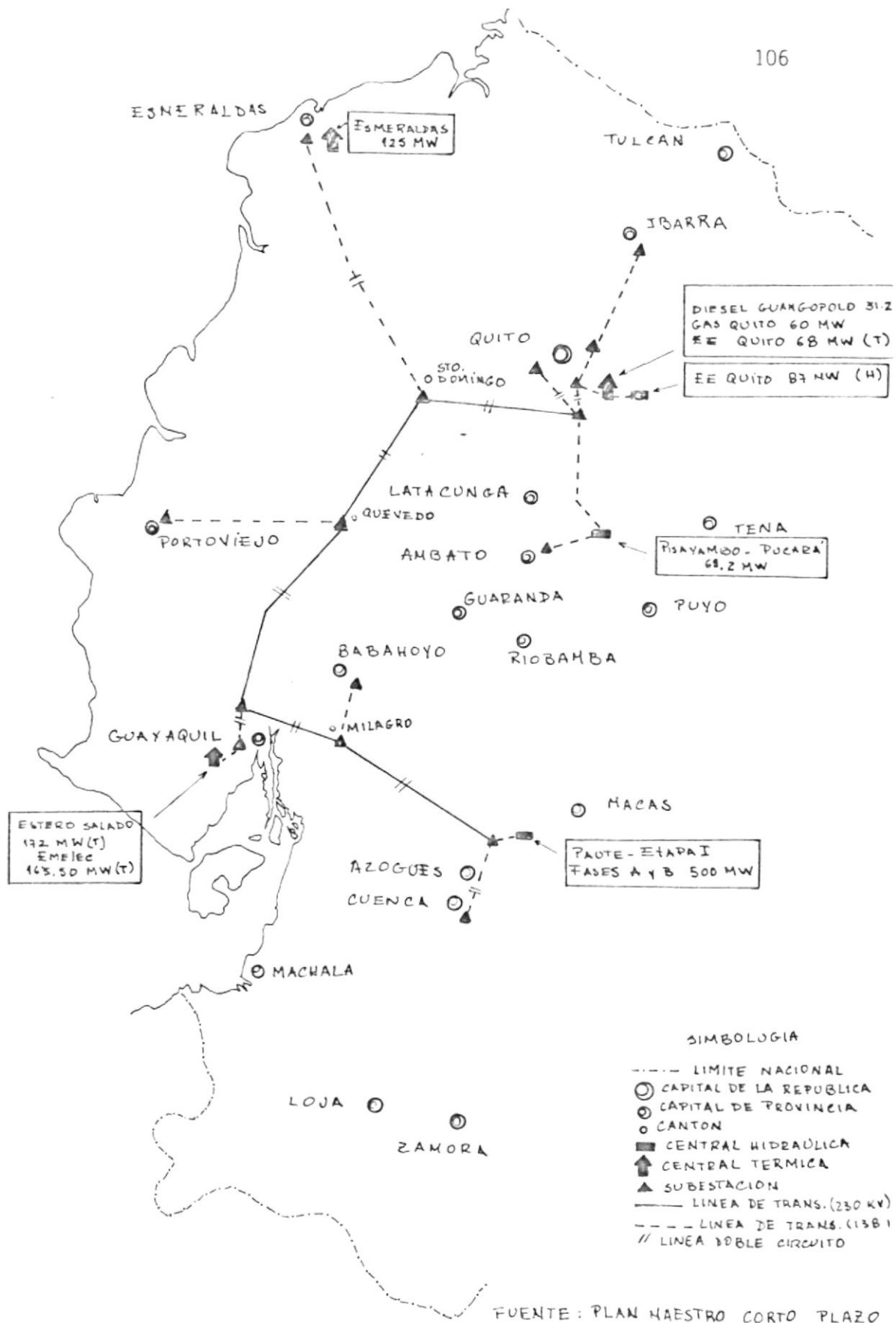


FIGURA Nº 4.2.

CONFIGURACION DEL SNI PARA EL AÑO 1.983

Los sistemas eléctricos regionales se hallan interconnectados al SNI, a excepción de algunos cuyas fechas probables de interconexión son indicadas a continuación.

SISTEMA REGIONAL	FECHA PROBABLE DE INTERCONEXION AL SNI.
Sur	Enero de 1.985
El Oro	Enero de 1.985
Guayas-Los Rios:Sta.	
Elena	Enero de 1.985

Las centrales en operación del SNI y su potencia nominal son las siguientes:

CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA(MW)
Pisayambo 1-2(Hidro)✓	69.2
Gas Quito	60
Emelec (Térmica)	163.5
Salitral Inecel(Térmica)	172
Diesel Guangopolo	31.2
Vapor Esmeraldas	125
EE.Quito(Térmica)	68
EE. Quito (Hidro)✓	87
Paute I Fases AB (Hidro)✓	500

Las subestaciones existentes al presente son las siguientes:

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION	CAPACIDAD MVA
Pucarã(Pisayambo)	13.8/138	
La Vicentina (Quito)	138/46/13.8	60
Ambato	138/69/13.8	33
Ibarra	138/34.5/13.8	30
Santa Rosa	138/46	45
Quevedo	138/69/13.8	20
Salitral	138/69/13.8	90
Portoviejo	138/69	40
Esmeraldas	138/69	40
Santa Rosa	230/138	225
Pascuales	230/138	225
Santo Domingo	230/138	100
Santo Domingo	138/69	60
Quevedo(ampliación)	230/138	100
Milagro	230/138	100
Milagro	138/69	60
Molino	230/138	450
Cuenca	138/69	60

Las líneas de transmisión existentes a la fecha son las siguientes:

LINEA DE TRANSMISION	LONG. (KM).	VOLT. (KV).	NºCIRCUIT.
Pucará- Vicentina	107	138	1
Pucará - Ambato	30	138	1
Ambato - Latacunga	34	69	1
Guangopolo - La Vicentina	7	138	1
La Vicentina - Ibarra	80	138	1
Santa Rosa-Pascuales	327	230	2
Pascuales - Salitral	17	138	2
Quevedo - Portoviejo	107	138	1
Esmeraldas - Sto. Domingo	154	138	2
Paute - Milagro-Pascuales	183	230	2
Paute - Cuenca	70	138	2

Las disponibilidades existentes de generación constituyen el punto de partida para el análisis del equipamiento que será necesario realizar a fin de satisfacer la demanda eléctrica futura estimada. Tales disponibilidades son detalladas en las tablas 4.1 y 4.2. Además en las tablas 4.3 y 4.4, se presenta el

TABLA 4.1.  
DISPONIBILIDADES DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES AL AÑO 1.983

	POTENCIA (MW)		ENERGIA (GWh)		MEDIA
	INSTALADA	GARANTIZADA	PRIMARIA		
A. ZONA NORTE	190.32	158.58	659.97	749.21	
A.1 Sistemas Regionales	121.12	94.89	445.17	595.18	
Sistemas Norte	9.76	8.52	48.81	65.64	
Sistema Pichincha	87.36	64.61	260.0	375.46	
Sistema Centro Norte	24.0	21.76	136.36	154.03	
A.2 SNI					
Pisayambo	69.20	63.60	214.80	234.30	
B. ZONA SUR	441.88	390.01	1967.83	2183.18	
B.1 Sistemas Regionales	41.88	40.41	142.83	176.18	
Sistemas Centro Sur	39.48	38.41	125.66	156.59	
Sistema Sur	2.40	2.0	17.17	19.59	
B.2 SNI					
Paute I Fases A,B	400	349.6	1825.0	2007.0	

DISPONIBILIDADES DE LAS CENTRALES TERMOELECTRICAS EXISTENTES AL AÑO 1.983

TABLA 4.2.

P O T E N C I A (MW)	
INSTALADA	EFFECTIVA
1. SISTEMAS REGIONALES	
Vapor	429.3
Diesel	50.4
Gas	236.2
2. SNI	
Vapor	360.8
271.0	254.0
146.0	138.0
125.0	116.0
31.2	30.2
31.2	30.2
31.2	30.2
Guangopolo	30.2
Gas	75.8
Santa Rosa	50.2
Salitral	25.6

TABLA 4.3.  
BALANCE DE POTENCIA DEL SNI PARA EL AÑO 1.983

	P O T E N C I A (MW)
DEMANDA MAXIMA	810.6
OFERTA EXISTENTE	412.0
-HIDROELECTRICA	556.3
S. REGIONAL	135.3
PISAYAMBO (SNI)	63.6
PAUTE A-B	349.6
AUTOPRODUCTORES	8.4
-TERMoeLECTRICA	855.7
S. REGIONAL:	429.3
VAPOR	50.4
DIESEL	236.2
GAS	142.7
SNI:	359.9
V.E.SALADO	138.0
V.ESMERALDAS	116.0
D. GUANGOPOLO	30.1
G (G + Q)	75.8
AUTOPRODUCTORES	66.5
POTENCIA GARANTIZADA	412.0
INDISPONIBILIDAD	163.2
POTENCIA FIRME	248.8
BALANCE (MW)	438.2
%	54.0

Balance = Potencia firme - Demanda máxima.



TABLA 4.4.  
BALANCE DE ENERGIA DEL SNI PARA EL AÑO 1.983

	E N E R G I A (GWh)
CONSUMO ANUAL	3879.3
OFERTA EXISTENTE	3879.3
- HIDROELECTRICA	2638.2
S. REGIONALES	588.0
PISAYAMBO (SNI)	214.8
PAUTE A,B	1825.0
AUTOPRODUCTORES	10.4
- TERMOELECTRICA	1241.1
S.REGIONALES	170.0
VAPOR	
DIESEL	120.0
GAS	50.0
SNI	802.8
V.E.SALADO	314.3
V. ESMERALDAS	488.5
D. GUANGOPOLO	-
G. (G + Q)	-
AUTOPRODUCTOR	268.3

balance esperado de potencia y energía del SNI correspondiente al presente año 1.983.

#### 4.2. PREVISION ACTUALIZADA DE DEMANDAS DEL SNI

La previsión actualizada de la demanda de energía eléctrica del SNI, abarca el período comprendido entre los años 1982 a 2010 y ha sido realizada, por parte de INECEL, a nivel nacional y regional en forma global.

Esta actualización de la demanda de energía ha sido requerida, por estar la evolución del sector eléctrico nacional condicionada a las premisas generales de desarrollo económico y social del país, el cual en las actuales circunstancias ha experimentado cambios en su crecimiento. Como es el caso de la variable condicionadora más importante, el PIB nacional; cuya tasa de crecimiento se estimaba de 6.8 % anual, mientras que en la realidad actual apenas se prevee un crecimiento superior al 3% en los próximos cinco años, como consecuencia de la crisis económica mundial que en forma bastante directa afecta al Ecuador.

Sin embargo, como se trata de proyectar la demanda

hasta la primera década del 2000 inclusive, para poder planificar el equipamiento a largo plazo, ha sido necesario considerar alguna evolución de este índice macroeconómico para los futuros años, estimándose se que la economía nacional irá recuperándose hasta alcanzar alrededor del año 1990 un PIB del 5 %, valor que se considera constante en los siguientes años de la previsión.

De los análisis de ajustes realizados mediante los modelos de previsión disponibles, con las premisas macroeconómicas asumidas y con los datos estadísticos de consumo eléctrico, se ha seleccionado como función de correlación explicativa de la evolución del consumo de energía eléctrica, la mostrada a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Ln}\hat{C}(t) = & -2.05 + 0.105 \text{ Ln PIB}(t-1) + 0.207 \text{ Ln PIB}(t-2) + \\ & + 0.808 \text{ Ln C}(t-1) \end{aligned} \quad (4.1)$$

Donde:

$\text{Ln C}(t)$  = logaritmo natural del consumo del año t

PIB (t - 1) = Producto Interno Bruto del año t-1

PIB (t-2) = Producto Interno Bruto del año t-2

C(t - 1) = Consumo de Energía Eléctrica del año t-1

Siendo el coeficiente de correlación obtenido de 0.9993.

Las cifras finales de previsión fueron definidas incluyendo dos aspectos modificantes, la sustitución de energía eléctrica por otros tipos de energía y la posible electrificación del transporte. Tales cifras de previsión son presentadas en la tabla 4.5, y en la tabla 4.6, se muestra el pronóstico actualizado de la demanda de energía eléctrica en el país, para el período 1982 - 2010. Estos valores corresponden a la previsión de demandas a nivel nacional, es decir incluyendo los consumos de los Sistemas Regionales, Autoproductores y Municipios. Los consumos finales así como las demandas de energía y potencia presentados en la tabla 4.6 son considerados a nivel de subestación de alimentación a los Sistemas Regionales, por lo tanto incluyen las pérdidas de distribución - pero no las de transmisión y consumos internos de las plantas.

TABLA 4.5.  
PREVISION ACTUALIZADA DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

AÑO	CONSUMO PROYECTADO	ENERGIA BRUTA DE SUST. (GWh)	ENERGIA CONSUMO (GWh)	TRANSP. (GWh)	ENERGIA NETA SUST. (GWh)	CONSUMO NETO(GWh)
1982	3462					3462
1983	3815					3815
1984	4271					4271
1985	4744					4744
1986	5269					5269
1987	5700					5699
1988	6151	43	42		1	6116
1989	6630	86	51		35	6563
1990	7145	129	62		67	7048
1991	7703	172	75		97	7567
1992	8311	227	91		136	8140
1993	8973	282	111		171	8771
1994	9693	337	135		202	9464
1995	10475	393	164		229	10225
1996	11324	449	199		250	11062
1997	12244	504	242		262	11978
1998	13242	559	293		266	12984
1999	14325	614	356		258	14087
2000	15497	670	432		238	15297
2001	16768	725	525		200	16501
2002	17145	792	525		267	17810
2003	18636	860	525		335	19233
2004	19250	928	525		403	20780
2005	21999	995	525		470	22461
2006	22893	1063	525		538	24288
2007	24943	1130	525		605	26271
2008	26163	1197	525		672	28433
2009	29547	1265	525		740	30759
2010	34169	1333	525		808	33294
		1400	525		875	

TABLA 4.6.  
PRONOSTICO ACTUALIZADO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

AÑO	CONSUMO (GWh)	PERDIDAS (%)	GENERACION (GWh)	F. CARGA (%)	DEMANDA MAXIMA (Mw)
1982	3462	14.1	4030	53.7	857
1983	3815	13.9	4466	53.8	947
1984	4271	13.9	4961	54.5	1038
1985	4744	13.7	5497	54.6	1149
1986	5269	13.7	6105	54.9	1270
1987	5699	13.5	6588	55.5	1355
1988	6116	13.4	7062	55.5	1453
1989	6563	13.2	7561	55.6	1552
1990	7048	13.1	8110	55.8	1659
1991	7567	12.9	8688	56.2	1765
1992	8140	12.8	9335	56.2	1806
1993	8771	12.6	10035	56.3	2035
1994	9464	12.5	10816	56.4	2189
1995	10225	12.4	11672	56.4	2363
1996	11062	12.3	12613	56.5	2548
1997	11978	12.1	13627	56.6	2748
1998	12984	12.0	14755	56.7	2971
1999	14087	11.8	15972	56.8	3210
2000	15297	11.7	17324	56.9	3476
2001	16501	11.6	18666	57.0	3738
2002	17810	11.4	20102	57.1	4019
2003	19233	11.3	21683	57.2	4327
2004	20780	11.1	23375	57.3	4657
2005	22461	11.0	25237	57.4	5019
2006	24288	11.0	27290	57.6	5408
2007	26271	10.8	29452	57.7	5827
2008	28433	10.6	31804	57.8	6281
2009	30759	10.5	34368	57.9	6776
2010	33294	10.4	37158	58.0	7314

Puesto que en los primeros años de la proyección aún existirán Sistemas Regionales sin conectarse al SNI, se han calculado las demandas de servicio público del SNI, requeridas para el análisis de los programas de expansión. En la tabla 4.7., se presentan los valores finales de generación y demanda máxima de servicio público del SNI.

#### 4.2.1. Distribución mensual de la previsión anual

Para la determinación de la distribución mensual de la previsión anual de energía, se ha realizado el proceso indicado en el Capítulo II, basado en la aplicación de los factores de variación estacional sobre la previsión anual. Tales factores se muestran en la tabla 4.8.

En la tabla 4.9, se presenta la previsión de consumos y demandas para los meses de junio y diciembre de cada año durante el período de proyección.

TABLA 4.7.  
PREVISION ACTUALIZADA DE DEMANDAS ELECTRICAS DE SERVICIO PUBLICO (SNI)

AÑO	CONSUMO FINAL (Gwh)	CONSUMO			F. CARGA (%)
		ENERGIA (Gwh)	EN	S S / E E	
			DEMANDA MAXIMA (Mw)		
1981	2294.0	2670.7	559.3		54.51
1982	2714.6	3157.4	655.5		54.99
1983	3300.5	3879.3	810.6		54.63
1984	3710.2	4323.0	891.0		55.39
1985	4367.7	5082.8	1060.7		54.47
1986	4866.9	5662.8	1177.4		54.90
1987	5241.4	6130.2	1261.3		55.48
1988	5685.8	6591.5	1358.1		55.40
1989	6120.5	7078.9	1455.7		55.51
1990	6593.8	7616.0	1562.5		55.64
1991	7099.2	8.182.7	1670.0		55.93
1992	7661.8	8819.2	1799.9		55.93
1993	8282.2	9508.5	1938.7		55.99
1994	8964.5	10279.6	2092.5		56.08
1995	9715.7	11126.7	2266.3		56.03
1996	10544.3	12059.7	2471.1		55.71
1997	11453.0	13067.6	2650.8		56.27
1998	12440.9	14178.4	2872.5		56.35
1999	13345.7	15377.1	3110.2		56.44
2000	14717.4	16261.1	3374.8		55.00
2001	15922.5	18057.3	3638.8		56.65
2002	17186.5	19445.3	3911.8		56.75
2003	18559.5	20973.3	4210.8		56.86
2004	20052.5	22608.3	4531.8		56.95
2005	21674.5	24408.3	4883.8		57.05
2006	23437.5	26394.3	5261.8		57.26
2007	25351.5	28483.3	5668.8		57.36
2008	27437.5	30755.3	6109.8		57.46
2009	29681.5	33234.3	6590.8		57.56
2010	32128.5	35931.3	7113.8		57.66



TABLA 4.8.  
FACTORES DE VARIACION ESTACIONAL DEL SNI

---

M E S	FACTOR ( % )
ENERO	103.1
FEBRERO	93.1
MARZO	102.9
ABRIL	100.4
MAYO	103.8
JUNIO	99.8
JULIO	99.3
AGOSTO	98.6
SEPTIEMBRE	96.7
OCTUBRE	100.2
NOVIEMBRE	98.4
DICIEMBRE	103.7
MEDIA	100.0

---

TABLA 4.9.  
PREVISION ACTUALIZADA DE DEMANDAS ELECTRICAS DE SERVICIO PUBLICO (SNI) PARA JUNIO Y DICIEMBRE

AÑO	C O N S U M O ( G W h )		D E M A N D A M A X I M A ( M W )	
	JUNIO	DICIEMBRE	JUNIO	DICIEMBRE
1982	206.8	294.6	599.6	655.5
1983	319.9	368.4	727.3	810.6
1984	357.9	392.6	839.3	891.0
1985	419.9	473.1	972.8	1060.7
1986	468.8	514.2	1009.2	1177.4
1987	508.1	549.4	1205.4	1261.3
1988	546.5	588.9	1302.3	1358.1
1989	587.0	632.1	1396.9	1455.7
1990	631.5	680.6	1498.1	1562.5
1991	678.5	730.8	1602.2	1670.0
1992	731.2	788.7	1724.2	1799.9
1993	788.3	850.5	1856.8	1938.7
1994	852.1	920.7	2001.1	2092.5
1995	922.3	997.1	2166.2	2266.3
1996	999.6	1081.3	2360.5	2471.1
1997	1083.2	1171.6	2402.9	2650.8
1998	1175.2	1271.9	2742.6	2872.5
1999	1274.5	1379.2	2969.9	3110.2
2000	1349.2	1441.7	3246.6	3374.8
2001	1495.2	1637.2	3434.0	3638.8
2002	1612.2	1738.4	3748.7	3911.8
2003	1738.8	1876.4	4032.1	4210.8
2004	1874.4	2022.1	4340.8	4531.8
2005	2023.5	2184.7	4674.2	4883.8
2006	2188.0	2364.7	5030.9	5261.8
2007	2342.6	2544.1	5453.3	5668.8
2008	2583.6	2750.6	5828.2	6109.8
2009	2755.1	2975.9	6170.3	6590.8
2010	2978.6	3218.1	6803.9	7113.8

#### 4.3. PROYECTOS HIDROELECTRICOS A CORTO PLAZO

En los estudios de actualización del Plan Maestro a Corto Plazo, se ha definido un plan de obras de generación que podrá satisfacer la demanda de energía eléctrica hasta el año 1.992.

Los proyectos hidroeléctricos que constan en el programa, y cuya ejecución ha sido decidida, son los siguientes:

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA (MW)	FECHA DE ENTRADA EN OPERACION
Pastaza-Agoyán	150	Enero/1987
Paute I-Fase C	500	Julio/1989
Daule-Peripa	130	Julio/1991
Paute-Mazar	174	Julio/1992

Los proyectos de generación considerados en el equipamiento futuro del sistema a corto plazo, serán brevemente descritos a continuación.

### 1. Proyecto Pastaza - Agoyan

Este proyecto es un aprovechamiento de la cuenca del río Pastaza.

Está ubicado a 180 Km., al sur de Quito y a 45 Km. al suroeste de Ambato.

El proyecto contempla una presa de hormigón de 36 m. de altura, con un embalse de regulación diaria.

### 2. Proyecto Paute I. Fase C

El Proyecto Paute es un aprovechamiento de la cuenca del río Napo en la subcuenca del río Namangoza.

Se encuentra ubicado a 125 Km., al noreste de Cuenca. Consiste en la utilización de las aguas reguladas del río Paute en su cuenca media.

El proyecto contempla la Central Molino y su reservorio Amaluza, y se desarrolla en tres fases en la siguiente forma:

Fase A	200 MW
Fase B	300 MW
Fase C	500 MW

Ya han sido construídas las obras correspondientes a las fases A y B.

Siendo éstas, la presa, la aducción y la casa de máquinas.

La presa Amaluza tiene una altura de 170 m., permitiendo la formación de un reservorio con una capacidad de almacenamiento de  $120 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

Las obras correspondientes a la Fase C comprenden, la construcción de un tunel paralelo y similar al de las fases A y B, una chimenea de equilibrio y una tubería de presión.

### 3. Proyecto Daule - Peripa

Este es un proyecto de múltiples propósitos: regadío, control de inundaciones, control salino, abastecimiento de agua potable y generación eléctrica. Su ubicación es a 250 Km., al norte de Guayaquil.

La principal obra es la presa de regulación que tiene una altura de 78 m., permitiendo el embalse

de un volumen de agua de  $6000 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

#### 4. Proyecto Paute - Mazar

La importancia de este proyecto está dada no sólo por la capacidad de generación de energía eléctrica sino también por los efectos de regulación que tendrá sobre los aprovechamientos de aguas abajo: Molino y Sopladora. Adicionalmente, la gran capacidad de embalse del aprovechamiento servirá para retener los sedimentos acarreados por el río Paute que de otro modo terminarían depositándose en el embalse de Amaluza.

El proyecto consta de una presa de hormigón a gravedad con una altura de 166 m. con relación al nivel de inundación. La capacidad máxima del embalse es de 412 millones de metros cúbicos.

Finalmente, en la tabla 4.10., se presenta un cuadro comparativo de las principales características físicas y energéticas de los proyectos en cuestión.

TABLA 4.10.  
 CARACTERISTICAS FISICAS DE PRODUCCION Y COSTOS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS A CORTO PLAZO

DESCRIPCION	UNIDAD	PASTAZA AGOYAN	PAUTE I FASE C	DAULE PERIPA	PAUTE MAZAR
1. PRESA DE EMBALSE					
Tipo	m	Hormig. 36.0	Hormig. 170.0	Escoll. 78.0	Hormig. 166.0
Altura					
2. EMBALSE					
Volumen total	hm <sup>3</sup>	1.87	120.0	6000.0	412.0
Volumen útil	hm	0.88	100.0	4300.0	296.0
Nivel máximo	msnm	1655.00	1991.0	85.0	2153.0
Nivel mínimo	msnm	1647.00	1935.0	60.0	2103.0
3. TUNEL DE CARGA					
Diámetro	m	6.00	5.0		6.1
Longitud	Km.	2.68	6.2		0.418
4. TUBERIA DE PRESION					
Diámetro	m	4.5/3.2	3.75	7.0	4.9
Longitud	m	260.00	850.00	430.0	134.0
5. CASA DE MAQUINAS					
Tipo		Subterra.	Subterra.	Superf.	Subterr.
Caida bruta máxima	m	160.00	668.0	61.7	147.0
Caida neta media	m	155.00	615.0	55.7	140.0
Número de grupos		2	5	2	2
Tipo		Francis	Pelton	Francis	Francis
6. PRODUCCION					
Potencia instalada	MW	156.00	500.0	130.0	174.0
Potencia garantizada	MW	131.00	438.0	63.0	100.0
Energía Primaria	GWh	444.00	-	408.0	479.0
Energía Media	GWh	895.00	1899.0	543.0	838.0

viene....Tabla 4.10.

7. COSTOS

Costo Total	10 <sup>6</sup> US\$	179.9	284.7	132.7	513.9
Costo por KW instal.	US\$	1153.0	569.0	1021.0	2953.0
Costo por KW Gen.	US\$	0.016	0.012	0.020	0.050

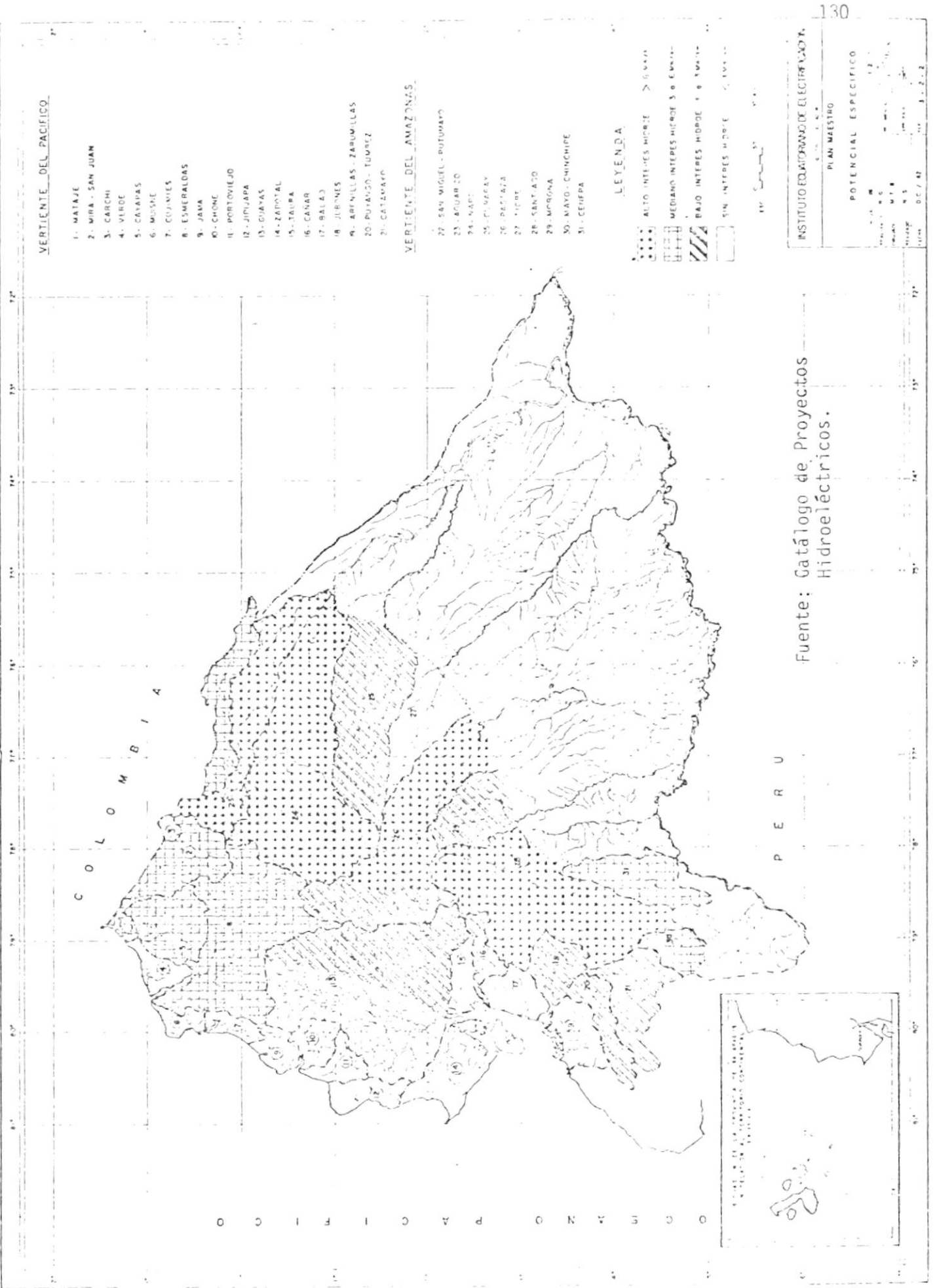


#### 4.4. PROYECTOS HIDROELECTRICOS CONSIDERADOS PARA LA EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION NACIONAL

El potencial hidroeléctrico del país se halla dividido en 31 cuencas hidrográficas, 11 de las cuales han sido pre-seleccionadas para estudios de inventario, por ser aquellas las poseedoras de mejor información básica.

De la evaluación de estas cuencas, realizada por INECEL, se ha concluido que las cuencas de Catamayo, Mira, Guayas y Cañar no tienen interés prioritario; por elevado costo en el caso de la primera y poca potencia y alto costo de la energía en el caso de las tres últimas. Las restantes siete cuencas si tienen interés, en especial aquellas de la vertiente oriental como Napo, Pastaza, Santiago y Mayo. Específicamente, la cuenca del Napo y subcuencas del Zamora y Paute son las que ofrecen las posibilidades hidrográficas más atractivas del país.

La figura 4.3, muestra un mapa del territorio nacional dividido en las 31 cuencas hidrográficas existentes. En las figuras 4.4. a 4.11 se presenta la planimetría y el perfil de cada una de las 6 cuencas seleccionadas para este trabajo, con la ubicación de los apro



VERTIENTE DEL PACIFICO

- 1- MATAJE
- 2- MIRA - SAN JUAN
- 3- CARCHI
- 4- VROE
- 5- CATAPAS
- 6- MUSSE
- 7- COJANES
- 8- ESMERALDAS
- 9- JAMA
- 10- CHONE
- 11- PORTONIEJO
- 12- JIJUAPA
- 13- GUAYAS
- 14- ZAPOTAL
- 15- TAURA
- 16- CANAR
- 17- BALAJ
- 18- JUBINES
- 19- ARNILLAS - ZARUMILLAS
- 20- PUJANCO - TUMBEZ
- 21- CATAMAYO

VERTIENTE DEL AMAZONAS

- 22- SAN MIGUEL - PUTUMAYO
- 23- AGUAR 20
- 24- NARE
- 25- EL NAGAY
- 26- PASTAZA
- 27- TICHE
- 28- SANTIAGO
- 29- MORONA
- 30- NAYO - CHINCHIPE
- 31- CEUFRA

LEYENDA

- ALTO INTERES HIDRO > 6 km²
- MEDIANO INTERES HIDRO 3 a 6 km²
- BAJO INTERES HIDRO 1 a 3 km²
- SIN INTERES HIDRO < 1 km²

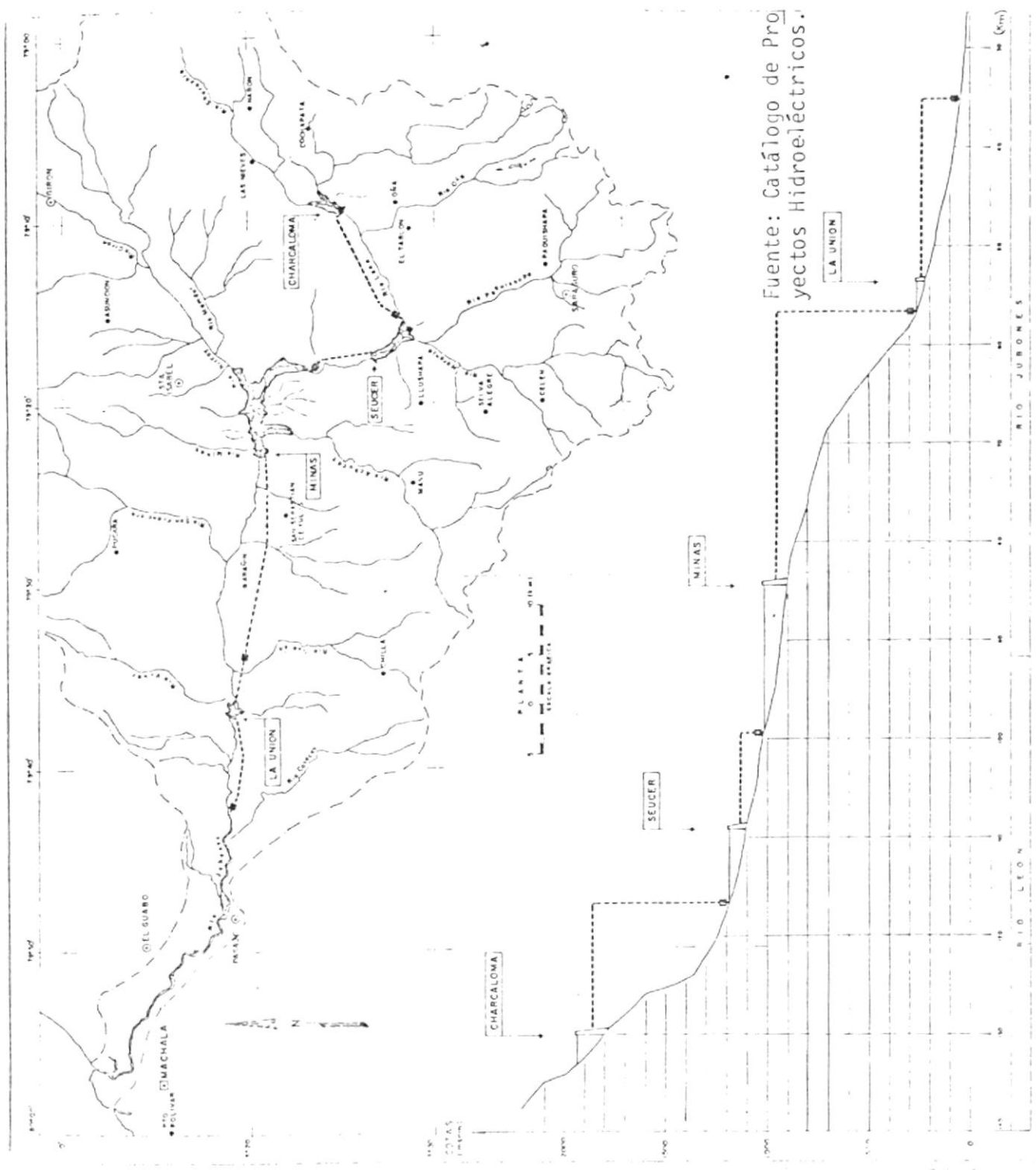
Fuente: Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos.

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRICIDAD

PLAN MAESTRO

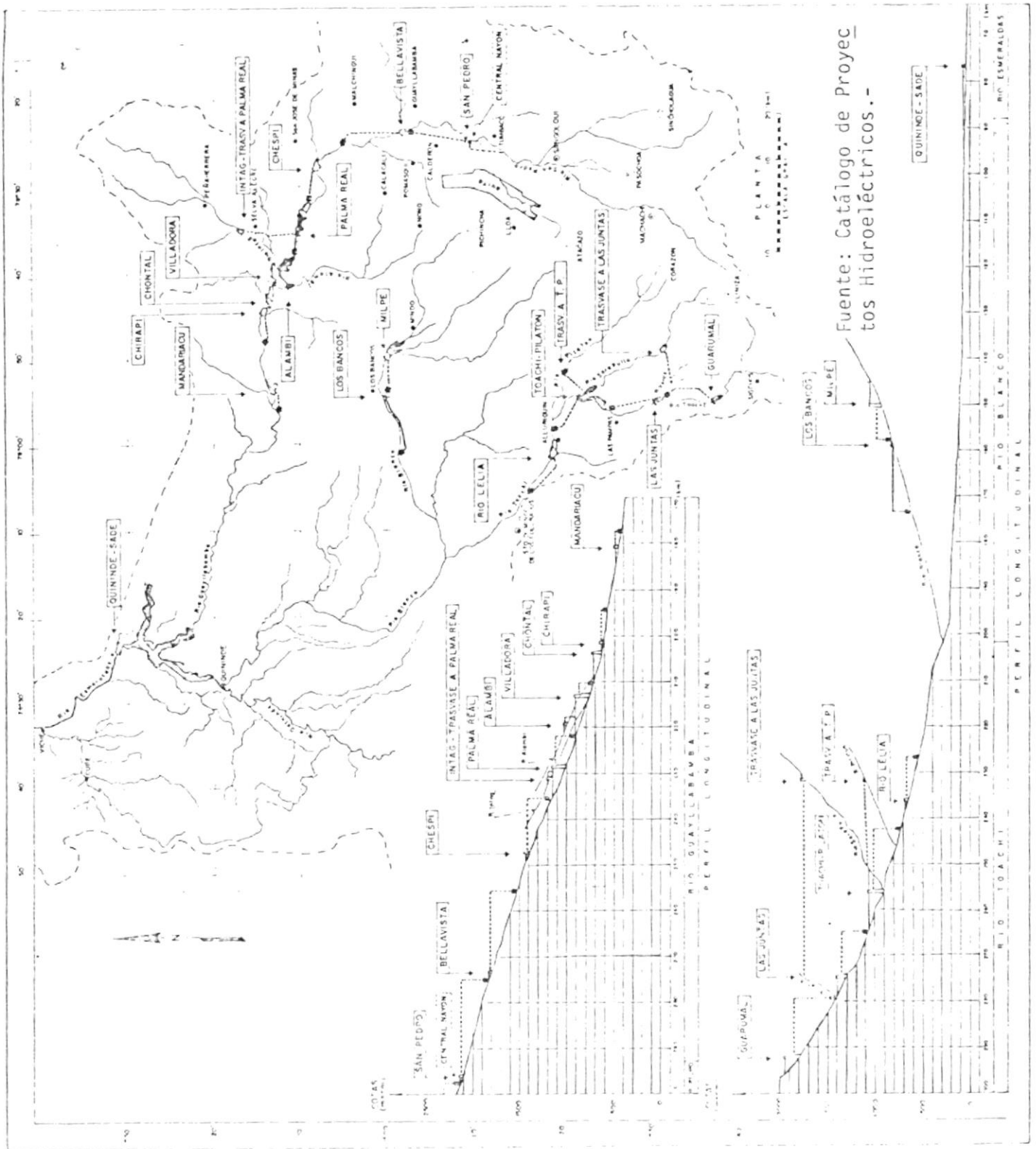
POTENCIAL ESPECIFICO	
1	2
3	4
5	
Escala 1:50,000	
Hoja: DC/42	

FIGURA Nº 4.3. DIVISION DE CUENCAS HIDROGRAFICAS DEL TERRITORIO NACIONAL



Fuente: Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos.

PERFIL LONGITUDINAL CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO JURONES FIGURA N.º 4.4.



Fuente: Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos.

FIGURA Nº 4.5. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO ESMERALDAS.



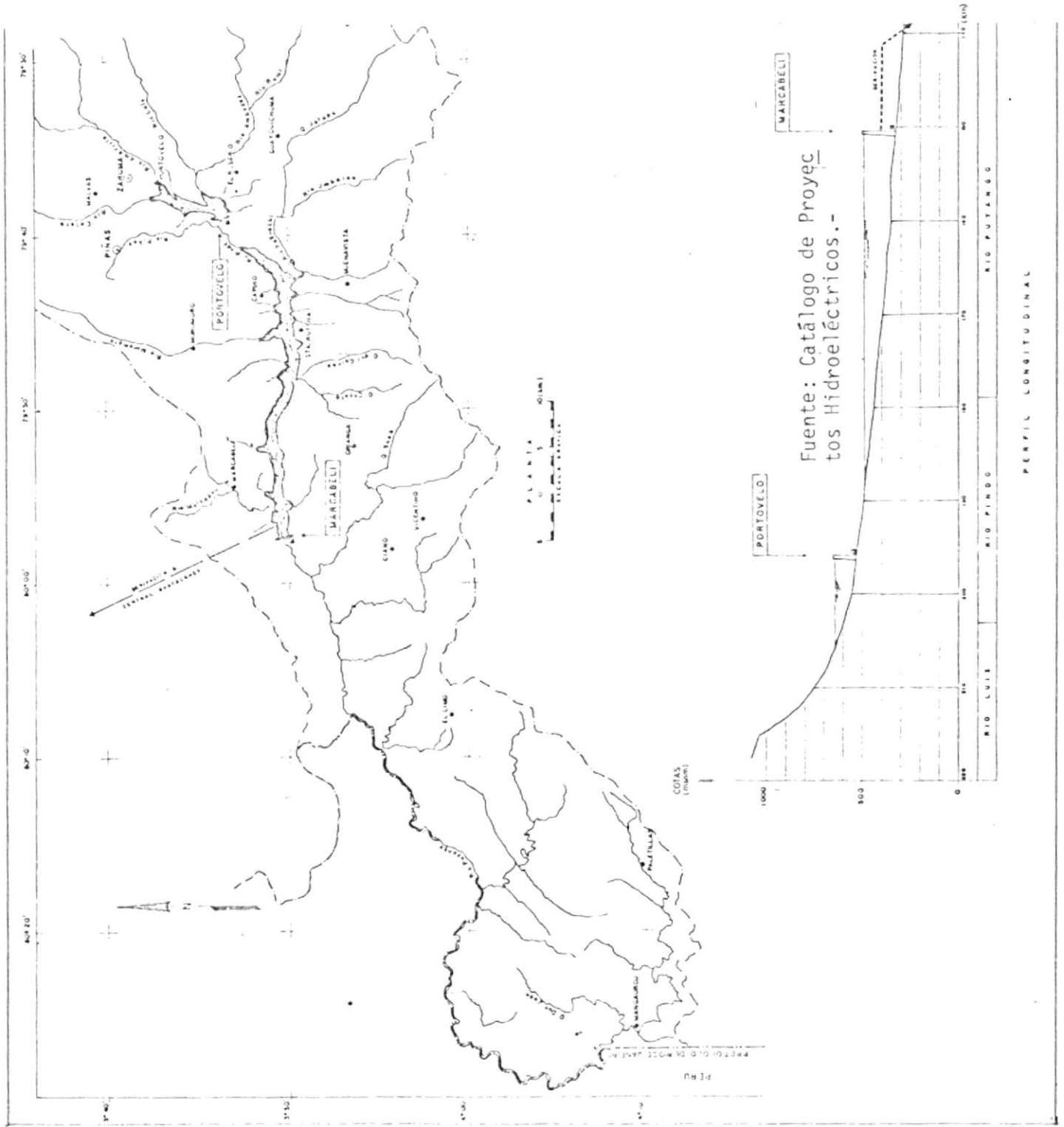
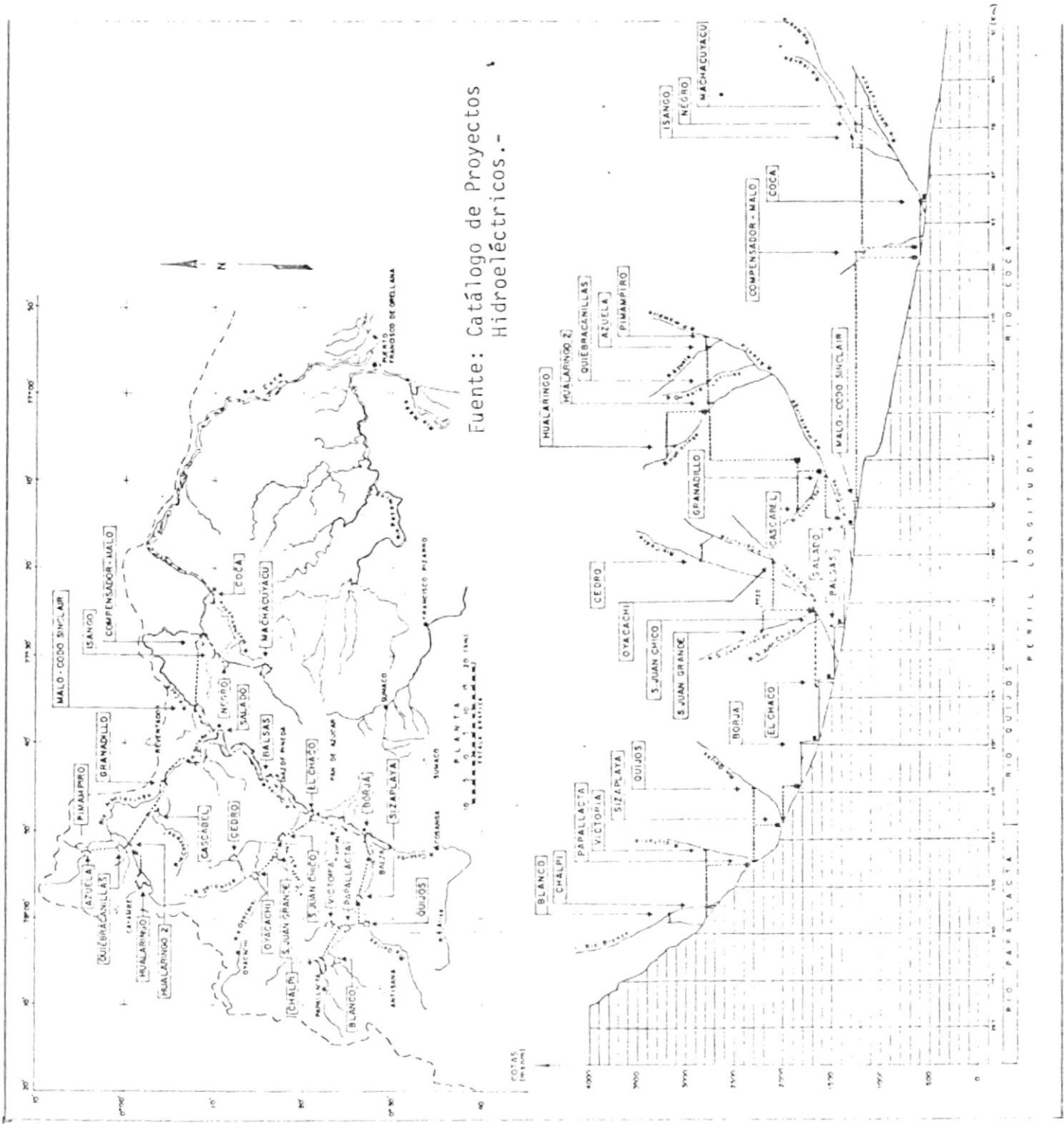


FIGURA Nº 4.7. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO PUYANGO



Fuente: Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos.-

FIGURA N.º 4.8. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO NAPO - SUBCUENCA DEL RIO COCA

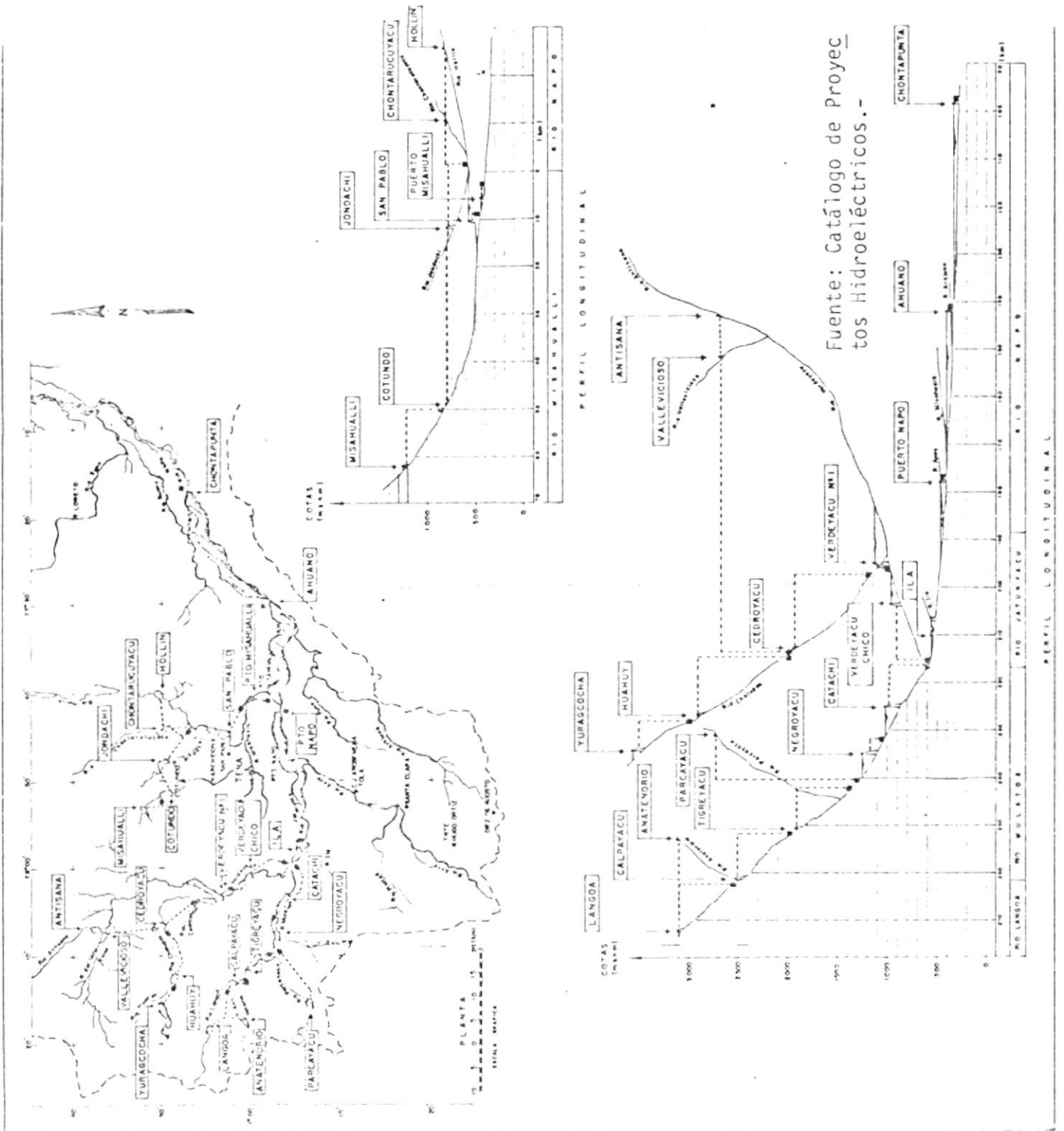


FIGURA Nº 4.9. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO NAPO - SUBCUENCA DEL RIO NAPO



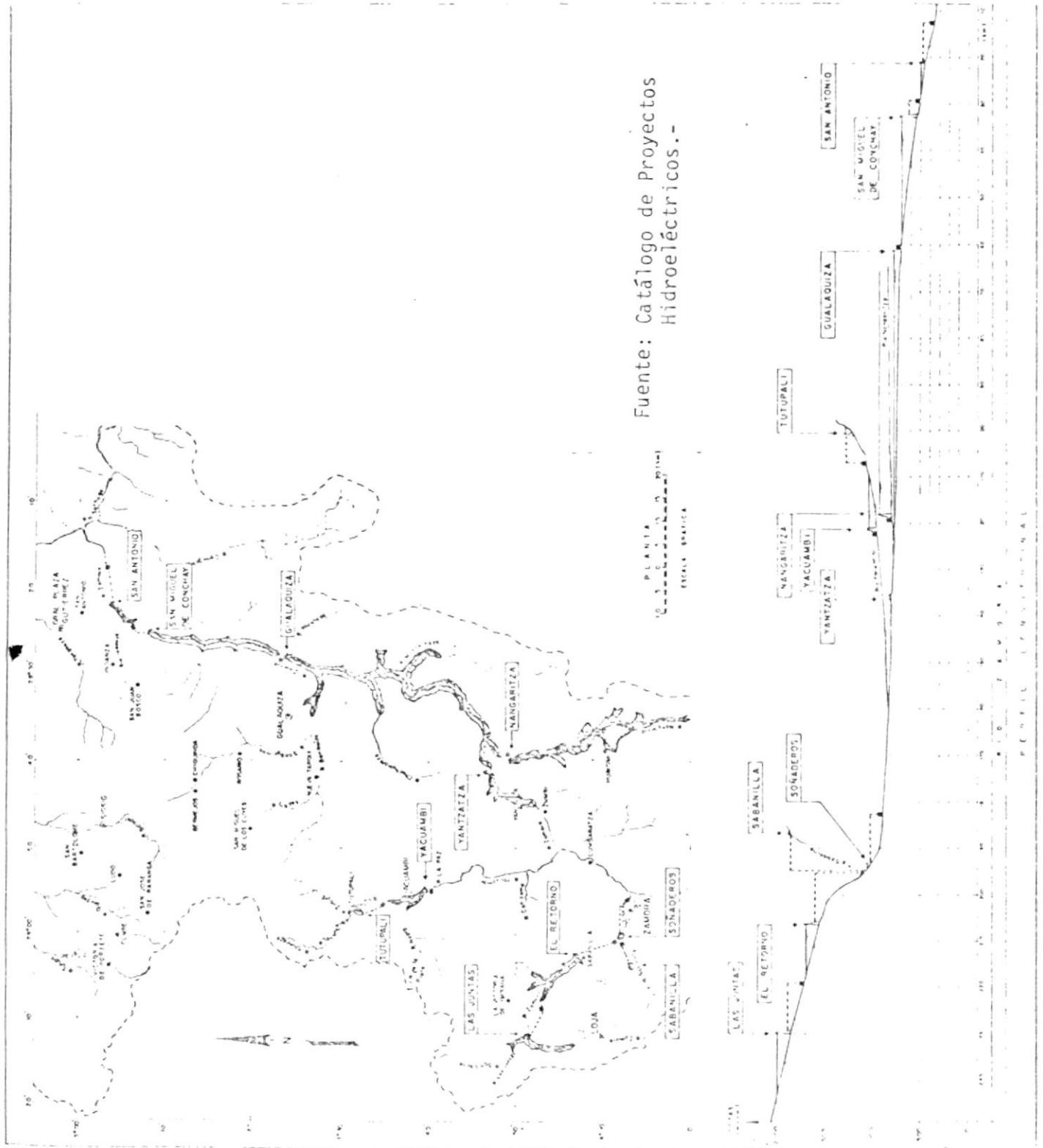


FIGURA N° 4.10. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO SANTIAGO - SUBCUENCA DEL RIO ZAMORA

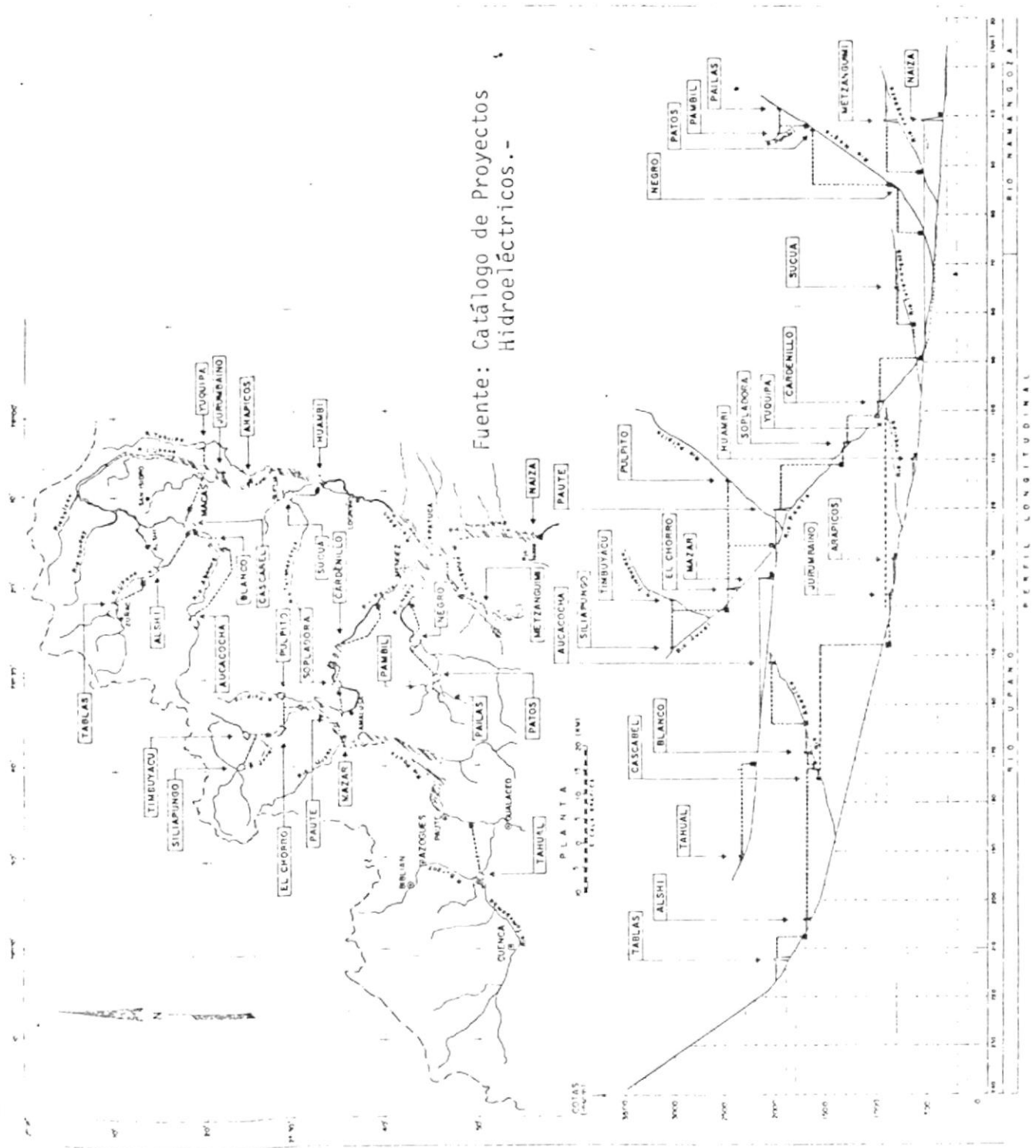


FIGURA Nº 4.11. CUENCA HIDROGRAFICA DEL RIO SANTIAGO - SUBCUENCA DEL RIO NAMANGOZA

vechamientos que las conforman. La mayoría de los sitios escogidos para su aprovechamiento hidroeléctrico, pertenecen a la vertiente oriental, son de fácil acceso y solo unos pocos requerirían de la construcción de caminos costosos.

De los proyectos enumerados en la tabla 4.11, a nivel de inventario, tanto para Mediano como largo plazo, se han escogido aquellos que deben ser estudiados a nivel de prefactibilidad y factibilidad, los mismos que serán considerados en el presente estudio, para definir el programa de expansión del equipamiento del sistema de generación nacional a partir del año 1.993, en el cual el programa de equipamiento ya definido a corto plazo deja de satisfacer la demanda de energía eléctrica prevista para el SNI.

Las principales características de los aprovechamientos correspondientes a los proyectos seleccionados, se resumen en la tabla 4.12., y a continuación se presenta una breve descripción de cada proyecto:

TABLA 4.11

LISTA DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS - APROVECHAMIENTOS AISLADOS DE LAS CUENCAS SELECCIONADAS

CUENCA	PROYECTO	POTENCIA OPTIMIZADA (MW)	INVERSION (US\$/KW)
JUBONES	JUBONES (MINAS)	357.1	1300
ESMERALDAS	PALMA REAL	257.2	1171
	VILLADORA	317.5	1031
PASTAZA	TOACHI	198.0	1339
	CHAMBO	543.0	714
	SAN FRANCISCO	250.4	1234
	TOPO-A	476.0	1139
PUYANGO	MARCABELI	212.3	1888
NAPO - COCA	SALADO	537.8	1033
	MALO - CODO - SINCLAIR	4757.0	451
	COCA	301.6	846
NAPO - NAPO	VALLEVICIOSO	292.6	1154
	CEDROYACU	1054.4	656
	VERDECHICO	1639.7	565
SANTIAGO - ZAMORA	GUALAQUIZA	1080.5	432
	SAN MIGUEL	2170.0	440
	SAN ANTONIO	3486.0	579
	NANGARITZA	497.4	1004
SANTIAGO - NAMANGOZA	SOPLADORA	784.9	598
	CARDENILLO	1850.9	506

TABLA 4.12.

PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS SELECCIONADOS PARA LA EVALUACION

CUENCA	APROVECHAMIENTO	CAIDA BRUTA (m)	NIVELES MAXIMO (m.s.n.m)	CAUDAL MEDIO (m <sup>3</sup> /seg)	ALTURA PRESA (m)	POTENCIA GARANTIZ. (mw)	PRODUCCION MEDIA (GWh)
Jubones	Jubones(Minas)	757.5	1011	33.8	116.0	351.5	1454.4
Esmeraldas	Palmareal	238.0	1137	69.6	141.0	254.6	1235.8
	*Trasvase				14.0		
	Villadora	190.0	910	105.2	153.0	268.3	1359.1
	*Trasvase				7.5		
	Toachi	322.0	1060	74.1	148.0	170.3	872.6
	*Trasvase				11.0		
Pastaza	Chambo	373.0	2216	76.7	12.0	307.6	1893.4
	San Francisco	163.0	1440	152.1	25.0	247.9	1236.0
	*Trasvase				10.0		
Puyango	Topo - A	133.0	1290	202.7	105.0	325.8	1849.2
Napo-Coca	Marcabell	163.0	447	46.7	170.0	208.9	1012.0
	Salado	118.0	1385	351.1	130.0	513.4	2457.2
	Malo-Codo-Sinclair		1225	363.2	32.0	2917.5	16039.0
	*Compensador	662.0			127.0		
	Coca	58.0	595	432.1	64.0	298.6	1465.8
Napo-Napo	Vallevecioso	754.0	2695	34.2	60.0	289.7	1480.2
	Cedroyacu	779.0	1939	43.1	16.0	418.4	2371.2
	Verdechico	401.0	967	189.2	100.0	891.0	5154.4
Santiago-Zamora	Guilaquiza	73.0	785	706.1	79.0	656.1	3748.5
	San Miguel	204.0	705	772.4	159.0	1852.5	9392.1
	San Antonio	159.0	482	794.1	61.0	1310.1	7643.2
	Nangaritza	135.0	936	206.7	141.0	464.2	1818.4
Santiago-Namangoza	Sopladora	337.0	1301	147.8	64.0	587.3	3119.6
	Cardenillo	454.0	965	158.9	62.0	850.4	4816.4

## DESCRIPCION BREVE DE LOS PROYECTOS A EVALUARSE

## 1. PROYECTO JUBONES (MINAS)

Este es un proyecto de propósito múltiple: regadío, control de inundaciones y generación eléctrica; está ubicado a 66 Km. de Machala.

Toma las aguas del río Jubones, en la afluencia - con el río Minas, mediante un embalse cuya capacidad es de  $791 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Las principales obras son la presa de 116 m. de altura, la tubería de aducción de 42.0 Km. y la casa de máquinas. Su potencia instalada es de 357 MW. Los caudales firme y medio del río son  $25.8 \text{ m}^3/\text{seg.}$  y  $33.8 \text{ m}^3/\text{seg.}$  respectivamente.

## 2. PROYECTO PALMAREAL

Está ubicado a 48 Km. al noroeste de Quito, utiliza las aguas del río Intag, es un aprovechamiento de la cuenca del río Esmeraldas. Tiene una potencia instalada de 257 MW. Las principales obras son: una

presa de 141 m. de altura para su propio embalse, y otra presa de 14 m. de altura que embalsa al río Intag aguas arriba y sirve de trasvase para el aprovechamiento Palma Real; 10.4 Km. de tubería para llevar las aguas del embalse a las turbinas y la tubería para el trasvase; y la casa de máquinas.

Los caudales firme y medio del río son  $60.3 \text{ m}^3/\text{seg.}$  y  $69.6 \text{ m}^3/\text{seg.}$ , respectivamente.

### 3. PROYECTO VILLADORA

Este proyecto es también un aprovechamiento de la cuenca del río Esmeraldas, está ubicado aguas abajo del aprovechamiento Palma Real. Tiene una potencia instalada de 317 MW.

Recibe un trasvase de la presa Alambi que recoge aguas del río del mismo nombre. Sus principales obras son la presa de 153 m. de altura que embalsa  $105 \times 10^6 \text{ m}^3$  de agua; 4.8 Km. de tubería de conducción y la casa de máquinas. Los caudales firme y medio del río son  $58.3 \text{ m}^3$  y  $105.2 \text{ m}^3/\text{seg.}$ , respectivamente.

#### 4. PROYECTO TOACHI

Este proyecto está ubicado a 52 Km. al suroeste de Quito. Las principales obras del proyecto son, la presa, el túnel de aducción y la casa de máquinas.

Sobre el río Toachi se levanta la presa de esollera de 148 m. de altura, siendo la capacidad del embalse de  $139 \times 10^6 \text{ m}^3$ . El túnel de aducción tiene una longitud de 19.2 Km. La casa de máquinas es exterior, con capacidad de alojar unidades turbo-generator de 198.0 MW de potencia. Los caudales - firme y medio del río son  $37.9 \text{ m}^3$  y  $74.1 \text{ m}^3/\text{seg.}$  respectivamente.

#### 5. PROYECTO CHAMBO

Este proyecto es un aprovechamiento de la cuenca - del río Pastaza, está ubicado a 11 Km., al suroeste de Baños en la provincia del Tungurahua. Embalsa las aguas del río Chambo mediante una presa de 12 m. de altura; la aducción a la casa de máquinas se realiza a través de 8 Km. de tubería.

Los caudales firme y medio del río son  $18.9 \text{ m}^3/\text{seg.}$



y  $76.7 \text{ m}^3/\text{Seg.}$ , respectivamente. Tiene una capacidad instalada de 543.0 MW.

#### 6. PROYECTO SAN FRANCISCO

Este proyecto también es un aprovechamiento de la cuenca del río Pastaza, está ubicado aguas abajo - del aprovechamiento Pastaza - Agoyán. Sus más importantes obras son su propia presa de 25 m. de altura y otra presa de 10 m. de altura que embalsa aguas del río Verde y las trasvasa a la primera, la tubería de conducción de 4 Km. de longitud y la casa de máquinas. Su capacidad instalada es de 250.4 MW. Los caudales firme y medio del río son respectivamente  $74.3 \text{ m}^3/\text{seg.}$  y  $152.1 \text{ m}^3/\text{seg.}$

#### 7. PROYECTO TOPO -A

Este aprovechamiento está ubicado aguas abajo del - San Francisco. Está conformado por una presa de 105 metros de altura, 1.8 Km. de tubería y la casa de máquinas. La capacidad instalada es de - 476.0 MW. Los caudales firme y medio del río son  $118.8 \text{ m}^3/\text{seg}$  y  $202.7 \text{ m}^3/\text{seg.}$ , respectivamente.

## 8. PROYECTO MARCABELI ✓

Está ubicado a 42 Km. al suroeste de Zaruma en la provincia del Oro, es un aprovechamiento de la cuenca del río Puyango, embalsa sus aguas y las del río Pindo mediante una presa de 170 m. de altura. Tiene la casa de máquinas a pie de presa, con una capacidad instalada de 212 MW. Los caudales firme y medio del río son  $37.2 \text{ m}^3/\text{seg}$  y  $46.7 \text{ m}^3/\text{seg.}$ , respectivamente.

## 9. PROYECTO SALADO

Este proyecto es uno de los múltiples aprovechamientos de la cuenca del río Napo en la subcuenca del río Coca. Embalsa las aguas de los ríos Salado y Coca. La principal obra son la presa de 130 m. de altura y la casa de máquinas a pie de presa con capacidad de instalarse en ella 537 MW de potencia.

Los caudales del río son:  $189.2 \text{ m}^3/\text{seg.}$  firme y  $351.1 \text{ m}^3/\text{seg.}$  medio.

## 10. PROYECTO MALO-CODO-SINCLAIR

Este proyecto es otro aprovechamiento del río Coca,

aguas abajo del proyecto Salado. Maneja las aguas de dos embalses: Malo - Codo - Sinclair y compensador Malo, mediante dos presas de 32 m. y 127 m. de altura cada una. Las aguas llegan a la turbina a través de 61.5 Km. de tubería.

La casa de máquinas está diseñada para una potencia instalada de 4757.0 MW. Los caudales firme y medio del río son  $133.9 \text{ m}^3/\text{seg}$  y  $363.2 \text{ m}^3/\text{seg.}$ , respectivamente.

#### 11. PROYECTO COCA

Este proyecto está ubicado aguas abajo del aprovechamiento Sinclair. Las principales obras son la presa de 64 m. de altura; y la casa de máquinas, a pie de presa. Los caudales firme y medio del río son  $249.3 \text{ m}^3/\text{seg}$  y  $432.1 \text{ m}^3/\text{seg.}$ , respectivamente.

#### 12. PROYECTO VALLEVICIOSO

Este proyecto es un aprovechamiento de la cuenca del río Napo, subcuenca del Napo. Está ubicado a 45 Km. del noroeste de Tena en la provincia de Na

po.

Embalsa las aguas del río Vallevicioso mediante una presa de 60 m. de altura, y las conduce a través de 74.6 Km., de tubería de aducción hasta las turbinas en la casa de máquinas, la cual tiene capacidad para alojar turbogeneradores de 292 MW de potencia instalada. Los caudales firme y medio del río son  $19.0 \text{ m}^3/\text{seg.}$  y  $34.2 \text{ m}^3/\text{seg.}$ , en cada caso.

### 13. PROYECTO CEDROYACU

Este proyecto es otro aprovechamiento de la cuenca del río Napo. Utiliza las aguas del río Chalupas, y recibe las aguas turbinadas de los proyectos Vallevicioso y Huahuy. Sus principales obras son la presa de 16 m. de altura, 28.5 Km., de tubería y la casa de máquinas. Su potencia instalada es de 1054 MW. Los caudales firme y medio del río son  $16.3 \text{ m}^3/\text{seg}$  y  $43.1 \text{ m}^3/\text{seg}$ , respectivamente.

### 14. PROYECTO VERDECHICO

También es un proyecto que aprovecha la cuenca del Napo, recogiendo las aguas del río Verdeyacu. Las obras principales son, la presa de 100 m., de altura,

la tubería de 18.5 Km. de longitud y la casa de máquinas con capacidad para alojar unidades turbo generadoras de 1639 MW de potencia. Los caudales - firme y medio del río son  $52.7 \text{ m}^3/\text{seg.}$  y  $189.2 \text{ m}^3/\text{seg.}$ , respectivamente.

#### 15. PROYECTO GUALAQUIZA ✓

Este proyecto es un aprovechamiento de la cuenca - del río Santiago en la subcuenca del río Zamora.

Está ubicado a 105 Km., al Noreste de Loja. Embalsa las aguas del río Zamora mediante una presa de 79 m. de altura. La casa de máquinas ubicada a pie de presa tiene capacidad para alojar unidades turbogenerador con una capacidad instalada de 1080 MW de potencia.

Los caudales firme y medio del río son  $380.6 \text{ m}^3/\text{seg.}$  y  $706.1 \text{ m}^3/\text{seg.}$ , respectivamente.

#### 16. PROYECTO SAN MIGUEL

Está ubicado aguas abajo del proyecto Gualaquiza, em

balzando las aguas del río Zamora por medio de una presa de 159 m. de altura. Las aguas son conducidas a la casa de máquinas mediante 4.6 Km. de tubería. Los caudales firme y medio del río son  $295.7 \text{ m}^3/\text{seg.}$  y  $772.4 \text{ m}^3/\text{seg.}$ , respectivamente.

#### 17. PROYECTO SAN ANTONIO

Es también un aprovechamiento del río Zamora, que recoge las aguas turbinadas del proyecto San Miguel.

Sus más importantes obras son la presa de 61 m. de altura; la tubería de conducción de 10 Km. de longitud y la casa de máquinas. Tiene una capacidad instalada de 3486 MW. Los caudales firme y medio del río son  $247.0 \text{ m}^3/\text{seg.}$  y  $794.1 \text{ m}^3/\text{seg.}$ , cada uno.

#### 18. PROYECTO NANGARITZA

Este proyecto es otro aprovechamiento de la cuenca del Zamora. Embalsa las aguas del río Nangaritza, mediante una presa de 141 m. de altura. La casa de máquinas está localizada a pie de presa. Tiene una

potencia instalada de 497 MW. Los caudales firme y medio del río son  $190.5 \text{ m}^3/\text{seg.}$  y  $206.7 \text{ m}^3/\text{seg.}$ , respectivamente.

#### 19. PROYECTO SOPLADORA

Este proyecto es un aprovechamiento de la subcuenca del río Namangoza en la cuenca del río Santiago. Está ubicado a 40 Km., al Noreste de Azogues. Recoge las aguas del río Paute aguas abajo del proyecto Paute, del cual también recibe sus aguas turbinadas. Las obras principales son: la presa de 64 m. de altura; 3.8 Km. de tubería y la casa de máquinas.

Tiene una potencia instalada de 785 MW. Los caudales firme y medio del río son  $86.8 \text{ m}^3/\text{seg.}$  y  $147.8 \text{ m}^3/\text{seg.}$  en cada caso.

#### 20. PROYECTO CARDENILLO

Es otro proyecto en serie con los anteriores. Embalsa al río Paute, aguas abajo del Proyecto Sopladora, del cual recibe sus aguas turbinadas. Sus principales obras son la presa de 62 m. de altura y 16

Km. de tubería y la casa de máquinas.

Tiene capacidad instalada de 1850 MW de potencia.

Los caudales del río son  $91.1 \text{ m}^3/\text{seg.}$  firme y -  
 $158.9 \text{ m}^3/\text{seg.}$  medio.



#### 4.5. EVALUACION INDIVIDUAL DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Para la evaluación individual de los proyectos hidroeléctricos con posibilidades de ser incorporados al SNI, durante el período 1993 - 2000, y que fueron descritos en la sección anterior, se seguirá la metodología expuesta en el capítulo I.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la evaluación individual de los proyectos hidroeléctricos se orienta básicamente a la determinación de los costos y beneficios netos actualizados de cada proyecto, referidos todos a un nivel comparativo; para convergir finalmente a la tasa interna de retorno de cada proyecto. Esta parte del estudio permite determinar la rentabilidad de cada proyecto, considerándolos aisladamente, es decir sin incorporarlos todavía en un programa específico de equipamiento.

Una vez determinados los valores actualizados de los beneficios brutos y los costos totales de cada proyecto, se obtiene de su diferencia los beneficios netos actualizados, a partir de los cuales se puede determinar la TIR y la relación beneficio/costo de los proyectos, siendo éstos los indicadores económi-

cos que permiten establecer un orden de prioridades entre los proyectos.

#### 4.5.1. Costos de los Proyectos Hidroeléctricos

Los costos de los proyectos hidroeléctricos comprenden: costos de inversión, de reposiciones intermedias y de operación y mantenimiento.

##### 1. COSTOS DE INVERSION

Los costos de inversión corresponden a los gastos que son necesarios realizar durante la construcción de los proyectos.

Con el fin de normalizar los presupuestos de los proyectos de generación, para poder luego compararlos entre sí, se clasifica el presupuesto de inversiones bajo tres rubros: Costos de Ingeniería y Administración, Costos Directos de Construcción e Imprevistos.

Los primeros y los últimos son calculados como un porcentaje del rubro de costos directos, los cuales a su vez constituyen el

sumatorio de los costos correspondientes a los siguientes rubros:

Expropiaciones y Servidumbre  
Campamentos y operación de Campamentos.  
Vías de acceso y mantenimiento de vías.  
Presa (Obras Civiles), captaciones y bocatomas.  
Túneles y canales.  
Chimenea de equilibrio  
Tubería de presión.  
Casa de Máquinas  
Equipo electromecánicos  
Patio Elevador  
Equipo Hidráulico

Los costos de Ingeniería y Administración corresponden a los costos de los diseños detallados, que se realizan en forma paralela a la construcción, y a los gastos por labores administrativas en que se incurre durante la ejecución de los proyectos.

El rubro de imprevistos está orientado a cu

brir posibles incrementos de obra que pudieran presentarse durante el período de construcción de los proyectos.

En la tabla 4.13., se muestran los presupuestos de inversión, utilizados en este trabajo, correspondientes a los proyectos hidroeléctricos que han sido seleccionados para ser evaluados individualmente.

Los valores que aparecen en la tabla, no incluyen el costo del Sistema de Transmisión asociado en cada caso, por considerarse que como éste apenas constituye alrededor del 5 % - del costo de la Central, y siendo la finalidad de esta parte del estudio únicamente - comparar los proyectos entre sí, su omisión - en el cómputo de los costos de inversión para todos los casos, no alterará los resultados - de la comparación.

## 2. Reposiciones Intermediarias:

Los costos de las reposiciones intermedias corresponden a aquellos de las obras y equipos

TABLA 4.13.

PRESUPUESTOS DE INVERSION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS EVALUADOS INDIVIDUALMENTE

(Valores expresados en 10 <sup>6</sup> US \$)										
Año de inversión		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Proyecto										
JUBONES		23.70	76.44	109.20	120.12	109.12	76.44	23.70		
PALMA REAL		48.22	120.54	144.65	120.54	48.22				
VILLADORA		77.33	184.43	221.31	184.43	77.33				
TOACHI		44.20	113.67	157.88	157.88	113.67	44.20			
CHAMBO		38.77	58.15	96.93	96.93	58.15	38.77			
SAN FRANCISCO		34.06	85.15	102.18	85.15	23.84	10.22			
TOPO-A		54.22	81.32	135.54	135.54	81.32	54.22			
MARCABELI		48.37	120.92	145.11	120.92	48.37				
SALADO		71.81	184.65	256.46	256.46	184.65	43.10	28.71		
MALO-CODO-SINCLAIR		85.81	236.02	343.26	407.63	407.63	364.71	193.08	64.36	42.91
COCA		25.51	38.27	63.79	63.79	38.27	25.51			
VALLEVICIOSO		31.24	80.33	111.58	111.58	80.33	31.24			
CEDROYACU		69.17	103.75	172.92	172.92	103.75	69.17			
VERDECHICO		33.56	86.30	119.86	86.30	20.14	13.42			
GUALAQUIZA		136.40	272.81	81.84	54.56					
SAN MIGUEL		69.45	194.45	277.78	305.56	277.78	111.11	83.33	69.44	
SAN ANTONIO		201.80	302.76	504.60	504.60	302.76	201.80			
NANGARITZA		51.61	77.41	129.01	129.01	77.41	51.61			
SOPLADORA		124.63	249.26	74.78	49.85					
CARDENILLO		93.66	140.48	234.14	234.14	140.48	93.66			

NOTA: Nivei de Precios 1.982

con vida útil inferior a la del proyecto. Son estimados como un porcentaje del costo total y con una determinada vida útil.

Los valores de las reposiciones intermedias utilizados en esta evaluación son los siguientes:

EQUIPO	PORCENTAJE RESPECTO AL COSTO TOTAL	AÑOS DE VIDA MEDIA UTIL
Turbinas y Generadores	16	32
Equipo Electro- mecánico	3	22
Equipo de control	5	19
Accesorios.	2	34

Los años de vida útil del conjunto, considerados para el estudio corresponden a la vida de la presa, estimada en 50 años.

### 3. Gastos de Operación y Mantenimiento:

Los gastos anuales de operación y mantenimiento, a partir de la fecha de puesta en servicio de cada proyecto, son <sup>asimismo</sup> considerados como un porcentaje constante de la inversión total del proyecto, adoptándose un flujo uniforme de costos durante la vida útil de las instalaciones.

Se ha estimado razonable considerar en el presente trabajo un porcentaje del 1.2 % para efectuar el cómputo de estos costos.

El costo total actualizado de los proyectos es calculado llevando a valor presente en la fecha de entrada en operación, el flujo de inversiones, las reposiciones intermedias y la serie anual de costos de operación y mantenimiento.

Para el caso de este análisis se considera que todos los proyectos a ser comparados están en capacidad de entrar a operar en 1.995; y se toma como horizonte de estudio el año 2.045 en el -

cual se asume que las instalaciones han sido aprovechadas durante sus 50 años de vida útil.

La actualización del costo total se realiza para <sup>varios</sup> tasas de actualización del 2 % al 20 %. A con tinuación se presentan los resultados obtenidos - de los cálculos del valor presente de los costos, para cada uno de los <sup>o</sup> proyectos hidroeléctricos - considerados en el presente estudio.



COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO JURONES (MINAS) 357.16 MW  
 \*\*\*\*\*

( VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES )

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	577.732	77.121	203.172	858.026	858.026
4	619.189	50.784	138.895	808.868	808.868
6	663.310	33.762	101.910	798.982	798.982
8	710.244	22.699	79.097	812.039	812.039
10	760.144	15.458	64.105	839.707	839.707
12	813.171	10.677	53.694	877.541	877.541
14	869.493	7.483	46.117	923.093	923.093
16	929.285	5.323	40.386	974.993	974.993
18	992.729	3.841	35.911	1032.480	1032.480
20	1060.010	2.809	32.324	1095.150	1095.150

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO: ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO PALMARREAL 257.2 MW  
 \*\*\*\*\*

( VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES )

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	506.770	67.649	181.818	756.237	756.237
4	532.375	43.664	124.297	700.336	700.336
6	559.015	28.453	91.199	678.666	678.666
8	586.720	18.751	70.783	676.254	676.254
10	615.523	12.517	57.358	685.408	685.408
12	645.456	8.475	48.050	701.981	701.981
14	676.553	5.823	41.270	723.645	723.645
16	708.846	4.060	36.141	749.047	749.047
18	742.370	2.872	32.136	777.379	777.379
20	777.159	2.060	28.927	808.146	808.146

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO: ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO VILLADORA 317.5 Mw 162  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA			COSTO TOTAL	
	INVERSION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	782.835	104.501	280.863	1168.200	1168.200
4	822.400	67.451	192.007	1081.860	1081.860
6	853.573	43.955	140.879	1048.410	1048.410
8	906.402	28.968	109.342	1044.710	1044.710
10	950.938	19.338	88.618	1058.890	1058.890
12	997.230	13.093	74.225	1034.550	1034.550
14	1045.330	8.996	63.751	1118.080	1118.080
16	1095.300	6.274	55.829	1157.400	1157.400
18	1147.170	4.438	49.643	1201.260	1201.260
20	1201.020	3.183	44.685	1248.890	1248.890

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO: ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO TOACHI 198 MW  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA			COSTO TOTAL	
	INVERSION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	670.391	89.490	238.128	998.009	998.009
4	711.341	58.342	162.792	932.475	932.475
6	754.440	38.400	119.443	912.284	912.284
8	799.781	25.560	92.705	918.046	918.046
10	847.458	17.234	75.134	939.826	939.826
12	897.569	11.765	62.931	972.285	972.285
14	950.215	8.178	54.051	1012.440	1012.440
16	1005.500	5.759	47.334	1058.600	1058.600
18	1063.540	4.115	42.089	1109.740	1109.740
20	1124.430	2.960	37.886	1165.290	1165.290

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO: ANNO 2045

163

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO CHAMBU 543 MW  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	411.596	54.944	146.195	612.735	612.735
4	436.798	35.825	99.944	572.566	572.566
6	463.366	23.585	73.330	560.281	560.281
8	491.362	15.703	56.915	563.980	563.980
10	520.850	10.592	46.128	577.570	577.570
12	551.896	7.246	38.636	597.778	597.778
14	584.569	5.031	33.184	622.784	622.784
16	618.938	3.545	29.060	651.543	651.543
18	655.078	2.535	25.840	683.452	683.452
20	693.062	1.837	23.259	718.158	718.158

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO:ANNO 2045

163

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO SAN FRANCISCO 250.4 MW  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	364.931	48.714	128.435	542.080	542.080
4	390.690	32.043	87.802	510.535	510.535
6	417.944	21.273	64.422	503.639	503.639
8	446.759	14.278	50.001	511.038	511.038
10	477.207	9.704	40.524	527.435	527.435
12	509.359	6.688	33.942	549.989	549.989
14	543.290	4.676	29.153	577.118	577.118
16	579.076	3.317	25.530	607.922	607.922
18	616.796	2.386	22.701	641.884	641.884
20	656.533	1.740	20.434	678.707	678.707

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO:ANNO 2045

164

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO TOPOHA 476 MW  
\*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	575.576	76.833	204.439	856.849	856.849
4	610.818	50.097	139.762	800.677	800.677
6	647.972	32.981	102.545	783.498	783.498
8	687.121	21.960	79.590	788.671	788.671
10	728.358	14.812	64.505	807.674	807.674
12	771.773	10.133	54.028	835.934	835.934
14	817.462	7.035	46.404	870.902	870.902
16	865.524	4.958	40.633	911.120	911.120
18	916.062	3.544	36.135	955.742	955.742
20	969.180	2.569	32.526	1004.270	1004.270

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
HORIZONTE DE ESTUDIO:ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO MARCABELI 212.3 MW  
\*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	508.368	67.862	182.391	758.621	758.621
4	534.053	43.801	124.689	702.544	702.544
6	560.777	28.543	91.486	680.806	680.806
8	588.570	18.810	71.007	678.386	678.386
10	617.464	12.557	57.548	687.569	687.569
12	647.491	8.501	48.202	704.194	704.194
14	678.685	5.341	41.400	725.926	725.926
16	711.080	4.073	36.255	751.408	751.408
18	744.710	2.881	32.238	779.829	779.829
20	779.609	2.066	29.018	810.693	810.693

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
HORIZONTE DE ESTUDIO:ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO SALADO 537.8 MW 165  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER. SIGN.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	1110.220	148.203	386.827	1645.250	1645.250
4	1200.590	98.469	264.448	1563.500	1563.500
6	1297.310	66.031	194.030	1557.370	1557.370
8	1400.750	44.766	150.595	1596.110	1596.110
10	1511.310	30.734	122.052	1664.090	1664.090
12	1629.380	21.393	102.229	1753.000	1753.000
14	1755.390	15.107	87.304	1859.300	1859.300
16	1889.780	10.824	76.892	1977.500	1977.500
18	2033.030	7.866	68.372	2109.270	2109.270
20	2185.610	5.793	61.544	2252.940	2252.940

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO:ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO MALO-CODO-SINCLAIR 4757 MW  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER. SIGN.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	2369.320	316.280	808.998	3494.600	3494.600
4	2614.680	214.464	553.057	3382.400	3382.400
6	2883.960	146.790	405.788	3436.540	3436.540
8	3178.600	101.584	314.950	3595.140	3595.140
10	3500.950	71.195	255.256	3827.430	3827.430
12	3853.420	50.593	213.799	4117.820	4117.820
14	4238.460	36.477	183.630	4458.570	4458.570
16	4658.780	26.685	160.809	4846.270	4846.270
18	5117.270	19.799	142.991	5280.060	5280.060
20	5617.020	14.367	128.711	5760.610	5760.610

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO:ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO COCA 301.6 MW 166  
 \*\*\*\*\*

( VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES )

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	270.665	36.158	96.209	403.232	403.232
4	287.450	23.576	65.772	376.798	376.798
6	304.935	15.521	48.258	368.713	368.713
8	323.358	10.334	37.455	371.148	371.148
10	342.764	6.970	30.356	380.090	380.090
12	363.195	4.769	25.426	393.389	393.389
14	384.696	3.311	21.838	409.845	409.845
16	407.314	2.333	19.124	428.771	428.771
18	431.097	1.668	17.005	449.770	449.770
20	456.093	1.209	15.307	472.609	472.609

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO:ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO VALLEVICIOSO 292.6 MW  
 \*\*\*\*\*

( VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES )

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	473.785	63.245	168.292	705.323	705.323
4	502.726	41.232	115.050	659.008	659.008
6	533.186	27.138	84.414	644.738	644.738
8	565.229	18.064	65.518	648.811	648.811
10	598.924	12.180	53.100	664.203	664.203
12	634.339	8.329	44.476	687.143	687.143
14	671.546	5.780	39.200	715.525	715.525
16	710.619	4.070	33.452	748.142	748.142
18	751.633	2.908	29.746	784.287	784.287
20	794.667	2.106	26.775	823.549	823.549

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO:ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO CEUROYACU 1054.4 MW 167  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	734.311	93.023	260.821	1093.160	1093.160
4	779.273	63.914	178.306	1021.490	1021.490
6	826.673	42.077	130.826	999.575	999.575
8	876.619	28.016	101.540	1006.170	1006.170
10	929.228	18.897	82.295	1030.420	1030.420
12	984.616	12.928	68.929	1066.470	1066.470
14	1042.910	8.976	59.202	1111.080	1111.080
16	1104.220	6.325	51.845	1162.390	1162.390
18	1168.700	4.522	46.100	1219.320	1219.320
20	1236.470	3.277	41.496	1281.240	1281.240

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO:ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO VERDECHICO 1639.7 MW  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	518.874	69.264	180.789	768.927	768.927
4	561.111	46.021	123.593	730.725	730.725
6	606.315	30.361	90.682	727.858	727.858
8	654.660	20.922	70.383	745.965	745.965
10	706.329	14.364	57.043	777.736	777.736
12	761.511	9.998	47.778	819.287	819.287
14	820.404	7.061	41.036	868.501	868.501
16	883.215	5.059	35.936	924.211	924.211
18	950.163	3.676	31.955	985.794	985.794
20	1021.470	2.707	28.763	1052.940	1052.940

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO:ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO GUALAQUIZA 1080.5 MW  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	572.255	76.390	205.740	854.386	854.386
4	599.825	49.196	140.651	789.671	789.671
6	628.336	31.982	103.198	763.516	763.516
8	657.810	21.023	80.097	758.929	758.929
10	688.263	13.996	64.915	767.175	767.175
12	719.714	9.449	54.372	783.536	783.536
14	752.183	6.473	46.700	805.356	805.356
16	785.689	4.500	40.896	831.085	831.085
18	820.250	3.174	36.365	859.789	859.789
20	855.886	2.268	32.733	890.888	890.888

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO: ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO SAN MIGUEL 2170 MW  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	1515.950	202.364	523.731	2242.050	2242.050
4	1653.710	135.633	358.040	2147.390	2147.390
6	1802.980	91.769	262.700	2157.450	2157.450
8	1954.570	62.785	203.893	2231.250	2231.250
10	2139.390	43.506	165.248	2348.140	2348.140
12	2328.360	30.570	139.409	2497.340	2497.340
14	2532.490	21.795	118.879	2673.160	2673.160
16	2752.820	15.768	104.105	2872.690	2872.690
18	2990.470	11.570	92.570	3094.610	3094.610
20	3246.600	8.605	83.325	3339.530	3339.530

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO: ANNO 2045



COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO SAN ANTONIO 3486 MW 169  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	2142.720	286.031	761.074	3189.820	3189.820
4	2273.920	186.500	520.295	2980.710	2980.710
6	2412.230	122.779	381.750	2916.760	2916.760
8	2557.970	81.750	296.293	2936.010	2935.010
10	2711.480	55.140	240.135	3006.760	3006.760
12	2873.100	37.722	201.134	3111.960	3111.960
14	3043.190	26.191	172.752	3242.130	3242.130
16	3222.110	18.456	151.283	3391.850	3391.850
18	3410.250	13.194	134.520	3557.970	3557.970
20	3607.990	9.562	121.086	3738.640	3738.640

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO:ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO NANGARITZA 497.4 MW  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	547.867	73.135	194.598	815.599	815.599
4	581.413	47.686	133.033	762.132	762.132
6	616.778	31.393	97.609	745.780	745.780
8	654.043	20.902	75.759	750.704	750.704
10	693.294	14.099	61.400	768.792	768.792
12	734.619	9.645	51.427	795.692	795.692
14	778.109	6.697	44.171	828.976	828.976
16	823.858	4.719	38.681	867.258	867.258
18	871.963	3.374	34.395	909.732	909.732
20	922.524	2.445	30.960	955.929	955.929

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO:FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO:ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO SOPLADORA 724.9 MW 170  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	522.865	69.797	187.983	780.646	780.646
4	548.056	44.950	128.512	721.517	721.517
6	574.107	29.221	94.291	697.619	697.619
8	601.036	19.208	73.134	693.428	693.428
10	628.861	12.788	59.313	700.962	700.962
12	657.598	8.634	49.680	715.911	715.911
14	687.265	5.915	42.669	735.849	735.849
16	717.878	4.112	37.367	759.357	759.357
18	749.457	2.900	33.226	785.583	785.583
20	782.017	2.073	29.908	813.998	813.998

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO: ANNO 2045

COSTO ACTUALIZADO DEL PROYECTO CARDENILLO 1850.9 MW  
 \*\*\*\*\*

(VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACTUA. (%)	CENTRAL HIDROELECTRICA				COSTO TOTAL
	INVER SION.	REPOS. INTERM.	GASTOS OPERAC.	TOTAL CENTR.	
2	994.285	132.727	353.161	1480.170	1480.170
4	1055.160	86.541	241.432	1383.140	1383.140
6	1119.350	56.973	177.143	1353.460	1353.460
8	1186.970	37.934	137.489	1362.400	1362.400
10	1258.210	25.587	111.430	1395.230	1395.230
12	1333.210	17.504	93.332	1444.040	1444.040
14	1412.130	12.153	80.162	1504.450	1504.450
16	1495.160	8.564	70.200	1573.920	1573.920
18	1582.460	6.123	62.421	1651.010	1651.010
20	1674.220	4.437	56.187	1734.840	1734.840

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 DEL ANNO 1995  
 HORIZONTE DE ESTUDIO: ANNO 2045

4.5.2. Beneficios de los Proyectos Hidroeléctricos

Los beneficios de los proyectos hidroeléctricos analizados, se calculan valorizando su producción de potencia y energía mediante un patrón de precios de referencia. → Pasar a país 44

tiene el país 46 →

De acuerdo al criterio expuesto en la sección 1.1.3., se ha seleccionado como patrón de precios aquel establecido por la sustitución del proyecto hidroeléctrico por un sistema termoeléctrico óptimo.

Los beneficios anuales así obtenidos para cada proyecto, son considerados constantes durante el período de vida útil de las centrales. Se asume que toda la energía primaria (100 %) es posible colocar en el mercado del país, mientras que la energía secundaria es considerada como un factor de colocabilidad en el mercado del 50 %, basándose en las posibles condiciones futuras del SNI.

La serie constante de beneficios anuales es actualizada a la fecha de entrada en operación de cada proyecto y para tasas de actualización

del 2 % al 20 %, al igual que los costos.

#### 1. Producción de Potencia y Energía de los Proyectos Hidroeléctricos:

De acuerdo a la metodología indicada en la - sección 1.1.2, los parámetros de producción de cada proyecto hidroeléctrico, han sido obtenidos a partir de un modelo de regulación de embalses. Los valores de energía primaria han sido calculados con una seguridad hidrológica de 100% por la necesidad de una alta confianza en el abastecimiento de energía del SNI. Estos - valores de energía, así como los de energía media han sido calculados para cada aprovechamiento.

La potencia garantizada de los aprovechamientos ha sido calculada tomando en cuenta la altura más frecuente de los embalses, la - cual está determinada por el modelo de regulación y por la altura mínima de operación.

En la tabla 4.14., se detallan los parámetros de producción: potencia garantizada, - energía primaria, energía secundaria y energía me

TABLA 4.14.

PRODUCCION PADRONIZADA DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS CONSIDERADOS PARA CONFORMAR EL EQUIPAMIENTO DEL SNI PERIODO 1993-2000

PROYECTO	POTENCIA (MW)		ENERGIA (G.W.H / AÑO)		MADIA
	INSTALADA	GARANTIZADA	PRIMARIA	SECUNDARIA	
BOBONES	357.1	351.5	1283.0	171.4	1454.4
PALMAREAL	257.2	254.6	1071.6	164.2	1235.6
VILLACORA	317.5	268.3	979.4	379.7	1359.1
TOAGRA	198.0	170.3	621.7	250.9	872.6
GRANBO	543.0	307.6	1122.8	770.6	1893.4
SAN FRANCISCO	250.4	247.9	1144.6	91.4	1236.0
TOPO-A	476.0	325.8	1169.3	659.9	1849.2
PARCADEL	212.3	208.9	869.1	142.9	1012.0
SALADO	537.8	513.4	1887.6	569.6	2457.2
VALD-COCCO-SINCLAIR	4757.0	2917.5	10648.8	5390.2	16039.0
COCA	301.6	298.6	1281.2	184.6	1465.8
VALLEVICOSO	292.6	289.7	1480.2	-	1480.2
GEDROYACO	1054.4	418.4	1526.2	845.0	2371.2
VERDECHICO	1639.7	891.0	3252.0	1902.4	5154.4
GUALAQUIZA	1080.5	656.1	2394.7	1353.8	3748.5
SAN MIGUEL	2170.0	1852.5	6761.4	2630.7	9392.1
SAN ANTONIO	3486.0	1310.1	4781.7	2861.5	7643.2
MANGARITZA	497.4	464.2	1694.5	123.9	1818.4
SUPLADORA	784.9	587.3	2144.5	975.1	3119.6
CARDEÑILLO	1650.9	850.4	3104.1	1712.3	4816.4

dia, obtenidos para los valores de potencia instalada óptima de cada proyecto considerado en el estudio.

## 2. Costos del Sistema Termoeléctrico equivalente:

Manteniendo las características del mercado futuro que deberá ser atendido, de no implantarse <sup>los</sup> ~~los~~ proyectos <sup>hidroeléctricos</sup> necesarios para abastecer <sup>la</sup> ~~tal~~ demanda, éstos deberán ser ~~sustituídos~~ <sup>re</sup> por otro tipo de generación alternativo. Habiéndose considerado que la sustitución puede corresponder a la generación de un parque termoeléctrico equivalente (PTE).

*de máxima capacidad*

El parque termoeléctrico equivalente está conformado por grupos de energía nuclear, vapor-petróleo y gas, lo que representa una alternativa técnica y económicamente factible a largo plazo.

El sistema de precios basados en el PTE permite valorizar la potencia garantizada, energía primaria y secundaria del ~~el~~ proyecto hidroeléctrico para distintas tasas de actualización, y diferentes criterios de evaluación

*se pasa a pág. 18.*

(privado y público).

Mediante un algoritmo de programación dinámica discreta ha sido determinada la configuración óptima (costo mínimo) de centrales térmicas para atender diferentes zonas de una curva de carga típica.

Los costos obtenidos del PTE optimizado pueden ser expresados a través de un sistema tarifario trinomial para cada una de las tasas de actualización consideradas.

En la tabla 4.15., se presentan las tarifas de sustitución basadas en el PTE, mencionado.

Los valores que constan en el cuadro han sido calculados con criterio de precios de mercado.

A continuación se presentan los resultados

TABLA 4.15.  
TARIFAS DADAS POR EL PARQUE TERMICO EQUIVALENTE (CRITERIO:PRECIOS DE MERCADO)

TASA DE ACTUALIZACION (%)	TARIFA DE		TARIFA DE		ENERGIA SECUNDARIA (US\$/ MWh )
	POTENCIA (US\$/KW/AÑO)	PRIMARIA (US\$/MWh)	DE	DE	
6	155.59	37.32 /			18.36
8	150.80	50.31			22.69
10	146.03	63.70			27.15
12	152.38	67.16			28.31
14	159.11	70.94			29.57
16	165.54	75.20			30.99
18	172.19	79.82			32.53
20	179.07	84.86			34.21

Nota: Nivel de Precios Junio de 1.982.-  
Ref. Plan Maestro de Electrificación.-



obtenidos del cómputo de los beneficios netos actualizados, para cada uno de los proyectos hidroeléctricos que participan en la evaluación.

II. GASTOS MODIFICADOS DEL PROYECTO MODIFICADO

PI (%)	=	357.100
PS (%)	=	351.000
PP (GVA)	=	1752.700
PS (GVA)	=	171.400
PO (%)	=	41.200
POF (%)	=	41.200

III. GASTO FIJO NETO MODIFICADO DEL PROYECTO  
 (MILES DE DÓLARES)

TASA DE ACT. (%)	COSTOS FIJOS	INVERSIÓN PRODUCTIVA	INVERSIÓN NO PRODUCTIVA	INVERSIÓN TOTAL	INVERSIÓN NETA
2	81.3403	3275.15	97.72	3372.87	3434.02
4	503.67	2203.46	67.70	2271.16	146.19
6	793.98	1616.72	47.70	1664.62	187.34
8	512.04	1431.09	47.70	1478.79	173.02
10	877.71	1319.23	47.14	1364.87	173.02
12	877.04	1170.37	47.70	1224.71	322.17
14	923.09	1046.10	36.13	1059.22	161.18
16	974.92	923.17	36.13	1010.25	26.22
17	1032.42	784.36	30.67	863.03	-91.25
20	1875.15	359.00	27.71	902.86	-201.84

NOTAS:  
 FECHA DE ACTUALIZACIÓN: FINAL DEL SEMESTRE EN CURSO AÑO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL DEL SEMESTRE EN CURSO AÑO 1995  
 HORIZONTE DEL ESTUDIO: AÑO 2005

IV. PROYECTO NETO MODIFICADO  
 PROYECTO MODIFICADO: MODIFICADO

El monto de los gastos modificados del proyecto se detallan en el Anexo 1.

V. CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO MODIFICADO

PI (%)	=	257.500
PS (%)	=	254.500
PP (GVA)	=	1071.500
PS (GVA)	=	104.200
PO (%)	=	54.712
POF (%)	=	47.712

VI. GASTO FIJO NETO MODIFICADO DEL PROYECTO  
 (MILES DE DÓLARES)

TASA DE ACT. (%)	COSTOS FIJOS	INVERSIÓN PRODUCTIVA	INVERSIÓN NO PRODUCTIVA	INVERSIÓN TOTAL	INVERSIÓN NETA
2	756.24	2371.49	67.72	2439.21	172.34
4	706.34	1710.10	67.70	1774.04	172.34
6	573.07	1294.73	47.70	1342.73	172.34
8	573.27	1129.27	47.70	1176.97	172.34
10	673.41	1033.42	47.70	1121.11	172.34
12	706.34	919.34	36.13	955.47	172.34
14	706.34	71.10	36.13	742.47	172.34
17	749.08	71.10	36.13	786.21	172.34
18	777.33	71.10	36.13	814.53	172.34
20	823.13	67.09	36.13	860.35	172.34

NOTAS:  
 FECHA DE ACTUALIZACIÓN: FINAL DEL SEMESTRE EN CURSO AÑO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL DEL SEMESTRE EN CURSO AÑO 1995  
 HORIZONTE DEL ESTUDIO: AÑO 2005

A. CANCELACIONES DE CONTRATOS DE SERVICIO

PI (1.0)	=	312.700
PG (2.0)	=	204.500
PI (6.0)	=	473.500
PI (6.1)	=	473.700
PI ( )	=	47.433
PI ( )	=	41.593

B. BENEFICIO DE ACTUALIZACION DE DEPRECIOS

(MILLONES DE DOLARES)

DEPRECIOS	COSTOS	BENEF.	BENEF.	BENEF.	BENEF.
ACT.	DEPRECIOS	ACTUALIZACION	ACTUALIZACION	TOTAL	ACTUALIZACION
(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)
2	1150.20	2400.36	214.50	2679.40	1511.20
4	1071.25	1671.97	149.70	1851.70	749.57
6	1040.41	1234.09	104.40	1343.97	220.00
8	1044.71	1077.75	104.40	1203.10	150.44
10	1055.59	1077.00	101.21	1159.70	51.34
12	1054.05	850.75	89.07	978.70	-100.07
14	1110.00	520.00	87.00	607.00	-507.00
16	1177.40	737.47	73.50	810.97	-366.43
18	1271.25	620.71	64.00	709.40	-561.85
20	1242.57	650.71	54.94	727.40	-515.17

NOTAS:  
 FORMA DE ACTUALIZACION: FINAL DEL PERIODO DE OPERACION 1990  
 FORMA DE CUENTAS EN SERVICIO: FINAL DEL PERIODO DE OPERACION 1990  
 MONEDA DE LOS ESTADOS UNIDOS 1990

BENEFICIO DE ACTUALIZACION  
 BENEFICIO DE ACTUALIZACION  
 BENEFICIO DE ACTUALIZACION

A. CANCELACIONES DE CONTRATOS DE SERVICIO

PI (1.0)	=	134.000
PG (2.0)	=	170.000
PI (6.0)	=	241.000
PI (6.1)	=	250.000
PI ( )	=	50.075
PI ( )	=	-1.545

B. BENEFICIO DE ACTUALIZACION DE DEPRECIOS

(MILLONES DE DOLARES)

DEPRECIOS	COSTOS	BENEF.	BENEF.	BENEF.	BENEF.
ACT.	DEPRECIOS	ACTUALIZACION	ACTUALIZACION	TOTAL	ACTUALIZACION
(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)
2	370.01	1071.70	164.70	1706.47	720.40
4	971.43	1077.64	27.00	1155.07	244.10
6	410.28	770.35	72.51	853.14	-44.83
8	410.05	670.11	64.04	738.20	-151.00
10	379.33	530.20	57.54	707.07	-320.07
12	370.29	577.24	57.00	684.53	-311.00
14	1011.44	327.14	33.92	502.50	-401.00
16	1080.00	400.10	42.57	522.67	-431.97
18	1130.76	320.44	43.33	484.53	-546.73
20	1170.29	410.29	42.31	592.89	-700.10

NOTAS:  
 FORMA DE ACTUALIZACION: FINAL DEL PERIODO DE OPERACION 1990  
 FORMA DE CUENTAS EN SERVICIO: FINAL DEL PERIODO DE OPERACION 1990  
 MONEDA DE LOS ESTADOS UNIDOS 1990

4. CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO ALTERNATIVO (1)

PI (%)	=	343,000
PO (%)	=	307,500
PP (GMD)	=	1129,800
PS (GMD)	=	770,100
PU (C)	=	59,770
PUP (%)	=	61,540

5. BENEFICIO SIN ACTUALIZACIÓN DEL PROYECTO

(MILLONES DE DÓLARES)

TIEMPO DE ACT. (A)	COSTOS PRDY. MILLON.	VENTA PRODUC. MILLON.	VENTA EXTRINJA MILLON.	VENTA TOTAL PRDY. MILLON.	VENTA N.ET. MILLON.
2	512.74	2520.04	44.59	5295.24	2572.51
4	572.57	1971.29	763.23	2807.25	1834.65
6	571.24	1414.82	223.00	1997.82	1577.54
8	573.94	1255.51	213.90	1472.41	905.43
10	577.57	1154.49	207.44	1391.93	731.36
12	577.72	1010.47	181.17	1192.64	542.92
14	581.75	817.21	157.55	1072.74	450.99
16	581.54	645.46	149.17	944.73	345.19
18	583.45	721.95	139.25	891.15	247.73
20	715.15	751.73	151.55	803.28	150.13

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACIÓN: FINAL SEMESTRE 2 OFE AÑO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 OFE AÑO 1995  
 HORIZONTE DEL ESTUDIO: AÑO 2045

CON BENEFICIO SIN ACTUALIZACIÓN  
 PROYECTO SIN ACTUALIZACIÓN: 17% FINANCIADO  
 FINANCIADO POR EL GOBIERNO: 10% FINANCIADO POR EL SECTOR PRIVADO: 7%

4. CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO ALTERNATIVO (2)

PI (%)	=	250,400
PO (%)	=	247,300
PP (GMD)	=	1144,500
PS (GMD)	=	791,400
PU (C)	=	56,310
PUP (%)	=	52,572

5. BENEFICIO SIN ACTUALIZACIÓN DEL PROYECTO

(MILLONES DE DÓLARES)

TIEMPO DE ACT. (A)	COSTOS PRDY. MILLON.	VENTA PRODUC. MILLON.	VENTA EXTRINJA MILLON.	VENTA TOTAL PRDY. MILLON.	VENTA N.ET. MILLON.
2	542.09	2534.34	57.73	2649.17	2594.24
4	510.54	1736.23	37.65	1779.25	1271.74
6	513.04	1241.24	25.85	1377.59	974.65
8	511.04	1151.79	25.77	1177.19	872.12
10	517.44	1041.62	24.50	1107.48	871.69
12	522.99	872.57	21.39	973.77	721.54
14	577.51	750.49	17.50	875.77	621.61
16	577.53	725.77	17.59	811.55	524.27
18	541.53	754.57	15.81	791.75	110.15
20	575.71	727.53	15.53	713.17	100.46

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACIÓN: FINAL SEMESTRE 2 OFE AÑO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 OFE AÑO 1995  
 HORIZONTE DEL ESTUDIO: AÑO 2045

.....  
 .. DETAIL WITH TOTALS WITH FIVE YEARLY AVERAGE ..  
 .. (UNITED STATES DOLLARS) ..

A (1954) = 47,400  
 B (1954) = 40,000  
 C (1954) = 11,700  
 D (1954) = 13,100  
 E (1954) = 10,000  
 F (1954) = 11,000

.....  
 .. SUMMARY WITH TOTALS WITH FIVE YEARLY AVERAGE ..  
 .. (UNITED STATES DOLLARS) ..

Year	1954	1955	1956	1957	1958
1	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
2	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
3	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
4	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
5	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
6	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
7	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
8	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
9	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
10	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
11	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
12	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
13	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
14	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
15	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
16	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
17	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
18	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
19	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
20	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000

TOTALS:  
 1954 = 47,400  
 1955 = 40,000  
 1956 = 11,700  
 1957 = 13,100  
 1958 = 10,000

.....  
 .. SUMMARY WITH TOTALS WITH FIVE YEARLY AVERAGE ..  
 .. (UNITED STATES DOLLARS) ..

A (1954) = 47,400  
 B (1954) = 40,000  
 C (1954) = 11,700  
 D (1954) = 13,100  
 E (1954) = 10,000  
 F (1954) = 11,000

.....  
 .. SUMMARY WITH TOTALS WITH FIVE YEARLY AVERAGE ..  
 .. (UNITED STATES DOLLARS) ..

Year	1954	1955	1956	1957	1958
1	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
2	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
3	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
4	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
5	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
6	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
7	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
8	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
9	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
10	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
11	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
12	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
13	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
14	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
15	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
16	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
17	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
18	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
19	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000
20	47,400	40,000	11,700	13,100	10,000

TOTALS:  
 1954 = 47,400  
 1955 = 40,000  
 1956 = 11,700  
 1957 = 13,100  
 1958 = 10,000



4. CARACTERISTICAS DEL PRODUCTO BIEN IDENTIFICADO

P1 (M.)	=	211.5000
P2 (M.)	=	218.0000
PP (G.M.)	=	12.11.2000
PS (G.M.)	=	1.14.8000
FU (%)	=	65.4424
FUF (%)	=	45.5470

5. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO DEL PRODUCTO

(MILLONES DE DOLARES)

PERIODO ACT. (a)	COSTOS PARTY. MILLONES	BENEF. PROYECTO MILLONES	BENEF. RESERVA MILLONES	BENEF. TOTAL PARTY.	BENEF. NETO ACTIVO
2	403.23	2952.41	135.50	3087.91	7405.63
4	375.80	2021.20	72.91	2098.01	1721.21
5	385.71	1435.93	53.42	1509.75	1175.34
6	371.15	1335.40	51.24	1380.14	1017.45
10	390.09	1241.50	49.59	1291.20	811.11
12	393.39	1072.42	43.40	1125.82	742.43
14	409.58	977.15	39.93	1037.25	615.24
15	425.77	815.55	35.73	851.28	517.52
18	449.77	555.87	33.35	589.22	437.15
20	472.01	310.63	31.57	347.45	275.26

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL SEMESTRE 2 DEL AÑO 1990  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 DEL AÑO 1990  
 HORIZONTE DEL ESTUDIO: AÑO 2045

BENEFICIO NETO ACTUALIZADO  
 PROYECTO DE FABRICA DE ALUMINUMO EN LA ZONA INDUSTRIAL DE LA CIUDAD DE LA PAZ

4. CARACTERISTICAS DEL PRODUCTO BIEN IDENTIFICADO

P1 (M.)	=	292.0000
P2 (M.)	=	299.7000
PP (G.M.)	=	14.30.2000
PS (G.M.)	=	1.0000
FU (%)	=	57.7291
FUF (%)	=	50.2583

5. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO DEL PRODUCTO

(MILLONES DE DOLARES)

PERIODO ACT. (a)	COSTOS PARTY. MILLONES	BENEF. PROYECTO MILLONES	BENEF. RESERVA MILLONES	BENEF. TOTAL PARTY.	BENEF. NETO ACTIVO
2	705.82	3155.27	.00	3155.27	7445.95
4	659.01	2185.00	.00	2185.00	1435.94
5	644.74	1541.16	.00	1541.16	735.43
6	643.61	1345.45	.00	1345.45	725.54
10	664.20	1054.50	.00	1054.50	600.17
12	637.14	1132.15	.00	1132.15	501.51
14	715.83	1077.74	.00	1077.74	461.72
15	745.14	994.33	.00	994.33	411.59
18	744.24	635.27	.00	635.27	190.24
20	805.55	377.33	.00	377.33	135.79

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL SEMESTRE 2 DEL AÑO 1990  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 DEL AÑO 1990  
 HORIZONTE DEL ESTUDIO: AÑO 2045

.....  
 21 (100) = 14,000.00  
 22 (100) = 14,000.00  
 23 (100) = 14,000.00  
 24 (100) = 14,000.00  
 25 (100) = 14,000.00  
 26 (100) = 14,000.00

.....  
 (11,000.00 - 11,000.00)

Year	1954	1955	1956	1957	1958
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
2	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
3	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
4	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
5	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
6	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
7	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
8	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
9	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
10	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
11	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
12	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00

NOTES:  
 1. 1954 - Actual  
 2. 1955 - Actual  
 3. 1956 - Actual  
 4. 1957 - Actual  
 5. 1958 - Actual

.....  
 21 (100) = 14,000.00  
 22 (100) = 14,000.00  
 23 (100) = 14,000.00  
 24 (100) = 14,000.00  
 25 (100) = 14,000.00  
 26 (100) = 14,000.00

.....  
 (11,000.00 - 11,000.00)

Year	1954	1955	1956	1957	1958
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
2	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
3	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
4	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
5	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
6	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
7	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
8	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
9	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
10	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
11	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
12	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00

NOTES:  
 1. 1954 - Actual  
 2. 1955 - Actual  
 3. 1956 - Actual  
 4. 1957 - Actual  
 5. 1958 - Actual



A. CARACTERISTICAS DEL PRODUCTO BIEN PRODUCTIVO

-----

P1 (%) =	1000,0000
P2 (%) =	675,4000
P3 (%) =	2394,7000
P4 (%) =	1000,0000
P5 (%) =	39,5759
P6 (%) =	41,6370

B. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO DEL PRODUCTO

(MILES DE DOLARES)

-----

TASA DE ACT.	COSTOS PREY. (MILES)	BENEF. PREY. (MILES)	BENEF. POSTY. (MILES)	BENEF. TOTAL PREY.	BENEF. NETO ACTUAL.
2	514,39	5015,13	751,00	6277,19	5942,80
4	719,67	4110,62	533,90	4844,75	3457,11
6	793,52	3017,65	391,77	3410,95	2110,91
8	755,93	2034,34	375,73	2710,04	1501,07
10	757,15	1482,37	364,43	2425,10	1150,97
12	753,54	2155,38	313,20	2468,15	1701,59
14	683,35	1950,29	285,53	2241,17	1430,47
15	581,07	1873,28	273,50	2055,30	1334,32
16	659,79	1679,17	244,50	1933,72	1073,97
20	690,69	1503,33	231,54	1734,56	741,59

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL DEL MES DE JULIO DEL AÑO 1995.  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL DEL MES DE JUNIO DEL AÑO 1995.  
 HORIZONTE DEL ESTUDIO: AÑOS 2045

A. CARACTERISTICAS DEL PRODUCTO BIEN PRODUCTIVO

-----

P1 (%) =	2170,0000
P2 (%) =	1692,3000
P3 (%) =	5751,4000
P4 (%) =	2630,7000
P5 (%) =	49,3744
P6 (%) =	41,6368

B. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO DEL PRODUCTO

(MILES DE DOLARES)

-----

TASA DE ACT.	COSTOS PREY. (MILES)	BENEF. PREY. (MILES)	BENEF. POSTY. (MILES)	BENEF. TOTAL PREY.	BENEF. NETO ACTUAL.
2	2442,05	15950,50	1517,70	19920,25	15950,20
4	2157,39	11512,20	1037,35	14607,10	10507,70
6	2157,45	7070,32	751,39	9211,16	7134,17
8	2231,25	7575,38	737,22	8307,15	6077,90
10	2042,14	5952,40	701,10	7655,64	5312,49
12	2457,34	5115,35	513,40	6753,77	4135,42
14	1675,10	5075,37	484,35	5974,91	3735,21
15	2071,39	3071,35	303,20	3745,94	2777,33
16	2024,61	4733,21	473,30	5244,12	3150,41
20	3335,33	6527,30	449,43	7314,06	4110,40

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL DEL MES DE JULIO DEL AÑO 1995.  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL DEL MES DE JUNIO DEL AÑO 1995.  
 HORIZONTE DEL ESTUDIO: AÑOS 2045

4. CARACTERISTICAS DEL PROYECTO MICROELECTRICO

PI (MW)	=	7487.0000
PG (MW)	=	1510.1000
Pr (S/M)	=	5751.7000
Pg (S/M)	=	2201.5000
FC (%)	=	25.0119
FOF (%)	=	41.6397

5. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO DEL PROYECTO

(MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACT. (%)	COSTOS PRYCTO (MILL. DOL.)	BENEF. PRYCTO (MILL. DOL.)	BENEF. SECUNDO (MILL. DOL.)	BENEF. TOTAL PRYCTO (MILL. DOL.)	BENEF. NETO ACTUAL. (MILL. DOL.)
2	3177.52	12013.00	1407.91	13563.90	10474.10
4	2950.71	12122.95	1127.51	13250.46	10299.37
6	2910.75	10280.03	1274.05	11554.08	8643.95
8	2430.01	8389.08	774.29	9163.37	6733.14
10	2070.71	4910.24	777.28	5687.52	3616.81
12	2111.90	4574.75	577.74	5152.49	3040.59
14	2222.13	2900.00	577.55	4500.52	2278.39
16	3571.35	3000.71	557.91	4158.61	687.26
18	3577.97	3372.32	517.01	3989.33	311.36
20	3730.04	3201.00	459.41	3660.41	-69.63

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL DEL SEMESTRE 2 DEL AÑO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL DEL SEMESTRE 2 DEL AÑO 1995  
 APLICACION DEL FACTOR DE INTERES: 10%

PROYECTO DE ACTUALIZACION DEL PROYECTO MICROELECTRICO: BARRA #1174  
 ANEXO 1: RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE ECONOMIA DE COSTOS Y BENEFICIOS DEL PROYECTO

4. CARACTERISTICAS DEL PROYECTO MICROELECTRICO

PI (MW)	=	497.4000
PG (MW)	=	424.2000
Pr (S/M)	=	1024.5000
Pg (S/M)	=	103.9000
FC (%)	=	41.7044
FOF (%)	=	41.6423

5. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO DEL PROYECTO

(MILLONES DE DOLARES)

TASA DE ACT. (%)	COSTOS PRYCTO (MILL. DOL.)	BENEF. PRYCTO (MILL. DOL.)	BENEF. SECUNDO (MILL. DOL.)	BENEF. TOTAL PRYCTO (MILL. DOL.)	BENEF. NETO ACTUAL. (MILL. DOL.)
2	810.00	4250.75	71.40	4322.15	3512.15
4	750.13	2910.00	45.57	2955.57	2105.74
6	730.72	2135.15	37.55	2172.70	1420.23
8	750.72	1029.27	31.39	1060.66	111.94
10	750.72	1750.00	33.35	1783.35	1026.63
12	730.02	1030.42	28.15	1058.57	328.55
14	870.27	1370.21	20.13	1390.34	519.07
16	870.27	1270.92	20.95	1291.87	421.60
18	900.73	1120.17	20.39	1140.56	249.83
20	900.52	1134.47	21.10	1155.57	255.05

NOTAS:

FECHA DE ACTUALIZACION: FINAL DEL SEMESTRE 2 DEL AÑO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL DEL SEMESTRE 2 DEL AÑO 1995  
 APLICACION DEL FACTOR DE INTERES: 10%

A. CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO HIROELECTRICO

PI (M\$) = 714.9700  
 PS (M\$) = 577.5000  
 TP (S.H) = 2144.5000  
 ES (S.H) = 975.1700  
 PU (%) = 45.3402  
 FUF (%) = 41.5544

B. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO DEL PROYECTO (MILLONES DE DOLARES)

TASAS DE INT.	COSTOS PROY. (M\$)	BENEF. PRODUCTO (M\$)	BENEF. TRIBUTARIA (M\$)	BENEF. TOTAL PROY. (M\$)	BENEF. NETO ACTIVO (M\$)
2	715.55	5086.54	167.57	5261.68	5155.67
4	721.52	2825.29	334.59	4059.87	3345.58
6	697.52	2701.75	252.16	2954.91	2245.58
8	695.43	2405.53	270.77	2676.30	1985.56
10	705.95	2204.74	207.45	2412.19	1755.25
12	715.91	1939.25	229.25	2169.50	1485.55
14	735.55	1751.51	205.50	1957.01	1221.42
16	755.55	1514.55	185.75	1700.30	1043.52
18	775.55	1312.49	175.16	1487.65	975.55
20	814.50	1435.59	155.77	1591.36	775.57

NOTAS:  
 FECHA DE ACTUALIZACIÓN: FINAL SEMESTRE 2 DEL AÑO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 DEL AÑO 1995  
 HORIZONTE DEL ESTUDIO: AÑO 2045

BENEFICIO NETO ACTUALIZADO DEL PROYECTO HIROELECTRICO (MILLONES DE DOLARES)

PROYECTO HIROELECTRICO: CARRANILLO

A. CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO HIROELECTRICO

PI (M\$) = 1650.9000  
 PS (M\$) = 550.4000  
 TP (S.H) = 3104.1000  
 ES (S.H) = 1712.3000  
 PU (%) = 29.6951  
 FUF (%) = 41.6450

B. BENEFICIO NETO ACTUALIZADO DEL PROYECTO (MILLONES DE DOLARES)

TASAS DE INT.	COSTOS PROY. (M\$)	BENEF. PRODUCTO (M\$)	BENEF. TRIBUTARIA (M\$)	BENEF. TOTAL PROY. (M\$)	BENEF. NETO ACTIVO (M\$)
2	1483.17	7773.64	257.79	8088.56	7501.71
4	1383.14	5331.60	675.35	6086.05	4973.21
6	1355.45	3911.44	495.52	4402.96	3655.57
8	1365.45	3475.50	475.30	3950.80	2991.19
10	1395.23	3121.73	457.95	3674.68	2587.53
12	1464.54	2507.55	401.85	2910.40	1755.92
14	1515.45	2335.77	311.15	2646.92	1521.44
16	1575.92	2377.37	311.45	2699.87	1526.51
18	1651.51	2155.66	305.37	2462.03	1447.55
20	1734.54	2075.13	292.75	2371.13	1375.25

NOTAS:  
 FECHA DE ACTUALIZACIÓN: FINAL SEMESTRE 2 DEL AÑO 1995  
 FECHA DE ENTRADA EN SERVICIO: FINAL SEMESTRE 2 DEL AÑO 1995  
 HORIZONTE DEL ESTUDIO: AÑO 2045

#### 4.5.3. Resultados de la Evaluación Individual

Los valores de Beneficio Neto Actualizado, obtenidos para cada proyecto incluido en la evaluación individual, mediante el cálculo de la sección anterior, y que han sido mostrados en las páginas que anteceden, están graficados en las figuras 4.12 a 4.31 como función de la tasa de actualización.

La Tasa Interna de Retorno está definida como el valor de la tasa de actualización, para el cual los costos y beneficios actualizados tienen igual valor; ésto es, el beneficio neto actualizado es cero. De acuerdo a ésto, se determina, a partir de las figuras mencionadas, la TIR correspondiente a cada proyecto hidroeléctrico evaluado, cuyos valores aparecen en la tabla 4.16.



De los resultados de las secciones 4.5.1 y 4.5.2., Costos y Beneficios Netos Actualizados, se calcula la relación Beneficio Neto Actualizado/Costo Actualizado para cada proyec

FIGURA Nº 4.12  
 RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DE PROYECTO (MINAS)

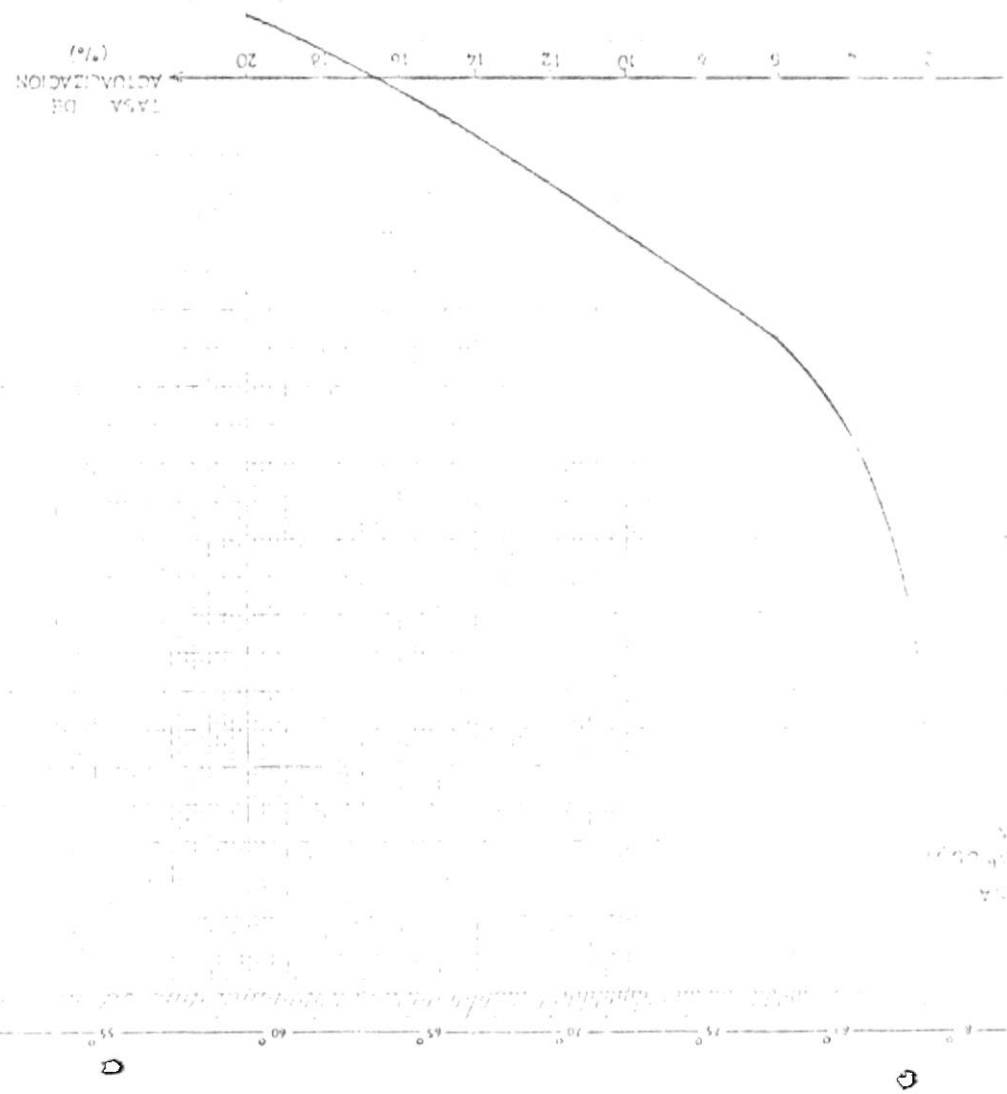
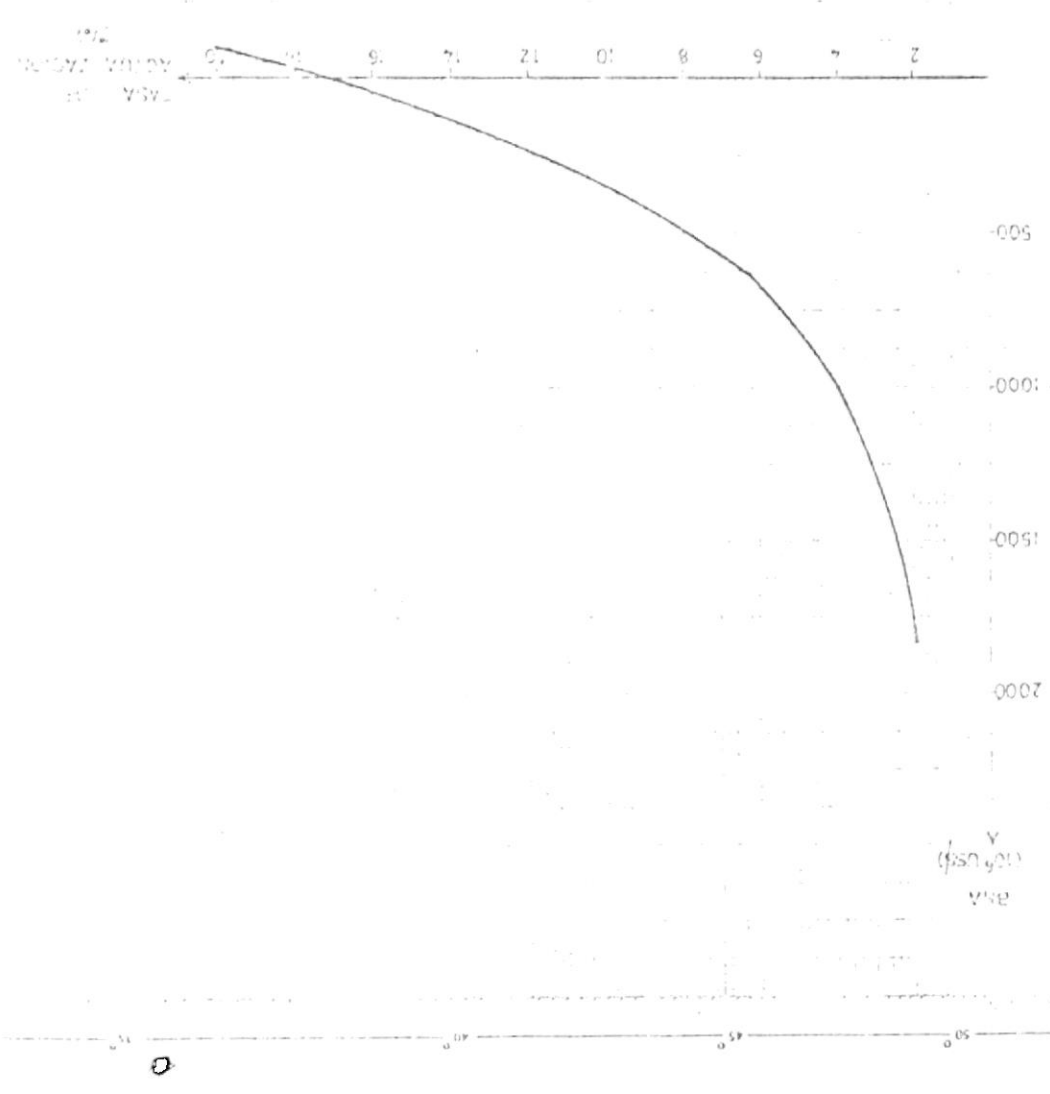


FIGURA Nº 4.13  
 RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DE PROYECTO (MINAS)



85° 80° 75° 70° 65° 60° 55° 50° 45° 40° 35°

BNA  
(10 US\$)

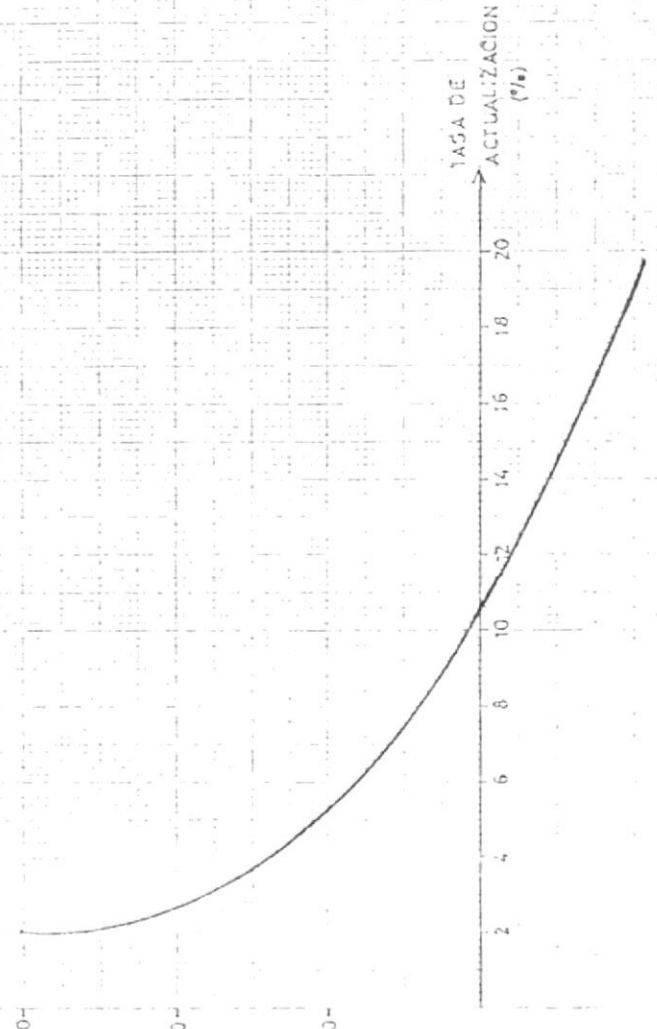


FIGURA N° 4.14.  
BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO VILLADORA

BNA  
(10 US\$)

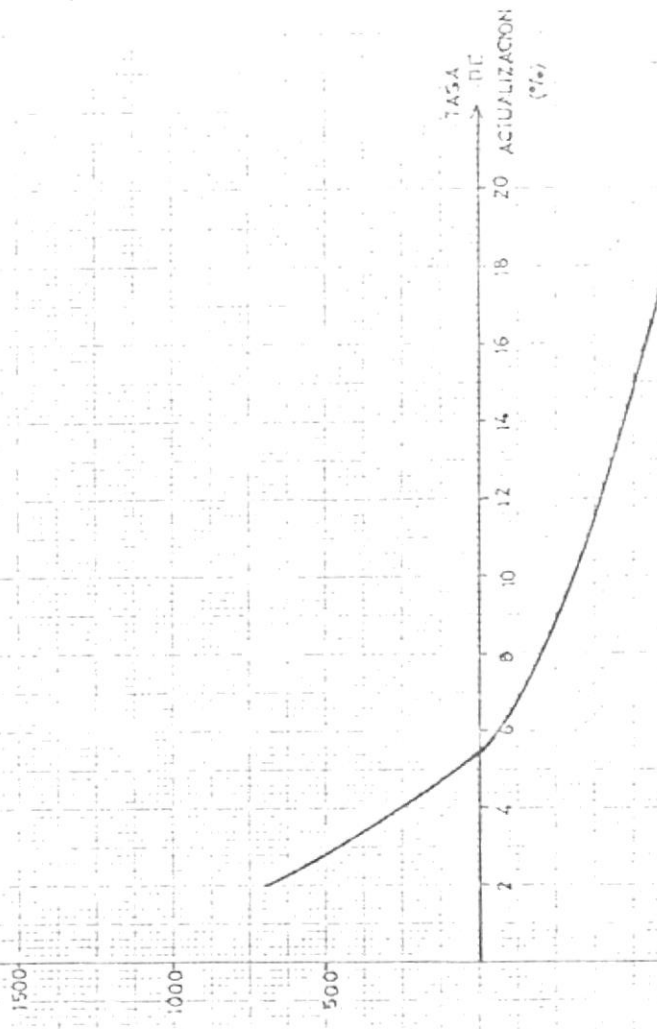


FIGURA N° 4.15.  
BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO TOACHI

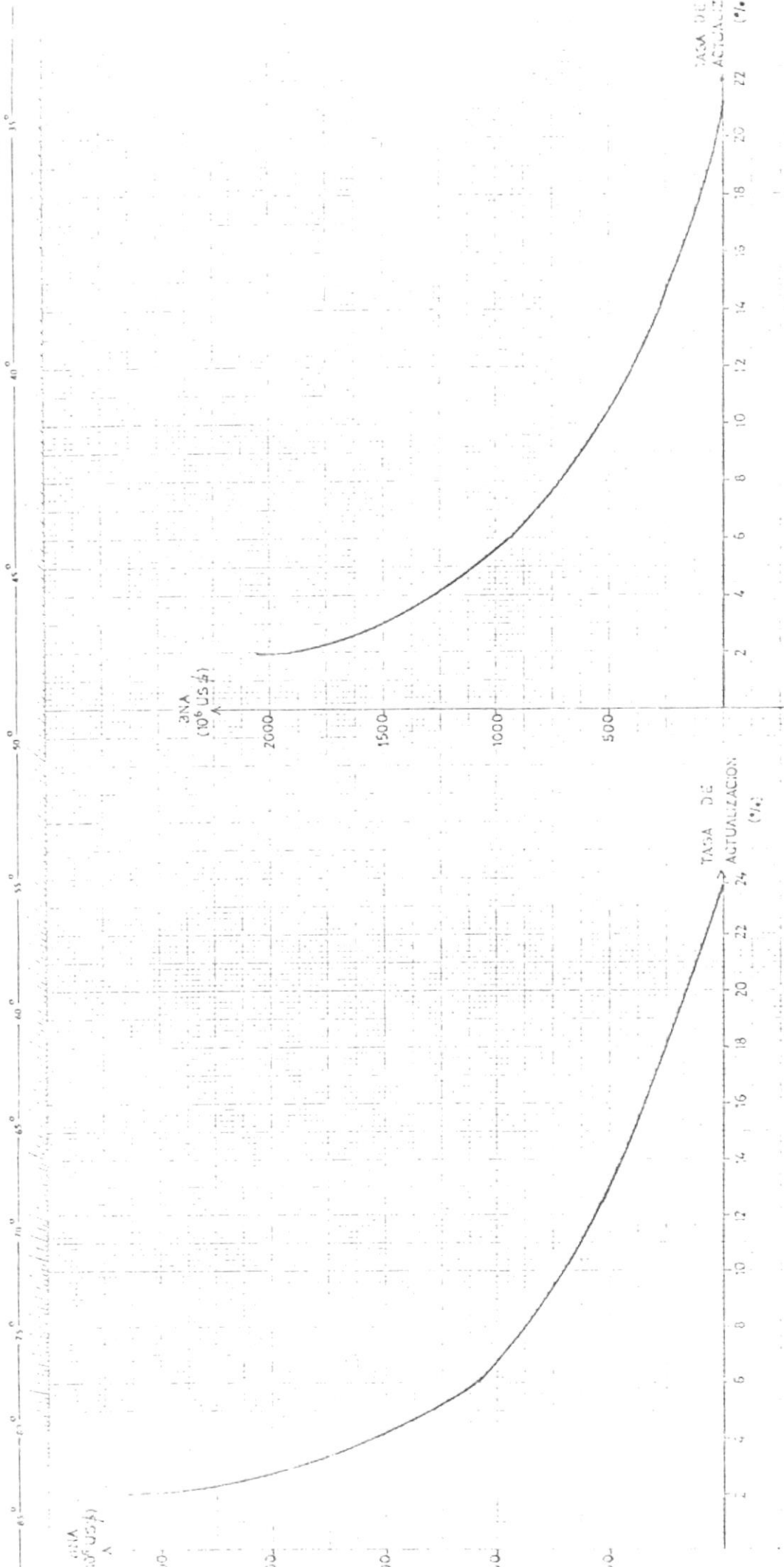


FIGURA N° 4.17.

FIGURA N° 4.16.

BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO S. FRANCISCO

BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO CHAMBO

65° 60° 55° 50° 45°

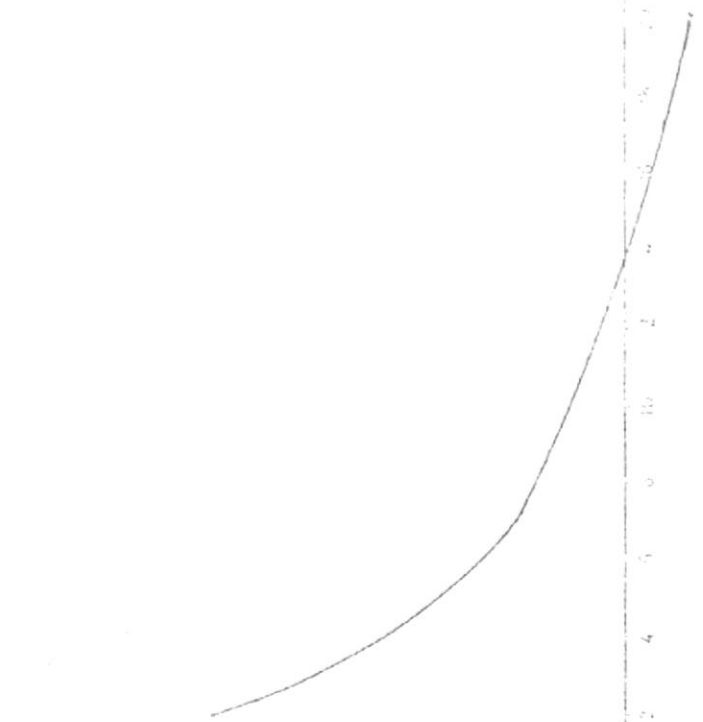
CSA  
CSA

CSA  
(10<sup>6</sup> US\$)

1500  
1000  
500

TASA DE  
ACUMULACION  
(%)

20 18 16 14 12 10 8 6 4 2



FORMA Nº 4.110.

NETO ACUMULADO - INGRESOS 1959-64

FORMA Nº 4.111.

DEPRECIACIÓN NETO ACUMULADO - INGRESOS 1959-64

65° 60° 55° 50° 45°



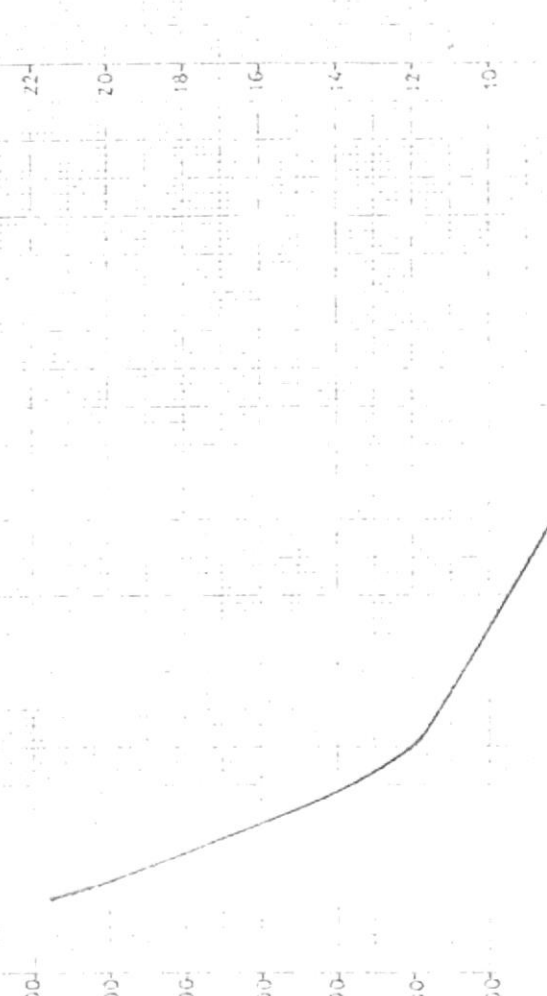
85° 80° 75° 70° 65° 60° 55° 50° 45° 40°

BINA  
(10<sup>9</sup> US\$)

A

BINA  
(10<sup>6</sup> US\$)

A



TASA DE  
ACTUALIZACION  
(%)

FIGURA Nº 4.20

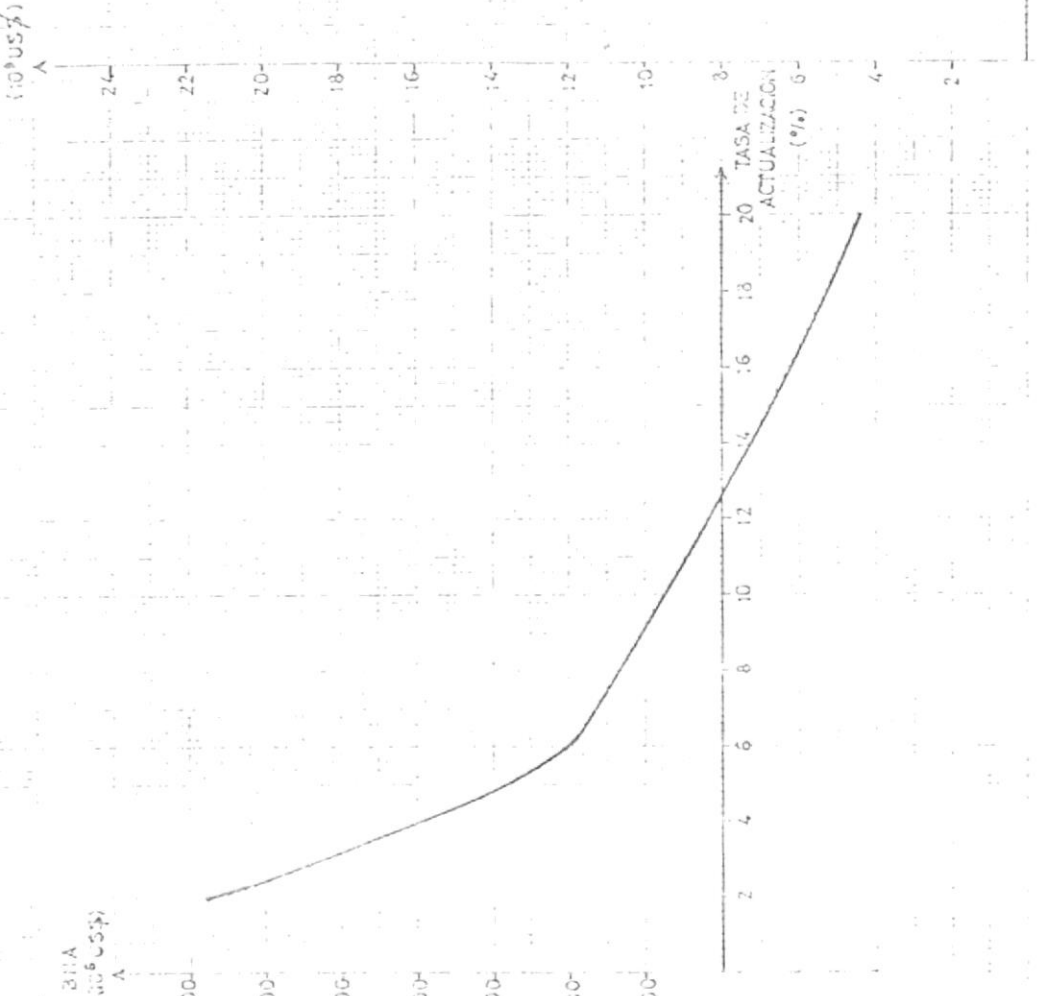
BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO SALADO

24  
22  
20  
18  
16  
14  
12  
10

A

BINA  
(10<sup>9</sup> US\$)

A



TASA DE  
ACTUALIZACION  
(%)

FIGURA Nº 4.21

BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO NAJIG-COOD-SINAGUAIR

26  
27  
28

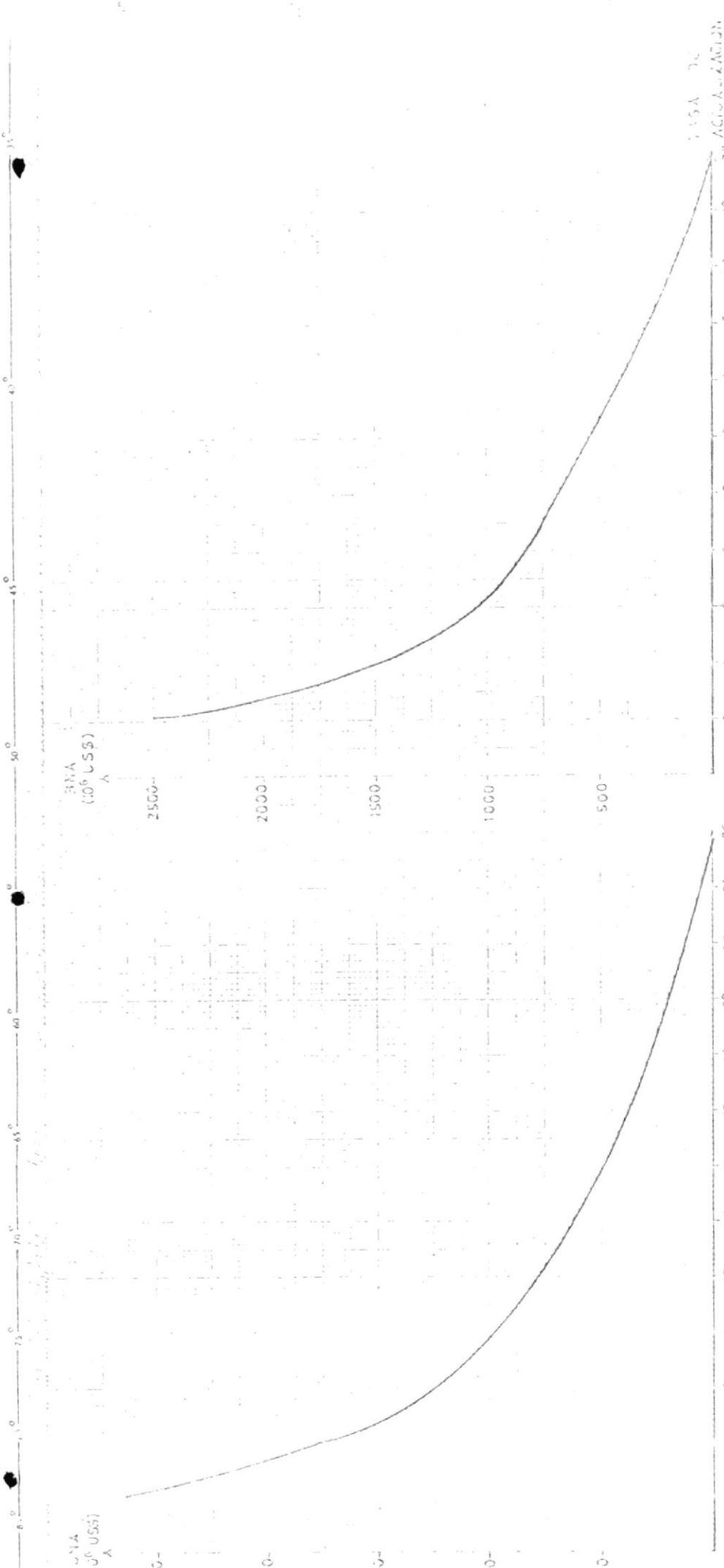


FIGURA N° 4.22

BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO COCA

FIGURA N° 4.23

BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - PROYECTO VALLE Y CUCURA

TASA  
(10% US\$)

TASA  
(10% US\$)

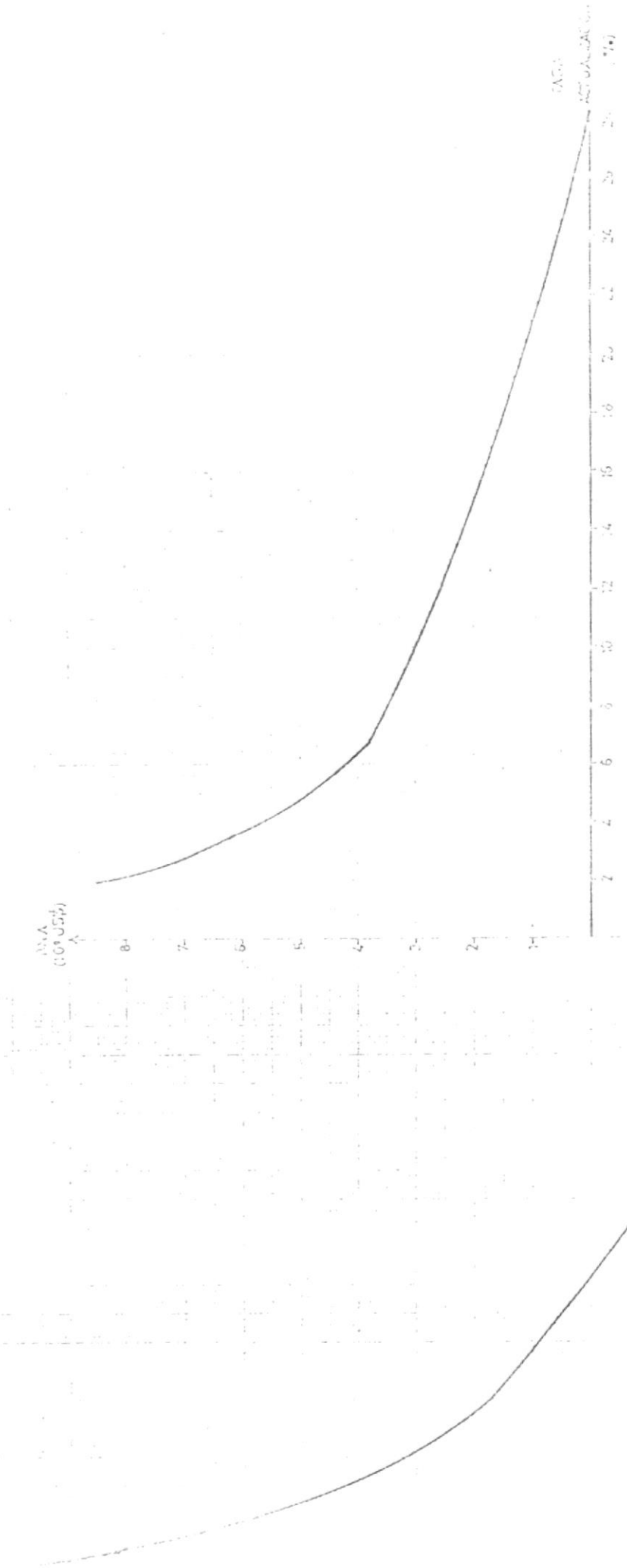


FIGURA N° 4.24.

FIGURA N° 4.25.

PROYECTO DE INVERSIÓN - PROYECTO DE INVERSIÓN

BENEFICIO NETO ACTUALIZADO - BENEFICIO NETO ACTUALIZADO

10  
01

TASA DE USOS A

TASA DE USOS A

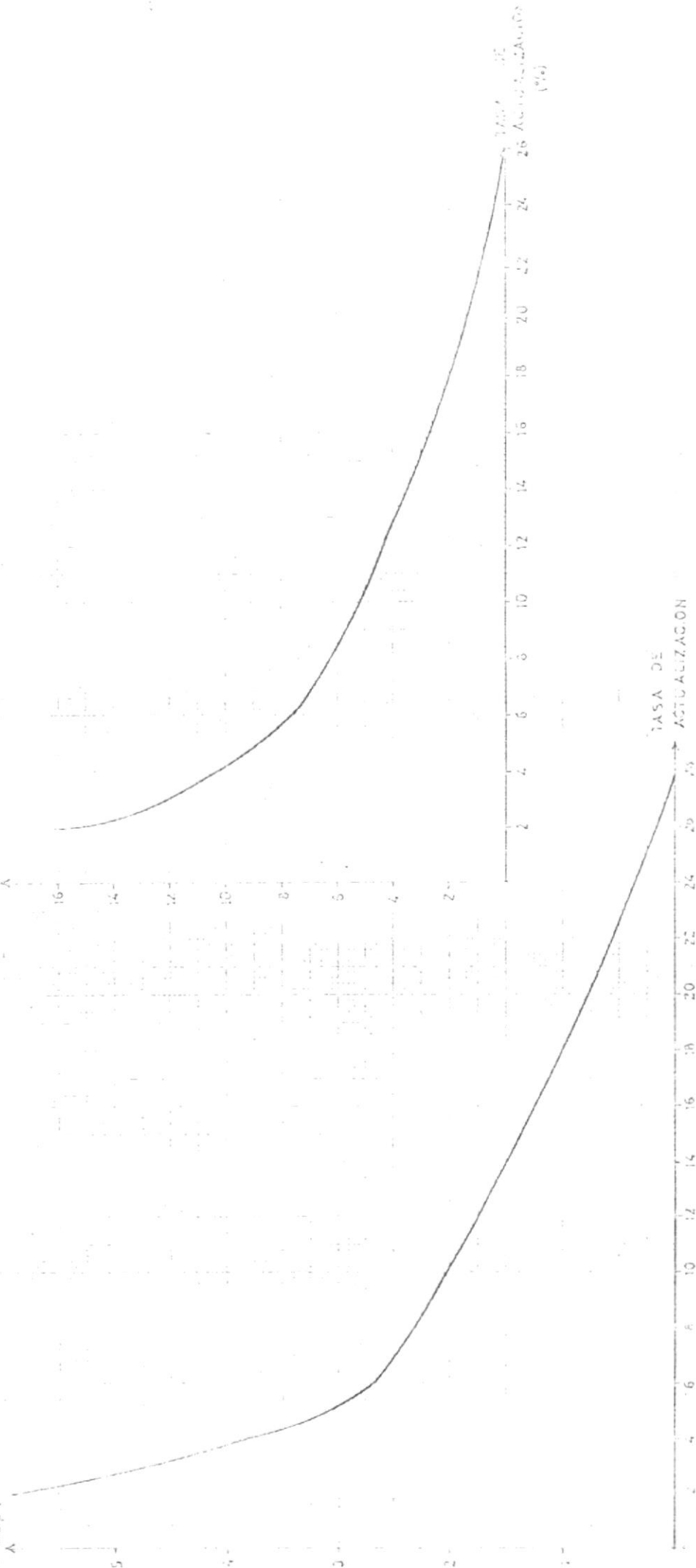


FIGURA Nº 4.27.

BENEFICIO NETO ACTUALIZADO-PROYECTO GUALAQUIZA

DINA  
 10<sup>3</sup> US\$,  
 A

DINA  
 (10<sup>3</sup> US\$)  
 A

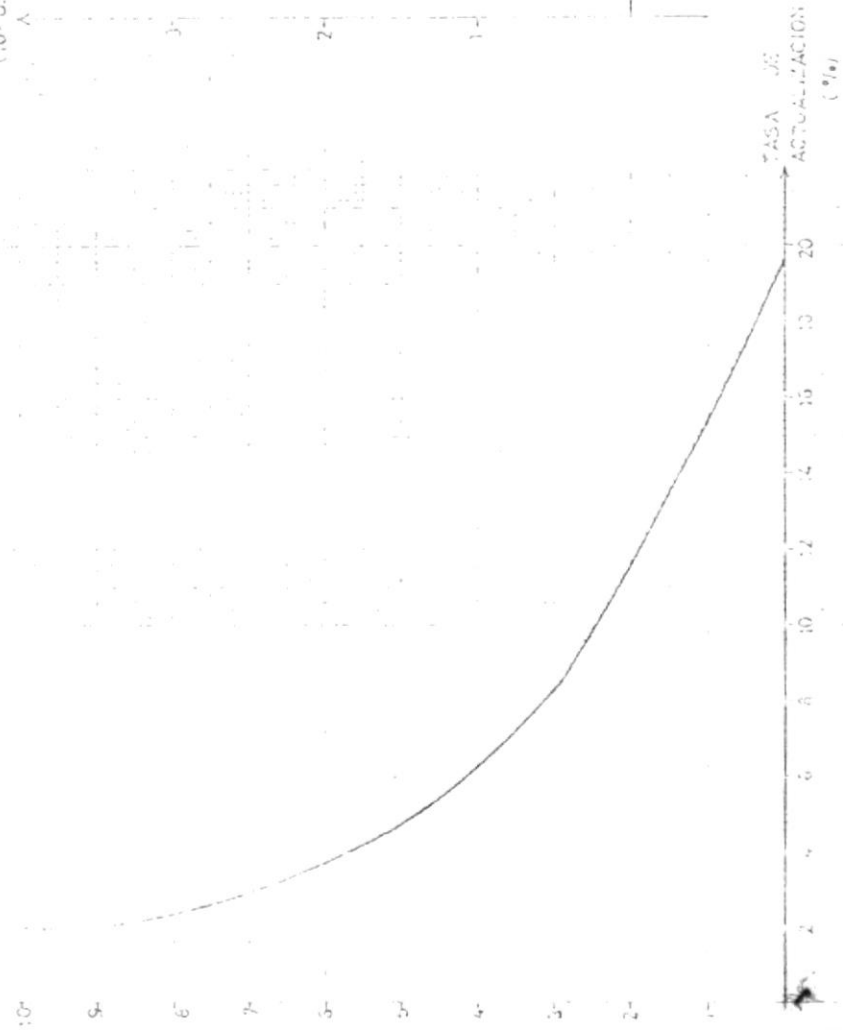


FIGURA N° 4.20.

BENEFICIO NETO ACTUALIZADO-PROYECTO S. ANTONIO

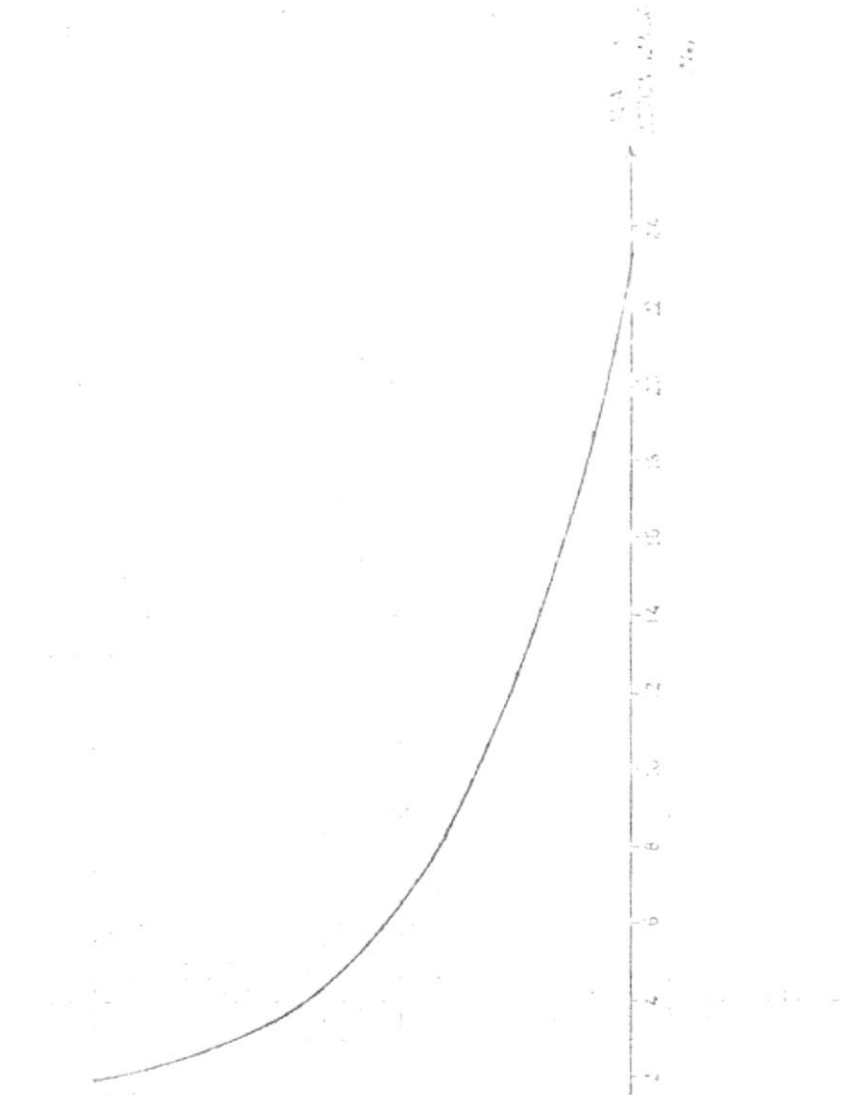


FIGURA N° 4.20.

BENEFICIO NETO ACTUALIZADO-PROYECTO S. ANTONIO

3 NVA  
(10<sup>4</sup> US\$)

3 NVA  
(10<sup>4</sup> US\$)

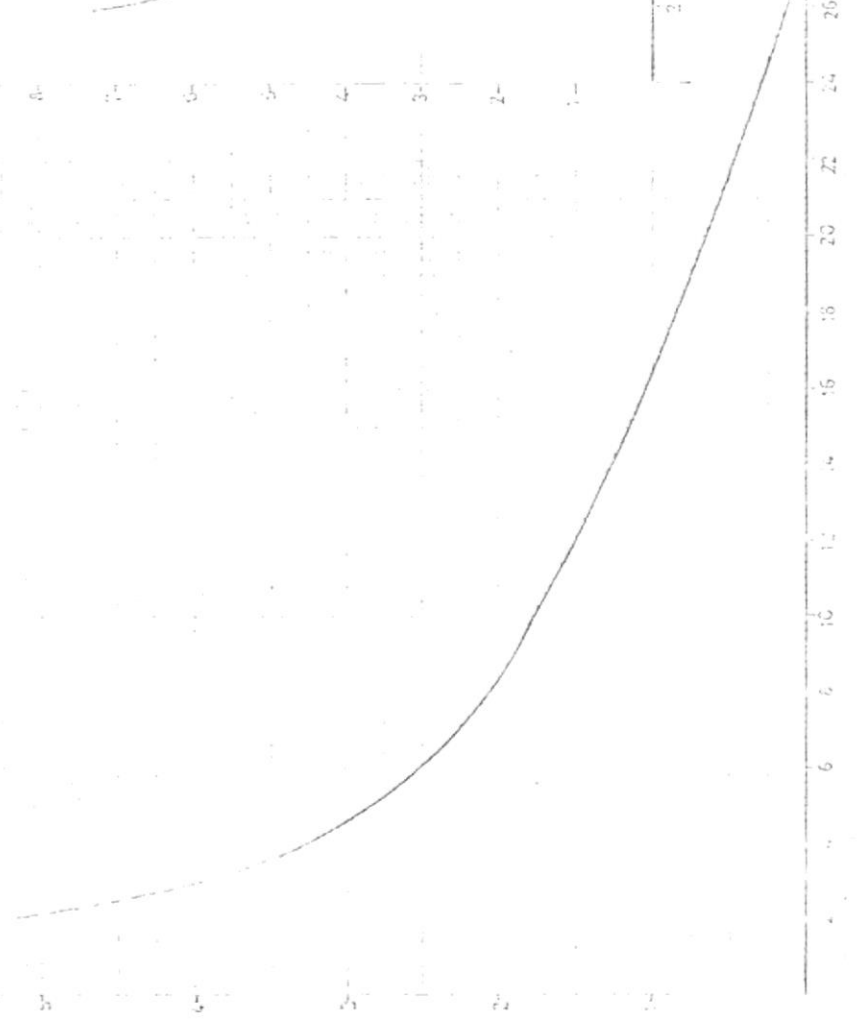


FIGURA Nº 4.30.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES Y DESARROLLO TECNOLÓGICO

FIGURA Nº 4.31.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES Y DESARROLLO TECNOLÓGICO

TABLA 4.16.

RESULTADOS DE LA EVALUACION INDIVIDUAL : INDICADORES ECONOMICOS

P R O Y E C T O	T I R (%)	T A S A		ACT: %	3MA/CA
		3MA (106 US\$ )	%		
Juujones (Minas)	16.0	673.63			0.63
Palmareal	17.2	498.55			0.74
Villaracora	10.6	158.44			0.18
Toacani	5.6	-151.59			-0.17
Craambo	23.8	908.43			1.01
San Francisco	21.2	476.12			1.31
Topo - A	18.1	727.52			0.92
Marcabelli	13.6	281.56			0.42
Selaco	12.6	670.88			0.62
Ma.6-Codo-Sinclair	26.4	9837.27			2.74
Coca	25.8	1019.49			2.76
Vatrevicioso	22.0	796.04			1.25
Cearayacu	16.2	939.58			0.55
Verdeznico	28.2	3416.86			4.56
Guataquiiza	27.8	2301.09			3.33
San Miguel	20.0	6077.90			2.72
San Antonio	19.6	3218.14			1.15
Mangaritza	23.4	1182.96			1.90
Sotlegona	27.6	1980.66			2.15
Carcentillo	25.0	2592.19			1.90

to. En la tabla 4.16., se indica tal relación para cada caso, tomando como referencia una tasa de actualización de 8 %.

De los veinte proyectos evaluados aisladamente, es posible mediante la observación de sus indicadores económicos, seleccionar aquellos que se consideren justificables de ser ejecutados.

Así, se escogen como proyectos con posibilidades de conformar las alternativas de equipamiento, cuya elaboración y evaluación se realizará en la próxima sección, a los siguientes:

Chambo, San Francisco, Malo - Codo - Sinclair, Coca, Vallevecioso, Verdechico, Qualaquiza, San Miguel, Nangaritza, Sopladora y Cardenillo.



#### 4.6. EVALUACION DE ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO PARA EL SNI

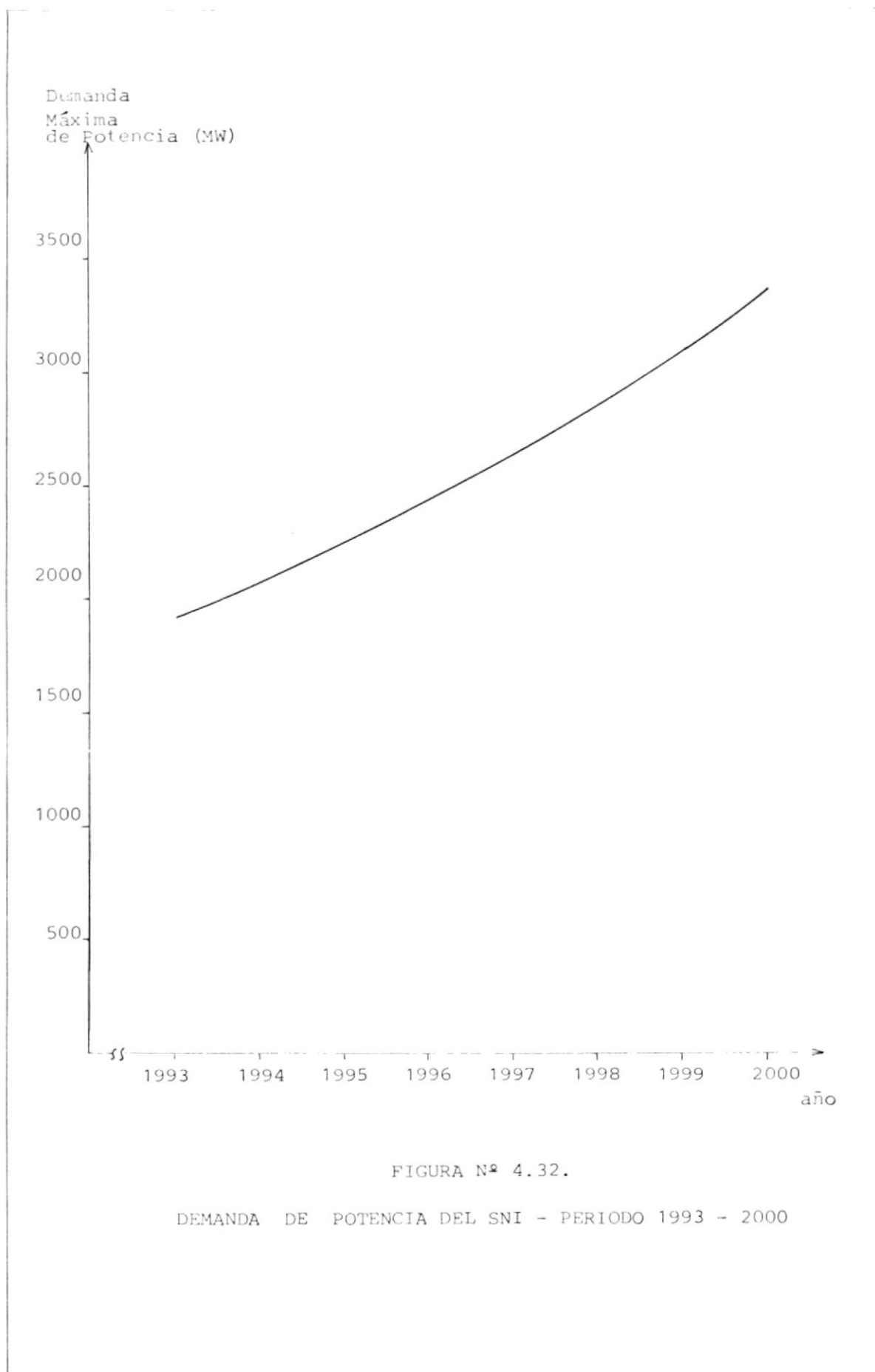
la finalidad de esta sección es encontrar la alternativa más favorable del equipamiento que será necesario realizar en el sistema de generación nacional, para poder satisfacer la futura demanda de potencia y energía en el período de estudio 1993 - 2000. Habiéndose considerado para este trabajo, la demanda media probable según la revisión de la proyección de demanda, realizada por INECEL a fines de 1982; cuyos valores de potencia y energía fueron mostrados en la tabla 4.9. y están graficados en las figuras 4.32 y 4.33.

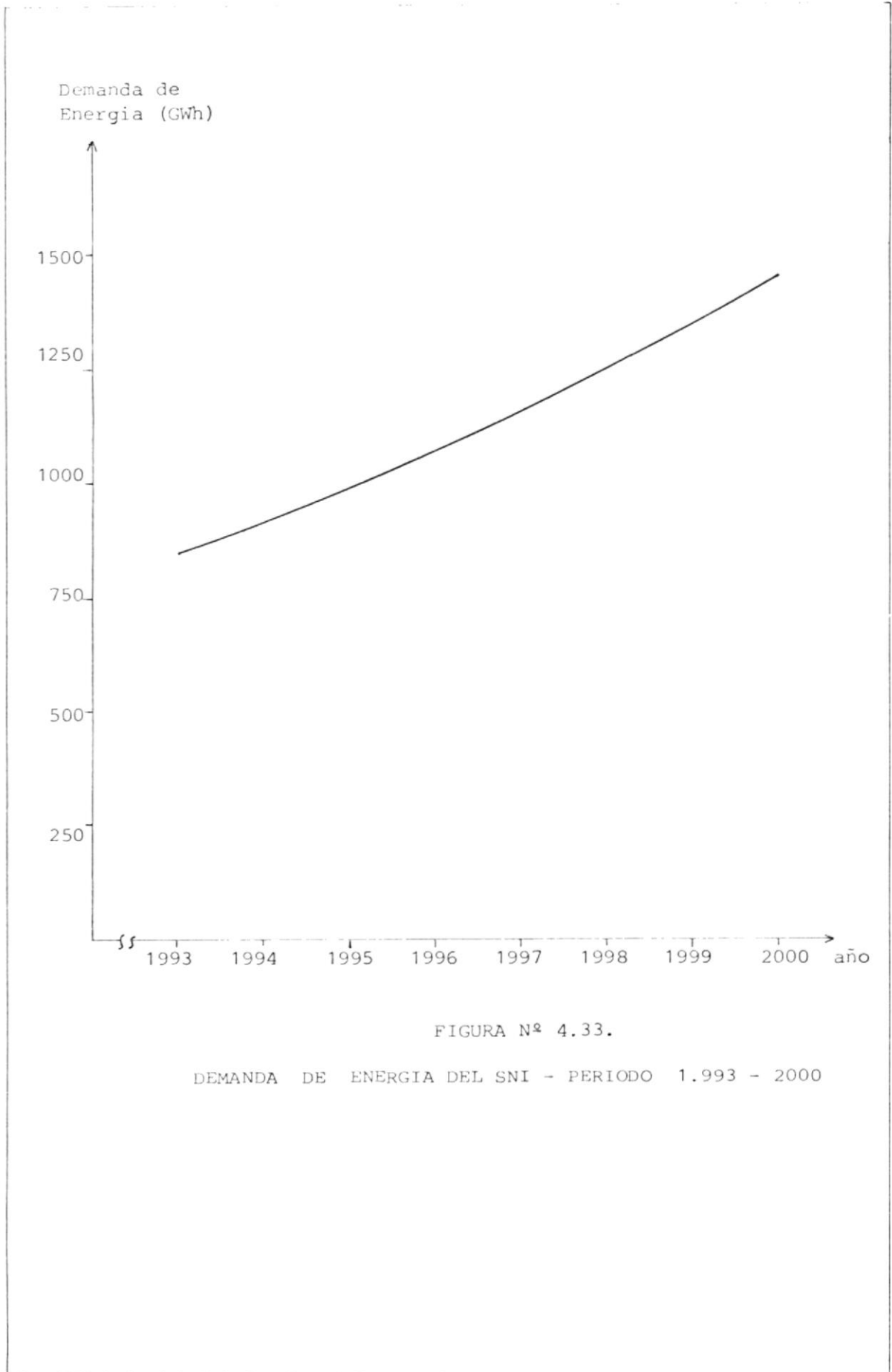
La configuración de las secuencias de instalaciones de generación se realiza dando preferencia a los proyectos que tuvieron mejores resultados en la evaluación individual.

Las secuencias así seleccionadas, serán evaluadas económicamente para determinar el programa más conveniente.

La conformación y evaluación de las secuencias es realizada de acuerdo con la metodología señalada en el capítulo II. Siendo los pasos a seguir, los siguientes:

- a. Balances de potencia y energía, para año hidrológico crítico.





b. Determinación de los costos fijos y variables de las secuencias.

c. Actualización de los costos.

#### 4.6.1. Secuencias seleccionadas de Equipamiento

En base a los resultados obtenidos por los proyectos hidroeléctricos en la evaluación individual y con ciertas consideraciones de tipo cualitativo, se procede ahora a estructurar algunas de las muchas posibles secuencias alternativas de equipamiento - para el sistema de generación nacional durante el período 1993 - 2000.

Mediante la evaluación individual de los 20 proyectos considerados, se seleccionaron 11 de ellos, por ser éstos los poseedores de los mejores indicadores económicos. Sin embargo, para la elaboración de las secuencias de equipamiento, no se ha respetado el orden exacto de los proyectos, arrojado por tal evaluación.

Así, aún cuando el proyecto Malo - Codo-Sinclair - al ser evaluado aisladamente resultó con un alto

valor de TIR, con una relación BNA/CA mayor a 2 y con un alto valor de BNA; no se lo consideró para conformar el equipamiento, por ser un proyecto con una capacidad de potencia instalada demasiado grande, que no se ajusta al ritmo de crecimiento de la demanda durante el período de estudio, y además para implantarlo se requiere una alta inversión, difícil de financiar.

Se dió prioridad, en cambio, al proyecto San Francisco, que también resultó con indicadores económicos recomendables, por contar este proyecto con estudios de factibilidad; pertenece a la cuenca del río Pastaza, en la cual ya está decidida la ejecución del proyecto Agoyán a corto plazo, respecto al cual está ubicado aguas abajo.

Además es un proyecto con 250 MW de potencia instalada que si están de acuerdo con los requerimientos del sistema para los primeros años del equipamiento.

También se dió prioridad al proyecto Sopladora, sobre Verdechico y Gualaquiza, aún cuando su nivel

de estudios es de inventario, al igual que para los otros mencionados, por razones similares a las dichas para San Francisco. Su potencia instalada es menor que las de los proyectos antedichos, y tiene la ventaja de pertenecer a una cuenca ya explotada, pues está ubicado aguas abajo del Proyecto Paute, que ya entró en operación.

Se ha considerado también para participar en las secuencias, al Proyecto Jubones, por ser éste de propósitos múltiples y según sus estudios de factibilidad podrá entrar a operar alrededor de 1.997.

Por razones iguales a los que motivaron la selección del Proyecto San Francisco, se escogió también al Proyecto Chambo de 300 MW de potencia, que está ubicado aguas arriba del proyecto Agoyán.

Para satisfacer la demanda a fines del periodo de estudio, se han considerado como posibles proyectos los siguientes: Verdechico, Gualaquiza, San Miguel y Cardenillo. Todos ellos cuentan con es

tudios de inventario, muy buenos indicadores económicos y bajo costo unitario de inversión.

Se consideró además la posibilidad de no incluir el Proyecto Jubones en el equipamiento y reemplazarlo por una central termoeléctrica a gas.

Las secuencias conformadas son las siguientes:

<u>SECUENCIA Nº 1</u>	<u>SECUENCIA Nº 2</u>	<u>SECUENCIA Nº 3</u>
S. Francisco	S. Francisco	S. Francisco
Sopladora	Sopladora	Sopladora
Jubones	Jubones	Jubones
Chambo	Chambo	Chambo
Verdechico	Gualaquiza	San Miguel
<u>SECUENCIA Nº 4</u>	<u>SECUENCIA Nº 5</u>	
S. Francisco	S. Francisco	
Sopladora	Sopladora	
Jubones	Termoeléctrica (Gas)	
Chambo	Chambo	
Cardenillo	Cardenillo	

#### 4.6.2. Balances de Potencia y Energía

Con el fin de determinar las fechas de entrada en operación de cada uno de los proyectos considerados en los programas de equipamiento, para la expansión del sistema de generación nacional, se realizan los balances de potencia y energía, y una simulación de la operación del sistema; considerando para ello la generación que tendrían las centrales en el año y mes más críticos del sistema.

Para determinar la generación de las centrales en el año crítico del sistema, es necesario hacer una simulación de operación de los embalses para cada aprovechamiento, utilizando un modelo computacional y datos hidrológicos disponibles, y para cada secuencia conformada. Por no disponer de tales herramientas, en el presente trabajo se ha considerado como condición crítica la energía primaria disponible de cada aprovechamiento para el mes de diciembre de cada año.

Para el análisis del balance de potencia se adoptaron las siguientes hipótesis de reserva:



- a. En un año hidrológico crítico no habrá mantenimiento programado en los meses críticos.
- b. Se acepta racionamiento en caso de ocurrir salida forzada de una unidad durante un período hidrológico crítico.
- c. Se decide instalar una nueva capacidad en el sistema, cuando se presenta un déficit de potencia en la peor de las siguientes dos condiciones: 1) Si la demanda es mayor que la potencia instalada menos la unidad mayor fuera de servicio; 2) Si la demanda es mayor que la potencia garantizada, sin considerar salidas forzadas.

Se considera como oferta del sistema en los balances, la producción firme de las centrales. En caso de centrales hidroeléctricas se trata de la energía primaria y potencia garantizada, mientras que la producción de las centrales termoeléctricas está restringida por las característi

cas operacionales de cada tipo de planta (vapor, diesel o gas).

Como potencia firme del sistema se define a la sumatoria de las potencias garantizadas de cada central, menos la capacidad de la unidad mayor del sistema. La potencia garantizada del sistema, se considera como la sumatoria de las potencias garantizadas de las centrales hidroeléctricas, más la potencia efectiva de las centrales termoeléctricas.

La oferta de generación es calculada a nivel de subestación principal, por lo que las disponibilidades de generación de la central están disminuídas en la magnitud de los consumos propios y las pérdidas de transmisión desde la central hasta la subestación.

Con la previsión actualizada de la demanda hasta el año 2000, la generación de las centrales hidroeléctricas y térmicas existentes a 1993 y la producción padronizada de los proyectos hidroeléct

tricos a instalarse en el período 1993 - 2000, se debe realizar la simulación de la operación del sistema para el período estudiado.

La simulación del sistema para el período hidrológico considerado, se realizó en curvas modificadas de carga como la que se mostró en la figura 2.2., donde el factor de carga de 59.6. es el determinado para el SNI., según el Plan Maestro a corto plazo.

#### Balances de las Secuencias:

Los balances de potencia y energía que determinan la fecha de entrada en servicio de cada uno de los proyectos incluidos en cada alternativa de equipamiento considerada en la evaluación, fueron realizados tomando en cuenta - las demandas energéticas del mes de diciembre de cada año, durante el período de estudio; y - la operación simulada del sistema, se realizó - mediante curvas modificadas de carga mensual - también para el mes de diciembre de cada año.

Se asume que si el sistema requiere un nuevo proyecto en el balance energético del mes de diciembre, esta instalación deberá programarse para entrar en servicio el 1 de julio de dicho año.

La energía mensual disponible de los aprovechamientos utilizada en los balances energéticos, y que se muestra en la tabla 4.17., se obtuvo dividiendo la energía primaria anual para los 12 meses del año. Esta simplificación fue hecha en razón de que las diferentes alternativas analizadas están básicamente integradas por los mismos proyectos y por lo tanto la aproximación que se introduzca afecta de igual forma a todas las alternativas, sin alterar los resultados que se obtengan de su comparación.

Las disponibilidades de las centrales hidroeléctricas existentes al año 1993, en que se inicia el período de estudio, que son utilizadas en los balances energéticos, se muestran en la tabla 4.18.

Así mismo en la tabla 4.19., se presentan las disponibilidades de las centrales termoeléctricas existentes al mismo año.

TABLA 4.17.

DISPONIBILIDADES DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS FUTURAS, PARA LOS BALANCES DE POTENCIA Y ENERGIA

PROYECTO	POTENCIA GARANTIZADA (MW)	ENERGIA PRIMARIA (GWh/mes)
San Francisco	247.9	95.4
Sopladora	587.3	178.7
Jubones	351.5	106.9
Chambo	307.6	93.6
San Miguel	1852.5	563.5
Verdechico	891.0	271.0
Gualaquiza	656.1	199.6
Cardenillo	850.4	258.7

TABLA 4.18.

DISPONIBILIDADES DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES A 1993, PARA LOS BALANCES DE POTENCIA Y ENERGIA

CENTRAL	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGIA PRIMARIA (GWh/mes)
Sistemas Regionales	163.0	49.0
Pisayambo	69.2	17.9
Paute I - Fases A, B	500.0	196.3
Pastaza Agoyán	156.0	47.4
Paute I - Fase C	500.0	---
Paute Perija	130.0	43.4
Paute Mazar	174.0	111.5

TABLA 4.19.

DISPONIBILIDADES DE LAS CENTRALES TERMICAS PARA EL BALANCE DE POTENCIA

(Valores de Potencia instalada en Mw)

AÑO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Sistemas Regionales:	194.44	164.26	136.46	75.3	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6
- Vapor	33.0	33.0	33.0	---	---	---	---	---	---
- Diesel	117.44	109.26	103.46	75.3	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6
- Gas	44.0	22.0	---	---	---	---	---	---	---
SNI:	362.2	362.2	362.2	302.2	302.2	271	271	271	271
- Vapor Estero Salado	146	146	146	146	146	146	146	146	146
- Vapor Esmeraldas	125	125	125	125	125	125	125	125	125
- Diesel Guangopolo	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	---	---	---	---
- Gas (Quito y Gquil.)	60.0	60.0	60.0	---	---	---	---	---	---
Total Vapor	304	304	304	271	271	271	271	271	271
Total Diesel	148.64	140.46	134.66	106.5	68.8	37.6	37.6	37.6	37.6
Total Gas	104.0	82.0	60	---	---	---	---	---	---
TOTAL	556.64	526.46	498.66	377.5	339.8	308.6	308.6	308.6	308.6

En la tabla 4.20, se presenta el balance de potencia de la alternativa de equipamiento que resultó seleccionada al final de esta evaluación; y en la tabla 4.21., el balance de energía correspondiente.

En las figuras 4.34 a 4.38, se ilustra el equipamiento del SNI para cada alternativa de equipamiento evaluada.

Finalmente, en las figuras 4.39 a 4.43, se muestra la simulación de la operación del sistema, en curvas modificadas de carga; para cada año en que se incorpora una nueva central; y así mismo correspondientes a la alternativa de equipamiento elegida.

#### 4.6.3. Evaluación Económica de las alternativas

Luego de haber determinado las fechas de entrada - en operación de las centrales y su generación esperada, se debe calcular los costos de cada uno de los programas de instalaciones.

A cada una de las alternativas definidas, le corresponde un cronograma de inversiones para las



TABLA 4.20.

BALANCE DE POTENCIA PARA EL MES DE DICIEMBRE. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO PERIODO 1993-2000. ALTERNATIVA  
(Valores expresados en Mw)

AÑO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
A. Demanda Máxima	1799.9	1938.7	2092.5	2266.3	2471.1	2650.8	2872.5	3110.2	3374.8
B. Oferta	1911.8	2130.9	2094.7	2573.8	2573.8	2885.7	3136.2	4054.2	4054.2
B.1 Existente	1911.8	1883.0	1846.8	1738.6	1738.6	1699.0	1668.9	1668.9	1668.9
a. Hidroeléctrica	1381.3	1381.3	1381.3	1381.3	1381.3	1381.3	1381.3	1381.3	1381.3
Sistemas Regionales	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3	135.3
Pisayambo	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6	63.6
Paute I-Fases A,B	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0
Pastaza Agoyán	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0
Paute I Fases C	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0	437.0
Daule Peripa	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0
Paute Mazar	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0
b. Termoeléctrica	530.5	501.7	465.5	357.3	317.7	287.6	287.6	287.6	287.6
Sistemas Regionales:	187.2	158.4	122.2	73.2	33.6	33.6	33.6	33.6	33.6
-Vapor	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2
-Diesel	112.8	105.6	91.0	73.2	33.6	33.6	33.6	33.6	33.6
-Gas	43.2	21.6							
SNI:	343.3	343.3	343.3	284.1	284.1	254.0	254.0	254.0	254.0
-Vapor Estero Salado	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0	138.0
-Vapor Esmeraldas	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0
-Diesel Guangopolo	30.1	30.1	30.1	30.1	30.1				
-Gas(Quito y Gquil)	59.2	59.2	59.2	835.2	835.2	1186.7	1494.3	2385.3	2385.3
B.2 FUTURA	247.9	247.9	247.9	247.9	247.9	247.9	247.9	247.9	247.9
S. Francisco (Julio 1993)				587.3	587.3	587.3	587.3	587.3	587.3
Sopladora (Julio 1995)				351.5	351.5	351.5	351.5	351.5	351.5
Jubones (Julio 1997)				307.6	307.6	307.6	307.6	307.6	307.6
Chambo (Julio 1998)									
Verdechico (Julio 1999)									
C. Balance (Mw)	111.9	192.2	2.2	307.5	102.7	234.9	290.7	944.0	679.4
Balance (%)	6.2	9.9	0.1	13.6	4.2	8.9	10.1	30.4	20.1

TABLA 4.21.  
BALANCE DE ENERGIA PARA EL MES DE DICIEMBRE. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993 - 2000. ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO N° 1 (Valores expresados en GWh)

A Ñ O	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
A. CONSUMO MENSUAL	788.7	850.5	920.7	997.1	1081.3	1171.6	1271.9	1379.2	1441.7
B. OFERTA	788.7	850.5	920.7	997.1	1081.3	1171.6	1271.9	1379.2	1441.7
B.1 Existente	788.7	755.1	825.3	723.0	807.2	790.6	797.3	627.9	671.1
a. Hidroeléctrica	627.9	627.9	627.9	627.9	627.9	627.9	627.9	627.9	627.9
Sist. Regionales	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0
Pisayambo	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9
Paute I-Fases A,B	358.7	358.7	358.7	358.7	358.7	358.7	358.7	358.7	358.7
Pastaza Agoyán	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4
Paute I Fase C	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Daule Peripa	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4
Paute Mazar	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5
b. Termoeléctrica	160.8	127.2	197.4	95.1	179.3	162.7	169.4	-	43.2
B.2 Futura		95.4	95.4	274.1	274.1	381.0	474.6	751.3	770.6
San Francisco (Julio/1993)		95.4	95.4	95.4	95.4	95.4	95.4	95.4	95.4
Sopladora (Julio/1995)				178.7	178.7	178.7	178.7	178.7	178.7
Jubones (Julio/1997)					106.9	106.9	106.9	106.9	106.9
Chambo (Julio/1998)							93.6	93.6	93.6
Verdechico (Julio/1999)								276.7	296.0

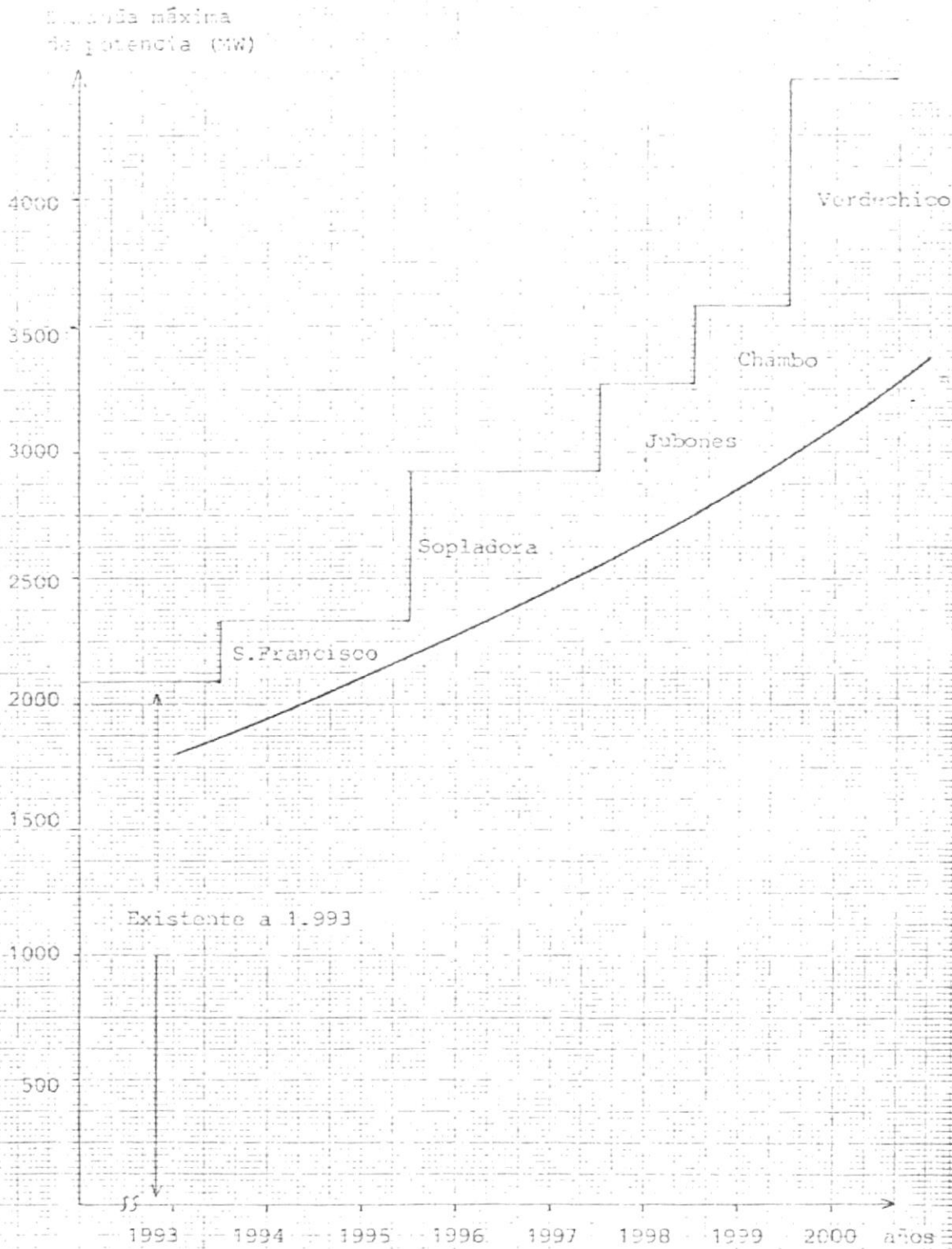


FIGURA N° 4.34.

CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI - ALTERNATIVA N° 1

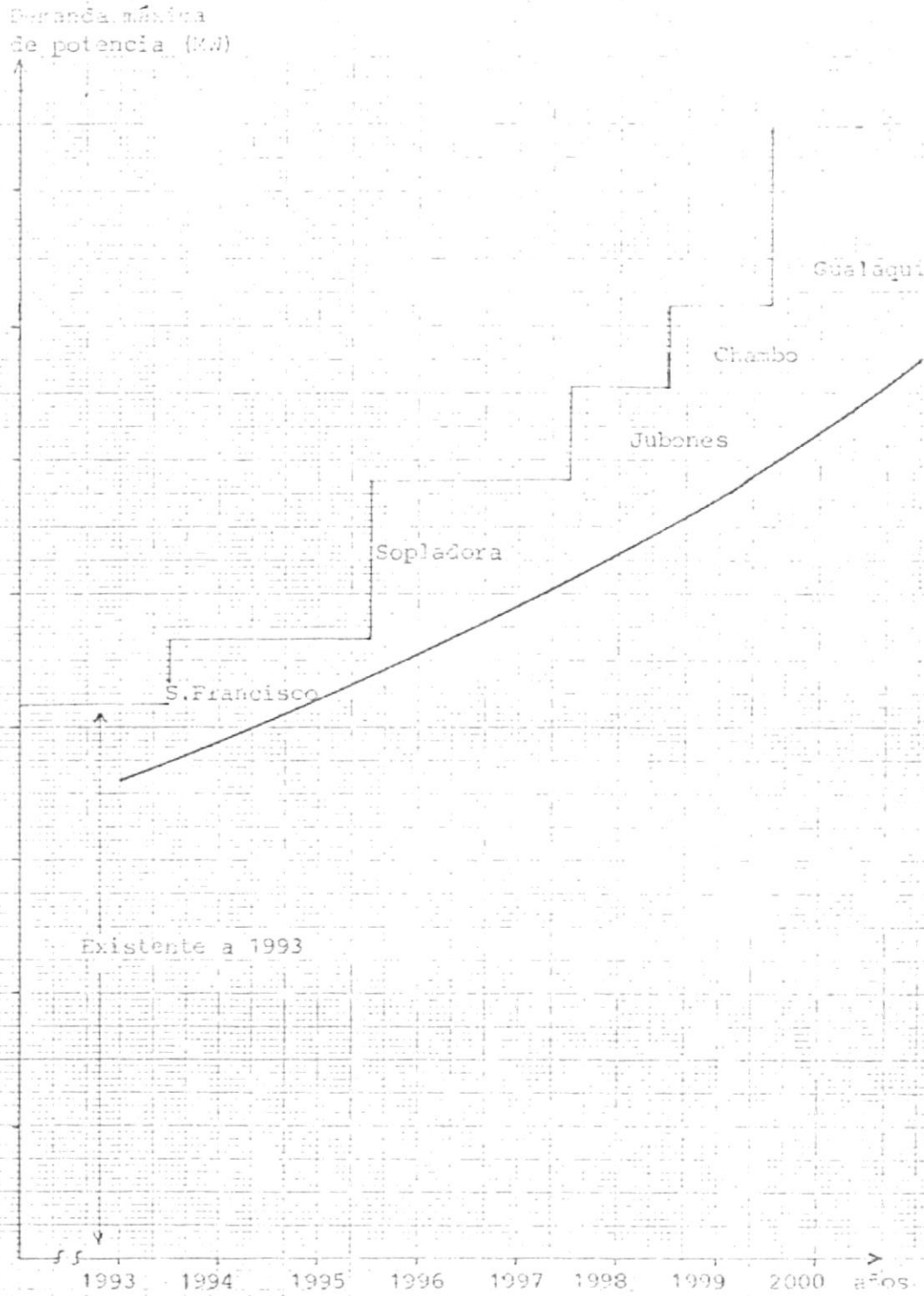


FIGURA N° 4.35.

CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI - ALTERNATIVA N° 2

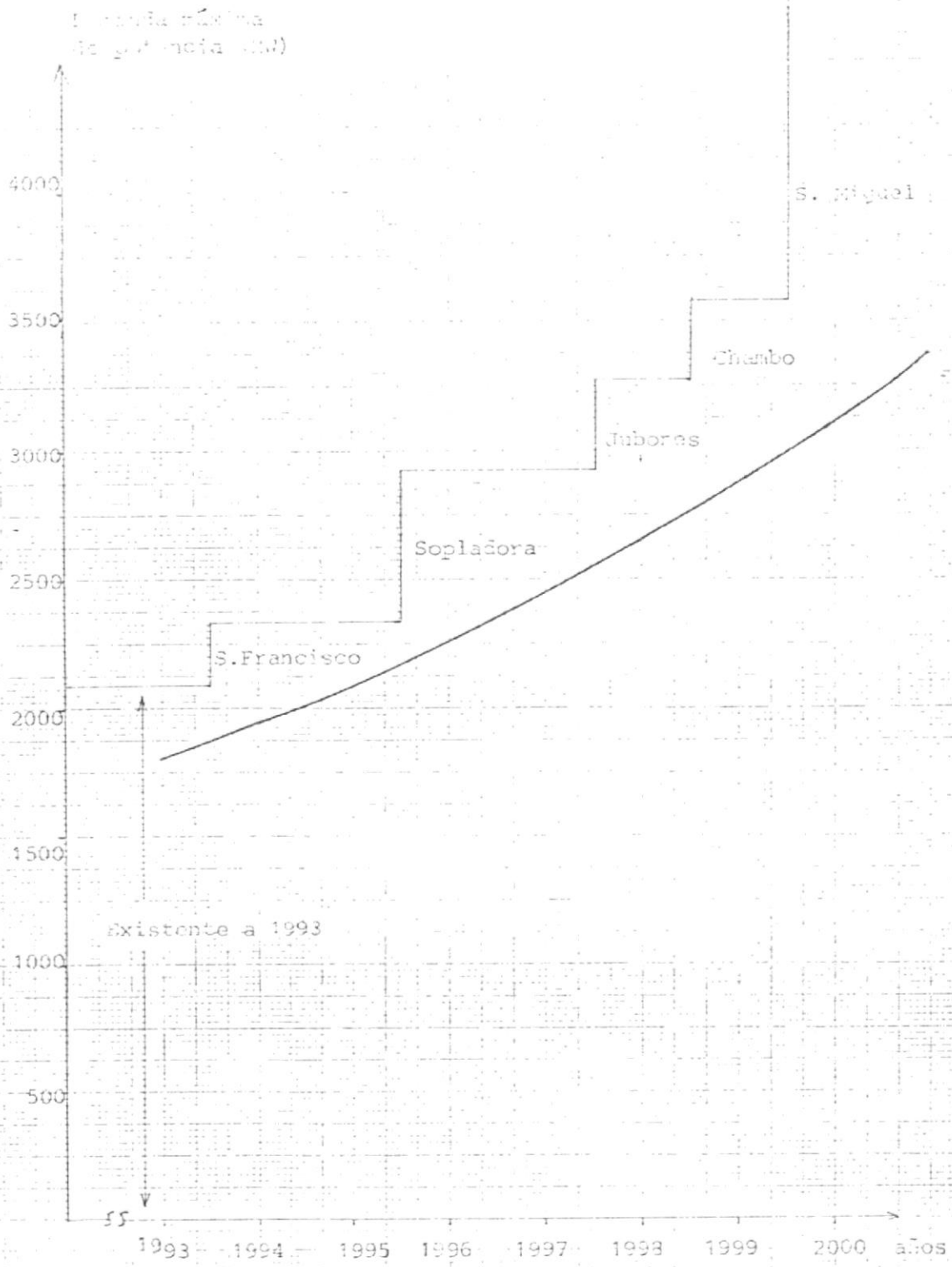


FIGURA Nº 4.36.

CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI - ALTERNATIVA Nº 3

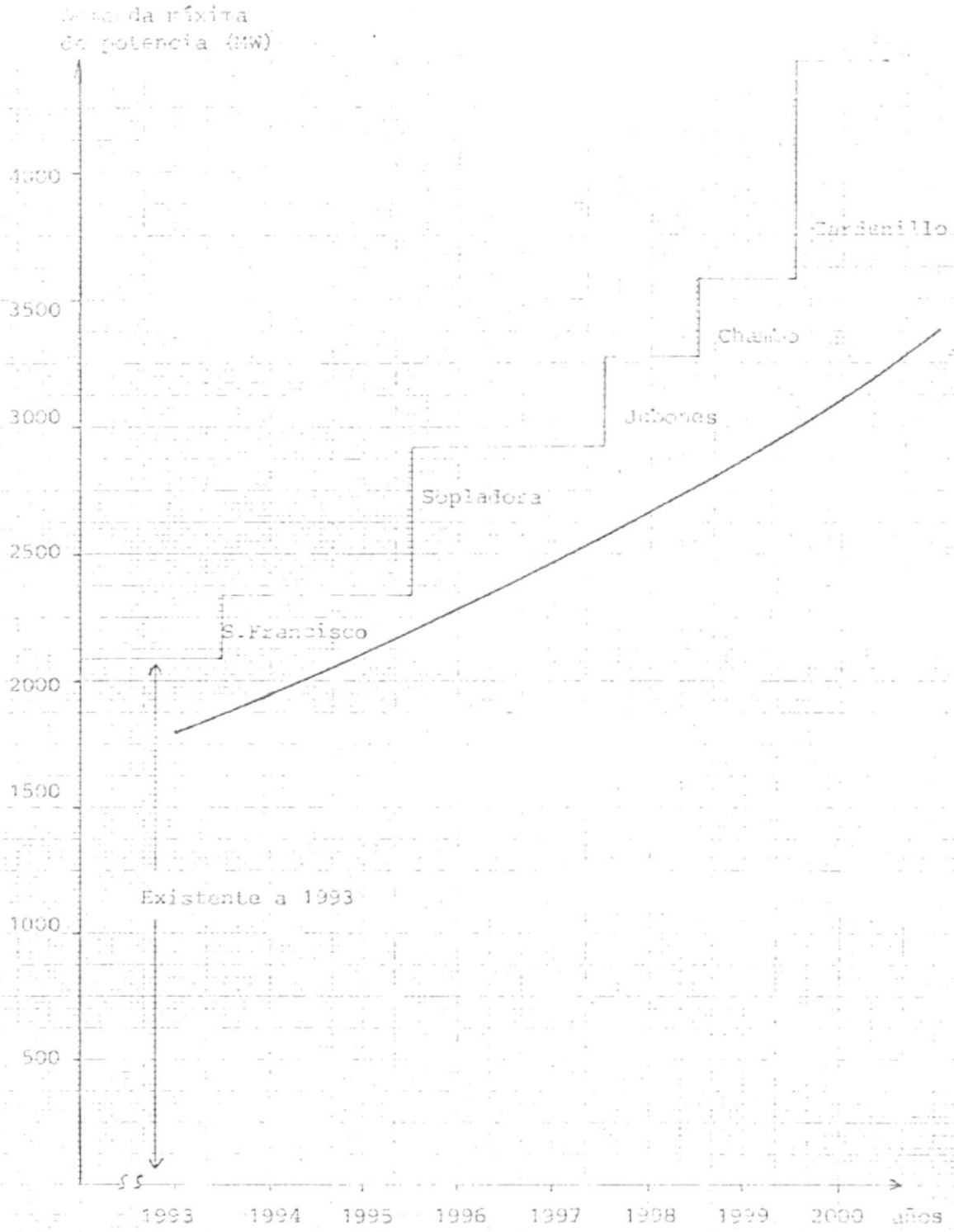


FIGURA Nº 4.37.

CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI - ALTERNATIVA Nº 4

Demanda máxima  
de potencia (MW)

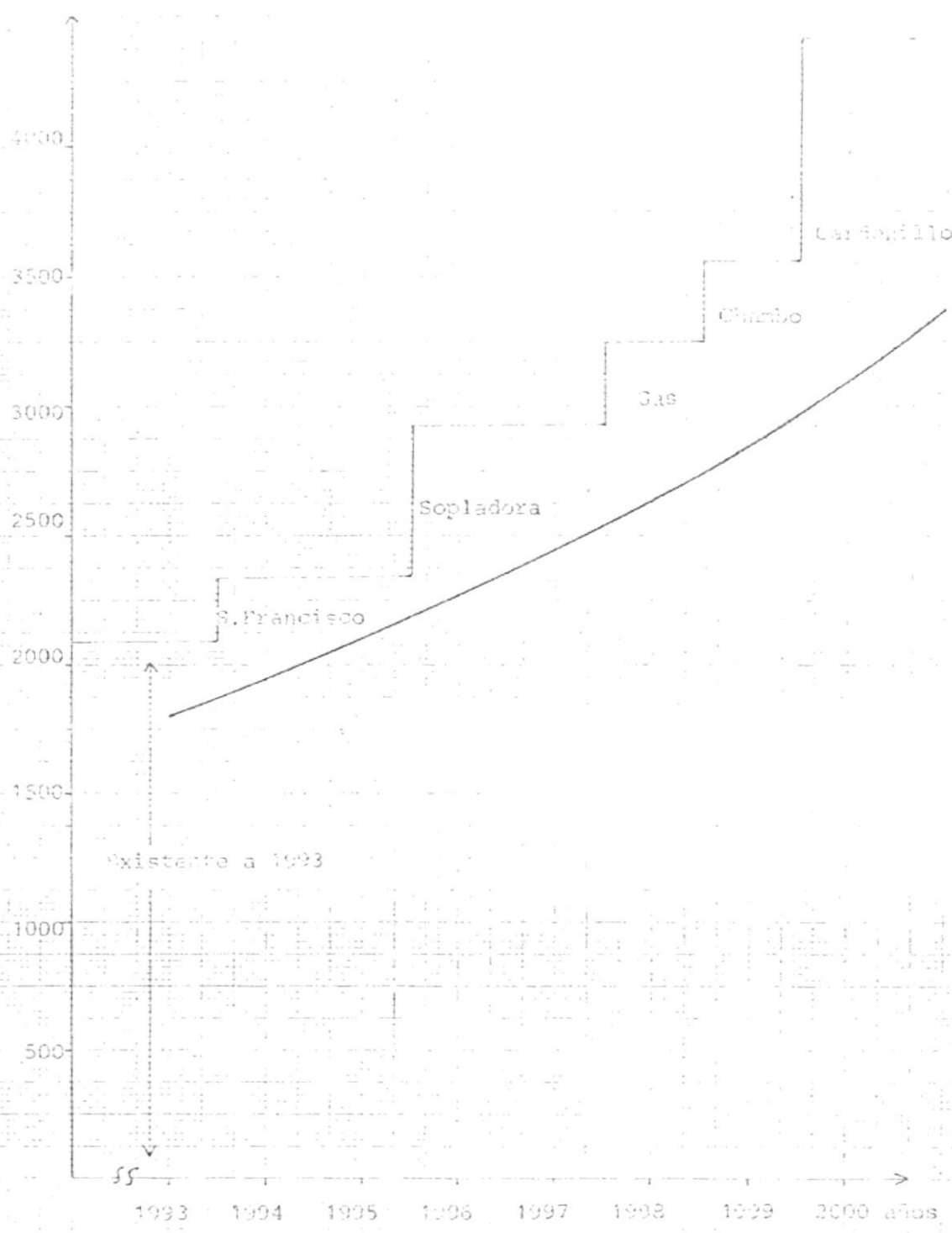


FIGURA Nº 4.38.

CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI - ALTERNATIVA Nº 5

Instituto de Estudios Científicos y Tecnológicos - IECT - 50 46 00





90° 0' 0" 75° 0' 0" 60° 0' 0" 45° 0' 0" 30° 0' 0" 15° 0' 0" 0° 0' 0" 15° 0' 0" 30° 0' 0" 45° 0' 0" 60° 0' 0" 75° 0' 0" 90° 0' 0"

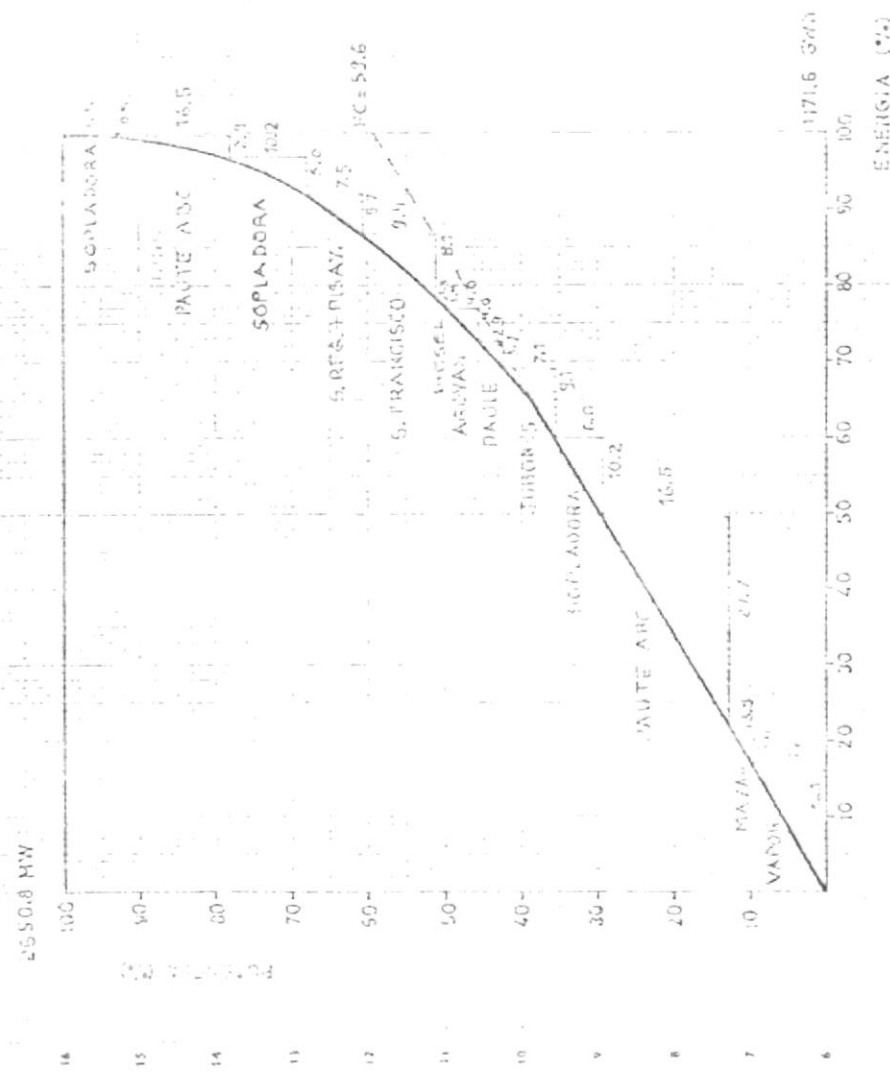
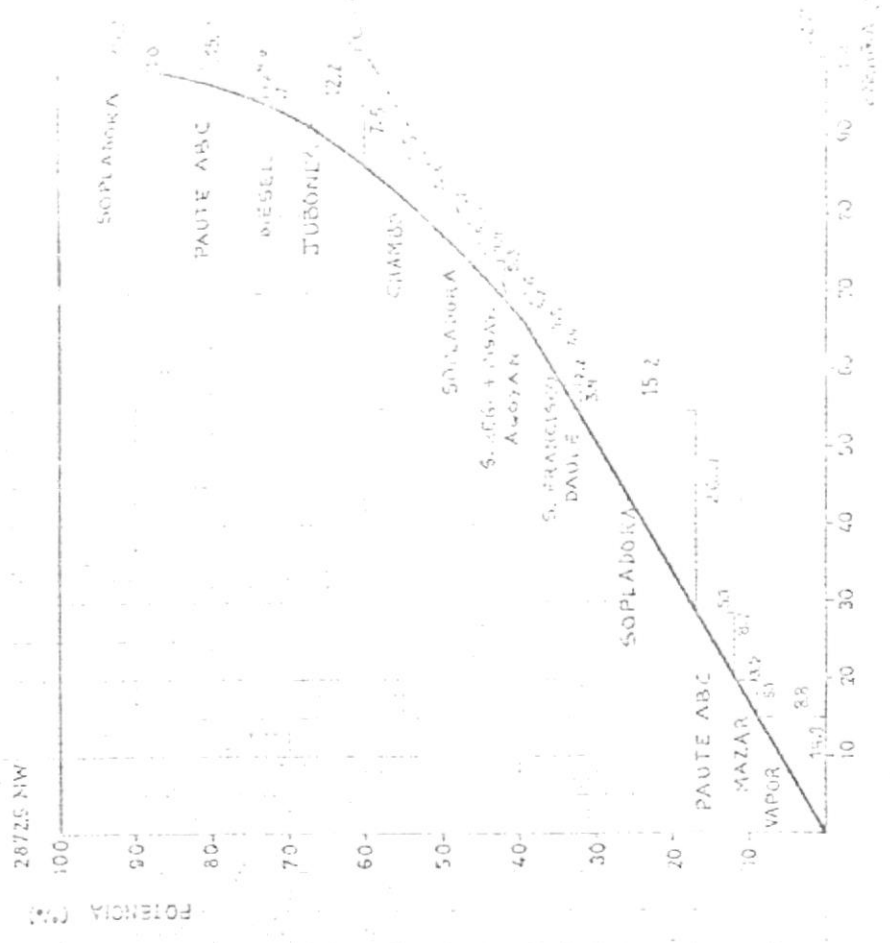


FIGURA Nº 4.42.

CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI. DICIEMBRE 1997

FIGURA Nº 4.41.

CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI. DICIEMBRE 1997

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26



centrales, así como los gastos de operación y combustible, determinados en base de los balances energéticos. De esta forma, para cada alternativa es necesario calcular el valor presente de los flujos monetarios de inversiones y gastos.

#### 1. Inversiones:

Las inversiones consideradas en cada alternativa, corresponden a los proyectos hidroeléctricos y térmicos que serán necesarios instalar en el período de análisis,

En esta evaluación se contemplan, para cada proyecto, las mismas inversiones consideradas - en el caso de la evaluación individual. Los valores correspondientes a la alternativa de equipamiento seleccionada, se muestran en la tabla 4.22.

#### 2. Gastos de Operación:

Estos gastos se componen de gastos fijos y variables de operación y gastos de combustibles.

TABLA 4. 22.

CALENDARIO DE INVERSIONES. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO PERIODO 1993 - 2000 . ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO NP1  
(Valores expresados en 106 US \$)

AÑO	SAN FRANCISCO	SOPLADORA	JUBONES	CHAMBO	VERDECHICO	T O T A L
1988	34.06					34.06
1989	85.15					85.15
1990	102.18					102.18
1991	85.15		23.70			108.85
1992	23.84	124.63	76.44			224.91
1993	10.22	249.26	169.20	38.77		467.45
1994		74.78	120.12	58.15	33.56	266.61
1995		49.85	109.20	96.93	86.30	342.28
1996			76.44	96.93	119.86	293.23
1997			23.70	58.15	86.30	168.15
1998				38.77	20.14	58.91
1999					13.42	13.42
2000						-

Los gastos fijos de operación de las centrales hidroeléctricas se calculan mediante la siguiente expresión:

$$G = 59 P^{0.69}$$

Donde:

G : gastos anuales de operación ( $10^3$  US\$)

P : capacidad de la central (MW)

Los gastos fijos y variables de las centrales hidroeléctricas son determinados por medio de los siguientes valores:

Gastos fijos : 22.47 US\$/KW

Gastos Variables: 1.52 US\$/MWh

Los gastos de operación y mantenimiento correspondientes a la alternativa seleccionada se indican en la tabla 4.23.

TABLA 4.23.

CALENDARIO DE GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993-2000  
 ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO Nº 1 (Valores expresados en 106 US\$)

AÑO	SAN FRANCISCO	SOPLADORA	JUBONES	CHAMBO	VERDEJICO	TOTAL
1993	2.30					2.30
1994	2.30					2.30
1995	2.30	5.07				7.37
1996	2.30	5.07				7.37
1997	2.30	5.07	2.94			10.31
1998	2.30	5.07	2.94	3.93		14.24
1999	2.30	5.07	2.94	3.93	8.43	22.67
2000	2.30	5.07	2.94	3.93	8.43	22.67

Los gastos en combustible se calculan, asignando a la generación termoeléctrica esperada, los costos unitarios de energía, según el tipo de planta. Habiéndose considerado en este caso los siguientes precios de combustibles a nivel de junio de 1982.

Diesel Oil: 38.7 US\$/barril

Bunker C: 27.0 US\$/barril

Considerando un poder calorífico del Diesel Oil de 10500 Kcal/kg y del Bunker C de 9800 Kcal/kg; al los costos unitarios obtenidos ~~son~~ <sup>de</sup> los siguientes:

TIPO DE CENTRAL	COSTO UNITARIO (10 <sup>-3</sup> US\$/KWh)
Vapor	45.16
Diesel	65.35
Gas	84.30

Los gastos anuales en combustibles de las cen-

trales termodinámicas, para la alternativa seleccionada en la evaluación, están indicados en la tabla 4.24.

### 3. Actualización de los costos:

Los costos anuales de inversión, operación, mantenimiento y combustible calculados para cada secuencia, son actualizados a enero de 1.993 para un rango de tasas de actualización del 6% al 20 %.

El método de actualización considera lo siguiente:

- a. Las inversiones y gastos anuales se consideran concentrados a fines del año respectivo.
- b. El flujo de costos cubre el periodo 1988 - 2000, correspondiente a nuevas instalaciones a partir de 1.993.
- c. Se descuenta el valor residual de las instalaciones a fines del año 2000.



TABLA 4.24.

CALENDARIO DE GASTOS EN COMBUSTIBLE. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993 - 2000. ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO Nº 1

AÑO	TERMOELECTRICAS EXISTENTES			COSTO TOTAL (106 US\$)	
	VAPOR	DIÉSÉL			
	GENERAC. ANUAL (GWh)	COSTO ANUAL (106US\$)	GENERAC. ANUAL (GWh)	COSTO ANUAL (106US\$)	
1993	1526.4	68.93			69.93
1994	2193.6	99.06	175.2	11.45	110.51
1995	1141.2	51.54			51.54
1996	2151.6	97.17			97.17
1997	1952.4	88.17			88.17
1998	2032.8	91.80			91.80
1999	—	—			—
2000	518.4	23.44			23.44

los resultados del valor presente para cada una de las alternativas incluidas en la evaluación se presentan a continuación.

1947-1948

1948-1949

1949-1950

1950-1951

Year	1947-48	1948-49	1949-50	1950-51	1951-52	1952-53
1947	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00
1948	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00
1949	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00
1950	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00
1951	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00

1952	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00
1953	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00
1954	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00
1955	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00
1956	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00
1957	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00
1958	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00
1959	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00
1960	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00	1000.00

1961-1962

1962-1963

VALORES PRESENTES Y FUTUROS DE LA ALTERNATIVA # 1  
 VALORES PRESENTES Y FUTUROS DE LA ALTERNATIVA # 2

(VALORES EN MIL DOLARES) (VALORES EN MIL DOLARES)  
 (VALORES EN MIL DOLARES) (VALORES EN MIL DOLARES)

TASA	VALOR	VALOR	VALOR	VALOR	VALOR	VALOR
(%)	PRESENTE	PRESENTE	PRESENTE	TOTAL	PRESENTE	PRESENTE
	INVEST.	INVEST.	INVEST.	INVEST.	INVEST.	INVEST.
8	2100.74	61.96	49.842	2091.74	1101.71	1101.71
9	1981.98	59.46	48.934	1923.51	1086.27	1086.27
10	1861.76	48.14	48.079	1813.69	1071.87	1071.87
12	1774.34	44.24	46.647	1727.70	1057.11	1057.11
14	1684.74	40.79	45.213	1639.03	1042.73	1042.73
16	1592.86	37.71	43.811	1555.15	1028.81	1028.81
18	1501.70	34.99	42.440	1476.21	1015.29	1015.29
20	1431.35	32.75	41.114	1400.60	1002.12	1002.12

NOTAS

FACTORES DE ACTUALIZACION: FINALES DE LOS AÑOS DE 1970  
 COMIENZOS DE LOS AÑOS DE 1971

VALORES CONTABILIZADOS DE INVENTOS DE INICIACIÓN  
 EXPERIMENTAL Y DE INVESTIGACIÓN DE CARACTERÍSTICAS  
 (VALORES EN MIL DÓLARES ESTADUNIDENSES)  
 (VALORES EN MIL DÓLARES ESTADUNIDENSES)

GRUPO	VALOR	VALOR	VALOR	VALOR	VALOR	VALOR
ACT.	RESERVAS	RESERVAS	RESERVAS	TOTAL	RESERVAS	RESERVAS
(%)	INVENTOS	INVENTOS	INVENTOS	INVENTOS	INVENTOS	INVENTOS
		CONTABILIZADOS	CONTABILIZADOS			
6	2144.71	414.71	414.71	3294.23	2242.93	1561.40
8	2727.70	674.70	714.70	3170.24	2044.77	1271.47
10	2741.92	674.77	714.70	3054.43	1912.47	1144.70
12	3507.42	774.70	844.70	3904.70	1744.70	1204.70
14	2607.10	774.70	844.70	3144.70	1974.70	1144.70
16	2741.70	674.70	714.70	2714.70	1971.47	1247.70
18	2007.10	674.70	714.70	2714.70	1714.70	1347.30
20	2347.45	674.77	774.70	1550.25	1247.40	1407.50

## NOTAS

ALCANTARAL ACTUALIZACIONES: FINAL 31.12.1992  
 MODIFICACIONES: 31.12.2000

VALORES DE LAS CUOTAS DE INTERÉS DE LOS SECTORES DE INVERSIÓN  
 Y DE FOMENTO Y DE FOMENTO DE LAS ALTERNATIVAS A  
 (VALORES EN MIL DÓLARES ESTADUNIDENSES)  
 and values of the interest rates of the investment sectors and of the alternatives A

TASA	VALOR	VALOR	VALOR	VALOR	VALOR	VALOR
(%)	INVERSIÓN	FOMENTO	INVERSIÓN	FOMENTO	INVERSIÓN	FOMENTO
6	2373.91	64.23	444.03	2436.22	1833.94	924.46
8	2535.19	57.33	414.62	2702.35	1773.37	1128.98
10	2716.38	51.43	384.76	2972.31	1713.24	1159.07
12	2907.56	46.52	354.90	3250.33	1653.04	1189.29
14	3108.73	41.62	325.04	3536.37	1592.81	1219.56
16	3320.88	37.71	295.18	3830.37	1532.57	1249.80
18	3544.01	33.80	265.32	4132.37	1472.32	1279.99
20	3778.12	30.89	235.46	4442.37	1412.07	1310.18

## NOTAS

FLUJO Y ACTUALIZACIÓN: SECTOR SECTORAL DE INVERSIÓN Y FOMENTO  
 HORIZONTE DEL ESTUDIO: 40 AÑOS

VALOR DE GASTOS DE CAPITAL DE INVESTimento em RECURSOS  
 HUMANOS para o exercicio de 1992 (ativo em mil  
 reais) (VALOR DE GASTOS DE CAPITAL DE INVESTimento em RECURSOS  
 HUMANOS para o exercicio de 1992 (ativo em mil reais))

1992	VALOR	VALOR	VALOR	VALOR	VALOR	VALOR
1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986
1992	1991	1990	1989	1988	1987	1986
(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
0	1704,50	77,34	504,30	1713,11	1571,00	1197,00
0	1704,50	49,74	415,14	2073,44	1494,23	1162,71
10	1721,70	51,67	507,34	1451,43	1350,21	1103,60
12	1761,02	56,50	524,70	1341,74	1171,73	1007,01
14	1704,50	51,09	455,10	2047,10	1074,11	1243,84
20	1604,14	40,10	474,77	1112,71	874,11	1171,00
10	1604,50	40,14	411,30	2077,10	974,13	1241,20
20	1690,20	34,42	395,30	2071,11	774,13	1241,20

LETRAS

FECHA DE ATUALIZACAO DE FUNDOS SIMESTRAIS: 01/05/1992  
 NO 170450 E 160450: ANEXO 100.

#### 4.6.4. Resultados de la Evaluación de Alternativas

En las páginas anteriores se ha mostrado una gama de resultados de valor presente de los costos de cada alternativa de equipamiento, para diferentes valores de la tasa de actualización.

Ahora, corresponde seleccionar la alternativa de equipamiento que, satisfaciendo la demanda eléctrica correspondiente al período de análisis (1993 - 2000), se considere económicamente la más conveniente.

Para ello se ha adoptado como criterio económico de selección el de Costo Mínimo, de acuerdo con el siguiente razonamiento.

En la selección de inversiones se acepta como criterio económico de interés general el de maximizar beneficios.

Así, cada empresa busca determinar su producción óptima para la cual obtenga los mayores beneficios.

Para el caso de empresas estatales de utilidad



pública, como DVEOFL, de tal modo como se le a una fijación de precios se ajusten a los costos marginales de producción. Por ásto, y puesto que el servicio que se debe dar (atender la demanda de energía) es el mismo cualquiera que sea el esquema de producción que se elija, el criterio de maximizar beneficios se puede asimilar al de minimizar costos.

Así:

$$\begin{aligned} \text{Max (beneficios)} &= \text{Max (Ingresos - Gastos)} \\ &= \text{Max (Constante - Gastos)} \\ &= \text{Min. (Gastos)}. \end{aligned}$$

A continuación se presenta un cuadro en el que se muestran los valores de costo mínimo para cada tasa de actualización y la alternativa de equipamiento correspondiente.

TASA DE ACTUALIZACIÓN (%)	COSTO MIN. (10 <sup>6</sup> USS)	ALTERNATIVA CORRESPONDIENTE
6	936.8	1
8	994.4	1
10	1048.9	1
12	1098.7	1
14	1143.5	1
16	1183.6	1
18	1219.6	1
20	1252.2	1

Es evidente, que en esta ocasión no tiene importancia decidir cual tasa de actualización debe tomarse como referencia para la selección.

Sin embargo es conveniente recordar que la tasa de actualización debe representar el costo de oportunidad del capital, cuyo concepto es esencial para la toma de decisiones económicamente racionales, en cualquier país donde el capital sea escaso, como en el nuestro.

Para los países en desarrollo, no hay duda de que la escasez de capital frente a su abundante uso alternativo, es superior a la que refleja el precio de mercado de capitales (8%).

Lo que hace razonable estimar un intervalo de tasas de actualización entre 12 % y 18 %, en el cual se debe analizar la sensibilidad de las soluciones.

Con este criterio, y de la observación del cuadro mostrado, se considera la más conveniente de las alternativas de equipamiento comparadas, a la alternativa N° 1.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

De la realización de este trabajo se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- a. De los numerosos aprovechamientos hidroeléctricos que posee el país, no todos son económicamente justificables de ser ejecutados.
- b. La evaluación individual de los proyectos Hidroeléctricos es una buena herramienta para establecer posiciones relativas entre los proyectos evaluados, en cuanto a los beneficios, cuantificados monetariamente, que se esperan de ellos.

Mediante su aplicación a los proyectos hidroeléctricos - que están en condiciones de ser instalados a mediano - plazo, se seleccionaron como los más favorables económicamente a los siguientes . Chambo, San Francisco, Malo -Codo - Sinclair, Coca, Cedroyacu, Verdechico, Gualaquiza, San

Miguel, Nangaritza, Cardenillo y Sopladora.

- c. Que un proyecto hidroeléctrico posea buenos indicadores económicos, tales como TIR, BNA y BNA/CA, no es suficiente para justificar su ejecución; hay que tener en cuenta también si será posible su financiamiento, es decir si no se trata de una inversión muy ambiciosa, y si la generación eléctrica que producirá está en armonía con el ritmo de crecimiento de la demanda durante el periodo que será instalado.
- d. La comparación de las alternativas de equipamiento a mediano plazo del SNI, elaboradas bajo la influencia de los resultados arrojados por la evaluación individual, permitió seleccionar como la más conveniente a la alternativa N°1 cuya estructura se indica a continuación: S.Francisco(Julio / 1993); Sopladora (Julio/1995), Jubones(Julio/1997); Chambo(Julio/1998), Verdechico(Julio/1999).
- e. En el desarrollo de esta evaluación, se han requerido resultados de otros análisis, como: la tarifa obtenida de la optimización del parque termoeléctrico equivalente; la producción energética de los aprovechamientos hidroeléctricos; y la proyección esperada de la demanda a satisfacerse. Por no disponer del programa de regulación de embalses ni los datos de hidrolo

gía, fue necesario hacer aproximaciones al momento de establecer las condiciones críticas de generación de los aprovechamientos.

#### RECOMENDACIONES

A partir de las conclusiones antes expuestas, es posible emitir las siguientes recomendaciones:

- a) Se podría desarrollar un trabajo con igual objetivo del presente, definir un plan de generación, en forma más cuantitativa y rigurosa, si trabajasen en ello un equipo de personas, que se encarguen cada una de un aspecto específico: Determinar la tarifa óptima del PTE; correr un programa de regulación de embalses cada vez que se incluye un nuevo proyecto en cada alternativa propuesta, para así establecer con seguridad las condiciones de generación de cada aprovechamiento para hidrología crítica; así mismo elaborar un programa que optimice el reparto de carga entre las centrales existentes y a instalarse a fin de construir la curva modificada de carga para cada año de estudio, y para cada alternativa de equipamiento en forma óptima y tal que se puedan elaborar dichas curvas para algunos meses en cada año con el objeto de ser más precisos en determinar la fecha de entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos futuros.

- b. En complemento a esta evaluación que es más bien un análisis de costos, sería conveniente realizar un análisis de confiabilidad del sistema eléctrico en conjunto, para cada alternativa de equipamiento, y cada vez que se incluye una nueva central al sistema. Así mismo estudios de operación del sistema como Flujo de Carga y Estabilidad.

## BIBLIOGRAFIA

1. CAMPERO H., LAS DECISIONES ECONOMICAS Y LA TASA DE ACTUALIZACION. DICIEMBRE, 1974.
2. CAMPERO H., MODELO DE EVALUACION PRELIMINAR DE PROYECTOS HIDRO-ELECTRICOS AISLADOS, OCTUBRE, 1978.
3. EDELMAN J.A., GLOSARIO DE TERMINOS ECONOMICOS Y CONTABLES. SECCION ESPECIAL EN ANALISIS BENEFICIO - COSTO, MARZO, 1975.
4. INECEL: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION A CORTO PLAZO, 1.979.
5. INECEL: ACTUALIZACION DEL PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION.
6. INECEL: EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO PAUTE - MAZAR, 1982.
7. INECEL: CATALOGO DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS, MARZO, 1983.
8. INECEL, SIMULACION DE LA OPERACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. DICIEMBRE DE 1982.

9. INECEL, RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION DE ESQUEMAS HIDROELECTRICOS INTEGRADOS. ENERO, 1983.
10. INECEL, RESULTADO DEL PROCESAMIENTO DEL MODELO OEHI PARA LOS APROVECHAMIENTOS DE MEDIANO Y LARGO PLAZO, MARZO, 1983.
11. STONIER A. HAGUE D., MANUAL DE TEORIA ECONOMICA, AGUILAR S.A. EDICIONES, 1974.
12. THUESEN GERGE, "ENGINEERING ECONOMY".



A.F. 142491