



T  
621.312134  
D259

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

"EVALUACION TECNICA Y ECONOMICA DEL PROYECTO JUBONES  
Y SU INTEGRACION AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO"

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION: POTENCIA

PRESENTADA POR:

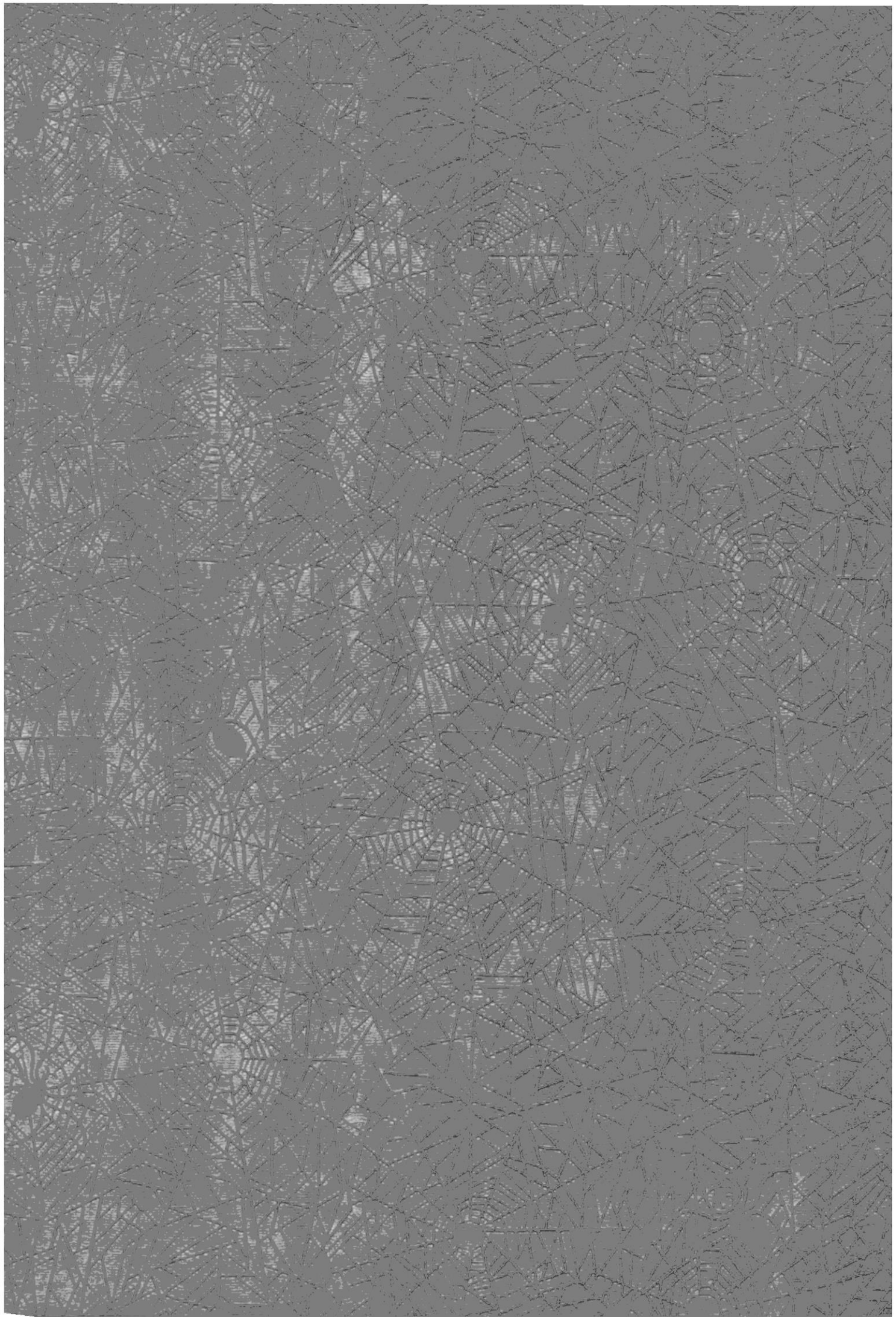
FLOR MARIA DAVILA PINOS

GUAYAQUIL - ECUADOR

1984



\*D-6163\*





## A G R A D E C I M I E N T O

- A LA ESCUELA SUPERIOR  
POLITECNICA DEL LITORAL.
- AL ING. JUAN SAAVEDRA ME  
RA, DIRECTOR DE TESIS, POR  
SU AYUDA Y COLABORACION  
PARA LA REALIZACION DE ES  
TE TRABAJO.

# DEDICATORIA

- A MIS PADRES :  
ROSA Y CARLOS
- A MI MADRE :  
JUDITH
- A MI FAMILIA



ING. ADOLFO SALCEDO GUERRERO  
SUB-DECANO DE LA FACULTAD DE  
ING. ELECTRICA .



ING. JUAN SAAVEDRA MERA  
DIRECTOR DE TESIS



ING. JORGE FLORES MACIAS  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



ING. CRISTOBAL MERA GENCON  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

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 Títulos Profesionales de la  
ESPOL).

*Flor Ma. Dávila P.*

-----  
FLOR MARIA DAVILA PINOS



## RESUMEN

### 1. OBJETIVOS

- Colaborar con los estudios del Plan Maestro de Electrificación, que actualmente está de finido hasta 1996, con la entrada de Paute Mazar, proyecto que sigue a Pastaza - Agoyán, Paute I Fase C y Daule - Peripa.
- Evaluación técnica y económica del proyecto Jubones como un proyecto de finalidades múltiples: control de inundaciones, riego y aprovechamiento energético.
- Evaluación económica de los efectos sociales y privados del proyecto.
- Determinación de la fecha óptima de entrada en operación la cual no ha sido definida hasta el momento.

## II. METODOLOGIA



El estudio y trabajo efectuado que involucra la realización de esta tesis comprende las siguientes fases:

En la primera fase se realiza la recopilación y análisis de los antecedentes, trabajos de campo y estudios realizados hasta el nivel de factibilidad con el objeto de optimizar las obras de riego, control de inundaciones y generación eléctrica.

Cabe señalar que todos los estudios realizados - del Proyecto lo consideran desde un punto de vista aislado del Sistema Nacional Interconectado.

La segunda fase comprende la toma de decisiones, con respecto a la definición técnica del proyecto y su integración al Sistema Nacional Interconectado en lo referente a definir el nivel de voltaje y el esquema de las líneas de transmisión de alta tensión y subestaciones.

La tercera fase comprende la evaluación económica del proyecto considerado aislado del S.N.I.,

tanto con criterio privado y con criterio social (a nivel nacional). En este caso el criterio recomendable para la toma de decisiones es el de Beneficio Neto Actualizado.

La cuarta fase comprende la evaluación del proyecto integrado al S.N.I. Para ello se seleccionan alternativas de secuencias de generación - eléctrica que permitan satisfacer la demanda tanto de potencia como de energía del sistema hasta el año horizonte del estudio.

El criterio de valor a ser usado en la evaluación económica de las secuencias es el del costo mínimo, en vez del beneficio máximo, en razón de que lo último está ligado a las tarifas eléctricas.

Dado el alto nivel de inversión asociado a los proyectos de generación, especialmente si se trata de proyectos hidroeléctricos, la solución de costo mínimo se lo analiza con criterio de evaluación privada y pública.

Para la determinación de los costos del proyecto Jubones, siendo este un proyecto de propósitos -

múltiples (riego, control de inundaciones y producción energética) se establece el criterio de "Imputación de Costos" (Cost Allocation) de acuerdo al porcentaje de participación de cada uno de los propósitos del proyecto.

Finalmente para la determinación de la fecha óptima de entrada en operación se considera los balances de potencia y energía en las que se establecen porcentajes de reserva, factores de variación estacional de la demanda y producción energética firme de los proyectos hidroeléctricos.

### III. RESULTADOS

Fecha de entrada en operación del proyecto.



## INDICE GENERAL

	<u>PAGS.</u>
RESUMEN -----	VI
INDICE GENERAL -----	X
INDICE DE FIGURAS -----	XIII
INDICE DE TABLAS -----	XIV
INTRODUCCION -----	17
CAPITULO I	
DESCRIPCION DEL PROYECTO-----	19
1.1. EL PROYECTO JUBONES Y SUS PROPOSITOS MULTI- PLES -----	19
1.1.1. Antecedentes -----	19
1.1.2. Descripción del área -----	22
1.1.3. Objetivos -----	28
1.2. EL PROYECTO JUBONES Y EL PLAN DE GENERACION NACIONAL -----	30
CAPITULO II	
DEFINICION TECNICA DEL PROYECTO JUBONES-----	35
2.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA BASICO DE APROVECHA MIENTO MULTIPLE -----	35

2.2. SELECCION DE LA ALTERNATIVA DE APROVECHAMIENTO -----	40
2.2.1. Presentación de las alternativas v selección -----	40
2.2.2. Descripción del proyecto hidroeléctrico -----	51
2.2.3. Alcance de los estudios actuales-----	59
2.3. SISTEMA DE TRANSMISION Y SUBESTACION ----	70
2.4. PRESUPUESTO DE INVERSIONES-----	79
CAPITULO III	
ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO AISLADO-----	85
3.1. DETERMINACION DE LOS BENEFICIOS NETOS-----	86
3.1.1. Beneficios por Riego y Control de Inundaciones -----	86
3.1.2. Beneficios energéticos -----	91
3.2. EVALUACION CON CRITERIO PRIVADO-----	99
3.3. EVALUACION CON CRITERIO SOCIAL -----	106
CAPITULO IV	
ANALISIS DEL PROYECTO EN EL SISTEMA -----	120
4.1. SELECCION DE LOS PROGRAMAS ALTERNATIVOS DE GENERACION -----	121
4.1.1. Información Básica -----	122
4.1.2. Centrales de Mediana Capacidad-----	135
4.1.3. Producciones de los proyectos hidroeléctricos -----	136

	<u>PAGS.</u>
4.1.4. Demanda -----	143
4.1.5. Conformación del Catálogo de Proyectos futuros -----	149
4.2. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGIA -----	150
4.2.1. Generación de secuencias -----	151
4.2.2. Simulador de operación -----	153
4.2.3. Producciones de los proyectos -----	154
4.2.4. Curvas parabólicas de carga -----	162
4.3. COSTOS FIJOS Y VARIABLES DE LAS ALTERNATIVAS	165
4.3.1. Costos fijos -----	168
4.3.2. Costos variables -----	171
4.4. EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS-----	172
4.4.1. Evaluación privada -----	176
4.4.2. Evaluación social -----	176
4.5. DETERMINACION DE LA FECHA OPTIMA DE ENTRADA - EN OPERACION DEL PROYECTO -----	187
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES -----	189
ANEXOS -----	194
BIBLIOGRAFIA -----	221

## INDICE DE FIGURAS

<u>Nº</u>		<u>PAGS.</u>
CAPITULO I		
1.1.	CUENCA DEL RIO JUBONES -----	24
1.2.	PLANTA Y PERFIL DEL RIO JUBONES -----	26
CAPITULO II		
2.1.	ESQUEMA GENERAL DE ALTERNATIVAS DE APROVECHA MIENTO-----	38
2.2.	ESQUEMA GENERAL DEL PROYECTO -----	58
2.3.	TOPOLOGIA DEL SISTEMA PARA LA OPERACION DEL EMBALSE MINAS -----	61
2.4.	ESQUEMA DE INTEGRACION DEL PROYECTO JUBONES AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO-----	72
CAPITULO IV		
4.1.	PERIODOS ESTACIONALES PARA EL ECUADOR-----	138
4.2.	PERIODOS DE DEFICIT Y SUPERAVIT - PERIODOS-- CRONOLOGICOS PARA EL ECUADOR -----	139
4.3.	DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO -----	166



## INDICE DE TABLAS

<u>Nº</u>		<u>PAGS.</u>
1.1.	ESTADO DE EJECUCION ACTUAL DE LOS PROYECTOS EN EL PLAN DE ELECTRIFICACION-----	33
2.1.	RESUMEN DE LA OPERACION DE EMBALSES PARA - PRODUCCION ENERGETICA.- ESTUDIO REALIZADO - POR CONSORCIO HIDROSERVICE - ASTEC, 1976--	47
2.2.	AREAS IRRIGABLES Y GARANTIA DE IRRIGACION- POR ALTERNATIVA DE N.A. MAXIMO Y DEL SISTE- MA DE OPERACION DEL EMBALSE DE MINAS. ESTU DIO REALIZADO POR CONSORCIO HIDROSERVICE - ASTEC, 1976.-----	48
2.3.	PRESA MINAS. PRINCIPALES PARAMETROS DE PRO- YECTO-----	52
2.4.	EMBALSE MINAS. CURVA COTA-AREA-VOLUMEN-----	53
2.5.	RESULTADO DEL ESTUDIO DE LA OPERACION DEL EMBALSE MINAS TOMADOS DEL ESTUDIO PLAN HI- DRAULICO DEL JUBONES - INERHI, 1984.-----	65
2.6.	CAUDALES OBLIGATORIOS A TURBINARSE EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA LA UNION-----	67
2.7.	POTENCIA TRANSMITIDA POR LA LINEA LA UNION- MILAGRO -----	75
2.8.	COSTOS DE LINEAS DE TRANSMISION -----	77
2.9.	SELECCION DEL CONDUCTOR ECONOMICO-----	78
2.10.	PRESUPUESTO DE CONSTRUCCION:CENTRAL LA UNION	81

<u>Nº</u>		<u>PAGS.</u>
2.11.	PRESUPUESTO DE CONSTRUCCION: PRESA MINAS---	82
2.12.	PRESUPUESTO DE CONSTRUCCION: CENTRAL LA -	83
	UNION MAS PRESA MINAS -----	83
2.13.	CALENDARIO DE INVERSIONES -----	84
3.1.	COSTOS DEL PARQUE TERMoeLECTRICO EQUIVALEN <u>T</u>	
	TE, PRECIOS DE MERCADO -----	95
3.2.	COSTOS DEL PARQUE TERMoeLECTRICO EQUIVALEN <u>T</u>	
	TE, PRECIOS SOCIALES -----	96
3.3.	COSTOS NETOS ACTUALIZADOS DE PRESA MINAS -	
	PRECIOS DE MERCADO -----	103
3.4.	COSTOS NETOS ACTUALIZADOS CENTRAL LA UNION	
	PRECIOS DE MERCADO -----	104
3.5.	BENEFICIOS ENERGETICOS CENTRAL LA UNION, -	
	CRITERIO PRIVADO -----	107
3.6.	APROPIACION DE COSTOS - ALTERNATIVA I - <u>CRI</u>	
	TERIO PRIVADO -----	108
3.7.	APROPIACION DE COSTOS - ALTERNATIVA II- <u>CRI</u>	
	TERIO PRIVADO -----	109
3.8.	COMPOSICION DE LOS COSTOS DIRECTOS: PRESA	
	MINAS -----	113
3.9.	COMPOSICION DE LOS COSTOS DIRECTOS: CENTRAL	
	LA UNION -----	114
3.10.	COSTOS NETOS ACTUALIZADOS PRESA MINAS - <u>PRE</u>	
	CIOS SOCIALES -----	115
3.11.	COSTOS NETOS ACTUALIZADOS CENTRAL LA UNION	
	PRECIOS SOCIALES -----	116
3.12.	BENEFICIOS ENERGETICOS CENTRAL LA UNION -	
	CRITERIO SOCIAL -----	117

<u>Nº</u>		<u>PAGS.</u>
3.13.	APROPIACION DE COSTOS. ALTERNATIVA I - CRITERIO SOCIAL -----	118
3.14.	APROPIACION DE COSTOS - ALTERNATIVA II - CRITERIO SOCIAL -----	119
4.1.	CENTRALES EXISTENTES A 1995-----	124
4.2.	EVOLUCION DEL PARQUE TERMoeLECTRICO REGIONAL -----	126
4.3.	PROYECTOS HIDROELECTRICOS DE MEDIANO PLAZO	129
4.4.	ESTADOS HIDROLOGICOS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS-----	130
4.5.	CARACTERISTICAS DE LOS PROYECTOS TERMICOS-	134
4.6.	ESTACIONES DEL AÑO -----	140
4.7.	TIPOS DE AÑOS HIDROLOGICOS -----	141
4.8.	DEMANDA MAXIMA-----	144
4.9.	DEMANDA EN EL AÑO PREVIO AL PERIODO DE EXPANSION -----	146
4.10.	DURACION DE LOS BLOQUES DE LAS CURVAS DIARIAS -----	146
4.11.	CURVAS DE DURACION HISTORICA -----	147
4.12.	NUMERO DE DIAS DE TRABAJO ESTACIONALES----	148
4.13.	RESUMEN DEL PLAN DE EQUIPAMIENTO 1984-2005 CRITERIO PRIVADO - MINAS LIBRE-----	177
4.14.	RESUMEN DEL PLAN DE EQUIPAMIENTO 1997-2005 CRITERIO PRIVADO - MINAS FIJO -----	183
4.15.	RESUMEN DEL PLAN DE EQUIPAMIENTO 1997-2005 CRITERIO SOCIAL -----	188

## INTRODUCCION

Evaluar un proyecto de usos múltiples como lo es el del río Jubones, y dada la situación económica que afronta actualmente el país, significa justificar técnica y económicamente las diferentes obras que comprende el desarrollo del proyecto.

En vista de que nuestro país presenta una baja tasa de crecimiento del sector agropecuario, debido fundamentalmente a la falta de infraestructura física de este sector, y que la falta de recursos económicos ha sido una de las razones que ha impedido la realización de obras de interés nacional, el proyecto Jubones con sus tres propósitos: riego, control de inundaciones y producción de energía eléctrica, está incluido dentro de los proyectos prioritarios establecidos en el Plan General de Desarrollo.

Por lo tanto en esta tesis se efectúa una evaluación del proyecto desde el punto de vista - energético y su posible incorporación al Siste

ma Nacional Interconectado, tratando de compatibilizar en lo posible la relación entre la producción de energía y los usos no energéticos.



## CAPITULO I

### DESCRIPCION DEL PROYECTO

#### 1.1. EL PROYECTO JUBONES Y SUS PROPOSITOS MULTIPLES

##### 1.1.1. Antecedentes

Desde hace más de dos décadas, el río Jubones tuvo la virtud de llamar la atención por su potencial hidroeléctrico. Efectivamente en un estudio del potencial hidroeléctrico de los ríos ecuatorianos, llevado a cabo para EMELEC en 1958, se sacó la conclusión de que el río Jubones presentaba posibilidades muy prometedoras un segundo estudio realizado por CHAS T. MAIN INTERNATIONAL INC., en 1968, para comparar las potencialidades de los ríos Paute y Jubones, acabó recomendando como más económico, desde el punto de vista hidroeléctrico, el aprovechamiento del río Paute. El Instituto Ecuatoriano de



Electrificación, INECEL, aceptó esta recomendación que fue incorporada en la política nacional. Es obvio que al no considerar los fines no energéticos del proyecto, este estudio no presentaba un enfoque real que permita juzgar adecuadamente la economía del mismo.

Más tarde, en 1969, el gobierno del Ecuador solicitó ayuda técnica británica con el objeto de formular propuestas para el desarrollo de la provincia de El Oro.

Se nombró a Sir William Halcrow & Partners para efectuar el trabajo. Los temas del estudio fueron la investigación de protección contra inundaciones y obras de riego, desarrollo agrícola, ampliación de las instalaciones portuarias en Puerto Bolívar y aprovechamiento hidroeléctrico. Sin embargo, en lo que respecta a esta última finalidad, el estudio estuvo restringido al desarro-

llo hidroeléctrico del río Jubones a un mercado dentro de El Oro.

Las estimaciones de la demanda probable dentro de la provincia no se aproximaban al potencial de cualquier esquema de aprovechamiento que merezca la pena y por eso parecía ser que el desarrollo hidroeléctrico podría ofrecer solamente una contribución negativa a los planes generales de desarrollo de fines múltiples ; no obstante, se supo que INECEL estaba dispuesto a reconsiderar su decisión si las nuevas propuestas parecían atractivas y se comenzó la investigación de posibilidades hidroeléctricas más sustanciales.

Luego, en 1974, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL y el Instituto Ecuatoriano de Recursos Hidráulicos, INERHI, por encargo del gobierno eligieron al Consorcio Hidroservice- Astec formado por la firma Hidroservice, Engenharia de Projectos Ltda. del Bra





sil y Astec, Asesoría Técnica Cia. Ltda. del Ecuador, para que efectúen la revisión y complementación de los estudios de factibilidad - existentes para el aprovechamiento múltiple del río Jubones.



Recientemente en 1983, la Cámara Nacional de Representantes decretó la creación del Fondo Nacional de Riego y Drenaje a cargo del Instituto Ecuatoriano de Recursos Hidráulicos, INERHI, asignando un 50 % para financiar los estudios y ejecución del proyecto del Río Jubones, hasta su total terminación. Cabe indicar que todos los estudios realizados - coinciden en recomendar el sitio Minas, como el mejor lugar de la - cuenca para la creación de una presa.

#### 1.1.2. Descripción del área

La cuenca hidrográfica del río Jubones,

se encuentra localizada en la parte suroeste del país, en el límite provincial del Azuay, Loja y El Oro, conforme se indica en la lámina de la figura N° 1.1. Con un área de 4310 km<sup>2</sup> esta cuenca cruza de este a oeste dos zonas diferentes:

La primera es la llanura costera que va desde la desembocadura del río en el Océano Pacífico, al norte de Puerto Bolívar, hasta el sitio denominado Tres Cerritos en donde comienza la sierra. Esta región posee tierra agrícola fértil, contiene arena, limo y arcillas y ha sido parcialmente formada por el depósito de sedimentos fluviales.

La segunda zona comprende toda la cuenca aguas arriba de Tres Cerritos. A su vez esta se la puede subdividir en dos, correspondiendo a las cuencas media y alta del río Jubones que conforman la zona montañosa caracterizada por un relieve abrupto y fuerte.



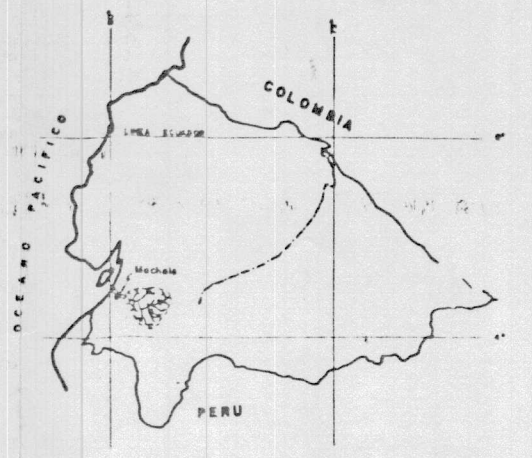
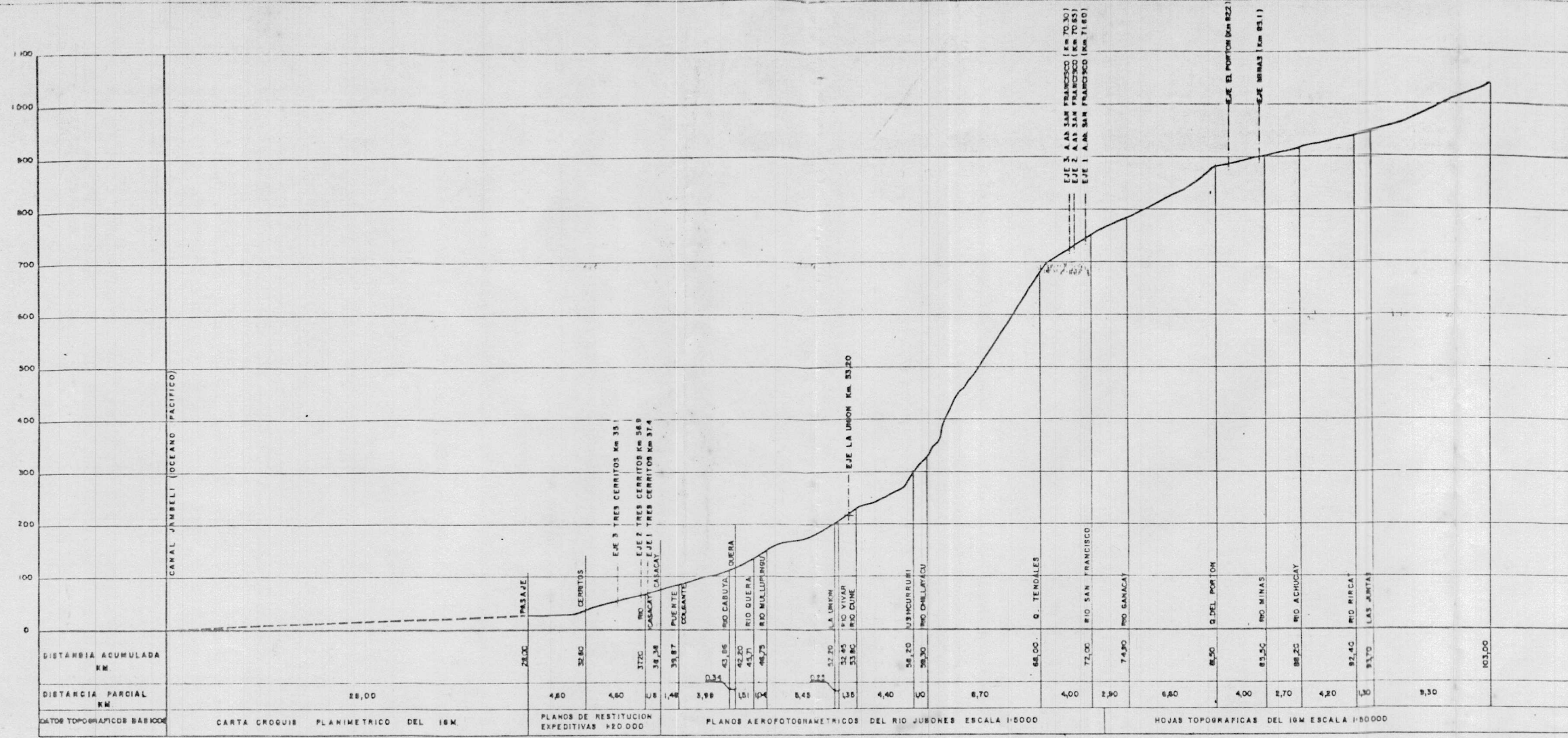
El río entre Minas y Tres Cerritos, recorre 46 Km. y presenta trechos de diversas pendientes como se puede apreciar en la lámina de la figura N° 1.2.

En el tramo entre Pasaje y Ushcurrumi, la pendiente del río es cerca del 0.8%. Esta zona está cubierta por una vegetación tropical densa y debido a la topografía relativamente fuerte, no existen áreas cultivadas de importancia económica a gran escala.

Aguas arriba de Ushcurrumi y hasta la confluencia del río San Francisco, el río Jubones tiene una pendiente media del 3,5% constituyendo el tramo de mayor concentración de caída y su cauce, se encuentra encajonado por laderas de fuertes pendientes con una vegetación que va disminuyendo a medida que se acerca al río San Francisco.

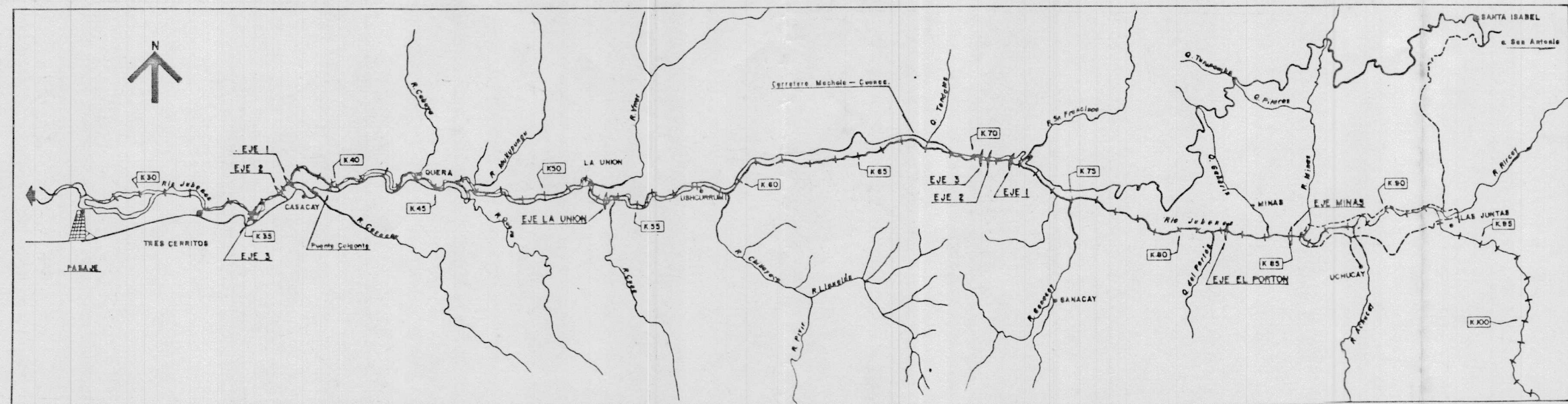
De la confluencia del río San Francisco hasta el río Minas la pendiente del





PLANO DE LOCALIZACION

PERFIL ESCALAS HORIZONTAL 0 1 3 5 10 Km VERTICAL 0 5 10 20 30m



PLANTA ESCALA 0 1 2 5 10 Km

FUENTE: INFORME DE FACTIBILIDAD

FIGURA Nº 1.2. PLANTA Y PERFIL DEL RIO JUBONES

Jubones se suaviza llegando a 0,6% donde se localiza el sitio más adecuado para la realización de un gran embalse de regulación.

El tramo comprendido entre el río Minas y la confluencia de los ríos Rircay y León, principales formadores del río Jubones, se caracteriza por un relieve muy accidentado y un clima árido.

Saliendo de esta región y a medida que se sube hasta las cabeceras de la cuenca, el relieve se suaviza y el clima se vuelve húmedo. Estos dos últimos trechos comprenden la zona de la cuenca alta del Jubones y es la parte más poblada del sector montañoso.

Con respecto a las características meteorológicas e hidrológicas del área se ha llegado a los siguientes resultados:

El régimen de lluvias es muy variable con precipitaciones del orden de los

200 mm., anuales en los alrededores de Minas, mientras que en el perímetro del área las lluvias llegan al orden de los 1000 mm., anuales, El semestre más lluvioso corresponde al período Diciembre - Mayo, mientras que durante los meses de Junio a Noviembre la pluviometría es del orden del 25 % de la precipitación anual. Las temperaturas medias anuales varían entre el 25° C y 35°C.

### 1.1.3. Objetivos

El río Jubones ha significado para los habitantes de las poblaciones situadas en la cuenca baja del mismo, un apoyo y un infortunio a la vez.

La zona costera de la provincia de El Oro ha dependido siempre de la agricultura, en los últimos años se ha concentrado en el cultivo de bananos produciendo gran parte de las expor

taciones del país. El río Jubones que proporciona el agua de riego que hace esto posible ocasiona también costosos problemas de sedimentación e inundaciones que afectan a las propiedades agrícolas, a las vías de comunicación y a las poblaciones situadas en la cuenca baja.

A esto hay que añadir los daños en las márgenes del río debido a la erosión, los períodos pronunciados de estiaje y los cambios de curso del río, razones que vienen a aumentar la severidad del problema.

Como solución se estableció la necesidad de regular los caudales del río - mediante la construcción de uno ó más embalses a lo largo de su cauce.

Efectivamente, la construcción de un embalse de importancia en el río Jubones, proporcionaría una contribución valiosa al permitir regular y



derivar el agua almacenada hacía las tierras cultivables con fines de irrigación, lo cual traería como resultado un mejor aprovechamiento de los recursos agrícolas de la región. Además ayudaría a retener la mayor parte del sedimento que acarrea el río procedente de las cuencas altas en la provincia del Azuay, evitando además la erosión de las márgenes del río, y el embalse sería capaz de absorber parte de los flujos de crecidas para su descarga a un ritmo adecuado en las diferentes estaciones del año, mitigando las inundaciones.

Si a todos estos usos del agua se suma el uso energético, se concibe entonces el proyecto Jubones como un proyecto de múltiples finalidades: riego, control de inundaciones y producción hidroeléctrica.

## 1.2. EL PROYECTO JUBONES Y EL PLAN DE GENERACION NACIONAL

El propósito de esta sesión es dar una visión

general sobre la situación actual del Plan de Generación Nacional y la oportunidad que en este tiene el proyecto Jubones en un futuro cercano.

Los estudios del Plan Maestro de Corto Plazo, realizados en 1980, definieron un Plan de Obras a ejecutarse en el período 1985 - 1990. Este plan consideraba a los proyectos Pastaza-Agoyán, Paute Fase C, Daule - Peripa y Paute-Mazar.

Si bien en los estudios del Plan Maestro de Corto Plazo se tomó en consideración al Proyecto Jubones, este junto con los proyectos - Toachi - Pilatón y Coca Salado no formaron - parte del Programa de Obras definido como óptimo; se recomendó entonces sean considerados en los estudios del Plan Maestro de Mediano y Largo Plazo conjuntamente con los nuevos proyectos que podrían presentar características técnicas y económicas atractivas.

Hasta el año de 1982, el programa de obras de finido alcanzaba a abastecer la demanda del

S.N.I., hasta el año 1.992; actualmente en 1984, los nuevos estudios de la previsión de la demanda indican un crecimiento más lento de la demanda eléctrica, razón por la cual las fechas de entrada en operación de los proyectos sufren un diferimiento resultando postergadas entre 1 y 5 años.

En consecuencia los proyectos actualmente prefijados en el Plan de Electrificación podrían cubrir los requerimientos de electricidad del país hasta el año de 1996, necesitándose una nueva instalación de generación en el año de 1997.

En la tabla N° 1,1, se presenta el estado de ejecución actual de los proyectos.

Siguiendo los mismos criterios, en lo que se refiere a basar la generación eléctrica fundamentalmente en la utilización de los recursos hidroeléctricos, actualmente INECEL se encuentra realizando los estudios para definir al equipamiento óptimo que permita satisfacer los requerimientos de energía eléctrica teniendo como horizonte de estudio el año 2010.

TABLA N°1.1.

ESTADO DE EJECUCION ACTUAL DE LOS PROYECTOS (1)			
PROYECTO	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FECHA ORIGINAL	FECHA ACTUAL
Vapor Estero Salado N° 3	73	Agosto, 80	Ejecutado
Gas Quito	60	Dcbre, 80	Ejecutado
Vapor Esmeraldas	125	Junio, 81	Ejecutado
Paute I-fases A y B	500	Junio, 82	Enero, 1985
Pástaza - Agoyán	156	Enero, 1985	Enero, 1988
Paute I - Fase C	500	Enero, 1987	Enero, 1992
Daule - Peripa	130	Enero, 1988	Enero, 1990
Paute - Mazar	174	Enero, 1989	Enero, 1995
Interconeción de los Sistemas Regionales al S.N.I.		Enero, 1983	Enero, 1986

(1) Unidad de Planificación, INECEL, Abril de 1984.-

Para definir cuales serían los proyectos que intervendrían en la conformación de las posibles alternativas para definir el programa de obras futuro, INECEL realizó un inventario de Recursos Hidroeléctricos del país\*. Como resultado - de éste, se seleccionaron once cuencas hidrográficas correspondientes a las de mayor

\*Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos, INECEL, Abril de 1.983.-

potencial y con mejor información básica disponible.

Entre estas cuencas prioritarias se encuentra -  
la cuenca del Jubones.

## CAPITULO II

### DEFINICION TECNICA DEL PROYECTO JUBONES

#### 2.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA BASICO DE APROVECHAMIENTO MÚLTIPLE

Definir un esquema básico de aprovechamiento múltiple de una cuenca hidrográfica comprende - una serie de trabajos de campo y estudios correspondientes a la definición de los sitios de obra y alternativas de desarrollo a lo largo de la cuenca.

En esta etapa de inventario se hacen necesarios estudios de Hidrología, Trabajos de Cartografía, Topografía, Geología, Sismología y Mecánica de Suelos, los mismos que exigen la participación en conjunto de ingenieros hidráulicos, geólogos, Ingenieros de Suelos y Topógrafos.

En base a lo expuesto, en esta sesión se preo

senta en forma breve los principales criterios que se utilizaron en la definición del esquema básico de aprovechamiento múltiple de la cuenca del Jubones.

La principal tarea al comenzar consistía en encontrar uno o más sitios de embalse que pudiesen efectuar una regulación anual o plurianual de los caudales del Jubones seguido por otros aprovechamientos que garanticen la utilización total o casi total del salto disponible y que complementen si fuere necesario la regulación para la demanda de riego y control de inundaciones en la parte baja.

Basándose en información cartográfica disponible y con la realización de viajes de reconocimiento de campo se identificaron todos aquellos sitios topográficamente favorables para la implantación de obras de cierre, los mismos que se calificaron en función de la Geología eliminándose aquellos que presentaban condiciones desfavorables.

Los criterios considerados en la eliminación de sitios son : inestabilidad de los taludes en el sitio de embalse, presencia de grandes exten-

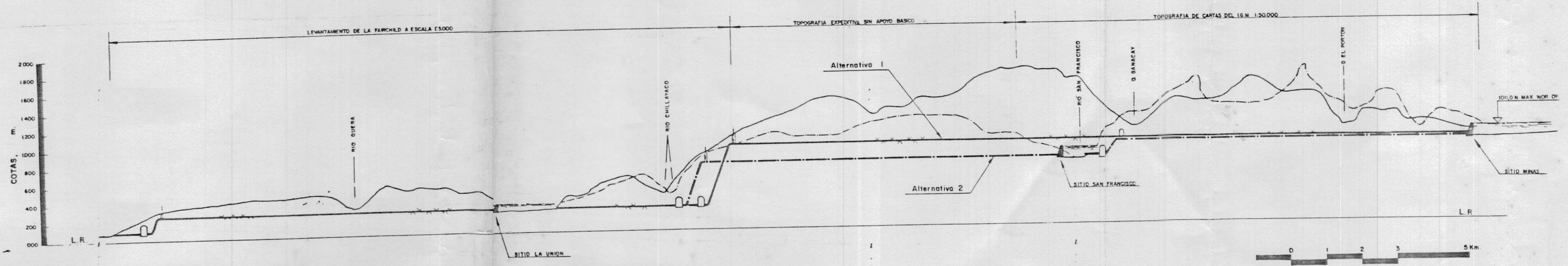
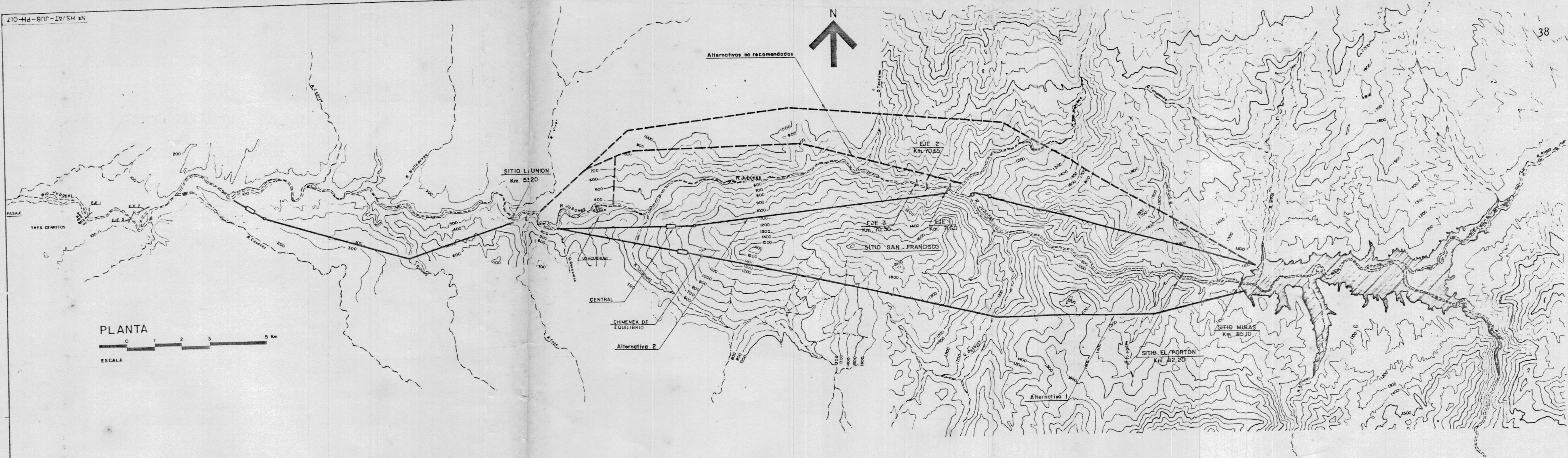
siones o volúmenes de material deslizado, presencia y extensión de fallas importantes en el sitio y de formaciones geológicas que permitirían la fuga de cantidades considerables de agua del embalse.

Conforme entonces a las limitaciones topográficas y geológicas existentes y considerando además las características hidrológicas de la cuenca se concibió el siguiente sistema de aprovechamiento múltiple:

- a) Una presa en el sitio Minas, cuyo embalse tenga un volumen adecuado para retener sedimentos, amortiguar crecientes y regular el régimen hídrico variable del río Jubones.
- b) Aprovechamiento hidroeléctrico a lo largo del río Jubones compuesto por obras de desvío, conducción y centrales.
- c) Un dique de derivación para riego y contrarregulación semanal en Tres Cerritos.

En la figura N° 2.1., se indican mediante ejes los





FUENTE: INFORME DE FACTIBILIDAD

PERFIL

FIGURA Nº 2.1 ESQUEMA GENERAL DE ALTERNATIVAS DE APROVECHAMIENTO



posibles sitios de obra identificados y las posibles combinaciones de los mismos a fin de establecer alternativas de aprovechamiento integrado.

La elección de Minas para la construcción de una presa, obedece a que el sitio reúne excelentes condiciones geológicas y topográficas; en este sitio el Jubones corre por un cañón estrecho y profundo de unos 550 mts. de longitud, y un ancho alrededor de 18 a 25 mts.; las paredes del cañón son de roca y se elevan casi verticalmente a una altura aproximada de 80 mts. para luego ir disminuyendo las laderas de las pendientes paulatinamente. Aunque el lugar se encuentra ubicado cerca de varios centros sísmicos los registros disponibles muestran que estos epicentros son menos y se encuentran a mayor profundidad que en la mayoría de los lugares de la provincia.

La cuenca de la zona del embalse se presenta impermeable y la unión con las rocas es bastante sólida.

En lo referente al aprovechamiento hidroeléctrico a lo largo de la cuenca, se pensó en 4 alternativas de desarrollo conforme se opte por el

aprovechamiento en uno o dos saltos y de acuerdo al trazado de los túneles por una u otra margen del río.

Para el riego de la zona baja del Jubones , se eligió el sitio N° 3 en Tres Cerritos para la construcción de un dique que permita la derivación simple de los caudales regulados por el embalse de Minas y la regulación semanal de los caudales turbinados en la central hidroeléctrica.

De esta forma quedó formulado el esquema de aprovechamiento múltiple del río Jubones, que servirá de base para todos los estudios posteriores.

## 2.2. SELECCION DE LA ALTERNATIVA DE APROVECHAMIENTO

### 2.2.1. Presentación de las alternativas y selección

El salto bruto natural entre el Sitio Minas y la ciudad de Pasaje es cerca de 870 metros presentando trechos de diversas pendientes siendo la caída de mayor im

portancia entre Ushcurrumi y la confluencia de los rios San Francisco y Jubones conforme se puede observar en la figura N° 1.2.

Por lo tanto, con el criterio de aprovechar la zona de mayor gradiente, la búsqueda de alternativas de aprovechamiento se concentró en dicho tramo y surgieron dos alternativas que se presentan a continuación:

#### ALTERNATIVA N° 1 : MINAS LA UNION

Esta alternativa presenta el aprovechamiento en una sola etapa del salto bruto de aproximadamente 750 m. entre Minas y La Unión. Surgieron dos variantes con respecto a la construcción de un túnel - de aducción por la orilla derecha o izquierda.

Al hacerlo por la orilla derecha se ganaba 20 m. de caída bruta; sin embargo estudios geológicos determinaron que la

zona por donde debería atravesar el túnel entre los ríos San Francisco y Chillayaco era poco recomendable y por lo tanto la caída adicional que podría obtenerse resultaba en un incremento de costo bastante alto debido a una longitud mayor del túnel.

Consecuentemente se decidió construir por la orilla izquierda.

Esta alternativa consta de una presa en Minas, 26 kilómetros de obras de conducción y restitución y una sola central subterránea.

#### ALTERNATIVA N<sup>o</sup> 2: MINAS - SAN FRANCISCO-LA UNION

Esta alternativa considera el salto dispoponible en dos trechos: Minas - San - Francisco con salto bruto de cerca de 250 m. y San Francisco - La Unión con salto bruto del orden de 500 m. En el primer trecho se construiría el mismo embalse de Minas de la Alternativa 1 ,

cerca de 11 kilómetros de obras de conduc  
ción y restitución y una central subterr  
nea próxima a la confluencia de los rios  
San Francisco y Jubones. En el segundo -  
trecho, mediante la construcción de una  
presa y obras de derivación con desarena-  
dores, inmediatamente aguas abajo de la  
confluencia del rio San Francisco con el  
Jubones, los caudales turbinados y los  
caudales del rio San Francisco serían re  
gulados y desviados hacia una segunda cen  
tral subterránea situada cerca del sitio  
de la central de la Alternativa 1. Las  
obras de conducción y restitución en este  
trecho totalizan aproximadamente 14 kiló-  
metros.

En la figura N° 2.1 (esquema general de -  
alternativas) se presenta un esquema gene  
ral de las alternativas de aprovechamien-  
to. Se indican también mediante ejes  
los posibles sitios de cierre encontra  
dos.

Como se puede notar, las dos alternativas  
aprovechan el mismo salto disponible, del

orden de 750 m., entre el embalse de Minas, y el nivel del río Jubones en La Unión. La alternativa 2, sin embargo, aprovecha de forma mayor el recurso hídrico disponible, al captar, en el salto San Francisco - La Unión, los caudales originados en la cuenca intermedia Minas - San Francisco.

Desde el punto de vista económico, es notorio que la alternativa 2 requiere mayores inversiones que la alternativa 1 - puesto que con longitud de obras de conducción semejante, requiere la construcción de dos casas de máquinas y del dique de captación y desarenadores en San Francisco.

Por lo tanto el criterio económico utilizado en la selección del esquema de aprovechamiento consiste en determinar si las inversiones y costos adicionales de la alternativa 2 con relación a la 1, son compensados por la producción adicional de aquella.

En el análisis comparativo entre las 2 alternativas intervienen solamente los costos de las centrales y obras de conducción, excluyendo el costo de la presa en Minas que será el mismo para los dos casos así como también los costos - de las líneas de transmisión y subesta- ciones. Los beneficios por generación hidroeléctrica fueron estimados en función de los costos de generación termo- eléctrica equivalente, dados por INECEL.

Para determinar las producciones energé- ticas para cada una de las alternativas consideradas se hicieron estudios de - operación de embalse, con el criterio - de compatibilizar las producciones - energéticas con las necesidades de riego en la parte baja de la cuenca.

Dichos estudios fueron realizados a nivel de prefactibilidad por el Consor- cio Hidroservice - Astec utilizando un modelo de simulación en computadora perteneciente a su biblioteca.



Este modelo simula la operación mensual de un conjunto de embalses optimizando la potencia continua generada por el sistema durante el período de estiaje más severo, y atendiendo a una restricción de área mínima de riego.

Para determinar los déficits ocurridos en el área de riego se ejecutaron diversos estudios e investigaciones para definir los cultivos más adecuados en el área de expansión de la zona baja estableciéndose el patrón mensual del uso consuntivo de los patrones de cultivo seleccionados.

En la tabla N° 2.1., se presenta el resumen de los resultados de operación de embalse para las dos alternativas consideradas con los antiguos datos sedimentométricos disponibles y las antiguas curvas - cota - área - volumen del embalse de Minas, considerándose 90 % de garantía hidrológica.

En la tabla N° 2.2., se presenta también

TABLA N° 2.1.

RESUMEN DE LA OPERACION DE EMBALSES PARA PRODUCCION ENERGETICA (1)

DESCRIPCION	ALTERNATIVA 1				ALTERNATIVA 2							
					GENERACION DE LOS DOS TRECHOS				GENERACION EN S.FRANCISCO - LA UNION AISLADA			
	N.A.	MAX.	NOR.	MINAS	N.A.	MAX.	NOR.	MINAS	N.A.	MAX.	NOR.	MINAS
	975	985	994	1003	975	985	994	1003	975	985	995	1003
1. Potencia firme, MW	238	284	312	334	266	310	336	370	194	226	242	262.0
2. Potencia media, $\overline{MW}$	161	176	182	190	170	189	195	206	133	141	147	156.0
3. Generación Anual, GWH/Año	1355	1481	1532	1599	1431	1590	1641	1734	1119	1187	1237	1313

(1) Hidroservice - Astec: Proyecto Jubones, Informe final de factibilidad, 1976.

TABLA N° 2.2.

AREAS IRRIGABLES Y GARANTIA DE IRRIGACION POR ALTERNATIVA DEL N.A. MAXIMO Y DEL SISTEMA DE OPERACION DEL EMBALSE DE MINAS (1)

SISTEMA DE OPERACION DEL EMBALSE	COTA DEL N.A. MAXIMO DEL EMBALSE DE MINAS (m)				
	1.003	994	985	975	
	AREA IRRIGABLE (Ha)				
	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000
GARANTIA DE IRRIGACION DE TIEMPO (%)					
Sistema Minas-San Francisco - La Unión. Embalse de Compensación en Sa. Francisco. Generación en los dos tramos.	93	90	90	74	88
Sistema Minas - S. Francisco - La Unión. Embalse de Compensación en S. Francisco. Generación sólo en La Unión.	95	90	90	74	90
Sistema Minas - La Unión Túnel de Presión Generación en La Unión	90	90	86	65	86

(1) Proyecto Jubones, Informe Final de Factibilidad, Volumen 1 (Hidroservice-Astec, 1976).

los resultados con respecto a la garan  
tía de irrigación por alternativa.

Determinadas las producciones energéti-  
cas y la garantía para regar las 55000  
hectáreas, prefijadas por el Inerhi se  
pudo efectuar el estudio económico com-  
parativo.

Para tal se realizaron anteproyectos con  
diversas potencias instaladas correspon-  
dientes a varios grados de regulación -  
por el embalse de Minas, y se prepararon  
los cómputos y presupuestos de los mis-  
mos.

El análisis económico fue realizado  
para las variantes de mayor poten-  
cia de las dos alternativas y para  
el N.A. Max. Op. en Minas en la cota  
1003 m.s.n.m.

Considerando los beneficios y costos  
de ambas alternativas para tasas de in  
terés del 8,10 y 12 % se obtuvo el si  
guiente cuadro comparativo:

## CUADRO COMPARATIVO

NIVEL DE PRECIOS: Enero de 1976	TASA DE INTERES		
	8 %	10 %	12%
1. COSTOS ( $10^6$ US\$)			
Alternativa 2-370 MW	401.75	407.60	416.56
Alternativa 1-334.5 MW	322.23	329.57	338.91
Diferencia de costo	79.52	78.03	77.65
Costo por KW adicional 35.5MW			
(US\$/KW)	2209.00	2168.00	2157.00
2. BENEFICIOS ( $10^6$ US\$)			
Alternativa 2-370 MW	620.48	529.75	468.62
Alternativa 1-334.5 MW	569.47	485.82	429.34
Diferencias de Beneficios	51.01	43.93	39.28

En este cuadro comparativo, podemos observar que los costos adicionales de la alternativa 2 no son compensados por los beneficios adicionales que la misma reportaría.

Además la alternativa 1 presenta menor complicación operativa y de mantenimiento. Por lo tanto se escogió la alternativa 1 a nivel de prefactibilidad.

Posteriormente a nivel de factibilidad y contando con las nuevas curvas cota-área-volumen, obtenidas por el Instituto Geográfico Militar, se ratificó la alternativa 1 como la más interesante, fijando en 1028 m.s.n.m., como la cota de coronamiento óptima de la Presa Minas escollera con núcleo impermeable, 1011 m.s.n.m. el nivel máximo normal de operación y la capacidad instalada de la central hidroeléctrica se fijó en 337 MW.

#### 2.2.2. Descripción del proyecto hidroeléctrico

La presa es del tipo escollera con núcleo impermeable y espaldones de cascajo y gravas extraídas del cauce del río aguas arriba del sitio. Los datos principales de la presa y sus órganos de regulación se encuentran expuestos en el cuadro de la tabla N° 2.3., en tanto que en la tabla N° 2.4., se presenta la curva cota-área-volumen del embalse de Minas.

El volumen útil óptimo del embalse para

TABLA N° 2.3.

## PRESA MINAS

PRINCIPALES	PARAMETROS	DE	PROYECTO	(1)
1. CARACTERISTICAS HIDROLOGICAS Y DE OPERACION				
Caudal medio del rio Jubones				
Período 1931 - 1973				32.3 m <sup>3</sup> /s
Caudal regularizado				
Período 1931 - 1973				24.3 m <sup>3</sup> /s
Caudal regularizado,				
Período 1954 - 1973				27.5 m <sup>3</sup> /s
Pico de la creciente de Proyecto afluente				8145 m <sup>3</sup> /s
Pico de la creciente de Proyecto efluente				2950 m <sup>3</sup> /s
Pico de la creciente de desvio				1045 m <sup>3</sup> /s
2. EMBALSES Y COTAS DE OPERACION				
Cota de coronamiento				1028 m.s.n.m.
Cota del Nivel de Agua Máximo Maximorum				1025 m.s.n.m.
Cota del Nivel de Agua Máximo Normal				1011 m.s.n.m.
Cota del Nivel de Agua Mínimo de Operación				954 m.s.n.m.
Volumen de Atenuación de crecientes, al comienzo/al fin de la vida útil (50 años)				230 Hm <sup>3</sup> /209 Hm <sup>3</sup>
Volumen útil al comienzo/al fin de la vida útil				501 Hm <sup>3</sup> /410 Hm <sup>3</sup>
Volumen muerto al comienzo/al fin de la vida útil				60 Hm <sup>3</sup> /32 Hm <sup>3</sup>
Volumen total al comienzo/al fin de la vida útil				791 Hm <sup>3</sup> /651 Hm <sup>3</sup>
Volumen de sedimentos depositados en 50 años (estimación)				140 Hm <sup>3</sup>
3. DIQUE				
Tipo: Escollera con núcleo de arcilla				
Altura máxima sobre fundaciones				135 m.
Longitud de la cresta				380 m.
Volúmenes:				
Núcleo Compactado				693.000 m <sup>3</sup>
Filtro y transiciones				104.000 m <sup>3</sup>
Espaldones compactados				2274.000 m <sup>3</sup>
Total				3071.000 m <sup>3</sup>
4. VERTEDERO				
Tipo:				Libre
Longitud de cresta				30 m.
Cota de la cresta				1011 m.s.n.m.
Disipación de energía				Salto de esqui.

(1) Hidroservice-Astec: Proyecto Jubones, Informe Final de Factibilidad 1.976.

TABLA N<sup>o</sup> 2.4.

EMBALSE      MINAS

CURVA-COTA-AREA-VOLUMEN (1)

COTA (m. s. n. m.)	AREA (10 <sup>5</sup> m <sup>2</sup> )	VOLUMEN (Hm <sup>3</sup> )	
		INICIO DE VIDA UTIL	FINAL DE VIDA UTIL
1040.0	22.43	1142.44	980.00
1020.0	16.69	751.27	587.00
1000.0	13.15	452.91	330.00
990.0	11.02	332.05	238.00
980.0	9.06	231.62	160.00
970.0	6.99	151.37	100.00
960.0	5.07	91.07	50.00
950.0	3.26	49.38	25.00
940.0	1.80	20.04	5.00
930.0	0.97	10.13	0.00
920.0	0.40	3.27	
910.0	0.15	0.53	
900.0	0.00	0.00	

(1) Hidroservice Astec: Informe Final de Factibilidad,  
Volumen II, Enero de 1976.



atender a la demanda de riego y posibilitar la producción energética se estimó  $410 \times 10^6 \text{m}^3$ . A este volumen se debe añadir el volumen para el control de crecientes y para el almacenamiento del sedimento que se acumularía en 50 años.

En base a experiencias anteriores, se ha admitido que los sedimentos se depositarían según los siguientes porcentajes: 20% del material sólido se depositará abajo del nivel de agua mínima de operación, 65% se depositará en la zona del volumen útil y 15% en el área para el control de crecientes o sea,  $28 \times 10^6 \text{m}^3$ ,  $91 \times 10^6 \text{m}^3$  y  $21 \times 10^6 \text{m}^3$ , respectivamente que sumados dan los  $140 \times 10^6 \text{m}^3$  previstos para un período de 50 años.

El nivel de agua mínimo operacional está en la cota 954,00 y es fijado por la cota de entrada de la bocatoma del túnel de baja presión que conducirá los caudales a la central hidroeléctrica. El volumen -

muerto corresponde al volumen por debajo de la cota 954.00 y es del orden de  $60 \times 10^6$  m<sup>3</sup>.

El nivel de agua máximo normal de operación resulta de la suma del volumen muerto ( $60 \times 10^6$  m<sup>3</sup>), más el volumen útil ( $410 \times 10^6$  m<sup>3</sup>) y más el volumen de sedimentos en la zona útil - ( $91 \times 10^6$  m<sup>3</sup>) totalizando un volumen de  $561 \times 10^6$  m<sup>3</sup> que corresponde a la cota 1011.00.

El nivel de agua máximo maximorum correspondiente al amortiguamiento de la creciente de proyecto y considerándose los  $21 \times 10^6$  m<sup>3</sup> de sedimentos que se acumularán en esta faja correspondió a la cota 1025 m.s.n.m. El volumen de atenuación respectivo es de  $209 \times 10^6$  m<sup>3</sup>, dando un total de  $230 \times 10^6$  m<sup>3</sup>.

El volumen total del embalse hasta el N.A. Max Max. es  $791 \times 10^6$  m<sup>3</sup>.

El aliviadero de la presa está constituido por un vertedero libre ubicado en la loma derecha.

La bocatoma del túnel de baja presión estará ubicada en el margen izquierdo de la presa.

Aguas arriba de la bocatoma se colocarán rejas para impedir la entrada de material flotante o sumergido que podría dañar o afectar el buen funcionamiento de las turbinas. La bocatoma tiene además una compuerta de emergencia prevista para un corte rápido del caudal. Inmediatamente aguas abajo habrá una transición de la sección rectangular de la compuerta a la sección D del túnel de aducción de baja presión, sin revestimiento cuya longitud hasta la chimenea de equilibrio es cerca de 21 kilómetros.

De la chimenea sale un túnel circular de alta presión revestido de acero y hormigón de cerca de un kilómetro de longitud, que llegando a la central subterránea se bifurca en 3 tuberías de acero correspondientes a las turbinas de la central. Estas, del tipo Pelton de eje vertical están acopladas directamente a los generadores y cada una tiene una válvula esférica a la entrada que asegura el cierre inmediato en casos de emergencia o de mantenimiento.

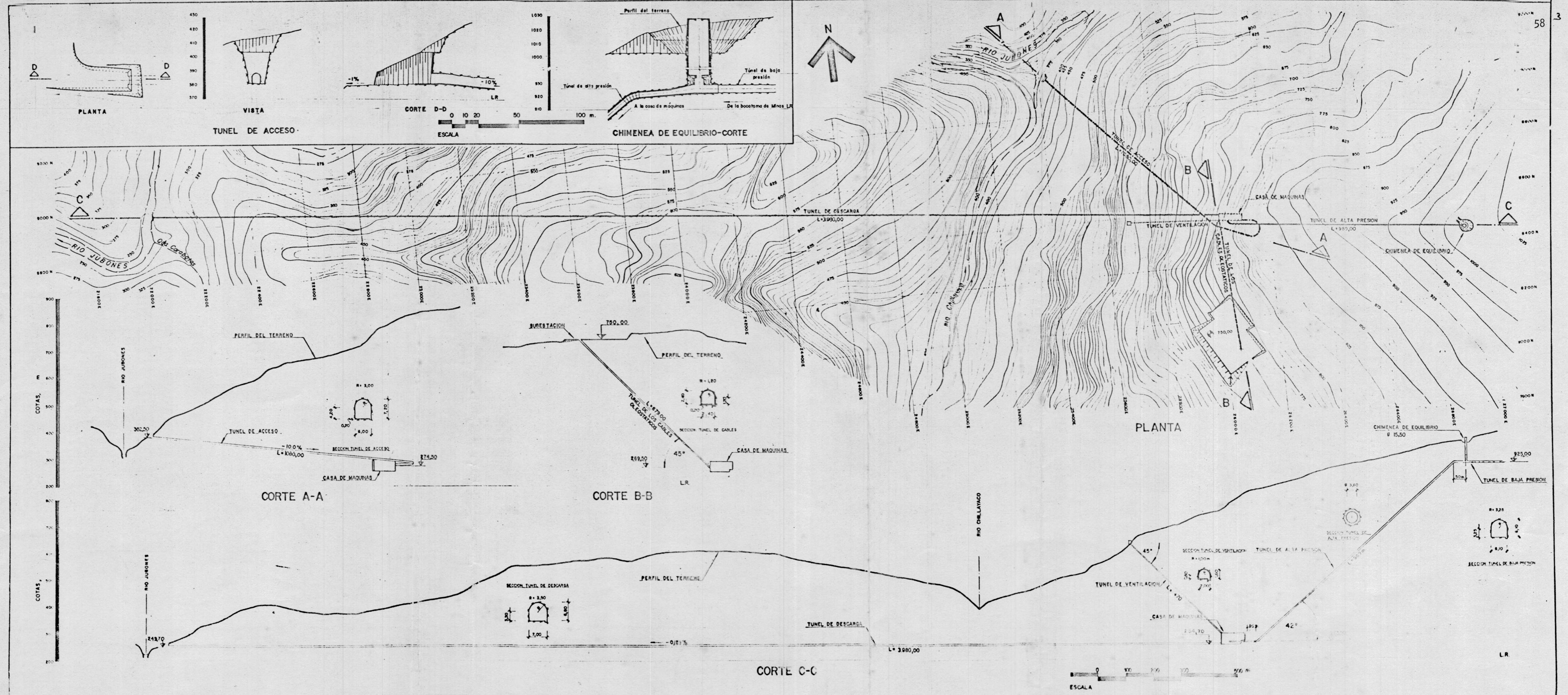
La caverna contendrá todos los equipos auxiliares, el puente grúa, los transformadores, las válvulas de cierre de emergencia a la entrada de cada turbina y la sala de montaje. La sala de comando y la subestación distribuidora estarán al aire libre en la superficie.

La conexión entre los transformadores y la subestación está provista por un cable de aceite fluído bajo presión de 230 KV instalado dentro del túnel de los cables. Este túnel contendrá también los cables de comando, y los de 13,8 KV para los servicios auxiliares.

Los caudales turbinados llegan a un túnel de descarga o fuga sin revestimiento, con escurrecimiento a superficie libre del orden de 4 kilómetros y salida próxima a la quebrada de Carabotas en la confluencia con el río Jubones.

Se prevee además un túnel independiente para la ventilación de la central y un túnel de acceso. En la figura N° 2.2., se ilustra un esquema general del proyecto.





FUENTE: INFORME DE FACTIBILIDAD

FIGURA Nº 2.2 ESQUEMA GENERAL DEL PROYECTO



### 2.2.3. Alcance de los estudios actuales

En esta sección se presentan los resultados obtenidos del estudio de la operación simulada del embalse Minas , considerando información actualizada especialmente de Hidrología y necesidades de riego.

Mediante este estudio se encuentra la producción energética del proyecto, garantizando los caudales pre-establecidos para los usos no energéticos.

Por producción energética padronizada se entiende los 3 productos característicos de una central.

#### ENERGIA PRIMARIA

Es la energía media anual que el aprovechamiento puede garantizar con una cierta seguridad hidrológica dada a través de un período o serie hidrológica considerada.

#### ENERGIA SECUNDARIA

Es la energía media anual aleatoria que no puede garantizarse. Es obtenida como la di

ferencia entre la energía media y la prima de la central.

#### POTENCIA GARANTIZADA

Es la máxima potencia que puede ser colocada por la central en el mercado en condiciones críticas de afluencia y caída.

El sistema hidráulico para la operación del embalse, se representa en la forma indicada en el gráfico de la figura - N<sup>o</sup> 2.3.

Cabe indicar que según el alcance de los estudios actuales se ha considerado la posibilidad de efectuar el trasvase de las aguas del río Shincata de la Cuenca del Santiago a la Cuenca del Jubones. Adicionalmente se han considerado otros fines como son riego de la Cuenca Alta del Jubones; agua potable,

## TOPOLOGIA DEL SISTEMA PARA LA OPERACION DEL EMBALSE MINAS (1)

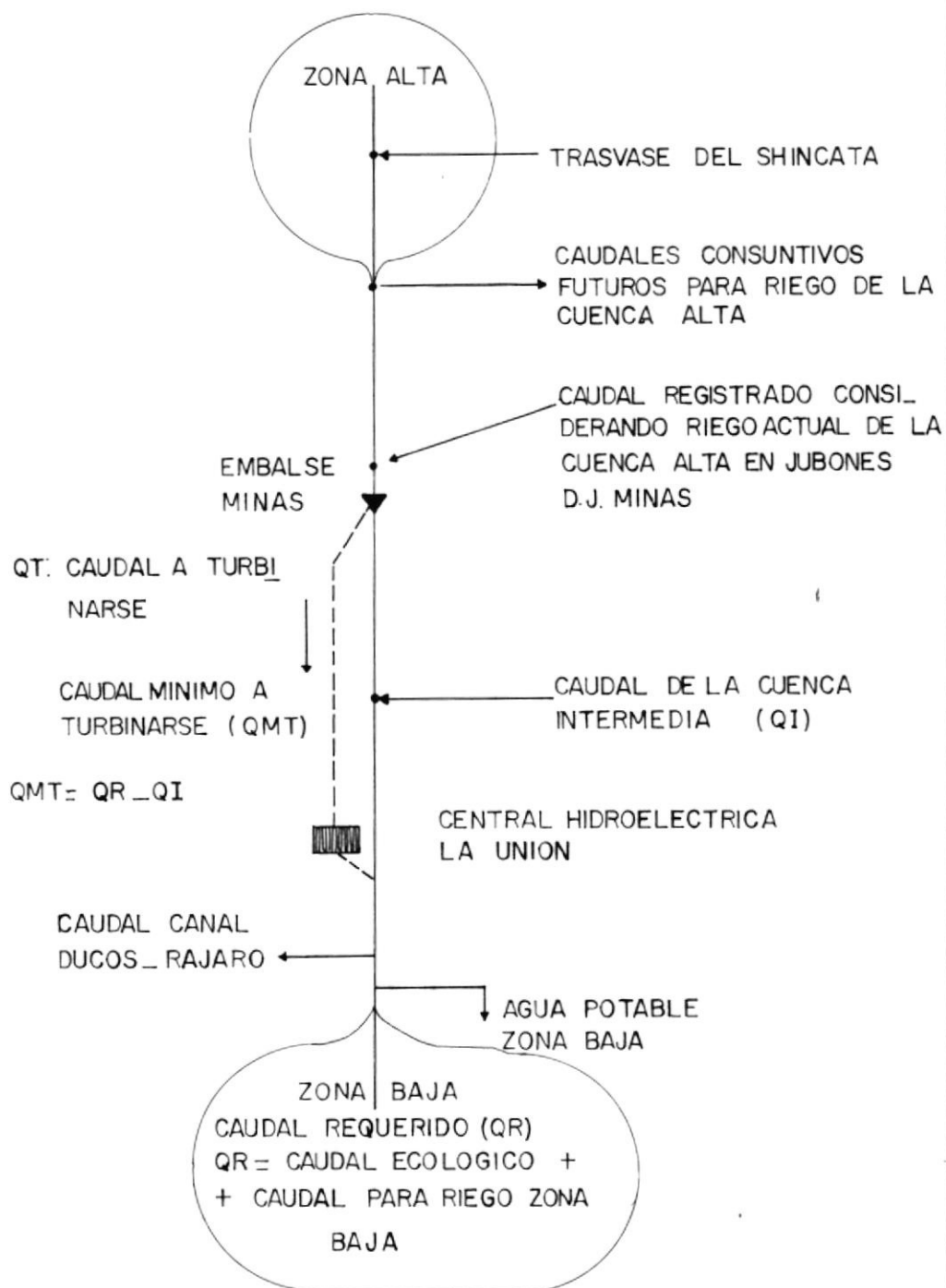


figura N° 2.3.

(1) Plan hidráulico del Jubones, INECEL - INERHI, 1984.-



caudal ecológico y caudal por el canal Ducos Rájaro en la zona baja, ya que se ha previsto un uso consuntivo para el riego de la Cuenca Media. Por lo tanto el sistema queda representado así:

- a. El embalse Minas al cual llegan los caudales registrados de la Cuenca Alta, más los caudales trasvasados desde el río Shincata, y menos los caudales consuntivos de las áreas que hasta el año 1994, se incorporarán al riego en la parte alta.
- b. La Central Hidroeléctrica La Unión que restituiría los caudales turbinados al río Jubones, los que conjuntamente con la aportación de la cuenca intermedia, deberán satisfacer los requerimientos de la zona baja.

El trasvase del Shincata es una obra de derivación de las aguas de los ríos Shincata y Betas de la cuenca del Santiago al Udushapa en los orígenes del río León. A pesar de que no existen estudios detallados sobre la factibilidad de la ejecución

de esta obra, el caudal medio anual del río Shincata se ha calculado en  $6.6 \text{ m}^3/\text{s}$ .

El estudio de la operación simulada del embalse Minas se ha realizado para un amplio conjunto de situaciones de operación como - variación de los niveles máximos y mínimos de operación, variación de la potencia instalada, variación de los requerimientos de agua - para la zona baja y variación del caudal afluente al embalse Minas (dependiendo del trasvase del Shincata).

En los cuadros de la tabla N° 2.5., se presentan las alternativas más interesantes de la operación del proyecto hidroeléctrico Minas - La Unión.

Los principales resultados que se obtienen de la operación del embalse y la central de generación son los siguientes:

- Energía primaria, con seguridad del 90 % mensual
- Energía secundaria.

- Potencia garantizada, con seguridad 90% mensual
- Caudal garantizado por la central para la zona baja con seguridad 100 % mensual.

Con respecto a los caudales para la zona baja, el Inerhi ha establecido que para el riego de 53000 Ha, el valor máximo que se requiere turbinar en la central es  $22 \text{ m}^3/\text{s}$ , como se presenta en el cuadro de la tabla 2.6.

Este valor pico que ocurre en el mes de Septiembre constituye una restricción para la operación de la Central. Por esta razón el mayor número de alternativas se procesaron considerando este caudal, sin embargo algunas alternativas se han estudiado para caudales superiores e inferiores al indicado con el propósito de analizar incorporaciones o reducciones del área de riego.

En las alternativas con trasvase de Shinca-ta 100%, se puede garantizar un caudal de hasta  $26 \text{ m}^3/\text{s}$ , lo que implica la posibilidad

TABLA N° 2.5.

PLAN HIDRAULICO DEL JUBONES (1)

RESULTADOS DEL ESTUDIO DE LA OPERACION DEL EMBALSE MINAS

ALTERNATIVA	POTENCIA INSTALA- DA (MW)	COTA NORMAL DE OPE RACION		TRASVA SE SHINCA TA (%)	CAUDAL EN ZONA BAJA (m <sup>3</sup> /s)	ENERGIA (GWH/AÑO)			POTENCIA GARANTIZADA (MW)
		MAXIMA	MINIMA			MEDIA	PRIMARIA	SECUNDARIA	
1	337	1015	969.6	100	26*	1801.6	1525.3	276.3	247.1
2	337	1015	959.5	100	26*	1806.5	1545.3	261.2	264.6
3	374	1011	969.6	100	22	1845.5	1498.6	346.9	344.6
4	350	1011	969.6	100	22	1804.9	1498.6	306.3	321.9
5	337	1011	969.6	100	22	1784.1	1498.6	285.5	310.6
6	337	1011	959.5	100	26*	1796.8	1517.1	279.7	246.3
7	374	1011	959.5	100	22	1858.6	1517.1	341.5	337.5
8	337	1011	959.5	100	22	1795.7	1517.1	278.6	303.6
9	337	1000	969.6	100	22	1736.1	1421.7	314.4	300.6
10	337	1000	959.5	100	25*	1752.1	1439.8	312.3	228.5
11	374	1000	959.5	100	22	1814.0	1439.8	374.2	315.8
12	350	1000	959.5	100	22	1775.0	1439.8	335.2	315.8
13	337	1000	959.5	100	22	1750.7	1439.8	310.9	310.2
14	337	990.9	959.5	100	22*	1723.3	1376.1	347.2	278.6
15	337	1015	959.5	60	24*	1703.9	1406.6	297.3	232.0

\* Caudal Máximo garantizado para la zona baja (garantia:100%)

Continua.....

Viene.....

16	374	1011	959.5	60	22	1744.1	1380.4	363.7	273.2
17	337	1011	959.5	60	22	1710.2	1380.4	329.8	273.2
18	374	1011	959.5	60	18	1744.1	1380.4	363.7	337.4
19	337	1011	959.5	60	18	1689.8	1380.4	309.4	304.1
20	337	1000	959.5	60	22	1646.7	1305.6	341.1	226.5
21	337	1015	959.5	0	20*	1535.2	1200.9	334.3	213.4
22	337	1011	969.6	0	18*	1515.1	1154.9	360.2	238.4
23	337	1011	959.5	0	20*	1525.0	1174.6	350.4	225.3
24	374	1011	959.5	0	16	1561.6	1174.6	387.0	312.6
25	337	1011	959.5	0	16	1525.0	1174.6	350.4	304.0
26	337	1011	954.0	100	26*	1780.9	1502.9	278.0	248.4
27	300	1011	954.0	100	26*	1769.1	1502.9	266.2	248.4
28	250	1011	954	100	25*	1508.1	1444.9	63.2	222.3
30	337	1020	954	100	27*	1813.0	1564.3	248.7	258.2
31	337	1020	954	60	25*	1705.8	1430.5	275.3	228.0
32	337	1011	954	0	20*	1509.1	1165.6	343.5	199.6

\*Caudal máximo garantizado para la zona baja (garantía: 100%)

(1) Plan Hidráulico del Jubones, INECEL - INERHI, 1984.-

TABLA N° 2.6.

CAUDALES OBLIGATORIOS A TURBINARSE EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA LA UNION (1) (RIEGO DE 53.000 Ha) (m<sup>3</sup>/s)

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTBRE	OCTBRE	NOVBRE	DCBRE	ANUAL
1. Caudal ecológico + Canal Ducos-Rájaro + Agua Potable.	5.5	5.2	5.0	5.5	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	5.8
2. Caudal para riego de 53000 has. de la zona baja (2)	24.7	14.8	24.1	28.4	24.9	24.4	33.1	33.1	30.5	23.8	22.7	24.9	25.8
3. Caudal 80 % Cuenca Intermedia	20.5	28.0	28.5	33.0	28.0	22.0	21.5	19.5	14.5	15.5	12.0	14.0	21.5
4. Caudal "obligatorio" a turbinarse	9.7	-8.0	0.6	0.9	2.9	8.4	17.6	19.6	22.0	14.3	16.7	16.9	10.1

1. INERHI: "Estudio de Factibilidad del Proyecto Múltiple Jubones, Capítulo 4 - Caudales" Septiembre/83

2. INERHI: Programa de Riego.

de ampliar la superficie de riego por sobre las 53000 Ha. Si no se consideran los caudales trasvasados del Shincata, el caudal máximo garantizado para la zona baja es de  $20 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Como se aprecia en los cuadros de la tabla N° 2.5., el caudal garantizable para la zona baja interfiere en el aspecto energético especialmente en lo que tiene relación con la potencia garantizada, en el sentido de que mientras mayor sea el caudal que se requiera garantizar, por sobre los  $22 \text{ m}^3/\text{s}$ , la potencia garantizada de la central disminuye sensiblemente.

La energía primaria no se ve influenciada por los requerimientos de riego para la parte baja.

Desde el punto de vista energético se puede apreciar que por cada  $\text{m}^3/\text{s}$  del trasvase, la energía primaria del aprovechamiento se incrementa en 50 GWH/año aproximadamente; esto es que si se confirmaría de los estudios hi

drológicos, que tendrían que realizarse, un caudal medio anual de  $6.6 \text{ m}^3/\text{s.}$ , el aumento de energía primaria debido al trasvase sería de 330 GWH/año, lo que representa un incremento del 30 % con respecto a la producción energética que tendría el proyecto sin contar con las aguas del Shincata.

Con respecto al nivel máximo normal de operación se aprecia que al variarlo en valores cercanos a la cota 1011 m.s.n.m. se obtienen variaciones de 7.0 GWH/año por cada metro de elevación o reducción del nivel citado.

La variación del nivel mínimo de operación no influye en forma determinante en la producción energética y el caudal garantizado para la zona baja, por lo tanto se justifica seguir considerando como nivel mínimo normal de operación lo establecido en el estudio de Factibilidad , 954 m.s.n.m.

En cuanto a la selección de la potencia instalada de la Central, esta dependerá de la definición de los requerimientos de riego de la zona baja, del valor del caudal de trasva



se del Shincata, en caso de ejecutarse esta obra, y del Mercado de Energía Nacional.

### 2.3. SISTEMA DE TRANSMISION Y SUBESTACION

En esta sesión se presenta un esquema de integración del proyecto hidroeléctrico Jubones al Sistema Nacional Interconectado.

Según la ubicación geográfica del proyecto y con el criterio de que éste pueda servir a la red Norte del Sistema durante las épocas de regimen hidrológico - desfavorable en otras cuencas hidrográficas del país, se concibe el establecimiento de una línea de transmisión, de doble circuito, 230 KV, - considerando que deberá tener capacidad de transportar toda la potencia disponible en la central La Unión, hasta la subestación Milagro del Sistema Nacional Interconectado ubicada a 140 Km., - aproximadamente.

Según el Plan actual de Transmisión Nacional, se espera que para el año 1986, entre en servicio la línea de transmisión Milagro - Machala y la subestación Machala a 138 KV, incorporando el Sistema El Oro al S.N.I.

Según esto, el esquema de transmisión de la zona Sur quedaría como se muestra en la figura N° 2.4. La Subestación de La Unión de 230 KV, deberá tener 3 posiciones para conexión con la central (3 unidades generadoras), 2 posiciones de línea para Milagro y previsión de dos posiciones para la transformación 230/138 KV considerando una futura conexión entre la central La Unión y la subestación Machala.

La subestación estará localizada al aire libre y según las normas de INECEL tendrá el esquema denominado "barra principal con barra de transferencia".

Para seleccionar el conductor se aplicó el método del costo total actualizado a la fecha de entrada en operación de la línea, año 1997<sup>(1)</sup>.

Se tomó 35 años de vida útil de la línea igual al período de análisis y una tasa de actualización del 8%.

El método de comparación consiste en sumar los valores actualizados de los desembolsos anuales de inversión y de las pérdidas anuales de transmisión.

---

(1) Capítulo IV, Sección 4.5.

ESQUEMA DE TRANSMISION DEL PROYECTO JUBONES AL SISTEMA  
NACIONAL INTERCONECTADO

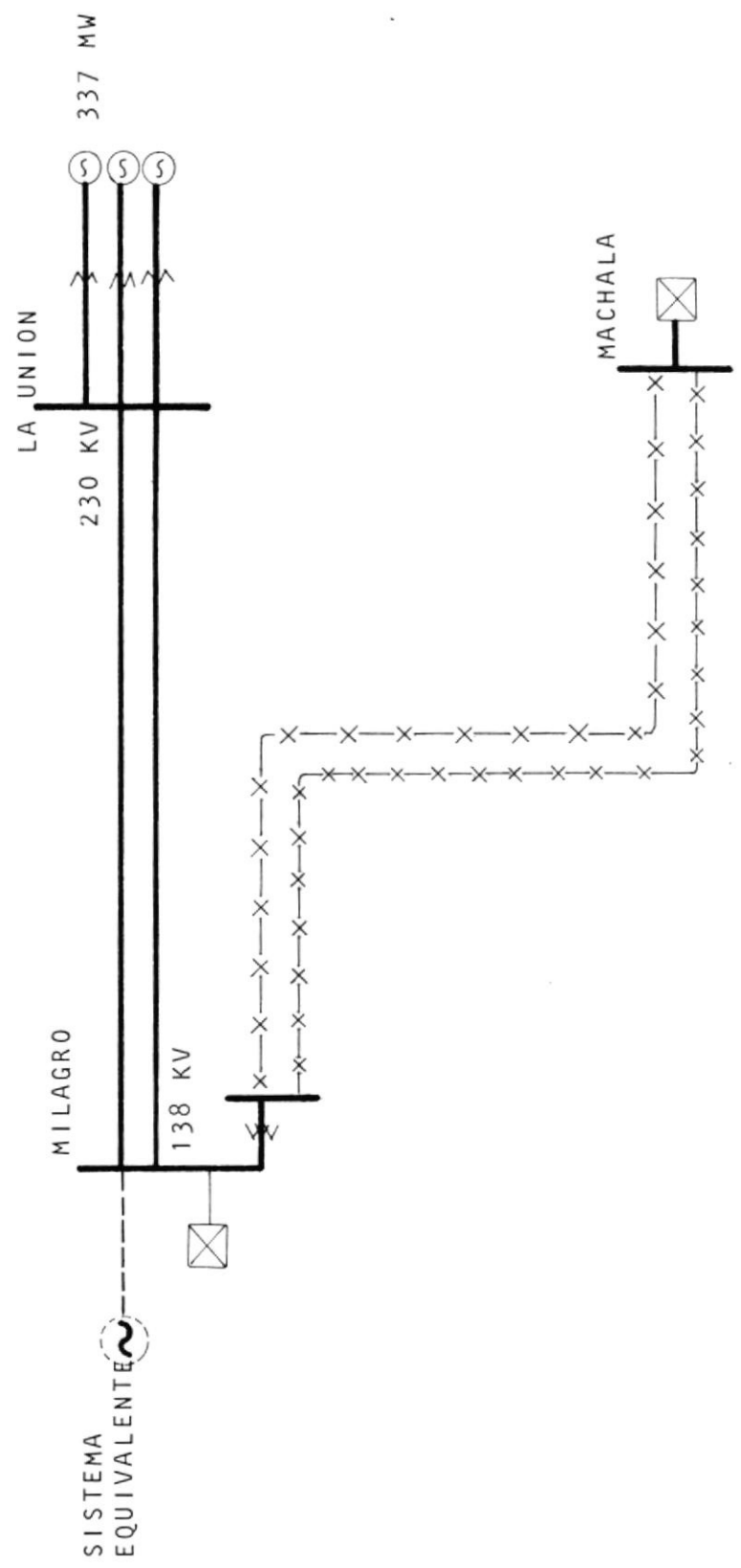


FIGURA N° 2.4.

Los costos para valorizar las pérdidas de potencia y energía son los siguientes a nivel de Enero de 1983:

Costo pérdidas de potencia: 143,9 US \$/KW

Costo pérdidas de energía: 0,05US \$/KWH

Solo se toman en cuenta las pérdidas por efecto Joule; las ecuaciones son:

$$P = 3RI^2 \cdot \frac{NCIR}{NC} \cdot 10^{-3} \quad \text{KW/KM}$$

$$E = P \cdot 8760 \cdot fp \quad \text{KWH/KM}$$

donde:

R resistencia por fase (ohms/Km)

NC número de conductores

NCIR número de circuitos

fp factor de pérdidas

El factor de pérdidas se calcula según la ecuación:

$$fp = fc(0,3 + 0,7 fc)$$

donde fc es el factor de carga, dados por INECEL

I es la corriente calculada como:

$$I = \frac{MVA \times 10^3}{\sqrt{3.230 \cdot NCIR}} \quad A.$$

El factor de potencia se asume 0.9

La potencia colocada por la central se la tomó de los resultados del despacho de carga realizado en el Capítulo IV, haciendo uso del modelo computacional "DSIG" en un plan de expansión que comprende el período 1997 - 2005.

En la tabla N° 2.7., se indican los datos utilizados.

A partir del año 2.005 se considera constante la producción colocada por la central y a partir del año 2.010 el factor de carga se queda en 0.6.

El análisis económico se efectuó para tres tipos de conductores ACSR: 795 MCM, 954 MCM y 1113 MCM. Este rango fue establecido al considerar el efecto corona. Para ello se tomó como referencia el libro TRANSMISSION AND DISTRIBUTION DE WESTINGHOUSE, donde basándose en la fórmula de Peterson se indican los conductores que para diferentes niveles de vol

TABLA N° 2.7.

POTENCIA TRANSMITIDA POR LA LINEA LA UNION - MILAGRO

AÑO	MW	MVA	f <sub>c</sub> (%)
1997	217	241	58,0
1998	220	244	58,2
1999	221	246	58.3
2000	221	246	58.5
2001	221	246	58.6
2002	221	246	58.8
2003	221	246	58.9
2004	221	246	59.1
2005	221	246	59.2
2006	221	246	59.4
2007	221	246	59.5
2008	221	246	59.7
2009	221	246	59.8
2010	221	246	60.0

taje presentan un comportamiento corona satisfactorio. (Anexo E ).

El criterio usado es que una línea debe ser diseñada para tener una pérdida corona en buen tiempo - despreciable, entonces las pérdidas bajo condiciones adversas serán tolerables.

Las características eléctricas de los conductores fueron tomadas del mismo libro, en donde al considerar el límite térmico se permite una elevación - de temperatura de 50°C por arriba de la temperatura ambiente, 25°C, una velocidad del viento de 0,61 m/seg., y un factor de emisividad de 0.5.

Para fijar el límite térmico se consideró 200 MVA - como potencia máxima de transmisión por circuito.

Los costos de instalación fueron tomados de INECEL a nivel de Enero de 1983, y se presentan en la tabla N° 2.8.

Los resultados obtenidos se resumen en la tabla N° 2.9.

Al efectuar el análisis económico se consideraron

TABLA N° 2.8.

## COSTOS DE LINEAS DE TRANSMISION

(dólares/Km)	Nivel de precio: Enero de 1983
N° CONDUCTORES POR FASE (MCM)	COSTO TOTAL INSTALADO
1 x 795	171484
2 x 795	315013
1 x 954	186724
2 x 954	356112
1 x 1113	201815
2 x 1113	396587

conductores agrupados, dos por fase. Estos arreglos ofrecen la ventaja de reducir el efecto corona y la reactancia de la línea lo cual implica un incremento en la potencia de transmisión.

De los valores obtenidos se puede observar que el conductor 1113 MCM, un conductor por fase resulta más económico.



TABLA N° 2.9.  
SELECCION DEL CONDUCTOR MAS ECONOMICO

(dólares / Km)

CONDUCTOR POR FASE	VALOR PRESENTE EN 35 AÑOS DE VIDA UTIL DE LA LINEA
1 x 795 MCM	349605.3
1 x 954 MCM	342932.8
1 x 1113 MCM	336256.5
2 x 795 MCM	405305.5
2 x 1113 MCM	465378.8

## 2.4. PRESUPUESTO DE INVERSIONES

En esta sesión se presenta la estimación del presupuesto de construcción del proyecto Hidroeléctrico Minas - La Unión.

Este presupuesto ha sido preparado considerando los parámetros establecidos en el estudio de factibilidad y en base al "Manual de Costos de Proyectos Hidroeléctricos - Nivel Inventario".

En las tablas N° 2.10 y N° 2.11, se presentan los presupuestos para la Central La Unión y la Presa - Minas, y adicionalmente en la tabla N° 2.12, se presenta un presupuesto agregado de la Central y la Presa.

Los calendarios de inversiones se han preparado considerando un período de construcción de 5 años, con los siguientes porcentajes de inversión anual:

AÑO	PORCENTAJE
1	10 %
2	25 %
3	30 %
4	25 %
5	10 %

Estos calendarios se los puede apreciar en el -

cuadro de la tabla N° 2.13.

A continuación se presenta una estructura de inversiones en sus componentes local y extranjera para los tres presupuestos

#### ESTRUCTURA DE INVERSIONES

	PRESUPUESTOS (10 <sup>6</sup> US\$)	MONEDA NACIONAL (%)	DIVISAS (%)
Presa Minas	178.0	37	63
Central La Unión.....	393.5	39	61
Presa+Central	571.5	37	63

Se utilizó la tasa de cambio: 1 U.S.dólar = S/.33.

La fecha de referencia es enero de 1.983.

TABLA N° 2.10.  
PRESUPUESTO DE CONSTRUCCION (1)

CUENCA: JUBONES  
 PROYECTO: CENTRAL LA UNION  
 CAP. INST. EN MW: 337  
 NIVEL DE PRECIOS: ENERO DE 1983

RIO: JUBONES  
 NIVEL MAXIMO  
 N.DE OPERAC.: 1011 m.s.n.m.

(EN MILES DE DOLARES)

C A T E G O R I A	M O N E D A		T O T A L	I M P R E V I S T O S	T O T A L
	LOCAL	EXTRANJERA			
1.Ingeniería y Administración	21.694.4	19.984.1	41.633.5		41.633.5
2.Costos Directos	98.301.3	187.481.	285.783.2	66.162.6	351.945.8
10.Terrenos y Servidumbre	233.4	0.0	233.4	58.3	291.7
11.Edificios y Estructuras	17.316.5	19.527.1	36.843.6	9.210.9	46.054.5
13.Obras de Toma y conducción	73.793.3	120.399.5	194.192.8	48.548.2	242.741.0
14.Inst. Electromecánicas	6.339.7	46.491.1	52.830.8	7.924.6	60.755.4
18.Vías,Aeropuertos y Muelles	410.5	872.7	1.282.7	320.7	1.603.4
19.Obras temporales	207.9	192.0	399.9	99.9	499.8
3.Imprevistos	24.328.0	41.834.6	66.162.6		
4.Subtotal	144.278.7	249.300.6	393.579.3		
5.Costo total del proyecto	144.278.7	249.300.6	393.579.3		393.579.3

(1) Plan Maestro de Electrificación, INECEL.

TABLA N° 2.11.

PRESUPUESTO DE CONSTRUCCION (1)

CUENCA: JUBONES  
 PROYECTO: PRESA MINAS  
 NIVEL DE PRECIOS: ENERO DE 1983

RIO: JUBONES  
 COTA DE CORO  
 NAMIENTO: 1028 m.s.n.m.  
 NIVEL MAX.  
 N.DE OPER. 1011 m.s.n.m.

(EN MILES DE DOLARES)

C A T E G O R I A	M O N E D A		TOTAL	IMPREVISTOS	T O T A L
	L O C A L	EXTRANJERA			
1.Ingeniería y Adminis tración	9.908.2	9.146.0	19054.2		19.054.2
2.Costos Directos	48.288.7	78.844.2	127132.9	31.783.2	158.916.1
10.Terrenos y Servid.	466.9	0.0	466.9	116.7	583.6
11.Edif.y Estructuras	853.9	963.0	1816.9	454.2	2.271.1
12.Presa y Obras de Re gulación	36.300.2	67.414.7	103714.9	25.928.8	129.643.7
120.Embalse	53.7	99.8	153.5	38.4	191.9
121.Desvío del Rio	1.415.2	2.628.3	4043.5	1.010.9	5.054.4
122.Vertedero	17.496.3	32.493.2	49989.5	12.497.4	62.486.9
123.Desague de fondo	1.668.9	3.099.4	4768.3	1.192.1	5.960.4
124.Presa	15.666.1	29.094.0	44760.1	11.190.0	55.950.1
18.Vías,Aeropuertos y muelles.	515.3	1.095.1	1610.4	402.6	2.013.0
19.Obras Temporales	10.152.4	9.371.4	19523.8	4.880.9	24.404.7
3.Imprevistos	11.686.7	20.096.5	31783.2		
4.Subtotal	69.883.6	108.086.7	177970.3		
5.Costo total del proy.	69.883.6	108.086.7	177970.3		177.970.3

(1)Plan Maestro de Electrificación INECEL

TABLA N° 2.12.

PRESUPUESTO DE CONSTRUCCION (1)

CUENCA:  
PROYECTO:  
CAP. INSTALADA EN MW:  
NIVEL DE PRECIOS:

JUBONES  
CENTRAL LA UNION Y PRESA MINAS  
337  
ENERO DE 1983

RIO:  
PRESA MINAS:

JUBONES  
COTA DE CORONAMIENTO  
1028 m.s.n.m.

( EN MILES DE DOLARES )

C A T E G O R I A	M O N E D A		TOTAL	IMPREVISTOS	TOTAL
	LOCAL	EXTRANJERA			
1. Ingeniería y Administ.	31.557.6	29.130.1	60.687.7		60.687.7
2. Costos Directos	149.590.0	266.326.1	412.916.1	97.945.8	510.861.9
10.Terrenos y Servid.	700.3	0.0	700.3	175.0	875.3
11.Edif.y Estruct.	18.170.4	20.490.1	38.660.5	9.665.1	48.325.6
12.Presa y Obras de Reg.	36.300.2	67.414.7	103.714.9	25.928.7	129.643.6
13.Obras de toma y cond.	73.793.3	120.399.5	194.192.8	48.548.2	242.741.0
14.Inst.Electromecánicas	6.339.7	46.491.1	51.830.8	7.924.6	60.755.4
18.Vías,Aeropuertos y mue.	925.8	1.967.3	2.893.1	723.3	3.616.4
19.Obras Temporales	10.360.3	9.563.4	19.923.7	4.980.8	24.904.5
3. Imprevistos	36.014.7	61.931.1	97.945.8		
4. Subtotal	214.162.3	357.387.3	571.549.6		
5. Costo total del Proyecto	214.162.3	357.387.3	571.549.6		571.549.6

(1) Plan Maestro de Electrificación, INECEL.

TABLA 2.13.

CALENDARIO DE INVERSIONES  
(EN MILLONES DE DOLARES)

NIVEL DE PRECIOS:ENERO DE 1983

P R O Y E C T O	A Ñ O S     D E     C O N S T R U C C I O N				
	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Presa Minas	17.80	44.49	53.39	44.49	17.80
Central La Unión	39.36	98.40	118.06	98.40	39.36
Presa + Central	57.15	142.88	171.45	142.88	57.15

.....

## CAPITULO III

### ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO AISLADO

Siendo el proyecto Jubones un proyecto de usos múltiples se hace imperativo para definir la conveniencia de su ejecución, analizar y valorizar los beneficios que dichos usos generarían.

En este capítulo se realiza una evaluación económica del subproyecto hidroeléctrico Minas, basada en la apropiación de costos de la presa, obra común a los 3 subproyectos (energía, riego y control de inundaciones) para fines exclusivamente energéticos.

En la evaluación se considera el proyecto aislado, es decir en forma independiente de su operación en un programa de obra y se emplean criterios tanto de evaluación privada (precios de mercado) como pública (precios sociales).

Esto último es importante de analizar. La decisión de llevar adelante un proyecto puede analizarse desde dos puntos de vista. Por ejemplo, en nuestro país una ins



titución como INECEL, por un lado debe buscar soluciones económicas con un criterio empresarial o privado, de modo que el usuario pague las tarifas menores posibles y la empresa pueda sobrevivir financieramente. Por otro lado, debido a su carácter de empresa estatal debe tomar sus decisiones con un criterio de beneficio social.

Un proyecto como el Jubones debe ser juzgado considerando ambas situaciones ya que involucra recursos nacionales valiosos.

### 3.1. DETERMINACION DE LOS BENEFICIOS NETOS

Los beneficios provenientes del proyecto Jubones son: beneficios por concepto de riego y control de inundaciones en la parte baja de la cuenca y beneficios energéticos en la cuenca media.

#### 3.1.1. Beneficios por Riego y Control de Inundaciones

Los beneficios que nos interesan para esta evaluación son aquellos que la obra de regulación (presa Minas) produce en

los aspectos de riego y control de inundaciones.

Para llegar a una estimación de los beneficios por riego, atribuibles a la presa Minas, es importante determinar cuántas hectáreas del área máxima disponible para riego, pueden ser regadas gracias al abastecimiento regulado de agua que se puede obtener con el embalse de Minas considerando el caudal turbinado en la central hidroeléctrica más el aporte de la cuenca intermedia entre Minas y Tres Cerritos, una vez agotadas las posibilidades de irrigación en las condiciones naturales del río.

En la estimación de los beneficios se debe considerar además de los beneficios directos generados dentro del área de riego, los beneficios indirectos correspondientes a los valores tangibles que se generarían en la región como resultado de las actividades derivadas por la implantación del proyecto.

El área para riego con aguas del río Jubones ha sido estimada por el Inerhi en 53.000 Ha., de las cuales aproximadamente 30.000 Ha., han sido cultivadas predominando la producción bananera de exportación y en pequeño porcentaje cultivos marginales de café, cacao, maíz, pastos, arroz, tabaco.

Los bananos constituían hasta hace poco la producción agrícola principal de la provincia de El Oro llegando hace algunos años a contribuir a la economía nacional en un 78 % del total de las exportaciones del país lo cual representaba un porcentaje considerable de los ingresos de divisas. Actualmente nuestro país dejó de ser el principal exportador de banano en el mundo y compite duramente en el mercado internacional, situación que fue prevista en estudios anteriores, como el de Sir William Halcrow & Partners y el de Hidroservice - Astec, los cuales recomendaron basar la expansión del área cultivable en una diversificación de cultivos que perm

tan el fomento del desarrollo industrial. Dichos estudios coinciden en recomendar un patrón de cultivos basados en oleaginosas, frutas tropicales, arroz, maíz duro, soya y pastos.

Las frutas tropicales (piña, coco, naranja), pueden ser industrializadas, en la provincia de El Oro o exportadas; los pastos deberán utilizarse para producción de ganado de carne y los cultivos de oleaginosas, maíz duro y arroz permitirían la implantación de un complejo agroindustrial de aceites vegetales comestibles y de alimentos balanceados para consumo de aves y porcinos; además estos cultivos tienen un mercado seguro en nuestras fronteras.

Puede entonces esperarse que la implantación del subproyecto riego ayude a satisfacer la demanda de alimentos, eleve el nivel de empleo, contribuya al balance comercial en la región y retuerce el ingreso de divisas en el país.

De todo lo expuesto hasta aquí, la cuantificación de los beneficios que nos interesa resulta de difícil realización e igual cosa sucede con los beneficios por control de inundaciones.

Los beneficios por amortiguamiento de crecientes y bloqueo de sedimentos atribuibles a la Presa Minas corresponderían a los daños y perjuicios evitados con su construcción.

Según estudios realizados por Sir Williams Halcrow & Partners las inundaciones causadas por el desbordamiento del río Jubones tienen como efecto principal el daño parcial o total de cosechas; además se debe considerar las pérdidas de tierras agrícolas por erosión.

Finalmente para determinar los beneficios netos es necesario definir las obras de riego y control de inundaciones en la cuenca baja con

el objeto de conocer los costos -  
respectivos.

### 3.1.2. Beneficios Energéticos

La cuantificación de los beneficios energéticos que un aprovechamiento hidroeléctrico genera a través de su vida útil, se la hace valorizando la producción energética padronizada anual del proyecto mediante un sistema de precios adecuado.

La producción energética padronizada, está constituida por la potencia garantizada, energía primaria y energía secundaria del proyecto hidroeléctrico.

Estos parámetros se obtuvieron en la operación simulada de la central (Capítulo II) para diferentes alternativas.

Con respecto al sistema de precios a emplearse para la valorización de los beneficios energéticos, se eligió entre tres criterios:

- a) Precios de venta de la energía.
- b) Precios obtenidos mediante los costos de sustitución de un parque termoeléctrico equivalente.
- c) Precios obtenidos del conjunto de costos marginales de la expansión del sistema eléctrico.

El primer criterio es inconveniente debido a las distorsiones que tienen las tarifas en el país. Por otra parte el servicio eléctrico debe proveerse al usuario

en condiciones adecuadas y al mínimo costo, por lo cual la tarifa es una consecuencia del costo del servicio y no se la puede utilizar para evaluaciones internas del mismo.

Los criterios siguientes por ser ambos - marginalistas resultan adecuados en el sentido de que representan costos de referencia basados en alternativas que podrían desarrollarse para dar servicios equivalentes a un determinado proyecto - hidroeléctrico.

Como los costos marginales para el sector eléctrico ecuatoriano no están disponibles se utilizaron los precios obtenidos mediante los costos de sustitución de un - parque termoeléctrico equivalente.

Estos precios se definen de la siguiente - forma:

Un proyecto hidroeléctrico incorporado - marginalmente en el sistema, operará durante su vida útil, en una zona de la cur



va de carga definida por sus características de producción. El mismo aporte marginal al sistema de generación puede obtenerse ampliando el parque termoeléctrico de forma que entregue un servicio marginal equivalente al del proyecto hidroeléctrico, entendiéndose por servicio equivalente aquel que se presta en condiciones iguales de seguridad y calidad.

Las tablas N<sup>o</sup> 3.1. y 3.2., contienen los costos termoeléctricos equivalentes, expresados en nivel monetario de enero de 1983 y para un amplio rango de tasas de actualización.

El cálculo de los beneficios energéticos brutos está dado por la siguiente ecuación:

$$BE = C_{pg} \times PG + C_{ep} \times EP + C_{es} \times ES,$$

en donde:

BE = beneficio energético bruto

TABLA N° 3.1.

COSTOS DEL PARQUE TERMoeLECTRICO EQUIVALENTE (1)

NIVEL DE PRECIOS: ENERO DE 1983

CRITERIO:

PRECIO DE MERCADO

TASA DE ACTUALIZACION(%)	COSTO POR POTENCIA (US\$/KW/AÑO)	COSTO POR ENERGIA	
		PRIMARIA (US\$/MWh)	SECUNDARIA (US\$/MWh)
6	148.58	37.73	18.84
8	143.93	50.50	23.09
10	140.84	62.18	26.99
12	147.29	65.51	28.10
14	153.84	69.21	29.33
16	160.27	73.36	30.71
18	166.98	77.84	32.21
20	173.88	82.75	33.84

(1) Plan Maestro de Electrificación

TABLA N° 3.2.

COSTOS DEL PARQUE TERMoeLECTRICO EQUIVALENTE (1)

CRITERIO: PRECIOS SOCIALES

(NIVEL DE PRECIOS: ENERO DE 1983)

TASA DE ACTUALIZACION(%)	COSTOS POR POTENCIA (US\$/KW/AÑO)	C O S T O S P O R E N E R G I A	
		PRIMARIA (US\$/MWh)	SECUNDARIA (US\$/MWh)
6	197.96	45.69	23.14
8	192.77	61.70	28.47
10	184.74	80.71	34.81
12	193.23	84.84	36.19
14	202.25	89.36	37.69
16	211.24	94.39	39.37
18	220.19	99.96	41.23
20	229.52	105.96	43.23

(1) Plan Maestro de Electrificación

- PG = potencia garantizada de la central
- EP = energía primaria de la central
- ES = energía secundaria de la central colocable en el mercado eléctrico.
- C<sub>pg</sub> = costos unitarios de la potencia garantizada obtenido de los costos del parque termoeléctrico equivalente.
- C<sub>ep</sub> = costo unitario de la energía primaria obtenido de los costos del parque termoeléctrico equivalente.
- C<sub>es</sub> = costo unitario de la energía secundaria, definido por el costo de sustitución del combustible del parque térmico instalado en el sistema.

Los beneficios netos actualizados se calculan como la diferencia entre los beneficios brutos actualizados y los costos actualizados de inversión y operación y mantenimiento.

Cabe mencionar que la energía secundaria - total del proyecto hidroeléctrico no es colocable completamente en el mercado eléctrico.

tríco, tomando en cuenta que en el futuro el sistema de generación eléctrica tendrá un alto porcentaje de centrales hidráulicas.

Por esta razón se ha considerado una colocabilidad de 35 % de la energía secundaria disponible.

En la evaluación se considera también una producción energética constante durante los 50 años de vida útil del proyecto.

Los valores de producción energética presentados en el Capítulo II, están referidos a nivel de bornes de generación de la central, de tal manera que para evaluar la energía vendida debe descontarse los consumos propios y las pérdidas eléctricas en la subestación de elevación y en la línea de transmisión. Se ha estimado un valor de 1.5 % por este concepto, tanto para potencia garantizada como para las

energías primaria y secundaria.

### 3.2. EVALUACION CON CRITERIO PRIVADO

A fin de determinar la factibilidad económica del proyecto Jubones para fines exclusivamente energéticos, el criterio recomendable es el de Beneficio Neto Actualizado, es decir la diferencia de ingresos menos egresos en valor presente. Con el objeto de poder mostrar también la Tasa Interna de Retorno (TIR) era necesario parametrizar la tasa de actualización escogiéndose un rango que va del 6 % al 20 %.

La evaluación consiste en determinar el costo de la Presa Minas imputable a la central hidroeléctrica siendo necesario para ello conocer - el costo total actualizado de la presa y los beneficios que se pueden atribuir a ésta por concepto de riego y control de inundaciones.

Se restan los dos beneficios mencionados del costo total de la presa dejando solamente el costo restante como imputable a la central de generación en La Unión. Luego conociendo los beneficios energéticos actualizados propios de la central, se completa la evaluación económica deter

minándose el Beneficio Neto Actualizado.

Se considera como vida útil económica la de 50 años tanto para la presa como para la central, fijándose como fecha de referencia para la actualización de costos y beneficios al momento de entrada en operación del embalse.

Los cálculos se efectuaron en moneda dura correspondiente a un nivel monetario de enero de 1.983.

Los costos que se consideran en la evaluación comprenden: inversión, reposiciones intermedias y gastos de operación y mantenimiento.

## 1. INVERSION

Los presupuestos de construcción y los calendarios de inversión para la presa Minas y la central La Unión se muestran en el Capítulo II, en los cuadros de la sesión 2.4.

## 2. REPOSICIONES INTERMEDIARIAS

Son las obras y equipos que tienen una -

vida útil menor a la del proyecto global, y que deben ser repuestos para conseguir un adecuado funcionamiento de las instalaciones. Los valores utilizados en la evaluación - son los siguientes:

COMPONENTE	PORCENTAJE DEL COSTO DEL COMPONENTE CON RESPECTO AL COSTO TOTAL DE LA CENTRAL.	AÑOS DE VIDA UTIL DEL COMPONENTE.
Turbinas y Generadores	16	32
Equipo electro-mecánico	3	22
Equipo de control	5	19
Accesorios	2	34

Para la presa no se consideran reposiciones intermedias.

### 3. GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

Para el cálculo de los gastos anuales de operación y mantenimiento se consideran los siguientes porcentajes:

1.5 % de la inversión correspondiente a la central La Unión.



0.25 % de la inversión correspondiente a la presa Minas.

Las tablas N<sup>o</sup> 3.3 y 3.4., muestran los costos totales actualizados de las obras.

Para determinar los beneficios energéticos; de las alternativas posibles indicadas en el capítulo anterior se escogieron las alternativas - 23 y 6, que ahora llamaremos alternativas I y II. Estas fueron seleccionadas con el objeto de realizar la evaluación considerando - incorporaciones o reducciones de las hectáreas a regarse y tener una visión general de lo que podría suceder.

Considerando que a medida que el caudal requerido para la zona baja es mayor, no parece necesario potencias superiores a 337 MW ya que la potencia garantizada disminuye, la evaluación se la ha realizado considerando los parámetros definidos en la etapa de factibilidad.

Con respecto a la determinación de los beneficios atribuibles a la presa por riego y control de inundaciones, en vista de que aún no está disponible la información de los subproyec-

TABLA N° 3.3.  
 COSTOS NETOS ACTUALIZADOS PRESA MINAS  
 (VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE US\$)

TASAS ACTUAL. (%)	INVERSION	REPOSICION INTERM.	GASTOS DE OPERACION.	TOTAL
6	218.7	0.0	7.0	225.7
8	233.9	0.0	5.4	239.3
10	249.9	0.0	4.4	254.3
12	266.8	0.0	3.7	270.5
14	284.7	0.0	3.2	287.9
16	303.5	0.0	2.8	306.3
18	323.3	0.0	2.5	325.8
20	344.2	0.0	2.2	346.4

TABLA N° 3.4.  
 COSTOS NETOS ACTUALIZADOS CENTRAL LA UNION  
 (VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE US\$)

TASAS ACT. (% )	INVERSION	REPOSICION INTERM.	GASTOS OPERA.	T O T A L
6	483.7	24.6	93.1	601.4
8	517.2	16.5	72.2	606.0
10	552.7	11.2	58.5	622.4
12	590.1	7.7	49.0	646.9
14	629.6	5.4	42.1	677.1
16	671.2	3.8	36.9	711.9
18	715.0	2.8	32.8	750.6
20	761.2	2.0	29.5	792.8

tos de riego y control de inundaciones que permita una asignación de costos de la presa a cada subproyecto, se ha estimado en base a datos proporcionados por el Inerhi, los siguientes porcentajes del costo total de la presa por concepto de beneficios no energéticos brutos.

Alternativa I	20 %
Alternativa II	40 %

Los beneficios por concepto de riego de la Cuenca Baja fueron obtenidos con un índice anual de US\$600/Ha.

Cabe indicar que en los porcentajes usados no se considera los beneficios indirectos de los subproyectos riego y control de inundaciones.(1)

Por tratarse de una evaluación con criterio privado en la determinación de los costos y beneficios se consideran los presupuestos reales y los precios de mercado de los factores primarios de producción: Capital, divisa y mano de obra.

---

(1) Inerhi, Programa de Riego.

La valorización de la divisa se hizo a S/.33,00 por US \$, dado que INECEL y el sector eléctrico en general se encuentra liberado del pago de cualquier tipo de impuestos, en relación a las importaciones.

La tasa de actualización adoptada es del 8 %, lo cual corresponde al costo real del capital marginal obtenido por INECEL en el mercado financiero internacional, considerándose un escenario no inflacionado.

La mano de obra se ha considerado a los precios que INECEL está realmente pagando a la fuerza de trabajo. Las Tablas 3.5., 3.6 y 3.7., muestran los resultados de esta evaluación.

### 3.3. EVALUACION CON CRITERIO SOCIAL

La metodología empleada en esta evaluación es similar a la empleada en la evaluación con criterio privado, con la diferencia que en la determinación de los costos y beneficios se usan

TABLA N° 3.5.  
 BENEFICIOS ENERGETICOS CENTRAL LA UNION (1)  
 (VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE US\$)

TASA DE ACTUALIZACION (%)	ALTERNATIVA I	ALTERNATIVA II
6	1243.6	1484.8
8	1138.9	1377.5
10	1054.9	1285.0
12	928.4	1132.7
14	840.9	1023.5
16	775.8	946.3
18	727.0	888.1
20	691.9	845.4

(1) Beneficios en valor presente durante 50 años de operación de la central. La producción padronizada anual es de:

PG = 225.3 MW	PG = 246.3 MW
EP = 1174.6 GWh	EP = 1517.1 GWh
ES = 350.4 GWh	ES = 279.7 GWh

Los precios de valorización considerados para la producción padronizada son los obtenidos del PTE con precios de mercado.

TABLA N°3.6.  
ALTERNATIVA I

APROPIACION DE COSTOS DE LA PRESA MINAS PARA FINES EXCLUSIVAMENTE ENERGETICOS

(Valores expresados en millones de US\$)

TASAS DE AC TUALIZACION	COSTOS NETOS PRESA MINAS	BENEFICIOS NO ENERGETICOS	COSTO APROPIADO A CENTRAL
6	225.7	45.1	180.6
8	239.3	47.9	191.4
10	254.3	50.9	203.4
12	270.5	54.1	216.4
14	287.9	57.6	230.3
16	306.3	61.3	245.0
18	325.8	65.2	260.6
20	346.4	69.3	277.1

BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS PROPIOS DE LA CENTRAL LA UNION

(Valores expresados en millones de US\$)

TASAS DE AC TUALIZACION (%)	BENEFICIO ENERGETICO	COSTOS DE LA CENTRAL	COSTO APRO PIADO DE PRESA.	BENEFICIO NETO ACTUALIZADO
6	1243.6	601.4	180.6	461.6
8	1138.6	606.0	191.4	341.5
10	1054.9	622.4	203.4	229.1
12	928.4	646.9	216.4	65.1
14	840.9	677.1	230.3	-66.5
16	775.8	711.9	245.0	-181.5
18	727.0	750.6	260.6	-284.2
20	691.9	792.8	277.1	-378

TABLA N° 3.7.

## ALTERNATIVA II

APROPIACION DE COSTOS DE LA PRESA MINAS PARA FINES EXCLUSIVAMENTE ENERGETICOS  
(Valores Expresados en millones de US\$)

TASAS DE AC TUALIZACION (%)	COSTOS NETOS PRESA MINAS	BENEFICIOS NO ENERGETICOS	COSTO APROPIADO A CENTRAL
6	225.7	90.3	135.4
8	239.3	95.7	143.6
10	254.3	101.7	152.6
12	270.5	108.2	162.3
14	287.9	115.2	172.7
16	306.3	122.5	183.8
18	325.8	130.3	195.5
20	346.4	138.6	207.8

BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS PROPIOS DE LA CENTRAL LA UNION

(Valores expresados en millones de US\$)

TASAS DE AC TUALIZACION (%)	BENEFICIO ENERGETICO	COSTO DE LA CENTRAL	COSTO APRO- PIADO DE - PRESA	BENEFICIO NETO ACTUALIZADO
6	1484.4	601.4	135.4	747.6
8	1377.5	606.0	143.6	627.9
10	1285.0	622.4	152.6	510.0
12	1132.7	646.9	162.3	359.5
14	1023.5	677.1	172.7	173.7
16	946.3	711.9	183.8	50.6
18	888.1	750.6	195.5	-58.0
20	845.4	792.8	207.8	-92.2



los precios sociales o precios sombra de los factores primarios de producción: trabajo, capital nacional y divisa.

El enfoque social que se ha dado en esta evaluación y en lo que respecta al costo del trabajo corresponde a la corrección de la mano de obra nacional manteniendo los insumos de materiales y equipos con los precios de mercado sin corrección alguna.

Esta simplificación resulta aceptable debido a la alta componente importada y el nivel de capital exigido por el proyecto que hace que no tenga gran influencia no considerar la corrección para los insumos nacionales.

Debido a que no es fácil establecer precios -sombra con un alto grado de seguridad, se ha tomado el valor de 0,5 como factor de corrección para la mano de obra nacional obtenido por INECEL en base a estudios macroeconómicos. Con - respecto a la tasa de actualización social, estudios realizados en la última década en países en desarrollo han estimado que esta varía entre 12% y 18%. En el caso de nuestro país, las in

formaciones disponibles precisan de muchos aná lisis de consistencia por lo tanto se utiliza la tasa social de descuento del 12 % recomendada por el CONADE y por el BID para el Ecuador.

Con respecto al costo social de la divisa, este valor representa la escasez relativa del capital en moneda extranjera frente a los requerimientos que el desarrollo del país demanda. Dicho precio puede definirse como el valor que debería alcanzar el precio de la divisa si se eliminasen todas las distorsiones que afectan al comercio exterior, manteniéndose el equilibrio de la balanza real de pagos.

Las principales distorsiones que afectan al comercio exterior se refieren a:

- Gravámenes y prohibiciones que afectan a las importaciones.
- Subsidios otorgados a las exportaciones.
- Desequilibrio de la parte real de la balanza - de pagos.

Uno de los métodos más usados para estimar el precio social de la divisa se basa en estimar la influencia de las distorsiones mencionadas sobre el precio vigente oficial.

En los estudios del Plan Maestro se realizó una estimación y corrección de tales distorsiones recomendándose finalmente un factor correctivo de 1,36 para la divisa, a fines de 1.982, valor que se acepta en esta evaluación.

En los cuadros de las tablas N<sup>o</sup> 3.8 y 3.9, se indican la composición de los costos directos tanto para la presa Minas como para la central la Unión.

Para realizar las correcciones se consideró el 52 % de los costos directos por concepto de mano de obra local para la componente nacional, mientras que la componente extranjero se corrigió en su totalidad.

Las tablas N<sup>o</sup> 3.10.y 3.11, muestran los costos totales actualizados para ambas obras y los resultados de la evaluación se indican en las tablas - N<sup>o</sup> 3.12, 3.13 y 3.14.

TABLA N° 3.8.

COMPOSICION DE LOS COSTOS DIRECTOS: PRESA MINAS

(MILLONES DE DOLARES)

Cota de coronamiento: 1028 m.s.n.m.  
 Nivel Max.N.Operación:1011 m.s.n.m.

Nivel de costos: Enero de 1983

I T E M	L O C A L	EXTRANJERO	T O T A L
1. Materiales	16.00	34.37	50.37
2. Equipo	7.34	32.17	39.51
3. Mano de Obra	24.95	12.30	37.25
3. Costo Total	48.29	78.84	127.13

TABLA N°3.9.

COMPOSICION DE LOS COSTOS DIRECTOS:CENTRAL LA UNION  
(MILLONES DE DOLARES)

POTENCIA INSTALADA: 337 MW

NIVEL DE COSTOS: ENERO DE 1983

I T E M	L O C A L	EXTRANJERO	T O T A L
1. Materiales	32.57	81.74	114.31
2. Equipo	14.95	76.50	91.45
3. Mano de obra	50.78	29.24	80.02
4. Costo total	98.30	187.48	285.78

TABLA N<sup>o</sup> 3.10.  
 COSTOS NETOS ACTUALIZADOS PRESA MINAS (VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE US\$)

TASAS AC TUALIZACION (%)	INVERSION	REPOSICION INTERM.	GASTOS OPERAC.	T O T A L
6	246.5	0.0	7.9	254.4
8	263.6	0.0	6.1	269.8
10	281.7	0.0	5.0	286.7
12	300.8	0.0	4.2	304.9
14	320.9	0.0	3.6	324.5
16	342.1	0.0	3.1	345.2
18	364.4	0.0	2.8	367.2
20	388.0	0.0	2.5	390.5

TABLA N° 3.11.  
COSTOS NETOS ACTUALIZADOS CENTRAL LA UNION

(Valores expresados en millones de US\$)

TASAS AC TUALIZACION (%)	INVERSION	REPOSICION INTERM.	GASTOS OPE RACIONALES	T O T A L
6	557.1	28.4	107.2	692.6
8	595.7	19.0	83.2	697.9
10	636.5	12.9	67.4	716.9
12	679.6	8.9	56.5	745.0
14	725.1	6.2	48.5	779.8
16	773.0	4.4	42.5	819.9
18	823.5	3.2	37.8	864.5
20	876.7	2.3	34.0	913.0

TABLA N° 3.12.

## BENEFICIOS ENERGETICOS CENTRAL LA UNION (1)

(Valores expresados en millones de US\$)

TASA DE AC TUALIZACIÓN (%)	ALTERNATIVA I	ALTERNATIVA II
6	1569.9	1869.4
8	1437.4	1738.4
10	1374.2	1672.6
12	1207.5	1471.6
14	1090.6	1328.8
16	1005.0	1224.9
18	941.4	1148.0
20	893.4	1091.4

(1) Beneficios en valor presente durante 50 años de operación de la central. La producción padronizada anual es de:

PG = 225.3 MW

PG = 246.3 MW

EP = 1174.6 GWh

EP = 1517.1 GWh

ES = 350.4 GWh

ES = 279.7 GWh

Los precios de valorización considerados para la producción padronizada son los obtenidos del PTE con precios sociales.



TABLA N° 3.13.

## ALTERNATIVA I

## APROPIACION DE COSTOS DE LA PRESA MINAS PARA FINES EXCLUSIVAMENTE ENERGETICOS

(Valores expresados en millones de US\$)

TASAS DE AC TUALIZACION	COSTOS NETOS PRESA MINAS	BENEFICIOS NO ENERGETICOS	COSTO APROPIADO A CENTRAL
6	254.4	50.9	203.5
8	269.8	54.0	215.8
10	286.7	57.3	229.4
12	304.9	61.0	243.9
14	324.5	64.9	259.6
16	345.2	69.0	276.2
18	367.2	73.4	293.8
20	390.5	78.1	312.4

BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS PROPIOS DE LA CENTRAL  
LA UNION

(Valores expresados en millones de US\$)

TASAS DE AC TUALIZACION (%)	BENEFICIO ENERGETICO	COSTO DE LA CENTRAL	COSTO APRO PIADO DE PRESA.	BENEFICIO NETO AC- TUALIZADO
6	1569.9	692.6	203.5	673.8
8	1437.4	697.9	215.8	523.7
10	1374.2	716.9	229.4	427.9
12	1207.5	745.0	243.9	218.6
14	1090.6	779.8	259.6	51.2
16	1005.0	819.9	276.2	-91.1
18	941.4	864.5	293.8	-216.9
20	893.4	913.0	312.4	-332.0

TABLA N° 3.14.  
ALTERNATIVA II

APROPIACION DE COSTOS DE LA PRESA MINAS PARA FINES EXCLUSIVAMENTE ENERGETICOS

(Valores expresados en millones de US\$)

TASAS DE ACTUALIZACION	COSTOS NETOS PRESA MINAS	BENEFICIOS NO ENERGETICOS	COSTO APROPIADO A CENTRAL
6	254.4	101.8	152.6
8	269.8	107.9	161.9
10	286.7	114.7	172.0
12	304.9	122.0	182.9
14	324.5	129.8	194.7
16	345.2	138.1	207.1
18	367.2	146.9	220.3
20	390.5	156.2	234.3

BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS PROPIOS DE LA CENTRAL LA UNION

(Valores expresados en millones de US\$)

TASAS DE ACTUALIZACION	BENEFICIO ENERGETICO	COSTO DE LA CENTRAL	COSTO APROPIADO DE PRESA	BENEFICIO NETO ACTUALIZADO
6	1869.4	692.6	152.6	1024.2
8	1738.4	697.9	161.9	878.6
10	1672.6	716.9	172.0	783.7
12	1471.6	745.0	182.9	543.7
14	1328.8	779.8	194.7	354.3
16	1224.9	819.9	207.1	197.9
18	1148.0	864.5	220.3	63.2
20	1091.4	913.0	234.3	-55.9

## CAPITULO IV

### ANALISIS DEL PROYECTO EN EL SISTEMA

El interés de este capítulo es conocer como influiría económicamente la incorporación del proyecto hidroeléctrico Jubones en el Plan de Generación Nacional.

Según el alcance de los estudios actuales para determinar el Plan Maestro de Electrificación del país, la secuencia de equipamiento actual con sus proyectos ya prefijados puede cubrir los requerimientos de electricidad del país hasta el año 1.996, necesitándose por lo tanto definir una nueva secuencia de equipamiento - para el período comprendido entre 1.997 y 2.010, horizonte de estudio del Plan Maestro de Electrificación.

En los estudios del Plan Maestro está previsto la definición de secuencias alternativas de generación económicamente atractivas estableciendo las fechas de entrada en operación de las instalaciones seleccionadas de modo de cubrir la demanda eléctrica del sistema en el período de expansión.

En este capítulo no se pretende encontrar la secuencia

Óptima de equipamiento del Sistema Nacional Interconectado sino más bien una de las tantas posibles alternativas de generación, para lo cual se ha hecho uso del modelo "Definición de Secuencias de Instalaciones de Generación" (DSIG) perteneciente a la Biblioteca de INECEL, cuya metodología se ilustra en el anexo incluido al final de este trabajo.

#### 4.1. SELECCION DE LOS PROGRAMAS ALTERNATIVOS DE GENERACION

El objetivo del modelo DSIG es simular un sistema eléctrico de modo que la oferta del sistema cubra la demanda tanto de potencia como de energía en un determinado período de expansión y seleccionar de las simulaciones efectuadas las secuencias de instalaciones de generación cuyos costos totales, son los económicamente más atractivos.

Cada simulación del sistema eléctrico comprende:

- La generación de una secuencia de instalaciones de generación mediante un criterio económico de costos mínimos que cubre la demanda pronosticada del mercado eléctrico tanto de energía como de potencia.

- La evaluación de los costos variables de operación y mantenimiento de la secuencia generada mediante un despacho de carga en las curvas estacionales - de duración de cargas de los años del período de expansión.
  
- La evaluación del valor presente de los costos de inversión de las instalaciones de generación y de los costos fijos y variables de operación y mantenimiento de la secuencia referido al período de expansión del sistema y al período complementario de operación.

Por lo tanto, por selección de los programas de generación se entiende la identificación de las secuencias económicamente más favorables según el orden prioritario de los valores presentes de los costos de inversión y operación de las simulaciones efectuadas.

Para el presente estudio se ha considerado un período de expansión comprendido entre los años 1984-2005, y un período complementario de operación de 30 años.

#### 4.1.1. Información Básica

El modelo DSIG requiere como información bá

sica para generar las secuencias - de instalaciones de generación, que se le especifique un catálogo de proyectos existentes y prefijados - del sistema eléctrico, de proyectos candidatos que constituyen la oferta para el cubrimiento de la - demanda, y la demanda del mercado eléctrico en el período de expansión.

El cuadro de la tabla N<sup>o</sup> 4.1. , indica las instalaciones existentes a 1.995.

En la conformación del catálogo se ha considerado la evolución del - parque termoeléctrico, esto es, se ha tomado en cuenta el retiro de las unidades que han cumplido su ciclo de vida útil.

Esto se ha hecho artificialmente introdu

TABLA N° 4.1.  
CENTRALES EXISTENTES A 1995

N°	PROYECTO NOMBRE	TIPO	PI (MW)	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
1	Pisayambo	H	69.2	Existente
2	Molino	H	1000.0	1985-1992
3	Agoyán	H	156.0	1988
4	Daule - Peripa	H	130.0	1990
5	Paute - Mazar	H	174.0	1995
6	Sistemas Regionales	H	155.0	existente
7	Estero Salado	T-VAP	146.0	Existente
8	Esmeraldas	T-VAP	125.0	Existente
9	Sta. Rosa	T-GAS	51.0	Existente
10	Guangopolo	T-DIE	0.0	Retirado
11	Salitral	T-GAS	26.0	Existente
12	Sistemas Regionales	T-VAP	33.0	Existente
13	Sistemas Regionales	T-BUN	72.0	Existente
14	Sistemas Regionales	T-DIE	23.0	Existente
15	Sistemas Regionales	T-GAS	44.0	Existente

ciendo plantas prefijadas que entran a -  
operar en un determinado año y que se re-  
tiran en los años subsiguientes volvien-  
do a entrar en operación en el año de su  
retiro con una capacidad corregida.

En la tabla N° 4.2., se muestra la evo-  
lución del parque termoeléctrico.

Los proyectos hidroeléctricos futuros -  
comprenden el conjunto de proyectos hi-  
droeléctricos inventariados en el País  
que pueden ser seleccionados para adicio-  
narse secuencialmente al sistema de gene-  
ración existente para satisfacer la de-  
manda de potencia y energía del sistema.

Se identifican dos tipos de proyectos :  
los prefijados o programados a entrar en  
la secuencia para los cuales se debe es-  
pecificar el primer año de entrada en -  
operación, así como el estado inicial de  
operación. A partir de 1.996, no se -  
tiene especificado proyectos prefijados.  
El otro tipo de proyectos son los libres,



TABLA N° 4.2.

TIPO DE PLANTA	EVOLUCION DEL PARQUE POTENCIA ( M W )															
	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Vapor	57	57	57	57	43	43	43	43	33	33	33	33	33	33	33	33
Bunker	87	87	123	123	110	110	110	110	110	110	72	72	72	--	--	--
Diesel	177	177	177	108	108	108	60	60	60	23	23	--	--	--	--	--
Gas	107	107	107	107	107	86	86	86	86	44	44	44	--	--	--	--

(1) Unidad de Planificación - INECEL

los mismos que pueden adicionarse a la secuencia en cualquier año a partir del primer año técnicamente posible que un proyecto puede entrar en operación.

Para todos los proyectos se define el número de potencias instalables que pueden seleccionarse para un proyecto, en un rango de potencias definidas por la potencia inferior y superior instalables.

De los estudios realizados para definir el Plan Maestro de Electrificación de Mediano y Largo Plazo del país, se cuenta, con un inventario de proyectos hidroeléctrico de generación<sup>(1)</sup>. En base a este inventario se definieron nuevos y atractivos proyectos candidatos a formar parte en el futuro plan de equipamiento del SNI. De estos proyectos se escogieron aquellos que por consideraciones técnicas y económicas están aptos para conformar, el plan de obras para el mediano plazo - incluyendo los proyectos que disponen de

---

(1) INECEL, Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos, Abril de 1.983.

estudios superiores al de factibilidad y que fueron considerados en el Plan de Corto Plazo, dando un total de 21 proyectos con diferentes niveles de estudio - que fueron seleccionados y optimizados - los cuales se presentan en la tabla N<sup>o</sup>4.3.

Estos proyectos seleccionados conforman esquemas integrales de aprovechamientos hidroeléctricos. En estos esquemas se han determinado el número de estados hidrológicos que tiene un proyecto.

El estado hidrológico define el grado de integración posible de un proyecto con los proyectos aguas arriba en el esquema al que pertenece el proyecto.

En la tabla N<sup>o</sup> 4.4., se resumen los estados hidrológicos de los proyectos considerados en el catálogo.

Al definir los estados hidrológicos se debe tomar en cuenta los proyectos exis-

TABLA N°- 4.3.

## PROYECTOS HIDROELECTRICOS DE MEDIANO PLAZO

(Nivel de precios: Enero de 1983 )

P R O Y E C T O S	CUENCA	POTENCIA INSTALADA. (MW)	COSTO POR POTENCIA. (US\$/KW)	BENEFICIO NETO <sup>1</sup> ACTUALIZADO (US\$)x10 <sup>3</sup>	COSTO DE <sup>1</sup> ENERG.FIRME US\$/MWh
Marcabelí	Puyango	229,1	2594	13011	56.4
Minas	Jubones	350,0	1731	46744	51.7
Chespi	Esmeraldas	165,0	1192	42051	28.2
Palma Real	Esmeraldas	350,0	1504	48071	53.5
Villadora	Esmeraldas	300,0	1393	39964	55.4
Chontal	Esmeraldas	100,0	1436	18474	46.7
Toachi-Pilatón	Esmeraldas	165,0	2442	15167	62.5
Chambo	Pastaza	260,0	878	47717	29.1
S. Francisco	Pastaza	210,0	1224	43745	35.8
Topo	Pastaza	300,0	1475	34855	62.1
Sopladora	Namangoza	500,0	684	149508	18.2
Cardenillo	Namangoza	840,0	653	231673	20.9
El Retorno	Zamora	400,0	1279	70088	39.5
Nangaritza	Zamora	500,0	1343	76423	42.3
Gualaquiza	Zamora	840,0	654	168840	26.6
Salado	Napo-Coca	600,0	1573	70192	57.3
Codo Sinclair	Napo-Coca	3000,0	590	574509	28.8
Cedroyacu	Napo-Napo	350,0	967	93567	25.0
Verdeyacu	Napo-Napo	375,0	1573	36187	63.1
Verdeyacu Chico	Napo-Napo	1120,0	529	272137	23.6
Catachi	Napo-Napo	720,0	864	138715	36.0

1: Tasa de Actualización: 8 %

TABLA N°- 4.4.

## ESTADOS HIDROLOGICOS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS (INCLUYENDO CENTRALES EXISTENTES)

P R O Y E C T O N°-	NOMBRE	N°- DEL ESTADO HIDROLOGICO	PROYECTOS AGUAS ARRIBA O CONDICION DE OPERACION
1	Pisayambo	1	Aislado
2	Molino	1	Mazar
3	Agoyán	1	Aislado
4	Daule-Peripa	1	Aislado
5	Mazar	1	Aislado
6	Sistemas Regionales	1	Aislado
7	Minas	1	Aislado
8	Marcabeli	1	Aislado
9	San Francisco	1	Aislado
10	Chambo	1	Aislado
11	Topo	1	Aislado
12	Sopladora	1	Molino, Mazar
13	Cardenillo	1	Molino, Mazar
14	Gualaquiza	1	Aislado
		2	El Retorno
		3	Nangaritza
		4	El Retorno, Nangaritza
15	El Retorno	1	Aislado
16	Nangaritza	1	Aislado
17	Villadora	1	Aislado
		2	Palma Real
18	Chontal	1	Villadora
		2	Villadora, Palma Real
19	Toachi - Pilatón	1	Aislado
20	Palma Real	1	Aislado
21	Chespi	1	Aislado
22	Salado	1	Aislado
23	Codo Sinclair	1	Aislado
		2	Salado
24	Cedroyacu	1	Aislado
25	Verdeyacu	1	Aislado
26	Verdechico	1	Aislado
27	Catachi	1	Aislado

tentes y las restricciones de posterioridad y exclusividad.

Las restricciones de posterioridad se refieren al número de proyectos que deben estar operando en el sistema antes de que un determinado proyecto pueda entrar en operación.

Las restricciones de exclusividad indican el número de proyectos a ser excluidos de entrar en operación en caso de que un determinado proyecto entre en operación.

Complementariamente a la información descrita anteriormente el DSIG requiere se especifique información económica de los proyectos como son:

- Costos fijos de operación y mantenimiento: Se adoptó para todas las centrales hidroeléctricas un valor de  $10 \times 10^3$  US \$/MW.
- Costos variables de operación y mantenimiento. Se adoptó que estos costos son

cero para centrales hidroeléctricas.

- Respecto al proyecto mismo y de las líneas de transmisión asociadas al proyecto (líneas alimentarias) se requieren los siguientes datos especificados para las potencias instalables superior e inferior.

- Número de años de construcción

- Vida útil.

Se adoptó para los proyectos 50 años y para las líneas de transmisión 35 años.

- Vida útil de la reposición

Para los proyectos se estimó una vida útil equivalente de 28 años considerando un único elemento equivalente de reposición.

Para las líneas de transmisión no se consideró reposición.

- Porcentaje de la reposición

Para las líneas de transmisión no se considera reposición.

Para los proyectos se adoptó un porcentaje único equivalente de 25 %.

- Calendario anual de inversiones en el período de construcción.

Finalmente, para el despacho de carga se requiere especificar, la potencia mínima - obligatoria con que un proyecto deberá operar en las curvas de carga del sistema. Para las centrales hidroeléctricas se adoptó que la potencia mínima a ser operada en la base sea el 20 % de la potencia garantizada.

Con respecto a los proyectos termoeléctricos en el cuadro de la tabla N°4.5., se presentan las principales características.

La potencia mínima a ser colocada en la ba-



TABLA N° 4.5.

CARACTERISTICAS DE LOS PROYECTOS TERMICOS (1)

TIPO DE PLANTA	FACTOR DE PLANTA MAXIMO %	CONSUMOS PROPIOS Y PERDIDAS DE TRANSMISION %	INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA %	COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	
				FIJOS US\$/KW	VARIABLES US\$/MWH
Vapor	100	6	8	32.51	54.22
Bunker	68	10	8	48.3	52.43
Diesel	45	12	8	51.1	79.16
Gas	30	3.5	0	14.8	95.73

(1) INECEL, Unidad de Planificación, 1984.-

se de las centrales a gas se considera ce  
ro, para las centrales a vapor 40 % de la  
potencia disponible y para las de gas ci  
clo combinado 30 % de la potencia disponible.

Adicionalmente, un proyecto termoeléctri-  
co requiere se le especifique el número -  
de veces en el cual el proyecto termoeléctric  
o existente o prefijado está o es insta-  
lado.

#### 4.1.2. Centrales de Mediana Capacidad

Las centrales de mediana capacidad son -  
aquellas que generan menos de 50 Megava-  
tios. Para conformar el catálogo de proyecto  
s se ha considerado 2 de este tipo de  
centrales cuyas características se presenta  
n a continuación:

##### I. Aprovechamiento Apaqui

Potencia Instalada 36 MW

Potencia Garantizada 36 MW

Energía primaria 160.2 GWh/año  
 Energía Secundaria 104.0 GWh/año  
 Energía Media 264.2 GWh/año

#### II. Aprovechamiento Angamarca - Sinde

Potencia instalada 49.4 MW  
 Potencia garantizada 49.4 MW  
 Energía Primaria 151.46 GWh/año  
 Energía Secundaria 166.15 GWh/año  
 Energía Media 317.61 GWh/año

#### 4.1.3. Producciones de los Proyectos Hidroeléctricos

El modelo DSIG como está concebido requiere se definan las estaciones del año, duración de las estaciones, y el tipo de años hidrológicos con su respectiva probabilidad de ocurrencia.

Esta información hidrológica se ha obtenido en base a los gráficos de las figuras N° 4.1. y 4.2 .

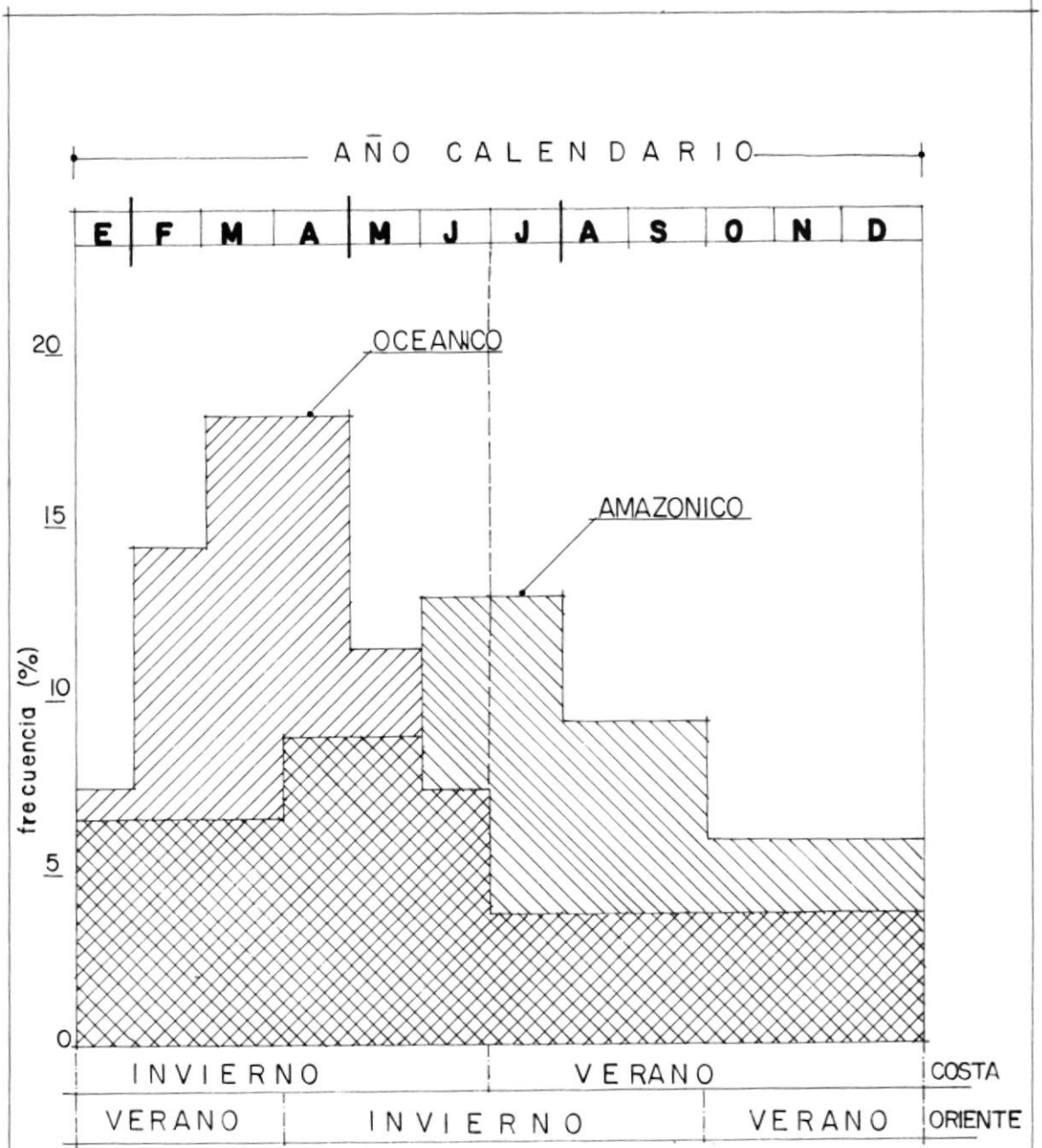
Para la definición del tipo de años hidrológicos se ha utilizado una estadística - de caudales medios mensuales en un período

do común de 36 años (1943 - 1978). En los cuadros de las tablas N<sup>o</sup> 4.6 y 4.7, se indican las estaciones y el tipo de años hidrológicos utilizados en el modelo DSIG.

La probabilidad de ocurrencia del tipo de año hidrológico se ha estimado calculando como la razón entre el número de años que pertenecen al tipo de año considerado con el número total de años del período total (36).

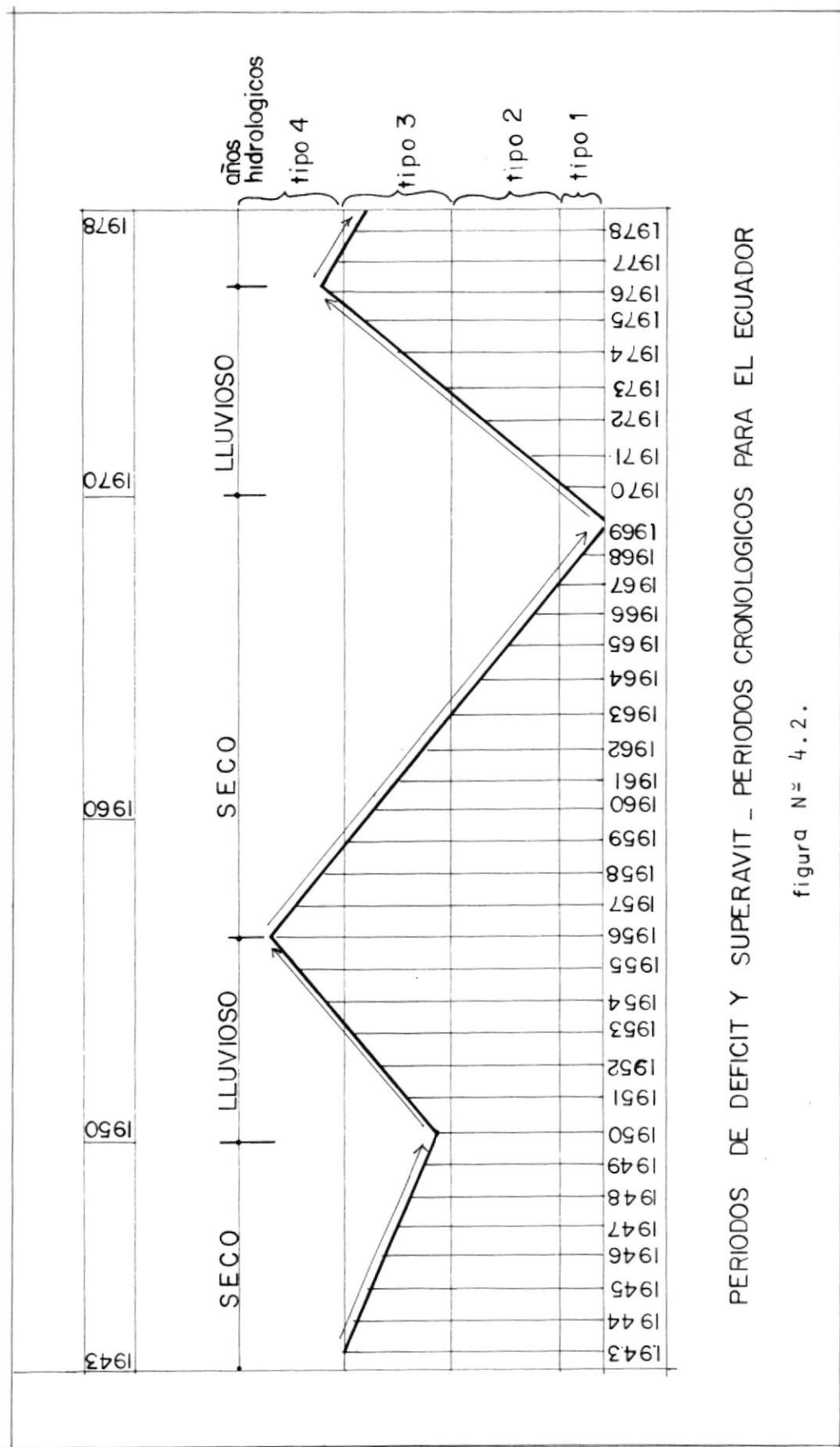
Con respecto a la producción energética de los proyectos hidroeléctricos, el modelo necesita como dato las producciones firmes y disponibles de cada uno de los proyectos componentes del catálogo.

Las producciones firmes comprenden la energía primaria y la potencia garantizada calculada para las potencias inferior y superior (si las potencias instalables son mayor que 1), en cada estado hidrológico. La producción disponible está representado por las energías medias esta



**PERIODOS ESTACIONALES PARA EL ECUADOR**

figura N° 4.1.



PERIODOS DE DEFICIT Y SUPERAVIT - PERIODOS CRONOLOGICOS PARA EL ECUADOR  
 figura N° 4.2.

TABLA N° 4.6.

ESTACIONES DEL AÑO

ESTACION	M E S E S
1	Febrero, Marzo, Abril
2	Mayo, Junio, Julio
3	Agosto, Septiembre, Octubre, Noviembre, Diciembre y Enero.

TABLA N° 4.7.

TIPOS DE AÑOS HIDROLOGICOS

TIPO DE AÑO HIDROLOGICO	A Ñ O S	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA
1	1967, 68, 69, 70	.11
2	1963, 64, 65, 66, 71, 72, 73.	.19
3	1943, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 59, 60, 61, 62, 74, 75, 77, 78	.53
4	1954, 55, 56, 57, 58,76.	.17



cionales y potencias disponibles medias - estacionales calculadas para cada proyecto, estado hidrológico, potencia instalable inferior y superior, estación y tipo de año hidrológico.

Toda esta información se la obtuvo de los estudios del Plan Maestro de Electrificación.

Cabe indicar que las producciones firmes y disponibles obtenidas son a nivel de bornes del generador, esto es, sin considerar los consumos propios, indisponibilidad programada y pérdidas en las líneas de transmisión asociada a los proyectos. En el modelo DSIG estas pérdidas se toman en cuenta aplicando determinados factores expresados como porcentaje.

Los factores adoptados para todos los proyectos hidroeléctricos son los siguientes:

Porcentaje de Consumos propios y pérdidas de transmisión: 3,2 %.

Porcentaje de indisponibilidad: 0 %.

#### 4.1.4. Demanda

En el cuadro de la tabla N<sup>o</sup> 4.8. , se in  
dica la demanda de potencia máxima utilizada  
da en el modelo DSIG en el período de ex  
pansión considerado.

La demanda proyectada incluye el SNI, y los  
sistemas regionales, está establecida a ni  
vel de subestación principal por lo tanto,  
no considera las pérdidas en las líneas de  
transmisión asociada a los proyectos.

El criterio adoptado para determinar la  
reserva de potencia, es considerar la uni  
dad de mayor tamaño (o incluso otras) fue  
ra de servicio.

Adicionalmente la demanda del mercado eléc  
trico es dada por la especificación siguien  
te:

- Demanda de potencia máxima y de energía  
inclusive reserva para el año previo al

TABLA N° 4. 8.  
 DEMANDA MAXIMA (1)

AÑO	DEMANDA MAXIMA (MW)	RESERVA (MW)
1984	756	100
1985	803	125
1986	856	125
1987	972	125
1988	1038	125
1989	1110	125
1990	1181	125
1991	1255	125
1992	1330	125
1993	1412	125
1994	1503	125
1995	1605	125
1996	1731	125
1997	1869	125
1998	2020	125
1999	2194	125
2000	2382	125
2001	2595	130
2002	2821	141
2003	3095	155
2004	3325	166
2005	3604	180

(1) INECEL, Abril de 1984.-

período de expansión (1983).

- Curvas típicas diarias de duración de cargas de las estaciones y especificadas para cada año del período de expansión.

Las curvas mencionadas se representan - por bloques, se adoptó mantener constantes el número y la duración de los bloques en todas las estaciones del año.

Las curvas quedan definidas con las ordenadas de los bloques expresadas en unidades de potencia o en fracciones, calculadas como la relación entre la potencia del bloque y la potencia máxima estacional.

Dichas curvas fueron obtenidas del estudio del Plan Maestro de Electrificación tomando como año histórico de referencia el año 1980, por ser el único disponible con estadística de la demanda en el Sistema Nacional, esto es, SNI y Sistemas Regionales.

TABLA N° 4.9.

DEMANDA EN EL AÑO PREVIO AL PERIODO DE EXPANSION (1983)

POTENCIA MAXIMA (INCLUSIVE RESERVA) (MW)	ENERGIA INCLUSIVE RESERVA) (GWh)
781	3920

TABLA N° 4.10.

DURACION DE LOS BLOQUES DE LAS CURVAS DIARIAS

BLOQUES	1	2	3	4	5
DURACION	24	21	15	3	1

TABLA N° 4.11.  
CURVAS DE DURACION HISTORICAS

(ORDENADAS EN MW)

BLOQUE ESTACION	1	2	3	4	5
1	244.8	288.0	396.8	487.0	506.6
2	249.1	293.2	403.2	502.8	525.8
3	253.8	295.3	408.0	512.7	640.9

TABLA N° 4.12.

NUMERO DE DIAS DE TRABAJO ESTACIONALES

ESTACION	NDT
1	86.4
2	89.5
3	171.0

El modelo requiere además que se le espe  
cifique el número de días de trabajo pro  
medio de cada estación.

En los cuadros de las tablas N° 4.9., 4.10.,  
4.11., y 4.12., se indican los datos utili  
zados.

#### 4.1.5. Conformación del Catálogo de Proyectos Futuros

Al realizar corridas preliminares del DSIG,  
los planes de expansión resultantes, permi  
tieron reducir el catálogo de proyectos can  
didatos libres.

Se observó que los proyectos que se repetían  
eran los siguientes: Chambo, Sopladora, Gua-  
laquiza, Chespi, Sinclair, Cedroyacu, Apaqui  
y Angamarca.

Por lo tanto se eligieron estos proyectos pa  
ra conformar el Catálogo para este trabajo ,  
incluyendo al proyecto Jubones (Minas), obje  
to de estudio. También se consideró aquellos  
proyectos con estudios de factibilidad, eli-



giendo al Villadora y al San Francisco. Es te último ubicado en la cuenca del Agoyán y del Chambo.

Si nos fijamos en la tabla N° 4.3., nos da mos cuenta que el proyecto Cardenillo, es un proyecto con excelentes indicadores económicos encontrándose aguas abajo del proyecto So pladora del cual recibe sus aguas turbinadas. También se lo incluye en el Catálogo.

Como oferta térmica se consideran dos centrales a vapor.

Para estas se consideró 30 años de vida - útil del proyecto y 35 años para la línea - de transmisión.

#### 4.2. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGIA

Los balances de potencia y energía de cada secu encia generada se realizan para fijar, por una parte, la fecha en que deben entrar -

en operación las instalaciones consideradas en cada secuencia y por otra, evaluar la generación probable de cada tipo de central incluida en la secuencia, a fin de calcular los costos variables de operación de la misma.

Para esto el modelo DSIG tiene dos componentes principales que son:

- Generador de secuencias; y
- Simulador de Operación.

#### 4.2.1. Generación de Secuencias

El criterio de definir una secuencia de instalaciones de generación es el de que la oferta firme del sistema tiene que cubrir la demanda más reserva en todos los años del período de expansión, es decir que la oferta firme provenien

te de proyectos candidatos del catálogo debe cubrir la demanda más reserva no satisfecha del sistema.

Por definición, la demanda más reserva no satisfecha del sistema es la demanda más reserva del sistemas más las producciones firmes de los proyectos que se retiran de la operación menos las producciones firmes de los proyectos existentes o de los proyectos prefijados que entran en operación programadamente.

El proceso de generar una secuencia de adiciones de instalaciones al sistema utiliza un factor económico de comparación. Este factor es calculado para todos los proyectos que presentan las opciones de oferta del sistema en un cierto punto de tiempo.

De todos estos proyectos se preselecciona un número determinado de aquellos que tienen los menores factores económicos y se elige como el próximo proyecto en la secuencia uno escogido aleatoriamente.

De esta manera el modelo genera un gran número de secuencias factibles.

#### 4.2.2. Simulador de Operación

El objetivo de este componente es determinar los valores de potencia y energía que efectivamente colocan las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas disponibles en el sistema. Para ello se realiza un despacho de carga en las curvas parabólicas de cargas de las estaciones de los años del período de expansión y del período complementario de operación del sistema. Para cada estación y cada año de los períodos considerados las producciones medias de los proyectos hidroeléctricos y las producciones firmes de los proyectos termoeléctricos son colocadas en las curvas consecutivamente según el orden prio-

ritario de los costos unitarios variables escalados de operación y mantenimiento empezando con el proyecto que tiene los menores costos variables y repitiendo el proceso para todos los tipos de años hidrológicos.

Una vez fijadas las fechas de entrada de las centrales al sistema, y la generación probable de las plantas incluidas en cada secuencia se procede a determinar los costos operativos anuales de la secuencia generada. La metodología empleada en el modelo se explica en el anexo.

#### 4.2.3. Producciones de los Proyectos

Un proyecto hidroeléctrico se caracteriza porque puede presentar un rango de potencias instalables cuyo límite superior e inferior se especifica en:

PSP            potencia instalable superior

PIP            potencia instalable inferior

La  $P_{INC}(I)$  puede tomar 2 valores:

$(P(I, IPP) - P(I, 1)) / (IPP - 1)$  si es que se cumple la condición de  $IPP > 1$ , y puede ser cero si es que  $IPP = 1$ .

Entonces debe ser así:

$$P_{INC}(I) = \begin{cases} (P(I, IPP) - P(I, 1)) / (IPP - 1) & \text{Si } IPP > 1 \\ 0 & \text{Si } IPP = 1 \end{cases}$$

$$P(I, J) = P(I, 1) + (J - 1)P_{INC}(I), \quad 1 \leq J \leq IPP$$

Donde:

$P(I, J)$  potencia instalable del proyecto hidroeléctrico I.

$P_{INC}(I)$  Potencia instalable incremental - del proyecto hidroeléctrico I.

Por otro lado, la producción energética de un proyecto hidroeléctrico depende del es

tado hidrológico que describe la operación simultánea con proyectos aguas arriba. Cada estado hidrológico del proyecto está definido completamente por la especificación de los proyectos aguas arriba que influyen la producción energética del proyecto por razones de pre-regulación.

Con estas consideraciones podemos describir el estado hidrológico K del proyecto I y la producción firme de I en K de la siguiente manera:

EFP      energía firme  
 PBP      potencia garantizada referida a PIP  
 PAP      potencia garantizada referida a PSP  
 IRP      número de los proyectos aguas arriba a cuya existencia previa se refiere la producción EFP, PBP y PAP.

La producción firme bruta es convertida a valores netos mediante el factor de la energía neta  $(1-FCP/100)$  y el factor de la potencia neta  $(1-FCP/100) \cdot (1-FIP/100)$ , donde:

FCP: porcentaje de consumos propios y de pérdidas de transmisión en las líneas alimentarias de los proyectos.

FIP: porcentaje de indisponibilidad.

Asumiendo que la potencia garantizada del proyecto es una función lineal de la potencia instalable  $P$  en el intervalo:  $(PIP, PSP)$ , la producción firme de  $I$  en  $K$  puede ser expresada por:

$$\left[ \begin{array}{l} PGP(I,1,K)=PBP \\ PGP(I,IPP,K)=PAP \\ PGP_{INC}(I,K) = \begin{cases} (PGP(I,IPP,K)-PGP(I,1,K))/(IPP-1) & \text{Si } IPP > 1 \\ 0 & \text{Si } IPP = 1 \end{cases} \\ PGP(I,J,K)=PGP(I,1,K)+(J-1) \cdot PGP_{INC}(I,K) \\ EFP(I,K) = EFP \end{array} \right] \quad (A)$$

$PGP(I,J,K)$  potencia garantizada de  $I$  en  $K$  referida a  $P(I,J)$ .

$PGP_{INC}(I,K)$  potencia garantizada incremental de  $I$  en  $K$  referida a  $P_{INC}(I)$ .

La producción firme del proyecto termoeléctrico



I se evalúa mediante PIP, FCP, FIP y FAP:

$$\left. \begin{array}{l} \text{PGP}(I) = (1 - \text{FCP}/100) \cdot (1 - \text{FIP}/100) \cdot \text{PIP} \\ \text{EFP}(I) = 8.76 \cdot \text{FAP} \cdot \text{PGP}(I) \end{array} \right\} \quad (\text{B})$$

Donde:

FAP factor de planta máximo

PIP potencia instalada o instalable del -  
proyecto termoeléctrico I.

La producción media del proyecto hidroeléctrico I, se especifica en función de las estaciones L del año y en función de los tipos de años hidrológicos M. Depende del estado hidrológico K y es dada para la potencia instalable inferior y superior

EMP(I, I, K, L, M) energías medias estacionales de I en K referidas a P(I, I).

PDP(I, I, K, L, M) potencias disponibles medias estacionales de I en K referidas a P(I, I).

EMP(I, IPP, K, L, M) energías medias estacionales de I en K referidas a P(I, IPP).

$PDP(I, IPP, K, L, M)$  potencias disponibles medias estacionales de I en K referidas a  $P(I, IPP)$ .

Donde los índices L, M, corren de 1....., NEG y 1....., NHG y donde:

NEG            número de estaciones del año  
 NHG            número de tipos de años hidrológicos.

La producción media bruta es convertida a valores netos multiplicando EMP con el factor  $(1-FCP/100)$  y PDP con  $(1-FCP/100).(1-FIP/100)$ . Asumiendo que la producción media es una función lineal de la potencia instalable P en el intervalo  $(PIP, PSP)$ , la producción media para las IPP potencias instalables de I puede ser expresada por :

$$EMP_{INC}(I, K, L, M) = \left. \begin{array}{l} \frac{(EMP(I, IPP, K, L, M) - EMP(I, 1, K, L, M))}{(IPP - 1)} \quad \text{Si } IPP > 1 \\ 0 \quad \text{Si } IPP = 1 \end{array} \right\}$$

$$PDP_{INC}(I, K, L, M) = \left. \begin{array}{l} \frac{(PDP(I, IPP, K, L, M) - PDP(I, 1, K, L, M))}{(IPP - 1)} \quad \text{Si } IPP > 1 \\ 0 \quad \text{Si } IPP = 1 \end{array} \right\} \quad (C)$$

$$EMP(I, J, K, L, M) = EMP(I, 1, K, L, M) + (J-1) \cdot EMP_{INC}(I, K, L, M)$$

$$PDP(I, J, K, L, M) = PDP(I, 1, K, L, M) + (J-1) \cdot PDP_{INC}(I, K, L, M)$$

Donde:

- I número del proyecto  
 J índice de la potencia instalable,  $1 \leq J \leq IPP$   
 K número del estado hidrológico,  $1 \leq K \leq ITP$   
 L número de la estación del año,  $1 \leq L \leq NEG$   
 M número del tipo de año hidrológico,  $1 \leq M \leq NHG$

Y donde:

$EMP_{INC}$  y  $PDP_{INC}$  son las energías medias estacionales incrementales y las potencias disponibles medias estacionales incrementales por potencia instalable incremental  $P_{INC}$ .

La energía media anual EAP y la energía secundaria media anual ESP se evalúan por medio de EMP:

$$EAP(I, J, K) = \sum_{m=1}^{NHG} OHG(M) \cdot \left( \sum_{L=1}^{NEG} EMP(I, J, K, L, M) \right)$$

$$ESP(I, J, K) = EAP(I, J, K) - EFP(I, K)$$

$$ESP_{INC}(I, K) = \left\{ \begin{array}{ll} \frac{(ESP(I, IPP, K) - ESP(I, 1, K))}{(IPP - 1)} & \text{Si } IPP > 1 \\ 0 & \text{Si } IPP = 1 \end{array} \right\}$$

Donde:

OHG           probabilidades de ocurrencia de los  
                  tipos de años hidrológicos,  $\sum OHG = 1$

$ESP_{INC}(I,K)$  energía secundaria incremental de I en K  
                  referida a  $P_{INC}$

La producción disponible EMP y PDP del proyo  
ecto termoeléctrico I se define mediante -  
la fórmula:

$$\left. \begin{array}{l} EMP(I,L,M) = (EFP(I) \cdot DEG(L) / FEG) \\ PDP(I,L,M) = PGP(I) \end{array} \right\} \quad (D)$$

Donde:

DEG   duración de las estaciones del año  
FEG   sumatorio de DEG sobre las estacio-  
          nes L.

Las expresiones : (A) y (B) dan las produccione  
nes firmes de los proyectos del catálogo -  
que entran en el proceso de definir secuen-  
cias de instalaciones de generación para cubr  
bir la demanda más reserva del sistema -

eléctrico tanto de potencia máxima como de energía. Las expresiones (C) y (D) definen las producciones disponibles de los proyectos del catálogo en función de las estaciones y de los tipos de años hidrológicos. Estas producciones se necesitan en el proceso de evaluar las producciones colocadas en las curvas de duración de cargas y, por lo tanto, los costos variables de las secuencias generadas.

#### 4.2.4. Curvas Parabólicas de Carga

Con la información dada respecto a la demanda, el modelo evalúa las curvas parabólicas de carga de las estaciones de los años de expansión y la demanda de energía anual.

El modelo integra las curvas de duración y encuentra la demanda estacional de energía y la suma de las energías estacionales representa la demanda de energía anual de los correspondientes años del período de expansión. Esta demanda de energía anual, junto a la demanda de potencia máxima anual es la

que el DSIG utiliza para determinar el equipamiento del sistema en el período de expansión.

A continuación se indica como lo hace:

Para cada año del período de expansión  $N$  y para cada estación  $L$  del año, las potencias de las curvas diarias típicas son dadas por:

$PBR(B,L,N)$  potencias de los bloques  $B$  de la curva de duración de cargas diarias típica de la estación  $L$  del año  $N, B=1, \dots, NBR$

$PBR(B,L,N) \leq PBR(B+1,L,N)$  para  $1 \leq B \leq NBR-1$ ,

$FER(L,N)$  potencia máxima estacional de la estación  $L$  del año  $N$  como fracción de la potencia máxima  $PTR(N)$ .

Donde el índice  $L$  corre desde 1 hasta  $NEG$  y  $N$  desde  $NIG + 1$  hasta  $NIG + NAG$ .

Donde:

$NEG$  número de estaciones del año

$NIG$  Año previo para el período de expansión

$NAG$  Número de años del período de expansión

NBR número de bloques en las curvas diarias típicas  
Definiendo NPR por:

NPR número de puntos de las curvas parabólicas de cargas,  $NPR = NBR + 1$

Las curvas parabólicas de cargas de las estaciones de los años de expansión son evaluadas mediante:

$$\begin{aligned} PPR(1, L, N) &= 0 \\ EPR(1, L, N) &= 0 \\ PPR(B, L, N) &= PBR(B-1, L, N) \\ EPR(B, L, N) &= EPR(B-1, L, N) + (DEG(L)/1000) \cdot \\ &DBR(B-1) \cdot (PPR(B, L, N) - PPR(B-1, L, N)) \text{ para} \\ B &= 2, \dots, NPR \end{aligned}$$

Donde  $DEG(L)$  es el número de días de trabajo promedio de la estación  $L$  y donde  $PPR$  es dimensionado en unidades de potencia y  $EPR$  en unidades de energía por estación.

La demanda de la energía anual  $ETR$  y la reserva de energía del sistema  $RER$  se evalúan por:

$$ETR(N) = \sum_{L=1}^{NEG} EPR(NPR, L, N)$$

$$RER(N) = (RPR(N) \cdot ETR(N)) / PTR(N)$$

La demanda más reserva del sistema que tiene que ser cubierta por las producciones firmes de los proyectos instalados en el sistema es:

$$ERR(N) = ETR(N) + RER(N)$$

$$PRR(N) = PTR(N) + RPR(N)$$

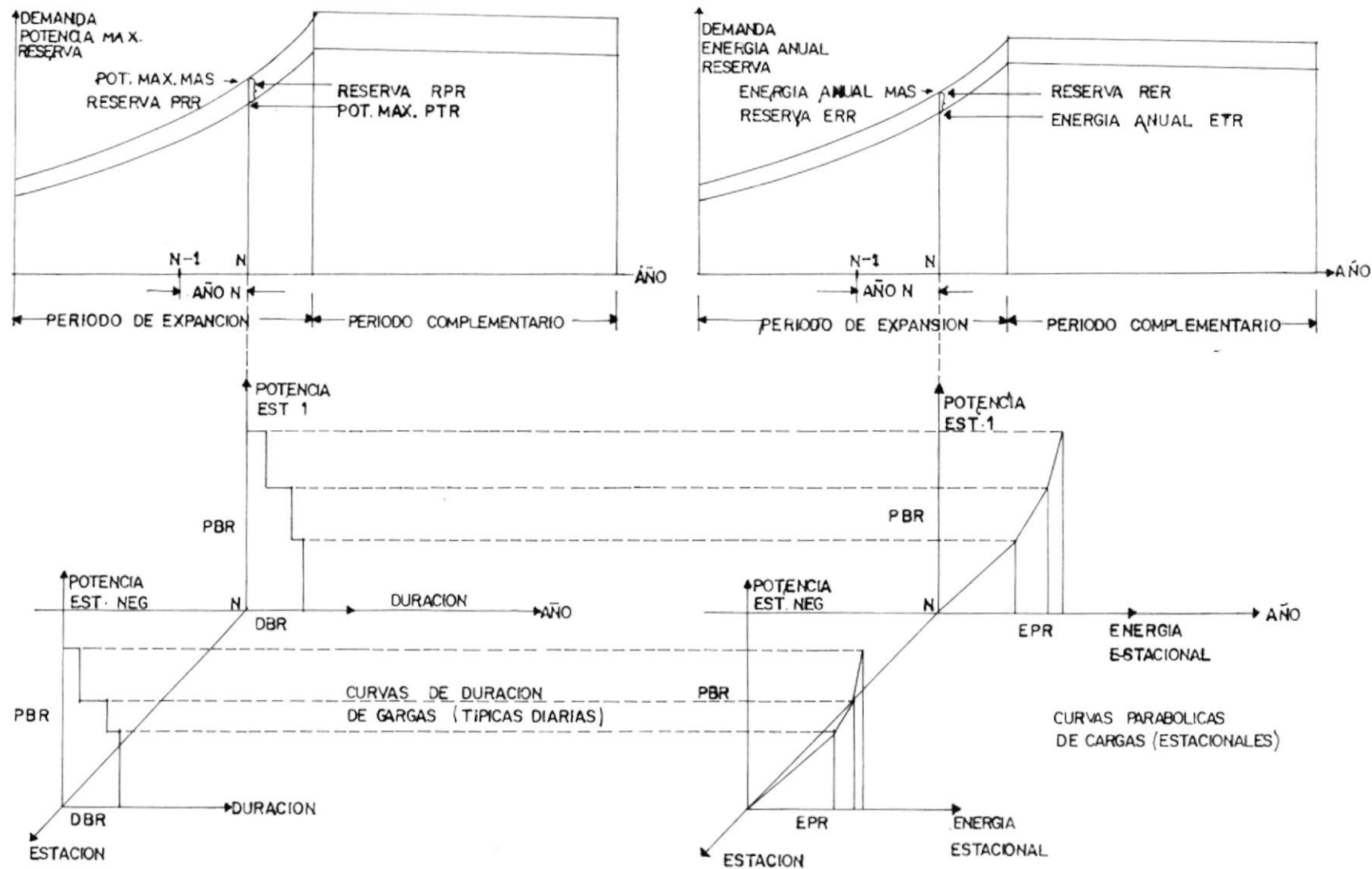
La demanda del sistema eléctrico se presenta esquemáticamente en el gráfico de la figura N° 4.3.

#### 4.3. COSTOS FIJOS Y VARIABLES DE LAS ALTERNATIVAS

Una vez que se ha definido una secuencia y se ha efectuado el respectivo despacho de carga es posible determinar los costos incurridos por la secuencia.

Estos costos se dividen en costos fijos y costos variables. Los costos fijos corresponden a las inversiones requeridas en cada secuencia de equipamiento, a las reposiciones intermedias de las instalaciones y a los gastos fijos de operación y mantenimiento.





DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO  
FIGURA N° 4.3.

Por ser un valor común a todas las alternativas no se consideran los costos fijos de las instalaciones existentes.

Los costos variables se refieren a los costos operativos del sistema e incluye los costos de combustible.

El modelo DSIG no considera escalamiento de los costos de inversión de los proyectos pero puede tomar en cuenta escalamiento de los costos variables de operación y mantenimiento.

En esta aplicación se considera escalamiento del combustible para las centrales térmicas existentes y futuras.

Para efectuar el escalamiento, el modelo requiere que se le especifique tasas de escalamiento válidas en ciertos intervalos de tiempo.

Las tasas de escalamiento adoptadas fueron: 1.1., 4.1., 5.6., y 0.0, expresadas en porcentaje, válidas en los intervalos que comienzan en los años 1.983, 1.991, 1.996 y 2.001., respectivamente.

A partir de estos datos, el modelo evalúa los factores de escalamiento,  $FEE(I,N)$ , del proyecto  $I$  en el año  $N$ . Estos factores son multiplicadores de los costos variables anuales de operación y mantenimiento para convertirlos de costos variables no escalados a costos variables escalados.

#### 4.3.1. Costos Fijos

Si denotamos con:

$S_N$  composición del sistema eléctrico en el año  $N$ ,  $NIG + 1 \leq N \leq NIG + NAG$

$J(S_N)$  índice de la potencia instalada del proyecto en el año  $N$ .

$NIG$  año previo al período de expansión

$NAG$  número de años del período de expansión.

$NFE$  número de años del período complementario de operación del sistema.

Los costos fijos anuales  $CFS(N)$  del año  $N$ ,

$N = NIG + 1, \dots, NIG + NAG + NFE$ , de la se  
cuencia generada son dados por:

$$CFS(N) = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{\substack{IES_N \\ ITP(I) > 0}} AFP(I, J(S_N)) + \sum_{\substack{IES_N \\ ITP(I) = 0}} J(S_N) \cdot AFP(I) \text{ para } NIG+1 \leq N \leq NIG+NAG \\ \\ CFS(NIG + NAG) \text{ para } NIG+NAG+1 \leq N \leq NIG+NAG+NFE \end{array} \right.$$

Siendo:

ITP    identificador del tipo de proyecto

$$ITP \left\{ \begin{array}{l} 0 \text{ proyecto termoeléctrico} \\ > 0 \text{ Proyecto hidroeléctrico} \end{array} \right.$$

AFP    anualidad de los costos fijos del proyecto I

Los anualidades de los costos fijos de  
un proyecto hidroeléctrico I son dados por:

$$AFP(I, 1) = R3(PIP) + R6(PIP) + CFP \cdot PIP$$

$$AFP(I, IPP) = R3(PSP) + R6(PSP) + CFP \cdot PSP$$

$$AFP_{INC}(I) = \begin{cases} (AFP(I, IPP) - AFP(I, 1)) / (IPP - 1) & \text{Si } IPP > 1 \\ 0 & \text{Si } IPP = 1 \end{cases}$$

$$AFP(I, J) = AFP(I, 1) + (J - 1) \cdot AFP_{INC}(I) \quad 1 \leq J \leq IPP$$

Donde:

$AFP_{INC}(I)$  es la anualidad incremental por potencia instalable incremental.

CFP son los costos fijos de operación y mantenimiento del proyecto;

R3 y R6 son las anualidades de los costos de inversión del proyecto y de las líneas alimentarias de transmisión respectivamente.

Estas anualidades incluyen los porcentajes para reposición, ingeniería, administración e imprevistos y su especificación se refiere a la potencia instala-

da o en caso de un proyecto hidroeléctrico con  $IPP > 1$ , a la potencia instalable inferior y superior.

La anualidad  $AFP(I)$  de los costos fijos de un proyecto termoeléctrico I con la potencia instalada PIP es dada por - la expresión:

$$AFP(I) = R3(PIP) + R6(PIP) + CFP.PIP.$$

#### 4.3.2. Costos Variables

Después de haber efectuado el despacho de carga para todas las estaciones y para todos los tipos de años hidrológicos, el modelo evalúa la producción colocada media de

los proyectos  $IES_N$ .

Los costos variables anuales  $CVS(N)$  del año  $N$  de la secuencia generada  $(S_N, N=NIG+1, \dots, \dots, NIG+NAG)$  son:

$$CVS(N) = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{IES_N} ECP(I,N) \cdot CVP(I) \cdot FEE(IEE(I),N) \\ \sum_{IES_{NIG+NAG}} ECP(I,NIG+NAG) \cdot CVP(I) \cdot FEE(IEE(I),N) \end{array} \right\}$$

$$\text{Si } \left\{ \begin{array}{l} NIG+1 \leq N \leq NIG + NAG \\ NIG + NAG + 1 \leq N \leq NIG + NAG + NFE \end{array} \right\}$$

Donde:

ECP Es la energía colocada media

CVP Costos unitarios variables del proyecto

FEE Factor de escalamiento

#### 4.4. EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS

El resultado de las secciones anteriores es la definición de una secuencia de instalaciones de generación que en un año  $N, NIG+1 \leq N \leq NIG+NAG$ , está caracterizada por los siguientes parámetros:

- Potencia instalada  $P_{TOT}(N)$

$$P_{TOT} = \sum_{IES_N} P(I,J)$$

- Producción firme  $EFP_{TOT}(N)$  y  $PGP_{TOT}(N)$

$$EFP_{TOT}(N) = \sum_{IES_N} EFP(I)$$

$$PGP_{TOT}(N) = \sum_{IES_N} PGP(I)$$

- Producción disponible  $EMP_{TOT}(L,M,N)$  y  $PDP_{TOT}(L,M,N)$

$$EMP_{TOT}(L,M,N) = \sum_{IES_N} EMP(I,L,M)$$

$$PDP_{TOT}(L,M,N) = \sum_{IES_N} PDP(I,L,M)$$

- Producción colocada  $ECP_{TOT}(L,M,N)$  y  $PCP_{TOT}(L,M,N)$ :

$$ECP_{TOT}(L,M,N) = \sum_{IES_N} E_{COL}(I,L,M)$$

$$PCP_{TOT}(L,M,N) = \sum_{IES_N} P_{COL}(I,L,M)$$

- Costos fijos  $CFS(N)$

- Costos variables  $CVS(N)$

- Costos de déficit de oferta  $CDS$

Donde:



- I Proyecto
- J Índice de la potencia instalada del proyecto
- L Número de la estación
- M Número del tipo de año hidrológico
- N Año del período de expansión.

Para los años del período complementario de operación del sistema,  $P_{TOT}$ ,  $EFP_{TOT}$ ,  $PGP_{TOT}$ ,  $EMP_{TOT}$ ,  $PDP_{TOT}$ ,  $ECP_{TOT}$  y  $PCP_{TOT}$  son invariables y son definidos por los valores correspondientes del año  $NIG + NAG$ . Los costos  $CFS$ ,  $CVS$  y  $CDS$  están definidos tanto para los años del período de expansión como para los años del período complementario de operación.

El valor presente de la secuencia ( $S_N$ ,  $N = NIG+1, \dots, NIG + NAG + NFE$ ) se evalúa mediante la expresión:  $VPS =$

$$\sum_{N = NIG + 1}^{NIG + NAG + NFE} (CFS(N) + CVS(N) + CDS(N)) \cdot \left(1 + \frac{TAE}{100}\right)^{NIG - N}$$

Donde:

TAE es la tasa de actualización

La utilización de la técnica de búsqueda aleatoria

en el proceso descrito para definir una secuencia de instalaciones de generación crea en NSG simulaciones del sistema eléctrico NSG secuencias diferentes, cuyos valores presentes VPS sirven como factores de comparación para seleccionar tales - NPG secuencias que corresponden a los NPG valores presentes menores.

Para fines de este trabajo se realizaron 50 simulaciones en cada corrida del DSIG y se escogieron 3 secuencias seleccionadas en orden prioritario de valor presente.

Con el objeto de analizar al proyecto Minas, se efectuaron 3 corridas, que se describen a continuación:

1. Corrida 1: Se colocó el proyecto Minas como un proyecto candidato libre de tal forma que pueda competir con el resto de proyectos libres del catálogo.
2. Corrida 2: Se forzó a que el modelo realice las simulaciones de expansión escogiéndolo al proyecto en cuestión para lo cual este fue especificado como un proyecto prefijado. En esta evaluación no se le dió al modelo ninguna restricción con respecto a la potencia instalada de Minas.

3. Corrida 3: Es una repetición de la corrida 2, pero con diferente enfoque económico .

#### 4.4.1. Evaluación con criterio privado

Para la evaluación con criterio privado se ha considerado los presupuestos reales de los proyectos y sus respectivos sistemas de transmisión asociados, y los precios de mercado de los factores primarios de producción.

Utilizando este criterio se obtuvieron las corridas 1 y 2 y un resumen del plan de expansión de cada una de ellas se presenta en los cuadros de las tablas N° 4.13 y 4.14 .

Cabe indicar que el plan de equipamiento para el período comprendido entre 1984 y 1996 es común para las 3 corridas, por tratarse de proyectos existentes y prefijados.

#### 4.4.2. Evaluación con criterio social

A esta evaluación corresponde la corrida 3,

TABLA N° 4.13.

RESUMEN DEL PLAN DE EQUIPAMIENTO 1984 - 2005 CRITERIO PRIVADO - MINAS LIBRE. VALOR PRESENTE DEL PLAN : 2'216993.MIL US\$  
TASA DE ACTUALIZACION:8%

NOMBRE DEL PROYECTO	P O T E N C I A I N S T A L A D A (MW)							
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
SR.HIDRO	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0
PISAYAMBO	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2
PAUT-AB1	350.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PAUTE-AB	0.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
AGOYAN	0.0	0.0	0.0	0.0	156.0	156.0	156.0	156.0
D.PERIPA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	130.0	130.0
PAUTE-C1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	200.0
SALADO - 0	146.0	146.0	146.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SALADO - 1	0.0	0.0	0.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0
ESMERALDAS	0.0	0.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0
STA. ROSA	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
GUANGOPO	31.2	31.0	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2
SALITRAL	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0
SR-VAP-0	57.0	57.0	57.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Viene.....	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
SR-VAP-1	0.0	0.0	0.0	57.0	57.0	0.0	0.0	0.0
SR-VAP-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	43.0	43.0	43.0
SR-BUN-1	87.0	87.0	87.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SR-BUN-2	0.0	0.0	0.0	123.0	123.0	0.0	0.0	0.0
SR-BUN-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	110.0	110.0	110.0
SR-DIE-1	177.0	177.0	177.0	177.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SR-DIE-2	0.0	0.0	0.0	0.0	108.0	108.0	108.0	0.0
SR-DIE-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	60.0
SR-GAS-0	107.0	107.0	107.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SR-GAS-1	0.0	0.0	0.0	107.0	107.0	107.0	0.0	0.0
SR-GAS-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	86.0	86.0

Viene...Tabla N° 4.13.

NOMBRE DEL PROYECTO	P O T E N C I A I N S T A L A D A (MW)							
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
SR-HIDRO	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0
PISAYAMBO	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2
PAUTE-AB	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
AGOYAN	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0
D.PERIPA	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0
MAZAR	0.0	0.0	0.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0
PAUTE-C1	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
PAUTE-C2	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
SALADO-1	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0
ESMERALD	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0
STA. ROSA	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
GUANGOPO	31.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SALITRAL	26.0	26.0	26.0	26.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SR-VAP-2	43.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SR-VAP-3	0.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0

Viene..Tabla N° 4.13

---

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
SR-BUN-3	110.0	110.0	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SR-BUN-4	0.0	0.0	0.0	72.0	72.0	72.0	0.0	0.0
SR-DIE-3	60.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SR-DIE-4	0.0	0.0	23.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SR-GAS-2	86.0	86.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SR-GAS-3	0.0	44.0	44.0	44.0	44.0	0.0	0.0	0.0
CHAMBO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	260.0	260.0	260.0
SOPLADOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	375.0	375.0
APAQUI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.0

---

Viene de la tabla 4.13

NOMBRE DEL PROYECTO	P O T E N C I A				I N S T A L A D A (MW)	
	2000	2001	2002	2003	2004	2005
SR-HIDRO	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0
PISAYAMB	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2
PAUTE-AB	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0
AGOYAN	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0
D.PERIPA	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0	130.0
MAZAR	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0
PAUTE-C1	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
PAUTE-C2	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
SALADO-1	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0
ESMERALD	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0
SR-VAP-3	33.0	33.0	33.0	33.0	0.0	0.0
CHAMBO	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0
SOPLADOR	437.5	437.5	437.5	437.5	437.5	437.5
APAQUI	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
CEDROYAC	331.5	331.5	331.5	331.5	331.5	331.5



---

Viene....	2000	2001	2002	2003	2004	2005
GUALAQUI	0.0	625.3	625.3	625.3	625.3	625.3
VAPOR - P2	0.0	0.0	0.0	300.0	300.0	300.0
VILLADOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	249.0

---

TABLA N° 4.14.

RESUMEN DEL PLAN DE EQUIPAMIENTO 1997-2005 CRITERIO PRIVADO - MINAS - FIJO

VP = 2278924 x 10<sup>3</sup> US\$

Tasa de actualización: 8 %

NOMBRE PROYECTO	P O T E N C I A I N S T A L A D A (MW)									
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
Minas	231	231	231	231	231	231	231	231	231	
S. Francisco								155	155	
Chambo					128	128	128	128	194	
Sopladora		500	500	500	500	500	500	500	500	
Gualaquiza						625.3	625.3	625.3	625.3	
Chespi								98	98	
Cedroyacu				331.5	331.5	331.5	331.5	331.5	331.5	
Apaqui						36	36	36	36	
Angamarca									24.5	
Vapor - P1									125	

que es una repetición de la corrida 2 con la diferencia de que se usan precios sombra para especificar los costos en cuestión y una tasa de actualización del 12 %.

La corrida 3 se realiza prefijando todos los proyectos que anteriormente eran libres para la corrida 2 y que resultaron seleccionados para formar el equipamiento.

Para esta evaluación era necesario desglosar el presupuesto de cada proyecto en porcentajes correspondientes a moneda local y moneda extranjera, así como también la participación de la mano de obra, materiales y equipo con relación al presupuesto local.

La incidencia que cada uno de estos factor

res tienen con relación al costo total de un proyecto es muy variado y depende de muchos parámetros tales como: el tipo de obra, ubicación de la obra, clima y de manera especial de la metodología de construcción. En consecuencia las ponderaciones de los rubros son específicos para cada obra. Para fines de este trabajo y con el objeto de simplificar se ha utilizado los valores obtenidos por INECCEL en los estudios del Plan Maestro, en donde se ha generalizado algunos parámetros y se ha utilizado los porcentajes de participación de cada uno de los rubros expresados en el Manual de Costos de Proyectos tanto hidroeléctricos como térmicos.

A continuación se indican los valores usados:

#### 1. Centrales Hidroeléctricas:

Rubro	M. Local (38.68%)	M. Extranjera (61,32%)
Mano de obra	76,9	2,5
Materiales	18,6	17,6
E.de Construcción	4.5	53.9
E.Permanente	-	25,9
	<hr/>	<hr/>
	100,0	100,0

## II. Centrales Hidroeléctricas Medianas

Rubros	M. Local (31%)	M. Extranjera (69 %)
Mano de obra	80,7	1,3
Materiales	17,3	8,9
E. de Construcción	2.0	25.5
E. Permanente	-	64.3
	<hr/>	<hr/>
	100,0	100,0

## III. Centrales Térmicas

## a. Vapor

Rubros	M. Local (22.6%)	M. Extranjera (77.94%)
Mano de obra	60.3	10.9
Materiales	38.5	0.5
E. de Construcción	1.2	8.0
E. Permanente	-	80.6
	<hr/>	<hr/>
	100.0	100.0

## b. Gas

Rubros	M. Local (10%)	M. Extranjera (90%)
Mano de obra	76,5	7,70
Materiales	23,3	0,30
E. de Construcción	0,2	3,20
E. Permanente	-	88,80
	<hr/>	<hr/>
	100.0	100.00

## IV.Obras de Transmisión

Rubros	M.Local (28.0%)	M.Extranjera (72.0%)
Mano de obra	63.6	4.8
Materiales	30.4	0.5
E.de Construcción	6.0	35.4
E.Permanente	-	59.3
	100.0	100.0

El enfoque social en esta evaluación corresponde a la corrección de la mano de obra local y de la componente extranjera utilizando se los valores recomendados por INECEL en los estudios del Plan Maestro y que fueron dados en el Capítulo III.

El cuadro de la tabla N° 4.15. , muestra el resultado de esta corrida.

#### 4.5. DETERMINACION DE LA FECHA OPTIMA DE ENTRADA EN OPERACION DEL PROYECTO.

Al efectuar la corrida 2, para diferentes fechas de entrada en operación del proyecto, se obtuvo que el año 1997 es la solución más económica.

TABLA N° 4.15.

RESUMEN DEL PLAN DE EQUIPAMIENTO 1997 - 2005 - CRITERIO SOCIAL

VP = 1846058. MIL-US\$

TASA DE ACTUALIZACION: 12%

NOMBRE DEL PROYECTO	TASA DE ACTUALIZACION: 12%									
	POTENCIA					INSTALADA (MW)				
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
Minas	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231
S. Francisco								155	155	
Chambo - 1					128	128	128	128		0.0
Chambo - 2										194
Sopladora		500	500	500	500	500	500	500	500	500
Gualaquiza						625.3	625.3	625.3	625.3	625.3
Chespi								98	98	
Cedroyacu				331.5	331.5	331.5	331.5	331.5	331.5	331.5
Apaqui						36	36	36	36	
Angamarca										24.5
Vapor - P1										125

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

1. En la evaluación económica del proyecto hidroeléctrico Jubones (Proyecto Minas) aislado, se consideraron dos alternativas posibles de operación del embalse Minas, dependiendo estas de si se lleva a efecto o no el trasvase del río Shincata de la cuenca del Santiago a la cuenca del Jubones.

De realizarse las obras del trasvase, la superficie para riego en la zona baja del Jubones, debido únicamente a la regulación de la Presa Minas, incrementaría, posibilidad considerada en la alternativa II.

Por otro lado, en la alternativa I, la no ejecución - del trasvase implica reducción de las tierras para riego.

Los resultados de esta evaluación demuestran que el proyecto Minas es económicamente factible sea cual fuere el caso entre aumentar o reducir el área bajo riego dentro de ciertos límites fijados al tratar de compa-



tibilizar las producciones energéticas con las necesidades de riego en la parte baja de la cuenca, finalidades que son entre sí conflictivas.

Usando como indicador económico la tasa interna de retorno, TIR, a continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos:

ALTERNATIVA	TIR (%)	
	CRITERIO PRIVADO	CRITERIO SOCIAL
I	12 < TIR < 14	14 < TIR < 16
II	16 < TIR < 18	18 < TIR < 20

Se observa que la rentabilidad económica del proyecto, se incrementa si se analiza al mismo con criterio social - frente al criterio privado.

2. En el análisis del proyecto integrado en el sistema de generación, haciendo uso del modelo computacional DSIG, se determinaron 2 secuencias posibles de abastecimiento - de la demanda eléctrica a partir de 1997:

a. Secuencia que no escoge el proyecto Minas

b. Secuencia que considera el proyecto Minas prefijado -

con entrada en operación el año 1.997.

Estas secuencias corresponden a las alternativas de equipamiento más económicas para cada caso y los resultados se presentan a continuación:

CORRIDA	CRITERIO	VALOR PRESENTE (MIL- LES. DE DOLARES)
Sin Minas	Privado	2216933
Con Minas	Privado	2278924
Con Minas	Social	1846058

Al evaluar con criterio social la secuencia con Minas se observa que el costo de la misma disminuye significando una diferencia de 433 millones de dólares con respecto al costo de la misma secuencia evaluada con criterio privado. Se deduce que al evaluar socialmente la secuencia que no incluye Minas ocurra también una disminución de su costo.

Los resultados obtenidos permiten establecer que el proyecto hidroeléctrico Jubones no es recomendable para formar parte en el programa de equipamiento eléctrico futuro ya que incrementa el costo del mismo.

Cabe indicar que en esta evaluación se tomó el costo total de la presa Minas en vista de que aún no está disponible la información de los subproyectos de riego y control de inundaciones que permita una asignación de costos de la presa a cada subproyecto.

3. El modelo DSIG constituye una útil herramienta de planificación. Es posible utilizar el modelo en diversos fines tales como: reducir el catálogo de proyectos futuros seleccionando aquellos proyectos que mayores ventajas ofrecen desde el punto de vista económico y de mercado; simular un sistema eléctrico dada una secuencia de interés para analizar la influencia del retraso o adelanto de la entrada en operación de los proyectos; permite también optimizar la potencia a ser instalada en un proyecto analizando un rango de potencias instalables tomando en cuenta consideraciones económicas y de mercado.

#### RECOMENDACIONES

De la realización de este trabajo se puede recomendar lo siguiente :

1. La necesidad de definir los subproyectos de riego

y control de inundaciones en la zona baja de la cuenca con el objeto de definir las características óptimas - de la cuenca, para luego efectuar un análisis de carácter múltiple, considerando los beneficios netos del - proyecto y su influencia a nivel nacional.

2. Actualizar el estudio de Control de Inundaciones que permitirá confirmar o modificar el volumen de la presa Minas calculado a nivel de factibilidad. Una reducción de este volumen permitiría bajar la altura de la presa consiguiéndose un ahorro de inversión.
3. Ahondar en la conveniencia de ejecutar el trasvase del río Shincata para dimensionar las obras de derivación en los ríos Shincata y Betas y la conducción hasta la cuenca del Jubones.

A N E X O S

## A N E X O A

### MODELO DE DEFINICIONES DE SECUENCIAS DE INSTALACIONES DE GENERACION ELECTRICA - DSIG

#### 1. OBJETIVO DEL MODELO

El objetivo del modelo DSIG es identificar secuencias de instalaciones de generación cuyos costos - totales sean económicamente atractivos.

El modelo genera un gran número de secuencias factibles mediante un procedimiento de simulación del sistema eléctrico tal que la oferta del sistema cubra la demanda anual tanto de potencia como de energía en un determinado período de expansión y selecciona las secuencias según el orden prioritario de los valores presentes de los costos de inversión y operación de las simulaciones realizadas.

El modelo utiliza la siguiente información básica:

- Catálogo de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos existentes, prefijados y futuros.

- Costos de inversión de los proyectos y de las líneas de transmisión.
- Proyección de la demanda de potencia máxima y energía en el período de expansión.

El proceso para construir la secuencia de instalaciones utiliza una regla heurística simple que se resume a elegir como el próximo proyecto en la secuencia un proyecto escogido aleatoriamente de un conjunto de proyectos preseleccionados que poseen los menores "índices económicos de comparación" de entre todos los proyectos candidatos disponibles.

Por este proceso, se genera en cada simulación consecutivamente una secuencia que satisface las siguientes condiciones:

- Cubre la demanda de potencia como de energía
- Es compatible con las restricciones de posterioridad, exclusividad e interdependencia de los proyectos que constan en el catálogo.

Los costos de operación de la secuencia generada

se determinan mediante un despacho de carga en las curvas parabólicas de cargas del sistema.

El resultado del proceso de definir la secuencia y de colocar los proyectos de la secuencia en las curvas parabólicas de cargas es un flujo de costos anuales en los períodos de expansión y complementario de operación del sistema que permita determinar el valor presente de los costos incurridos por la secuencia.

La repetición del proceso descrito resulta en un gran número de secuencias alternativas cuyos valores sirven para seleccionar las secuencias económicamente más atractivas.

## 2. METODOLOGIA GENERAL DEL MODELO

El modelo DSIG es un modelo de Simulación y en él se distinguen dos componentes principales que son un generador de secuencias de instalaciones de generación que cubre la demanda del sistema en el período de expansión y un simulador de operación - que determina los costos anuales fijos y variables de operación del sistema para los años del período de expansión y complementario de operación.



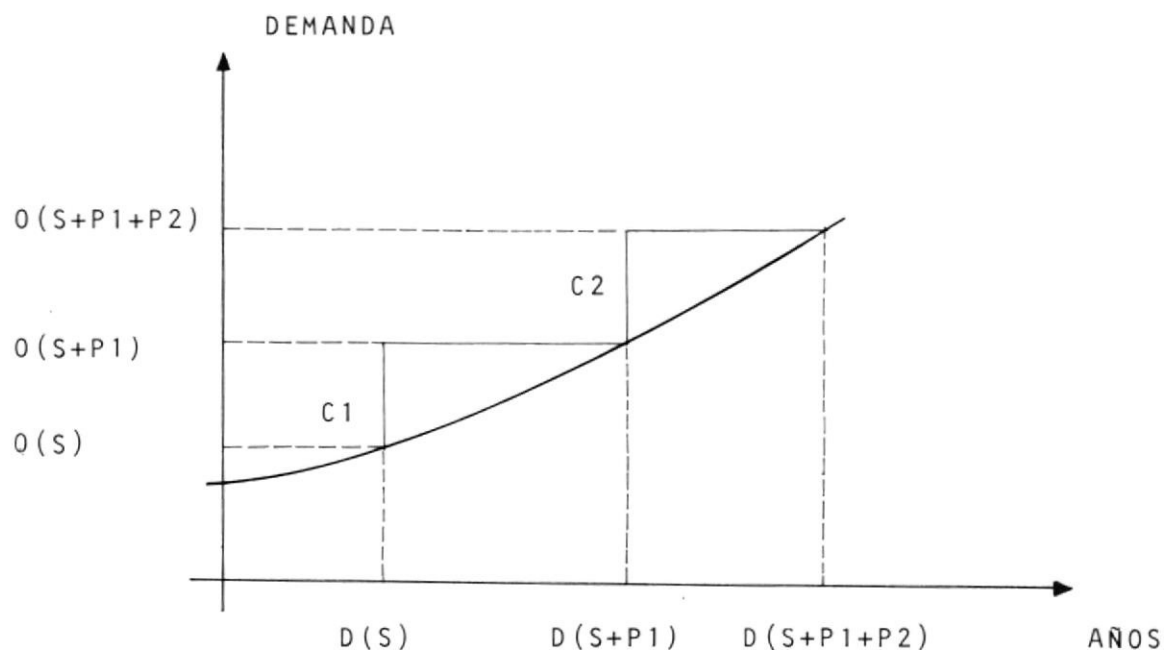
Utilizando la técnica de búsqueda aleatoria en el proceso de definir una secuencia de instalaciones de generación, la repetición de la simulación del sistema eléctrico resulta en un gran número de planes de expansión cuyos valores presentes definen las alternativas más atractivas.

#### 2.1. GENERACION DE UNA SECUENCIA

El método consiste en determinar un factor económico de comparación derivado de la evaluación de los valores presentes de los costos de dos proyectos que entran en un sistema consecutivamente para cubrir la demanda del sistema y de comparar el valor presente de la secuencia "proyecto 1 antes que proyecto 2" con el de la secuencia "proyecto 2 antes que proyecto 1".

En la siguiente página se explicará mediante un dibujo y de manera breve, este proceso.

Sean:



#### DERIVACION DEL FACTOR ECONOMICO DE COMPARACION

DEM demanda del sistema en función del tiempo

$O(S)$  oferta actual del sistema

$D(S)$  duración de  $O(S)$  en la curva DEM

$P1, P2$  adiciones al sistema (proyectos)

$V1, V2$  valores presentes de los costos totales (inversión y operación) de  $P1$  y  $P2$  referidos a los puntos de tiempo en los cuales entran en operación.

$C1, C2$  capacidades de  $P1$  y  $P2$ .

entonces, el valor presente  $VP(P1, P2)$  de la secuencia  $P1$  antes  $P2$  y el valor presente  $VP(P2, P1)$  de la secuencia  $P2$  antes  $P1$  son dados por:

$$VP(P1, P2) = V1 + V2 \cdot (1 + TAE/100)^{-(D(S+P1) - D(S))}$$

$$VP(P2, P1) = V2 + V1 \cdot (1 + TAE/100)^{-(D(S+P2) - D(S))}$$

Donde TAE es la tasa de actualización porcentual.

La secuencia P1, P2 sería preferida a la secuencia P2, P1, si  $VP(P1, P2) < VP(P2, P1)$ , lo cual implica que:

$$\frac{V1}{1 - (1 + TAE/100)^{-(D(S+P1) - D(S))}} \leq \frac{V2}{1 - (1 + TAE/100)^{-(D(S+P2) - D(S))}}$$

Aplicando este proceso a N proyectos P1, ..., PN que representan las opciones de oferta del sistema en un cierto punto del tiempo, el proyecto P<sub>l0</sub> cuyo factor económico de comparación:

$$FEP(l_0) = \frac{V_{l_0}}{1 - (1 + TAE/100)^{-(D(S) - D(S+P_{l_0}))}}$$

es el valor mínimo de todos los factores de comparación  $FEP(l)$ ,  $l=1, \dots, N$  es la adición al sistema económicamente más favorable.

Debido a que:

- el proceso explicado crea una secuencia cuyos proyectos adicionales representan expansiones óptimas locales.
- la demanda de un sistema eléctrico es representada por las curvas de potencia máxima y energía - que tienen que ser cubiertas por las producciones firmes de los proyectos del sistema.
- los costos operativos del sistema son una función de la configuración del sistema en el período de expansión y de las producciones disponibles de - los proyectos operantes y, por lo tanto, no son conocidas con exactitud en el momento en el cual se evalúan los factores económicos de los proyectos candidatos.

Es necesario generalizar la expresión de  $FEP(I_0)$  con la introducción de elementos de aleatoridad respecto a la adición seleccionada, el factor de colocabilidad de la energía secundaria de proyectos hidroeléctricos y el factor de utilización de la energía térmica de proyectos termoeléctricos. Adicionallmente, la duración de la oferta en las curvas de la

demanda tiene que expresar el tiempo para el cual la demanda está cubierta tanto de energía como de potencia.

Por las consideraciones citadas el factor económico de comparación utilizado en el modelo tiene la siguiente expresión general:

$$FEP = \left\{ \begin{array}{l} \frac{AFP - FHS \cdot (ESP + ESS) \cdot PSE}{1 - (1 + FAE)^{-DUP}} \quad \text{para un proyecto hidro} \\ \frac{AFP + 8.76 \cdot PGP \cdot FTS \cdot AVP}{1 - (1 + FAE)^{-DUP}} \quad \text{para un proyecto termo} \end{array} \right.$$

Donde:

- FEP factor económico de comparación del proyecto
- AFP anualidad de los costos fijos del proyecto
- AVP anualidad equivalente de los costos unitarios variables de  $0 + M$  del proyecto. Se asume cero en caso de un proyecto hidroeléctrico.
- PSE precio unitario de la energía secundaria
- EFP energía firme del proyecto (máxima generable - para termo)
- ESP energía secundaria en caso de un proyecto hidroeléctrico.
- PGP potencia firme del proyecto (garantizada para hidro, disponible para termo).

- EFS energía primaria incremental del sistema producida por la instalación del proyecto.
- PGS potencia garantizada incremental del sistema producida por la instalación del proyecto.
- FHS factor de colocabilidad de la energía secundaria
- FTS factor de utilización de la energía termoeléctrica.
- DUP duración para la cual la producción firme EFP y PGP del proyecto y la producción incremental EFS y PGS del sistema cubre la demanda más reserva no satisfecha del sistema.
- FAE factor de actualización para un año,  $FAE = TAE/100$

El modelo permite evaluar los factores económicos de comparación según la estrategia seleccionada que se describen a continuación:

- 1 no valorización de la energía secundaria en caso de un proyecto hidroeléctrico.  
 evaluación de los costos variables con la energía máxima generable en caso de un proyecto termoeléctrico.
- 2 valorización de la energía secundaria en caso de un proyecto hidroeléctrico;  
 evaluación de los costos variables con la energía generada con factor de planta medio en caso de un proyecto termoeléctrico.

3 valorización de la energía secundaria dada según un factor de colocabilidad determinado aleatoriamente en caso de un proyecto hidroeléctrico;  
 evaluación de los costos variables de un proyecto termoeléctrico como en el caso 2.

4 valorización de la energía secundaria de un proyecto hidroeléctrico como en 3.  
 evaluación de los costos variables con la energía generada por un factor de utilización determinado aleatoriamente en caso de un proyecto termoeléctrico.

La definición de la estrategia IRG permite expresar el factor de colocabilidad y el factor de utilización mediante las fórmulas:

$$FHS = \begin{cases} 0 \\ 1 \\ \text{RND} \\ \text{RND} \end{cases} \quad \text{si } IRG = \begin{cases} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{cases}$$

$$FTS = \begin{cases} \text{FAP} \\ \text{FMP} \\ \text{FMP} \\ \text{FBP} + \text{RND}(\text{FAP} - \text{FBP}) \end{cases} \quad \text{Si } IRG = \begin{cases} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{cases}$$

Donde:

RND número aleatorio con distribución unitaria

FAP factor de planta máximo de un proyecto termoeléctrico

FMP factor de planta medio de un proyecto termoeléctrico

FBP factor de planta mínimo de un proyecto termoeléctrico.

En consecuencia si en un año N del período de expansión se requiere incrementar la capacidad del sistema para cubrir la demanda anual tanto de potencia como de energía que no está siendo satisfecha por el sistema, el modelo adiciona un proyecto a la secuencia existente según el proceso que se resume a continuación:

- evalúa los factores económicos de comparación FEP para todos los proyectos candidatos del catálogo que pueden entrar en operación en el año N.
- preselecciona NRG proyectos que tienen los menores factores económicos de comparación.
- selecciona de los NRG proyectos preseleccionados, la adición siguiente mediante un generador de números aleatorios de distribución unitaria uniforme.

Por este proceso se genera en cada simulación consecutivamente una secuencia que satisface las condiciones siguientes;



- cubre la demanda tanto de potencia como de energía en el período de expansión.
- es compatible con las restricciones de posterioridad y exclusividad.
- considera la interdependencia entre proyectos (actualiza las producciones de los proyectos del sistema).

## 2.2. DESPACHO DE CARGA

El proceso se resumen a continuación:

Sea  $S_N$  el conjunto de proyectos que operan en el sistema en el año  $N$ ; EMP y PDP las producciones disponibles netas de los proyectos  $S_N$  de energía y potencia.

Para la estación  $L$  del año  $N$  y para el tipo de año hidrológico  $M$ , el proceso de colocar la producción disponible en la curva de carga definida por las funciones  $p(e)$  potencia de la curva en función de la energía  $e$  y  $e(p)$  energía de la curva en función de la potencia  $p$ , consiste en lo siguiente:

a) evaluar las producciones de los proyectos  $S_N$  a ser colocadas obligatoriamente en la base. Para el proyecto  $i \in S_N$  esta producción se representa por:

$$P_{BAS}$$

$$E_{BAS}$$

b) Colocar la producción generada en base

$$PB = \sum_{IES_N} P_{BAS}$$

$$EB = \sum_{IES_N} E_{BAS}$$

en la curva parabólica de carga y eliminar de la curva los intervalos  $(0, PB]$  y  $(0, e(PB))$ , dejando una curva restante representada por la misma nomenclatura -  $e(p)$ ,  $p(e)$ ,  $e E(0, e_M)$ ,  $PE(0, p_M)$

c) evaluar las producciones restantes

$$P_{RES} = PDP - P_{BAS}$$

$$E_{RES} = EMP - E_{BAS}$$

de los proyectos  $IES_N$  y colocar estas producciones en la curva parabólica de carga  $p(e)$  empezando con el proyecto de  $S_N$  que tiene los menores costos unitarios variables escalados.

CVP(I).FEE(I,N) y continuando en orden prioritario.

donde:

CVP(I) costos unitarios variables del proyecto

FEE(I,N) factor de escalamiento del proyecto I en el año N.

Para un proyecto I, este proceso se ilustra en la figura N°1.

d) Evaluar las producciones colocadas

Para un proyecto se tiene:

$$P_{COL} = P_{BAS} + P_{COR}$$

$$E_{COL} = E_{BAS} + E_{COR}$$

Después de haber efectuado el despacho de carga para todas las estaciones  $L$ ,  $1 \leq L \leq NEG$  y para todos los tipos de años hidrológicos  $M$ ,  $1 \leq M \leq NHG$ , la producción colocada media de los proyectos  $IES_N$  es dada por:

$$ECP(I,N) = \sum_{M=1}^{NHG} OHG(M) \cdot \sum_{L=1}^{NEG} E_{COL}(I,L,M,N)$$

$$PCP(I,N) = \left( \sum_{M=1}^{NHG} OHG(M) \cdot \sum_{L=1}^{NEG} P_{COL}(I,L,M,N) \cdot DEG(L) \right) / FEG$$

Donde:

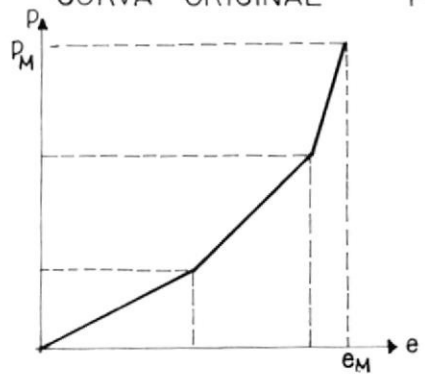
CASO

CURVA ORIGINAL

PRODUCCION COLOCADA

CURVA RESTANTE

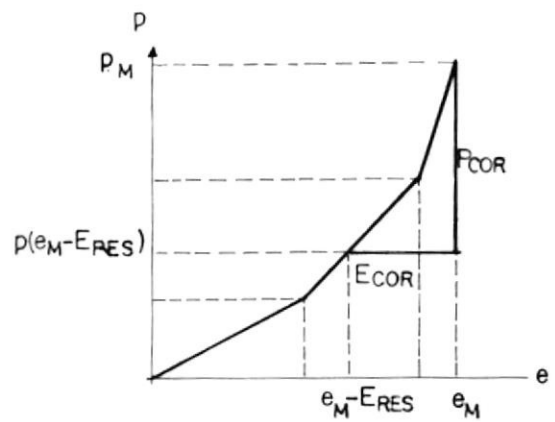
$P_{RES} \geq P_M$   
 $E_{RES} \geq e_M$



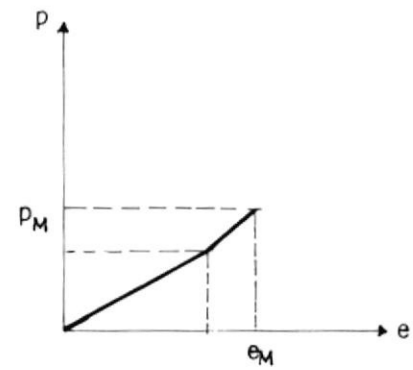
$P_{COR} = P_M$   
 $E_{COR} = e_M$

VACIA

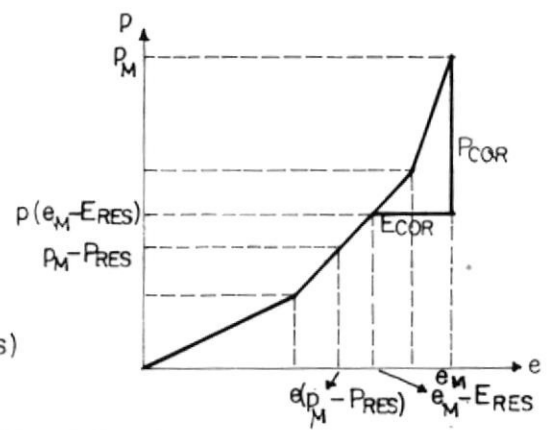
$P_{RES} \geq P_M$   
 $E_{RES} < e_M$



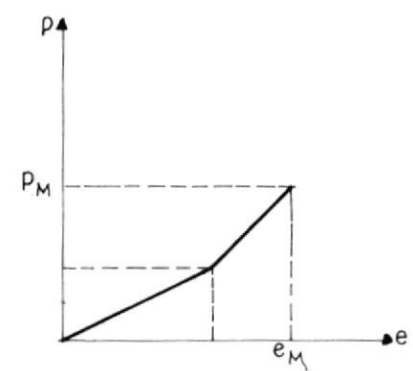
$P_{COR} = P_M - p(e_M - E_{RES})$   
 $E_{COR} = E_{RES}$



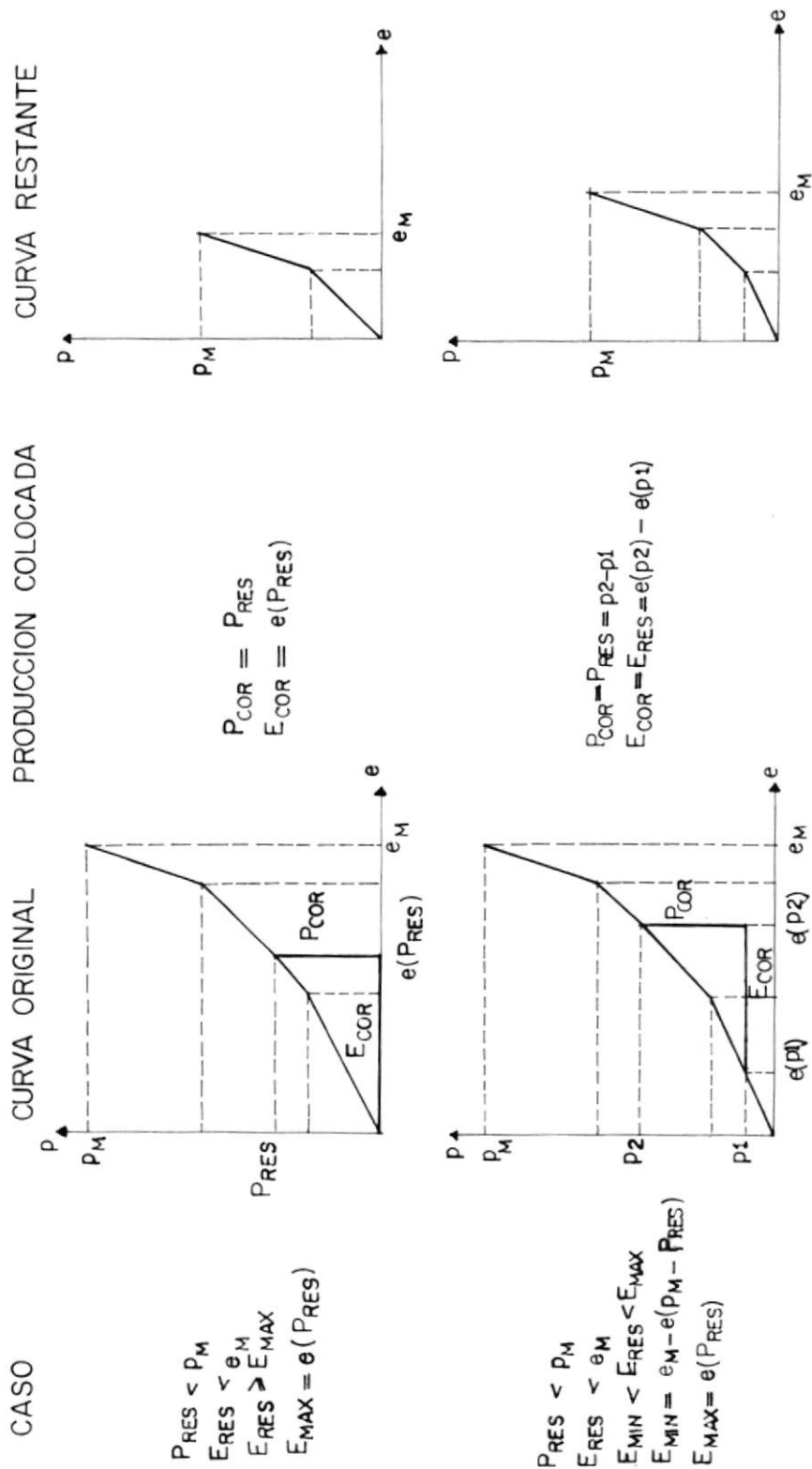
$P_{RES} < P_M$   
 $E_{RES} < e_M$   
 $E_{RES} \leq E_{MIN}$   
 $E_{MIN} = e_M - e(P_M - P_{RES})$



$P_{COR} = P_M - p(e_M - E_{RES})$   
 $E_{COR} = E_{RES}$



COLOCACION DE LA PRODUCCION DISPONIBLE EN LA CURVA PARABOLICA DE CARGAS  
 FIGURA N° 1.



COLOCACION DE LA PRODUCCION DISPONIBLE EN LA CURVA PARABOLICA DE CARGAS

FIGURA N°1.

CONTINUACION.....

OHG      probabilidad de ocurrencia de los tipos de años  
          hidrológicos.

DEG      duraciones de las estaciones en días

FEG      sumatoria de DEG sobre L

I         proyecto

Efectuado el despacho de carga podemos evaluar:

Los costos variables anuales  $CVS(N)$  del año N de la  
secuencia generada  $(S_N, N = NIG + 1, \dots, NIG + NAG)$

son:

$$CVS(N) = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{I \in S_N} ECP(I, N) \cdot CVP(I) \cdot FEE(I, N) \\ \\ \sum_{I \in NIG + NAG} ECP(I, NIG + NAG) \cdot CVP(I) \cdot FEE(I, N) \end{array} \right\}$$

Si  $\left\{ \begin{array}{l} NIG + 1 \leq N \leq NIG + NAG \\ \\ NIG + NAG + 1 \leq N \leq NIG + NAG + NFE \end{array} \right\}$

NIG      año previo al período de expansión

NAG      número de años del período de expansión

NFE      período complementario de operación

Los costos de déficit de oferta CDS son evaluados mediante:

$$\text{CDS}(N) = \left\{ \left( \sum_{L=1}^{\text{NEG}} \text{PPR}(\text{NPR}, L, N) \cdot \text{DEG}(L) \right) / \text{FEG} - \sum_{\text{IES}_N} \text{PCP}(I, N) \right\} \cdot \text{PPE} +$$

$$+ (\text{ETR}(N) - \sum_{\text{IES}_N} \text{ECP}(I, N)) \cdot \text{PEE}$$

$$\text{Si } \text{NIG} + 1 \leq N \leq \text{NIG} + \text{NAG}$$

$$\text{CDS}(N) = \text{CDS}(\text{NIG} + \text{NAG}), \text{ si } N > \text{NIG} + \text{NAG}$$

Donde:

$\text{PPR}(\text{NPR}, L, N)$  potencia máxima en la curva parabólica de cargas de la estación  $L$  en el año  $N$ .

$\text{PPE}$  precio de déficit de oferta de potencia US\$/KW

$\text{PEE}$  precio de déficit de oferta de energía US\$/MWh

$\text{ETR}(N)$  demanda anual de energía

$\text{NPR}$  número de puntos en la curva parabólica de carga

## ANEXO B

POTENCIA MAXIMA ESTACIONAL COMO FRACCION DE LA POTENCIA MAXIMA  
ANUAL (FER)

AÑO	ESTACION	FER
1984	1	0.8762
	2	0.9783
	3	1.0000
1985	1	0.8794
	2	0.9815
	3	1.0000
1986	1	0.8699
	2	0.9720
	3	1.0000
1987	1	0.8640
	2	0.9659
	3	1.0000
1988	1	0.8467
	2	0.9485
	3	1.0000
1989	1	0.8352
	2	0.9367
	3	1.0000
1990	1	0.8301
	2	0.9317
	3	1.0000



---

1991	1	0.8230
	2	0.9244
	3	1.0000
1992	1	0.8258
	2	0.9272
	3	1.0000
1993	1	0.8318
	2	0.9333
	3	1.0000
1994	1	0.8353
	2	0.9369
	3	1.0000
1995	1	0.8412
	2	0.9428
	3	1.0000
1996	1	0.8437
	2	0.9454
	3	1.0000
1997	1	0.8496
	2	0.9513
	3	1.0000
1998	1	0.8562
	2	0.9581
	3	1.0000
1999	1	0.8585
	2	0.9604
	3	1.0000

---

---

2000	1	0.8646
	2	0.9665
	3	1.0000
2001	1	0.8678
	2	0.9697
	3	1.0000
2002	1	0.8735
	2	0.9755
	3	1.0000
2003	1	0.8763
	2	0.9784
	3	1.0000
2004	1	0.8824
	2	0.9846
	3	1.0000
2005	1	0.8853
	2	0.9875
	3	1.0000

---

## ANEXO C

## PRODUCCION COLOCADA POR EL PROYECTO MINAS

PERIODO DE EXPANSION 1997-2005

AÑO	ESTACION	AÑO HIDROLOGICO 1		AÑO HIDROLOGICO 2		AÑO HIDROLOGICO 3		AÑO HIDROLOGICO 4	
		ENERGIA GWH/EST.	POTENCIA MW	ENERGIA GWH/EST	POTENCIA MW	ENERGIA GWH/EST	POTENCIA MW	ENERGIA GWH/EST	POTENCIA MW
1997	1	299.2	213.9	158.5	221.6	146.0	220.7	112.8	134.9
	2	329.3	216.8	194.1	222.6	140.6	222.6	135.5	223.6
	3	534.6	214.9	593.6	220.7	472.9	220.7	388.5	221.7
1998	1	299.1	213.9	197.1	221.7	184.4	220.7	166.3	201.6
	2	329.1	216.8	244.6	222.6	140.6	222.6	140.9	223.6
	3	564.1	214.9	623.1	220.7	506.2	220.7	434.4	221.7
1999	1	299.2	213.9	386.2	221.7	374.0	220.7	334.2	221.7
	2	329.2	216.8	388.1	222.6	232.6	222.6	140.9	223.6
	3	644.3	214.9	657.8	220.7	689.8	220.7	677.9	221.7
2000	1	299.3	213.9	405.6	221.7	402.4	220.7	420.6	221.7
	2	329.1	216.8	388.0	222.6	393.9	222.6	292.9	223.6
	3	644.3	214.9	658.1	220.7	690.7	220.7	677.9	221.7

## Viene....ANEXO C

---

2001	1	299.0	213.9	405.7	221.7	402.8	220.7	447.9	221.7
	2	329.1	216.8	388.4	222.6	394.1	222.6	372.3	223.6
	3	645.0	214.9	658.5	220.7	689.8	220.7	677.3	221.7

---

2002	1	299.2	213.9	405.8	221.7	402.7	220.7	447.9	221.7
	2	328.9	216.8	388.2	222.6	393.7	222.6	423.2	223.6
	3	645.1	214.9	657.9	220.7	690.4	220.7	677.7	221.7

---

2003	1	299.0	213.9	405.7	221.7	403.0	220.7	448.4	221.7
	2	329.2	216.8	388.2	222.6	393.7	222.6	442.3	223.6
	3	645.1	214.9	658.1	220.7	690.1	220.7	677.1	221.7

---

2004	1	299.3	213.9	405.6	221.7	402.7	220.7	448.1	221.7
	2	329.1	216.8	388.2	222.6	394.0	222.6	442.5	223.6
	3	644.4	214.9	658.6	220.7	690.4	220.7	677.6	221.7

---

2005	1	299.2	213.9	405.9	221.7	402.7	220.7	448.0	221.7
	2	329.1	216.8	388.1	222.6	394.1	222.6	442.5	223.6
	3	644.4	214.9	657.8	220.7	690.3	220.7	677.4	221.7

---

ANEXO D  
COSTOS DE INVERSION DE LOS PROYECTOS(1)

Nivel de precios: Enero, 1983

Miles de dólares

NOMBRE DEL PROYECTO	IDENTIFICADOR DE LA POTENCIA(2)	AÑOS DE CONSTRUCCION/ COSTO DE INVERSION DE PROYECTO	AÑOS DE CONSTRUCCION/ COSTO DE INVERSION DE LINEA
Agoyán	1	7/188087	3/8218
D. Peripa	1	4/104250	-----
Mazar	1	7/536556	3/3934
Paute - C1	1	7/226998	3/58930
Paute - C2	1	1/73745	-----
Minas	1	6/429072	3/17902
	2	6/676142	3/28448
S. Francisco	1	4/179109	3/15178
	2	4/255038	3/17222
Chambo	1	4/163809	3/12474
	2	4/226628	3/14727
Sopladora	1	5/294911	3/14916
	2	5/340170	3/17348
Cardenillo	1	5/368539	3/20743
	2	5/543758	3/25426

viene.....

---

Gualaquiza	1	4/402414	3/35792
	2	4/655917	3/89137
Villadora	1	5/295588	3/16252
	2	5/393467	3/24826
Chespi	1	4/141959	3/12652
	2	4/184354	3/13923
Sinclair	1	6/1166540	3/102398
	2	9/2498554	3/185716
Cedroyacu	1	5/281015	3/23715
	2	5/388127	3/32638
Apaqui	1	3/47340	-----
Angamarca	1	3/47775	-----
Vapor - P1	1	4/110978	3/31703
Vapor - P2	1	4/219443	3/64414

---

(1) Plan Maestro de Electrificación, INECEL, 1984.-

(2) Si es 1 se refiere a la mínima potencia instalable  
Si es 2 se refiere a la máxima potencia instalable.

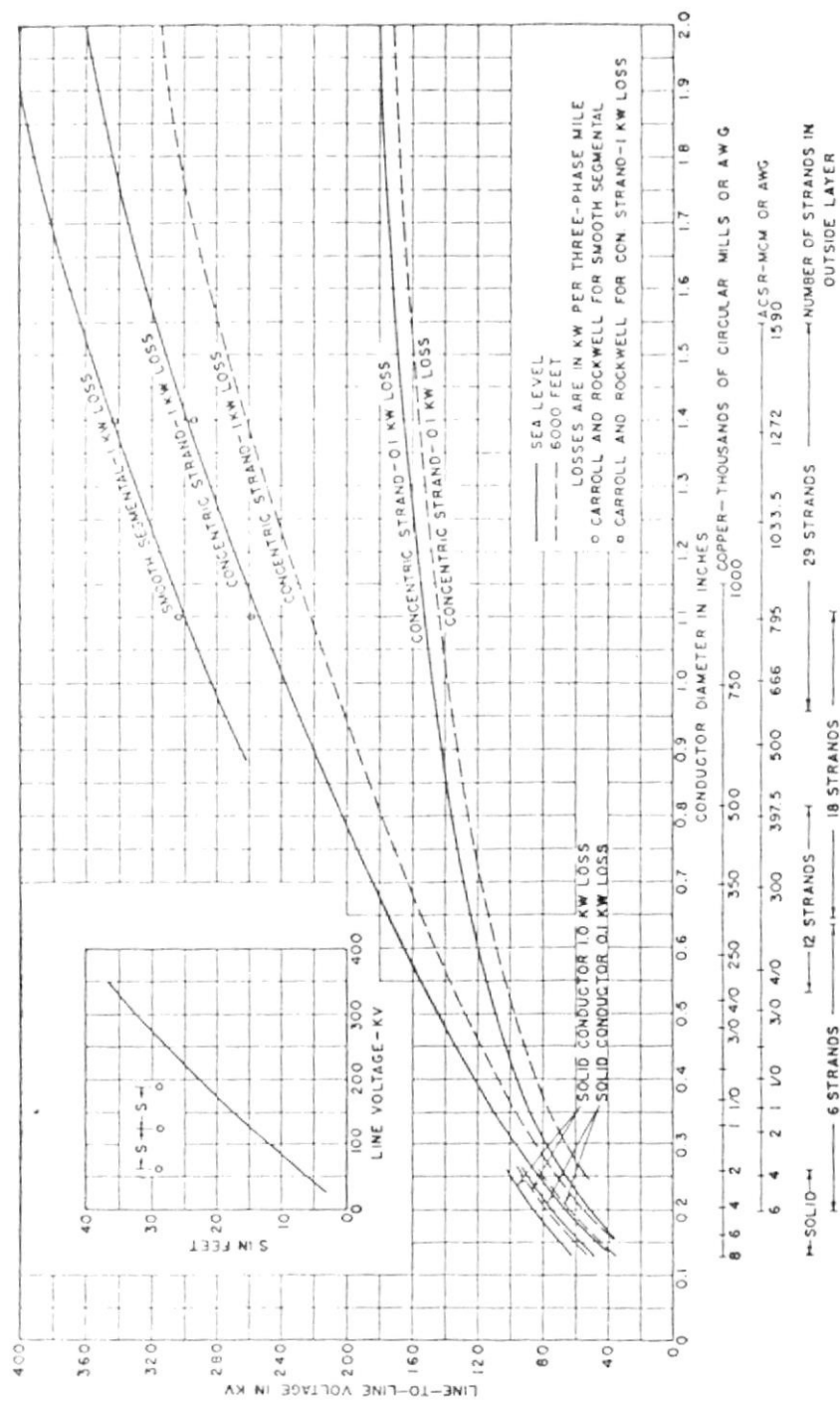


Fig. 31—Quick-Estimating Corona-Loss Curves. Curves based on Peterson's formula with a few check points from the Carroll and Rockwell paper for comparison.

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

1. INECEL, "PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION".
2. INERHI - INECEL - BID, "PROYECTO JUBONES: INFORME FINAL DE FACTIBILIDAD".
3. THUESEN GERGE, "ENGINEERING ECONOMY"
4. DE GARMO - R. CANADA, "INGENIERIA ECONOMICA"



A.F. 141897