

PÚBLICO

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

## **ECUADOR**

### **PROYECTO HIDROELÉCTRICO COCA-CODO SINCLAIR ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD**

(EC0123)

#### **ANEXO K SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DEL FACTOR DE PLANTA TOMO I**

**MARZO 1992**



**INECEL**

**REPUBLICA DEL ECUADOR**

**MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS**

**INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION**

---

**PROYECTO HIDROELECTRICO COCA-CODO SINCLAIR**  
**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD**

**ANEXO K**  
**SELECCION DE ALTERNATIVAS DEL FACTOR DE PLANTA**  
**TOMO I**

**BORRADOR**

---

**ESTUDIOS REALIZADOS POR INECEL Y LA ASOCIACION DE FIRMAS CONSULTORAS**

**ELECTROCONSULT - TRACTIONEL - RODIO**  
**ASTEC - INELIN - INGECONSULT - CAMINOS Y CANALES**

---

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

ANEXO K

SELECCION DE ALTERNATIVAS DEL FACTOR DE PLANTA

TOMO I

TEXTO Y PLANOS

Borrador

Marzo de 1992

---

El presente Anexo forma parte de los documentos que constituyen el Informe Final del Estudio de Factibilidad del Proyecto Hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair.

La documentación completa se compone de los siguientes informes:

0209-B-150      INFORME GENERAL

0209-B-151	ANEXO A:	Topografía, Cartografía y Caminos
0209-B-152	ANEXO B:	Hidrología y Sedimentología
0209-B-153	ANEXO C:	Impacto Ambiental del Proyecto
0209-B-154	ANEXO D:	Geología
0209-B-155	ANEXO E:	Geofísica
0209-B-156	ANEXO F:	Perforaciones y Galerías Exploratorias
0209-B-157	ANEXO G:	Vulcanología
0209-B-158	ANEXO H:	Sismología y Tectónica
0209-B-159	ANEXO I:	Mecánica de Suelos
0209-B-160	ANEXO J:	Mecánica de Rocas
0209-B-161	ANEXO K:	Selección de Alternativas del Factor de Planta
0209-B-162	ANEXO L:	Selección de Alternativas de Obras Componentes
0209-B-163	ANEXO M:	Equipos Electromecánicos
0209-B-164	ANEXO N:	Metodología Constructiva y Presupuesto del Proyecto
0209-B-165	ANEXO O:	Obras Subterráneas
0209-B-166	ANEXO P:	Análisis Geotécnicos, Hidráulicos y Estructurales
0209-B-167	ANEXO Q:	Modelos Hidráulicos
0209-B-168	ANEXO R:	Evaluaciones Económicas

---

El presente volumen constituye el Tomo I del Anexo K del Estudio de Factibilidad del Proyecto Hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair, y sustituye y supera el informe con el mismo título y número entregado en noviembre de 1991.

El Anexo K está conformado por los dos tomos siguientes:

Tomo I	Texto y Planos
Tomo II	Apéndices

---

## INDICE

### TOMO I

#### TEXTO Y PLANOS

	Página
1. INTRODUCCION	1
2. ANTECEDENTES (FASE A)	2
2.1 Generalidades	2
2.2 Preselección inicial de alternativas	2
2.3 El evento del 5/3/87 y sus consecuencias sobre el diseño	3
2.4 Selección de alternativas al final de la Fase A	4
2.4.1 Criterios de diseño	4
2.4.2 Determinación de los presupuestos	5
2.4.3 Comparación económica	7
2.5 Recomendaciones para optimizar el diseño en la Fase B	10
3. REDEFINICION DE LAS ALTERNATIVAS (FASE B)	15
3.1 Generalidades	15
3.2 Nuevas informaciones geológicas	15
3.3 Otras informaciones	16
3.4 Nuevas indicaciones de Planificación de INECEL	16
3.4.1 Curvas de carga diaria	16
3.4.2 Proyección de la demanda energética	17
3.4.3 Costos marginales de potencia y de energía	21
3.5 Alternativas reanalizadas en la Fase B	22
4. CRITERIOS DE DISEÑO ADOPTADOS EN EL PRESENTE ESTUDIO	24
4.1 Generalidades	24
4.2 Obras de captación y desarenadores	24
4.2.1 Obras de captación	24
4.2.2 Desarenadores	25
4.3 Aducción	25
4.3.1 Hipótesis asumidas	25
4.3.2 Determinación de los diámetros para alternativas con compensador	27

4.3.3	Determinación de los diámetros para alternativas con chimenea	27
4.3.4	Resumen de diámetros y caudales	28
4.3.5	Trabajos para la segunda etapa a ejecutarse en primera	29
4.4	Compensador	29
4.4.1	Ubicación del (de los) eje(s) de presa(s)	29
4.4.2	Volúmenes necesarios	29
4.4.3	Volúmenes disponibles	30
4.4.4	Niveles en el (los) embalse(s)	30
4.4.5	Tipos de presas	32
4.4.6	Otras obras	33
4.5	Chimenea de equilibrio	34
4.5.1	Ubicación y tipo de chimenea	34
4.5.2	Dimensionamiento del pozo	34
4.5.3	Dimensionamiento de las cámaras	34
4.5.4	Resumen de los resultados	35
4.6	Obras de caída	35
4.6.1	Trazado	35
4.6.2	Tipo de revestimiento	37
4.6.3	Tipo de roca	37
4.6.4	Determinación de los diámetros	37
4.7	Casa de máquinas y sus obras anexas	39
4.7.1	Tipos de roca	39
4.7.2	Revestimiento	39
4.7.3	Dimensionamiento hidráulico de las galerías de descarga	39
4.7.4	Obras al exterior	40
4.8	Equipo electromecánico y líneas de transmisión	40
4.9	Accesos y campamentos	41
5.	PRODUCCION ENERGETICA	42
5.1	Caudales disponibles	42
5.2	Caídas netas	43
5.3	Potencias y energías	44
6.	CARACTERISTICAS TECNICO-ENERGETICAS DE LAS ALTERNATIVAS	46
7.	PRESUPUESTOS	56
7.1	Costos unitarios	56
7.2	Costos directos	56
7.3	Presupuestos	57

8.	CALENDARIO DE LAS INVERSIONES	77
9.	EVALUACION ECONOMICA	87
9.1	Proyecto aislado	87
9.1.1	Caso base	87
9.1.2	Variación de la tasa de actualización	88
9.1.3	Análisis de los resultados	88
9.2	Proyecto en el Sistema Nacional Interconectado	88
10.	CONCLUSIONES	99

## CUADROS

Cuadro 2/1	Alternativas finales de Fase A relacionadas a la variación del Factor de Planta	4
Cuadro 2/2	Cuadro resumen de los costos unitarios de las obras civiles - Fase A	11
Cuadro 2/3	Alternativas finales de Fase A Presupuestos	7
Cuadro 2/4	Alternativas finales de Fase A Parámetros económicos	9
Cuadro 3/1	Curvas de carga diaria según el factor de instalación	17
Cuadro 3/2	Previsión de demanda de energía y potencia en el SNI. Escenario menos favorable	21
Cuadro 3/3	Alternativas de Fase B relacionadas a la variación del Factor de Planta	23
Cuadro 4/1	Selección del Factor de Planta - Túneles de aducción - Resumen de diámetros y caudales	28
Cuadro 4/2	Volúmenes útiles requeridos para el embalse compensador. Primera más segunda etapa	30
Cuadro 4/3	Niveles máximos del agua en el embalse compensador. Primera y segunda etapa	32
Cuadro 4/4	Selección del Factor de Planta - Chimenea de Equilibrio - Resumen de los resultados	36
Cuadro 4/5	Selección del Factor de Planta - Tuberías de presión - Resumen de diámetros y caudales	38



Cuadro 4/6	Selección del Factor de Planta - Galerías de descarga - Resumen de diámetros y caudales	40
Cuadro 5/1	Caudales continuos disponibles	42
Cuadro 5/2	Caídas netas con caudales de diseño	44
Cuadro 5/3	Alternativas de Factor de Planta. Potencias y energías	45
Cuadro 6/1	Selección del Factor de Planta. Alternativa 1 Resumen de las características	47
Cuadro 6/2	Selección del Factor de Planta. Alternativa 2 Resumen de las características	48
Cuadro 6/3	Selección del Factor de Planta. Alternativa 3 Resumen de las características	49
Cuadro 6/4	Selección del Factor de Planta. Alternativa 4 Resumen de las características	50
Cuadro 6/5	Selección del Factor de Planta. Alternativa 5 Resumen de las características	51
Cuadro 6/6	Selección del Factor de Planta. Alternativa 6 Resumen de las características	52
Cuadro 6/7	Selección del Factor de Planta. Alternativa 7 Resumen de las características	53
Cuadro 6/8	Selección del Factor de Planta. Alternativa 8 Resumen de las características	54
Cuadro 6/9	Selección del Factor de Planta. Alternativa 9 Resumen de las características	55
Cuadro 7/1	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 1 Resumen de los costos	58
Cuadro 7/2	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 2 Resumen de los costos	60
Cuadro 7/3	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 3 Resumen de los costos	62
Cuadro 7/4	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 4 Resumen de los costos	64
Cuadro 7/5	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 5 Resumen de los costos	66

Cuadro 7/6	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 6 Resumen de los costos	68
Cuadro 7/7	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 7 Resumen de los costos	70
Cuadro 7/8	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 8 Resumen de los costos	72
Cuadro 7/9	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 9 Resumen de los costos	74
Cuadro 7/10	Selección del Factor de Planta Presupuestos globales de las alternativas	76
Cuadro 7/11	Selección del Factor de Planta Presupuestos de las líneas de transmisión	76
Cuadro 8/1	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 1 Cronogramas de las inversiones	78
Cuadro 8/2	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 2 Cronogramas de las inversiones	79
Cuadro 8/3	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 3 Cronogramas de las inversiones	80
Cuadro 8/4	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 4 Cronogramas de las inversiones	81
Cuadro 8/5	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 5 Cronogramas de las inversiones	82
Cuadro 8/6	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 6 Cronogramas de las inversiones	83
Cuadro 8/7	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 7 Cronogramas de las inversiones	84
Cuadro 8/8	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 8 Cronogramas de las inversiones	85
Cuadro 8/9	Alternativas de Factor de Planta. Alternativa 9 Cronogramas de las inversiones	86
Cuadro 9/1	Selección del Factor de Planta Parámetros económicos de las alternativas	89
Cuadro 9/2	Selección del Factor de Planta Costos unitarios de potencia y energía	90

Cuadro 9/3	Selección del Factor de Planta Análisis de sensibilidad según criterio de evaluación y tasa de interés	91
Cuadro 9/4	Valor presente de planes alternativos de equipamiento. Alternativas del Proyecto Coca sin el Proyecto Mazar	92
Cuadro 9/5	Valor presente de planes alternativos de equipamiento. Alternativas del Proyecto Coca con el Proyecto Mazar	93

#### FIGURAS

Figura 3/1	Sistema Nacional Interconectado Curva de carga diaria	18
Figura 3/2	Curva de demanda de potencia del Sistema Global Nacional	19
Figura 3/3	Curva de demanda de energía del Sistema Global Nacional	20
Figura 4/1	Embalse compensador. Curvas cotas-volúmenes	31
Figura 9/1	Beneficios Netos vs. Costos	94
Figura 9/2	Relación Beneficios Costos (B/C) vs. Costos	95
Figura 9/3	Tasa Interna de Retorno (TIR) vs. Costos	96
Figura 9/4	Costo de Energía de las Alternativas	97
Figura 9/5	Costo de Potencia de las Alternativas	98

#### PLANOS

0209-C-2000	Selección del Factor de Planta. Alternativa Seleccionada en Fase A
0209-C-2013	Selección del Factor de Planta - Captación Filo de Agua Salar- do con Desarenador al Exterior
0209-C-2014	Selección del Factor de Planta - Captación Filo de Agua Salar- do con Desarenador en Subterráneo
0209-C-2015	Selección del Factor de Planta - Túnel de Aducción Perfiles Alternativos
0209-C-2016	Selección del Factor de Planta - Embalse Compensador Presa Granadillas

0209-C-2017 Selección del Factor de Planta - Embalse Compensador Presa  
Granadillas y Los Loros

0209-C-2018 Selección del Factor de Planta - Obras de Caída y Generación

## TOMO II

## APENDICES

Apéndice A	Diámetros de Túneles de Aducción asociados al Compensador y Características Compensadores
Apéndice B	Diámetros de Túneles de Aducción asociados a Chimenea
Apéndice C	Prediseño y Verificación de Chimeneas de Equilibrio
Apéndice D	Diámetros de las Tuberías de Alta Presión
Apéndice E	Parámetros Económicos de las Alternativas como Proyecto Aislado
Apéndice F	Presupuesto detallado y Cronograma de Inversión de la Alternativa Seleccionada

## 1. INTRODUCCION

El presente estudio reanaliza el factor de planta del Proyecto Coca-Codo Sinclair preparado, diseños y presupuestos de alternativas a la luz de las últimas informaciones de las investigaciones de campo realizadas en la Fase B para factores de planta comprendidos entre 0,65 y 1,0. Este análisis se lo hace considerando tanto la primera como la segunda etapa del Proyecto. Con este fin se han identificado y comparado técnica y económicamente nueve alternativas de desarrollo del Proyecto.

Debido a que en el momento de realizar el presente estudio se estará estudiando alternativas de obras de captación, presa del compensador, tubería de presión en el presente estudio estos componentes se los ha considerado únicos y fijos en todas las alternativas y sería el análisis particular de cada una de ellas la que defina la alternativa más conveniente.

## 2. ANTECEDENTES (FASE A)

### 2.1 Generalidades

En este capítulo se hace una breve exposición de los principales antecedentes que han llevado los estudios de la Fase A a definir al final de la misma el marco de las alternativas más favorables.

Entre los antecedentes tienen particular importancia las siguientes etapas de estudio: preselección inicial de alternativas (Parte A del Anexo K de la Fase A), las consecuencias del sismo del 5/3/1987 sobre la identificación y el diseño de las alternativas (Parte B del mencionado informe) y para concluir, la selección final de alternativas definida conjuntamente con la Dirección de Planificación de INECEL.

El capítulo se concluye con las recomendaciones que se hicieron al término de la Fase A para optimizar el diseño del Proyecto durante la fase siguiente del estudio.

### 2.2 Preselección inicial de alternativas

Al comienzo de la Fase A del estudio muchas alternativas del sistema de aprovechamiento hidroeléctrico del tramo del río Coca comprendido entre la confluencia de los ríos Quijos y Salado y el sitio denominado Codo Sinclair, habían sido identificadas y comparadas en base a criterios técnicos y económicos preestablecidos de común acuerdo.

Las variables principales de las alternativas consistían en la ubicación de los sitios de las presas de captación y/o regulación, en la altura de las mismas, con la presencia o no del embalse compensador y en la variación del factor de planta, según el pedido de Planificación de INECEL, entre 0,5 y 1.

Las alternativas que en ocasión de la segunda visita del Grupo Consultivo de febrero 1987 aparecían más atractivas eran las siguientes:

- Aprovechamiento a filo de agua Malo-Codo Sinclair en el sitio M1, unos 500 metros aguas arriba de la confluencia del río Malo con el río Coca, con construcción sucesiva del aprovechamiento Salado con una presa de unos 110 metros de altura y consecuente ampliación del primer aprovechamiento.
- Alternativa análoga a la anterior pero con filo de agua en el sitio M2, unos 2 kilómetros aguas arriba del sitio M1.

- Aprovechamiento único Malo-Codo Sinclair con una presa de unos 70 m de altura en el sitio M1.

### 2.3 El evento del 5/3/1987 y sus consecuencias sobre el diseño

Mientras se estaba empezando el estudio definitivo de las tres alternativas antes mencionadas, analizando también el efecto sobre las mismas de la variación del factor de planta, ocurrió el evento del 5/3/1987 que afectó notablemente al sector interesado por las obras de captación y/o acumulación de las alternativas del Proyecto.

El evento fue originado por una serie de sismos de origen tectónico de una magnitud Ms hasta 6,9. Estos sismos asociados a las fuertes precipitaciones acumuladas en el mes de febrero (con tiempo de ocurrencia estimado superior a los 20 años) y las condiciones de inestabilidad potencial de las laderas, causaron movimientos gravitacionales de las mismas constituidas por suelo vegetal, material coluvial y material lahárítico.

La parte de los materiales deslizados que alcanzó el fondo de los valles se mezcló al agua de los ríos aumentando notablemente el caudal sólido y creando frentes de lodo con bloques y árboles que arrasaron todo lo que encontraron a lo largo del camino. Represamientos temporales ocurrieron en los tributarios río Malo y río Salado, así como en el río Coca mismo en correspondencia de la cascada de San Rafael.

Las principales consecuencias del evento sobre los criterios de diseño, compartidas tanto por el Grupo Consultivo de INECEL en su tercera visita como por los Consultores, fueron las siguientes:

- Eliminación definitiva de las presas de acumulación, sea por probable llenado de sus embalses o por posibles fenómenos de licuación de las cimentaciones al repetirse sismos similares a los ocurridos.
- Para las captaciones a filo de agua la necesidad imperativa de vertederos de excesos sin compuertas.
- Eliminación de la subalternativa de la casa de máquinas al exterior en la zona del Codo Sinclair.
- Los únicos dos sitios a lo largo del río Coca que todavía se consideraron aptos para ubicar una presa a filo de agua fueron el sitio Salado (el menor afectado por el evento) y el sitio Malo M1.

Bajo estos criterios se llevó adelante una comparación entre las únicas dos alternativas básicas (filo de agua Salado y Malo M1) todavía consideradas factibles a la luz del evento ocurrido.



## 2.4 Selección de alternativas al final de la Fase A

A cada una de las dos alternativas restantes se asociaron varias subalternativas relacionadas esencialmente a diferentes valores del factor de planta variables entre 0,5 y 1 y a diferentes desarrollos por etapas.

Las dos alternativas Salado (con túnel de aducción de 24,9 km en presencia de un compensador) y Malo M1 (con túnel de aducción de 18,9 km en la misma condición) fueron estudiadas más detenidamente a la luz de las nuevas investigaciones recomendadas después del evento y de detenidos análisis de costos unitarios, llegando a tener parámetros económicos un poco más favorables para la alternativa Malo M1.

Pero consideraciones sobre diferentes condiciones de cimentaciones y sobre niveles de riesgos que se presentan un poco diferenciados en los dos sitios, han sugerido la elección final del sitio Salado para la obra de captación a pesar que esto conlleve un aumento de unos 6 km de la longitud de túnel de aducción.

Sucesivamente la alternativa básica seleccionada del Salado fue estudiada en 6 subalternativas (alternativas finales), con diferentes valores del factor de planta y diferentes desarrollos según lo que se indica en el Cuadro 2/1.

Cuadro 2/1

### ALTERNATIVAS FINALES DE FASE A RELACIONADAS A LA VARIACION DEL FACTOR DE PLANTA

Alternativas	Factor de Planta			
	I Etapa		II Etapa	
1S	1,0	CH	1,0	CH
2S	0,7	CO/CH	0,7	CO
3S	0,5	CO	0,5	CO
4S	1,0	CH	0,7	CO
5S	1,0	CH	0,5	CO
6S	0,7	CO/CH	0,5	CO

- CH o CO indican respectivamente presencia de chimenea de equilibrio o de embalse compensador.
- El factor de planta de la II etapa se entiende aquello correspondiente al desarrollo completo (I más II etapa).

2.4.1 Criterios de diseño Los criterios principales de diseño adoptados en esta fase del estudio fueron los siguientes:

- Obra de captación a filo de agua en el sitio Salado asociada a dos vertederos sin compuertas, uno en el lecho del río y el otro en el canal de desvío al lado izquierdo del morro granodiorítico; diferencia en cota de la cresta de los dos vertederos 2 metros.
- Con todas las alternativas desarenadores con funcionamiento del sistema de limpia por bombeo para tratar de limitar lo máximo posible la altura de las obras de captación.
- En el caso de alternativas asociadas al compensador, desarenador al exterior diseñado para sedimentar partículas superiores a 0,20 mm, mientras para alternativas asociadas a chimeneas en su completo desarrollo, desarenador en subterráneo y en presión diseñado para sedimentar partículas superiores a 0,15 mm (en este último caso no hay suficiente espacio para ubicar el desarenador necesario al exterior).
- Dos túneles de aducción (uno en la primera y uno en la segunda etapa) hacia el compensador o hacia la(s) chimenea(s) de equilibrio, excavados en su mayoría con topes, suponiendo que requieran revestimiento en hormigón ligeramente armado para menos del 40 por ciento de sus extensiones.
- Compensador previsto por etapas (primera etapa en la quebrada Granadillas aguas arriba de la confluencia y la segunda etapa en la quebrada Los Loros) o chimeneas de equilibrio asociadas a cámaras de válvulas.
- Presa compensadora, cuando prevista y solamente para fines de comparación, en hormigón compactado con rodillo.
- Tubería de alta presión en subterráneo con acero embebido en hormigón.
- Casa de máquinas en subterráneo unos 500 m al interior del macizo rocoso en la zona del Codo Sinclair.
- Transformadores y subestación en SF<sub>6</sub> en caverna separada.
- Número de grupos variables de 3 a 4 para cada etapa según el factor de planta; en el caso de factor de planta muy alto, superior a 0,9-0,85, instalación de un grupo de reserva adicional.
- Líneas de transmisión a 345 kV hacia la subestación de Santa Rosa cerca de Quito con una longitud aproximada de unos 150 km.

2.4.2 Determinación de los presupuestos Los presupuestos de las alternativas con referencia a enero de 1987, fueron determinados aplicando la metodología usual que consiste en la definición de los costos unitarios de los rubros principales, en la combinación de esos costos con las correspondientes cantidades y en la determinación de la incidencia de los rubros menores (acabados y miscelánea), de los gastos de ingeniería y administración y de los imprevistos.

Los costos unitarios de obras civiles fueron analizados para alrededor de 60 rubros (véase Cuadro 2/2 al final del capítulo), mientras que los principales costos unitarios del equipo electromecánico se dan a continuación:

- turbinas 20 US\$/kg, generadores 12 US\$/kg, válvulas 15 US\$/kg y tubería de presión 2,7 US\$/kg,
- transformadores de 13,8/345 kV de 6 a 8,8 US\$/kVA, líneas de transmisión de 200.000 a 315.000 US\$/km.

Para cada sección de las obras civiles la incidencia de los rubros menores (miscelánea y acabados) se ha considerado variable, según las obras de un mínimo de 3% para los túneles de aducción hasta un máximo de 12% para la casa de máquinas.

Los gastos de ingeniería y administración se han considerado corresponder a un 10% del costo directo total de cada alternativa.

Los imprevistos, relacionados al incompleto conocimiento geológico y topográfico, fueron calculados como porcentajes del monto total de cada obra, según lo indicado a continuación:

- 25% para obras en subterráneo (casa de máquinas excluida) y para la presa del embalse compensador con sus obras anexas, en el caso de factor de planta de 0,5.
- 20% para la casa de máquinas, la chimenea de equilibrio y para la presa del embalse compensador con sus obras anexas, en el caso de factor de planta de 0,7.
- 15% para todas las otras obras civiles al exterior.
- 5% para el equipo electromecánico.

Los presupuestos de las 6 alternativas así obtenidos se indican en el Cuadro 2/3. Los presupuestos de las Alternativas 52 y 65 se refieren a soluciones con compensador ya en primera etapa (ver numeral 2.4.3).

Cuadro 2/3

ALTERNATIVAS FINALES DE FASE A  
PRESUPUESTOS (enero 1987)

Alternativas	Potencia Instalada (MW)			Presupuestos (10 <sup>6</sup> US\$)		
	I Etapa	II Etapa	Total	I Etapa	II Etapa	Total
1S	337,3	337,3	674,6	397,4	258,4	655,8
2S	491,5	491,5	983,0	442,9	301,7	744,6
3S	690,7	690,7	1.381,4	507,2	365,3	872,5
4S	337,3	641,7	979,0	401,5	355,9	757,4
5S	337,3	1.040,1	1.377,4	402,1	454,2	856,3
6S	491,5	886,2	1.377,7	456,2	397,5	853,7

- Costos de las líneas de transmisión no incluidos.
- Alternativas 2S y 6S asociadas ya en primera etapa al compensador.

2.4.3 Comparación económica Las 6 alternativas finales del seleccionado aprovechamiento Salado fueron estudiadas y comparadas sea considerando el Proyecto dentro del Sistema Nacional Interconectado, sea considerando el Proyecto aislado en unas hipótesis de desarrollo de la demanda y de fechas de entrada en operación de la planta en sus diferentes etapas.

Se consideró que para todas las alternativas las obras de primera etapa puedan realizarse en un plazo de 7,5 años incluyéndose en él. la construcción de las carreteras de accesos y de los campamentos. La segunda etapa presenta un tiempo de construcción más reducido de 5 años.

Antes de hacer la comparación final de las alternativas se hizo para las Alternativas 2S y 6S en sus primeras etapas con factor de planta 0,7, una comparación entre solución con chimenea de equilibrio y con embalse compensador. El resultado de este ejercicio fue en favor de la solución con compensador.

Sistema Nacional Interconectado Las 6 alternativas finales fueron analizadas por parte de Planificación de INECEL dentro del Sistema Nacional Interconectado considerando, para este último muchos escenarios de equipamiento sin y con el Proyecto Coca-Codo Sinclair; para este fin se utilizó el modelo computacional DSIG.

El resultado de este estudio permitió evidenciar el interés para el sistema nacional, de que el Proyecto Coca-Codo Sinclair entre en operación a mediano plazo, entre el año 2003 o el 2006 y que entre las alternativas examinadas la más interesante apareció, con el nivel

de conocimiento que se tenía en esa fecha, la Alternativa 2S prevista a desarrollarse en dos etapas, cada una con un factor de planta 0,7.

Proyecto aislado Después del ejercicio de Planificación de INECEL, se determinaron también los parámetros económicos tradicionales de las alternativas en base a las curvas de demanda de potencia y de energía de 1987 con las hipótesis siguientes:

- Entrada en operación de la primera etapa de cada alternativa en el año 2006 y a continuación, según las curvas de demanda, la segunda etapa.
- Beneficios unitarios de potencia garantizada y de energía primaria correspondientes según la tasa de interés a los valores del parque termoelectrico equivalente entregados por Planificación de INECEL.
- Solamente a nivel comparativo costos no incluidos de las líneas de transmisión, así como las perdidas no consideradas a lo largo de las líneas.
- Costos y beneficios unitarios considerados constantes en el tiempo e iguales a aquellos de enero 1987.
- Costos de operación y mantenimiento iguales al 1,2% del costo de inversión.

Los resultados de estas elaboraciones económicas se indican en el Cuadro 2/4, donde a cada alternativas se asocian los valores de beneficio neto (B-C), de la relación beneficio-costos (B/C) y de la tasa interna de retorno (TIR). Los parámetros B-C y B/C se han obtenido actualizando al año 2006 los flujos de costos y beneficios con tasa de interés al 12%.

Con estos resultados se confirmó, no solamente en términos de B/C y de TIR sino también de B-C el mayor interés económico de la Alternativa 2S respecto a las otras.

Cuadro 2/4

ALTERNATIVAS FINALES DE FASE A  
PARAMETROS ECONOMICOS

Alternativas	Beneficios (10 <sup>6</sup> US\$)	Costos (10 <sup>6</sup> US\$)	Ben. Netos (10 <sup>6</sup> US\$)	B/C (-)	TIR (%)
1S	1.713,8	826,0	887,8	2,07	21,64
2S	2.141,6	923,3	1.218,3	2,32	22,74
3S	2.210,9	1.057,7	1.153,2	2,09	21,42
4S	1.954,7	946,9	1.007,8	2,06	21,47
5S	2.032,7	1.035,7	997,1	1,96	20,95
6S	2.211,1	1.012,4	1.198,7	2,18	22,15

- Beneficios y costos actualizados al año 2006 con tasa de interés de 12%.

Conclusiones

La solución 2S escogida al final de la Fase A (ver Plano 0209-C-2000) disponía de una caída bruta de 624 m, de un caudal derivado continuo en su máximo desarrollo de 128,5 m<sup>3</sup>/s; el aprovechamiento con factor de planta 0,7 estaba previsto desarrollarse en dos etapas de características similares permitiendo la instalación de una potencia de 491,5 MW y de una energía primaria anual de 3.014 GWh para cada etapa.

Las obras principales que constituían el aprovechamiento eran:

- Obra de captación a filo de agua en el sitio Salado de 14 metros de altura sobre las cimentaciones, con dos vertederos libres que puedan descargar hasta un caudal catastrófico de 15.000-20.000 m<sup>3</sup>/s (correspondiente al máximo valor estimado durante el evento del 5/3/1987). Cota de la cresta del vertedero principal 1.269 m.
- Desarenador al exterior con cimentaciones en roca, diseñado para sedimentar partículas de un diámetro superior a 0,2 mm; a fin de no aumentar la altura de las obras de captación se había previsto el sistema de limpieza del desarenador funcionando por bombeo.
- Dos túneles de aducción (uno en cada etapa) hacia el embalse compensador, de un largo de 24,9 km y un diámetro de excavación de 5,5 m; la excavación de cada túnel estaba prevista desde tres frentes principales de trabajo con el empleo de topos; revestimiento en hormigón considerado necesario para menos del 40% del largo total.
- Embalse compensador con volumen útil, a completo desarrollo de un millón de m<sup>3</sup>, previsto por etapas, en la quebrada Granadillas en

primera y en la quebrada Los Loros en segunda; las correspondientes presas compensadoras en hormigón compactado tenían alturas de 80 y 65 metros respectivamente.

- Dos tuberías de baja presión (una en cada etapa) revestidas en hormigón, de 915 m de largo y de 5,3 m de diámetro; dos tuberías de alta presión en acero embebidas en hormigón de 790 m de largo y de 4,55 m de diámetro.
- Casa de máquinas en subterráneo unos 500 m adentro en el macizo, constituida por dos cavernas, una conteniendo las 6 unidades (3 en cada etapa) tipo Pelton de eje vertical con potencia unitaria de 163,8 MW y la otra que contiene los transformadores monofásicos y la subestación en SF6.

## 2.5 Recomendaciones para optimizar el diseño en la Fase B

Al final de la Fase A del estudio se había indicado la oportunidad de reconsiderar las decisiones provisionales tomadas en esa fecha y analizar nuevamente en detalle durante la Fase B del estudio, particularmente los aspectos siguientes:

- Altura óptima del umbral del vertedero principal de la obra de captación comparando alternativas de desarenadores con bombeo, con alternativas de desarenadores por gravedad.
- Posibilidad de construir parte del vertedero secundario con estructura erosionable, en el caso de eventos catastróficos.
- Comparación definitiva entre desarenador al exterior y desarenador en subterráneo.
- Tipos de revestimiento para los diferentes tramos de los túneles de aducción.
- Eje, tipo de presa y tratamiento de cimentaciones de la presa del embalse compensador; obras de protección del mismo.
- Comparación definitiva entre compensador y chimenea.
- Determinación final del factor de planta más adecuado.
- Trazado plano-altimétrico y tipos de revestimiento de la tubería de presión.
- Ubicación y orientación final de la casa de máquinas.

Cuadro 2/2

## CUADRO RESUMEN DE LOS COSTOS UNITARIOS DE LAS OBRAS CIVILES - FASE A

Rubro No.	Descripción	Unidad	Costo unitario		Equivalente (Dólares)
			Sucres	Dólares	
1.E.A.	EXCAVACIONES A CIELO ABIERTO				
1.E.A.1.1	Excavación en roca para presa compensador	m <sup>3</sup>	484	8,6	11,9
1.E.A.1.2	Excavación en roca para presa de captación	m <sup>3</sup>	408	7,2	10,0
1.E.A.2	Excavación en material común para presas	m <sup>3</sup>	272	4,0	5,9
1.E.A.3	Excavación en aluvial con presencia de agua	m <sup>3</sup>	546	7,6	11,3
2.E.S	EXCAVACIONES EN SUBTERRANEO				
2.E.S.1	Excavación en túneles de acceso (método tradicional)				
2.E.S.1.1	En roca tipo A	m <sup>3</sup>	2.433	37,8	54,4
2.E.S.1.2	En roca tipo B	m <sup>3</sup>	2.752	42,8	61,5
2.E.S.1.3	En roca tipo C	m <sup>3</sup>	3.028	48,1	68,7
2.E.S.2	Excavación en túneles de descarga (método tradicional)				
2.E.S.2.1	En roca tipo A	m <sup>3</sup>	3.100	43,5	64,6
2.E.S.2.2	En roca tipo B	m <sup>3</sup>	3.449	48,4	71,8
2.E.S.2.3	En roca tipo C	m <sup>3</sup>	3.835	53,0	79,1
2.E.S.3	Excavación tramo inclinado (tubería de presión)				
2.E.S.3.1	En roca tipo A	m <sup>3</sup>	5.336	73,7	110,0
2.E.S.3.2	En roca tipo B	m <sup>3</sup>	5.625	77,8	116,1
2.E.S.3.3	En roca tipo C	m <sup>3</sup>	5.947	82,1	122,6
2.E.S.4	Excavación vertical de chimenea de equilibrio				
2.E.S.4.1	En roca tipo A	m <sup>3</sup>	4.019	53,1	80,4
2.E.S.4.2	En roca tipo B	m <sup>3</sup>	4.506	56,9	87,5
2.E.S.4.3	En roca tipo C	m <sup>3</sup>	4.733	62,5	94,7
2.E.S.5	Excavación casa de máquinas	m <sup>3</sup>	1.577	23,7	34,4
2.E.S.6	Excavación túnel de aducción (método tradicional)				
2.E.S.6.1	Tramo: toma-ventana				
2.E.S.6.1.1	En roca tipo A	m <sup>3</sup>	3.120	49,5	70,7



Cuadro 2/2 (continuación)

## CUADRO RESUMEN DE LOS COSTOS UNITARIOS DE LAS OBRAS CIVILES - FASE A

Rubro No.	Descripción	Unidad	Costo unitario		Equivalente (Dólares)
			Suces	Dólares	
2.E.S.6.1.2	En roca tipo B	m <sup>3</sup>	3.400	54,8	78,0
2.E.S.6.1.3	En roca tipo C	m <sup>3</sup>	3.758	59,7	85,2
2.E.S.7	Excavación desarenador en subterráneo	m <sup>3</sup>	3.930	49,0	69,6
2.E.S.8	Excavación túnel desvío compensador	m <sup>3</sup>	3.882	34,5	74,5
2.E.S.10	Excavación túnel de aducción (Tope)				
2.E.S.10.1	En roca tipo A	m <sup>3</sup>	2.670	65,4	83,6
2.E.S.10.2	En roca tipo B	m <sup>3</sup>	2.837	68,4	87,7
2.E.S.10.3	En roca tipo C	m <sup>3</sup>	2.984	71,8	92,1
3.P.E	PROTECCION DE EXCAVACION				
3.P.E.1	Hormigón lanzado 2" de espesor	m <sup>2</sup>	796	5,7	11,1
3.P.E.2	Hormigón lanzado 4" de espesor	m <sup>2</sup>	1.554	10,7	21,3
3.P.E.3	Malla electrosoldada				
3.P.E.3.1	r = 3 mm (10 x 10 cm)	m <sup>2</sup>	2.289	10,2	25,8
3.P.E.3.2	r = 4 mm (15 x 15 cm)	m <sup>2</sup>	2.343	10,2	26,1
3.P.E.4	Pernos de anclaje				
3.P.E.4.1	De 3 metros a expansión	u	4.158	80,0	108,3
3.P.E.4.2	De 3 metros con resina epóxica	u	4.178	83,5	111,9
3.P.E.4.3	De 5 metros a expansión	u	5.788	115,8	155,2
3.P.E.4.4	De 5 metros con resina epóxica	u	5.996	125,2	166,0
3.P.E.5	De 20 metros post-tensados	u	458.643	2.787,4	5.907,4
3.P.E.6	Cimbras metálicas				
3.P.E.6.1	De 120 mm para diámetro de 4-7 m	u	20.116	1.255,4	1.392,2
3.P.E.6.2	De 160 mm para diámetros de 7-10 m	u	21.056	2.912,3	3.055,5
4.H	HORMIGONES				
4.H.1	Hormigón en masa para presa de captación	m <sup>3</sup>	6.651	54,4	99,6
4.H.2	Hormigón estructural para presa de captación				
4.H.2.1	f'c = 210 kg/cm <sup>2</sup>	m <sup>3</sup>	8.968	67,0	128,0
4.H.2.2	f'c = 280 kg/cm <sup>2</sup>	m <sup>3</sup>	10.733	78,2	151,2

Cuadro 2/2 (continuación)

## CUADRO RESUMEN DE LOS COSTOS UNITARIOS DE LAS OBRAS CIVILES - FASE A

Rubro No.	Descripción	Unidad	Costo unitario		Equivalente (Dólares)
			Sucres	Dólares	
4.H.4	Hormigón estructural para casa de máquinas				
4.H.4.1	f'c = 210 kg/cm <sup>2</sup>	m <sup>3</sup>	15.043	91,2	193,5
4.H.4.2	f'c = 280 kg/cm <sup>2</sup>	m <sup>3</sup>	21.509	147,9	294,2
4.H.5	Revestimiento en túneles (con inyec. contacto)	m <sup>3</sup>	15.066	108,7	211,2
4.H.6	Revestimiento en chimenea de equilibrio	m <sup>3</sup>	15.774	116,4	223,7
4.H.7	Revestimiento en tubería de presión	m <sup>3</sup>	16.771	130,9	245,0
4.H.8	Hormigón compactado rodillado (HCR)	m <sup>3</sup>	4.445	40,4	70,6
4.H.9	Acero de refuerzo				
4.H.9.1	Para estructuras a cielo abierto	ton	176.756	124,3	1.326,7
4.H.9.2	Para estructuras en subterráneo	ton	191.962	124,3	1.430,2
5.P.1	PERFORACIONES E INYECCIONES				
5.P.1.1	Perforación e inyección de 1 1/2" hasta 30 m	ml	4.370	43,0	72,7
5.P.1.2	Perforación e inyección de 4" hasta 30 m	ml	17.941	159,6	281,6
6.P.E	PRESAS EN ESCOLLERA				
6.P.E.1	Ataquías				
6.P.E.1.1	Preataquia	m <sup>3</sup>	495	8,2	11,6
6.P.E.1.2	Ataquia principal	m <sup>3</sup>	495	8,0	11,4
6.P.E.2	Escollera	m <sup>3</sup>	977	15,0	21,7
6.P.E.3	Núcleo	m <sup>3</sup>	760	9,3	14,5
6.P.E.4	Filtro	m <sup>3</sup>	1.404	21,2	30,8
6.P.E.5	RIP-RAP	m <sup>3</sup>	889	11,5	17,6
6.P.E.6	Gaviones (colchón con dren inferior)	m <sup>2</sup>	1.302	12,4	21,3
6.P.E.7	Enrocado con mal. etc. presa	m <sup>3</sup>	471	5,9	9,1
6.P.E.8	Dren con material Hollín	m <sup>3</sup>	527	7,2	10,8

## Cuadro 2/2 (continuación)

## CUADRO RESUMEN DE LOS COSTOS UNITARIOS DE LAS OBRAS CIVILES - FASE A

Rubro No.	Descripción	Unidad	Costo unitario		Equivalente (Dólares)
			Sucres	Dólares	
7.C.C	CAMINOS Y CAMPAMENTOS				
7.C.C.1	Caminos definitivos	km	1.720.000	249.200,0	366.200,0
7.C.C.2	Campamentos				
7.C.C.2.1	Tipo A	m <sup>2</sup>	45.000		306,1
7.C.C.2.2	Tipo B	m <sup>2</sup>	38.000		258,5
7.C.C.2.3	Tipo C	m <sup>2</sup>	32.000		217,7

Costos a enero de 1987.

1 US\$ = 147 sucres.

### 3. REDEFINICION DE LAS ALTERNATIVAS (FASE B)

#### 3.1 Generalidades

En base a los resultados obtenidos durante la Fase A del estudio y las recomendaciones indicadas en el numeral 2.5, una de las primeras actividades de ingeniería de la Fase B ha consistido en la redefinición de las alternativas del factor de planta, con su desarrollo por etapas.

Esta redefinición se hizo en base a las nuevas informaciones geológicas topográficas e hidrológicas obtenidas y sobre todo, en base a indicaciones suministradas por parte de Planificación de INECCEL y a reuniones celebradas con la misma entidad.

#### 3.2 Nuevas informaciones geológicas

A la fecha del comienzo del presente estudio final del factor de planta, se han añadido, entre otras, las siguientes investigaciones geológicas a las disponibles al final de la Fase A:

- Galería GT1 en la embocadura del túnel de aducción en el sitio Salado.
- Sondeos SC9, SC10, SC11 y SC12 y galería GT3 en el nuevo sitio de presa de la quebrada Granadillas (unos 300 metros aguas arriba del anterior); sondeo SC12 en proximidad del sitio de presa de la quebrada Los Loros.
- Sondeo SCE1 en el sitio de la chimenea de equilibrio.
- Galería GCM1 en el sitio de la casa de máquinas.

Las informaciones asociadas a estas nuevas investigaciones de campo han confirmado substancialmente el marco conocitivo anterior añadiendo las indicaciones siguientes:

- La roca granodiorítica en la embocadura del túnel de aducción se encuentra en sus primeros 60-80 metros bastante alterada y fracturada.
- Las condiciones de cimentaciones de la presa compensadora en la quebrada Granadillas en la formación Hollín, también en correspondencia del nuevo eje de aguas arriba, siguen siendo de calidad mediocre pero aceptables para presas de altura inferior a los 60 metros.

- Las condiciones de la formación Misahuallí en la zona de la chimenea de equilibrio son muy buenas hasta excelentes.
- Las condiciones de la formación Misahuallí en la zona de la casa de máquinas y su obras anexas son generalmente buenas.

Esta complementación del conocimiento geológico del área del Proyecto ha permitido hacer nuevas hipótesis sobre los porcentajes de tipos de roca, que se piensa encontrar en las diferentes obras componentes.

### 3.3 Otras informaciones

Entre las otras informaciones relacionadas a los estudios básicos se mencionan: levantamiento topográficos en los sitios de interés como el sitio de las obras de captación y el sitio del embalse compensador y la actualización del estudio hidrológico y sedimentológico.

En base a este último estudio el caudal  $Q_{90}$  del río Coca en el sitio de presa es de  $130 \text{ m}^3/\text{s}$ ; a este valor hay que restar  $3 \text{ m}^3/\text{s}$  del acueducto Papallacta-Quito.

### 3.4 Nuevas indicaciones de Planificación de INECEL

Durante el mes de marzo de 1991 se han tenido reuniones con Planificación de INECEL, durante o poco después de las cuales, los Consultores fueron puestos al tanto de la actualización en información básica y/o criterios, que Planificación había recientemente adoptado.

En particular estas informaciones se refieren a los puntos siguientes: curvas de cargas diarias, proyección de la demanda de potencia y de energía y costos marginales de las mismas.

3.4.1 Curvas de carga diaria Con el memorándum DEIC-2224 del 12 de marzo de 1991, Planificación entregó a los Consultores la curva de carga diaria del Sistema Nacional Interconectado correspondiente a un factor de carga de 67,8% (ver Figura 3/1).

Paralelamente fueron entregados también los datos correspondientes a las curvas de carga para distintos factores de instalación del Proyecto Coca-Codo Sinclair (ver Cuadro 3/1).

Cuadro 3/1

## CURVAS DE CARGA DIARIA SEGÚN EL FACTOR DE INSTALACION

Factor de Instalación	Base		Semibase		Punta	
	% Carga	Horas	% Carga	Horas	% Carga	Horas
65	52	24	8	19	40	4
70	52	24	16	19	32	4
75	55	24	20	19	25	4
80	64	24	16	19	20	4

De lo indicado en la Figura 3/1 y en el Cuadro 3/1 se ve que la duración del período de punta diario es de 4 horas y la del período de base de 5 horas, quedando las otras 15 horas de semibase.

3.4.2 Proyección de la demanda energética Con el mismo oficio antes mencionado, Planificación de INECCEL entregó también las previsiones de demanda de energía y potencia según el escenario menos favorable (considerado el más razonable).

El Cuadro 3/2 y las Figuras 3/2 y 3/3 ilustran, tanto en términos de potencia como de energía, las previsiones de demanda más probables, a la fecha actual.

# SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

## CURVA DE CARGA DIARIA

$F_c = 67.8 \%$

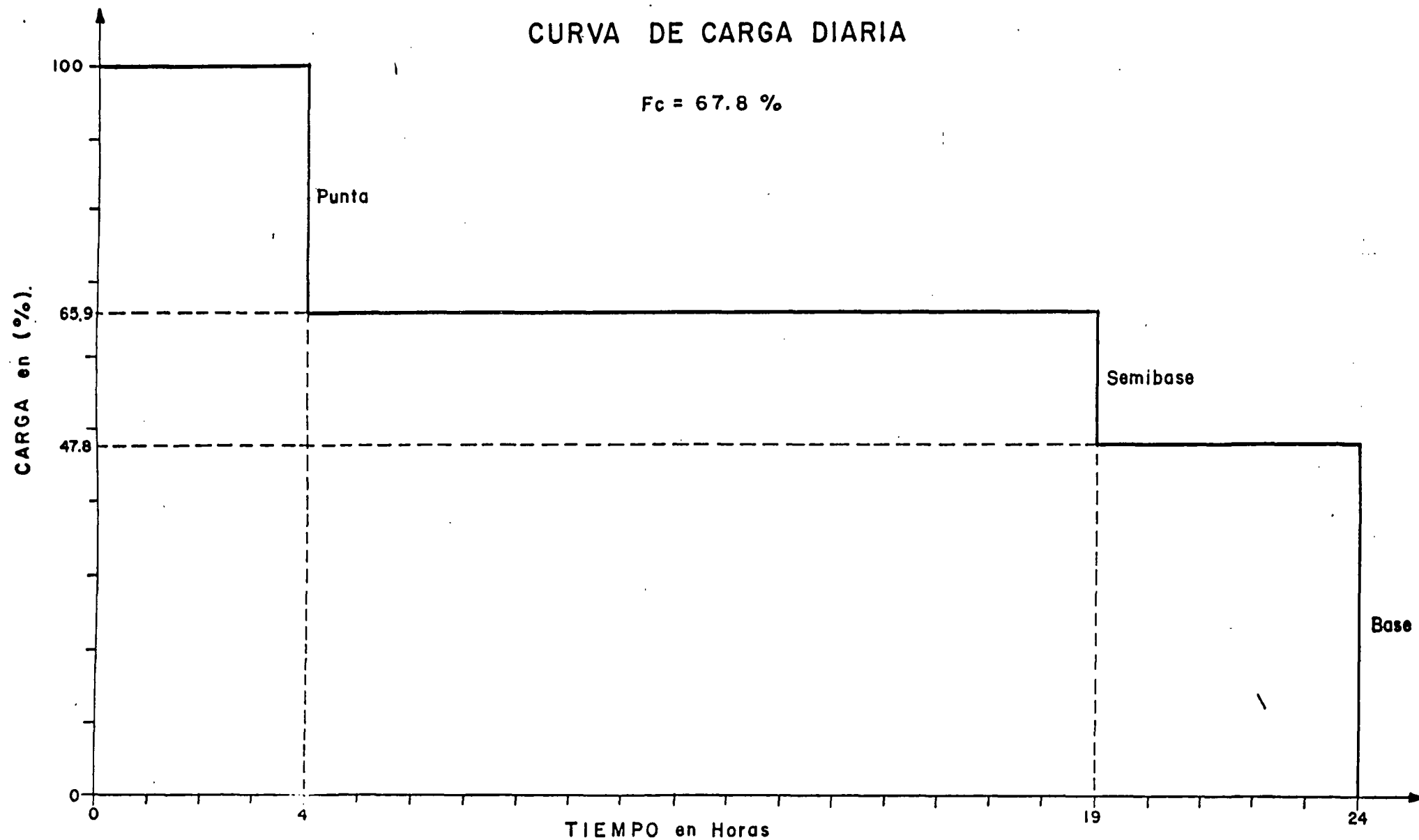
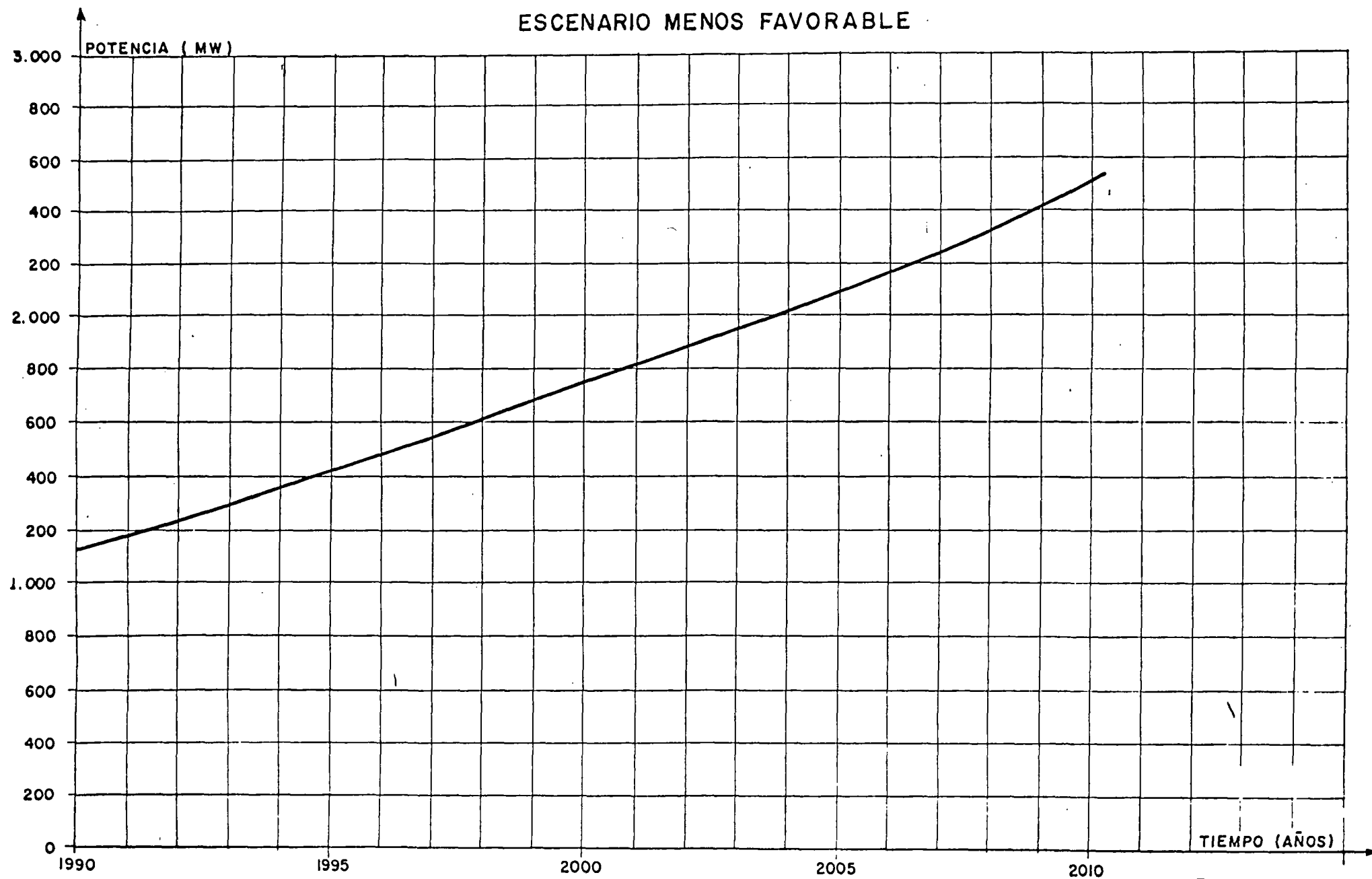


FIGURA 3/1

# CURVA DE DEMANDA DE POTENCIA DEL SISTEMA GLOBAL NACIONAL

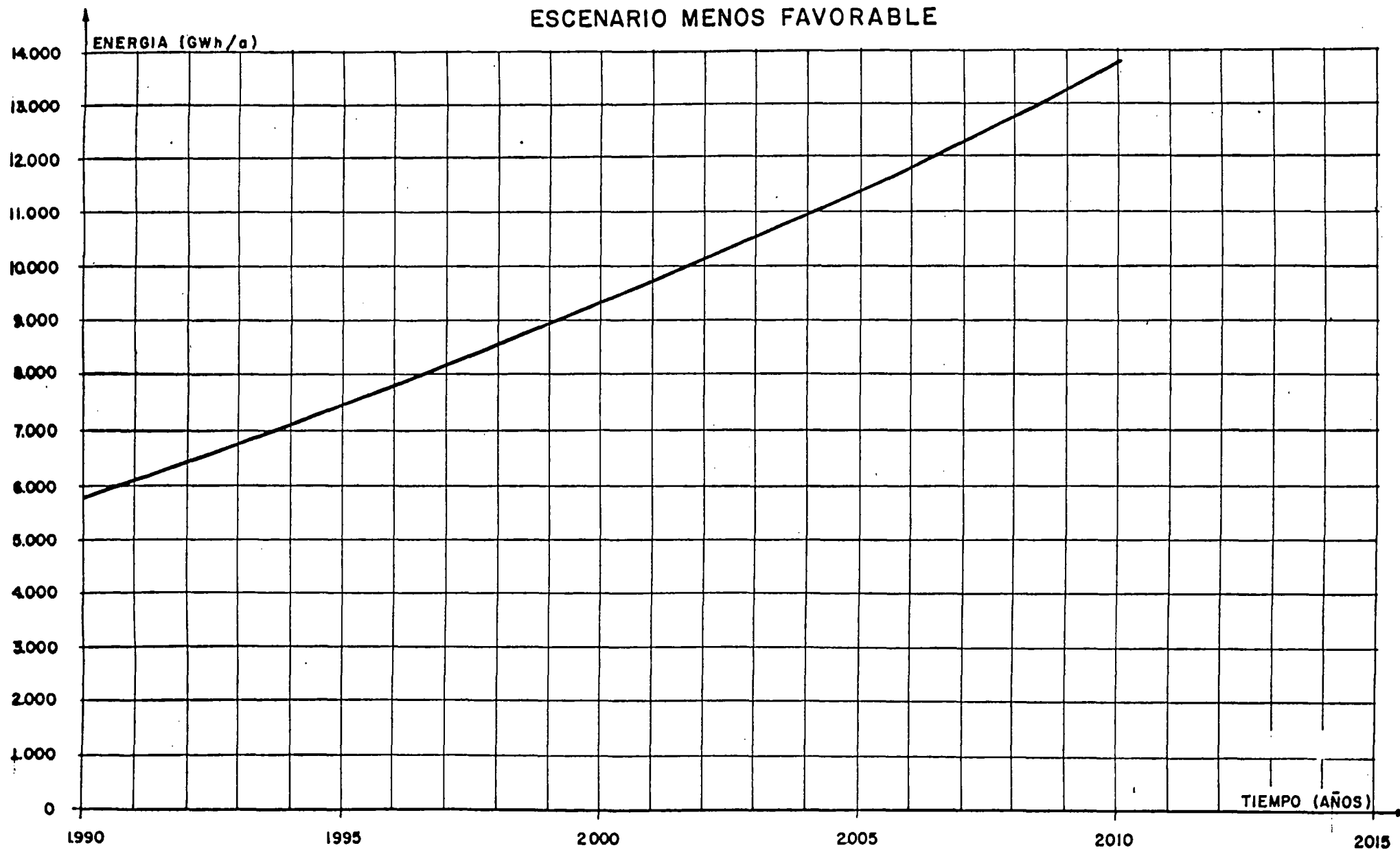
ESCENARIO MENOS FAVORABLE





# CURVA DE DEMANDA DE ENERGIA DEL SISTEMA GLOBAL NACIONAL

ESCENARIO MENOS FAVORABLE



Cuadro 3/2

PREVISION DE DEMANDA DE ENERGIA Y POTENCIA EN EL SNI  
 ESCENARIO MENOS FAVORABLE

Año	Consumo (GWh)	F.P. (%)	Generación (GWh)	F.C. (%)	Dem. Máxima (MW)
1990	4.817	17,1	5.813	58,7	1.130,5
1991	5.080	17,0	6.121	59,2	1.180,7
1992	5.370	16,7	6.444	59,1	1.242,0
1993	5.642	16,6	6.762	59,6	1.296,0
1994	6.002	16,3	7.171	59,3	1.380,1
1995	6.310	16,2	7.528	59,7	1.438,3
1996	6.592	16,0	7.845	59,5	1.492,7
1997	6.887	15,9	8.192	60,1	1.555,5
1998	7.188	15,7	8.527	60,4	1.611,7
1999	7.497	15,6	8.882	60,7	1.671,1
2000	7.879	15,4	9.314	60,4	1.754,9
2001	8.256	15,1	9.724	60,5	1.822,7
2002	8.580	15,1	10.106	61,2	1.885,8
2003	8.934	14,9	10.498	61,3	1.955,8
2004	9.238	14,7	10.887	61,3	2.021,5
2005	9.678	14,6	11.327	61,5	2.102,5
2006	10.070	14,4	11.764	61,7	2.176,6
2007	10.489	14,2	12.228	62,1	2.249,1
2008	10.923	14,1	12.712	61,9	2.337,6
2009	11.347	13,9	13.174	62,2	2.408,8
2010	11.858	13,8	13.751	62,3	2.519,2

3.4.3. Costos marginales de potencia y de energía Según los nuevos criterios adoptados por parte de Planificación, la evaluación de los beneficios de cada proyecto o alternativa de proyecto de generación eléctrica tiene que hacerse, no tomando como referencia los costos de potencia y de energía del parque termoeléctrico equivalente, sino los costos marginales del sistema de generación existente.

Con el criterio empresarial o de mercado, la tasa de actualización sugerida para los costos marginales de potencia y de energía es del 8% (pudiéndose adoptar también el 10 y el 12%), mientras que con el criterio social o de los precios de eficiencia, la tasa de actualización sugerida es del 12%.

En base a lo antedicho los precios para valorar los beneficios de un proyecto de generación eléctrica en base al criterio de los costos marginales de expansión a enero 1990 se dan a continuación:

Criterio Actualización (%)	Tasa de Garantizada (US\$/KW)	Potencia Primaria (US\$/MWh)	Energía Secundaria (US\$/MWh)	Energía
de Mercado	8	42,13	22,40	6,75
de Mercado	10	44,94	30,20	9,06
de Mercado	12	47,83	38,78	11,64
de Eficiencia	12	57,77	46,96	14,09

### 3.5 Alternativas reanalizadas en la Fase B

En base a los resultados de comparación de alternativas obtenidos al final de la Fase A (factor de planta más favorable 0,7) y a las reuniones celebradas en marzo de 1991 con Planificación, conjuntamente se ha decidido reanalizar las alternativas del factor de planta y de desarrollo del Proyecto por etapas haciendo variar el factor mismo entre 0,65 y 0,8.

Los Consultores sucesivamente han decidido añadir como casos referenciales unas alternativas que prevean también el factor de planta igual a 1.

El Cuadro 3/3 resume las alternativas identificadas a estudiarse en la Fase B del estudio para la definición del factor de planta del Proyecto Coca-Codo Sinclair.

Cuadro 3/3

## ALTERNATIVAS DE FASE B RELACIONADAS A LA VARIACION DEL FACTOR DE PLANTA

Alternativas	Factor de Planta			
	I Etapa		II Etapa	
1	0,65	CO	0,65	CO
2	0,70	CO	0,70	CO
3	0,75	CO	0,75	CO
4	0,80	CO	0,80	CO
5	0,70	CO	0,80	CO
6	0,70	CH	0,80	CO
7	0,80	CH	0,80	CO
8	1,00	CH *	1,00	CH
9	0,80	CH	1,00	CH *

- CH o CO indican respectivamente presencia de chimenea de equilibrio o de embalse compensador.
- El factor de planta de la II etapa se entiende aquello correspondiente al desarrollo completo (I más II etapa).
- \* con un grupo de reserva.

Las alternativas identificadas son nueve, de las cuales las primeras cinco prevén ya en primera etapa un sistema de aducción asociado al embalse compensador mientras que las alternativas de 6 a 9 prevén en primera etapa un sistema de aducción asociado a la chimenea de equilibrio.

Todas las alternativas a su desarrollo completo son asociadas al embalse compensador excepto las últimas dos, la 8 y 9, que con factor de planta igual a 1 pueden ser asociadas a chimeneas de equilibrio.

Cabe anotar que siguiendo el criterio ya adoptado en la Fase A del estudio las alternativas con factor de planta igual a 1 requieren un grupo de reserva para garantizar la energía primaria.

Cuadro 3/4

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
CHINENAS DE EQUILIBRIO - RESUMEN DE LOS RESULTADOS

Diámetros/Volúmenes/Niveles —	ALT 6-1	ALT 7-1	ALT 8-1&2	ALT 9-1	ALT 9-2
Diámetro equivalente galería (K=63,91)	5.654	5.383	5.431	5.764	4.666
Diámetro pozo (D=Thoma simplif. 1 2,7 y K=75)	7,9	7,3	7,3	8,1	5,75
PRELISEÑO CAMARAS					
Volúmen cámara superior (entre 1.280 y 1.284 con K=75)	18.180	15.400	12.190	15.980	8.390
Volúmen cámara inferior (entre 1.198 y 1.204 con K=55)	6.110	5.150	1.960	3.100	1.650
DISEÑO FINAL CAMARAS					
Volúmen cámara superior (entre 1.280 y nivel máximo cámara, K=75)	17.090	14.410	12.310	15.820	8.770
Área cámara	4.500	3.800	3.300	4.300	2.400
Nivel máximo en el pozo (el vert. 1.284,5)	1.285,49	1.285,46	1.285,28	1.285,34	1.285,04
Nivel máximo en la cámara superior	1.283,84	1.283,83	1.283,78	1.283,72	1.283,71
Volúmen cámara inferior (entre 1.198 y 1.204 con K=55/75)	3.120	2.400	510	950	1.780
Nivel mínimo en la cámara inferior	1.199,67	1.199,56	1.199,5	1.199,86	1.199,45

## Notas:

- Prediseño - No se considera orificio a la base del pozo/maniobras instantáneas totales de cierre con K=75 y arranque (de 0 a 0max.) con K=55.
- Diseño - Se considera el orificio/las maniobras de cierre total en 10 s y las de arranques para cada grupo 15 s.
- Cámaras superiores: maniobras combinadas de arranque de cada grupo y de cierre total considerando vertedero y huecos entre pozo y cámara superior/K=75.
  - Cámaras inferiores: maniobras combinadas de cierre total y de arranque de cada grupo considerando pozo sin vertedero/K=55 con 3 grupos y K=75 con dos grupos.

#### 4. CRITERIOS DE DISEÑO ADOPTADOS EN EL PRESENTE ESTUDIO

##### 4.1 Generalidades

En este capítulo se ilustran los criterios de diseño adoptados para definir las diferentes obras componentes de cada alternativa.

Muchas de las alternativas de obras componentes indicadas en el numeral 2.4 no se consideran en el presente estudio ya que serán analizadas solamente después de haber seleccionado el factor de planta y el desarrollo por etapas del Proyecto.

En particular la comparación entre desarenador al exterior y en subterráneo, la comparación entre los tipos de presas del embalse compensador y la comparación entre alternativas de obras de caída forman parte del Anexo L al Informe General.

##### 4.2 Obras de captación y desarenadores

4.2.1 Obras de captación Para estas obras se han mantenido los mismos criterios adoptados en la Fase A del estudio, es decir: tener dos vertederos uno principal y uno secundario siendo la cota de la cresta del primero 2 metros más baja que la del segundo. La obra de toma y su sistema de limpia siempre se asocia al canal (cauce actual del río o canal de desvío) donde se ubica el vertedero secundario.

La ubicación de la obra de toma en el canal de desvío está relacionada a la presencia del desarenador al exterior mientras la ubicación en el cauce actual del río se relaciona a la presencia del desarenador en subterráneo.

En consideración de la última información topográfica y en previsión de modificar el sistema de limpia de los sedimentos del desarenador pasando de un sistema de limpia por bombeo (Fase A) a un sistema de limpia por gravedad, se aumentó la cota del vertedero principal (nivel referencial de captación) de 1.269 a 1.273 metros.

Los anchos netos de los vertederos principal y secundario se mantuvieron iguales a aquellos de la Fase A es decir 110 m para el vertedero principal y 66 m para el vertedero secundario. Los vertederos están diseñados para descargar caudales catastróficos hasta 20.000 m<sup>3</sup>/s.

Los cuencos disipadores aguas abajo de los vertederos están dimensionados para una creciente hidrológica con tiempo de ocurrencia de 100 años correspondiente a un caudal máximo de 4.600 m<sup>3</sup>/s.

4.2.2 Desarenadores Por el momento se ha mantenido el criterio conservativo adoptado en la Fase A de dimensionar los desarenadores para sedimentar partículas superiores a 0,15 o 0,20 mm, en el caso de aducción asociada a la chimenea de equilibrio o al compensador, respectivamente.

Las Alternativas de 1 a 5 se consideran operar con un desarenador al exterior, mientras que las Alternativas de 6 a 9, por razones de espacio, se consideran operar con un desarenador en subterráneo.

Las dimensiones hidráulicas de los desarenadores a paridad de factor de planta se mantuvieron iguales a las correspondientes de la Fase A mientras que se aumentaron un poco para el desarenador en subterráneo las cantidades de sobreexcavación y sobrehormigonado debido a las informaciones obtenida con la galería GT1.

#### 4.3 Aducción

4.3.1 Hipótesis asumidas A continuación se indican las hipótesis asumidas en esta etapa de la Fase B del estudio en lo que se refiere a trazado de los túneles, a la metodología constructiva prevista para la construcción de los mismos, al tipo de roca que se supone encontrar y al tipo de revestimiento previsto.

##### a. Trazado

El trazado planimétrico de los túneles de aducción se ha mantenido prácticamente igual a lo de la Fase A excepto por menores desplazamientos en el tramo terminal del túnel de segunda etapa para las Alternativas de 3 a 5 que no prevén más la construcción de un segundo embalse compensador en la quebrada de Los Loros (ver numeral 4.4).

Altimétricamente el trazado se ha modificado ligeramente, como se indica en el Plano 0209-C-2015; las variaciones introducidas se refieren a la disminución del largo del tramo terminal del túnel en la formación Hollín (de 3,3 a 2,5 km variando la pendiente de este tramo) en el caso de presencia del compensador y a mantener en toda su extensión el túnel en la formación Misahuallí en el caso de presencia de chimenea de equilibrio.

Cabe anotar que no se analizó por el momento la conducción captación-compensador con todo el trazado, excepto por el tramo inicial, en la formación Misahuallí y con una conexión vertical entre el túnel mismo y el compensador. Esta variante será analizada después (véase Anexo L del Informe General).

El largo de los túneles de aducción asociados al (a los) compensador(es) queda en el orden de 24,9 km, valor que sube a 25,7 km en el caso de chimenea de equilibrio.

### b. Metodología de ejecución y tipos de roca

Por el momento se siguió manteniendo la misma hipótesis de metodología constructiva supuesta en la Fase A del estudio, es decir la utilización de tres topos, dos que operan desde la ventana intermedia y el tercero que opera desde el embalse compensador o desde la ladera derecha del valle del río Coca en las cercanías de la chimenea de equilibrio.

Se siguió suponiendo el utilizar metodología de excavación tradicional para excavar toda la ventana intermedia (aproximadamente 2 km de largo) y los primeros 3 km del túnel desde el sitio Salado, a los cuales hay que añadir una ventana de acceso de unos 400 metros.

Por lo que se refiere a los tipos de roca que se prevé encontrar durante la excavación de los túneles, se hicieron las hipótesis indicadas a continuación.

Alternativas/Tramos	Porcentajes de Tipo de Roca		
	Tipo A	Tipo B	Tipo C
- Tramos con Topo			
Alternativas de 1 a 5	51,0	30,5	18,5
Alternativas de 6 a 9	60,0	26,0	14,0
- Tramos con excavación Convencional			
Todas las Alternativas	50,0	20,0	30,0
- Ventanas			
Todas las Alternativas	10,0	20,0	70,0
Roca Tipo A buena, Tipo B mediana y Tipo C mala.			

### c. Revestimiento

Lógicamente los tramos del túnel de aducción previstos a ejecutarse con excavación tradicional tienen, en todos los casos que ser revestidos en hormigón por lo menos por razones hidráulicas; el espesor del revestimiento ligeramente o medianamente armado se ha mantenido igual a 1/16 del diámetro de excavación.



También las ventanas han sido consideradas revestidas, esta vez por razones estructurales, con un espesor de hormigón medianamente armado igual a  $1/10$  o  $1/12$  el diámetro de excavación.

Para los tramos a ser excavados con topes, que tienen un largo total respectivamente de 21,9 y 22,7 km según sean asociados al compensador o a la chimenea de equilibrio, se consideró necesario revestir con hormigón en general ligeramente armado respectivamente el 28 y el 17,5 por ciento de los correspondientes largos; las partes restantes se han previsto por el momento, revestidas solamente con una capa de hormigón lanzado con malla electrosaldada de 5 cm de espesor.

4.3.2 Determinación de los diámetros para alternativas con compensador Para las Alternativas de 1 a 5 y para la segunda etapa de las Alternativas 6 y 7, los diámetros de los túneles de aducción fueron determinados en base a las condiciones de carga disponibles (diferencia de niveles entre la cota de captación y la cota baricéntrica del embalse compensador, véase numeral 3.4) y en base a supuestos coeficientes de rugosidad de Strickler de 75 y  $60 \text{ m}^{1/3}\text{s}^{-1}$  respectivamente para tramos de túneles revestidos y tramos de túneles no revestidos.

Con este ejercicio se controló que la línea piezométrica quedara unos metros por encima de la clave del túnel en sus tramos críticos. Los valores de los diámetros así obtenidos se indican en el Cuadro 4/1 al numeral 4.3.4, mientras en el Apéndice A de este informe se ilustran los cálculos de detalle a este respecto.

4.3.3 Determinación de los diámetros para alternativas con chimenea Estos diámetros a diferencia de los anteriores fueron determinados con un programa computacional de optimización de los mismos.

El ejercicio se hizo utilizando los costos unitarios de la Fase A aplicando un factor de corrección para actualizarlo a enero de 1990 (véase numeral 7.1).

Como beneficios de potencia y de energía se han asumido los costos marginales de expansión del sistema de generación a enero de 1990 entregados por Planificación. Como tasa de actualización, se adoptó una tasa del 10% según el criterio de mercado.

La vida útil de los túneles, para fines de la utilización del programa, se asumió generalmente igual a 50 años; con excepción de aquellos túneles (Alternativas 6 y 7) que en primera etapa están asociados a chimenea de equilibrio y en segunda etapa al compensador, para estos se consideró como vida útil (con funcionamiento a chimenea) la de 10 años que se prevé intercurran entre las dos etapas.

A los costos de inversión se han añadido los intereses intercalares durante la construcción efectiva del túnel (período previsto 5 años) mientras que los costos anuales de operación y mantenimiento se han asumido iguales al 1% del costo de inversión.

Los resultados de este ejercicio se indican en el Cuadro 4/1 del numeral 4.3.4 ya mencionado; también en este caso se impuso que la piezométrica a lo largo del túnel de aducción quede unos metros por encima de la clave del túnel inclusive en sus tramos críticos. Los cálculos de detalle a este respecto forman parte del Apéndice B de este informe.

4.3.4 Resumen de diámetros y caudales El resumen de los diámetros obtenidos con los cálculos descritos en los dos numerales anteriores así como los caudales de diseño (valores máximos) para los túneles se indican en el Cuadro 4/1.

Cuadro 4/1

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
TUNELES DE ADUCCION - RESUMEN DE DIAMETROS Y CAUDALES

Alternativas	I Etapa		II Etapa	
	Caudales (m <sup>3</sup> /s)	Diámetros (m)	Caudales (m <sup>3</sup> /s)	Diámetros (m)
1 CO/CO	63,50	5,24	63,50	5,24
2 CO/CO	63,50	5,21	63,50	5,21
3 CO/CO	63,50	5,26	63,50	5,26
4 CO/CO	63,50	5,22	63,50	5,22
5 CO/CO	63,50	5,22	63,50	5,22
6 CH/CO	90,71	5,89	40,30	4,38
II Et.CO	86,70			
7 CH/CO	79,38	5,60	50,99	4,79
II Et.CO	76,01			
8 CH/CH	63,50	5,66	63,50	5,66
9 CH/CH	79,38	6,00	47,62	4,86

- Los valores de los diámetros se refieren a aquellos de excavación.
- En el caso de chimeneas como caudal de diseño se considera el caudal máximo.

4.3.5 Trabajos para la segunda etapa ejecutados en primera Según las alternativas hay que anticipar en primera etapa unos trabajos en previsión de la segunda como se indica a continuación:

- Túnel de conexión entre el embalse en la quebrada Granadillas y el embalse futuro en la quebrada Los Loros para las Alternativas 1 y 2.
- Tramo terminal de unos 300 m de largo del segundo túnel para las Alternativas de 3 a 5 en correspondencia del embalse Granadillas.
- Pozo vertical de conexión entre el túnel hacia la chimenea de equilibrio y el compensador Granadillas para las Alternativas 6 y 7.

Cabe mencionar que en segunda etapa para las Alternativas de 3 a 5, si por un lado se encontrarán ya ejecutados los 300 metros terminales del túnel por otro, se necesita una ventana de unos 500 m con embocadura en la quebrada de Los Loros.

#### 4.4 Compensador

Todas las Alternativas de 1 a 5 se prevén asociadas a un embalse compensador ya sea en la primera como en la segunda etapa, mientras las Alternativas 6 y 7 lo serán solamente en su segunda etapa.

Al concluirse la Fase A del estudio se había decidido reanalizar el diseño del compensador en vista de los problemas asociados a sus obras por razones geológicas y climatológicas.

4.4.1 Ubicación del (de los) eje(s) de presa(s) El eje de la presa de primera etapa en el ramal principal de la quebrada Granadillas, se desplazó ubicándose unos 450 m aguas arriba de la confluencia con la quebrada Los Loros, mientras que el eje en la quebrada Los Loros (para una eventual presa de segunda etapa) se ubica unos 200 m aguas arriba de la confluencia.

A lo largo del nuevo eje en la quebrada Granadillas fueron ejecutados los sondeos SC9, SC10 y SC11 y también la galería GT3 mientras que un poco aguas arriba del eje en la quebrada Los Loros se ejecutó el sondeo SC12.

4.4.2 Volúmenes de embalse necesarios En base a los nuevos diagramas de carga diaria entregados por Planificación de INECEL (ver Capítulo 2) y tomando en cuenta el caudal  $Q_{90}$  del río Coca de 130 m<sup>3</sup>/s (al cual se le restó 3 m<sup>3</sup>/s derivados por el acueducto Papallacta-Quito y se le sumó 1 m<sup>3</sup>/s correspondiente al  $Q_{90}$  de las quebradas Granadillas y Los Loros), se llega según el factor de planta a los valores de volumen útil indicados en el Cuadro 4/2.

Estos valores se han multiplicado por un coeficiente de seguridad de 1,15 para tomar en cuenta eventuales deslizamientos de las laderas como se indica también en el cuadro ante mencionado.

Cuadro 4/2

VOLUMENES UTILES REQUERIDOS PARA EL EMBALSE COMPENSADOR  
PRIMERA MAS SEGUNDA ETAPA

Factor de Planta (-)	Volumen Util (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Volumen Asumido (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
0,65	992	1.141
0,70	790	909
0,75	614	706
0,80	460	529

4.4.3 Volúmenes disponibles En base a la actualización de los levantamientos topográficos del sitio se han obtenido para los dos ejes de presa las curvas cotas-volumenes indicadas en la Figura 4/1.

Cabe anotar que cualquier excavación para aumentar el volumen del embalse que afecta la formación Napo, queda descartada por problemas de estabilidad de taludes en la formación misma, cuya pendiente no debería superar los 16-20 grados. Solamente excavaciones localizadas en la formación Hollín que no afecten a la formación Napo pueden ser consideradas.

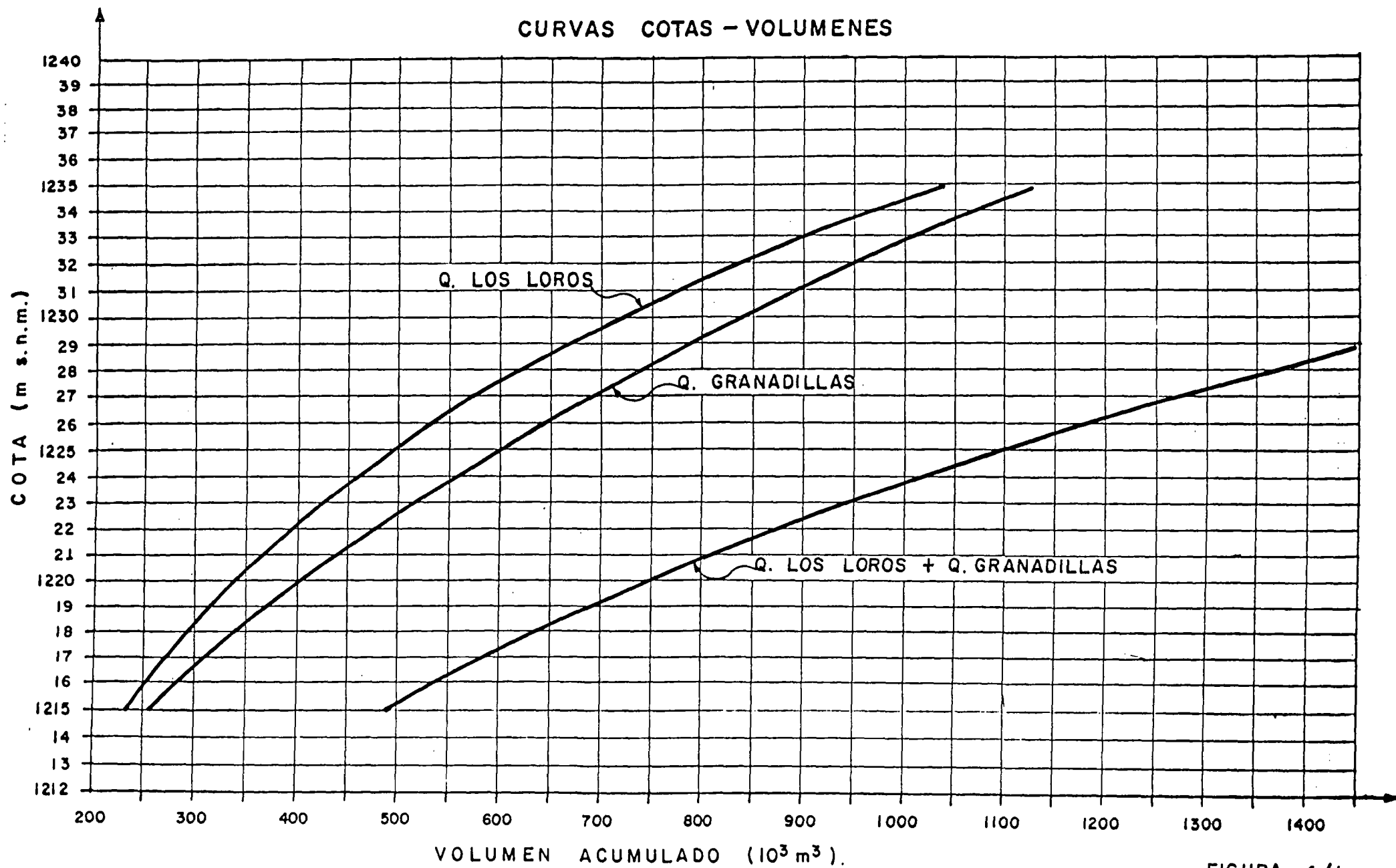
Para garantizar el volumen necesario en el compensador se considera oportuno prever la utilización de un equipo de dragado una vez que entre en operación la segunda etapa del Proyecto.

4.4.4 Niveles en el (los) embalse(s) A la luz de los problemas de estabilidad de los taludes naturales en la formación Napo, sobre todo si entran en contacto con el agua y si están sujetos a fluctuaciones diarias de su nivel, se fijó el criterio de tratar de mantener, cuando sea posible, el nivel máximo del agua abajo del contacto entre las formaciones Hollín y Napo.

Asumiendo como nivel mínimo en todos los casos la cota 1.216 m se logra, una vez completado el desarrollo del Proyecto, tener los valores máximos del agua indicados en el Cuadro 4/3 haciendo excavaciones locales solamente en la formación Hollín para aumentar un poco el volumen disponible en el embalse de la quebrada Los Loros cuando este se necesite.

# EMBALSE COMPENSADOR

## CURVAS COTAS - VOLUMENES



Cuadro 4/3

NIVELES MAXIMOS DEL AGUA EN EL EMBALSE COMPENSADOR (m s.n.m.)  
PRIMERA Y SEGUNDA ETAPA

Factor de Planta (-)	Sitio de Presa	I Etapa	II Etapa
0,65	Granadillas, Los Loros	1.230,2	1.230,5
0,70	Granadillas, Los Loros	1.228,5	1.228,9
0,75	Granadillas, Los Loros	1.226,2	1.227,2
	Granadillas	1.229,5	1.232,1
0,80	Granadillas	1.228,8	1.229,5

Valores máximos de primera etapa obtenidos asumiendo el mismo nivel baricéntrico de la segunda.

Se estima que los valores arriba indicados puedan reducirse en aproximadamente 1 m en el caso que también a lo largo de la quebrada Granadillas se hagan excavaciones localizadas en la formación Hollín.

El contacto en el valle de la quebrada Granadillas, aguas arriba del eje de la presa, está por encima de la cota 1.230 m, mientras que en el valle de la quebrada Los Loros está por encima de la cota 1.225 m.

De este examen se ve que, para la primera etapa con todos los factores de planta analizados, el volumen disponible en el valle de la quebrada Granadillas aguas arriba del eje de presa y sin afectar la formación Napo, es suficiente.

En la segunda etapa con un factor de planta global de 0,8 (y también con factor de planta global de 0,75 haciendo excavaciones localizadas en la formación Hollín), es suficiente un embalse compensador solo en la quebrada Granadillas; aún sin hacer excavaciones se puede tolerar con un factor de planta 0,75 unos 2 metros de la formación Napo solamente en proximidad de la presa queden en contacto con el agua.

Con factores de planta globales menores de 0,75 es necesaria también la construcción de la presa en la quebrada de Los Loros en segunda etapa. En este caso se acepta tener (solamente en proximidad de la presa) hasta unos 5 m de formación Napo sujeta a oscilación del agua construyendo apropiados diafragmas empotrados en la formación Hollín para estabilizar los taludes naturales de la formación Napo. Los dos embalses serán intercomunicantes a través de un túnel de conexión.

4.4.5 Tipos de presas Al comienzo de la Fase B del estudio se decidió analizar para el embalse compensador los tres tipos siguientes de presas:

- Presa en enrocado con núcleo de arcilla.
- Presa en enrocado con pantalla en hormigón.
- Presa en hormigón compactado rodillado (H.C.R.).

En el presente estudio al fin de utilizar la actualización de los costos unitarios definidos en la Fase A, se considera una presa en enrocado con núcleo de arcilla en el valle de la quebrada Granadillas y una presa de hormigón compactado y rodillado en el valle de la quebrada de Los Loros donde hay menor disponibilidad de espacio, en el sentido longitudinal del río, para implantar una presa.

El Plano 0209-C-2011 indica el embalse compensador, con presa en enrocado y núcleo en arcilla, en su primera etapa, que en el caso de factor de planta final superior a 0,75, representaría también el embalse compensador final.

El Plano 0209-C-2012 indica una de las posibles secuencias de ampliación de la capacidad del embalse con factor de planta final inferior a 0,75; construcción en primera etapa de una presa en enrocado en la quebrada Granadillas y construcción en segunda etapa de una presa en HCR en la quebrada Los Loros. En este caso hay que prever un túnel de conexión entre los dos embalses de unos 600 m de largo.

4.4.6 Otras obras Las otras obras del embalse compensador son constituidas por el (los) túneles de desvío, el (los) vertedero(s) y la(s) descarga(s) de fondo.

a. Túnel(es) de desvío

El túnel de desvío de la quebrada Granadillas de unos 400 m de largo se ubica en la margen derecha del valle y está dimensionado para una creciente de 20 años (aproximadamente 58 m<sup>3</sup>/s). El túnel de desvío de la quebrada Los Loros de unos 350 m de largo se ubica en la margen izquierda del valle y está dimensionado para descargar un caudal de unos 28 m<sup>3</sup>/s.

b. Vertedero(s)

El vertedero de la presa en la quebrada Granadillas se ubica lateralmente a la izquierda de la misma descargando en la quebrada de Los Gallos. Como caudal de diseño se consideró la combinación del caudal que llega del (o de los) túnel(es) más la creciente propia de la cuenca con tiempo de ocurrencia de 2 años (24 m<sup>3</sup>/s). En total en la primera etapa de las Alternativas 1 y 2 el caudal será 87,5 m<sup>3</sup>/s mientras sube a 151 m<sup>3</sup>/s a desarrollo completo para las Alternativas de 3 a 5.

El vertedero de la presa en la quebrada Los Loros (segunda etapa de las Alternativas 1 y 2) se ubica un poco a la derecha del cuerpo principal de la misma y está diseñado con los mismos criterios de antes para un caudal máximo de  $163 \text{ m}^3/\text{s}$ .

c. Descarga(s) de fondo

Esta obra permite vaciar el embalse en caso de necesidad; en el caso de la presa Granadillas está asociada al túnel de desvío mientras que en el caso de presa Los Loros está prevista en el cuerpo de la presa. El caudal de diseño de esta obra con el embalse a su nivel mínimo de operación se fijó en la orden de  $15 \text{ m}^3/\text{s}$ .

4.5 Chimenea de equilibrio

La chimenea de equilibrio está prevista en la primera etapa de las Alternativas 6 y 7, que en la segunda serán asociadas al compensador, y en ambas etapas de las Alternativas 8 y 9.

4.5.1 Ubicación y tipo de chimenea Se ha mantenido la misma posición de la chimenea de equilibrio escogida durante la Fase A del estudio es decir a la extremidad de la meseta antes de bajar al río Coca.

También como tipo de chimenea se mantuvo lo de la Fase A del estudio, es decir: pozo vertical con estrangulamiento en su base y vertedero a su extremidad superior, cámara de expansión al exterior tratando de afectar lo mínimo posible la formación Napo y cámara de alimentación inferior donde sea requerida por razones hidráulicas.

4.5.2 Dimensionamiento del pozo Para las varias alternativas el diámetro del pozo se determinó utilizando la fórmula de Thoma simplificada y añadiendo un coeficiente de seguridad de 2,7. Para el cálculo se hizo referencia al diámetro equivalente del túnel de aducción con un coeficiente de rugosidad de Strickler de  $63,9 \text{ m}^{1/3}\text{s}^{-1}$ .

Los valores así obtenidos de diámetros del pozo se indican en el Cuadro 4/3. La altura total del pozo es de unos 200 m estando el piso de la cámara superior a la cota 1.280 m y el túnel de aducción en la formación Misahualli aproximadamente en la cota 1.080 m.

Los tipos de rocas que se supone encontrar durante la excavación son los siguientes: roca tipo A (buena) 15%, roca tipo B (mediana) 35% y roca tipo C (mala) 50%. El pozo se prevé totalmente revestido con hormigón con un espesor de  $1/10$  del diámetro de excavación.

4.5.3 Dimensionamiento de las cámaras Las cámaras fueron dimensionadas en dos etapas con un prediseño inicial y con un control (diseño final) utilizando los valores de los diámetros equivalentes de los túneles de aducción.



El prediseño se hizo no tomando en cuenta el efecto del orificio en la base del pozo y considerando maniobras instantáneas totales de cierre para la cámara superior y de arranque para la inferior. Los coeficientes asumidos de rugosidad ponderada (tramos revestidos y no revestidos) según Strickler fueron 75 y 55 para maniobras de cierre y de arranque respectivamente.

Los volúmenes de las cámaras se ubicaron entre las cotas 1.280 y 1.284 para la de expansión y entre la cota 1.198 y 1.204 para la de alimentación. Cabe anotar que la cámara inferior no puede ser bajada más, por asuntos de piezométrica a lo largo del túnel de aducción.

Con los volúmenes así obtenidos se utilizó un programa específico para verificar los mismos (diseño final) con maniobras combinadas, considerando el orificio al pie del pozo y en el vertedero y las conexiones entre la extremidad superior del pozo y la cámara superior. Para las maniobras de arranque de cada grupo se consideraron 15 segundos y para las de cierre total, 10 segundos.

Para las cámaras superiores se hicieron maniobras combinadas de arranque de cada grupo y sucesivamente de cierre total en su secuencia más desfavorable con un coeficiente de rugosidad ponderado del túnel, de 75 según Strickler.

Para las cámaras inferiores se hicieron maniobras combinadas de cierre total seguidas por arranque de cada grupo en la secuencia más desfavorable con coeficientes de rugosidad ponderados del túnel de 75 y 55 según Strickler.

4.5.4 Resumen de los resultados Todos los resultados de los varios cálculos ejecutados para las alternativas de las chimeneas de equilibrio se indican en el Cuadro 4/4. Detalles de los cálculos ya sea a nivel de prediseño o de diseño final, forman el Apéndice C de este informe.

#### 4.6 Obras de caída

En general las obras de caída se han por el momento, mantenido iguales a aquellas definidas en la Fase A del estudio.

##### 4.6.1 Trazado

##### a. Alternativas con compensador

Para todas las alternativas asociadas a compensadores el trazado es exactamente el mismo de la Alternativa 26 seleccionada en la Fase A (ver Plano 0209-C-2018) con un largo total de unos 1.700 m.

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
CHIMENEAS DE EQUILIBRIO - RESUMEN DE LOS RESULTADOS

DIAMETROS / VOLUMENES / NIVELES	ALT 6-1	ALT 7-1	ALT 8-1&2	ALT 9-1	ALT 9-2
Diámetro equiv. galería (K=63.91)	5.654	5.383	5.431	5.764	4.666
Diámetro pozo ( $\geq$ Thoma simplif. $\pm$ 2.7 y K=75)	7.9	7.3	7.3	8.1	5.75
PRELISEÑO CAMERAS					
Volumen Cam. Sup. (entre 1280 y 1284 con K=75)	18180	15400	12190	15980	8390
Volumen Cam. Inf. (entre 1198 y 1204 con k=55)	6110	5150	1960	3100	1850
DISEÑO FINAL CAMARAS					
Volumen Cam. Sup. (entre 1280 y niv. max. cam., K=75)	17090	14410	12310	15820	8770
Area Camera	4500	3800	3300	4300	2400
Nivel Máx. en el Pozo (el. vert. 1284.5)	1285.49	1285.46	1285.28	1285.34	1285.04
Nivel Máx. en la Camera Sup.	1283.84	1283.83	1283.78	1283.72	1283.71
Volumen Cam. Inf. (entre 1198 y 1204 con K=55/75)	3120	2400	510	950	1780
Nivel Min. en la Camera Inf.	1199.67	1199.56	1199.5	1199.86	1199.45

Notas:

Prediseño - No se considera orificio a la base del pozo / Maniobras instantaneas totales de cierre con k=75 y de arranque (de 0 a Q<sub>max</sub>.) con k=55.

Diseño - Se considera el orificio / Las maniobras de cierre total en 10 s y las de arranques para cada grupo 15 s.

- Camaras Superiores: Maniobras combinadas de arranque de cada grupo y de cierre total considerando vertedero y huecos entre pozo y camera superior / K=75.

- Camaras Inferiores: Maniobras combinadas de cierre total y de arranque de cada grupo considerando pozo sin vertedero / K= 55 con 3 grupos y K=75 con dos grupos.

La tubería de baja presión de un largo de 915 m se compone de un primer tramo inclinado hasta llegar a la formación Misahuallí seguido por un tramo subhorizontal más largo, previsto a ser excavado a través de una ventana de acceso en la ladera del valle. En los presupuestos de las tuberías de baja presión se incluye la obra de toma en el embalse compensador (ver Capítulo 6).

La tubería de alta presión de un largo de unos 790 m conecta la parte subhorizontal del túnel con la casa de máquinas a través de un tramo inclinado; una segunda ventana de acceso a mitad del tramo de alta presión ha sido prevista para la construcción del mismo.

#### b. Alternativas con chimeneas

Para las alternativas con chimeneas se prevé, un poco aguas abajo de la chimenea misma, la cámara de válvulas con su acceso permanente. Debido al largo reducido que tiene en este caso el tramo subhorizontal del túnel se consideró, con fines de cálculos hidráulicos y de presupuestos toda la tubería, de unos 945 m de largo, como tubería de alta presión.

4.6.2 Tipo de revestimiento Para los tramos de tubería en baja presión (excavados con métodos tradicionales) se adoptó un revestimiento en hormigón ligeramente armado (en Misahuallí) o medianamente armado (en Hollín), con un espesor de 1/12 del diámetro de excavación.

La tubería de alta presión está prevista en acero embebido en hormigón cuyo espesor mínimo es de 60 cm. El dimensionamiento del espesor del acero se hizo considerando la presión promedio en el baricentro de la tubería, incluyendo en la presión el golpe de ariete de un 30% y haciendo trabajar el acero (sin colaboración de hormigón y/o roca) a 22 kg/mm<sup>2</sup>.

4.6.3 Tipo de roca Por lo que se refiere a los tipos de rocas que se prevé encontrar durante la excavación se hicieron las hipótesis indicadas a continuación:

Alternativas/Tramos	Porcentajes de Tipo de Roca		
	Tipo A	Tipo B	Tipo C
<u>Alternativas con compensador</u>			
Tramo a baja presión	60	30	10
Tramo a alta presión	70	30	-
<u>Alternativas con chimenea</u>			
Todos los tramos	70	30	-

**4.6.4 Determinación de los diámetros** Los valores de los diámetros de las tuberías de alta presión fueron determinados con un programa computacional de optimización de los mismos. Los criterios adoptados son aquellos ya descritos al numeral 3.3.3 con pequeñas modificaciones que se limitan en haber considerado como costos de operación y mantenimiento el 1% de la inversión de las obras civiles y el 2% de la inversión del equipo (tubería en acero). Los resultados de este ejercicio se indican en el Cuadro 4/5, mientras los detalles de este ejercicio forman parte del Apéndice D de este informe.

Cuadro 4/5

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
TUBERIAS DE PRESION - RESUMEN DE DIAMETROS Y CAUDALES

Alternativas	I Etapa		II Etapa	
	Caudales (m <sup>3</sup> /s)	Diámetros (m)	Caudales (m <sup>3</sup> /s)	Diámetros (m)
1	98,77	5,07 (4,35)	98,15	5,04 (4,33)
2	91,71	4,96 (4,25)	91,14	4,93 (4,23)
3	85,60	4,84 (4,15)	84,67	4,81 (4,12)
4	80,25	4,75 (4,07)	79,37	4,72 (4,05)
5	91,71	4,96 (4,25)	67,91	4,49 (3,85)
6	90,71	- (4,12)	68,91	4,52 (3,87)
7	79,38	- (4,00)	80,25	4,75 (4,07)
8	63,50	- (3,75)	63,50	- (3,75)
9	79,38	- (4,00)	47,63	- (3,32)

- Los valores de los diámetros se refieren a las dimensiones internas.
- Los valores de diámetros en paréntesis se refieren a la tubería de alta presión y los otros a la de baja presión.

Para los diámetros de las tuberías de baja presión no se hicieron cálculos de optimización sino se fijó para estas tuberías una velocidad de un 25% inferior a la correspondiente en la tubería de alta presión.

#### 4.7 Casa de máquinas y sus obras anexas

La ubicación y la disposición de la casa de máquinas y sus obras anexas se mantuvieron por el momento, las mismas de la Fase A. Es decir, la casa de máquinas está prevista en subterráneo unos 500 m adentro en el macizo rocoso a la derecha del río Coca con una orientación N-O. Se considera que la casa de máquinas de la segunda etapa sea una extensión de aquella de la primera.

El conjunto del sistema casa de máquinas accesos y restitución está constituido por dos cavernas, una principal de los grupos y una secundaria de los transformadores; dos túneles de acceso, uno principal que contiene en su bóveda los cables de alta y otro secundario, ambos de unos 510 m de largo y dos galerías de descarga, una de 470 m en primera etapa y la otra de 540 m en segunda etapa.

4.7.1 Tipos de roca Para la casa de máquinas se ha mantenido la misma hipótesis de calidad de roca ya adoptada para determinar el costo de excavación de las cavernas en la Fase A.

Para los túneles de acceso y las galerías de descarga se han hecho las hipótesis siguientes:

Galerías/Túneles	Porcentajes de Tipo de Roca		
	Tipo A	Tipo B	Tipo C
Túneles de acceso	70	20	10
Galerías de descarga	60	25	15

4.7.2 Revestimiento Para las bóvedas de las cavernas de casa de máquinas no se ha considerado revestimiento en hormigón sino solamente anclajes y tirantes mientras que se han considerado revestidos todos los túneles y galerías con espesores de hormigón variables entre 50 y 25 cm.

4.7.3 Dimensionamiento hidráulico de las galerías de descarga El dimensionamiento de la galerías de descarga con sección en herradura, se hizo suponiendo una pendiente del 0.9% y un coeficiente de rugosidad de Strickler de 75. El nivel ordinario del río Coca a la descarga (NADO) se ha asumido de 606 m s.n.m. quedando el nivel del eje de la turbina entre la cota 619,10 y 619,50 m s.n.m.

Los valores de los diámetros y de los caudales de diseño de las galerías de descarga se indican en el Cuadro 4/6 a página siguiente.

Cuadro 4/6

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
GALERIAS DE DESCARGA - RESUMEN DE DIAMETROS Y CAUDALES

Alternativas	I Etapa		II Etapa	
	Caudales (m <sup>3</sup> /s)	Diámetros (m)	Caudales (m <sup>3</sup> /s)	Diámetros (m)
1	98,77	6,30	98,15	6,30
2	91,71	6,10	91,14	6,10
3	85,60	5,95	84,67	5,90
4	80,25	5,80	79,38	5,80
5	91,71	6,10	79,38	5,80
6	90,71	6,10	68,90	5,50
7	79,38	5,80	80,25	5,80
8	63,50	5,30	63,50	5,30
9	79,38	5,80	47,63	4,80

- Los valores de los diámetros se refieren a aquellos internos.

4.7.4 Obras al exterior Ningún cambio en relación a la Fase A se introdujo en las obras al exterior que consisten en los porticos de alto voltaje y en el edificio de control, ubicados cerca de la orilla del río Coca, unos 500 metros aguas arriba del Codo Sinclair.

#### 4.8 Equipo electromecánico y líneas de transmisión

También para el equipo electromecánico (equipo mecánico de la obra de toma, desarenador, compensador o chimenea y equipo electromecánico de la casa de máquinas) se han mantenido por el momento los mismos criterios de la Fase A solamente añadiendo, como ya se ha mencionado, un equipo de dragado en segunda etapa para garantizar el volumen necesario del embalse compensador.

En particular los grupos de la casa de máquinas se prevén constituidos por turbinas Pelton a eje vertical de 300 rpm con 6 inyectores y una potencia unitaria variable entre 115 y 174 MW.

El número de unidades por cada etapa en todas las alternativas es generalmente de tres (considerando para la segunda etapa de la Alternativa 9 también el grupo de reserva); solamente para la primera etapa de la Alternativa 8 el número de las unidades sube a cuatro incluyendo la unidad de reserva.

También para las líneas de transmisión se ha mantenido por el momento el mismo trazado y la misma llegada a la subestación de Santa Rosa de la fase anterior.

#### 4.9 Accesos y campamentos

El sistema de accesos a los diferentes frentes de las obras y la distribución de campamentos se han mantenido exactamente los mismos de la fase anterior del estudio.

## 5. PRODUCCION ENERGETICA

Para todas las alternativas ya sea en primera como en segunda etapa se han calculado las potencias instaladas y las energías primarias producidas según los criterios indicados a continuación.

5.1 Caudales disponibles

En todos los casos el caudal continuo disponible en la obra de captación se consideró igual al  $Q_{90}$  del caudal del río Coca (con el proyecto a su completo desarrollo) e igual a la mitad de este valor para las primeras etapas de todas las alternativas.

Estos valores tomando en cuenta la reducción del caudal del río Coca por efecto del acueducto Papallacta-Quito corresponden a 127 y 63,5  $m^3/s$  respectivamente para desarrollo completo del proyecto y para su primera etapa.

Las alternativas asociadas a compensador(es) aprovechan de un caudal continuo adicional (siempre  $Q_{90}$ ) de 0,7  $m^3/s$  de la quebrada Granadilla y de 0,3  $m^3/s$  de la quebrada Los Loros. En total el caudal continuo disponible según las alternativas y según sus etapas se indican en el Cuadro 5/1.

Cuadro 5/1

CAUDALES CONTINUOS DISPONIBLES ( $m^3/s$ )			
Alternativas	Primera Etapa	Segunda Etapa	Total
1	64,2	63,8	128,0
2	64,2	63,8	128,0
3	64,2	63,5	127,7
4	64,2	63,5	127,7
5	64,2	63,5	127,7
6	63,5	64,2	127,7
7	63,5	64,2	127,7
8	63,5	63,5	127,0
9	63,5	63,5	127,0



## 5.2 Caidas netas

Las caídas netas para las unidades se calcularon restando a las caídas brutas entre captación y restitución (663 m) las pérdidas hidráulicas, tanto distribuidas como concentradas y el desnivel entre el eje de dos grupos y el nivel normal del agua a la embocadura del canal de descarga (3,2 metros).

Las pérdidas de fricción a lo largo del sistema aducción, caída y restitución se calcularon asumiendo los valores de rugosidad indicados a continuación.

Tramos	Coefficientes de rugosidad (Strickler)
Aducción con revestimiento	75
Aducción sin rev. (Exc. Topo)	60
Galería de baja presión	75
Tubería en acero	85
Galería de restitución	75

Como pérdidas concentradas se han considerado las siguientes:

- Túnel de aducción con alternativas con chimenea  $1,5 v^2/2g$
- Túnel de aducción con alternativas con compensador  $2,0 v^2/2g$
- Tubería de presión (todas las alternativas)  $1,3 v^2/2g$

En el caso de alternativas con compensador las pérdidas en los túneles de aducción sirvieron para determinar los diámetros de los mismos.

Las pérdidas concentradas de las tuberías de presión en los dos casos (con y sin el compensador) se han mantenido iguales asumiendo que las pérdidas concentradas a la embocadura del túnel de baja presión (con compensador) sean del mismo orden que las pérdidas en la cámara de válvulas (con chimenea).

Para las alternativas asociadas a compensador(es) a fin de determinar potencias y energías se hizo referencia al nivel baricéntrico del embalse. A este respecto para las Alternativas de 1 a 5 el nivel baricéntrico de primera etapa se ha mantenido igual al nivel baricéntrico final (primera más segunda etapa).

Los valores de caídas netas así obtenidos en correspondencia de las unidades para las diferentes alternativas se indican en el Cuadro 5/2. Estos valores son relacionados a los caudales máximos de diseño

obtenidos dividiendo los caudales continuos del Cuadro 5/1 para los valores de los factores de planta.

Cuadro 5/2

CAIDAS NETAS CON CAUDALES DE DISEÑO (m)

Alternativas	Primera Etapa	Segunda Etapa
1	605,42	605,31
2	604,30	604,18
3	607,08	606,96
4	605,41	605,38
5	604,94	605,90
6	601,33	606,68
	(603,57)	
7	602,40	605,41
	(604,60)	
8	624,79	624,79
9	618,49	615,58

- Los valores entre paréntesis se refieren a la caída neta final del sistema de primera etapa.

### 5.3 Potencias y energías

Asociando a los caudales de diseño (caudales continuos divididos por el factor de planta) las caidas netas del Cuadro 5/2 se han obtenido los valores de potencia y de energía indicados en el Cuadro 5/3.

Las pérdidas hidráulicas al fin de determinar las energías, se han calculado multiplicando las pérdidas de potencia (a caudal máximo) por el correspondiente factor de planta.

Debido al bajo valor de la energía secundaria no se han evaluado las producciones de esta energía para las alternativas con chimeneas con factor de planta menores de 1 y las pequeñas producciones de energía producible con la diferencia entre caudal promedio y caudal continuo de las quebradas Granadillas y Los Loros para alternativas con compensador.

Cuadro 5/3

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
POTENCIAS Y ENERGÍAS

Alternativas	Factor de Planta		I Etapa		II Etapa		Total	
	I Etapa	II Etapa	Potencia Instalada (MW)	Energía Primaria (GWh/a)	Potencia Instalada (MW)	Energía Primaria (GWh/a)	Potencia Instalada (MW)	Energía Primaria (GWh/a)
1 CO	.65	.65	522,08	2.988,98	518,73	2.970,00	1.040,81	5.958,98
2 CO	.70	.70	483,89	2.980,67	480,78	2.961,71	965,03	5.942,38
3 CO	.75	.75	453,71	2.991,85	448,68	2.958,81	902,38	5.950,66
4 CO	.80	.80	424,19	2.981,19	419,53	2.948,54	843,72	5.929,74
5 CO	.70	.80	484,40	2.983,81	359,25	2.945,55	843,65	5.929,36
6 CH-CO	.70	.80	476,26	3.010,00	366,21	2.913,18	842,47	5.923,18
7 CH-CO	.80	.80	417,47	2.984,32	425,72	2.942,97	843,19	5.927,29
8 CH	1	1	346,39*	3.034,40	346,38	3.034,40	692,79	6.068,79
9 CH	.80	1	428,62	3.046,81	255,97*	2.950,15	684,59	5.996,96

- (\*) Sin el grupo de reserva.

- El factor de planta de la II etapa se entiende aquel correspondiente al desarrollo completo (I más II etapa).

## 6. CARACTERISTICAS TECNICO-ENERGETICAS DE LAS ALTERNATIVAS

Las características principales técnico-energéticas de las alternativas según las etapas de desarrollo del proyecto se indican en los Cuadros de 6/1 a 6/9 en las páginas siguientes.

Las características allí ilustradas son: los caudales, las caídas netas, los largos y los diámetros del sistema de aducción y de caída, los niveles y los volúmenes del embalse compensador, el diámetro y la altura del pozo de la chimenea de equilibrio y al fin las potencias y energías.

Cuadro 6/1

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 1 - RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS

Item	Unidad	1 Etapa	2 Etapa	Final
Factor de Planta	-	0,65	0,65	0,65
Sistema de Aducción	-	CO	CO	CO
Caudal Garantizado (Q <sub>90</sub> )	m <sup>3</sup> /s	64,20	63,80	128,00
Caudal Máximo	m <sup>3</sup> /s	98,77	98,15	196,92
Nivel Normal de Captación	m s.n.m.	1.273,00	1.273,00	
Nivel Máx. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	1.230,20	1.230,50	
Nivel Min. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	1.216,80	1.216,00	
Nivel Baricéntrico Emb.	m s.n.m.	1.225,08	1.225,08	
Nivel del Eje Turbina	m s.n.m.	610,20	610,20	
Caída Neta	m	605,42	605,31	
Diámetro Túnel de Aducción	m	5,24	5,24	
Longitud Túnel de Aducción	km	24,89	24,89	
Diámetro Tub. Baja Presión	m	5,07	5,04	
Diámetro Tub. Alta Presión	m	4,35	4,33	
Longitud Tub. Baja Presión	m	915,23	915,23	
Longitud Tub. Alta Presión	m	791,00	791,00	
Potencia Instalada	MW	522,08	518,73	1.040,81
Potencia Continua	MW	339,35	337,17	676,53
Numero de Unidades	-	3	3	6
Potencia Unitaria	MW	174,03	172,91	
Energía Primaria Anual	GWh/a	2.988,98	2.970,00	5.958,98

- Como diámetro del túnel de aducción se entiende el de excavación con topo, mientras los diámetros de las tuberías se refieren a los valores internos.

Cuadro 6/2

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 2 - RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS

Item	Unidad	1 Etapa	2 Etapa	Final
Factor de Planta	-	0,70	0,70	0,70
Sistema de Aducción	-	CO	CO	CO
Caudal Garantizado ( $Q_{90}$ )	m <sup>3</sup> /s	64,20	63,80	128,00
Caudal Máximo	m <sup>3</sup> /s	91,71	191,14	182,86
Nivel Normal de Captación	m s.n.m.	1.273,00	1.273,00	
Nivel Máx. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	1.228,50	1.228,90	
Nivel Min. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	1.216,60	1.216,00	
Nivel Baricéntrico Emb.	m s.n.m.	1.223,63	1.223,63	
Nivel del Eje Turbina	m s.n.m.	610,20	610,20	
Caída Neta	m	604,30	604,18	
Diámetro Túnel de Aducción	m	5,21	5,21	
Longitud Túnel de Aducción	km	24,89	24,89	
Diámetro Tub. Baja Presión	m	4,96	4,93	
Diámetro Tub. Alta Presión	m	4,25	4,23	
Longitud Tub. Baja Presión	m	915,23	915,23	
Longitud Tub. Alta Presión	m	791,00	791,00	
Potencia Instalada	MW	483,89	480,78	965,03
Potencia Continua	MW	338,85	336,67	675,52
Numero de Unidades	-	3	3	6
Potencia Unitaria	MW	161,36	160,32	
Energía Primaria Anual	GWh/a	2.980,67	2.961,71	5.942,36

- Como diámetro del túnel de aducción se entiende el de excavación con topo, mientras los diámetros de las tuberías se refieren a los valores internos.

Cuadro 6/3

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 3 - RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS

Item	Unidad	1 Etapa	2 Etapa	Final
Factor de Planta	-	0,75	0,75	0,75
Sistema de Aducción	-	CO	CO	CO
Caudal Garantizado (Q <sub>90</sub> )	m <sup>3</sup> /s	64,20	63,50	127,70
Caudal Máximo	m <sup>3</sup> /s	85,60	84,67	170,27
Nivel Normal de Captación	m s.n.m.	1.273,00	1.273,00	
Nivel Máx. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	1.229,50	1.232,10	
Nivel Min. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	1.221,90	1.216,00	
Nivel Baricéntrico Emb.	m s.n.m.	1.226,23	1.226,23	
Nivel del Eje Turbina	m s.n.m.	610,20	610,20	
Caída Neta	m	607,08	606,96	
Diámetro Túnel de Aducción	m	5,26	5,26	
Longitud Túnel de Aducción	km	24,89	24,89	
Diámetro Tub. Baja Presión	m	4,84	4,81	
Diámetro Tub. Alta Presión	m	4,15	4,12	
Longitud Tub. Baja Presión	m	915,23	915,23	
Longitud Tub. Alta Presión	m	791,00	791,00	
Potencia Instalada	MW	453,71	448,68	902,39
Potencia Continua	MW	340,28	336,51	676,79
Numero de Unidades	-	3	3	6
Potencia Unitaria	MW	151,24	149,56	
Energía Primaria Anual	GWh/a	2.991,85	2.958,81	5.950,66

- Como diámetro del túnel de aducción se entiende el de excavación con topo, mientras los diámetros de las tuberías se refieren a los valores internos.

Cuadro 6/4

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 4 - RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS

Item	Unidad	1 Etapa	2 Etapa	Final
Factor de Planta	-	0,80	0,80	0,80
Sistema de Aducción	-	CO	CO	CO
Caudal Garantizado ( $Q_{90}$ )	m <sup>3</sup> /s	64,20	63,50	127,70
Caudal Máximo	m <sup>3</sup> /s	80,25	79,38	159,63
Nivel Normal de Captación	m s.n.m.	1273,00	1273,00	
Nivel Máx. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	1.227,10	1.229,50	
Nivel Min. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	1.220,60	1.216,00	
Nivel Baricéntrico Emb.	m s.n.m.	1.224,27	1.224,27	
Nivel del Eje Turbina	m s.n.m.	610,20	610,20	
Caída Neta	m	605,41	605,38	
Diámetro Túnel de Aducción	m	5,22	5,22	
Longitud Túnel de Aducción	km	24,89	24,89	
Diámetro Tub. Baja Presión	m	4,75	4,72	
Diámetro Tub. Alta Presión	m	4,07	4,05	
Longitud Tub. Baja Presión	m	915,23	915,23	
Longitud Tub. Alta Presión	m	791,00	791,00	
Potencia Instalada	MW	424,19	419,53	843,72
Potencia Continua	MW	339,35	335,63	674,98
Numero de Unidades	-	3	3	6
Potencia Unitaria	MW	141,40	139,84	
Energía Primaria Anual	GWh/a	2.981,19	2.948,81	5.929,74

- Como diámetro del túnel de aducción se entiende el de excavación con topo, mientras los diámetros de las tuberías se refieren a los valores internos.



Cuadro 6/5

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 5 - RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS

Item	Unidad	1 Etapa	2 Etapa	Final
Factor de Planta	-	0,70	0,80	0,80
Sistema de Aducción	-	CO	CO	CO
Caudal Garantizado (Q <sub>90</sub> )	m <sup>3</sup> /s	64,20	63,50	127,70
Caudal Máximo	m <sup>3</sup> /s	91,71	67,91	159,63
Nivel Normal de Captación	m s.n.m.	1.273,00	1.273,00	
Nivel Máx. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	1.228,80	1.229,50	
Nivel Min. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	1.217,30	1.216,00	
Nivel Baricéntrico Emb.	m s.n.m.	1.224,27	1.224,27	
Nivel del Eje Turbina	m s.n.m.	610,20	610,20	
Caída Neta	m	604,94	605,90	
Diámetro Túnel de Aducción	m	5,22	5,22	
Longitud Túnel de Aducción	km	24,89	24,89	
Diámetro Tub. Baja Presión	m	4,96	4,49	
Diámetro Tub. Alta Presión	m	4,25	3,85	
Longitud Tub. Baja Presión	m	915,23	915,23	
Longitud Tub. Alta Presión	m	791,00	791,00	
Potencia Instalada 1.Et.	MW	476,26	-	
Potencia Instalada Final	MW	477,62	364,53	842,15
Potencia Continua 1.Et.	MW	333,38	-	
Potencia Continua Final	MW	382,09	291,63	673,72
Numero de Unidades	-	3	3	6
Potencia Unitaria 1.Et.	MW	158,75	-	
Potencia Unitaria Final	MW	159,21	121,51	
Energía Primaria 1.Et.	GWh/a	3.010,00		
Energía Primaria Final	GWh/a	3.359,38	2.563,78	5.923,16

- Como diámetro del túnel de aducción se entiende lo de excavación con topo, mientras los diámetros de las tuberías se refieren a los valores internos.

Cuadro 6/6

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 6 - RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS

Item	Unidad	1 Etapa	2 Etapa	Final
Factor de Planta	-	0,70	0,80	0,80
Sistema de Aducción	-	CH	CO	CO
Caudal Garantizado ( $Q_{90}$ )	m <sup>3</sup> /s	63,50	64,20	127,70
Caudal Máximo	m <sup>3</sup> /s	90,71	68,91	159,63
Nivel Normal de Captación	m s.n.m.	1.273,00	1.273,00	
Nivel Máx. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	-	1.229,50	
Nivel Min. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	-	1.216,00	
Nivel Baricéntrico Emb.	m s.n.m.	-	1.224,27	
Nivel del Eje Turbina	m s.n.m.	610,20	610,20	
Caída Neta 1. Etapa	m	601,33	-	
Caída Neta Final	m	603,57	606,68	
Diámetro Túnel de Aducción	m	5,89	4,38	
Longitud Túnel de Aducción	km	25,69	24,89	
Diámetro Tub. Baja Presión	m	-	4,52	
Diámetro Tub. Alta Presión	m	4,12	3,87	
Longitud Tub. Baja Presión	m	-	915,23	
Longitud Tub. Alta Presión	m	945,00	791,00	
Diámetro Int. Pozo Chimenea	m	7,90	-	
Altura Pozo Chimenea	m	202,00	-	
Potencia Instalada 1.Et.	MW	484,40	-	
Potencia Instalada Final	MW	484,80	358,85	843,65
Potencia Continua 1.Et.	MW	339,08	-	
Potencia Continua Final	MW	387,85	287,35	675,20
Numero de Unidades	-	3	3	6
Potencia Unitaria 1.Et.	MW	161,47	-	
Potencia Unitaria Final	MW	161,60	119,62	
Energía Primaria 1.Et.	GWh/a	2.983,81		
Energía Primaria Final	GWh/a	3.407,92	2.521,44	5.929,36

- Como diámetro del túnel de aducción se entiende el de excavación con topo, mientras los diámetros de las tuberías se refieren a los valores internos.

Cuadro 6/7

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 7 - RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS

Item	Unidad	1 Etapa	2 Etapa	Final
Factor de Planta	-	0,80	0,80	0,80
Sistema de Aducción	-	CH	CO	CO
Caudal Garantizado (Q <sub>90</sub> )	m <sup>3</sup> /s	63,50	64,20	127,70
Caudal Máximo	m <sup>3</sup> /s	79,38	80,25	159,63
Nivel Normal de Captación	m s.n.m.	1.273,00	1.273,00	
Nivel Máx. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	-	1.229,50	
Nivel Min. Nor. Emb. Comp.	m s.n.m.	-	1.216,00	
Nivel Baricéntrico Emb.	m s.n.m.	-	1.224,27	
Nivel del Eje Turbina	m s.n.m.	610,20	610,20	
Caída Neta 1. Etapa	m	602,40	-	
Caída Neta Final	m	604,60	605,41	
Diámetro Túnel de Aducción	m	5,60	4,79	
Longitud Túnel de Aducción	km	25,69	24,89	
Diámetro Tub. Baja Presión	m	-	4,75	
Diámetro Tub. Alta Presión	m	4,00	4,07	
Longitud Tub. Baja Presión	m	-	915,23	
Longitud Tub. Alta Presión	m	945,00	791,00	
Diámetro Int. Pozo Chimenea	m	7,50	-	
Altura Pozo Chimenea	m	202,00	-	
Potencia Instalada 1.Et.	MW	417,47	-	
Potencia Instalada Final	MW	418,63	424,19	842,81
Potencia Continua 1.Et.	MW	333,98	-	
Potencia Continua Final	MW	334,90	339,35	674,25
Numero de Unidades	-	3	3	6
Potencia Unitaria 1.Et.	MW	139,16	-	
Potencia Unitaria Final	MW	139,54	141,40	
Energía Primaria 1.Et.	GWh/a	2.984,32		
Energía Primaria Final	GWh/a	2.943,47	2.983,79	5.927,26

- Como diámetro del túnel de aducción se entiende el de excavación con topo, mientras los diámetros de las tuberías se refieren a los valores internos.

Cuadro 6/8

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 8 - RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS

Item	Unidad	1 Etapa	2 Etapa	Final
Factor de Planta	-	1,00	1,00	1,00
Sistema de Aducción	-	CH	CH	CH
Caudal Garantizado (Q <sub>90</sub> )	m <sup>3</sup> /s	63,50	63,50	127,00
Caudal Máximo	m <sup>3</sup> /s	63,50	63,50	127,00
Nivel Normal de Captación	m s.n.m.	1.273,00	1.273,00	
Nivel del Eje Turbina	m s.n.m.	609,50	609,50	
Caída Neta	m	624,79	624,79	
Diámetro Túnel de Aducción	m	4,95	4,95	
Longitud Túnel de Aducción	km	25,69	25,69	
Diámetro Tub. Alta Presión	m	3,75	3,75	
Longitud Tub. Alta Presión	m	945,00	945,00	
Diámetro Int. Pozo Chimenea	m	7,30	7,30	
Altura Pozo Chimenea	m	202,00	202,00	
Potencia Instalada	MW	461,86	346,39	808,25
Potencia Continua	MW	346,39	346,39	692,78
Numero de Unidades	-	3+1	3	6+1
Potencia Unitaria	MW	115,46	115,46	
Energía Primaria	GWh/a	3.034,40	3.034,40	6.078,79

- Como diámetro del túnel de aducción se entiende el de excavación con topo, mientras los diámetros de las tuberías se refieren a los valores internos.
- En los valores de la potencia instalada se incluye también el grupo de reserva.

Cuadro 6/9

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 9 - RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS

Item	Unidad	1 Etapa	2 Etapa	Final
Factor de Planta	-	0,80	1,00	1,00
Sistema de Aducción	-	CH	CH	CH
Caudal Garantizado (Q <sub>90</sub> )	m <sup>3</sup> /s	63,50	63,50	127,00
Caudal Máximo	m <sup>3</sup> /s	79,38	63,50	142,88
Nivel Normal de Captación	m s.n.m.	1.273,00	1.273,00	
Nivel del Eje Turbina	m s.n.m.	610,20	610,20	
Caída Neta	m	618,49	615,58	
Diámetro Túnel de Aducción	m	5,25	4,25	
Longitud Túnel de Aducción	km	25,69	25,69	
Diámetro Tub. Alta Presión	m	4,00	3,32	
Longitud Tub. Alta Presión	m	945,00	945,00	
Diámetro Int. Pozo Chimenea	m	8,10	5,75	
Altura Pozo Chimenea	m	202,00	202,00	
Potencia Instalada	MW	428,62	383,95	812,57
Potencia Continua	MW	342,90	341,69	684,58
Numero de Unidades	-	3	2+1	5+1
Potencia Unitaria	MW	142,87	127,98	
Energía Primaria	GWh/a	3.046,81	2.950,15	5.996,96

- Como diámetro del túnel de aducción se entiende el de excavación con topo, mientras los diámetros de las tuberías se refieren a los valores internos.
- En los valores de la potencia instalada se incluye también el grupo de reserva.

## 7. PRESUPUESTOS

### 7.1 Costos unitarios

A este nivel de estudio se utilizaron todavía los costos unitarios determinados en la Fase A (véase Cuadro 1/2), actualizándolos a enero de 1990, a igual fecha de referencia de los costos marginales de potencia y energía del sistema de generación entregados por Planificación de INECEL.

Para esta actualización se utilizó la información de incremento de precios publicada por la revista Engineering News Record que indica un incremento del 7,33% entre enero de 1987 y enero de 1990. Esta actualización se aplicó tanto a los costos unitarios de las obras civiles, como a aquellos del equipo electromecánico.

El costo unitario directo de las obras civiles determinado en la Fase A resulta como suma de sus componentes de mano de obra, materiales de consumo y equipo de construcción. Cada rubro se ha dividido en componentes de moneda local y extranjera.

A este costo se añadió un porcentaje del 55% para cubrir los costos indirectos, que incluyen todos los gastos que no es posible cargar a las partidas de obra, obteniendo así los costos unitarios totales.

### 7.2 Costos Directos

Para todas las alternativas los costos directos de cada sección de obra se obtuvieron asociando los costos unitarios a las cantidades de obras. Las cantidades de obras civiles fueron calculadas en base a los criterios de diseño ilustrados en el Capítulo 3 y utilizando programas computarizados para determinar las mismas. A los costos directos de las obras civiles se añadió un porcentaje variable según las obras para tomar en cuenta items menores y acabados.

La incidencia de estos porcentajes para items no calculados se ha considerado variable en un mínimo de un 3% para los túneles de aducción hasta un máximo de un 12% para la casa de máquinas. En el caso de los embalses compensadores esta incidencia se subió a valores variables entre el 15% y el 30% (según la interferencia del nivel máximo del embalse con la formación Napo) para tomar en cuenta las obras de protección del embalse mismo.

La suma de los costos directos de las obras civiles así obtenidos y de los costos directos del equipo, resulta en el costo directo total de cada alternativa.

### 7.3 Presupuestos

Al costo directo total de cada alternativa se añadió un 10% de gastos de ingeniería, investigaciones adicionales y administración y porcentajes variables según la naturaleza de las obras, de imprevistos de cantidades.

Los imprevistos fueron calculados como porcentaje del monto total de cada obra, según lo indicado a continuación:

- 25 por ciento para las obras en subterráneo (casa de máquinas excluida).
- 20 por ciento para la casa de máquinas y el embalse compensador.
- 15 por ciento para todas las otras obras civiles al exterior.
- 5 por ciento para el equipo electromecánico.

La incidencia ponderada de los imprevistos arriba indicados varía entre 16,9 y 17,2% según las alternativas.

Con la metodología arriba mencionada se han calculado para cada alternativa los presupuestos detallados en los Cuadros de 7/1 hasta 7/9. El resumen de los presupuestos antedichos que no incluyen las líneas de transmisión se indican en el Cuadro 7/10.

El presupuesto de las líneas de transmisión fue calculado aparte, cargando los costos directos con un 10% de imprevistos y con un 10% de gastos de ingeniería y administración obteniendo los valores indicados en el Cuadro 7/11.

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 1 - 1a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	1	POT. INSTALADA	:	522 MW
FACTOR DE PLANTA	:	0.65	N.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	1a	ENERGIA ANUAL	:	2,986 GWh

CONCEPTO	Costos parciales		Costo total	
	Local (US\$)	Extranjera (US\$)	(US\$)	z
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	10,961,199	22,925,706	33,886,904	7.82
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	100,648,319	152,863,306	253,511,625	58.22
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,963,667	76,393,752	85,357,420	19.62
3 IMPREVISTOS	22,576,782	40,219,721	62,796,503	14.42
4 COSTO TOTAL	143,149,967	292,402,485	435,552,452	100.02
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1 Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2 Vía de acceso y campamentos	14,660,309	12,902,436	27,562,744	10.92
2.1.3 Captación y obras anexas	27,156,569	31,128,303	58,284,872	23.02
2.1.4 Aducción	36,197,421	79,929,675	116,127,096	45.82
2.1.5a Chimenea de equilibrio	0	0	0	0.02
2.1.5b Embalse compensador	5,056,287	8,174,391	13,230,678	5.22
2.1.6 Tubería de presión	5,270,235	7,435,709	12,705,944	5.02
2.1.7 Casa de máquinas	8,452,038	9,299,554	17,751,592	7.02
2.1.8 Obras de descarga	1,567,337	2,039,639	3,606,976	1.42
2.1.9 Patio de maniobra	1,670,968	1,615,715	3,286,683	1.32
2.1.10 Salidas líneas	617,155	337,885	955,039	0.42
TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	100,648,319	152,863,306	253,511,625	100.02
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1 Equipos toma y tubería	2,587,478	12,678,815	15,266,293	17.92
2.2.2 Equipos de casa de máquinas	6,376,190	63,714,937	70,091,127	82.12
TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,963,667	76,393,752	85,357,420	100.02

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.



ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 1 - 2a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	1	POT. INSTALADA	:	519 MW
FACTOR DE PLANTA	:	0.65	N.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	2a	ENERGIA ANUAL	:	2,970 GWh
		Costos parciales		Costo total	
CONCEPTO		Local (US\$)	Extranjera (US\$)	Costo total (US\$)	2
1	INGENIERIA Y ADMINISTRACION	7,046,524	17,665,900	24,712,424	7.82
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	61,747,716	101,838,743	163,586,459	51.52
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,717,525	74,820,258	83,537,783	26.32
3	IMPREVISTOS	15,591,098	30,155,325	45,746,423	14.42
4	COSTO TOTAL	93,102,863	224,480,226	317,583,089	100.02
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1	Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2	Via de acceso y campamentos	0	0	0	0.02
2.1.3	Captación y obras anexas	8,026,168	8,204,818	16,230,986	9.92
2.1.4	Aducción	31,625,964	67,282,815	98,908,779	60.52
2.1.5a	Chimenea de equilibrio	0	0	0	0.02
2.1.5b	Embalse compensador	9,340,016	11,362,614	20,702,630	12.72
2.1.6	Tubería de presión	4,299,334	6,270,859	10,570,193	6.52
2.1.7	Casa de máquinas	4,728,810	4,789,112	9,517,922	5.82
2.1.8	Obras de descarga	1,797,208	2,341,540	4,138,747	2.52
2.1.9	Palio de maniobra	1,535,447	1,487,901	3,023,348	1.82
2.1.10	Salidas líneas	394,770	99,084	493,854	0.32
	TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	61,747,716	101,838,743	163,586,459	100.02
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1	Equipos toma, tubería, dragado	2,371,554	11,407,289	13,778,843	16.52
2.2.2	Equipos de casa de máquinas	6,345,971	63,412,970	69,758,940	83.52
	TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,717,525	74,820,258	83,537,783	100.02

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 2 - 1a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	2	POT. INSTALADA	:	484 MW
FACTOR DE PLANTA	:	0.70	N.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	1a	ENERGIA ANUAL	:	2,981 GWh
		Costos parciales		Costo total	
CONCEPTO		Local (US\$)	Estranjera (US\$)	(US\$)	2
1	INGENIERIA Y ADMINISTRACION	10,823,119	22,402,579	33,225,699	7.82
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	99,640,401	151,318,405	250,958,806	58.72
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,590,794	72,707,388	81,298,182	19.02
3	IMPREVISTOS	22,299,479	39,621,600	61,921,080	14.52
4	COSTO TOTAL	141,353,793	286,049,973	427,403,766	100.02
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1	Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2	Via de acceso y campamentos	14,660,309	12,902,436	27,562,744	11.02
2.1.3	Captación y obras anexas	27,156,569	31,128,303	58,284,872	23.22
2.1.4	Aducción	35,788,811	79,238,426	115,027,237	45.82
2.1.5a	Chimenea de equilibrio	0	0	0	0.02
2.1.5b	Embalse compensador	4,891,583	7,868,274	12,759,857	5.12
2.1.6	Tubería de presión	5,078,073	7,180,617	12,258,690	4.92
2.1.7	Casa de máquinas	8,305,393	9,114,560	17,419,953	6.92
2.1.8	Obras de descarga	1,501,167	1,954,606	3,455,773	1.42
2.1.9	Patio de maniobra	1,641,341	1,593,299	3,234,640	1.32
2.1.10	Salidas líneas	617,155	337,885	955,039	0.42
	TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	99,640,401	151,318,405	250,958,806	100.02
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1	Equipos toma y tubería	2,579,724	12,640,958	15,220,682	18.72
2.2.2	Equipos de casa de máquinas	6,011,070	60,066,430	66,077,500	81.32
	TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,590,794	72,707,388	81,298,182	100.02

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 2 - 2a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	2	POT. INSTALADA	:	481 MW
FACTOR DE PLANTA	:	0.70	N.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	2a	ENERGIA ANUAL	:	2,962 GWh

CONCEPTO	Costos parciales		Costo total	
	Local (US\$)	Extranjera (US\$)	(US\$)	z
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	6,746,470	16,954,833	23,701,303	7.82
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	59,124,057	98,452,337	157,576,394	51.72
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,340,642	71,095,990	79,436,632	26.12
3 IMPREVISTOS	14,966,724	29,158,857	44,125,581	14.52
4 COSTO TOTAL	89,177,893	215,662,017	304,839,910	100.02
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1 Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2 Vía de acceso y campamentos	0	0	0	0.02
2.1.3 Captación y obras anexas	8,026,168	8,204,818	16,230,986	10.32
2.1.4 Aducción	31,276,829	66,671,254	97,948,083	62.22
2.1.5a Chimenea de equilibrio	0	0	0	0.02
2.1.5b Embalse compensador	7,344,472	8,994,051	16,338,522	10.42
2.1.6 Tubería de presión	4,189,782	6,075,214	10,264,996	6.52
2.1.7 Casa de máquinas	4,685,735	4,728,371	9,414,107	6.02
2.1.8 Obras de descarga	1,723,008	2,246,342	3,969,349	2.52
2.1.9 Patio de maniobra	1,483,295	1,433,203	2,916,498	1.92
2.1.10 Salidas líneas	394,770	99,084	493,854	0.32
TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	59,124,057	98,452,337	157,576,394	100.02
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1 Equipos toma, tubería, dragado	2,363,377	11,367,364	13,730,741	17.32
2.2.2 Equipos de casa de máquinas	5,977,265	59,728,626	65,705,891	82.72
TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,340,642	71,095,990	79,436,632	100.02

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.

## ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

## ALTERNATIVA 3 - 1a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos		:	ENERO 1990	Factor de reajuste		:	1.0733		
ALTERNATIVA	:		3	POT. INSTALADA	:		454	MW	
FACTOR DE PLANTA	:		0.75	N.O DE UNIDADES	:		3		
ETAPA	:		1a	ENERGIA ANUAL	:		2,991	GWh	
				Costos parciales				Costo total	
CONCEPTO		Local		Extranjera					
		(US\$)		(US\$)				(US\$)	
								2	
1	INGENIERIA Y ADMINISTRACION		10,807,434		22,064,939		32,872,373		7.82
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES		100,013,499		152,074,061		252,087,561		59.52
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS		8,060,843		68,575,327		76,636,170		18.12
3	IMPREVISTOS		22,342,295		39,547,615		61,889,909		14.62
4	COSTO TOTAL		141,224,072		282,261,942		423,486,013		100.02
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES								
2.1.1	Terrenos y servidumbre		0		0		0		0.02
2.1.2	Via de acceso y campeonets		14,660,309		12,902,436		27,562,744		10.92
2.1.3	Caplacion y obras anexas		27,156,569		31,128,303		58,284,872		23.12
2.1.4	Aduccion		35,682,455		79,156,197		114,838,652		45.62
2.1.5a	Chimenea de equilibrio		0		0		0		0.02
2.1.5b	Eembalse compensador		5,701,441		9,140,245		14,841,686		5.92
2.1.6	Tuberia de presion		4,974,007		7,015,771		11,989,778		4.82
2.1.7	Casa de maquinas		8,154,458		8,937,958		17,092,415		6.82
2.1.8	Obras de descarga		1,476,687		1,913,946		3,390,633		1.32
2.1.9	Patio de maniobra		1,590,418		1,541,322		3,131,740		1.22
2.1.10	Salidas lineas		617,155		337,885		955,039		0.42
	TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES		100,013,499		152,074,061		252,087,561		100.02
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS								
2.2.1	Equipos toma y tuberia		2,352,037		11,529,312		13,881,350		18.12
2.2.2	Equipos de casa de maquinas		5,708,806		57,046,015		62,754,821		81.92
	TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS		8,060,843		68,575,327		76,636,170		100.02

Nota: Costos de lineas de transmision no incluidos.

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 3 - 2a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	3	POT. INSTALADA	:	449 MW
FACTOR DE PLANTA	:	0.75	N.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	2a	ENERGIA ANUAL	:	2,959 GWh

CONCEPTO	Costos parciales		Costo total	
	Local (US\$)	Estranjera (US\$)	(US\$)	z
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	6,013,503	15,833,855	21,847,358	7.82
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	52,354,353	91,602,817	143,957,170	51.22
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	7,780,680	66,735,729	74,516,409	26.52
3 IMPREVISTOS	13,487,193	27,538,242	41,025,435	14.62
4 COSTO TOTAL	79,635,729	201,710,643	281,346,372	100.02
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1 Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2 Vía de acceso y campamentos	0	0	0	0.02
2.1.3 Captación y obras anexas	8,026,168	8,204,818	16,230,986	11.32
2.1.4 Aducción	32,170,214	69,214,513	101,384,727	70.42
2.1.5a Chimenea de equilibrio	0	0	0	0.02
2.1.5b Embalse compensador	0	0	0	0.02
2.1.6 Tubería de presión	4,061,321	5,892,123	9,953,444	6.92
2.1.7 Casa de máquinas	4,579,084	4,619,686	9,198,770	6.42
2.1.8 Obras de descarga	1,667,898	2,159,085	3,826,983	2.72
2.1.9 Patio de maniobra	1,454,897	1,413,508	2,868,405	2.02
2.1.10 Salidas líneas	394,770	99,084	493,854	0.32
TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	52,354,353	91,602,817	143,957,170	100.02
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1 Equipos tona, tubería, dragado	2,121,661	10,187,224	12,308,886	16.52
2.2.2 Equipos de casa de máquinas	5,659,018	56,548,505	62,207,523	83.52
TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	7,780,680	66,735,729	74,516,409	100.02

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.

## ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

## ALTERNATIVA 4 - 1a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	4	POT. INSTALADA	:	425 MW
FACTOR DE PLANTA	:	0.80	N.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	1a	ENERGIA ANUAL	:	2,984 GWh
		Costos parciales		Costo total	
CONCEPTO		Local (US\$)	Extranjera (US\$)	(US\$)	2
1	INGENIERIA Y ADMINISTRACION	10,609,928	21,436,247	32,046,175	7.82
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	98,522,818	149,657,037	248,179,855	60.12
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	7,576,467	64,705,433	72,281,899	17.52
3	IMPREVISTOS	21,950,034	38,739,994	60,690,027	14.72
4	COSTO TOTAL	138,659,247	274,538,710	413,197,957	100.02
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1	Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2	Vía de acceso y campeonatos	14,660,309	12,902,436	27,562,744	11.12
2.1.3	Captación y obras anexas	27,156,569	31,128,303	58,284,872	23.52
2.1.4	Aducción	35,191,696	78,271,508	113,463,204	45.72
2.1.5a	Chimenea de equilibrio	0	0	0	0.02
2.1.5b	Embalse compensador	4,983,938	7,996,200	12,980,138	5.22
2.1.6	Tubería de presión	4,814,570	6,811,393	11,625,963	4.72
2.1.7	Casa de máquinas	8,093,922	8,845,496	16,939,418	6.82
2.1.8	Obras de descarga	1,428,105	1,839,739	3,267,844	1.32
2.1.9	Patio de maniobra	1,576,556	1,524,078	3,100,634	1.22
2.1.10	Salidas líneas	617,155	337,885	955,039	0.42
	TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	98,522,818	149,657,037	248,179,855	100.02
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1	Equipos toma y tubería	2,162,165	10,602,287	12,764,452	17.72
2.2.2	Equipos de casa de máquinas	5,414,302	54,103,145	59,517,447	82.32
	TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	7,576,467	64,705,433	72,281,899	100.02

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 4 - 2a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	4	POT. INSTALADA	:	420 MW
FACTOR DE PLANTA	:	0.80	N.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	2a	ENERGIA ANUAL	:	2,949 GWh

CONCEPTO	Costos parciales		Costo total	
	Local (US\$)	Extranjera (US\$)	(US\$)	z
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	5,904,943	15,350,257	21,255,200	7.82
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	51,738,736	90,555,488	142,294,224	51.92
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	7,310,690	62,947,085	70,257,775	25.62
3 IMPREVISTOS	13,296,580	27,046,879	40,343,459	14.72
4 COSTO TOTAL	78,250,948	195,899,710	274,150,658	100.02
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1 Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2 Vía de acceso y campamentos	0	0	0	0.02
2.1.3 Captación y obras anexas	8,026,168	8,204,818	16,230,986	11.42
2.1.4 Aducción	31,721,375	68,411,255	100,132,630	70.42
2.1.5a Chimenea de equilibrio	0	0	0	0.02
2.1.5b Embalse compensador	0	0	0	0.02
2.1.6 Tubería de presión	3,992,416	5,770,120	9,762,536	6.92
2.1.7 Casa de máquinas	4,521,598	4,560,300	9,081,898	6.42
2.1.8 Obras de descarga	1,639,960	2,112,416	3,752,376	2.62
2.1.9 Patio de maniobra	1,442,450	1,397,495	2,839,945	2.02
2.1.10 Salidas líneas	394,770	99,084	493,854	0.32
TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	51,738,736	90,555,488	142,294,224	100.02
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1 Equipos toma, tubería, dragado	1,944,020	9,319,917	11,263,937	16.02
2.2.2 Equipos de casa de máquinas	5,366,669	53,627,168	58,993,838	84.02
TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	7,310,690	62,947,085	70,257,775	100.02

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 5 - 1a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	5	POT. INSTALADA	:	485 MW
FACTOR DE PLANTA	:	0.70	N.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	1a	ENERGIA ANUAL	:	3,408 GWh

CONCEPTO	Costos parciales		Costo total	
	Local (US\$)	Estranjera (US\$)	(US\$)	%
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	10,774,828	22,321,451	33,096,280	7.02
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	99,156,413	150,507,006	249,663,419	58.72
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,591,868	72,707,508	81,299,376	19.12
3 IMPREVISTOS	22,161,362	39,391,437	61,552,798	14.52
4 COSTO TOTAL	140,684,471	284,927,402	425,611,873	100.02
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1 Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2 Via de acceso y rampamientos	14,660,309	12,902,436	27,562,744	11.02
2.1.3 Captación y obras anexas	27,156,569	31,128,303	58,284,872	23.32
2.1.4 Aducción	35,191,696	78,271,508	113,463,204	45.42
2.1.5a Chimenea de equilibrio	0	0	0	0.02
2.1.5b Embalse compensador	4,983,938	7,996,200	12,980,138	5.22
2.1.6 Tubería de presión	5,098,846	7,208,211	12,307,056	4.92
2.1.7 Casa de máquinas	8,305,393	9,114,560	17,419,953	7.02
2.1.8 Obras de descarga	1,501,167	1,954,606	3,455,773	1.42
2.1.9 Patio de maniobra	1,641,341	1,593,299	3,234,640	1.32
2.1.10 Salidas líneas	617,155	337,885	955,039	0.42
TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	99,156,413	150,507,006	249,663,419	100.02
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1 Equipos toma y tubería	2,581,801	12,651,099	15,232,899	18.72
2.2.2 Equipos de casa de máquinas	6,010,067	60,056,410	66,066,477	81.32
TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,591,868	72,707,508	81,299,376	100.02

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.



ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 5 - 2a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	5	POT. INSTALADA	:	359 MW
FACTOR DE PLANTA	:	0.80	N.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	2a	ENERGIA ANUAL	:	2,524 GWh
<hr/>					
		Costos parciales		Costo total	
CONCEPTO		Local (US\$)	Extranjera (US\$)	(US\$)	%
<hr/>					
1	INGENIERIA Y ADMINISTRACION	5,764,104	14,487,144	20,251,248	7.72
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	51,327,901	89,995,338	141,323,239	53.92
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	6,313,143	54,876,100	61,189,243	23.32
3	IMPREVISTOS	13,143,721	26,464,382	39,608,102	15.12
<hr/>					
4	COSTO TOTAL	76,548,870	185,822,963	262,371,833	100.02
<hr/>					
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1	Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2	Via de acceso y campamentos	0	0	0	0.02
2.1.3	Captación y obras anexas	8,026,168	8,204,818	16,230,986	11.52
2.1.4	Aducción	31,721,375	68,411,255	100,132,630	70.92
2.1.5a	Chimenea de equilibrio	0	0	0	0.02
2.1.5b	Embalse compensador	0	0	0	0.02
2.1.6	Tubería de presión	3,773,044	5,417,480	9,190,524	6.52
2.1.7	Casa de máquinas	4,411,136	4,426,160	8,837,295	6.32
2.1.8	Obras de descarga	1,639,960	2,112,416	3,752,376	2.72
2.1.9	Patio de maniobra	1,361,449	1,324,125	2,685,574	1.92
2.1.10	Salidas líneas	394,770	99,084	493,854	0.32
<hr/>					
	TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	51,327,901	89,995,338	141,323,239	100.02
<hr/>					
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1	Equipos toma,tuberia,dragado	1,572,782	7,507,402	9,080,185	14.82
2.2.2	Equipos de casa de máquinas	4,740,361	47,368,697	52,109,058	85.22
<hr/>					
	TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	6,313,143	54,876,100	61,189,243	100.02
<hr/>					
Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.					

## ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

## ALTERNATIVA 6 - 1a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	6	POT. INSTALADA	:	478 MW
FACTOR DE PLANTA	:	0.70	N.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	1a	ENERGIA ANUAL	:	3,359 GWh
		Costos parciales		Costo total	
CONCEPTO		Local (US\$)	Extranjera (US\$)	(US\$)	z
1	INGENIERIA Y ADMINISTRACION	12,251,138	24,902,003	37,153,141	7.82
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	113,546,237	174,860,659	288,406,896	60.42
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,965,140	74,159,369	83,124,509	17.42
3	IMPREVISTOS	24,842,724	44,330,175	69,172,899	14.52
4	COSTO TOTAL	159,605,238	318,252,206	477,857,445	100.02
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1	Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2	Vía de acceso y campamentos	14,660,309	12,902,436	27,562,744	9.62
2.1.3	Captación y obras anexas	40,075,006	49,970,920	90,045,926	31.22
2.1.4	Aducción	41,266,683	90,609,517	131,876,200	45.72
2.1.5a	Chimenea de equilibrio	2,753,911	3,763,049	6,536,959	2.32
2.1.5b	Embalse compensador	0	0	0	0.02
2.1.6	Tubería de presión	2,756,021	4,634,709	7,390,731	2.62
2.1.7	Casa de máquinas	8,280,386	9,081,119	17,361,505	6.02
2.1.8	Obras de descarga	1,501,167	1,954,606	3,455,773	1.22
2.1.9	Patio de maniobra	1,635,600	1,566,418	3,222,018	1.12
2.1.10	Salidas líneas	617,155	337,885	955,039	0.32
	TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	113,546,237	174,860,659	288,406,896	100.02
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1	Equipos toma y tubería	3,031,098	14,862,659	17,893,757	21.52
2.2.2	Equipos de casa de máquinas	5,934,042	59,296,710	65,230,752	78.52
	TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,965,140	74,159,369	83,124,509	100.02

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 6 - 2a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	6	POT. INSTALADA	:	365 MW
FACTOR DE PLANTA	:	0.80	M.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	2a	ENERGIA ANUAL	:	2,564 GWh

CONCEPTO	Costos parciales		Costo total	
	Local (US\$)	Extranjera (US\$)	(US\$)	z
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	5,239,909	13,344,710	18,584,619	7.82
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	46,246,572	79,054,700	125,301,272	52.42
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	6,152,523	54,392,400	60,544,923	25.32
3 IMPREVISTOS	11,621,633	22,954,710	34,576,343	14.52
4 COSTO TOTAL	69,260,637	169,746,520	239,007,157	100.02
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1 Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2 Vía de acceso y campamentos	0	0	0	0.02
2.1.3 Captación y obras anexas	6,578,284	8,507,806	15,086,090	12.02
2.1.4 Aducción	22,907,795	48,960,299	71,868,094	57.42
2.1.5a Chimenea de equilibrio	0	0	0	0.02
2.1.5b Embalse compensador	4,983,938	7,996,200	12,980,138	10.42
2.1.6 Tubería de presión	4,051,588	5,742,499	9,794,087	7.82
2.1.7 Casa de máquinas	4,424,247	4,441,043	8,865,290	7.12
2.1.8 Obras de descarga	1,541,616	1,979,510	3,521,126	2.82
2.1.9 Pálio de maniobra	1,364,335	1,326,259	2,692,594	2.12
2.1.10 Salidas líneas	394,770	99,084	493,854	0.42
TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	46,246,572	79,054,700	125,301,272	100.02
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1 Equipos toma, tubería, dragado	1,349,849	6,401,035	7,750,884	12.82
2.2.2 Equipos de casa de máquinas	4,802,674	47,991,365	52,794,039	87.22
TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	6,152,523	54,392,400	60,544,923	100.02

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 7 - 1a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos :		ENERO 1990		Factor de reajuste :		1.0733	
ALTERNATIVA :		7		POT. INSTALADA :		419	MW
FACTOR DE PLANTA :		0.80		M.O DE UNIDADES :		3	
ETAPA :		1a		ENERGIA ANUAL :		2,943	GWh
CONCEPTO		Costos parciales		Costo total			
		Local (US\$)	Extranjera (US\$)	(US\$)		z	
1	INGENIERIA Y ADMINISTRACION	11,462,631	23,026,805	34,489,436		7.82	
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	106,666,720	164,032,663	270,699,383		61.02	
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	7,959,588	66,235,387	74,194,975		16.72	
3	IMPREVISTOS	23,256,458	41,315,959	64,572,417		14.52	
4	COSTO TOTAL	149,345,396	294,610,815	443,956,211		100.02	
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES						
2.1.1	Terrenos y servidumbre	0	0	0		0.02	
2.1.2	Vía de acceso y campamentos	14,660,309	12,902,436	27,562,744		10.22	
2.1.3	Captación y obras anexas	37,042,638	46,674,272	83,716,910		30.92	
2.1.4	Aducción	38,017,453	83,953,900	121,971,353		45.12	
2.1.5a	Chimenea de equilibrio	2,355,082	3,215,443	5,570,525		2.12	
2.1.5b	Embalse compensador	0	0	0		0.02	
2.1.6	Tubería de presión	2,666,675	4,474,302	7,140,976		2.62	
2.1.7	Casa de máquinas	8,305,393	9,114,560	17,419,953		6.42	
2.1.8	Obras de descarga	1,428,105	1,839,739	3,267,844		1.22	
2.1.9	Patio de maniobra	1,573,911	1,520,126	3,094,037		1.12	
2.1.10	Salidas líneas	617,155	337,685	955,039		0.42	
	TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	106,666,720	164,032,663	270,699,383		100.02	
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS						
2.2.1	Equipos toma y tubería	2,615,439	12,833,265	15,448,705		20.82	
2.2.2	Equipos de casa de máquinas	5,344,148	53,402,122	58,746,271		79.22	
	TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	7,959,588	66,235,387	74,194,975		100.02	

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 7 - 2a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	7	POT. INSTALADA	:	425 MW
FACTOR DE PLANTA	:	0.80	N.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	2a	ENERGIA ANUAL	:	2,984 GWh

CONCEPTO	Costos parciales		Costo total	
	Local (US\$)	Extranjera (US\$)	(US\$)	z
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	5,857,254	15,030,018	20,887,271	7.82
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	51,435,952	87,977,642	139,413,594	52.02
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	7,136,586	62,322,535	69,459,120	25.92
3 IMPREVISTOS	12,944,406	25,648,046	38,592,452	14.42
4 COSTO TOTAL	77,374,198	190,978,241	268,352,438	100.02
2.1 COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1 Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2 Vía de acceso y campamentos	0	0	0	0.02
2.1.3 Captación y obras anexas	7,989,391	10,326,610	18,316,001	13.12
2.1.4 Aducción	26,375,797	55,700,285	82,076,082	58.92
2.1.5a Chimenea de equilibrio	0	0	0	0.02
2.1.5b Embalse compensador	4,767,245	7,648,539	12,415,784	8.92
2.1.6 Tubería de presión	4,285,941	6,109,451	10,395,392	7.52
2.1.7 Casa de máquinas	4,537,754	4,579,810	9,117,564	6.52
2.1.8 Obras de descarga	1,639,960	2,112,416	3,752,376	2.72
2.1.9 Patio de maniobra	1,445,095	1,401,446	2,846,541	2.02
2.1.10 Salidas líneas	394,770	99,084	493,854	0.42
TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	51,435,952	87,977,642	139,413,594	100.02
2.2 COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1 Equipos toma,tubería,dragado	1,722,283	8,219,390	9,941,673	14.32
2.2.2 Equipos de casa de máquinas	5,414,302	54,103,145	59,517,447	85.72
TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	7,136,586	62,322,535	69,459,120	100.02

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.

## ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

## ALTERNATIVA 8 - 1a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	8	POT. INSTALADA	:	462 MW
FACTOR DE PLANTA	:	1.00	M.O DE UNIDADES	:	4
ETAPA	:	1a	ENERGIA ANUAL	:	3,034 GWh
		Costos parciales		Costo total	
CONCEPTO		Local (US\$)	Estranjera (US\$)	(US\$)	2
1	INGENIERIA Y ADMINISTRACION	11,111,668	23,362,404	34,474,072	7.8%
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	102,335,865	159,518,195	261,854,060	59.1%
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,780,813	74,105,844	82,886,657	18.7%
3	IMPREVISTOS	22,553,002	40,996,834	63,549,836	14.4%
4	COSTO TOTAL	144,781,348	297,983,277	442,764,625	100.0%
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1	Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.0%
2.1.2	Via de acceso y campamentos	14,660,309	12,902,436	27,562,744	10.5%
2.1.3	Captación y obras anexas	32,797,322	42,058,965	74,856,287	28.6%
2.1.4	Aducción	38,045,363	84,473,516	122,518,879	46.8%
2.1.5a	Chimenea de equilibrio	1,880,614	2,585,102	4,565,716	1.7%
2.1.5b	Embalse compensador	0	0	0	0.0%
2.1.6	Tubería de presión	2,477,236	4,144,520	6,621,757	2.5%
2.1.7	Casa de máquinas	8,650,901	9,615,347	18,266,248	7.0%
2.1.8	Obras de descarga	1,294,734	1,650,016	2,944,750	1.1%
2.1.9	Patio de maniobra	1,812,231	1,750,409	3,562,640	1.4%
2.1.10	Salidas líneas	617,155	337,885	955,039	0.4%
	TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	102,335,865	159,518,195	261,854,060	100.0%
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1	Equipos toma y tubería	2,684,722	13,189,838	15,874,560	19.2%
2.2.2	Equipos de casa de máquinas	6,096,090	60,916,007	67,012,097	80.8%
	TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,780,813	74,105,844	82,886,657	100.0%

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 8 - 2a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos :		ENERO 1990		Factor de reajuste :		1.0733	
ALTERNATIVA :		8		POT. INSTALADA :		346	MW
FACTOR DE PLANTA :		1.00		M.O DE UNIDADES :		3	
ETAPA :		2a		ENERGIA ANUAL :		3,034	GWh
CONCEPTO		Costos parciales		Costo total			
		Local (US\$)	Estranjera (US\$)	(US\$)		2	
1	INGENIERIA Y ADMINISTRACION	6,739,662	16,028,322	22,767,985		7.72	
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	60,799,824	104,586,445	165,386,270		56.22	
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	6,596,800	55,696,776	62,293,576		21.12	
3	IMPREVISTOS	14,912,562	29,176,619	44,089,180		15.02	
4	COSTO TOTAL	89,048,849	205,488,162	294,537,011		100.02	
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES						
2.1.1	Terrenos y servidumbre	0	0	0		0.02	
2.1.2	Vía de acceso y campamentos	0	0	0		0.02	
2.1.3	Captación y obras anexas	15,044,930	19,420,627	34,465,557		20.82	
2.1.4	Aducción	34,546,344	71,695,603	106,441,948		64.42	
2.1.5a	Chimenea de equilibrio	1,980,614	2,585,102	4,565,716		2.82	
2.1.5b	Embalse compensador	0	0	0		0.02	
2.1.6	Tubería de presión	2,195,268	3,556,680	5,751,948		3.52	
2.1.7	Casa de máquinas	3,727,463	3,744,718	7,472,181		4.52	
2.1.8	Obras de descarga	1,474,956	1,896,738	3,371,693		2.02	
2.1.9	Patio de maniobra	1,435,480	1,387,893	2,823,373		1.72	
2.1.10	Salidas líneas	394,770	99,084	493,854		0.32	
	TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	60,799,824	104,586,445	165,386,270		100.02	
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS						
2.2.1	Equipos toma y tubería	2,007,177	9,834,344	11,841,521		19.02	
2.2.2	Equipos de casa de máquinas	4,589,623	45,862,432	50,452,055		81.02	
	TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	6,596,800	55,696,776	62,293,576		100.02	

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA  
ALTERNATIVA 9 - 1a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	9	POT. INSTALADA	:	429 MW
FACTOR DE PLANTA	:	0.80	N.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	1a	ENERGIA ANUAL	:	3,755 GWh
		Costos parciales		Costo total	
CONCEPTO		Local (US\$)	Extranjera (US\$)	(US\$)	2
1	INGENIERIA Y ADMINISTRACION	11,860,579	24,086,417	35,946,996	7.82
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	110,217,248	171,939,756	282,157,004	60.92
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,388,545	68,924,409	77,312,955	16.72
3	IMPREVISTOS	24,263,690	43,656,296	67,919,986	14.72
4	COSTO TOTAL	154,730,063	308,606,878	463,336,940	100.02
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1	Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2	Via de acceso y campamentos	14,660,309	12,902,436	27,562,744	9.82
2.1.3	Captación y obras anexas	37,042,638	46,674,272	83,716,910	29.72
2.1.4	Aducción	41,703,760	92,193,253	133,897,013	47.52
2.1.5a	Chimenea de equilibrio	2,426,714	3,147,066	5,573,780	2.02
2.1.5b	Embalse compensador	0	0	0	0.02
2.1.6	Tubería de presión	2,666,675	4,474,302	7,140,976	2.52
2.1.7	Casa de máquinas	8,093,922	8,845,496	16,939,418	6.02
2.1.8	Obras de descarga	1,428,105	1,839,739	3,267,844	1.22
2.1.9	Patio de maniobra	1,577,972	1,525,308	3,103,280	1.12
2.1.10	Salidas líneas	617,155	337,885	955,039	0.32
	TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	110,217,248	171,939,756	282,157,004	100.02
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1	Equipos toma y tubería	2,931,606	14,395,212	17,326,819	22.42
2.2.2	Equipos de casa de máquinas	5,456,939	54,529,197	59,986,136	77.62
	TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	8,388,545	68,924,409	77,312,955	100.02
Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.					



## ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

## ALTERNATIVA 9 - 2a ETAPA

## RESUMEN DE LOS COSTOS

Referencia costos	:	ENERO 1990	Factor de reajuste	:	1.0733
ALTERNATIVA	:	9	POT. INSTALADA	:	384 MW
FACTOR DE PLANTA	:	1.00	N.O DE UNIDADES	:	3
ETAPA	:	2a	ENERGIA ANUAL	:	2,242 GWh
		Costos parciales		Costo total	
CONCEPTO		Local (US\$)	Extranjera (US\$)	(US\$)	2
1	INGENIERIA Y ADMINISTRACION	6,221,110	14,857,248	21,078,358	7.82
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	55,316,166	88,881,026	144,197,192	53.42
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	6,894,936	59,691,452	66,586,388	24.72
3	IMPREVISTOS	13,127,071	25,066,407	38,193,478	14.12
4	COSTO TOTAL	81,559,283	188,496,133	270,055,416	100.02
2.1	COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES				
2.1.1	Terrenos y servidumbre	0	0	0	0.02
2.1.2	Via de acceso y campamentos	0	0	0	0.02
2.1.3	Captación y obras anexas	17,915,116	19,693,821	37,608,938	26.12
2.1.4	Aducción	27,004,390	56,934,301	83,938,691	58.22
2.1.5a	Chimenea de equilibrio	1,583,552	2,237,412	3,820,964	2.62
2.1.5b	Embalse compensador	0	0	0	0.02
2.1.6	Tubería de presión	1,928,102	3,096,405	5,024,507	3.52
2.1.7	Casa de máquinas	3,727,463	3,744,718	7,472,181	5.22
2.1.8	Obras de descarga	1,327,293	1,607,392	3,014,685	2.12
2.1.9	Patío de maniobra	1,435,480	1,387,893	2,823,373	2.02
2.1.10	Salidas líneas	398,770	99,084	493,854	0.32
	TOTAL COSTOS DIRECTOS OBRAS CIVILES	55,316,166	88,881,026	144,197,192	100.02
2.2	COSTOS DIRECTOS EQUIPOS				
2.2.1	Equipos toma y tubería	1,808,457	8,864,121	10,672,578	16.02
2.2.2	Equipos de casa de máquinas	5,086,479	50,827,331	55,913,810	84.02
	TOTAL COSTOS DIRECTOS EQUIPOS	6,894,936	59,691,452	66,586,388	100.02

Nota: Costos de líneas de transmisión no incluidos.

Cuadro 7/10

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
PRESUPUESTOS GLOBALES DE LAS ALTERNATIVAS

Alternativas	Potencia Instalada (MW)			Presupuestos (10 <sup>6</sup> US\$)		
	I Etapa	II Etapa	Total	I Etapa	II Etapa	Total
1	522,08	518,73	1.040,81	435,55	317,58	753,13
2	484,07	480,96	965,03	427,40	304,84	732,24
3	453,71	448,68	902,38	423,49	281,35	704,84
4	424,19	419,53	843,72	413,20	274,15	687,35
5	484,40	359,25	843,65	425,61	262,37	687,98
6	477,62	364,53	842,12	477,86	239,00	716,86
7	418,63	424,19	842,81	443,96	268,35	712,31
8	346,39*	346,39	692,79	442,76	294,54	737,30
9	428,62	255,97*	684,59	463,34	270,06	733,40

\*: Sin el grupo de reserva.

- Los costos de las líneas de transmisión y los intereses intercalares no incluidos.

Cuadro 7/11

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
PRESUPUESTOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION (10<sup>6</sup>US\$)

Alternativas	I Etapa	II Etapa	Total
1	56,33	8,15	64,48
2	55,95	7,68	63,63
3	55,58	7,40	62,98
4	55,29	7,11	62,40
5	55,95	6,46	62,41
6	55,86	6,55	62,41
7	55,20	7,11	62,31
8	55,67	6,27	61,94
9	55,38	6,74	62,12

- Los presupuestos no incluyen los intereses intercalares.

## 8. CALENDARIO DE LAS INVERSIONES

Para las dos etapas de cada alternativa, la ruta crítica durante la construcción está constituida principalmente por la ejecución del túnel de aducción y secundariamente por la ejecución de la casa de máquinas y sus obras anexas.

Con la misma etapa de desarrollo de las alternativas el tiempo necesario para la construcción queda prácticamente igual (siendo afectado por la construcción del túnel de aducción) mientras se modifica un poco el programa constructivo de las otras obras variables.

En su totalidad las obras de primera etapa, incluyendo carreteras de acceso y campamentos, se supone en este estudio, podrán realizarse en 7 años, mientras que la segunda etapa podrá realizarse en 5 años ya que no se necesitará construir caminos, campamentos y ventanas de acceso.

Los cronogramas de inversiones (sin incluir las líneas de transmisión) se han obtenido combinando los presupuestos de las diferentes obras civiles y del equipo con los correspondientes cronogramas de construcción. En los Cuadros de 8/1 hasta 8/9 se ilustran para cada etapa y cada alternativa del Proyecto los cronogramas de inversiones expresados con un nivel de precios a enero de 1990 y desglosados en moneda nacional y extranjera.

0209-5-161

## CUADRO 7/1

## ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

## ALTERNATIVA 1 CRONOGRAMA DE LAS INVERSIONES ( En millones de US\$ )

Referencia costos : ENERO 1990

ALTERNATIVA 1 POTENCIA 521.61 MW  
 FACTOR DE PLANTA 0.65 UNIDADES 3 N.o  
 ETAPA 1a ENERGIA 2.986.33 GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES													
	Local (US\$)	Extranjera (US\$)	Total (US\$)	1 ML	ME	2 ML	ME	3 ML	ME	4 ML	ME	5 ML	ME	6 ML	ME	7 ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	10.961	22.926	33.887	0.586	0.516	1.479	2.697	0.903	2.528	2.106	5.100	2.618	3.473	2.699	7.783	0.570	0.828
2 COSTOS DIRECTOS	109.612	229.257	338.869	5.864	5.161	14.789	26.967	9.029	25.279	21.060	51.004	26.180	34.733	26.991	77.831	5.700	8.283
3 IMPREVISTOS	22.577	40.220	62.797	1.208	0.905	3.046	4.731	1.860	4.435	4.338	8.948	5.392	6.093	5.559	13.654	1.174	1.453
4 TOTAL	143.150	292.402	435.552	7.658	6.582	19.314	34.394	11.791	32.242	27.504	65.052	34.190	44.299	35.249	99.268	7.444	10.565

ALTERNATIVA 1 POTENCIA 518.73 MW  
 FACTOR DE PLANTA 0.65 UNIDADES 3 N.o  
 ETAPA 2a ENERGIA 2.970.00 GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES									
	Local (US\$)	Extranjera (US\$)	Total (US\$)	1 ML	ME	2 ML	ME	3 ML	ME	4 ML	ME	5 ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	7.047	17.666	24.712	0.368	1.173	1.117	3.741	2.298	3.905	2.856	8.040	0.248	0.553
2 COSTOS DIRECTOS	70.465	176.659	247.124	3.677	11.730	11.167	37.406	22.984	39.053	28.560	80.396	2.479	5.532
3 IMPREVISTOS	15.591	30.155	45.746	0.814	2.002	2.471	6.385	5.085	6.666	6.319	13.723	0.548	0.944
4 TOTAL	93.103	224.480	317.583	4.858	14.905	14.754	47.532	30.368	49.624	37.736	102.159	3.275	7.030

Nota: Líneas de transmisión no incluidas

0209-B-161

## CUADRO 7/2

## ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

## ALTERNATIVA 2 CRONOGRAMA DE LAS INVERSIONES (En millones de US\$)

Referencia costos : ENERO 1990

ALTERNATIVA 2 POTENCIA 484.01 MW  
 FACTOR DE PLANTA 0.70 UNIDADES 3 N.o  
 ETAPA 1a ENERGIA 2.981.40 GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES													
	Local (US\$)	Extranjera (US\$)	Total (US\$)	1 ML	ME	2 ML	ME	3 ML	ME	4 ML	ME	5 ML	ME	6 ML	ME	7 ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	10.823	22.403	33.226	0.586	0.516	1.473	2.682	0.892	2.504	2.087	5.020	2.579	3.411	2.647	7.472	0.558	0.798
2 COSTOS DIRECTOS	108.231	224.026	332.257	5.864	5.161	14.735	26.819	8.925	25.040	20.870	50.201	25.790	34.109	26.472	74.721	5.575	7.976
3 IMPREVISTOS	22.299	39.622	61.921	1.208	0.913	3.036	4.743	1.839	4.429	4.300	8.879	5.314	6.033	5.454	13.215	1.149	1.411
4 TOTAL	141.354	286.050	427.404	7.659	6.590	19.244	34.244	11.656	31.972	27.257	64.099	33.682	43.552	34.574	95.408	7.281	10.184

ALTERNATIVA 2 POTENCIA 480.78 MW  
 FACTOR DE PLANTA 0.70 UNIDADES 3 N.o  
 ETAPA 2a ENERGIA 2.961.71 GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES									
	Local (US\$)	Extranjera (US\$)	Total (US\$)	1 ML	ME	2 ML	ME	3 ML	ME	4 ML	ME	5 ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	6.746	16.955	23.701	0.363	1.161	1.080	3.632	2.192	3.758	2.745	7.661	0.235	0.524
2 COSTOS DIRECTOS	67.465	169.548	237.013	3.633	11.608	10.800	36.322	21.923	37.579	27.452	76.612	2.355	5.236
3 IMPREVISTOS	14.967	29.159	44.126	0.806	1.996	2.396	6.247	4.863	6.463	6.090	13.176	0.522	0.901
4 TOTAL	89.178	215.662	304.840	4.802	14.766	14.275	46.201	28.979	47.799	36.287	97.449	3.113	6.660

Nota: Líneas de transmisión no incluidas

## CUADRO 7/3

## ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

## ALTERNATIVA 3 CRONOGRAMA DE LAS INVERSIONES (En millones de US\$)

Referencia costos : ENERO 1990

ALTERNATIVA 3 POTENCIA 453.60 MW  
 FACTOR DE PLANTA 0.75 UNIDADES 3 N.O  
 ETAPA 1a ENERGIA 2.991.16 GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES													
	Local	Extranjera	Total	1	2	3	4	5	6	7							
	(US\$)	(US\$)	(US\$)	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	10.807	22.065	32.872	0.586	0.516	1.474	2.682	0.838	2.374	2.012	4.850	2.384	3.125	2.448	6.918	0.495	0.686
2 COSTOS DIRECTOS	108.074	220.649	328.724	5.864	5.161	14.737	26.819	8.378	23.738	20.122	48.503	23.839	31.252	24.483	69.179	4.950	6.857
3 IMPREVISTOS	22.342	39.548	61.890	1.212	0.925	3.046	4.807	1.732	4.255	4.160	8.693	4.928	5.601	5.061	12.399	1.023	1.229
4 TOTAL	141.224	282.262	423.486	7.663	6.602	19.257	34.307	10.948	30.366	26.294	62.047	31.151	39.979	31.993	88.496	6.469	8.772

ALTERNATIVA 3 POTENCIA 448.68 MW  
 FACTOR DE PLANTA 0.75 UNIDADES 3 N.O  
 ETAPA 2a ENERGIA 2.958.81 GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES									
	Local	Extranjera	Total	1	2	3	4	5					
	(US\$)	(US\$)	(US\$)	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	6.014	15.834	21.847	0.370	1.184	1.037	3.515	1.961	3.537	2.445	7.067	0.179	0.445
2 COSTOS DIRECTOS	60.135	158.339	218.474	3.696	11.840	10.373	35.152	19.613	35.374	24.445	70.666	1.794	4.448
3 IMPREVISTOS	13.487	27.538	41.025	0.829	2.059	2.326	6.114	4.399	6.152	5.483	12.290	0.402	0.774
4 TOTAL	79.636	201.711	281.346	4.894	15.084	13.736	44.781	25.973	45.063	32.372	90.022	2.376	5.667

Nota: Líneas de transmisión no incluidas

0209-B-161  
CUADRO 7/4

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

ALTERNATIVA 4 C R O N O G R A M A D E L A S I N V E R S I O N E S ( En millones de US\$ )

Referencia costos : ENERO 1990

ALTERNATIVA 4 POTENCIA 424.56 MW  
FACTOR DE PLANTA 0.80 UNIDADES 3 N.o  
ETAPA 1a ENERGIA 2.983.79 GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES													
	Local	Extranjera	Total	1	2	3	4	5	6	7							
	(US\$)	(US\$)	(US\$)	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	10.610	21.436	32.046	0.586	0.516	1.467	2.662	0.826	2.346	1.996	4.773	2.350	3.069	2.399	6.608	0.487	0.662
2 COSTOS DIRECTOS	106.099	214.362	320.462	5.864	5.161	14.666	26.623	8.260	23.458	19.961	47.731	23.499	30.690	23.992	66.081	4.873	6.622
3 IMPREVISTOS	21.950	38.740	60.690	1.213	0.933	3.034	4.811	1.709	4.239	4.130	8.626	4.862	5.546	4.963	11.942	1.008	1.197
4 TOTAL	138.659	274.539	413.198	7.664	6.610	19.167	34.096	10.795	30.043	26.087	61.131	30.711	39.305	31.354	84.631	6.368	8.481

ALTERNATIVA 4 POTENCIA 419.53 MW  
FACTOR DE PLANTA 0.80 UNIDADES 3 N.o  
ETAPA 2a ENERGIA 2,948.54 GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES									
	Local	Extranjera	Total	1	2	3	4	5					
	(US\$)	(US\$)	(US\$)	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	5.905	15.350	21.255	0.365	1.171	1.024	3.442	1.928	3.472	2.391	6.755	0.175	0.424
2 COSTOS DIRECTOS	59.049	153.503	212.552	3.650	11.711	10.244	34.416	19.279	34.722	23.908	67.551	1.754	4.245
3 IMPREVISTOS	13.297	27.047	40.343	0.822	2.063	2.307	6.064	4.341	6.118	5.384	11.902	0.395	0.748
4 TOTAL	78.251	195.900	274.151	4.837	14.945	13.575	43.922	25.547	44.312	31.682	86.208	2.325	5.417

Nota: Líneas de transmisión no incluidas

## CUADRO 7/5

## ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

## ALTERNATIVA 5 CRONOGRAMA DE LAS INVERSIONES (En millones de US\$)

Referencia costos : ENERO 1990

ALTERNATIVA	5	POTENCIA	484.83	MW	FINAL	POTENCIA	484.83	MW
FACTOR DE PLANTA	0.70	UNIDADES	3	N.o		UNIDADES	3	N.o
ETAPA	1a	ENERGIA	3,407.92	GWh		ENERGIA	3407.92	GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES													
	Local	Extranjera	Total	1	2	3	4	5	6	7							
	(US\$)	(US\$)	(US\$)	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	10.775	22.321	33.096	0.586	0.516	1.467	2.662	0.836	2.365	2.016	4.899	2.395	3.149	2.478	7.224	0.499	0.707
2 COSTOS DIRECTOS	107.748	223.215	330.963	5.864	5.161	14.666	26.623	8.355	23.651	20.163	48.985	23.950	31.489	24.778	72.237	4.988	7.073
3 IMPREVISTOS	22.161	39.391	61.553	1.206	0.911	3.016	4.698	1.718	4.174	4.147	8.645	4.926	5.557	5.096	12.748	1.026	1.248
4 TOTAL	140.684	284.927	425.612	7.657	6.588	19.149	33.983	10.909	30.190	26.327	62.528	31.271	40.194	32.352	92.209	6.513	9.028

ALTERNATIVA	5	POTENCIA	359.25	MW
FACTOR DE PLANTA	0.80	UNIDADES	3	N.o
ETAPA	2a	ENERGIA	2,524.41	GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES									
	Local	Extranjera	Total	1	2	3	4	5					
	(US\$)	(US\$)	(US\$)	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	5.764	14.487	20.251	0.365	1.171	1.010	3.325	1.884	3.387	2.317	6.138	0.166	0.380
2 COSTOS DIRECTOS	57.641	144.871	202.512	3.650	11.711	10.103	33.254	18.839	33.867	23.171	61.377	1.663	3.804
3 IMPREVISTOS	13.144	26.464	39.608	0.832	2.139	2.304	6.075	4.296	6.187	5.284	11.212	0.379	0.695
4 TOTAL	76.549	185.823	262.372	4.847	15.021	13.418	42.654	25.018	43.441	30.772	78.726	2.209	4.880

Nota: Líneas de transmisión no incluidas



## CUADRO 7/6

## ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

## ALTERNATIVA 6 CRONOGRAMA DE LAS INVERSIONES (En millones de US\$)

Referencia costos : ENERO 1990

ALTERNATIVA	6	POTENCIA	364.85	MW	FINAL	POTENCIA	477.62	MW
FACTOR DE PLANTA	0.70	UNIDADES	3	N.o		UNIDADES	3	N.o
ETAPA	1a	ENERGIA	2,563.78	GWh		ENERGIA	3,359.4	GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES													
	Local	Extranjera	Total	1	2	3	4	5	6	7							
	(US\$)	(US\$)	(US\$)	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	12.251	24.902	37.153	0.586	0.516	1.579	2.964	1.309	3.459	2.556	5.904	2.763	3.634	2.917	7.686	0.540	0.738
2 COSTOS DIRECTOS	122.511	249.020	371.531	5.864	5.161	15.794	29.642	13.089	34.595	25.563	59.042	27.633	36.339	29.171	76.858	5.397	7.383
3 IMPREVISTOS	24.843	44.330	69.173	1.189	0.919	3.203	5.277	2.654	6.158	5.184	10.581	5.603	6.469	5.915	13.682	1.094	1.314
4 TOTAL	159.605	318.252	477.857	7.640	6.596	20.576	37.883	17.052	44.213	33.303	75.457	36.000	46.442	38.003	98.226	7.031	9.436

ALTERNATIVA	6	POTENCIA	364.85	MW
FACTOR DE PLANTA	0.80	UNIDADES	3	N.o
ETAPA	2a	ENERGIA	2,563.78	GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES									
	Local	Extranjera	Total	1	2	3	4	5					
	(US\$)	(US\$)	(US\$)	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	5.240	13.345	18.585	0.288	0.720	0.864	2.523	1.506	2.612	1.894	6.223	0.169	0.380
2 COSTOS DIRECTOS	52.399	133.447	185.846	2.875	7.201	8.640	25.231	15.057	26.123	18.938	62.233	1.690	3.804
3 IMPREVISTOS	11.622	22.955	34.576	0.638	1.239	1.916	4.340	3.340	4.494	4.200	10.705	0.375	0.654
4 TOTAL	69.261	169.747	239.007	3.801	9.160	11.420	32.094	19.903	33.229	25.032	79.161	2.234	4.839

Nota: Líneas de transmisión no incluidas

## CUADRO 7/7

## ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

## ALTERNATIVA 7 CRONOGRAMA DE LAS INVERSIONES (En millones de US\$)

Referencia costos : ENERO 1990

ALTERNATIVA	7	POTENCIA	424.56	MW	FINAL	POTENCIA	418.63	MW
FACTOR DE PLANTA	0.80	UNIDADES	3	N.o		UNIDADES	3	N.o
ETAPA	1a	ENERGIA	2,983.79	GWh		ENERGIA	2,943.5	GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES													
	Local (US\$)	Extranjera (US\$)	Total (US\$)	1 ML	ME	2 ML	ME	3 ML	ME	4 ML	ME	5 ML	ME	6 ML	ME	7 ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	11.463	23.027	34.489	0.586	0.516	1.523	2.804	1.181	3.151	2.433	5.573	2.566	3.365	2.672	6.940	0.501	0.677
2 COSTOS DIRECTOS	114.626	230.268	344.894	5.864	5.161	15.232	28.045	11.811	31.507	24.328	55.734	25.662	33.652	26.718	69.400	5.010	6.770
3 IMPREVISTOS	23.256	41.316	64.572	1.190	0.926	3.090	5.032	2.396	5.653	4.936	10.000	5.207	6.038	5.421	12.452	1.017	1.215
4 TOTAL	149.345	294.611	443.956	7.640	6.603	19.846	35.881	15.388	40.311	31.697	71.307	33.435	43.055	34.811	88.792	6.528	8.662

ALTERNATIVA	7	POTENCIA	424.56	MW
FACTOR DE PLANTA	0.80	UNIDADES	3	N.o
ETAPA	2a	ENERGIA	2,983.79	GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES									
	Local (US\$)	Extranjera (US\$)	Total (US\$)	1 ML	ME	2 ML	ME	3 ML	ME	4 ML	ME	5 ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	5.857	15.030	20.887	0.337	0.856	0.983	2.909	1.715	2.964	2.144	7.025	0.179	0.425
2 COSTOS DIRECTOS	58.573	150.300	208.873	3.368	8.561	9.833	29.094	17.153	29.639	21.443	70.250	1.794	4.249
3 IMPREVISTOS	12.944	25.648	38.592	0.744	1.461	2.173	4.965	3.791	5.058	4.739	11.988	0.396	0.725
4 TOTAL	77.374	190.978	268.352	4.449	10.878	12.989	36.969	22.659	37.661	28.327	89.263	2.370	5.398

Nota: Líneas de transmisión no incluidas

0209-E-161  
CUADRO 7/8

ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

ALTERNATIVA B C R O N O G R A M A D E L A S I N V E R S I O N E S (En millones de US\$)

Referencia costos : ENERO 1990

ALTERNATIVA B POTENCIA 461.86 MW  
FACTOR DE PLANTA 1.00 UNIDADES 4 N.o  
ETAPA 1a ENERGIA 3,034.40 GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES															
	Local	Extranjera	Total	1		2		3		4		5		6		7			
	(US\$)	(US\$)	(US\$)	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME		
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	11.112	23.362	34.474	0.586	0.516	1.524	2.819	1.086	2.968	2.352	5.478	2.469	3.387	2.593	7.471	0.502	0.724		
2 COSTOS DIRECTOS	111.117	233.624	344.741	5.864	5.161	15.239	28.192	10.859	29.684	23.518	54.777	24.687	33.865	25.929	74.707	5.020	7.238		
3 IMPREVISTOS	22.553	40.997	63.550	1.190	0.906	3.093	4.947	2.204	5.209	4.773	9.612	5.011	5.943	5.263	13.110	1.019	1.270		
4 TOTAL	144.781	297.983	442.765	7.641	6.583	19.856	35.958	14.149	37.862	30.643	69.867	32.166	43.194	33.785	95.287	6.540	9.232		

ALTERNATIVA B POTENCIA 346.39 MW  
FACTOR DE PLANTA 1.00 UNIDADES 3 N.o  
ETAPA 2a ENERGIA 3,034.40 GWh

Total inversión				AÑOS DE LAS INVERSIONES									
CONCEPTO	Local	Extranjera	Total	1	2		3		4		5		
	(US\$)	(US\$)	(US\$)	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	6.740	16.028	22.768	0.540	1.553	1.279	3.908	2.095	3.536	2.640	6.624	0.186	0.407
2 COSTOS DIRECTOS	67.397	160.283	227.680	5.398	15.532	12.787	39.079	20.955	35.360	26.401	66.244	1.856	4.068
3 IMPREVISTOS	14.913	29.177	44.089	1.194	2.827	2.829	7.114	4.637	6.437	5.842	12.059	0.411	0.741
4 TOTAL	89.049	205.488	294.537	7.132	19.912	16.896	50.101	27.687	45.333	34.883	84.927	2.452	5.215

Nota: Líneas de transmisión no incluidas

0209-B-161

## CUADRO 7/9

## ALTERNATIVAS DE FACTOR DE PLANTA

## ALTERNATIVA 9 CRONOGRAMA DE LAS INVERSIONES (En millones de US\$)

Referencia costos : ENERO 1990

				FINAL			
ALTERNATIVA	9	POTENCIA	428.62 MW	POTENCIA	428.62 MW		
FACTOR DE PLANTA	0.80	UNIDADES	3 N.o	UNIDADES	3 N.o		
ETAPA	1a	ENERGIA	3,046.81 GWh	ENERGIA	3,754.7 GWh		

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES															
	Local	Extranjera	Total	1		2		3		4		5		6		7			
	(US\$)	(US\$)	(US\$)	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME		
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	11.861	24.086	35.947	0.586	0.516	1.589	3.007	1.274	3.402	2.456	5.700	2.664	3.525	2.776	7.237	0.515	0.699		
2 COSTOS DIRECTOS	118.606	240.864	359.470	5.864	5.161	15.890	30.066	12.740	34.024	24.558	56.998	26.644	35.250	27.764	72.372	5.146	6.992		
3 IMPREVISTOS	24.264	43.656	67.920	1.200	0.935	3.251	5.449	2.606	6.167	5.024	10.331	5.451	6.389	5.680	13.117	1.053	1.267		
4 TOTAL	154.730	308.607	463.337	7.650	6.612	20.730	38.522	16.620	43.594	32.038	73.029	34.759	45.164	36.220	92.726	6.714	8.959		

ALTERNATIVA	9	POTENCIA	383.95 MW
FACTOR DE PLANTA	1.00	UNIDADES	3 N.o
ETAPA	2a	ENERGIA	2,242.25 GWh

CONCEPTO	Total inversión			AÑOS DE LAS INVERSIONES									
	Local	Extranjera	Total	1		2		3		4		5	
	(US\$)	(US\$)	(US\$)	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME	ML	ME
1 INGENIERIA Y ADMINISTRACION	6.221	14.857	21.078	0.407	1.206	1.161	3.596	2.114	3.209	2.390	6.452	0.149	0.394
2 COSTOS DIRECTOS	62.211	148.572	210.784	4.070	12.064	11.610	35.963	21.139	32.086	23.905	64.524	1.487	3.935
3 IMPREVISTOS	13.127	25.066	38.193	0.859	2.035	2.450	6.068	4.461	5.413	5.044	10.886	0.314	0.664
4 TOTAL	81.559	188.496	270.055	5.335	15.306	15.221	45.627	27.714	40.708	31.340	81.862	1.950	4.993

Nota: Líneas de transmisión no incluidas

## 9. EVALUACION ECONOMICA

Como de la Fase A del estudio (durante la comparación final de las alternativas Salado) se han hecho dos tipos de evaluaciones económicas de las alternativas del factor de planta, una considerando el Proyecto aislado y la otra con el Proyecto en el Sistema Nacional Interconectado.

### 9.1 Proyecto aislado

En base a las indicaciones recibidas por parte de Planificación en marzo de 1991, se prevé que la primera etapa del Proyecto Coca-Codo Sinclair entre en operación en el 2003 y la segunda a continuación de la primera, cuando el mercado eléctrico lo requiera (ver Cuadro 2/2).

9.1.1 Caso base Para las diferentes alternativas del factor de planta se prepararon los flujos de costos y beneficios en base a las siguientes hipótesis simplificativas adoptadas puramente a nivel comparativo de las alternativas.

- Demanda de potencia y de energía según el Cuadro 2/2.
- Mercado limitado sin posibilidad de parar las centrales térmicas existentes.
- Producciones energéticas brutas según lo indicado en el Capítulo 4.
- Tasa de actualización al 10% adoptando el criterio empresarial o de mercado para los beneficios, es decir potencia garantizada 44,94 US\$/kW y energía primaria 30,20 US\$/MWh año.
- Costos de operación y mantenimiento iguales al 1% del costo de inversión de las obras civiles y al 2% del costo de inversión del equipo.
- Costos de líneas de transmisión no incluidos.
- Costos y beneficios unitarios considerados constantes en el tiempo e iguales a aquellos de enero de 1990.

Los resultados de estas elaboraciones en término de relación beneficios-costos (B/C), de beneficio neto (B-C) y de tasa interna de retorno (TIR), se indican en el Cuadro 9/1 y en las Figuras de 9/1 a 9/3.

Los detalles de las elaboraciones se incluyen en el Apéndice E de este informe.

Cabe anotar que los cálculos del TIR se han hecho con la metodología clásica de flujos de costos y beneficios buscando la tasa de interés que iguala el valor presente de los mismos. Ejecutando el ejercicio se ha mantenido el flujo de beneficios invariable según el criterio escogido y la tasa de interés inicial adoptada.

En el Cuadro 9/2 y en las Figuras 9/4 y 9/5, se indican para todas las alternativas los costos unitarios de potencia y de energía.

9.1.2 Variación de la tasa de actualización Además del caso base analizado anteriormente con tasa de actualización al 10% adoptando el criterio de mercado, se han analizado también los dos otros casos siguientes:

- Tasa de actualización del 8% con el criterio de mercado para determinar los costos marginales del sistema de generación (M 8%).
- Tasa de actualización del 12% con el criterio de eficiencia para determinar los costos marginales del sistema de generación (E 12%).

Los resultados de estos cálculos se indican en el Cuadro 9/3.

9.1.3 Análisis de los resultados De los Cuadros de 9/1 a 9/3 resulta más atractiva la alternativa 4, que tiene siempre los valores más altos de relación beneficios-costos (B/C) y de tasa interna de retorno (TIR), asociadas a los menores costos unitarios de energía producida.

En término de beneficios netos (B-C) y de costo de potencia unitaria instalada, la alternativa más atractiva resultaría la 1.

## 9.2 Proyecto en el Sistema Nacional Interconectado

Con fines de evaluar las alternativas del Proyecto Coca-Codo Sinclair en el sistema y determinar el interés económico que su inclusión produce, se definieron planes alternativos de expansión del sistema nacional para un período de 15 años desde octubre de 1999 hasta septiembre del 2014, suponiendo ya determinada la expansión hasta el final del siglo.

Con la información a disposición de Planificación de INECEL para los demás proyectos y aquella descrita en los capítulos anteriores, y la utilización del modelo computacional DSIG, cuya finalidad es generar secuencias de equipamientos y seleccionar a aquella de mínimo costo, Planificación de INECEL procedió al análisis de equipamiento del sistema en el período señalado.

Considerando como fecha más temprana de entrada en operación de la primera etapa de cada alternativa del Proyecto Coca-Codo Sinclair la de octubre del año 2004, se han analizado las dos hipótesis siguientes:

- a. Proyecto Coca en el sistema considerando el plan de equipamiento referencial (de mínimo costo) sin la presencia del Proyecto Mazar según su último diseño, y
- b. Proyecto Coca en el sistema considerando el plan de equipamiento referencial (de mínimo costo) con la presencia del Proyecto Mazar.

En el caso a. el Proyecto Coca entraría con sus dos etapas respectivamente en octubre del 2005 y en octubre del 2010; en el caso b. entraría antes del 2014, solamente con su primera etapa en octubre del 2010.

Para el caso a. el valor presente a octubre de 1999 de los planes alternativos de equipamiento según las alternativas del Proyecto Coca-Codo Sinclair, se indican en el Cuadro 9/4; el Cuadro 9/5 ilustra el valor presente de los planes alternativos de equipamiento del caso b.

En ambos casos los planes de equipamiento que incluyen para el Proyecto Coca-Codo Sinclair la Alternativa 4 dan el mínimo costo actualizado.

Mayores detalles sobre este análisis de la comparación de las alternativas del Proyecto en el Sistema Nacional Interconectado se encuentran en el Anexo P del Informe General.

Cuadro 9/1

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
PARAMETROS ECONOMICOS DE LAS ALTERNATIVAS

Alternativas	Beneficios (10 <sup>6</sup> US\$)	Costos (10 <sup>6</sup> US\$)	Beneficios Netos (10 <sup>6</sup> US\$)	B/C (-)	TIR (%)
1	2.435,09	1.426,20	1.008,89	1,71	14,79
2	2.395,87	1.397,20	998,67	1,71	14,82
3	2.367,03	1.359,64	1.007,39	1,74	14,93
4	2.335,54	1.327,65	1.007,89	1,76	15,02
5	2.335,46	1.339,46	996,00	1,74	14,91
6	2.333,92	1.423,77	910,15	1,64	14,23
7	2.334,87	1.392,29	942,58	1,68	14,50
8	2.284,60	1.423,58	861,02	1,60	14,09
9	2.269,24	1.443,00	826,24	1,57	13,86

- Beneficios y costos actualizados al año 2.003 con tasa de interés del 10%.
- Beneficios determinados con el criterio empresarial o de mercado.

Cuadro 9/2

SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA  
COSTOS UNITARIOS DE POTENCIA Y ENERGIA

Alternativas	Potencia Instalada (MW)	Costo de Potencia (US\$/kW)		Energia (GWh/a)	Costo de Energia (miles US\$/kWh)
		Sin Intereses	Con Intereses		
1	1.040,8	721,1	900,2	5.969,0	25,1
2	965,0	760,6	951,1	5.942,4	24,7
3	902,4	783,3	983,5	5.950,7	23,9
4	843,7	817,3	1.028,0	5.929,7	23,5
5	843,6	818,7	1.069,9	5.929,4	23,7
6	842,5	851,5	1.125,4	5.923,2	25,2
7	843,2	848,9	1.066,0	5.927,3	24,6
8	692,8	1.061,1	1.344,1	6.068,8	24,6
9	684,6	1.074,5	1.463,1	5.997,0	25,2

- Los costos se refieren a las alternativas a desarrollo completo (I más II etapa).
- Tasa de interés adoptada, 10%.



Cuadro 9/3

## SELECCION DEL FACTOR DE PLANTA

## ANALISIS DE SENSIBILIDAD SEGUN CRITERIO DE EVALUACION Y TASA DE INTERES

Alternativas	B-C (10 <sup>6</sup> US\$)			B/C (-)			TIR (%)		
	Caso Base	M 8%	E 12%	Caso Base	M 8%	E 12%	Caso Base	M 8%	E 12%
1	1.008,89	968,14	1.591,51	1,71	1,73	2,02	14,79	12,50	19,11
2	998,67	952,39	1.578,36	1,71	1,74	2,03	14,82	12,51	19,16
3	1.007,39	957,40	1.584,54	1,74	1,76	2,06	14,93	12,60	19,25
4	1.007,89	952,89	1.583,48	1,76	1,78	2,09	15,02	12,66	19,37
5	996,00	943,25	1.569,06	1,74	1,76	2,07	14,91	12,57	19,23
6	910,15	870,47	1.467,46	1,64	1,67	1,94	14,23	11,99	18,35
7	942,58	895,90	1.508,15	1,68	1,70	1,99	14,50	12,22	18,73
8	861,02	805,61	1.422,55	1,60	1,61	1,91	14,09	11,77	18,32
9	826,24	776,37	1.378,18	1,57	1,59	1,87	13,86	11,58	18,00

- M 8% representa el caso de criterio de mercado con tasa de actualización del 8%.

- E 12% representa el caso de criterio de eficiencia con tasa de actualización del 12%.

Cuadro 9/4

---

VALOR PRESENTE DE PLANES ALTERNATIVOS DE EQUIPAMIENTO  
ALTERNATIVAS DEL PROYECTO COCA SIN EL PROYECTO MAZAR

---

Alternativas	Potencia Instalada (MW)	Valor Presente (10 <sup>6</sup> US\$)		
		8%	10%	12%
1-1	522,1	2.028,938	1.860,276	1.738,827
1-2	518,7			
2-1	483,9	2.016,821	1.849,748	1.729,617
2-2	480,8			
3-1	453,7	2.000,370	1.835,988	1.718,051
3-2	448,7			
4-1	424,2	1.989,240	1.825,940	1.709,013
4-2	419,5			
5-1	484,4	1.993,042	1.829,663	1.712,644
5-2	359,2			
6-1	476,3	2.025,049	1.859,378	1.740,503
6-2	366,2			
7-1	417,5	2.016,567	1.850,408	1.731,251
7-2	425,7			
8-1	346,4	2.017,406	1.852,259	1.733,515
8-2	346,4			
9-1	428,6	2.033,167	1.859,290	1.740,217
9-2	256,0			

---

- Valor presente a octubre de 1999.

---

Cuadro 9/5

---

VALOR PRESENTE DE PLANES ALTERNATIVOS DE EQUIPAMIENTO  
ALTERNATIVAS DEL PROYECTO COCA CON EL PROYECTO MAZAR

---

Alternativas	Potencia Instalada (MW)	Valor Presente (10°US\$)		
		8%	10%	12%
1-1	521,1	2.088,515	1.911,759	1.782,584
2-1	483,9	2.064,255	1.908,076	1.779,409
3-1	453,7	2.082,932	1.906,895	1.778,382
4-1	424,2	2.077,341	1.902,104	1.774,286
5-1	484,4	2.083,641	1.907,565	1.778,981
6-1	476,3	2.121,706	1.938,850	1.805,121
7-1	417,5	2.101,814	1.922,064	1.790,881
8-1	346,4	2.090,642	1.914,096	1.784,999
9-1	428,6	2.112,089	1.931,371	1.799,194

---

- Valor presente a octubre de 1999.

---

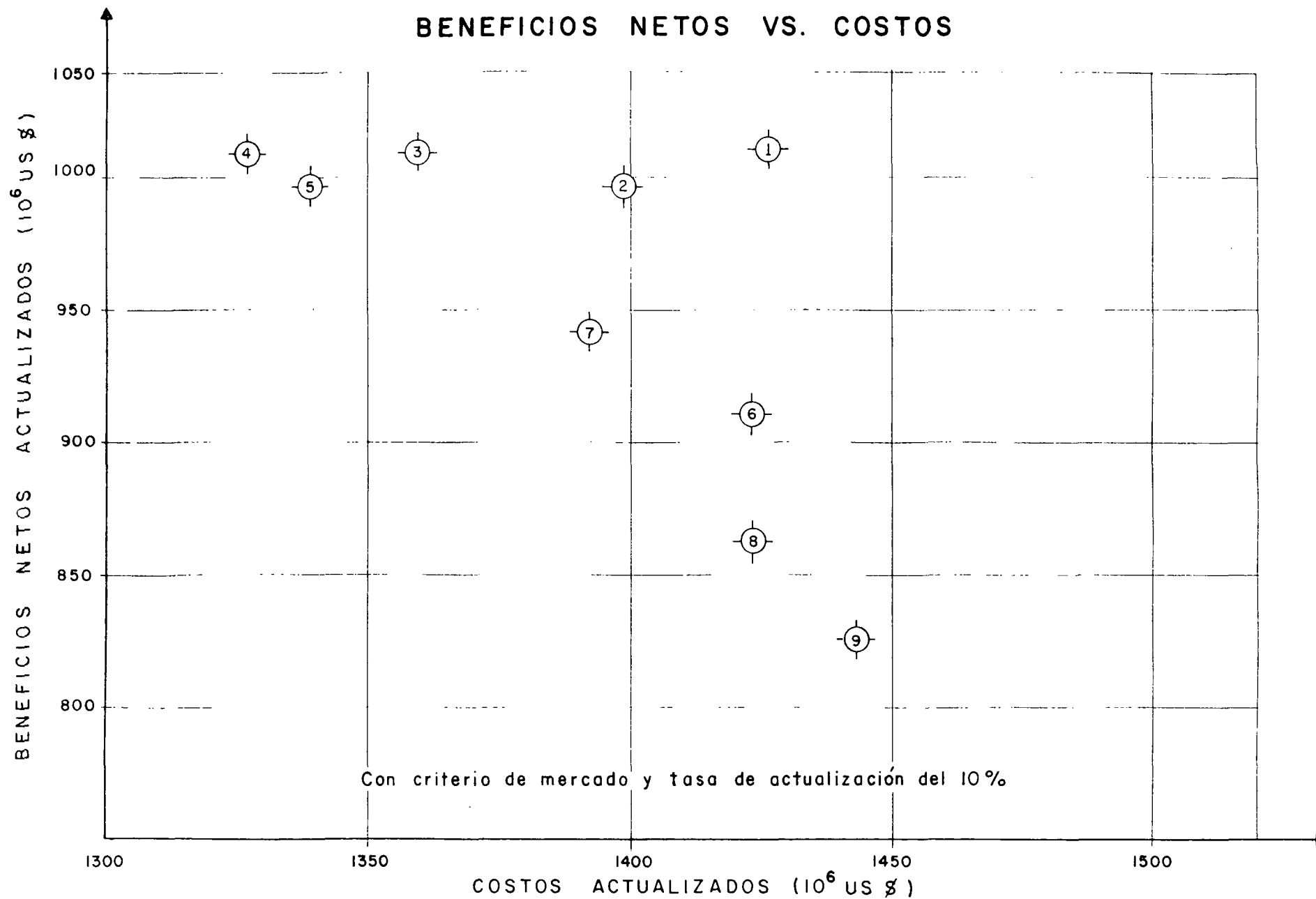


FIGURA 9/1

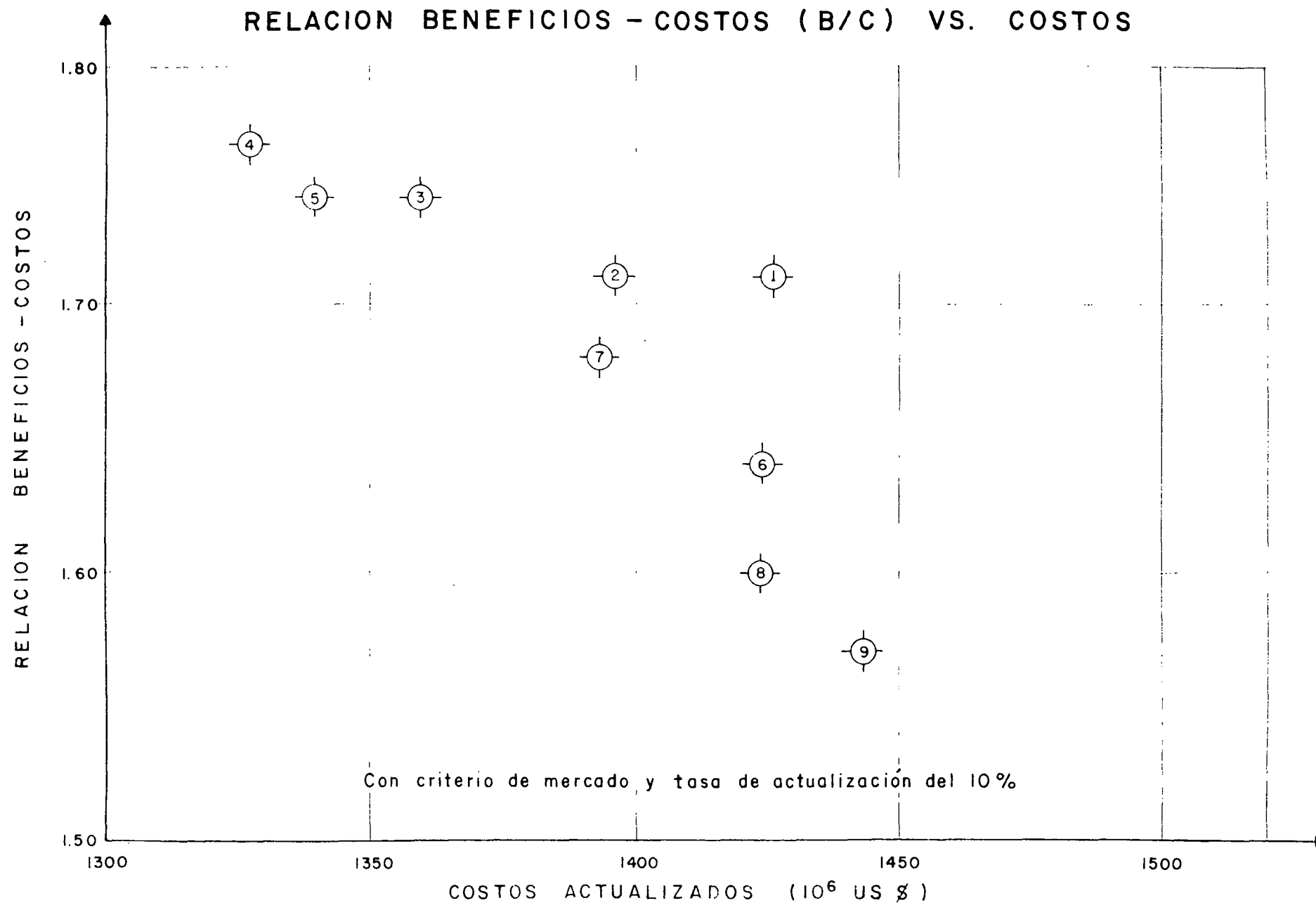


FIGURA 9/2

# TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) VS. COSTOS

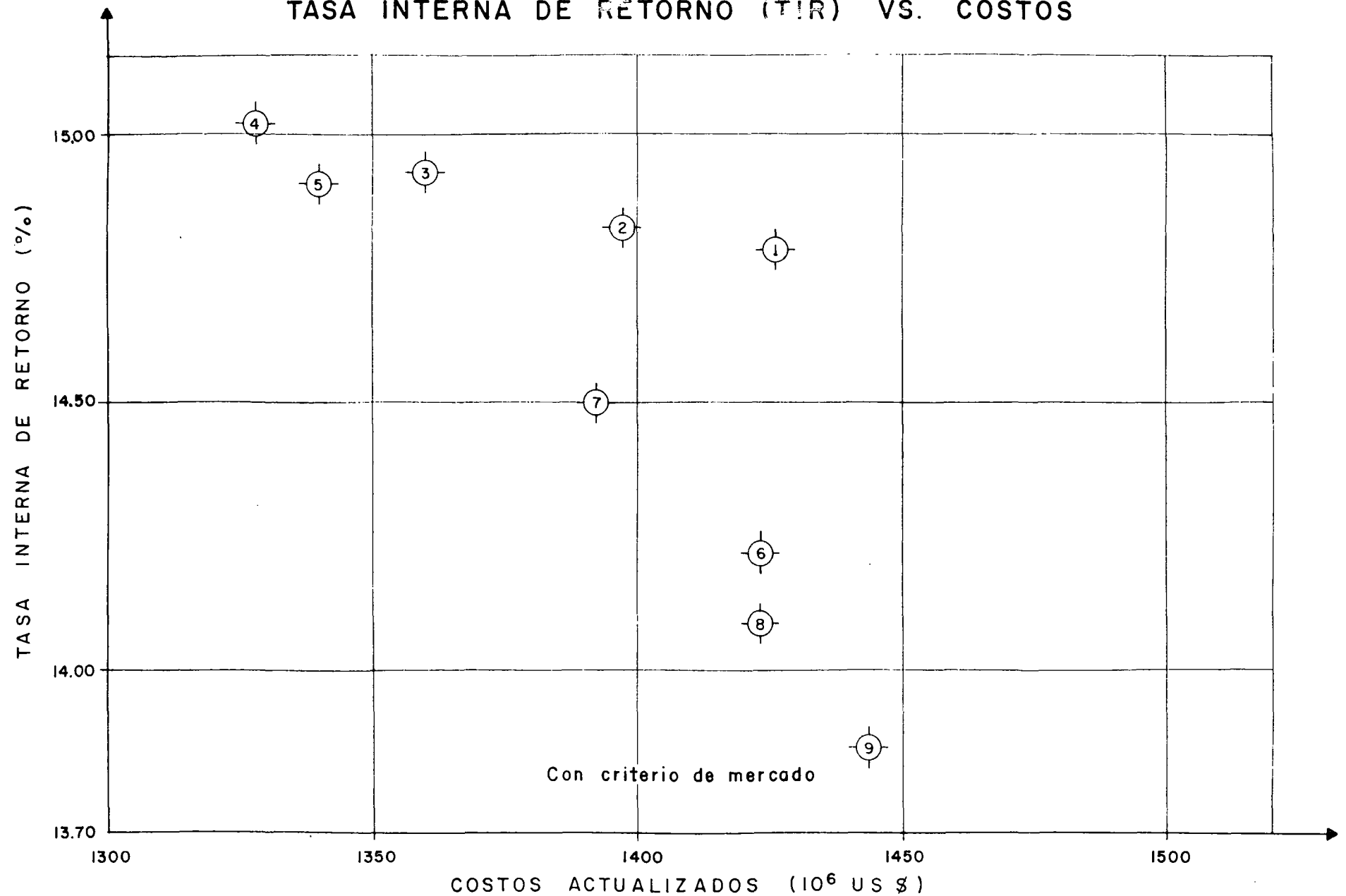


FIGURA 9/3

# COSTO DE ENERGIA DE LAS ALTERNATIVAS

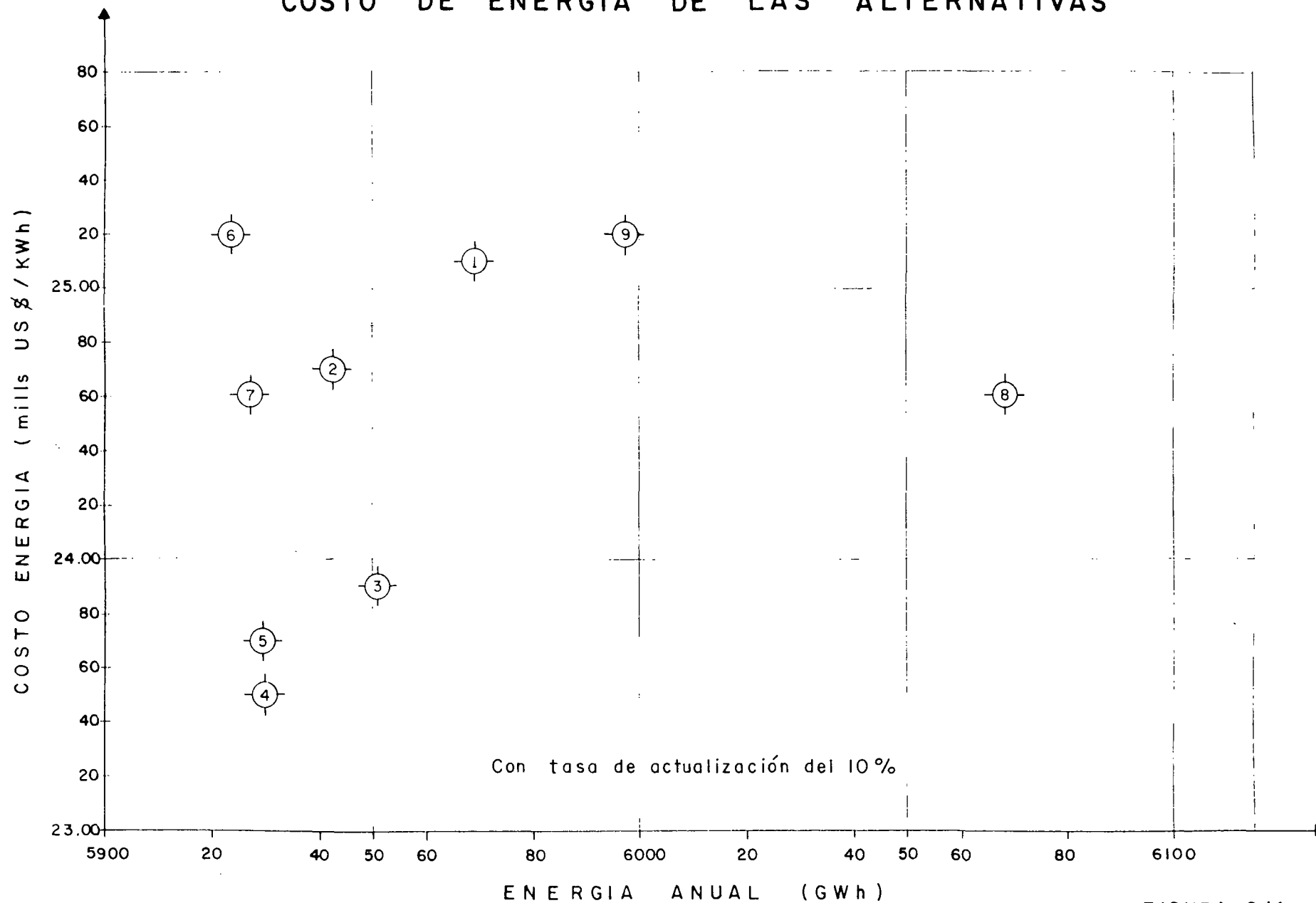


FIGURA 9/4

# COSTO DE POTENCIA INSTALADA DE LAS ALTERNATIVAS

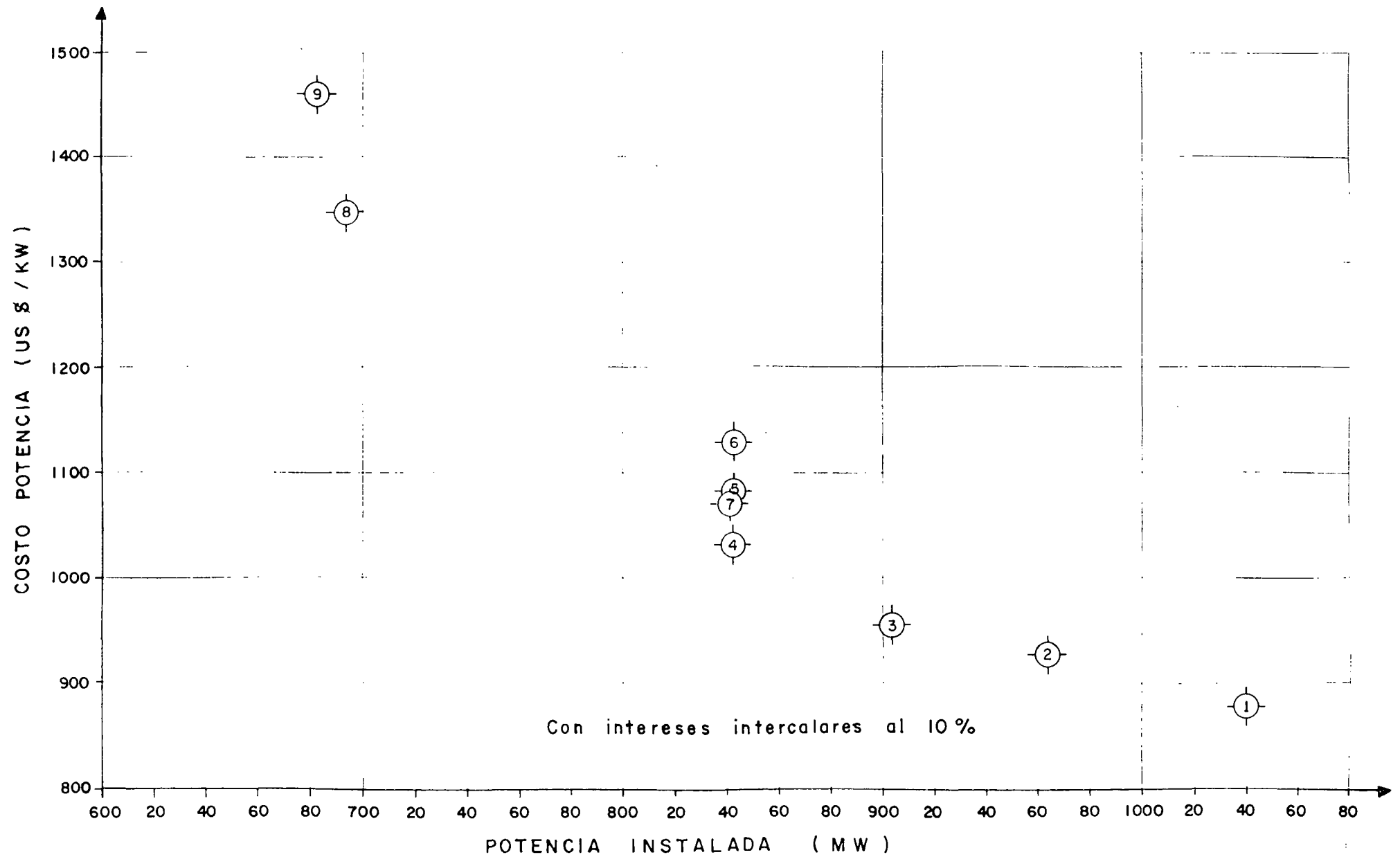


FIGURA 9/5



## 10. CONCLUSIONES

Aún si las alternativas examinadas prácticamente no difieren entre sí mismas en término de energía primaria producida, presentan costos de inversiones variables hasta un máximo del 15% en primera etapa y hasta el 12% en segunda. Los menores costos de inversión son aquellos de las alternativas 4 y 5.

Haciendo referencia al costo de estas alternativas, el incremento para las otras se relaciona al aumento del factor de instalación (Alternativas de 1 a 3), o a la presencia de la chimenea de equilibrio en lugar del compensador (Alternativas de 6 a 9).

Del análisis económico ilustrado en el capítulo 8 de este informe, se ve cómo el incremento de beneficios obtenido con un aumento de potencia instalada por las Alternativas de 1 a 3, no compensa el aumento de inversión y de otro lado la ventaja económica del embalse compensador respecto a la chimenea resulta muy claro.

Sobre este último aspecto cabe anotar que el incremento de costos de las alternativas con chimenea (Alternativas 6 y 7 correspondientes a las Alternativas 4 y 5 con compensador) se relaciona al aumento de costos del desarenador y del túnel de aducción, que supera de lejos la reducción de los costos que la construcción de la chimenea tendría en lugar del compensador.

De la evaluación económica del capítulo anterior, resulta claramente como alternativa más atractiva la Alternativa 4 asociada también en segunda etapa a un solo embalse compensador en la quebrada Granadillas y caracterizada por un factor de instalación de 0,8 en ambas etapas.

Esta conclusión es válida considerando el Proyecto Coca-Codo Sinclair aislado y sobre todo considerándolo en el marco del Sistema Nacional Interconectado.

PLANOS