

5948

CEPAL

Programa de Recursos Naturales y Energía

Octubre 1964

Santiago, Chile

SOLO PARA CRITICAS Y COMENTARIOS



LOS RECURSOS HIDRAULICOS DE ARGENTINA

Análisis y programación tentativa de su desarrollo*

PARTE VI

EVALUACION PRELIMINAR DE ALGUNOS PROYECTOS

*/ Este es la versión preliminar del Informe, que se circula a objeto únicamente de discutirlo con las autoridades y técnicos argentinos que participaron en la preparación del material, antes de su redacción definitiva. Las cifras y análisis están, pues, sujetos a revisión. Se ruega no citar.

Capítulo 1

BASES EMPLEADAS EN LA EVALUACION DE LOS PROYECTOS



Aunque el cuadro 1 presenta una lista de más de 160 posibilidades de aprovechamientos hidráulicos (sin incluir las destinadas exclusivamente al abastecimiento de agua a poblaciones e industrias), la mayoría se limitan a la presentación de ideas generales o estudios muy preliminares. Tan sólo en unos treinta casos, que cuentan con adecuada información hidrológica topográfica y geológica, se han concretado las principales características de los correspondientes anteproyectos, por estudio comparativo de diversas alternativas de diseño.

El grupo CEPAL-CFI, fijó su atención en estos últimos, analizando sobre todo los proyectos y anteproyectos más importantes por su significación económica y cuya construcción no se hubiere iniciado aún, de modo que el resultado de sus investigaciones pudieren aportar elementos de juicio a las decisiones de las autoridades pertinentes.

Prácticamente todos ellos son proyectos de objetivos múltiples destacando por su frecuencia e importancia económica la generación de energía eléctrica y el riego. La navegación, el control de inundaciones y el abastecimiento de agua a poblaciones e industrias, son los otros fines que acompañan a veces a los citados anteriormente.

Fueron los méritos económicos de los proyectos los que centraron la atención del examen realizado, permitiendo el análisis técnico de la concepción general de las obras y de las características de diseño, determinar:

- a) La solidez y profundidad de los estudios;
- b) La validez de los presupuestos así como de la estimación de los beneficios correspondientes y
- c) El grado en que el perfeccionamiento de las características de diseño podría afectar las conclusiones sobre las bondades económicas del aprovechamiento.

A los fines de este examen general de proyectos hidráulicos en un primer intento de su evaluación económica, se eligió el criterio que involucra la relación beneficios/costos, o cociente obtenido al dividir el valor de la producción por los costos totales, tratando de estimarse ambos en su real significado para la sociedad.

Por las dificultades de apreciación cuantitativa se consideraron sólo los costos y beneficios primarios, subdivididos en directos y asociados,^{1/} excluyéndose los costos y beneficios secundarios. Los costos directos del proyecto se consideraron dados por el valor de los bienes y servicios que se utilizarían para el establecimiento, conservación y funcionamiento de él durante toda su vida útil, y los asociados, los adicionales para poner en condiciones de uso y venta los bienes y servicios producidos (por ejemplo en los proyectos de riego, los gastos de implantación agrícola y fundiarios). Como beneficios primarios se consideraron los que se derivarían directamente de las obras proyectadas (por ejemplo el valor de los productos agrícolas en chacra).

A. Reducción de beneficios y costos a una base común en el tiempo

Se adoptó el concepto de valor actual o presente, reduciendo cualquier cantidad que entrará o se gastará en el año n al momento elegido como origen de los tiempos, dividiendo dicha cantidad por $(1 + i)^n$.^{2/} Así, en el análisis del beneficio/costo de un proyecto durante un período de su vida útil, la inversión original se suma con el valor presente de los gastos previstos en los próximos años y se relaciona con el valor presente de los ingresos netos esperados durante el mismo período. Se procuró abarcar un período de 25 años como mínimo, incluyendo los correspondientes a la construcción de las obras. Sin embargo, en los casos en que la estimación de los costos y los beneficios parecían menos fehacientes la relación de beneficio/costo se estableció para

1/ Véase: Naciones Unidas, Manual de Proyectos de Desarrollo Económico (N° de venta: 58.II.G.5).

2/ La fórmula que en conformidad a ese concepto establece la equivalencia entre una serie de valores anuales igual a R y un capital P , es la siguiente:

$$R = \frac{P \cdot i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

donde i es el interés anual expresado en tanto por uno y n es el número de años del período.

un año medio de operación, determinando separadamente el costo y el beneficio uniforme equivalente anual. En este caso la inversión original, se representó por la anualidad (constante) calculada según las fórmulas habituales que toman en cuenta el período de años en el cual el capital debe ser devuelto con un interés conocido. (Véase nuevamente la nota 2 de la página anterior.)

B. Valoración

Se consideraron usualmente los precios de mercado, sin embargo, cuando hubo evidencia que ellos se alejaban sustancialmente de los precios de oportunidad, se hicieron estimaciones de éstos.

C. Tasas de interés

Se adoptó el costo de oportunidad del capital que se apreció para Argentina, comprendido entre 8 y 12 por ciento al año. En la mayor parte de los proyectos se calculó con el interés del 10 por ciento, pero en los casos en que los resultados aparecían poco concluyentes, se usaron además las tasas del 8 y 12 por ciento para determinar la influencia de la variación de este parámetro, en las decisiones que eventualmente tuvieran que adoptarse.

D. Inversiones

Se actualizaron los presupuestos correspondientes a gastos en moneda nacional de las obras e instalaciones a pesos de julio de 1962, utilizando los índices anuales de precios implícitos dados por el Banco Central. correspondientes a la serie de la inversión bruta interna en construcciones públicas, (tomando como base 1961 = 100)^{3/} de acuerdo a los siguientes valores.

<u>Año</u>	<u>Indice</u>	<u>Año</u>	<u>Indice</u>
1947	4.4	1955	17.9
1948	6.1	1956	24.0
1949	8.1	1957	29.7
1950	9.8	1958	38.9
1951	12.9	1959	72.5
1952	15.1	1960	79.5
1953	15.2	1961	100.0
1954	16.9		

^{3/} Se recuerda que el índice de precios implícito se obtiene relacionando los valores a los precios corrientes con los valores a los precios constantes del Producto Bruto Interno.

Los precios así obtenidos al año 1961, se ajustaron a julio de 1962 en función de la estructura de sus agregados. Para todos los valores en moneda extranjera se tomó como tasa de cambio, 1 dólar igual a 120 pesos m/n.

Siempre se incluyeron los intereses intercalares (estimando el plazo de construcción), así como los gastos de ingeniería (proyecto) y dirección de obras.

E. Vida útil de las obras e instalaciones

Cuando en un proyecto no se indicaba específicamente la vida útil atribuida a sus principales componentes se adoptaron los siguientes periodos de depreciación en años:

- Obras permanentes de ingeniería civil como: diques, túneles, canales, cámaras de carga, elementos portantes en patios de alta tensión, etc., 100 años.
- Estructuras metálicas como: compuertas, tuberías de presión, acueductos de acero, torres de transmisión, etc., 50 años.
- Maquinaria y equipo eléctrico: turbinas, bombas, generadores, transformadores, etc., 40 años.

F. Depreciación

Se empleó el método del fondo acumulativo de amortización (sinking fund) que supone que al final de cada año se deposita una cuota fija a interés compuesto, de manera que al cabo del período de vida útil (n) se acumula una suma igual a la inversión inicial. La anualidad de amortización se obtiene multiplicando la cuantía de dicha inversión por: $\frac{1}{(1 + i)^n - 1}$

G. Costos anuales de operación y mantenimiento

En los proyectos en que no se incluía un cálculo de los costos del rubro se hicieron estimaciones en relación a la inversión correspondiente o a la capacidad instalada con los siguientes coeficientes:

- | | |
|---|--------------------|
| - Embalses | 0.2 por ciento |
| - Obras aducción y descarga (revestidas de hormigón) | 1.5 " " |
| - Central propiamente dicha, variable entre 2.60 y 1.30 dólares por kW (10 MW - 500 MW) (Véase gráfico) | |
| - Líneas de transmisión y subestaciones | 2.5-3.0 por ciento |
| - Obras para la distribución del riego (sin revestimientos de hormigón) | 3.0 por ciento |

H. Beneficios directos

1) Riego

Se consideraron como la diferencia entre los ingresos netos anuales con y sin la obra, debidos a los productos cosechados puestos en chacra. Se supuso que los precios medios de mercados (expresados en moneda constante), no variarían prácticamente con la oferta adicional debida al proyecto. La fijación de estos se hizo por análisis de tendencias durante un período de varios años, en los centros comerciales pertinentes.

La reducción del costo de riego de sistemas con bombeo por un proyecto por gravedad se consideró como beneficio directo.

2) Energía hidroeléctrica

Se determinaron por el costo de generación de la central térmica equivalente, a vapor o diesel según el caso. La equivalencia se estableció por igualdad del servicio en los períodos críticos de cada región (potencia y energía firmes), (véase el capítulo 3 Parte V)..

3) Suministro de agua a poblaciones e industrias

Se determinaron por el costo anual de la obra alternativa más favorable.

4) Navegación

Sólo uno de los casos abordados tienen estimaciones sobre el volumen por rubros del transporte a establecerse: obras de Salto Grande en el río Uruguay. El nivel tarifario probable se fijó por comparación del que prevalece en otras vías y del correspondiente al transporte alternativo terrestre (carreteras y ferrocarriles).

5) Control de inundaciones

Por la falta de informaciones básicas en esta materia (frecuencia de crecidas de distinta magnitud), no fue posible incluir sistemáticamente este beneficio en el cálculo de la relación beneficio/costo. Sólo en un caso (Chocón-Cerros Colorados) en que los estudios existentes contemplaban una estimación del beneficio correspondiente al control de inundaciones se lo incluyó en el cálculo.

I. Prorratio de las inversiones en los proyectos de propósitos múltiples

En la formulación y dimensionado de cada proyecto no basta que el total de los beneficios sea igual o superior al total de los costos, sino que además los beneficios de cada uso deben cubrir, como mínimo, los "costos separables" correspondientes a las obras propias de cada servicio. El método empleado para establecer qué parte de la inversión común se debe considerar necesaria para cada propósito, fue el del "costo alternativo justificable" que consiste en realizar el prorratio en función de las inversiones requeridas para obtener separadamente los beneficios de cada uno de los propósitos de la obra múltiple, mediante proyectos destinados a ese único fin. La aplicación de él supone determinar cuál es el costo alternativo más económico para cada uno de los propósitos, al que no debe exceder el valor capitalizado de los beneficios a obtenerse. ^{A/}

J. Otros aspectos

En algunos casos interesantes de aprovechamiento hidráulico que carecían de presupuestos a base de proyectos detallados, se adoptaron las recomendaciones de ingenieros asesores con buen conocimiento de las posibilidades y características de ellos. En estos casos se procuró adoptar la escala de ellos que hiciera máxima la relación beneficio/costo, dejando librado a un análisis más detallado que escapa a los alcances de este estudio, la elección de un grado mayor de aprovechamiento de cada recurso.

A/ Véase: Naciones Unidas: Manual de Proyectos de Desarrollo Económico.

Capítulo 2

ANALISIS DE COSTOS DE LA ENERGIA ELECTRICA GENERADA POR NUEVAS CENTRALES TERMICAS

A. Generalidades y procedimiento de aplicación

El objeto del presente análisis ha sido determinar los costos (en barras de alta tensión) del kWh generado por centrales a vapor modernas en función de los tres parámetros siguientes:

- (pi) : Potencia instalada (de 10 a 2 x 250 MW)
- (F.U.) : Factor de utilización (de 0.1 a 0.8)
- (i) : Tasas de interés (8 %, 10 % y 12 %)

El gráfico C.5 adjunto resume los resultados de este estudio obtenidos sobre la base de las siguientes hipótesis:

- Las potencias instaladas son las del grupo turbogenerador, que constituye una unidad de la central.
- El costo del millón de kilocalorías ha sido fijado en 1.80 dólares (a razón de 120 \$m/n = 1 US\$).
- Algunos datos básicos como: el monto de las inversiones iniciales, los consumos específicos (kcal/kWh), y las cargas fijas y variables por kWh, han sido tomados de la experiencia internacional europea principalmente (ver gráfico C.8). Más adelante se examina detalladamente y por separado, cada uno de estos aspectos.

La presentación del gráfico C.5 que da los costos del kWh, en función de la potencia del grupo y del F.U., permite obtener el costo estimado de la energía generada por una central equivalente a la central hidráulica del proyecto que se examina.

Fijada la potencia garantida (P_g) y la producción de la central hidroeléctrica puesta en los centros de consumo (W_h), los pasos que corresponde dar a continuación para determinar el costo del kWh térmico equivalente, son los siguientes:

- Se elige el coeficiente que contemple la reserva térmica y se estiman las pérdidas de potencia en transmisión y consumo propio. Supongamos por ejemplo que dichos rubros representan el 17 por ciento de la potencia garantida. La potencia instalada térmica equivalente sería:

$$P_i = 1.17 \times P_g$$

- Se fija la producción en alta tensión de la central térmica que es igual a W_n de la central hidroeléctrica multiplicada por un coeficiente que tome en cuenta su consumo propio (1.05 por ejemplo).
- Conocidos W y P_i , se tiene el factor de utilización:

$$F.U. = \frac{W_n \times 1.05}{P_i \times 8760 \text{ horas}}$$

Con estos (P_i), ($F.U.$) y la tasa de interés " i " (8 %, 10 % o 12 %), se obtiene el costo del kWh en alta tensión, con el gráfico 5.

B. Análisis general

El costo del kWh está dado a través de dos componentes denominados "cargas fijas" y "cargas variables".

1. Cargas fijas anuales

Son proporcionales a la potencia instalada (P_i), y están constituidas por:

- a) Los intereses del capital: $\sqrt{I + (i.i)} \times i^{*/}$ (véase el gráfico C.7);
- b) El fondo de renovación (F.R.) calculado por el método del "sinking-fund" sobre una vida útil de 30 años.

$$(F.R.) = \frac{(1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \times \sqrt{I + (i.i)}$$

- c) Las cargas de mantenimiento y explotación anuales proporcionales a la (P_i). El gráfico C.10 obtenido del informe "Estudio de Problemas Eléctricos Argentinos" (T.A.M.S. K & D) ha permitido fijarlas, ajustadas a la realidad local.

$*/$ I = Inversión neta: ($i.i.$) = intereses intercalares.

- d) Las cargas de financiación anuales de los "stocks" de combustible se han estimado de acuerdo al criterio de la Electricité de France.

El gráfico C.10 resume los valores de las cargas fijas por kW instalado. Basta dividirlos por el número de kWh generados en el año (por cada kW instalado) para obtener la incidencia de las cargas fijas por kWh.

En el parágrafo 3 se explica cómo se determinaron las inversiones iniciales e intereses intercalares.

Las cargas fijas son proporcionales al:

- Coeficiente de reserva térmica (predeterminado).
- A la potencia del grupo (que resulta del nivel de potencia garantida o firme, y del coeficiente de reserva),.
- A la vida útil de los equipos.
- A la tasa de interés.

2. Cargas y variables anuales

Son proporcionales al número de kWh producidos en la unidad de tiempo (un año). Si se designan por C_v las cargas variables por kWh, se tiene:

$$C_v = P_c \times (c.e.) \times f$$

Donde:

P_c es el precio del millón de calorías proporcionada por el combustible que se quema.

(c.e.) representa el consumo específico del grupo que es función de su capacidad y de su F.U.^{1/}

f es un factor mayor que la unidad que toma en cuenta la incidencia de los gastos de mantenimiento, mano de obra y lubricantes; depende del número de kWh generados en el año y varía en general entre 1.10 y 1.15.

Estas cargas que son independientes de la tasa de interés se las encara con el "activo de explotación".

^{1/} Se consideran los grupos muy bien mantenidos, de modo que su rendimiento se conserve.

C. Inversiones iniciales e intereses intercalares (ver plano C.7)

Resulta difícil en Argentina determinar con precisión el costo del kW, instalado en centrales a vapor, por diversas razones:

- Hasta ahora hay poca experiencia en relación a grupos de más de 150 MW, y los elementos estadísticos son escasos para potencias instaladas inferiores.
- En centrales con grupos de 10 a 30 MW la incidencia de la inflación dificulta enormemente la posibilidad de racionalizar los datos disponibles.

Se deberían incrementar los precios promedios internacionales de los grupos electromecánicos en un 15 por ciento, aproximadamente, para tener en cuenta los mayores costos debidos fundamentalmente a fletes y seguros marítimos.

Como además los costos de montaje, imprevistos y repuestos son mayores en Argentina, dicho incremento del 15 por ciento debería aplicarse a la totalidad de la inversión y no solamente a la parte en divisas.

Por otra parte como se arrancó de una curva estadística con precios que aparecen algo más elevados que el promedio internacional, (verificación realizada por algunos casos específicos), no se consideró conveniente aplicar dicho coeficiente de mayores costos.

En cambio, en los equipos de generación hidroeléctrica, cuyos precios se aproximan a un promedio internacional y cuya incidencia en el total de inversiones, es menor, sí se ha considerado un incremento del 15 por ciento.

El resultado de estas consideraciones y análisis ha sido traducido al gráfico C.7.

Para trazar el gráfico C.7. "Inversiones e intereses intercalares" se ha adoptado una curva estadística citada por "Electrical World" para centrales a "fuel oil" entre 30 y 90 MW (año 1961).

Entre 90 y 300 MW, se ha tomado, por estar interrumpida la curva anterior, la curva media denominada "Promedio de todas las centrales" incrementada en un 15 por ciento, para mantener la continuidad con la curva entre 30 y 90 MW. A partir de 300 MW, y hasta 2×250 MW se ha supuesto una variación parabólica,

uniendo en el gráfico logarítmico el punto representativo de 300 MW (Electrical World) con el correspondiente a 2×250 MW. Este último está determinado por los precios de E.D.F. para 1960, incrementados en un 15 por ciento en la parte inversiones para equipos por las razones ya señaladas.

Para centrales a vapor relativamente pequeñas, con grupos de 10 a 30 MW, se ha prolongado la pendiente de la recta, en el gráfico logarítmico (ley de crecimiento parabólico) hasta alcanzar el costo de 300 US\$/kW; para $i = 8\%$ y $P_1 = 10$ MW, valor coherente con la información disponible para grupos de esa potencia.

Se observa que la línea dada en el informe TAMS K & D para "Centrales Argentinas a Vapor" se halla por debajo de las líneas adoptadas (líneas llenas del gráfico C.7.).

En realidad para tasas de interés del 8, 10 y 12 por ciento, y con interés intercalares, los montos de las inversiones necesarias por kW en Argentina, parecen estar por encima de la línea fijada por TAMS K & D, e incluso hay valores aislados que se sitúan por encima de las líneas llenas del gráfico C.7. (caso de las inversiones por kW, en la central "Costanera", 5×120 MW).

Como en ello habrían incluido diversos factores extra-técnicos, no pareció prudente extrapolar estos datos, sino más bien considerarlos como límites superiores, o puntos de referencia y en tal sentido han sido marcados con una cruz en el gráfico.

D. Costos del combustible

El costo de los combustibles (expresado en función del precio del millón de calorías), varía en función del tipo y origen del mismo.

Considerando el valor de venta fijado por la Secretaría de Energía y Combustibles para los grandes consumidores (caso de las empresas de electricidad) los desniveles se atenúan para el fuel-oil y el gas.

A razón de 120 \$m/n el dólar, los valores extremos difieren en el equivalente a US\$ 0.20 por millón de kilocalorías.

Partiendo de la base de un valor medio de 1.8 dólares el millón de kilocalorías, puede verse que para variaciones de 10 centavos en más o menos el precio del kWh cambia poco.

En efecto, las cargas variables inciden en el costo total del kWh en alta tensión en algo menos del 50 por ciento, y a su vez estas cargas son directamente proporcionales al precio del combustible.

Para la tasa de interés de $i = 10\%$ y un F.U. = 0.5 (4 390 horas) la incidencia de las cargas variables en el costo del kWh es:

<u>Pi (MW)</u>	<u>Incidencia cargas variables</u>
10	44 por ciento
50	46 " "
100	48 " "
200	49 " "

Es decir que si en lugar de considerar el costo de 1.8 US\$/10⁶ kcal se toman los límites inferior y superior establecidos ahora para distintas zonas del país y tipos de combustibles, la variación en más o menos en el costo del kWh sería:

<u>Capacidad del grupo (MW)</u>	<u>1.9 US\$ 10⁶ kcal</u>	<u>1.7 US\$ 10⁶ kcal</u>
10	(+) 4.7 %	(-) 4.2 %
50	(+) 4.9 %	(-) 4.3 %
100	(+) 5.1 %	(-) 4.5 %
200	(+) 5.2 %	(-) 4.6 %

Por lo tanto, dentro de dichos límites, (1.9 a 1.7 dólares el millón de calorías) la incidencia del precio del combustible en el costo del kWh es de alrededor de ≈ 5 por ciento con respecto al costo total obtenido para 1.8 US\$/10⁶ kcal.

Por otra parte, el precio internacional del Bunker "C" puesto en puerto argentino, puede estimarse más o menos en 1.7 dólares por millón de kilocalorías.^{2/}

E. Consumos específicos

Se tropieza en este aspecto con similares dificultades a las presentadas en la fijación de las inversiones iniciales e intereses intercalares en función de la (P_1).

La principal fuente de información ha sido el gráfico de "Finelettrica" (Italia), reproducido en el informe de IT-SO "El complejo Chocón-Cerros Colorados" además de algunos datos aislados sobre la central de referencia de E.D.F. de 2 x 250 MW y de la experiencia argentina en grupos modernos menores de 30 MW.

Teniendo en cuenta tales limitaciones, se adaptó ese gráfico en la medida en que fue posible a las condiciones argentinas.

Cabe la siguiente reflexión sobre el grado de precisión y alcance de los datos, que pone en evidencia el reducido significado de un mayor afinamiento en este aspecto.

El progreso técnico en las centrales a vapor (a altas temperaturas y presiones), tiende a reducir los consumos específicos especialmente en los grandes grupos, por lo cual se debería tener en cuenta esta tendencia, que es favorable a la generación térmica. Sin embargo, en sentido opuesto, el envejecimiento de la maquinaria incide desfavorablemente sobre su rendimiento, de modo que con el transcurso del tiempo sus (c.e) se elevan.

2/ Precio FOB Caribbean - US\$/barril	2.00
Menos descuento (15 por ciento usualmente)	<u>0.30</u>
Precio neto FOB Caribbean - US\$/barril	1.70
Flete hasta puerto argentino	<u>0.70</u>
Suma US\$/barril	2.40

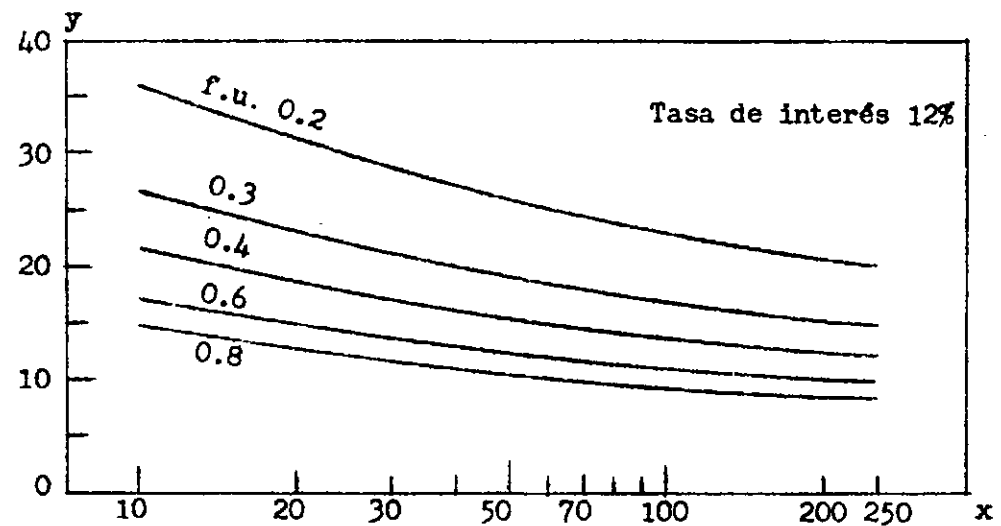
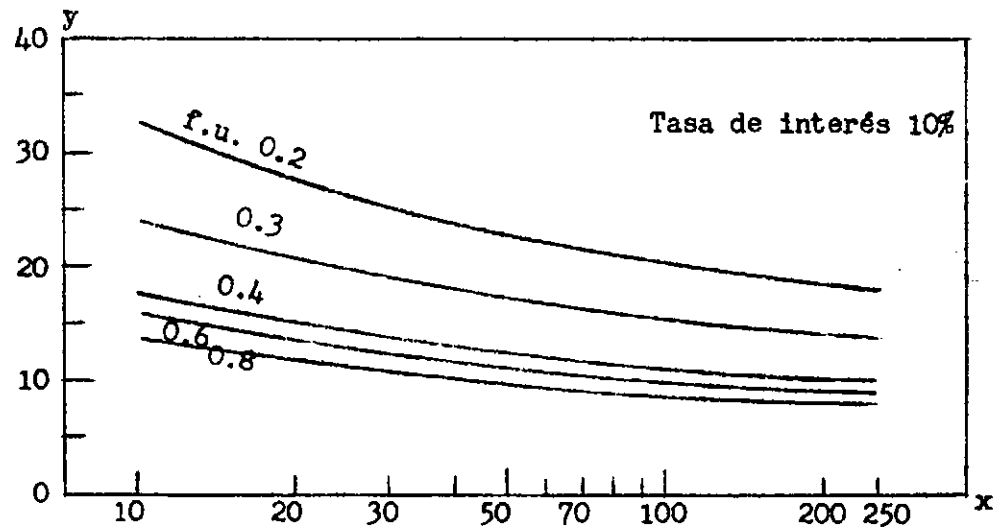
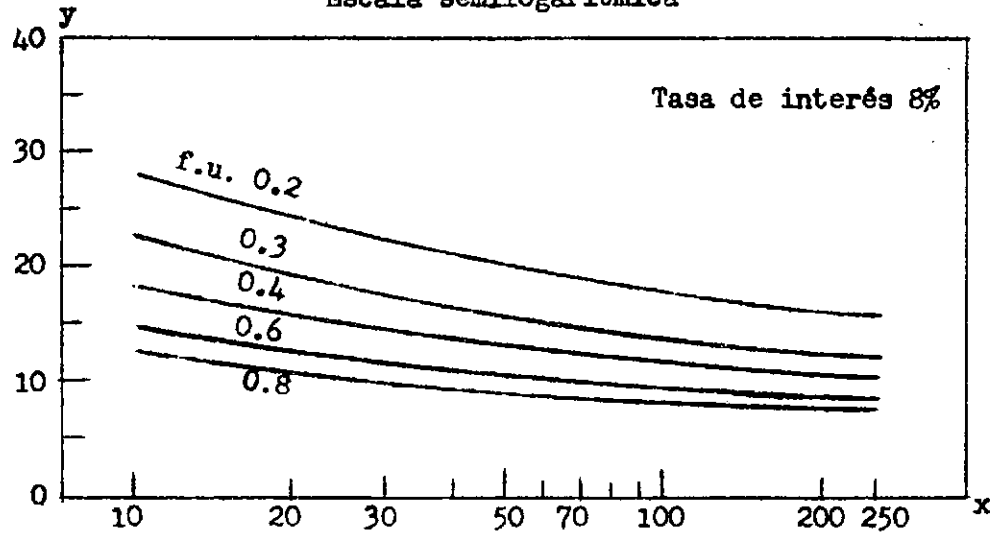
Tomando 150 kilogramos por barril y 10 500 kilocalorías por kilogramo resulta aproximadamente 1.70 dólares por millón de kilocalorías.

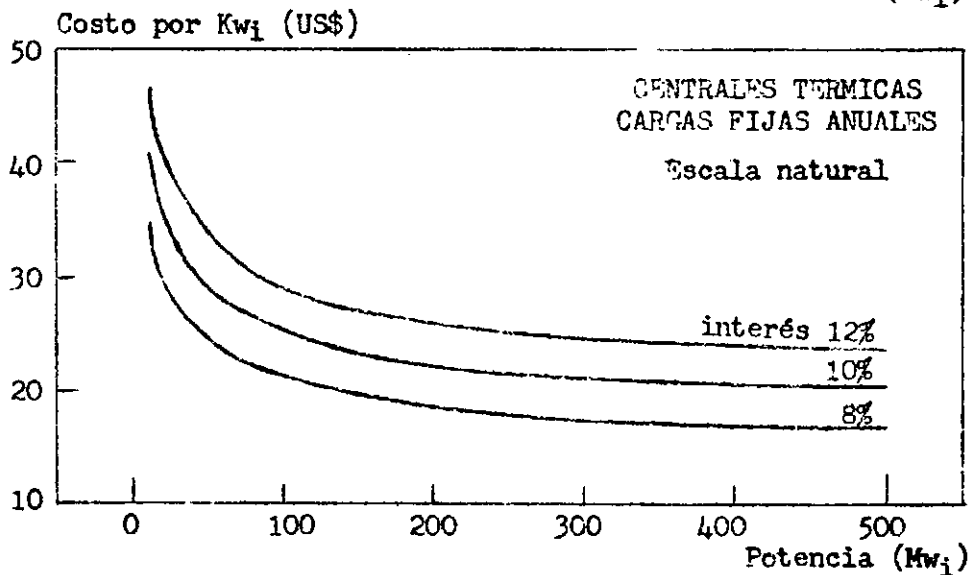
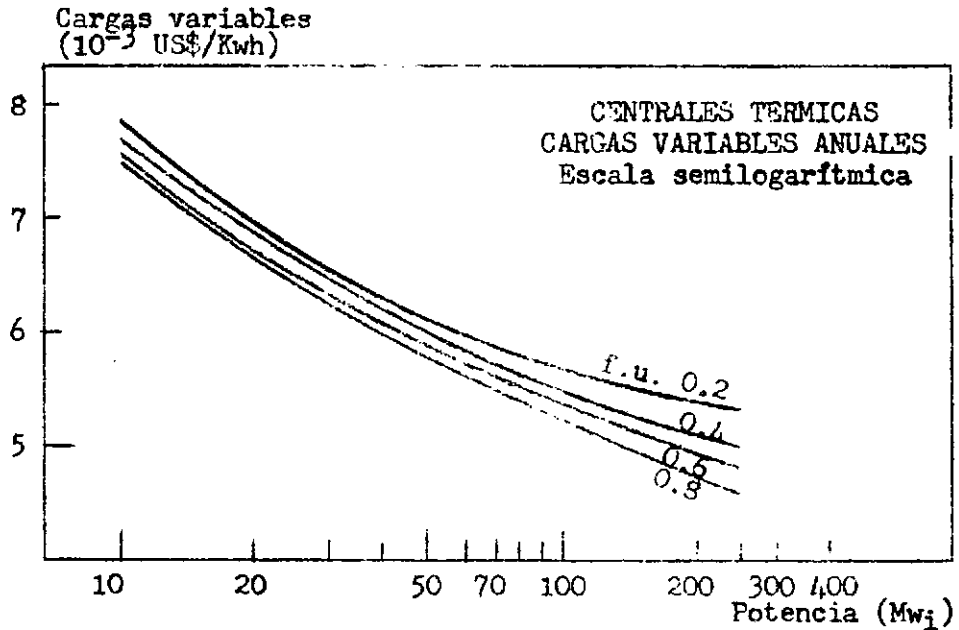
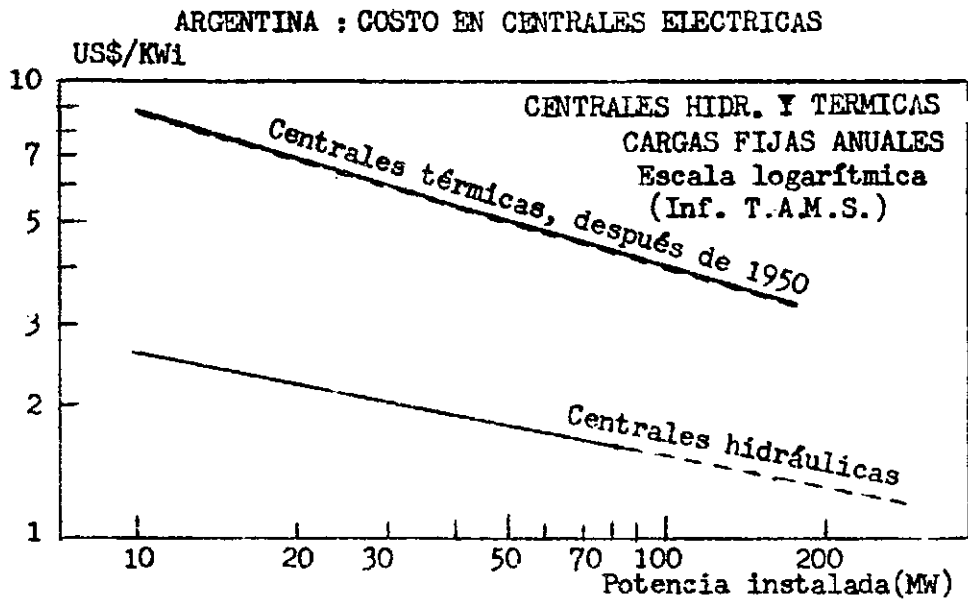
ARGENTINA : CENTRALES TERMICAS - COSTO DEL KWh

y = Costo (milésimos US\$/Kwh)

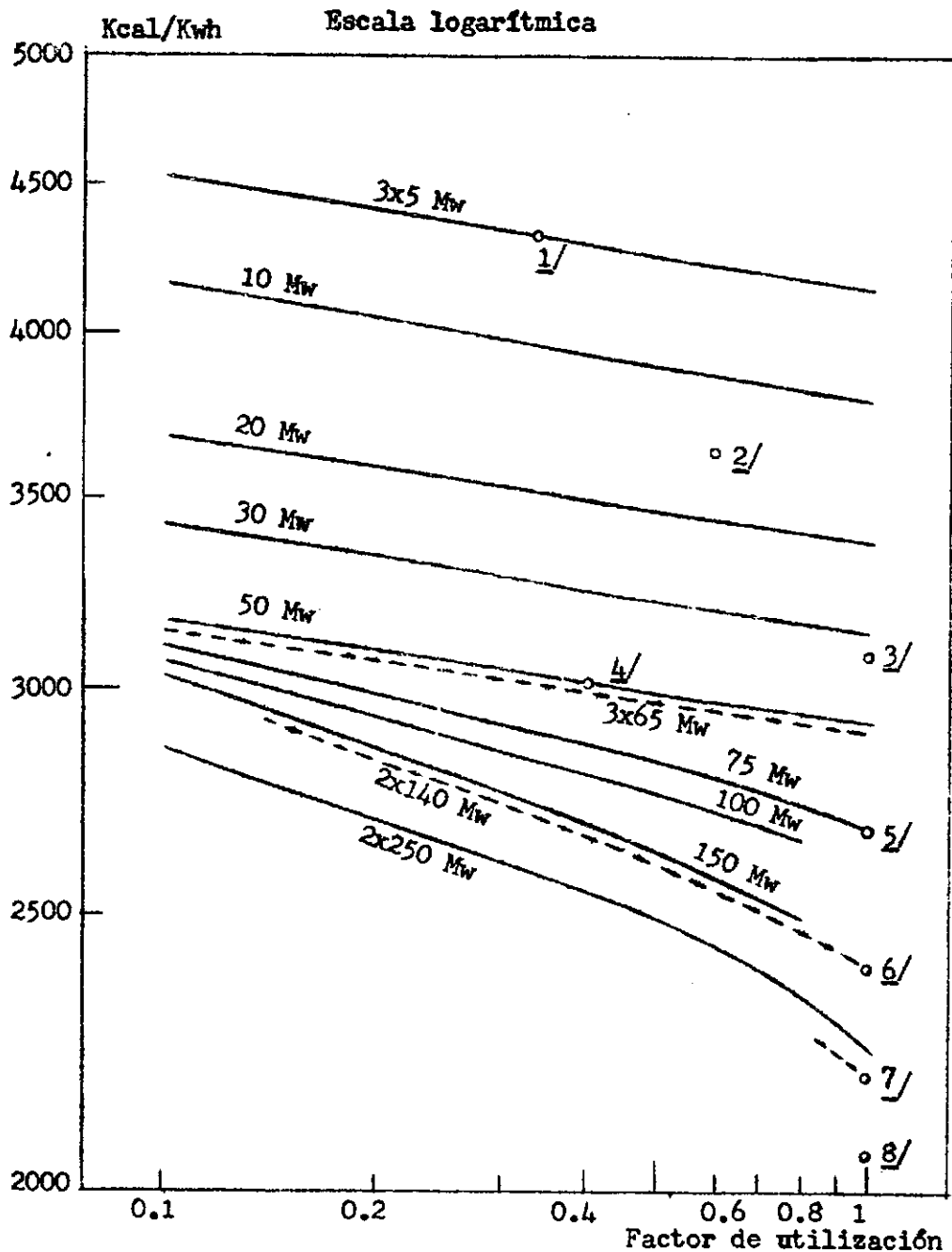
x = Potencia (Mw)

Escala semilogarítmica





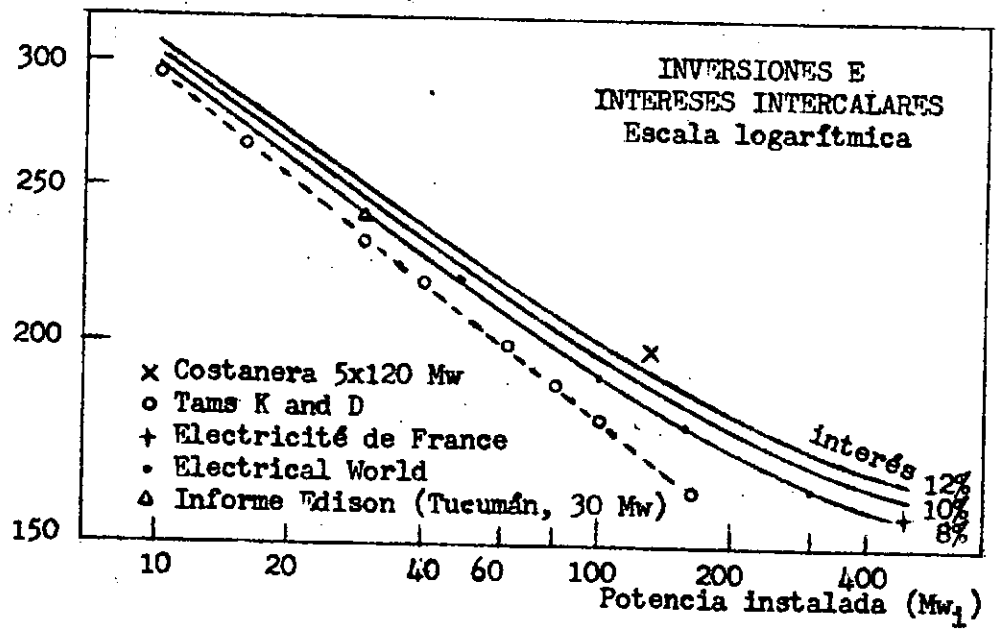
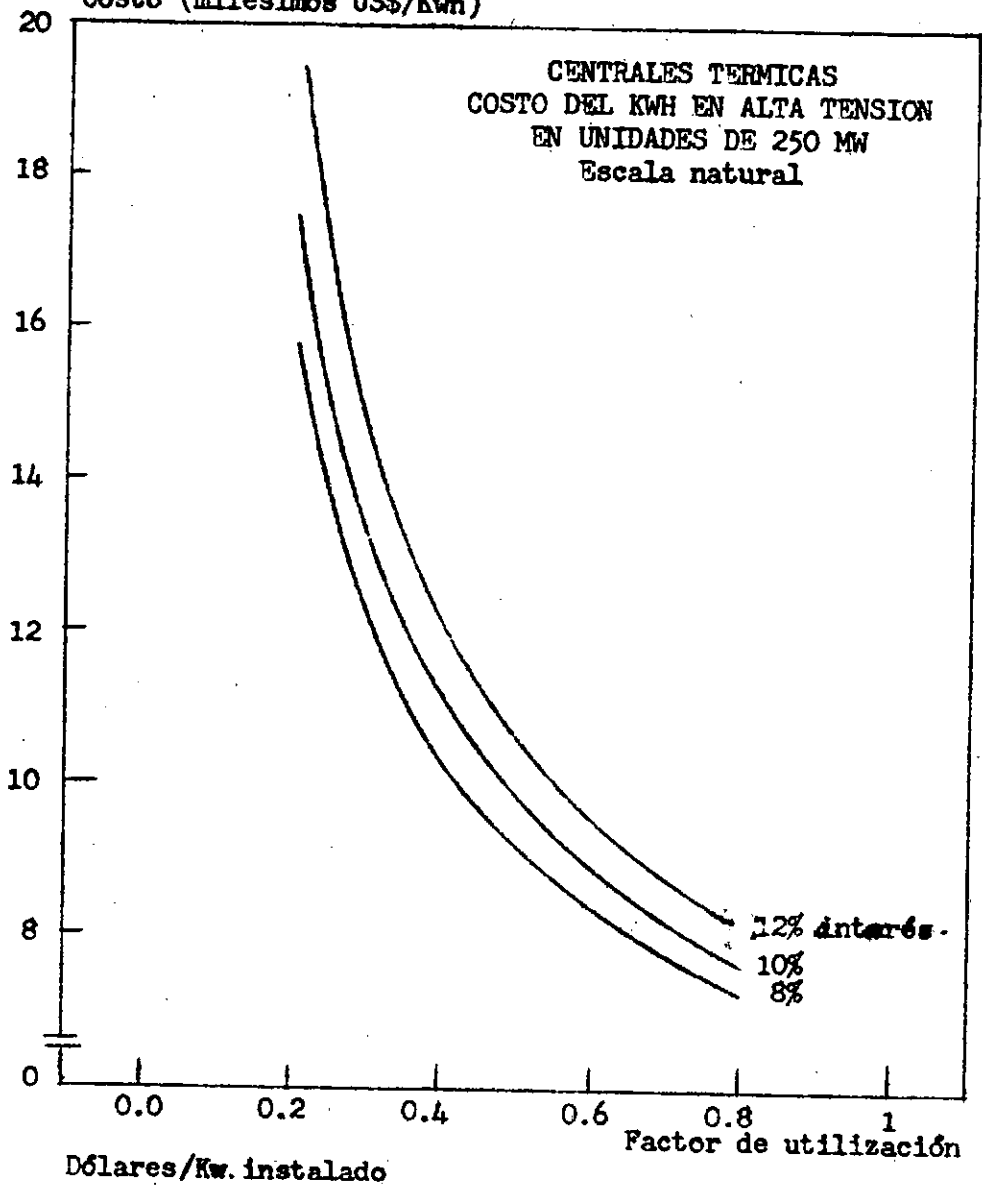
ARGENTINA : CENTRALES TERMICAS - CONSUMOS ESPECIFICOS



Nota:

<u>1/</u> Central Corrientes A y EE	<u>5/</u> Valor IT-SO Informe C.C.C.
<u>2/</u> Central 30Mw (zona de Tucumán)	<u>6/</u> Valor IT-SO
<u>3/</u> Central 9 de Julio A y EE	<u>7/</u> Valor IT-SO
<u>4/</u> Central Batlle (1959)	<u>8/</u> Futuro grupo CIAE

ARGENTINA : COSTO EN CENTRALES ELECTRICAS
INTERCALARES Y CENTRALES TERMICAS
Costo (milésimos US\$/Kwh)



Capítulo 3

COMPARACION DE SALTO GRANDE (RIO URUGUAY) Y CHOCÓN-CERROS COLORADOS (RIO NEGRO)

Se presentan simultáneamente los proyectos de Salto Grande y Chocón-Cerros Colorados aprovechando el estudio que de evaluación a un mismo nivel, que se realizó sistematizando los datos económicos para una eventual decisión sobre el orden en que convendría construirlos.^{1/}

Los dos aprovechamientos son de uso múltiple, previéndose que el sistema de Buenos Aires-Litoral constituye para ambos el centro de consumo principal de la energía hidroeléctrica producida.

La información básica pertinente se obtuvo para Salto Grande del Informe-Técnico-Económico-Financiero de la Comisión Técnica Mixta preparado en 1962 ^{2/} y para Chocón-Cerros Colorados del Informe Técnico-Económico-Financiero de Agua y Energía Eléctrica, preparado también en 1962.^{3/}

El proyecto de Salto Grande consiste en una obra de atajo, equipada con una central hidroeléctrica que básicamente es de pasada (se prevé únicamente una regulación diaria, con compensación semanal en casos excepcionales), y permite además, mejorar las condiciones de navegación en el Alto Uruguay, eliminando las dificultades que presentan actualmente los pasos de Ayuí y Salto Grande. La potencia total instalable para la Argentina (asignando la capacidad por mitades a ambos países), es de 720 MW, de los cuales 450 MW se consideran garantizados en el centro de consumo, y corresponden a una energía disponible de 2 780 GWh.

El proyecto Chocón-Cerros Colorados, por el contrario, es un complejo de obras de regulación sobre los ríos Limay y Neuquén, con una importante utilización para el riego (afirmado del riego existente en 90 000 Há y del

-
- 1/ Este trabajo lo efectuaron conjuntamente el Consejo Nacional de Desarrollo y el Grupo CEPAL-CFI.
 - 2/ Con la colaboración de las firmas consultoras: SOFRELEC, SOGEI y S.E.B.E.
 - 3/ Con la colaboración de las firmas consultoras ITALCONSULT y SOFRELEC.



posible en otras 80 000 Há actualmente en desarrollo, previéndose una expansión adicional limitada a 230 400 Há de las 480 000 factibles al completarse la obra) y para protección contra crecientes.

La potencia total instalable es de 1 100 MW, de los cuales 100 se atribuyen a la región y 1 000 MW al centro de consumo. La potencia garantizada en el centro de consumo de 810 MW, que corresponden a una energía de 4 416 GWh.

En el cuadro 2 se presentan los principales indicadores económicos correspondientes a ambos proyectos.

Cuadro 2
PRINCIPALES INDICADORES ECONOMICOS

Concepto	Salto Grande	Chocón-Carros Colorados
Inversión en la obra (millones de dólares equivalentes)	227.0	337.2
Inversión total, incluyendo inversiones públicas y privadas para el uso múltiple (millones de dólares equivalentes)	225.0	627.5
Relación beneficio/costo del aprovechamiento total en un año medio de la explotación completamente desarrollada	1.25	1.51
Relación entre el costo total anual de la generación hidroeléctrica y el de la térmica equivalente	0.82	0.76
Relación beneficio/costo, apropiando toda la inversión en obra a la generación de energía	1.03	1.15
Inversiones totales en divisas (millones de dólares)	122.31	187.8
Costos en insumos importados por kWh generado, en dólares	0.044	0.043

El rubro "inversión en obra" corresponde al costo del dique, central hidroeléctrica y red de transmisión hasta el centro de consumo, incluyendo un 7 por ciento para estudio y proyecto, e intereses intercalares para el período de ejecución, a la tasa del 10 por ciento.

La "inversión total" corresponde a la adición al costo de la inversión en obra de los gastos adicionales para obtener la plena utilización. En el caso de Salto Grande incluye complementación de los puertos existentes y una flota de empuje con una capacidad de 1 940 000 toneladas/año. En Chocón-Cerros Colorados, se añade todo el capital agrario y fundiario para la extensión del riego en 230 490 Há.

Para la relación beneficio/costo, se ha computado la producción plena de un año medio, con el régimen de explotación completamente establecido, y utilizando la tasa de interés del 10 por ciento para las amortizaciones.

Comparando con centrales térmicas equivalentes en el centro de consumo, ambos proyectos tienen un costo total anual inferior. En efecto, en el caso de Salto Grande, el costo total anual es de 20.87 millones de dólares, contra 23.38 millones de dólares de la central térmica equivalente. En el de Chocón-Cerros Colorados el costo total anual es de 32.75 millones de dólares, contra 42.94 millones de dólares de la térmica equivalente. Dividiendo para cada proyecto el costo total anual de la generación hidroeléctrica por el de la térmica equivalente, se obtienen los coeficientes de comparación del cuadro.

Como el establecimiento del régimen de producción plena demanda una planificación exitosa de los usos secundarios durante un período bastante largo, se ha considerado conveniente computar también la relación beneficio/costo suponiendo que se desarrollará únicamente el uso hidroeléctrico, lo que importa prescindir de las inversiones adicionales, y atribuir toda la inversión en obra a energía. En esta hipótesis desfavorable, el proyecto Chocón-Cerros Colorados muestra todavía una relación favorable, mientras que el de Salto Grande se encuentra cerca del valor crítico unitario.

Para este fin, en los cuadros 3 y 4 se muestran las relaciones globales de beneficio/costo y las parciales por uso, en función de la variación de la tasa de interés.

Dadas estas relaciones favorables en ambos proyectos para la generación de energía hidroeléctrica versus la térmica equivalente, conviene introducir otros indicadores más detallados, para comparar los proyectos entre sí, y caracterizar los problemas específicos que puedan presentarse.

Quadro 3

VARIACION SEGUN LA TASA DE INTERES DE LA RELACION BENEFICIO/COSTO
DEL PROYECTO SALTO GRANDE, EN UN AÑO MEDIO DE LA
EXPLOTACION COMPLETAMENTE DESARROLLADO

Usos	8%	10%	12%
Energía	1.43	1.22	1.06
Navegación	1.30	1.30	1.30
<u>Total</u>	<u>1.39</u>	<u>1.25</u>	<u>1.14</u>

Quadro 4

VARIACION SEGUN LA TASA DE INTERES DE LA RELACION BENEFICIO/COSTO
DEL PROYECTO CHOCON-CERROS COLORADOS, EN AÑO MEDIO
DE LA EXPLOTACION COMPLETAMENTE DESARROLLADA

Uso	8%	10%	12%
Energía	1.52	1.31	1.16
Riego y protección contra crecidas	1.66	1.56	1.44
<u>Total</u>	<u>1.63</u>	<u>1.51</u>	<u>1.37</u>

Es de notarse que manteniéndose en todos los casos superior al valor crítico de uno, tanto para las relaciones globales como para las parciales de ambos proyectos, también en todos los casos la relación global del proyecto Chocón-Cerros Colorados son superiores a las de Salto Grande,

circunstancia que se mantiene cuando se apropia toda la inversión, a la generación de energía eléctrica como puede apreciarse en el cuadro 5, estando en este último la de Chocón-Cerros Colorados aún próxima a la unidad para la tasa del 12 por ciento.

Cuadro 5

VARIACION SEGUN LA TASA DE INTERES DE LA RELACION BENEFICIO/COSTO
DE LOS PROYECTOS DE SALTO GRANDE Y CHOCON-CERROS COLORADOS
TOTALMENTE APROPIADOS A ENERGIA ELECTRICA

Proyecto	8%	10%	12%
Salto Grande	1.24	1.03	0.87
Chocón-Cerros Colorados	1.39	1.15	0.98

Pero aparte del hecho de que las diferencias de magnitud y régimen de explotación hacen que ambos proyectos no sean estrictamente comparables, es necesario introducir el retraso correspondiente al desarrollo progresivo de los usos secundarios.

En los cuadros 6 y 7 se muestra, como en los cuadros 3 y 4, la variación de las relaciones beneficio/costo globales y parciales, en función de la tasa de interés, pero teniendo en cuenta el retraso mencionado.

Cuadro 6

VARIACION SEGUN LA TASA DE INTERES DE LA RELACION BENEFICIO/COSTO DEL
PROYECTO SALTO GRANDE, CONSIDERANDO EL DESARROLLO PROGRESIVO DE
LA EXPLOTACION DE LOS USOS SECUNDARIOS

Uso	8%	10%
Energía	1.43	1.22
Navegación	1.04	0.87
<u>Total</u>	<u>1.32</u>	<u>1.13</u>

Quadro 7

VARIACION SEGUN LA TASA DE INTERES DE LA RELACION BENEFICIO/COSTO DEL
PROYECTO CHOCON-CERROS COLORADOS, CONSIDERANDO EL DESARROLLO
PROGRESIVO DE LA EXPLOTACION DE LOS USOS SECUNDARIOS

Uso	8%	10%
Energía	1.52	1.31
Riego y protección contra crecidas	1.05	0.87
<u>Total</u>	<u>1.30</u>	<u>1.14</u>

En el caso de Salto Grande, se ha supuesto que el desarrollo completo de la navegación se alcanzará doce años después de terminada la obra mientras que para Chocón-Cerros Colorados, el plazo para el desarrollo total de la producción de riego llega a 58 años, con un plan de habilitación de 6 400 Há anuales durante 36 años, 11 años de puesta en producción de los frutales y otros 11 años de transformación de la producción, hasta llegar a un plan final de producción anual de 30 por ciento de hortalizas y forrajes, y 70 por ciento de fruta.

Los resultados obtenidos conducen a establecer que con este análisis más detallado, ambos proyectos son practicamente equivalentes desde el punto de vista de la relación global de beneficio/costo, pero destacan que para los usos secundarios, esta relación se encuentra en la vecindad del valor crítico unitario para la tasa del 8 por ciento, y están por debajo del mismo para la tasa del 10 por ciento.

Este hecho introduce un factor importante a tener en cuenta. Para una decisión definitiva sobre la viabilidad de ambos proyectos, es preciso analizar el papel de estos usos secundarios dentro del marco del desarrollo regional y nacional.

En efecto, para el cálculo de estas relaciones de beneficio/costo se han computado únicamente los beneficios directos de los usos secundarios. A estos beneficios cabría añadir otros indirectos, que precisamente dependen de los objetivos de desarrollo regional y nacional, por la influencia del proyecto en cuestión en el logro de los mismos. Al computar estos beneficios secundarios, la parte apropiada de la inversión en obra y la inversión adicional para el uso secundario, formarían posiblemente una inversión rentable.

Por otra parte, también es necesario llamar la atención sobre la importancia de la planificación adecuada del desarrollo de los usos secundarios especialmente en el caso del riego. La experiencia existente hasta ahora se puede considerar desfavorable por los retrasos considerables de la puesta en producción en otras obras.

Es evidente que de existir demanda para la producción de riego, y si es posible una adeleración de su desarrollo aumentando entonces el número anual de hectáreas habilitadas, y el total de las mismas a su terminación, la relación beneficio/costo correspondiente a este uso se alteraría en sentido favorable. Desde este punto de vista, sería crucial la experiencia a recoger en los desarrollo proyectados de Pirquitas y Río Hondo.

Ambos proyectos también son prácticamente equivalentes desde el punto de vista de la inversión en divisas para kWh generado, como puede comprobarse en el cuadro 2. Estos cálculos se han efectuado en base a los valores que los consultores aprecian como necesidad de divisas. Es posible que los mismos sean menores por existir ítems que fueron considerados como provenientes de importación y puede la industria local proveerlos (cemento, hierro redondo, etc.).

Finalmente, el estado actual de los proyectos es el siguiente:

- a) El proyecto Salto Grande está completado y se requiere un plazo de 2 años para las negociaciones conjuntas con el Uruguay para su financiación, con lo cual se prevé una entrada en servicio parcial en 1972.
- b) El Complejo Chocón-Cerros Colorados con proyecto en estudio suponiendo su terminación a fines de 1965.

Con lo cual se prevé una entrada en servicio parcial en 1971/72.

A. Metodología seguida en la evaluación

1) Aprovechamiento del río Uruguay en Salto Grande

En este proyecto el análisis se circunscribió a dos finalidades: energía eléctrica y navegación. Los restantes propósitos: uso humano, riego, etc., tienen bajo valor económico frente a los anteriores, por lo tanto, no se considerarán específicamente.

Para energía eléctrica de acuerdo con estimaciones preliminares del Grupo se toma en cuenta una central térmica equivalente de 530 MW instalados y 450 MW de potencia firme (12 por ciento de reserva técnica y 5 por ciento pérdidas) con una generación de 2 940 GWh-año medio, equivalente a 2 780 GWh de energía disponible en el centro de consumo. El rendimiento calórico supuesto es: 2 400 kcal/kWh.

Para navegación, se adoptó como alternativa, de acuerdo con estimaciones preliminares del Grupo, una presa vertedero sin compuertas, pero en todo lo ancho del río Uruguay, y con umbral más elevado. A ello se agregan las obras para "Canal, Esclusas y Hervidero". Según las bases establecidas anteriormente y siguiendo el "método de diferencias justificadas", se apropió la parte común a las dos finalidades, resultando los siguientes valores porcentuales para cada una de las tasas consideradas:

<u>Obra</u>	<u>Porcentajes</u>		
Salto Grande	8	10	12
Energía eléctrica	84	75	59
Navegación	16	25	41

La aplicación de los valores mencionados, en el caso de energía eléctrica, y con la adopción del método de comparación seguido en el Informe Técnico-Económico-Financiero de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, se llega a resultados de coeficientes B/C para energía eléctrica consignados en el cuadro indicado más adelante.

En el caso de navegación utilizando los elementos característicos de la planilla de "diferencias justificadas" se obtuvieron inversiones actualizadas para esta finalidad, usando los valores correspondientes ya apropiados

de la obra. De la comparación efectuada con los valores de la alternativa de costo mínimo, resultan los coeficientes de B/C del cuadro:

<u>Salto Grande</u>	i = 8%	10%	12%
Energía eléctrica	1.43	1.22	1.06
Navegación	1.34	1.22	1.03
<u>Total</u>	<u>1.42</u>	<u>1.22</u>	<u>1.05</u>

2) Complejo Chocón-Cerros Colorados

Para este proyecto el análisis se hace, para las finalidades principales de energía eléctrica y control de crecidas y riego, no considerándose por su menor valor económico la de uso humano, navegación, etc.

En energía eléctrica y de acuerdo a las estimaciones preliminares, se adopta como alternativa de costo mínimo, una central térmica equivalente y de las siguientes características: potencia instalada, 950 MW; potencia firme, 810 MW (12 por ciento reserva técnica, 5 por ciento pérdidas), con una generación de 4 650 GWh y 4 416 GWh disponibles en el centro de consumo. El rendimiento calórico aceptado es: 2 400 kcal/kWh con un precio en el combustible de 1.8 dólar/millón de kcal.

Para crecidas y riego hubo de aceptarse - a falta de mejor información - la alternativa ensayada por los consultores en la parte 7.2 del Informe Técnico-Económico-Financiero, donde un conjunto de obras destinadas a igual efecto requerirían una inversión de 66.8 millones incluidos los intereses intercalares.

Aplicando a estas bases, y sus pertinentes valores, el "método de diferencias justificadas" se apropió la parte común a las dos finalidades obteniéndose los pares de valores porcentuales que figuran en el cuadro siguiente, para cada tasa considerada:

<u>Complejo C.C.C.</u>	i = 8%	10%	12%
Energía eléctrica	75%	67.5%	58%
Crecida y riego	25%	32.5%	42%

Con aplicación de estos valores porcentuales de apropiación, y tomando las inversiones actualizadas de las alternativas de costo mínimo como "beneficios", se llegó a formular los cocientes relativos a beneficio/costo parciales por finalidad y para la totalidad de obra. Dichos resultados son los abajo indicados:

<u>Complejo C.C.C.</u>	<u>i = 8</u>	<u>10</u>	<u>12</u>
Energía eléctrica	1.52	1.31	1.16
Crecida y riego	2.27	1.75	1.37

3) Con apropiación total a Energía Eléctrica

Tomando para este caso la misma alternativa de costo mínimo - central térmica equivalente -, se adjudicó el costo total a la sola finalidad de energía eléctrica.

Los resultados en el cociente beneficio/costo se indican a continuación:

<u>Obra</u>	<u>i = 8%</u>	<u>10%</u>	<u>12%</u>
Salto Grande	1.24	1.03	0.87
Chocón-Cerros Colorados	1.39	1.15	0.98

4) Inversiones suplementarias $I_H - I_T$

Tomando las definiciones y proceso de comparación presentes en el informe técnico-económico-financiero de los consultores para el aprovechamiento del río Uruguay en la zona de Salto Grande, se establecieron las distintas relaciones que se consignan en los cuadros que siguen abajo:

En el primero se usó los valores de inversión resultantes de la apropiación ya explicada en b) y en el segundo fueron utilizados los de las inversiones como adjudicadas totalmente, a la finalidad energía eléctrica. Además respecto a la relación llamada "Rédito de las inversiones suplementarias", se la presenta con una nueva forma donde se ha descontado la incidencia de los intereses, y se la designa por "Rédito neto de las inversiones suplementarias".

Obras con apropiación

Obra		i = 8%	10%	12%
Chocón-Cerros Colorados	Rédito	18.2	17.1	16
	Rédito neto	10.2	7.1	4
Salto Grande	Rédito	15.4	14.4	11.9
	Rédito neto	7.4	4.4	-0.1

Apropiando todo a energía eléctrica

Obra		i = 8%	10%	12%
Chocón-Cerros Colorados	Rédito	14.8%	12.9%	11.5%
	Rédito neto	6.8%	2.9%	-0.5%
Salto Grande	Rédito	11.6%	10.5%	9.5%
	Rédito neto	3.6%	0.5%	-2.5%

5) Anualidades para plena producción

En el caso de la finalidad energía eléctrica las inversiones actualizadas resultantes en el cálculo de comparación de alternativas, se llevaron a la anualidad correspondiente.

Estos valores anuales llevados a la relación beneficio/costo, reportan las mismas cifras que las encontradas anteriormente.

En cambio, en las finalidades de crecidas y riego, donde se supone plena producción de todos los cultivos y en navegación supuesta en régimen se agregan a las inversiones del sector privado y/o complementaria. También en navegación se adoptó como beneficio el costo del incremento esperable en esa vía fluvial tomando fletes actuales; como costo fue supuesto el mismo incremento tomado a los fletes que se estima existirán una vez habilitada la obra.

A los efectos de los pertinentes cálculos de beneficio/costo para riego y crecidas en C.C.C. se analizó una serie de valores de costos por distintos conceptos y de beneficios en las distintas finalidades, obtenidas de diversas fuentes, adoptándose por último las cifras del cuadro siguiente.

Costos

	Capital agrario	Invers. Asociad.	Costo Expl.	Costo resultante US\$/Há		
				i = 8%	10%	12%
Invers.	<u>940 US\$</u> Há	<u>190 US\$</u> Há				
Vida útil	50 años	29 años				
Costo			<u>380 US\$</u> Há	480	500	530

Beneficios

Frutales	Cultivos	Valor ponderado	Crecidas
<u>1 000 US\$</u> Há	<u>430 US\$</u> Há	<u>830 US\$</u> Há	<u>1 millón</u> año

Estos valores resultantes son válidos para su aplicación en una estructura agraria de 70 por ciento de su área en frutales y 30 por ciento en cultivos anuales, considerando su producción a pleno. La superficie que se considera de régimen es de 230 400 Há sobre las cuales se aplicaron los costos y beneficios referidos.

Todo ello conduce a los siguientes cuadros de comparación de anualidades en las obras de referencia.

Salto Grande en millones de dólares

Uso	Inversión			Costos		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Energía	178.3	188	196.7	16.4	20.9	25.5
Navegación	60.6	67	77.9	11.2	11.2	11.2
<u>Total</u>	<u>238.9</u>	<u>255</u>	<u>274.6</u>	<u>27.6</u>	<u>32.1</u>	<u>36.8</u>

Salto Grande - Comparación anualidades

Uso	Beneficios			Relación B/C		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Energía.	23.6	25.4	27.1	1.43	1.22	1.06
Navegación	14.6	14.6	14.6	1.30	1.30	1.30
<u>Total</u>	<u>38.2</u>	<u>40.0</u>	<u>41.7</u>	<u>1.39</u>	<u>1.25</u>	<u>1.14</u>

Complejo Chocón-Cerros Colorados en millones de dólares

Uso	Inversión			Costos		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Energía	282.1	294.6	306.6	26.0	32.8	39.8
Riego y crecidas	320.7	332.9	349.3	116.1	123.2	133.7
<u>Total</u>	<u>602.8</u>	<u>627.5</u>	<u>655.9</u>	<u>142.1</u>	<u>156.0</u>	<u>173.5</u>

Complejo Chocón-Cerros Colorados - Comparación anualidades

Uso	Beneficios			Relación B/C		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Energía	39.6	42.9	46.0	1.52	1.31	1.16
Riego y crecidas	192.2	192.2	192.2	1.66	1.56	1.44
<u>Total</u>	<u>231.8</u>	<u>235.1</u>	<u>238.2</u>	<u>1.63</u>	<u>1.51</u>	<u>1.37</u>

6) Retraso en la producción

Como se explicó en la metodología: comparación de anualidades para una producción plena en los frutales, ya se conoce el tipo de estructura agraria adoptada en el curso de este estudio.

Gastos

Cabe ahora admitir un retraso de producción en los frutales, para lo cual es necesario definir un calendario de inversiones a fin de poder actualizar todas ellas al año cero de iniciación de los trabajos en el dique, complementado con la precisión de la época y duración del retraso que configure una ley.

Aspectos considerados (véase el gráfico de actualización...)

- a) Inversión pública en Dique entre los años 0 y 5.
- b) Inversión pública en Canales, entre el 5° y el 13° años.
- c) Inversión asociada a Riego, entre el 5° y 41 años
- d) Inversión en Capital Agrario entre los años 6 y 42 años

Para la primera de las nombradas, que varía según la tasa de interés usadas, se ha determinado su valor equivalente anual para cada uno de los periodos anuales (3) entre el año 0 y el 5°.

Para las distintas tasas, el mismo resulta:

(Millones de dólares)

Inversión	i =	8%	10%	12%
Total		26.2	33.5	43.4
Inversión anual		5.24	6.70	8.68

La segunda inversión es de 30 millones de dólares que se considera constante, resultando una inversión equivalente de 3.75 millones de dólares anuales. La inversión asociada evaluada en 190 dólares/hectárea reporta anualmente (durante el período de incremento de cultivos) para 6 400 H^a/año, un monto de 1 216 000 dólares/año. Esta inversión se aplica desde 1 año antes del comienzo de ingreso de nuevas áreas.

La última de ellas, inversión en capital agrario, evaluada en 940 dólares/hectárea significa una inversión de 6 016 000 dólares/año para un ingreso de 6 400 Há/año.

Esta tiene comienzo en el año de ingreso de áreas cultivables.

Inversión actualizada

Cada una de las inversiones anuales consignadas anteriormente se han actualizado al año cero de comienzo de la construcción del dique, resultando para cada tasa de interés los siguientes valores:

(Millones de dólares)

Inversiones	i = 8%	10%
a) Inversión pública del dique (parte apropiada)	20.92	25.40
b) Inversión pública en canales	14.67	12.42
c) Inversión asociada	9.70	7.29
d) Inversión en capital agrario	44.42	32.81
<u>Total</u>	<u>89.71</u>	<u>77.92</u>

Costos directos de explotación

A los efectos de un mejor entendimiento del cálculo, que seguiría, se ha considerado que en el área de ingreso de nuevos cultivos, se produce en forma sucesiva y para cada una de las franjas de 6 400 Há/año, el siguiente proceso:

- a) Los cultivos ingresan sin plena producción durante 22 años a partir del año 6; i) los mismos adquieren plena producción desde el año 28; ii) todo esto se cumple sucesivamente para 36 períodos anuales; iii) para el total de 230 400 Há se alcanza un estado de plena producción para todos los cultivos a partir del año 64 hasta el 105.

b) Períodos de producción parcial:

Para 6 400 Há/año se superponen 2 efectos: i) la modificación de la estructura de los cultivos, que requiere 11 años en la transformación y ii) el retraso de entrada en producción de los frutales, el cual se extiende durante otros 11 años.

El período completo requiere 22 años.

Se ha seleccionado desde distintas fuentes los costos de explotación para los cultivos, en cuestión, los que comprenden los gastos relativos a la explotación, incluido semilla, fertilizantes, plaguicidas, etc., quedando adoptados los siguientes: frutales sin producción, 323 dólares/hectárea; frutales con plena producción, 423 dólares/hectárea; cultivos anuales, 280 dólares/hectárea; promedio ponderado de todos los cultivos en plena producción y régimen normal, 380 dólares/hectárea.

También debe aclararse que lo definido en i) corresponde a una modificación de la estructura de los cultivos, en un ciclo de 11 años, en forma que, partiendo de una distribución de 30 por ciento del área con frutales y el 70 por ciento para cultivos anuales, se consigna en el año 11 una estructura del tipo 70 por ciento del área con frutales y 30 por ciento de cultivos anuales. Para el retraso enunciado en ii) debe definirse como tal al efecto de la demora en la plena producción de los frutales, que se estima se produce en 10 años, de tal modo que la plena producción se verifica en el undécimo año. La producción parcial se inicia en el 7º año, escalonándose, año por año una producción creciente y con la siguiente ley de productividad: $4/24$ en el 7º año y, sucesivamente, $9/24$, $14/24$, $19/24$ y plena en el undécimo año.

El cálculo relativo puede ordenarse en una sumatoria de etapas parciales que van cumpliendo cada una de las 6 400 Há/año.

- 1) Cultivos anuales en plena producción: $BCRQ \ 280 \text{ dólares/hectárea} \times 1 \ 920 \text{ hectáreas} \times F. \text{ Act. serie } (22 \ a) \text{ (según tasa de interés).}$
- 2) Cultivos anuales en plena producción que disminuyen hasta anularse en el año 11, en forma lineal, y desde 2 560 hectáreas (este valor se calcula como diferencia entre el "valor actualizado" del área ABIG y el área AIG:

280 dólares/hectárea x 2 560 hectáreas (F. Act. serie 11 años)

- factor retraso

parcial 11 años

11

(según tasa int.)

- 3) Ingreso sin producción de 1 920 hectáreas de frutales, cuya entrada en producción parcial, (equivalente a 320 hectáreas en plena producción (1/6 de 1 920) se produce en el año 7° y su valor se analiza en 4).
- 4) El equivalente de 320 hectáreas de frutales en plena producción desde el año 7° hasta el año 22°; área DEML 423 dólares/hectárea x 320 x fact. serie 15 a x fact. simple 7 a (según tasa int.) =
- 5) El equivalente al aumento lineal de la producción anual de las (1 920 - 320) = 1 600 hectáreas ingresadas según 3), desde 1/6 a plena producción entre los años 7 y 11. Área EGP.
 $423 \text{ dólares/hectárea} \times \frac{1\,600}{4} \text{ hectáreas} \times \text{factor retraso parcial 4 años} \times \text{fact. simple 7 a (según tasa int.)}.$
- 6) Ingreso sin producción en forma linealmente decreciente hasta 2 560 hectáreas de frutales que sustituyen progresivamente a los plantados provisoriamente con cultivos anuales (según 2) entre el año 0 y el 11 área AIG = Esto se analiza en 7).
- 7) Las hectáreas incorporadas según 6) van entrando en producción parcial a partir del 8° año y su producción es equivalente a: Área EHG 39 hectáreas en plena producción en el año 8
126 hectáreas en plena producción en el año 9
262 hectáreas en plena producción en el año 10
446 hectáreas en plena producción en el año 11

o sea:

$423 \text{ dólares/hectárea} \times 39 \text{ hectáreas} \times \text{f. act. simple 8 a } \downarrow$
 $423 \text{ dólares/hectárea} \times 126 \text{ hectáreas} \times \text{f. act. simple 9 a } \downarrow$
 $423 \text{ dólares/hectárea} \times 262 \text{ hectáreas} \times \text{f. act. simple 10 a } \downarrow$
 $423 \text{ dólares/hectárea} \times 446 \text{ hectáreas} \times \text{f. act. simple 11 a } \downarrow$
(todo según tasa int.).

- 8) Entre los años 11 y 22 se tiene que el valor equivalente a 1 600 hectáreas en plena producción de 5) y las 446 hectáreas del punto 7), se mantienen constantes; por consiguiente:
423 dólares/hectárea (1 600 + 446) hectáreas x f. act. serie 11 a + fac. act. simple 11 a.
- 9) Entre los años 11 y 18 se produce el ingreso lineal creciente de la producción equivalente a 2 560/11 hectáreas/año cuyo valor es el siguiente:
Area HKJ
423 dólares/hectárea x $\frac{2\ 560\ H\acute{a}}{11}$ x factor retraso parcial 7 a x fact. simple 11 a. (según tasa int.).
- 10) Entre los años 18 a 22 la producción de las $\frac{2\ 560}{11}$ x 7 = 1 629 H \acute{a} . alcanzadas en el año 18, según 9) se mantienen constantes y en plena producción, luego, en el área KJTN:
423 dólares/hectárea x 1 629 x fact. serie 4 a x fac. act. 18 años (según tasa int.).
- 11) Entre los años 18 a 22 terminarían por entrar en plena producción las hectáreas ingresadas según 6) que aún no lo han hecho, siendo su producción equivalente a: (área KTQ)
- 194 hectáreas en el año 19
339 hectáreas en el año 20
436 hectáreas en el año 21
485 hectáreas en el año 22

Siendo sus valores correspondientes:

423 dólares/hectárea x 194 hectáreas x f. act. simple 19 a. (según tasa int.).

+ 423 dólares/hectárea x 339 hectáreas x f. act. simple 20 a (id. id.)

+ 423 dólares/hectárea x 436 hectáreas x f. act. simple 21 a (id. id.)

+ 423 dólares/hectárea x 485 hectáreas x f. act. simple 22 a (id. id.)

- 12) Como quedó planteado en 3) ingresan al año 0, la cantidad de 1 920 hectáreas de frutales sin producción, cuya primera y posterior plena producción se analiza en 4), 5) y 8).

Queda aún por determinar los costos directos de explotación correspondientes al equivalente de hectáreas sin producción que, de acuerdo al gráfico resulta ser, por diferencia, la superficie O A I Q K H E D. Este costo, resultaría de un planteo como el siguiente:

Costo directo act. al año 0: 323 dólares/hectárea x fact. equiv.
x superficie O A I Q K H E D.

Pero esta expresión afectada por un factor equivalente de actualización, de difícil cálculo, puede llevarse a la siguiente forma simplificada:

Costo directo act. al año 0:

323 dólares/hectárea x 6 400 hectáreas x fact. 22 a - superficie equiv. ABCRQI - equiv. DEHKQL superficie.

Debe aclararse que las "superficies equivalentes" de la fórmula arriba transcrita, resultan de la sumatoria de las respectivas superficies parciales, contenidas dentro del contorno considerado, por los correspondientes factores de actualización. Así, la superficie equivalente de ABCRQI, resulta de tomar las hectáreas correspondientes de 1) multiplicadas por el factor de actualización serie 22 años + las hectáreas correspondientes de 2) por el paréntesis de ese párrafo. Esto cambia con la tasa respectiva.

En cambio la superficie equivalente DEHKQL, resulta de la misma operación efectuada en los párrafos 4) al 11) inclusive; y esto para cada una de las tasas.

Por tanto, hallada con este mecanismo "por diferencia" la superficie equivalente "actualizada" que corresponde al equivalente en hectáreas sin producción, sólo resta multiplicarlas por el valor unitario de inversión (323 dólares/hectárea), para llegar al costo de cada franja de 6 400 hectáreas en esa situación y para cada tasa.

Finalmente la sumatoria de todas las operaciones planteadas desde 1) a 12), efectuadas para cada tasa, dan los valores del costo de explotación, para cada franja de 6 400 hectáreas, comprendidas en el "período de producción parcial" según fue definido al comienzo de este párrafo. Dichos valores, efectuadas las operaciones pertinentes dan los resultados del cuadro que sigue:

(En millones de dólares)

Inversión	i = 6%	8%	10%
Costo de producción para cada franja de 6 400 Há en período de producción parcial	25.28	21.20	18.06

Cabe advertir que estos valores no están aún actualizados al año 0 de construcción del dique. Además cada una de estas inversiones durante 36 períodos subsiguientes, configura una serie de valores, que es posible actualizarla al origen mencionado por medio de la siguiente expresión

Por ejemplo: (para el primer período)

21.20×10^6 dólares x factor simple 6 a x (1 + factor serie 35 a) =
Esto repetido para cada valor del cuadro anterior y la tasa respectiva, reporta el siguiente cuadro:

(Millones de dólares)

Inversión	i = 6%	8%	10%
Costo actualizado de exportación, en el período producción parcial para el total de hectáreas	258.39	169.07	109.16

i) En lo que sigue se calculará la producción plena para cada franja de 6 400 hectáreas lo que ya se adelantó se verifica a partir del año 28 desde la construcción del dique inclusive. Precisamente estas inversiones escalonadas durante 36 períodos hasta el año 64 inclusive, configura una serie de valores que puede tratarse por el método de retraso parcial con variación lineal.

ii) Usando el valor de promedio ponderado de todos los cultivos en plena producción y en régimen normal: 380 dólares/hectárea dado al comienzo de este párrafo.

Resulta: 380 dólares/hectárea x '6 400 hectáreas x factor retraso parcial (36 a) x factor simple 28 a (según tasa interna).

En el cuadro siguiente se consignan los valores así hallados válidos para plena producción hasta el año 1964 inclusive.

(Millones de dólares)

Inversión	i = 6%	8%	10%
Costo explotación producción plena años 28-64	87.84	36.64	15.98

iii) Después del año 64, la estructura agraria supuesta, ha entrado con régimen normal, y las 230 400 hectáreas incorporadas y en plena producción continuarán en esa forma, habiéndose adoptado como término para el estudio el año 105, que coincide con 100 años posteriores a la terminación del dique. En este caso la inversión actualizada, queda dada por la siguiente expresión, para los 380 dólares/hectárea referidos en b).

380 dólares/hectárea x 230 400 hectáreas x fact. serie 41 a x factor simple 64 a (según tasa int.).

Esto configura el siguiente cuadro de valores:

(Millones de dólares)

Inversión	i = 6%	8%	10%
Costo explotación de plena producción entre años 64 a 105 para 230 400 hectáreas	31.81	7.61	1.89



Valores finales

Obtenidos los valores finales de los tres aspectos i), ii) y iii) enunciados al comienzo de este párrafo, se puede totalizar los costos directos de explotación objeto de este análisis.

Ello reporta el cuadro final para esos valores de explotación.

(Millones de dólares)

Concepto	i = 6%	8%	10%
Costo directo de explotación	378.04	213.32	127.03

Costos totales

Los costos directos de explotación anteriormente calculados se deben adicionar a las respectivas inversiones que amparan a los cuatro conceptos definidos al comienzo de esta Metodología del Retraso en la Producción, o sea la inversión pública en el dique, la inversión pública en canales, la inversión asociada a riego y la inversión en capital agrario, cuyos valores están resumidos en el cuadro de inversiones actualizadas, para obtener los costos totales actualizados, lo que reporta el cuadro siguiente.

(En millones de dólares)

Concepto	i = 6%	8%	10%
Costos totales actualizados	487.76	303.03	204.95
Anualidad correspondiente	29.27	24.24	20.50

Beneficio

Para el examen de este concepto, es necesario hacer referencia a los tres aspectos definidos en el párrafo de costos directos de explotación. Así, se presenta a) el caso de los cultivos que ingresan sin plena producción

durante 22 años, entre el año 6 y el 28 del comienzo de construcción del dique; b) la etapa donde adquieren plena producción, lo que ocurre a partir del año 28 y c) la parte final para 230 400 hectáreas en conjunto, donde se alcanza el estado de plena producción para todos los cultivos a partir del año 64 y hasta el año 105.

El examen se extiende hasta 100 años después de la terminación del dique y los valores unitarios del beneficio para los distintos cultivos, luego de una selección de informaciones han quedado adoptados en:

Beneficio frutales plena producción 1 000 dólares/hectárea. Cultivos anuales en régimen normal de producción: 430 dólares/hectárea. El promedio ponderado en similares condiciones en 830 dólares/hectárea. El beneficio para crecidas según la estimación preliminar del grupo CEPAL-CFI se estima en 1 millón de dólares.

1) Período de producción parcial: aquí se reproduce el mismo proceso explicado en el párrafo a) de Costos Directos de Explotación, por lo que se da por conocido el ordenamiento del cálculo por etapas que sigue:

1) 430 dólares/hectárea x 1 920 hectáreas x fact. ser. 82 años
(según tasa int.).

2) 430 dólares/hectárea x 2 560 hectáreas x fact. ser. 11 años
- $\frac{\text{factor retraso}}{11}$ $\frac{\text{parcial 11 a}}{11}$ - (según tasa int.).

3) 1 000 dólares/hectárea x 320 hectáreas x fact. ser. 15 a x
fact. simple 7 a (según tasa int.).

4) 1 000 dólares/hectárea x $\frac{1\ 600\ \text{Há}}{4}$ x fact. retraso parcial 4 a
x fact. simple 7 a (según tasa int.).

5) 1 000 dólares/hectárea x 39 hectáreas x fact. simple 8 a
(según tasa int.).

+ 1 000 dólares/hectárea x 126 hectáreas x fact. simple 9 a (id. id.).

+ 1 000 dólares/hectárea x 262 hectáreas x fact. simple 10 a (id. id.).

+ 1 000 dólares/hectárea x 446 hectáreas x fact. simple 11 a (id. id.).

- 6) 1 000 dólares/hectárea x 2 046 hectáreas x fact. serie 11 a fact. simple 11 a (id. id.).
- 7) 1 000 dólares/hectárea x $\frac{2\,560\text{ Há}}{11}$ x fact. retraso parcial 11 a x fact. simple 11 a (id. id.).
- 8) 1 000 dólares/hectárea x 1 629 hectáreas x fact. serie 4 a factor simple 18 a (id. id.).
- 9) 1 000 dólares/hectárea x 194 hectáreas x fact. simple 19 a (id. id.).
 + 1 000 dólares/hectárea x 339 hectáreas x fact. simple 20 a (id. id.).
 + 1 000 dólares/hectárea x 485 hectáreas x fact. simple 22 a (id. id.).
 + 1 000 dólares/hectárea x 426 hectáreas x fact. simple 21 a (id. id.).

Efectuando las operaciones indicadas para cada tasa de interés, y procediendo a la sumatoria correspondiente desde 1 a 9, se obtienen los valores del beneficio parcial para cada franja de 6 400 hectáreas comprendidas en este período de producción parcial.

Dichos valores componen el cuadro que sigue:

(En millones de dólares)

Concepto	i = 6%	8%	10%
Beneficio en el período producción parcial para cada franja de 6 400 hectáreas	32.62	26.22	21.45

Estos valores no están actualizados al año cero de construcción del dique y, además, el conjunto de ellos durante 36 períodos configura una serie, la que es posible actualizar al origen con la siguiente expresión:

Por ejemplo:

$$26.22 \cdot 10^6 \text{ dólares} \times \text{fact. simple } 6 \text{ a} \times (1 + \text{fact. serie } 35 \text{ a}).$$

Repetiendo este cálculo para cada valor del cuadro anterior usando las distintas tasas, se compone un nuevo cuadro del beneficio total actualizado, para este párrafo a).

(En millones de dólares)

Concepto	i = 6%	8%	10%
Beneficio total actualizado en producción parcial para 230 400 hectáreas	333.41	209.11	128.93

ii) Período de plena producción entre los años 28 y 64.

Aquí el razonamiento es similar al párrafo b) de Costos Directos de Explotación, por lo que adoptando el promedio ponderado en régimen normal de producción en 830 dólares/hectárea, la expresión que interpreta esta situación, es la siguiente:

$830 \text{ dólares/hectárea} \times 6 \text{ 400 hectáreas} \times \text{factor retraso parcial}$
 $(36 \text{ a}) \times \text{fact. simple de } 28, \text{a (según tasa de int.)} =$

Aplicando entonces las tasas respectivas se compone el cuadro que sigue de beneficios para una plena producción hasta el año 64 inclusive.

(Millones de dólares)

Concepto	i = 6%	8%	10%
Beneficio actualizado de plena producción hasta el año 64	191.87	80.04	34.90

iii) Plena producción de la totalidad de cultivos entre el año 65 y el año 105.

La misma explicación dada en c) del capítulo Costo Directo de Explotación, tiene plena validez, cambiando aquí el costo ponderado, por el beneficio promedio ponderado en régimen normal de producción que se adoptó en 830 dólares/hectárea.

Así la expresión que representa este aspecto, sería:

$830 \text{ dólares/hectárea} \times 230 \text{ 400 hectáreas} \times \text{fact. serie } 41 \text{ a} \times \text{fact. simple } 64 \text{ a (según tasa int.)}$.

Realizados los cálculos para las distintas tasas, se obtiene el cuadro siguiente:

(Millones de dólares)

Concepto	i = 6%	8%	10%
Beneficio de plena producción entre los años 64 a 105	69.48	16.61	4.13

Con esto finaliza el cálculo de beneficio por etapas, para la totalidad de 230 400 hectáreas en el asunto riego.

La suma de los tres beneficios parciales analizados en i), ii) y iii) reporta el siguiente cuadro:

(Millones de dólares)

Concepto	i = 6%	8%	10%
Beneficios totales de riego actualizado	594.76	305.76	167.96
Anualidad correspondiente	35.69	34.46	16.80

Beneficios totales y relación beneficio/costo

A los beneficios anuales consignados anteriormente, cabe agregar el valor de 1 millón de dólares/año, en concepto de beneficio por crecidas, según la estimación preliminar del grupo CEPAL-CFI, resultando entonces los beneficios totales y las relaciones beneficio/costo del cuadro que sigue:

Concepto	i = 6%	8%	10%
Beneficio total = riego y crecidas	36.69	25.46	17.80
Relación beneficio/costo	1.25	1.05	0.87

7) Retraso de la obtención del régimen de navegación

Como se explicó en la metodología: "Comparación de Anualidades" para un régimen de navegación se conoce el volumen de navegación adoptada en el curso de este estudio así como las infraestructuras y bienes flotantes correspondientes.

Cabe ahora admitir un retraso en la entrada en régimen del sistema de 12 años después de terminada la obra; o sea, 18 años del comienzo de la misma, año 0 para el cálculo.

Tomando en cuenta los siguientes valores adoptados en una estimación preliminar:

- a) Inversión pública en dique entre los años 0 y 6.
- b) Inversión pública en flota, 30 por ciento inicial (año 6).
70 por ciento progresivamente durante 12 años (años 6-18).
- c) Inversión pública en vías navegables, 40 por ciento iniciales en los 2 años antes de terminar el dique (años 4-6); 60 por ciento progresivamente durante 8 años (años 6-14).

Para la primera de las nombradas, que varía según la tasa de interés usada, se ha determinado su valor equivalente anual para cada uno de los periodos anuales (6) entre el año 0 y el 6.

Para las mismas tasas el mismo resulta:

(Millones de dólares)

Inversión	i = 6%	8%	10%
Total	26.3	28.0	31.2
Inversión anual	4.4	4.67	5.2

La inversión en flota de 17.7 millones de dólares se descompone porcentualmente a lo dicho en b) en 5.3 millones y 12.4 millones respectivamente, resultando una inversión anual equivalente de 1.03 millones de dólares.

La inversión en vías navegables de 10.30 millones de dólares se descomponen según el porcentaje establecido en c), en inversiones anuales equivalentes de 2.05 millones de dólares y 0.775 millones respectivamente.

Inversión actualizada

Cada una de las inversiones consignadas anteriormente se han actualizado al año cero, resultando para cada tasa de interés los siguientes valores:

(Millones de dólares)

Inversiones		i = 6%	8%	10%
a) Pública en dique		21.63	21.59	22.65
b) Pública	{ Inicial	3.74	3.34	2.99
	{ Progresiva	6.09	4.89	3.96
<u>Flota total</u>		<u>9.83</u>	<u>8.23</u>	<u>6.95</u>
c) Vías navegables { Pública	{ Inicial	2.98	2.69	2.43
	{ Progresiva	3.39	2.81	2.33
<u>Total</u>		<u>6.37</u>	<u>5.50</u>	<u>4.76</u>
<u>Total general</u>		<u>37.83</u>	<u>35.32</u>	<u>34.36</u>

Costos directos de explotación

Se han considerado en tres rubros:

- i) Operación y mantenimiento del dique (el 3 por ciento de la inversión).
- ii) Operación y mantenimiento de vías navegables, el 16 por ciento de la inversión realizada (incluye renovación).
- iii) Operación y mantenimiento de flota (incluye renovación) 30 por ciento de la inversión realizada.

Por lo tanto resultan las siguientes expresiones de cálculos:

- $0.03 \times \text{inversión} \times \text{factor actualización serie 100 años}$
- $\times \text{factor actualización simple 6 años (según tasa de interés)}.$

- $0.16 \times 4.10 \times 10^6$ dólares x factor actualización serie 100 años x factor actualización simple 6 años + $0.16 \times \frac{6.20}{8} \times 10^6$ dólares x factor actualización retraso parcial 8 años x factor actualización simple 6 años + $0.16 \times 6.20 \times 10^6$ dólares x factor actualización serie 92 años x factor actualización simple 14 años (según tasa de interés).
- $0.3 \times 5.3 \times 10^6$ dólares x factor actualización serie 100 años x factor actualización simple 6 años + $0.3 \times \frac{12.4}{12} \times 10^6$ dólares x factor actualización retraso parcial 12 años x factor actualización simple 6 años + $0.3 \times 12.4 \times 10^6$ dólares x factor de actualización serie 88 años x factor actualización simple 18 años.

Resultando los siguientes valores:

(Millones de dólares)

Costo directo	i = 6%	8%	10%
Operación y mantenimiento dique	9.27	6.62	5.28
Operación y mantenimiento vías navegables	17.30	11.23	7.81
Operación y mantenimiento flota	51.05	32.40	22.09
<u>Total</u>	<u>77.62</u>	<u>50.25</u>	<u>35.18</u>

Costos totales

Los costos directos de explotación anteriormente calculados, se deben adicionar a las respectivas inversiones, para luego obtener la anualidad de costo total.

Los valores obtenidos son los siguientes:

Concepto	i = 6%	8%	10%
Costos totales actualizados	115.45	85.57	69.54
Anualidad correspondiente	6.93	6.85	6.95

Beneficio

Para el beneficio se ha considerado un flete promedio de 900 \$/ton y un volumen de tráfico de 1 940 000 ton/año, que varían desde un 30 por ciento inicial aumentando progresivamente en 12 años, o sea, 1 940 000 toneladas en el año 18 de comenzada la construcción.

Esto resulta expresado por las siguientes ecuaciones:

$$0.3 \times 1.94 \times 10^6 \text{ ton} \times \frac{900 \text{ \$/ton}}{120 \text{ US\$/\$}} \times \text{factor actualización serie 100}$$

$$\times \text{factor simple } 6 + \frac{0.7}{12} \times 1.94 \times 10^6 \text{ ton} \times \frac{900 \text{ \$/ton}}{120 \text{ US\$/\$}} \times \text{factor}$$

$$\text{serie 88} \times \text{factor simple 18 (según tasa de interés)}.$$

Resultando los siguientes valores:

Concepto	i = 6%	8%	10%
Beneficio actualizado	139.90	88.80	60.69
Anualidad	8.39	7.10	6.07
Relación beneficio/costo	1.21	1.04	0.87

Anualidades con retraso

En el caso de la finalidad energía eléctrica, las inversiones actualizadas resultantes en el cálculo de comparación de alternativas, se llevaron a la anualidad correspondiente.

Para riego y crecidas en Chocón-Cerros Colorados, como para navegación en Salto Grande se aplicaron las metodologías ya explicadas para cada retraso respectivo.

Sumando ambas anualidades en cada proyecto, se obtuvo el valor total de cada anualidad, como se detalla a continuación.

Las inversiones en ambos proyectos, han sido actualizadas al comienzo de la obra según la tasa de interés respectiva.

Cuadro 8

SALTO GRANDE

(Millones de dólares)

Uso	Inversión actualizada			Costos			Beneficios			Relación B/C		
	6%	8%	10%	6%	8%	10%	6%	8%	10%	6%	8%	10%
Energía	120.5	110.3	100.3	12.5	16.4	20.9	22.2	23.6	25.4	1.77	1.43	1.22
Navegación	37.8	35.3	34.4	6.9	6.9	7.0	8.4	7.1	6.1	1.21	1.04	0.87
<u>Total</u>	<u>158.3</u>	<u>145.6</u>	<u>134.7</u>	<u>19.4</u>	<u>23.3</u>	<u>27.9</u>	<u>30.6</u>	<u>30.7</u>	<u>31.5</u>	<u>1.58</u>	<u>1.32</u>	<u>1.13</u>

Cuadro 9

CHOCÓN-CERROS COLORADOS

(Millones de dólares)

Uso	Inversión actualizada			Costos			Beneficios			Relación B/C		
	6%	8%	10%	6%	8%	10%	6%	8%	10%	6%	8%	10%
Energía	139.1	174.7	157.4	20.0	26.0	32.8	37.2	39.6	42.9	1.86	1.52	1.31
Riego y crecidas	109.7	89.7	77.9	29.3	24.2	20.5	36.7	25.5	17.8	1.25	1.05	0.87
<u>Total</u>	<u>248.8</u>	<u>264.4</u>	<u>235.3</u>	<u>49.3</u>	<u>50.2</u>	<u>53.3</u>	<u>73.9</u>	<u>65.1</u>	<u>60.7</u>	<u>1.50</u>	<u>1.30</u>	<u>1.14</u>

B. Aspectos que deben ser revisados en el proyecto de Salto Grande

1) Cota de retención

Los ingenieros consultores llegaron a la conclusión de que la cota de retención más conveniente está entre 36 y 37 m; sin embargo, la Comisión Técnica Mixta por carta del 17 de diciembre de 1961 comunicó su decisión de fijar el embalse normal a la cota 33.

La razón principal sería, al parecer, asegurar que los niveles de los ejes hidráulicos naturales del río en la frontera brasileña (Monte Caseros-Bella Unión) no sean sensiblemente modificados por la construcción del dique cualquiera que sea el caudal de escurrimiento.

Si en lugar de la cota 33 se adoptara la 36, la potencia garantida aumentaría en 90 MW (9 por ciento) y la productividad media anual (medida en los centros de consumo) se incrementaría también en un 9 por ciento, es decir, 630 millones de kWh. Por otra parte, mejoraría la navegación en territorio brasileño.

En la memoria para la elección de la cota de retención se indica:

"La influencia del remanso para la cota de retención 33 es sensiblemente despreciable en la frontera brasileña, esta influencia se mantiene pequeña para la cota 36, pero se hace más sensible para la cota 40".

Aparentemente a la cota 36 no sólo no se perjudicarían tierras hábiles en Brasil, sino que por el contrario se mejorarían algo las condiciones de la navegabilidad del río en ese país.

Por lo tanto, si con esa cota los tres países derivan ventajas, parece pertinente procurar un entendimiento en ese sentido.

Por otra parte, si la revisión señalada de los ejes hidráulicos para el dique a una cota poco superior a la 33 indicara posibilidades de daños por inundación en territorio brasileño, sería para los caudales más altos (baja frecuencia), para los cuales la determinación teórica del eje hidráulico resulta más aleatoria tanto por el aumento del área mojada en cada sección transversal del río, cuanto por la variación del coeficiente de rugosidad correspondiente.

De ser así, podrían buscarse arbitrios técnicos que normalmente permitan mantener el nivel de agua en el embalse a una cota superior a la 33 y que sólo se deprima en períodos de crecida del río. En tal sentido podría examinarse la conveniencia de desplazar algo lateralmente cada central con el objeto de aumentar la longitud total de la presa vertedero. Esto persigue el doble fin de elevar en parte la cresta del vertedero y en parte aumentar la altura de las compuertas. Este último aspecto, se relaciona con la longitud del vertedero, porque las dimensiones de las compuertas proyectadas por los ingenieros consultores probablemente sobrepasan ya las dimensiones usuales; en consecuencia, cualquier intento de incrementar su altura debe compensarse con una reducción de la longitud de cada unidad, lo que exigiría aumentar el número de compuertas y en consecuencia el número de machones correspondientes.

2) Transferencia de agua del río Paraná al Uruguay

Ya en el informe titulado "Caídas del Iguazú, Salto Grande del río Uruguay y rápidos del Apipé en el Alto Paraná", realizado por los ingenieros Gamberale y Mermoz en la década de 1920, se plantea la posibilidad de derivar al río Uruguay un caudal suplementario proveniente del Alto Paraná, aprovechando el carácter complementario (en términos generales) del régimen estacional de ellos.

Los mencionados ingenieros señalan implícitamente la necesidad de realizar estudios técnicos y económicos más profundos en la materia al expresar:

"En cuanto a llevar al río Uruguay un caudal suplementario proveniente del Alto Paraná, no sería posible sin la construcción de obras de una importancia que tal vez no guardaría relación con el resultado que se obtendría..."

Las posibilidades de esa derivación plantean dos alternativas, una a través del río Aguapey, y otra por los esteros del Iberá y río Miriñay. Aparentemente desde el punto de vista tecnológico actual ninguna de las dos presentaría dificultades serias peraltando el nivel del río Paraná hasta una cota próxima a la 80, mediante el dique que la Comisión Mixta Argentino-Paraguaya estudia en los Saltos del Apipé.

Sin duda habría sido muy conveniente que para la realización del proyecto de Salto Grande se hubiera contado con los antecedentes que hubieran permitido juzgar sobre bases ciertas, la factibilidad económica de complementar posteriormente los caudales disponibles en esa obra (sin menoscabo de las que se proyectan en Apipé) con el objeto de contemplar una eventual ampliación posterior de las instalaciones.

Lamentablemente desde el mencionado informe de Mermoz y Gamberale (más de 30 años) no se habrían realizado otros estudios en la materia a excepción del análisis hidrológico contenido en el informe de Agua y Energía Eléctrica (1960), titulado "Estudio hidrológico del río Alto Paraná", cuyas conclusiones se resumen en las siguientes líneas:

"Sintetizando podría decirse que si bien existe un desfase en el régimen normal de escurrimiento de los ríos Alto Paraná y Uruguay, que determina la simultaneidad de las estaciones de aguas altas en uno con las de aguas bajas en el otro, no es posible asegurar durante todo el tiempo la repetición de este régimen complementario, pues existen algunos períodos coincidentes de descarga inferior a la normal, y donde, por lo tanto, no sería posible disponer de un excedente del Paraná, para complementar el aporte de la cuenca del río Uruguay.

Lógicamente el interés del tema impone una mayor colaboración que se intentará llevar a cabo en etapas posteriores del presente estudio hidrológico..."

Así, aún en el aspecto hidrológico, que sería el mejor estudiado del problema, se reconoce la necesidad de profundizar las investigaciones. Sin embargo, de esta última síntesis se desprende que aunque el factor de utilización de las instalaciones proyectadas en Salto Grande puede aumentarse apreciablemente, la potencia garantida no se podría ampliar.

Esta conclusión provisional, unida al reconocimiento de que en la derivación del Alto Paraná hay un doble carácter internacional (en el origen con el Paraguay, y en el uso con el Uruguay) que impondrá sin duda una larga tramitación antes de su eventual materialización, permiten aseverar que encontrándose Salto Grande ya en la fase de proyecto ejecutivo, no se justifica postergar su construcción (insinuada por algunos técnicos) sólo para estudiar las posibles modificaciones que podrían convenir al proyecto, como consecuencia de una investigación prolija sobre la derivación señalada.

No obstante esta última afirmación, se considera que encontrándose el aprovechamiento de los Saltos del Apipé al nivel de anteproyecto, es necesario que se realicen los estudios pertinentes para dilucidar finalmente la conveniencia o inconveniencia de la derivación del Alto Paraná, juntamente con las obras que permitan aprovechar los esteros del Iberá y/o la eventual recuperación de las tierras inundadas en la provincia de Corrientes.

Capítulo 4

POSIBILIDAD DE UNA INTERCONEXION ELECTRICA ARGENTINO-URUGUAYA CON ANTERIORIDAD A LAS OBRAS DE SALTO GRANDE

Planteamiento del problema

Las obras de Salto Grande que tienen carácter internacional, ponen a disposición de la Argentina y Uruguay una considerable cantidad de energía hidroeléctrica estableciendo además, por razones de seguridad y eficacia del servicio la interconexión de los principales sistemas eléctricos de ambos países.

Se trata de una doble conexión a través del río: una en Salto Grande (en la presa misma) y la otra en Fray Bentos-Gualeguaychú. De estos últimos puntos arrancan las correspondientes líneas de transmisión nacionales que se dirigen fundamentalmente al Gran Buenos Aires y a Montevideo.

Por sus características técnicas las líneas y su interconexión exigen una fuerte inversión que se justifica solamente como elemento primordial de las centrales de Salto Grande.

Sin embargo, es posible concebir una interconexión más débil, adelantando una parte de las líneas que permitiría el intercambio de energía entre los sistemas, por un período determinado, con anterioridad a la ejecución de las obras principales.

El objetivo de este intercambio de energía sería esencialmente:

- Aprovechar mejor las características de las centrales de embalse del río Negro en Uruguay, desplazándolas hacia la punta de los diagramas de carga. Con un adecuado apoyo de energía térmica se procuraría convertir el total de la capacidad instalada - 270 MW - en potencia garantida, en lugar de sólo unos 170 MW que operan con ese carácter en la actualidad.
- Evitar al Uruguay la mayor parte del déficit de energía termoeléctrica de base que se les presentará hacia 1968-69, proporcionándosela desde Argentina gracias a una mejor utilización de algunos de los grandes grupos térmicos de Buenos Aires y San Nicolás, con las ventajas adicionales de la economía de escala y del aumento del factor de utilización de las centrales argentinas.

- Ubicar en la punta del diagrama de carga argentino la potencia firme no utilizada por el Uruguay estimada en unos 100 MWg, (que como se ha dicho quedarán disponibles mediante la explotación en punta de los embalses uruguayos.

Inversiones y explotación de la línea de 132 kV y 150 kV

Línea de transmisión en Argentina

a) Simple terna Buenos Aires-Fray Bentos a 132 kV (300 km)	US\$ 7.5×10^6
b) Ampliación de la subestación en Morón (100 MVA)	0.8×10^6
c) Cruce del río Paraná en Zárate y accesos	1.0×10^6
d) Pasaaje del río Uruguay y obras complementarias en el Uruguay	2.0×10^6
e) Subestación de rebaje y transformación en Fray Bentos (100 MVA)	1.5×10^6
f) Imprevistos	2.0×10^6
	<hr/> US\$ 14.8×10^6 <hr/>

Línea de transmisión uruguaya

Está prácticamente completa salvo los items indicados en el punto anterior. Por tanto la inversión total requerida sería equivalente a US\$ 15×10^6 .

Costo anual

Sobre la base de un 10 por ciento de interés al capital y un 3 por ciento por concepto de operación, mantenimiento y renovación el costo anual sería: US\$ 2×10^6 .

Por kWh transmitido (400 GWh/año netos en alta tensión en los centros de consumo) US\$ 0.005.

Datos del sistema eléctrico uruguayo

Potencia total del sistema en 1963, 540 MWl de los cuales 270 son hidráulicos y 170 son térmicos.

La potencia garantida actual es de 170 MW térmicos y 170 MW hidráulicos.

La potencia garantida en 1968 si se realizara la interconexión sería:

280 MW térmicos (se prevé la adición sucesiva de 30 y 80 MW hasta ese año); 170 MW hidráulicos actuales y 100 MW hidráulicos liberados mediante la utilización de la punta de la curva de carga argentina y el apoyo térmico recibido, lo que hace un total de 550 MW. Los antecedentes del sistema del Litoral pueden verse en el capítulo

Balance económico

Costos anuales

- Generación de 450 GWh adicionales en Buenos Aires en grupos de 250 MW (costo marginal) ^{1/}	US\$ 2.1×10^6
- De la línea de transmisión	2.0×10^6
Total	US\$ 4.1×10^6

Beneficios anuales

- Eliminación de la generación térmica de 300 GWh en base en Montevideo ^{2/}	US\$ 3.6×10^6
- Eliminación de la generación térmica en punta de 90 GWh en Buenos Aires, reemplazada por generación hidráulica de Río Negro que trabajaría más a las horas de máxima demanda	0.8×10^6
Total	US\$ 4.4×10^6

Relación beneficio/costo = 1.07

-
- ^{1/} Costo del kWh térmico generado en Buenos Aires en grupos de 250 MW con factor de utilización 0.6 - US\$ 0.010.
Costo del kWh marginal elevando el factor de utilización a 0.7 US\$ 0.0047.
Costo del kWh generado por un nuevo grupo de 100 MW en Montevideo (1968) con un factor de utilización de 0.6 - US\$ 0.012.
Costo del kWh de punta generado en Buenos Aires reemplazable por energía transmitida de Río Negro - factor de carga similar a 0.12 - (únicamente economía de combustible y lubricantes) - US\$ 0.009.
- ^{2/} Los otros 100 GWh provendrían de la generación hidráulica que ahora se propone producirlos únicamente a las horas de punta para su envío a Buenos Aires.

Al margen de este resultado poco decisivo deben considerarse además los siguientes factores favorables al adelanto de la interconexión:

- Implica una inversión global menor que su alternativa (la de instalar otro grupo térmico de 80 a 100 MW en Montevideo) y también un menor desembolso en divisas.
- Para el mismo grado de seguridad en el servicio del sistema uruguayo la capacidad de reserva exigida sería menor.
- Habría en conjunto un mejoramiento del factor de carga por complementación de las curvas de demanda de los dos sistemas.

Conclusiones y recomendaciones

A la luz del rápido análisis efectuado, se ve que el problema exige y justifica un estudio detenido.

Por la importancia fundamental que juegan en él los embalses y centrales del río Negro es imprescindible un amplio análisis de sus posibilidades por simulación de un modelo matemático.

La justificación del adelanto de la interconexión debería realizarse con los beneficios que de ella se esperan en los años 1968-69 y 70 (para 1971 se prevé la entrada en operaciones de Salto Grande) sin perder de vista el carácter aleatorio que les imprime la hidrología del río.

Como por otra parte son buenas las estadísticas que de él se tienen, el problema debe ser abordado con los métodos y criterios que dispone la teoría de las decisiones, (análisis de una amplia gama de beneficios y riesgos), extendiendo el campo de las posibilidades hidrológicas por desarrollo matemático de otras secuencias de caudales.

La colaboración que puede prestar en este estudio la computadora electrónica de la Universidad de Buenos Aires, sería enorme.

Capítulo 5

APROVECHAMIENTO DEL RIO PARANA EN APIPE

A. Embalse y central hidroeléctrica

Objetivos: Los principales son resolver los problemas de la navegación en el Alto Paraná y aprovechar un gran potencial hidroeléctrico. Además, se mejorarán las comunicaciones terrestres entre Argentina y Paraguay por el paso que se establecerá sobre el coronamiento de las obras y tal vez cumpla alguna función de riego en territorio paraguayo.

Institución encargada de los estudios: Comisión Mixta Técnica del aprovechamiento del Río Paraná en Apipé, (CMT) constituida por técnicos argentinos y paraguayos.

Ubicación: El dique en el río, para formar la presa, se encontrará aproximadamente en el meridiano 56°45' (Perfil Mbaracayá). Atravesará la Isla Yacyretá y el brazo Añacú, prolongándose en la margen derecha hasta cerca de la población paraguaya de Santiago.

Estado actual de los estudios

Los estudios que realiza la CMT tienen por objeto, definir las principales características del proyecto y la factibilidad económica de él.

Las investigaciones básicas que se ejecutan (topográficas, geológicas, de suelos, y macroeconómicas), demandarán aún unos 4 años para completar el proyecto en detalle hacia 1970.

Previsión para la puesta en marcha

En conformidad a la proyección de la demanda en el sistema del Litoral, la central convendría que estuviera en condiciones de entrar a operar entre 1977 y 1979, es decir que eventualmente las obras de construcción deberían iniciarse hacia 1970.

Reseña de las obras^{1/}

La cota normal del embalse se fijó con el criterio de no exceder con el remanso el máximo nivel del agua registrado en Posadas con la crecida del año 1905.

^{1/} En conformidad al estado actual de los estudios.

De acuerdo con las observaciones hidrométricas y registros de máximos niveles naturales, se tiene:

Hidrómetro	Cota cero	Niveles máximos		Progresiva
	Hidrómetro	altura	Cota	
Ituzaingo	57.43	6.00	63.43	1 454
Mbaracayá	58.10	-	-	1 464
Guardia Cue	58.40	5.90	64.30	1 466
Rápido Apipé	60.86	5.20	66.06	1 471
Caraya	62.30	5.20	67.50	1 477
Júpiter	66.19	5.40	71.59	1 488
Posadas	73.10	7.32	80.42	1 505
La Mina	75.20	8.50	83.70	1 605

La cota del coronamiento de la Presa, se fijó en la 83,^{2/} teniendo en cuenta las características de los cierres laterales con terraplenes y la longitud del embalse.

Obras sobre el río Paraná

La esclusa de navegación se localizó sobre la ruta de navegación actual; al centro la central hidroeléctrica flanqueada por sendos vertederos de igual capacidad (suman el 50 por ciento del total); para cerrar el pequeño espacio entre la esclusa de navegación y el vertedero, se previó una corta presa de gravedad; entre la presa de gravedad y el vertedero, se ubicó la pila con la esclusa de peces.

Todas estas obras se desarrollan, en un solo alineamiento recto. Sobre el coronamiento de la presa, se contempla el paso del camino carretero internacional.

^{2/} Referida al cero del Riachuelo.



Los distintos elementos tienen las siguientes longitudes:

Estructuras	Metros
Esclusa	77
Presa gravedad	80
Esclusa de peces	12
Vertedero Ituzaingo	338
Pila separación	12
Central Hidroeléctrica	918
Pila separación	12
Vertedero Yacyreta	338
<u>Longitud total</u>	<u>1 787</u>

El brazo Aña Cuá en la zona de las obras tiene un ancho de 2 580 metros, entre la Isla Pucú, y la Isla Yacyretá. En el centro de él se ubicó el otro vertedero para el 50 por ciento del caudal máximo previsto, con una longitud de 680 m.

El conjunto de obras se completa con terraplenes laterales de cierre del embalse, que suman 23.5 km en la margen derecha y 12.1 km en la izquierda y 11.6 km en la isla Yacyretá.

En resumen las obras tendrían la siguiente longitud:

Tramos principales	Metros
Cierre margen izquierda	12 061
Presa Río Paraná (conjunto de obras)	1 787
Cierre Isla Yacyreta	11 565
Vertedero Aña Cua	680
Cierre margen derecha	23 468
<u>Longitud total</u>	<u>49 561</u>

En el terraplen de cierre en la margen derecha, se contempla la ubicación de una toma para riego.

A lo largo de todas las estructuras y terraplenes de cierre se desarrollará el camino carretero a la cota 83.

Según los proyectistas la capacidad instalada en la central sería de unos 2.1 millones de kW y la energía generable en un año medio alcanzaría a unos 13 500 millones de kWh, y en un año crítico 8 000 millones de kWh.

Inversión total^{3/}

Conjunto de obras civiles	US\$	230 x 10 ⁶
Totalidad de equipos eléctricos y mecánicos		<u>240 x 10⁶</u>
<u>Suma</u>		<u>470 x 10⁶</u>

Líneas de Transmisión (Argentina)	US\$	258 x 10 ⁶
" " " (Paraguay)		<u>31 x 10⁶</u>
<u>Suma</u>	US\$	<u>289 x 10⁶</u>
<u>Total</u>	US\$	<u>759 x 10⁶</u>

Distribución de las inversiones^{4/}

Energía: Inversiones específicas	US\$	510 x 10 ⁶
Apropiación parte común		<u>215 x 10⁶</u>
<u>Total</u>	US\$	<u>725 x 10⁶</u>
Navegación: Inversiones específicas		19 x 10 ⁶
Apropiación parte común		<u>15 x 10⁶</u>
<u>Total</u>	US\$	<u>34 x 10⁶</u>

3/ Ciencia e Investigación - Noviembre de 1963 - Roberto J. Perazzo (Delegado argentino ante la CMT). Aprovechamiento Hidroeléctrico del Río Paraná en la Zona del Apipé. (Los valores se suponen ajustados a 1962))

4/ Con un primer presupuesto detallado de la CMT se realizó el prorratio de los gastos comunes surgiendo el criterio del Costo Alternativo Justificable. Posteriormente, con el presupuesto señalado - pero superior al anterior en unos 100 millones de dólares -, se hizo el prorratio en forma aproximada.

Costo estimado del kWh^{5/} (año hidrológico medio)

W = 12 200 millones de kWh (en alta tensión en los centros de consumo, descontando 10 por ciento de pérdidas).

Costo Total por año, (tasa de interés 10 por ciento)

$$0.115 \times 725 \times 10^6 \quad \text{US\$ } 83 \times 10^6$$

Costo por kWh en alta tensión en los centros de consumo

$$\frac{83 \times 10^6}{12\,200 \times 10^6} = 6.8 \times 10^{-3} \quad \text{US\$/kWh}$$

El factor de utilización sería: 0.73.

Relación beneficio/costo

Por el grado de aproximación de las informaciones disponibles se limitó al cociente del beneficio y del costo uniforme equivalente anuales, estimados para un año de operación^{5/} $B/C = \frac{8.0}{6.8} = 1.17$

El mismo coeficiente para una tasa de interés de 12 por ciento al año baja a:

$$B/C = \frac{8.5}{8.0} = 1.06$$

Conclusión

Los estudios técnicos y económicos del aprovechamiento del Apipé deben proseguirse con el objeto de precisar mejor su conveniencia económica teniendo presente que exige una enorme inversión inicial con pocas posibilidades prácticas de desarrollo por etapas.

Especial atención deben prestarse a las investigaciones geológicas y de mecánica de suelos en el embalse, a los estudios destinados a fijar la cota de retención más conveniente en él y las características y trazado de la línea de transmisión a Buenos Aires.

El beneficio del riego que contemplan los proyectistas en territorio Paraguayo sin precisar aún sus alcances, no parece que pueda gravitar apreciablemente, porque en esa zona la precipitación media es de unos

^{5/} Principalmente en el Gran Buenos Aires.

1 300 - 1 400 milímetros anuales distribuidos en forma tal que sólo eventualmente determinados cultivos necesitarían riego de sostén uno o dos meses al año. Para ellos, existirían tanto en Argentina como en Paraguay, otros lugares con condiciones naturales más propicias. Los otros propósitos mencionados en los estudios, como: el mejoramiento de las comunicaciones terrestres entre ambos países y del agua potable en dos o tres pequeñas poblaciones, el recurso turístico, etc. encuentran obras alternativas de costo bajísimo en relación al indicado para este proyecto.

B. Canal Lateral del Apipé^{6/}

Objetivo: Superar las dificultades que se presentan a la navegación entre km 1 240 (Confluencia) y km 1 594 ITACUA que reducen el calado a 4 pies e incluso la interrumpen en estiaje. Para la solución integral del problema de la navegación entre Confluencia y Posadas (los rápidos de Apipé sólo son una parte del problema) se deberá complementar las obras propuestas, con numerosos dragados y derrocamientos a lo largo del tramo.

Institución encargada de los estudios: La Dirección Nacional de construcciones Portuarias y Vías Navegables del Ministerio de Obras Públicas.

Ubicación: En términos generales similar a la Presa de Apipé.

Soluciones alternativas:

a) Presa de Apipé: a cargo de la CMT argentino-paraguaya.

Inconvenientes: gran inversión inicial y largo plazo de obras y estudios (más de 10 años).

b) Derrocamiento, dragado y rectificación de pasos y rápidos

Inconvenientes: grandes volúmenes y plazos largos.

Inversión: Unos 21 millones de US\$, ^{7/} es decir un 30 por ciento más económica que la solución c) Canal Lateral, pero la ruta se alarga en cerca de 30 km con lo que se incrementa las cargas de explotación, fletes, etc.

c) Canal Lateral a los rápidos de Apipé

Supone una inversión menor que la presa pero mayor que el derrocamiento, y un plazo menor que ambas.

^{6/} Resumen del memorandum 5-N-3 del 20/VIII/de 1962 del MOP. Construcciones Portuarias y Vías Navegables.

^{7/} Estimación actualizada a julio de 1962.

- Eliminaría no sólo los rápidos de Apipé sino el total de los obstáculos más importantes entre Confluencia-Posadas;
- Demandaría 28.5×10^6 US\$ de los cuales 20×10^6 US\$ corresponderían solamente a canal y esclusas.^{8/}
- Requeriría a sólo 5 años de construcción.

Anteproyecto seleccionado del Canal Lateral

De los varios anteproyectos confeccionados, el seleccionado es un canal cuya trama une las bocas sobre el Alto Paraná de las Zanja Loreto y San Miguel, pasando por los esteros de Iberá.

El canal es de entrada superior libre y salida inferior con esclusa, salvándose el desnivel de 16 m con esclusa similar a las empleadas en el Rhin, para permitir trenes de barcazas de 1 000 ton acoderadas de a 2 con un remolcador de empuje.

Características generales

Longitud: 19 km

Taludes: 1 : 2

Profundidad: 10 pies

Pendiente de fondo: 1:10 000

Ancho de solera: 30 m con ensanches

Caudal derivado: $60 \text{ m}^3/\text{seg}$ como máximo

Calado de embarcación: 9 pies con 1 pie de margen bajo la quilla durante el 95 por ciento del tiempo

Tiempo de esclusada: 50 minutos.

La misma Dirección de Vías Navegables observa que el estudio general debe ser actualizado, sobre todo en lo que se refiere a convoyes de barcazas a empuje con un mayor número de unidades lo cual implica reconsiderar las dimensiones de la o las esclusas, secciones transversales e incluso traza del canal. También debería procurarse la reducción del tiempo de esclusada.

Condiciones actuales de la navegación y obstáculos salvados por el Canal Lateral

Los trenes de barcazas de 1 000 ton a empuje sólo pueden llegar hoy en día hasta Corrientes.

^{8/} Estimación actualizada a julio de 1962.

La solución integral del problema de la navegación en el Paraná exige no sólo mejorar la vía navegable, sino también los puertos y sus accesos.

El tramo del río afectado por las obras forma parte del Alto Paraná (a partir de Confluencia) y está comprendido entre los kilómetros 1 505 (isla Solis Cué) y 1 455 (aguas abajo de Zanja Loreto).

Se salvan los siguientes pasos: San Miguel, Júpiter, 25 de Mayo, Carayá, Apipé, Guardia Cué, Mbaracayá y Loro Cuarto.

Estos obstáculos son los más importantes del tramo Confluencia-Posadas, pero no los únicos.

Presupuesto del MOP (1949) actualizado^{9/}

(Precios unitarios similares a los de la presa de Apipé o actualizados a 1962 en US\$)

a) Excav. incluidos ensanches

$$\begin{aligned} \text{areno-arcillosas } 16.2 \times 10^6 \text{ m}^3 \times 0.4 \text{ US\$/m}^3 &= 6.5 \times 10^6 \text{ US\$} \\ \text{pedregullo } 4.5 \times 10^6 \text{ m}^3 \times 1 \text{ US\$/m}^3 &= 4.5 \times 10^6 \text{ US\$} \\ &= 11.0 \times 10^6 \text{ US\$} \end{aligned}$$

b) Esclusa global

$$25.2 \times 10^6 \$ \times 16 \times \frac{11}{120} \frac{\text{US\$}}{\$} = 3.4 \times 10^6 \text{ US\$}$$

c) Obras margen y vertedero

$$3.5 \times 10^6 \$ \times 16 \times \frac{1}{120} \frac{\text{US\$}}{\$} = 4.6 \times 10^6 \text{ US\$}$$

d) Exprop., puentes y varios

$$2.0 \times 10^6 \$ \times 16 \times \frac{1}{120} \frac{\text{US\$}}{\$} = 2.7 \times 10^6 \text{ US\$}$$

e) Estudios, direcc. e inspección

$$\begin{aligned} 10\% \text{ sobre } 21.7 \times 10^6 \text{ US\$} &= 2.2 \times 10^6 \text{ US\$} \\ \text{parcial de a) a e)} &= 23.9 \times 10^6 \text{ US\$} \end{aligned}$$

f) Intereses intercalares

4 años, a 10 por ciento de interés. 20 por

$$\text{ciento sobre } 27.2 \times 10^6 \text{ US\$} = 4.6 \times 10^6 \text{ US\$}$$

$$\text{Total} = 28.5 \times 10^6 \text{ US\$}$$

^{9/} El coeficiente de conversión de 1949 a 1962 es $\frac{130}{8.1} = 16$

Actualización y homogeneización de presupuestos

A efectos de hacer comparable esta alternativa de Canal Lateral con la solución de presa, se han unificado precios unitarios en rubros similares, al nivel de precios del presupuesto de Presa de Apipé, a julio de 1962.

No se han agregado al presupuesto del Canal Lateral, las inversiones por derrocamiento y dragado, (excluidas también en la presa de Apipé), que se estiman en un adicional de más o menos 6×10^6 US\$ para asegurar las mismas condiciones de navegación entre Confluencia y Apipé que entre Apipé y Posadas.

Conclusiones

El presupuesto total actualizado del Canal Lateral, según proyecto del MOP (1948-50) se eleva a 28.5×10^6 US\$, 1962 con una tasa del 10 por ciento en los intereses intercalares.

En el análisis de la presa y centrales del Apipé, se nota que dentro de una inversión inicial muy elevada la parte atribuible a la navegación es poco superior a la necesaria en el Canal Lateral.

Como al nivel actual de los estudios de la presa y centrales eléctricas no surge inequívocamente la conveniencia económica de su ejecución, tampoco es posible un pronunciamiento definitivo sobre el Canal Lateral.

En el supuesto que el proyecto de la presa y centrales eléctricas se confirme económicamente conveniente en una etapa más avanzada de su estudio y considerando que:

- El Sistema Eléctrico del Litoral requeriría de él hacia 1976;
- Es excluyente del Canal Lateral; y
- El plazo adicional por él requerido es sólo de unos 5 a 7 años, período en el que es imposible la amortización del Canal Lateral, puede adelantarse que su construcción no se justificaría.

La decisión sobre el Canal debe pues supeditarse a los resultados del otro estudio, recomendándose entre tanto la revisión de las características del proyecto y presupuesto por ser necesarios para el prorrateo del costo de los elementos comunes en la obra de propósitos múltiples (Presa del Apipé).

Capítulo 6

PROYECTOS EN EL RIO NEGRO

A. Generalidades

Recordemos que el Río Negro se forma por la unión del Limay ($Q_m = 760 \text{ m}^3/\text{seg.}$) y del Neuquén ($Q_m = 318 \text{ m}^3/\text{seg.}$). El primero nace en el lago Nahuel Huapi ($Q_m = 211 \text{ m}^3/\text{seg.}$) y recibe entre otros afluentes el río Trafúl ($60 \text{ m}^3/\text{seg.}$) y el Collón Curá ($467 \text{ m}^3/\text{seg.}$) al que a su vez afluyen el Aluminé ($38 \text{ m}^3/\text{seg.}$) el Catán-Lil ($19 \text{ m}^3/\text{seg.}$), el Chimehuin ($128 \text{ m}^3/\text{seg.}$), el Caleufú ($73 \text{ m}^3/\text{seg.}$), etc., constituyendo así el desagüe natural de más de 30 lagos, entre los que destacan aparte del Nahuel Huapi, los siguientes: Aluminé, Quillén, Fromén, Huechulafquén, Lolog, Hermoso, Meliquina y Falkner.

Estos lagos introducen un apreciable efecto regulador en los caudales del Limay a diferencia del Neuquén que tiene crecidas invernales y primaverales muy marcadas.

El nivel del agua varía desde la cota 1 145 m - sobre el nivel del mar - (Aluminé) hasta la 760 m (Nahuel Huapi). A lo largo del Aluminé-Collón-Curá y en los tributarios que recibe de los lagos, las pendientes varían entre 9 y 2 por mil, en tanto que aguas abajo de la unión del Collón-Curá, donde prácticamente termina la cuenca activa, el Limay reduce su pendiente a menos de 0.9 por mil. En el lugar en que se proyecta el dique del Chocón la cota es 308.

Geológicamente predominan en la región las rocas efusivas (andesitas y ~~basaltos~~) entre las que afloran en varios lugares, macizos graníticos y esquistos cristalinos. Superficialmente completan este sucinto cuadro, tobas volcánicas y morrenas glaciares.

En resumen la cuenca alta del Limay reúne todas las condiciones naturales que facilitan el aprovechamiento económico e integral de una hoya:

1. Gran capacidad regularizadora y a bajo costo en los lagos

Obsérvese que con sólo 10 m de fluctuación media en ellos, la capacidad aprovechable alcanzaría a 10 000 millones de metros cúbicos.

Cuadro 10 .
 ARGENTINA: PRINCIPALES LAGOS EN LA CUENCA DEL RÍO NEGRO

Lago	Superficie (km ²)	Cota <u>a/</u> (m)
Nahuel Huapi	557	760
Correntoso	20.1	765
Espejo	40.6	775
Lago	7.7	780
Gutierrez	17.1	800
Traful	75.7	780
Aluminé	76.0	1 145
Pilhué	6.0	1 045
Quillén	24.4	970
Tromén	25.5	1 010
Huechulafquén	80.7	880
Currhué Grande	11.6	970
Lolog	36.0	870
Meliquina	14.2	915
SUMA	992.6 <u>b/</u>	

Fuentes: Estudio preliminar para el desarrollo integral de la Región del Comahue (Anexo II - República Argentina, Senado de la Nación) y Los Recursos Hidráulicos Superficiales (C.F.I. - Evaluación de los Recursos Naturales de la Argentina).

a/ Sobre el nivel del mar.

b/ Hay otras estimaciones que asignan al total de los lagos 1 149 km².

En algunos bastarían pequeñas obras de control en la cabecera de los ríos que los desagüan. En otros, que disponen de laderas rocosas adecuadas, la solución de bocatomas con túnel a 15 ó 20 m por debajo del nivel libre actual, permitiría, por depresión de éste, su empleo económico. Esta solución es muy recomendable especialmente en aquellos casos en que al borde del lago existen ya obras construidas que impiden su peralte.

Por otra parte, las tierras inutilizadas para aprovechar la capacidad reguladora de los lagos son reducidas en extensión y prácticamente sin valor agrícola.

Además, la regulación en cabecera es de valor tanto mayor, cuantas más veces sea el agua aprovechada valle abajo. Para la evaluación de la energía embalsada en cabecera con relación a un conjunto de centrales en serie hidráulica, la altura de caída equivalente, es igual a la suma de las caídas de cada una de ellas.

2. Centrales hidroeléctricas de características favorables

Como en esta parte alta de la cuenca las pendientes de los ríos son más pronunciadas que en el curso medio e inferior del Limay y Negro, es posible obtener en desarrollos de menos extensión, alturas de caída mayores, con la consiguiente economía en las obras civiles y de los equipos mecánicos y eléctricos.

El potencial bruto lineal del sistema del Limay, en un año hidrológico medio, arroja unos 40 000 GWh,^{1/} lo que hace pensar en una capacidad económicamente generable del orden de los 10 000 millones de kWh anuales (de acuerdo a grandes promedios de la experiencia internacional) con una potencia instalada similar a 2.5 millones de kW.

Fuente: Ing. Jorge J.C. Riva "Inventario de los Recursos Hidroeléctricos en la Cuenca del Río Limay" (IV Congreso Argentino de Ingeniería e Ing. Ignacio P. Pesl "Aprovechamiento Integral de la Cuenca del Río Limay".)

1/	Que se desglosarían así:	Aluminé	4 588 GWh
		Chimehuín	2 610 "
		Caleufú	2 339 "
		Collón-Curá	3 970 "
		Otros tributarios	3 278 "
		Cauce troncal	
		del Limay	24 003 "
		Total	40 788 GWh

3. Desarrollo por etapas

La dispersión de obras y centrales que no favorece a las economías de escala, tiene como contrapartida la posibilidad de un desarrollo por etapas ajustable al crecimiento paulatino de la demanda y a la capacidad financiera. Esta afirmación no sólo es aplicable a los aprovechamientos eléctricos, sino a los de riego. La capacidad regularizadora de los lagos se iría aprovechando simultáneamente con la habilitación y puesta en riego de nuevas superficies de cultivo.

4. Facilidades de acceso

La zona tiene buenos medios de acceso (ferrocarriles - San Carlos de Barriloché y Zapala - y carreteras) que han facilitado grandemente el turismo desde hace muchos años.

5. Información hidrológica y pluviométrica

Existen en la zona 17 estaciones hidrológicas, de las cuales más de la mitad con registros superiores a 50 años y como 35 estaciones entre pluviométricas y pluviométricas la gran mayoría de ellas con más de 20 años de registros.

Con todos estos antecedentes favorables a la zona de los lagos, llama la atención que exceptuando algunos estudios muy generales no se hayan analizado en profundidad este conjunto de cuencas lacustres, máxime si se encuentra avanzado el proyecto del Chocón en el curso inferior del Limay. Es de estricta lógica ordenar el estudio de una cuenca de aguas arriba hacia aguas abajo, analizando las repercusiones de unas obras sobre otras y sobre el valle mismo. Actualmente ya no se discute que los proyectos ~~hidráulicos individuales -- para un solo propósito o para propósitos múltiples --~~ no pueden realizarse con la certeza de beneficiar óptimamente a la colectividad antes de haber programado, al menos en líneas generales, un plan integral para toda la cuenca.^{2/}

Realizada esta observación de tipo general, se analizan los principales aprovechamientos que a diversos niveles de análisis se mencionan para la cuenca del río Negro.

^{2/} Véase: United Nations: Integrated River Basin Development (N° de venta: 58.II.B.3).

B. Aprovechamientos hidráulicos del Alto Limay y Aluminé-Collón-Curá

1. Regulación

En el Estudio preliminar para el desarrollo integral de la Región del Coname,^{3/} se estiman las siguientes capacidades de regulación:

Lagos del Limay

- Cuenca Aluminé-Collón-Curá	4 000 Hm ³ ^{4/}
- " Alto Limay	4 500 "
Total	8 500 Hm ³

Lagos del Neuquén

- Prácticamente nulas.

También aprecia que la habilitación de esa capacidad reguladora costaría unos 27 millones de dólares, o sea a razón de unos 3.2 milésimos de dólar por metro cúbico (véase el cuadro ...), afirmando que ella no sería substitutiva de la de Chocón sino complementaria de los 3 500 Hm³ que es parte del volumen de este embalse reservado para regulación del Limay.

Las obras que a grandes rasgos considera ese estudio constituyen 6 grupos de propósitos múltiples: 4 en el Aluminé-Collón-Curá y 2 en el Alto Limay.

Desde el punto de vista de regulación las características técnico-económicas ^{5/} principales, aparecen en el cuadro ...

No se incluyen en él la regulación que podría obtenerse de otras 2 presas en el Aluminé, consideradas por el estudio que se comenta en el grupo II, ni las capacidades correspondientes a Segunda Angostura y Alicurá (1 900 Hm³).

^{3/} Realizado por las firmas consultoras ITAL-GONSULT y SOFRELEC (Anexo II - Utilización de las aguas), 1960.

^{4/} 1 Hm³ = 1 millón de m³.

^{5/} Las estimaciones de presupuestos (1960) incluyen un 30 por ciento de incremento sobre los costos directos por concepto de intereses intercalares, estudios y gastos generales.

Del examen de él, cabe destacar el bajo costo unitario de embalse en la mayor parte de las obras, especialmente las del cierre del Nahuel Huapi, Trafal, Hermoso, Tromén y Huechulafquén. El costo medio de 3.1 milésimos de dólar por metro cúbico para los 8 000 Hm³ es bajo e inferior al de Chocón (sobre 5 milésimos/m³) y para los indicados específicamente, inferior aun al de Cerros Colorados. (2.6 milésimos/m³).

2. Energía Hidroeléctrica

Desde el punto de vista hidroeléctrico los aprovechamientos esbozados pueden agruparse del mismo modo que para la regulación: cuenca Aluminé-Collón-Curá y cuenca Alto Limay.

Antes de pasar revista a cada uno de estos sistemas, corresponde hacer las siguientes aclaraciones:

Las correspondientes evaluaciones económicas que se presentan aquí, son las que aparecen en el estudio original, adaptadas aproximadamente a las condiciones generales indicadas al principio de este capítulo (Conversión global de los costos anuales - de 1960 a 1962 - y paso del interés anual de 6 a 10 por ciento).

Agrupadas las centrales convenientemente, se considera el telecomando de varias de ellas desde subestaciones ubicadas estratégicamente, con la consiguiente economía en los costos de explotación en las de menor capacidad.

- Cuenca Aluminé-Collón-Curá

El cuadro ... sintetiza la información del mencionado estudio sobre las posibilidades hidroeléctricas de esta cuenca.

La comparación del kWh hidráulico se realiza a dos niveles:

- a) Suponiendo la colocación de la energía en la zona. Para determinar el beneficio se consideró el costo de generación de una central térmica de 100 MW alimentada por un gasoducto corto con gas natural a 1.4 dólares el millón de kilocalorías.
El costo del kWh en central se incrementa en un milésimo de dólar por concepto de costo de transmisión.
El costo del kWh en central se incrementa en un milésimo de dólar por concepto de costo de transmisión.
- b) Suponiendo la colocación de la energía en el sistema del Litoral. En este caso se consideró el costo de generación de una central térmica con grupos de 200 MW situada en Buenos Aires quemando fuel oil.

El costo del kWh se recargó en 3 milésimos de dólar por concepto de costos de transmisión y pérdidas en la línea.

La potencia total instalada en 11 centrales sería del orden de 1 380 MW con una generación de 6 900 millones de kWh.

Con la reserva que corresponde adoptar (por la información básica incompleta, el análisis, superficial de los esquemas óptimos de aprovechamiento de los recursos, y las bases económicas de la evaluación), las centrales del grupo I parecen las menos promisoras. Evidentemente, el empleo de esa energía en la región supone un buen rendimiento económico, que insinúa la conveniencia de localizar allí industrias en las que la energía eléctrica represente un alto porcentaje de su valor de producción.

B. Aprovechamiento Nahuel-Huapi-Traful-Alicurá-Piedra del Aguila

De acuerdo al mismo estudio mencionado, el aprovechamiento del lago Traful con una central obliga a reducir en 32 m la altura de caída en Alicurá si se desea aprovechar simultáneamente el Nahuel-Huapi.

El esquema allí considerado contempla los siguientes diques;

- Cierre del lago Traful a la cota 805 y restitución de las aguas a la cota 740.
- En Segunda Angostura, con restitución de las aguas también a la cota 740.
- En la confluencia Traful-Limay (cota del lecho 680) y embalse máximo a la cota 740 (66 m de altura).
- En Alicurá, con embalse a la cota 680 (32 m inferior al anteproyecto de A. y E.E.).

El funcionamiento sería así:

Se ponen en comunicación los lagos Hermoso y Falkner, con una capacidad útil combinada de unos 700 Hm³ (cuenca superior del río Caleufú) y se aprovecha una caída bruta de 140 m entre los lagos Falkner y Traful en la central N° 8 (Falkner) ubicada sobre el lago Traful.

Esas aguas, regulables en este último lago, se turbinarían nuevamente en la central a pie del dique de cierre del Traful,^{6/} en las centrales Confluencia, Alicurá y en las que pudieran construirse aguas abajo - C.H. N°9.

También a pie del dique de Segunda Angostura contempla una central (menor que la prevista por A. y E.E. en su anteproyecto) - C.H. N°10.

La Central Confluencia (Traful-Limay) - C.H. N°12 - se construiría al pie del dique correspondiente.

Aguas abajo en el Alto Limay se encontrarían sucesivamente Alicurá - C.H. N°13 - y Piedra del Aguila - C.H. N°14.

El cuadro ... resume las principales características energéticas y económicas de esos aprovechamientos según el estudio de referencia. En éste como en el anterior, se han corregido "grosso modo" algunos valores para uniformarlos a las bases de evaluación indicadas al comienzo de este capítulo.

Cuatro aprovechamientos destacan por sus características económicas en este grupo: Confluencia (C.H. N°12), Piedra del Aguila (C.H. N°14), Alicurá (C.H. N°13) y Traful (C.H. N°9).

No obstante que la concepción del desarrollo de los recursos (base de los dos cuadros anteriores) parece estar lejos de sacar todo el partido que ellos ofrecen, las relaciones de beneficio/costo - tomadas con reserva - indican las condiciones intrínsecamente favorables que poseen. Una evaluación algo más detallada de Segunda Angostura, muestra un valor económico de este recurso bastante más alto.

D. Aprovechamiento del Lago Masecardi

~~Aunque sólo existen ideas muy generales al respecto, por su eventual~~ vinculación con el Alto Limay, corresponde sintetizarlas aquí: ellas contemplan el cierre del lago Masecardi en su desagüe hacia el lago Hess, con el objeto de desviar el caudal de la parte alta del río Manso (curso internacional que vierte al Océano Pacífico) hacia el lago Gutierrez.^{8/} A la salida de este

^{6/} Existe otra alternativa que contempla el dique de cierre del Traful de sólo unos 10 m sin central, siendo la capacidad útil de ese embalse, unos 800 Hm³.

ARGENTINA: ESTIMACION TENTATIVA DE LAS RELACIONES BENEFICIO/COSTO DE LA
GENERACION ELECTRICA EN EL SISTEMA COLLON-CURA

Grupo	Central	Características energéticas		Características económicas				Costo del kWh térmico 10 ⁻³ US\$	B/C
		P _i MW	W _r (central) GWh	Cargas anuales central 10 ⁶ US\$	Costo del kWh				
					En central 10 ⁻³ US\$	Transmisión 10 ⁻³ US\$	Total 10 ⁻³ US\$		
I	China Muerta	4	21						
	Nº 1 Pulmari	20	118						
	Aluminé	58	337						
	Nº 2 Rucachoroi	43	256						
	Central Nº 2	86	568						
	<u>Parcial</u>	<u>211</u>	<u>1 300</u>	7.7 a/	5.9	i) 1.0 ii) 3.0	i) 6.9 ii) 8.9	F.U.=0.6 i) 8.8 b/ ii) 8.4 c/	i) 1.27 ii) 0.95
II	Nº 3 Quillén	47	273						
	Aluminé	92	438						
	Nº 4 Aluminé 2	138	597						
	<u>Parcial</u>	<u>277</u>	<u>1 308</u>	8.2 a/	6.3	i) 1.0 ii) 3.0	i) 7.3 ii) 9.3	F.U.=0.45 i) 11.2 b/ ii) 9.6 c/	i) 1.53 ii) 1.03
III	Nº 5 Huechulafquén	95	540						
	Nº 6 Collón-Curá	290	1 360						
	<u>Parcial</u>	<u>385</u>	<u>1 900</u>	11.4 a/	6.0	i) 1.0 ii) 3.0	i) 7.0 ii) 9.0	F.U.=0.5 i) 9.6 b/ ii) 9.4 c/	i) 1.37 ii) 1.05
IV	C.H. Nº 7	500	2 400	14.8 a/	6.2	i) 1.0 ii) 3.0	i) 7.2 ii) 9.2	F.U.=0.5 i) 9.6 b/ ii) 9.5 c/	i) 1.33 ii) 1.03

Fuente: Estudio preliminar para el desarrollo integral de la región del Comahue (Anexo II) pág. 75 ITALCONSULT-SOFRELEC, con las adaptaciones que se indican:

- a/ Se atribuyó prudentemente el 10 por ciento de los gastos fijos totales al conjunto de los beneficios del riego y atenuación de crecidas. El cálculo realizado para el proyecto Chocón-Cerros Colorados arroja aproximadamente el 20 por ciento. Para pasar del interés del 6 por ciento - estudio original - al 10 por ciento, se incrementaron los valores en un 45 por ciento.
- b/ Los valores originales del estudio se incrementaron para pasar del 6 al 10 por ciento de interés anual y de 1.2 a 1.5 dólares el millón de kilocalorías (gas de Plaza Huincul).
- c/ Las cifras del estudio primitivo se sustituyeron por los valores calculados por el Grupo Conjunto CEPAL-CFI según anexo

que vierte al Océano Pacífico) hacia el lago Gutiérrez.^{7/} A la salida de este lago podría instalarse una central, mayor que la que existe allí actualmente para el servicio eléctrico a San Carlos de Bariloche. Este aprovechamiento y los que seguirían aguas abajo del Nahuel Huapi,^{8/} incrementarían su producción con ese desvío, en unos 700 millones de kWh anuales.

La lámina de agua de 10 m de espesor regulable en el Mascardi representaría unos 400 millones de metros cúbicos.

Como idea complementaria del aprovechamiento anterior se menciona la de cerrar el desague del lago Julio A. Roca, para bombear desde él al Mascardi (80 metros de desnivel) un volumen anual medio de aproximadamente 500 millones de metros cúbicos.

Se ve muy remoto el interés práctico de esta posibilidad, frente a los cuantiosos recursos de la región que con características de aprovechamiento mucho más ventajosas permanecen sin utilizar.

E. Conclusiones y recomendaciones

1. El plan de desarrollo de la Región del Comahue debe ligarse estrechamente con el aprovechamiento y manejo del río Negro, incluyendo esencialmente las altas cuencas señaladas. Es fundamental para el empleo óptimo de tan importantes recursos hídricos y de los financieros que se destinen a la promoción del Comahue, programar al menos en sus líneas principales, un esquema único de explotación, contemplando los distintos usos del agua.

2. En la búsqueda de ese esquema funcional (integral y óptimo) deberían examinarse a la brevedad posible varios sistemas y subsistemas alternativos, por simulación con un computador digital. Para ello es imprescindible además de coleccionar toda la información hidrológica y pluviométrica pertinente, realizar los estudios complementarios en materia de:

^{7/} Este desvío representaría cerca del 50 por ciento del caudal medio del Río Manso, en el curso de la frontera.

^{8/} El lago Gutiérrez desagua al Nahuel-Huapi.

- Topografía, relevamientos aerofotogramétricos y algunos levantamientos batimétricos (ecosonda).
- Investigaciones geológicas y de mecánica de suelos, relacionadas con las posibles obras: fundación de diques y construcción de túneles principalmente.

3. Supeditada al esquema general, debería contemplarse una etapa de regulación preliminar en los lagos (riego, atenuación de crecidas) con obras de reducida envergadura, compatibles con las de aprovechamiento total, no sólo mediante diques bajos de cierre en el desague de algunos de ellos, sino también por túneles de captación (de 15 a 30 m de profundidad) que posibiliten una capacidad reguladora por depresión de su nivel natural.

4. Convendría otorgar alta prioridad a la solución del problema de cierre del Nahuel-Huapi, y a la realización de los anteproyectos de Confluencia, Piedra del Aguila y Alióurá.^{2/}

5. En previsión a posibles peñaltes del nivel actual de los lagos, convendría evitar la construcción de obras tales como: caminos, instalaciones industriales, viviendas permanentes, etc. en torno y a una altura inferior a los 20 m por encima de ellos.

A continuación se examinarán más en detalle algunos de los proyectos que existen para esta cuenca.

-
- 2/ La regulación parcial en los lagos, (destinada en parte al riego y la energía, y en parte a la atenuación de crecidas) y el aprovechamiento eléctrico de uno de los puntos indicados, pueden constituir, en conjunto, una alternativa digna de considerarse para el primer desarrollo en el Limay, en lugar del proyecto del Chocón, manteniendo vigente el de Cerros Colorados en el Neuquén. La capacidad de regulación podría ajustarse así más económicamente a las reales necesidades del momento y se evitaría la inundación de casi 80 000 hectáreas, en el curso inferior del Limay, cuyas condiciones edafológicas no parecen completamente aclarada.
- 10/ Inmediatamente antes y después de la zona que inundaría el embalse se anotan 30 000 y 15 000 hectáreas netas respectivamente, aptas para el riego, sin taras edafológicas. (Véase síntesis del estudio preliminar para el desarrollo integral de la Región del Comahue - 1962 - (ITALCONSULT-SOFRELEC). La desventaja de esta alternativa es que la longitud de la línea de transmisión pasaría de 1 100 a 1 300 Km aproximadamente, lo que probablemente llevaría a elevar el voltaje nominal de 380 a 475 kV.

Cuadro 12

ARGENTINA: ESTIMACION DE LAS RELACIONES BENEFICIO/COSTO DE GENERACION ELECTRICA
EN LAS CENTRALES DEL SISTEMA NAHUEL-HUAPI-TRAFUL-ALICURA-PIEDRA DEL AGUILA

Central	P _i MW	W _b en central GWh	Cargas anuales central 10 ⁻⁶ US\$	Costo del kWh			Costo kWh térmico 10 ⁻³ US\$	B/C
				En central 10 ⁻³ US\$	Trans- misión 10 ⁻³ US\$	Total 10 ⁻³ US\$		
C.H. N° 8 Falkner	45	230	1.58 a/	6.8	i) 1.0 ii) 3.0	i) 7.8 ii) 9.8	F.U.=0.58 i) 8.8 b/ ii) 9.2 c/	i) 1.13 ii) 0.94
C.H. N° 10 Segunda Angostura	80	353	3.18 a/	9.0	i) 1.0 ii) 3.0	i) 10.0 ii) 12.0	F.U.=0.50 i) 9.6 b/ ii) 9.9 c/	i) 0.96 ii) 0.82
C.H. N° 9 Trafal	36	223	1.08 a/	4.8	i) 1.0 ii) 3.0	i) 5.8 ii) 7.8	F.U.=0.70 i) 8.4 b/ ii) 8.2 c/	i) 1.45 ii) 1.05
C.H. N° 12 Confluencia	270	1 090	3.8 a/	3.5	ii) 3.0	ii) 6.5	F.U.=0.46 ii) 10.4 c/	ii) 1.60
C.H. N° 13 Alicurá	390	1 640	9.9 a/	6.0	ii) 3.0	ii) 9.0	F.U.=0.48 ii) 10.2 c/	ii) 1.13
C.H. N° 14 Piedra del Aguila	1 280	5 000	25.1 a/	5.0	ii) 3.0	ii) 8.0	F.U.=0.45 ii) 10.5 c/	ii) 1.31
Totales y medias	2 101	8 526	44.8 a/	5.2	ii) 3.0	ii) 8.2	F.U.=0.46 ii) 10.4 c/	ii) 1.27

Fuente: Estudio preliminar para el desarrollo integral de la región del Comahue (Anexo II) pág. 99

ITALCONSULT-SOFRELEC, con las adaptaciones que se indican.

a/ Se atribuyó prudentemente el 10 por ciento de los gastos fijos totales al conjunto de los beneficios por riego y atenuación de crecidas. (El cálculo realizado para el proyecto Chocón-Cerros Colorados arroja aproximadamente 20 por ciento.) Para pasar del interés del 6 por ciento - estudio original - al 10 por ciento, se incrementaron los valores en un 45 por ciento.

b/ Se incrementaron los valores originales del estudio para pasar del 6 al 10 por ciento de interés anual y de 1.2 a 1.5 dólares el millón de kilocalorías (gas de Plaza Huincul).

c/ Las cifras originales del estudio se sustituyeron por los valores calculados por el Grupo Conjunto CEPAL-CFI, según anexo...

1. Dique en Segunda Angostura y central eléctrica Perito Moreno

Objetivo

Producción de energía eléctrica y volumen regulador controlado en el lago Nahuel-Huapi.

Institución que realizó los estudios

Agua y Energía Eléctrica

Ubicación

La presa y la central se encontrarían situadas a 18 kilómetros del nacimiento del río Limay en el lago Nahuel Huapi.

Estado actual de los estudios

Agua y Energía Eléctrica terminó un proyecto en 1950, con el cual se licitaron las obras. Dificultades administrativo-financieras impidieron su adjudicación.

En 1961, la firma consultora que realizó los estudios preliminares para el desarrollo de la Región del Comahue, llegó a la conclusión de que cerrando la desembocadura del Nahuel-Huapi con una barrera de sólo 5 m de alto se creaba una capacidad reguladora de 500 Hm^3 .

Cuando se preparó el proyecto original no se habían estudiado tampoco los aprovechamientos de Piedra de Aguila ni Chocón.

Reseña del proyecto

La garganta elegida (Segunda Angostura) está constituida por basalto parcialmente alterado. En la base, el manto aluvial tiene un espesor de 30 metros aproximadamente.

El dique previsto (gravitacional de hormigón) tendría una altura máxima de 90 metros (desde la fundación) y una longitud en el coronamiento de 70 metros.

Las obras de rebalse excavadas en la margen derecha contemplan 3 compuertas de 9 metros de largo por 7.50 de alto.

El desvío del río se previó con un túnel derivador y dos ataguías.

La central, al pie del dique, tendría 100 MW (4 unidades de 25 MW c/u).



No existe proyecto de línea de transmisión ni se indican los principales centros de consumo que serviría la central, aunque se preveía que la misma zona sería el mercado de esa energía.

Inversiones necesarias

El presupuesto de Agua y Energía Eléctrica realizado en 1950, arroja un total equivalente a 17.3 millones de dólares (sin líneas de transmisión), y el estimado en 1960 por los consultores del estudio para el desarrollo de la Región del Comahue se elevó a un equivalente de 18 millones de dólares (57 por ciento en obras civiles y 43 por ciento en equipos).

No disponiéndose de los cómputos originales para actualizar en detalle (a mediados de 1962) el presupuesto, se hizo la siguiente estimación en dólares a base del calculado en 1960.

Obras civiles	8.7×10^6	US\$
Equipos electromecánicos	8.0×10^6	"
Intereses intercalares	3.3×10^6	"
Total (excluidas las líneas de transmisión)	20.0×10^6	"

Costo estimado del kWh

Por falta de información básica no ha sido posible realizar un cálculo minucioso.

- Se ha supuesto que la generación en un año hidrológico medio será de 350 millones de kWh (F.U. = 0.4).
- De las inversiones no separables pueden atribuirse con prudencia un 20 por ciento al conjunto de los beneficios del riego y atenuación de crecidas (para Chocón-Cerros Colorados ese valor se aproxima al 33 por ciento).

En consecuencia el costo total por año imputable a la energía eléctrica sería:

$$18.3 \times 10^6 \times 0.115 = \text{US\$ } 2.1$$

$$\text{Costo de generación del kWh} = \frac{2.1}{350} = 6.0 \times 10^{-3} \text{ US\$}$$

Estimando en un milésimo de dólar el costo de transmisión y las pérdidas correspondientes hasta un centro de consumo próximo, se tendría el kWh a 7.0 milésimos contra 12.6 milésimos de dólar si se lo genera térmicamente

(a 1.8 US\$ el millón de kilocalorías). Si por la proximidad a Plaza Huincul se tuviera gas a un precio 40 por ciento inferior (1.3 US\$ por millón de kilocalorías), el costo del kWh térmico resultaría a 11,1 milésimos de dólar.

Relación beneficio/costo

Esta relación para la energía sería del orden de 1.80 en la primera hipótesis y 1.58 en la segunda. Como puede verse difiere grandemente de la que arroja el cuadro ... preparado según las estimaciones del Estudio preliminar para el desarrollo integral de la Región del Comahue.

Conclusiones

1) Las características naturales de este aprovechamiento serían mucho mejores que lo que indica el Estudio preliminar para el desarrollo integral de la Región del Comahue.

2) Es preciso revisar el proyecto desde su concepción general, teniendo en consideración el aprovechamiento integral de la cuenca y todo el partido que puede sacarse de una amplia regulación controlada en el Nahuel-Huapi. Es probable que como sugiere el estudio antes citado convenga fraccionar el salto aprovechable entre el lago y Segunda Angostura.

Cuadro 13

ARGENTINA: ESTIMACION DE OBRAS PARA LA REGULACION DE LOS RIOS
ALUMINE, COLLON-CURA Y LIMAY, CARACTERISTICAS
TECNICO ECONOMICAS

Grupo	Cuenca y obra	Tipo de obra	Inver- sión 10^6 US\$	Capaci- dad 10^6 m ³	Costo unita- rio $\frac{\text{US\$} \times 10^{-3}}{\text{m}^3}$	Priori- dad por orden de menor costo unitario
I	<u>Alta Cuenca Aluminé</u> 1. Cierre lago Rucachoroi y otros	Presas de tierra	5.5	1 060	5.2	
II	<u>Lago Quillén</u> Cierre del lago (exclusivamente)	Presa de tierra a/	2.6	500	5.2	
III	<u>Lagos Tromén y Huechulafquén</u> Cierre lago Tromén Cierre lago Huechulafquén	Presa de tierra <u>Parcial</u>	0.8 2.6 <u>3.4</u>	450 1 500 <u>1 950</u>	 1.7	 II
IV	<u>Lago Lolog</u> Cierre lago		2.6	500	5.2	
Parcial (I + IV) a/			17.1	4 010	4.2	
V y VI	Hermoso y otros	Cierres	2.0	300		
Alto	Falkner	"	1.3	400		
Limay	Traful	"	1.3	800		
	Nahuel-Huapi	"	4.0	3 000	1.3	I
Parcial V y VI (Sin presas 2da. Angostura, Alicurá, etc.)			8.6	4 500	1.9	
<u>Total</u> (excl. presas)			26.7	8 510	3.1	

a/ No se incluyen las presas sobre el Aluminé designadas en el informe como "A" y "B".

2. Embalse y central Alicurá

Objetivo

Producción de energía eléctrica y capacidad reguladora.

Institución que realizó estudios de este aprovechamiento

Agua y Energía Eléctrica.

Ubicación

Sobre el río Limay, el dique se hallaría unos 25 km aguas abajo de la desembocadura del río Traful, y a unos 50 km de Segunda Angostura.

Estado actual de los estudios

Existen levantamientos aerofotogramétricos y topográficos de la zona de la presa, así como estudios geológicos y algunos sondeos en el emplazamiento del dique.

Reseña de las principales características

Como no existe aún un anteproyecto concreto de las obras, se han tomado como primera aproximación las estimaciones correspondientes que aparecen en él en el Estudio preliminar para el desarrollo integral de la Región del Comahue.

Caudal medio (Nahuel-Huapi más Traful) $263 \text{ m}^3/\text{seg.}$

El lecho aluvional tiene un espesor medio de 15 m cubriendo la roca de fundación (meláfiro) que se presenta sin fallas ni alteraciones importantes.

La cota de coronamiento máxima compatible con las condiciones topográficas del vaso es 715 metros.

Con ella, las características del embalse serían las siguientes:

Altura máxima de la presa desde la fundación	130 m
Longitud de coronamiento	1 300 m
Embalse máximo	3 800 Hm ³
Embalse útil	1 400 Hm ³

No se habrían realizado aún estudios hidroeconómicos. Agua y Energía Eléctrica estima que se podría regular un caudal medio de $230 \text{ m}^3/\text{seg.}$, con una potencia de 175 MW y una producción anual de 1 700 GWh, previéndose una capacidad instalada a pie de presa del orden de los 450 MW.^{10/}

^{10/} Si en esta central se mantiene la relación entre P_i y P_g prevista para Chocón-Cerros Colorados 0.81, la potencia garantida para Alicurá sería aproximadamente 330 MW.

Estimación de inversiones

Para tener una idea de la magnitud de las inversiones necesarias se ha supuesto un dique aligerado de hormigón ^{11/} y se han utilizado costos unitarios de la experiencia de la obra de Florentino Ameghino, reajustados a junio de 1962, incluyendo: imprevistos, gastos generales, intereses intercalares, ataguías y campamento.

En otros rubros se han establecido comparaciones con Chocón-Cerros Colorados, Piedra del Aguila y valores medios de experiencia internacional.

El resumen es el siguiente:

- Dique (incluyendo ingeniería e intereses intercalares)	US\$ 35 x 10 ⁶
- Túneles	# 6 x 10 ⁶
- Equipos electromecánicos del dique ^{12/}	" 2 x 10 ⁶
- Central, obras civiles (incluyendo ingeniería e intereses intercalares)	" 17 x 10 ⁶
Equipos electromecánicos (incluye patio de alta tensión, ingeniería e intereses intercalares)	" 23 x 10 ⁶
- Expropiaciones y desvíos de caminos	" 1 x 10 ⁶
- Líneas y subestaciones (Alicurá-Buenos Aires)	" 62 x 10 ⁶
- Imprevistos obras civiles	" 6 x 10 ⁶
Total	<u>US\$152 x 10⁶</u>

Costo estimado del kWh

El más importante de los beneficios del proyecto es la producción de energía eléctrica, aunque el riego y la atenuación de crecidas no pueden dejar de considerarse con 1 400 Hm³ de capacidad útil. En relación a la atenuación de inundaciones conviene anotar que las principales crecidas se producen entre mayo y agosto, ^{13/} precisamente en los meses de máxima demanda

^{11/} Ver en el Estudio preliminar para el desarrollo integral de la Región del Comahue (Anexo II), el gráfico para cubicar aproximadamente el volumen de hormigón en diques aligerados.

^{12/} Estimados en proporción a los requeridos en Piedra del Aguila.

^{13/} Véase: Complejo el Chocón-Cerros Colorados - Informe técnico, económico, financiero. I - "Intensidad de las crecientes en función de la época en la cual se han producido".

de energía, y a continuación de los correspondientes a los de mínimo aporte - enero a abril - que simultáneamente son los que exigen mayor riego. Es decir que ese beneficio resulta complementario de los otros dos y el proyecto lo produciría casi "como por añadidura" teniéndolo en cuenta al establecer las normas de operación del embalse.

Teniendo presente que en el prorrateo de las inversiones comunes para el Chocón-Cerros Colorados la atenuación de crecidas y el riego en conjunto toman el 33 por ciento, parece prudente atribuirles en primera aproximación en este proyecto, el 20 por ciento.

En consecuencia se considera que las inversiones imputables exclusivamente a la energía suman: 138 millones de dólares. El costo del kWh en alta tensión en los centros de consumo resulta:

$$\frac{138 \times 10^6 \times 0.115}{1 \frac{550}{350} \times 10^6} = 10.2 \times 10^{-3} \text{ dólares}$$

Costo de la energía térmica equivalente

La capacidad de la central térmica equivalente a los 370 MW que se han supuesto garantidos en Alicurá, con un 12 por ciento de reserva, resulta de 415 MW.

$$\text{El factor de utilización sería: } \frac{1 \ 540 \times 1.05}{415 \times 8 \ 760} = 0.44$$

Con unidades de 250 MW y ese factor de utilización, el costo del kWh térmico en Buenos Aires es 10.8×10^{-3} US\$ (Véase)

Relación beneficio/costo

Esta relación para la energía eléctrica resulta 1.06.

Conclusiones

El costo de la energía de esta central parece similar al de la térmica equivalente generada en Buenos Aires. Los factores que inciden desfavorablemente son:

- La longitud de la línea de transmisión para llevar la energía hasta el sistema del Litoral (elevado costo de transporte y fuertes pérdidas).
- La magnitud de las obras civiles en relación a la capacidad generadora. Sólo la presa demandaría más de un millón de metros cúbicos de hormigón, con una altura de 130 metros.

Estas conclusiones son preliminares y están sujetas a la formalización de un proyecto (con investigación detallada de la altura de dique más económica) que permita eliminar parte de los imprevistos que ha sido necesario prever con bastante holgura por la imprecisión de los antecedentes básicos. Aunque en el estado actual del conocimiento de este proyecto no permite incluirlo en la programación inmediata de centrales eléctricas, se recomienda su estudio y la confección de un anteproyecto avanzado para realizar una evaluación mejor fundada que la anterior.

3. Embalse y central Piedra del Aguila

Objetivo

Producción de energía eléctrica, riego y atenuación de crecidas.

Institución que realiza los estudios

Agua y Energía Eléctrica.

Ubicación

Sobre el río Limay, el dique se hallaría a unos 100 km aguas abajo de la confluencia con el Collón-Curá.

Estado actual de los estudios

En Paso Limay, donde prácticamente termina la cuenca activa, existen aforos de medición directa desde el año 1941 y registros de altura desde 1903; en consecuencia, es bueno el conocimiento hidrológico que se tiene del recurso.

También en materia topográfica A. y E.E. cuenta con los antecedentes necesarios. Desde el punto de vista geológico, se han realizado estudios del vaso del embalse y muy especialmente de la fundación del dique contándose con algunas perforaciones de reconocimiento; se ha determinado que el depósito aluvional tiene unos 40 metros de espesor, cubriendo las areniscas (duras y compactas) que conforman la garganta.

Se han estudiado dos variantes fundamentales para el dique una gravitacional aligerada en hormigón, y otra de escollera; estimaciones preliminares favorecerían la primera de las soluciones no obstante la profundidad a que se encuentra la roca de fundación.

Por los antecedentes disponibles se ve que aun están pendientes de estudio aspectos tan importantes como: el análisis económico sobre la altura más conveniente del dique, la operación de este embalse en relación a la capacidad reguladora que existiría tanto aguas arriba como aguas abajo de Piedra del Aguila, las obras de evacuación de crecidas, la desviación del río en el período de construcción, etc.

Reseña de las principales características

Las condiciones topográficas del vaso acumulador arrojan los siguientes valores máximos:

- Cota de coronamiento del dique	605 m
- Cota de embalse	600 m
- Capacidad total de embalse	14 400 Mm ³
- Altura del dique sobre el lecho del río	150 m
- Altura desde la fundación	190 m
- Longitud del dique en el coronamiento	800 m
- Superficie cubierta por el embalse	360 Km ²

Además, el anteproyecto considera en la situación en que se encuentran las siguientes características generales:

- Dique gravitacional aliviado, con elementos de 20 m de ancho en la cabeza y 8.40 m en el contrafuerte. Espesor en la base 140 metros.
- La capacidad de evacuación de creces se estima entre 5 000 y 6 000 m³/seg. mediante un verdadero controlado y salto de esquí.
- Las obras de desvío del río para realizar las construcciones, contemplan tres (alternativamente cuatro) túneles paralelos de 800 m de longitud, una atagüa superior de 20 m de alto y otra inferior de 12 metros.
- La central a pie de embalse dispondría de 10 grupos de 120 MW cada uno.
- Se estima que la potencia ~~garantizada~~ ~~disponible~~ ~~se~~ ~~dispondrá~~ ~~de~~ ~~900~~ ~~MW~~, la producción media anual llegaría a 6 000 GWh. El caudal mínimo turbinado se estima en 420 m³/seg.

Inversión total

No disponiéndose de los cálculos métricos de A. y E.E., ni del presupuesto correspondiente, se han actualizado y complementado las estimaciones que aparecen de él en el Estudio preliminar para el desarrollo integral de la región del Comahue. Los valores, que incluyen imprevistos, ingeniería, gastos generales, intereses intercalares, etc., se resumen así:

- Campamentos	US\$	1.2×10^6
- Túneles	"	17.8×10^6
- Atagüas y desvío del río	"	1.6×10^6
- Dique (obras civiles)	"	60.5×10^6
- Dique (equipos)	"	3.8×10^6
- Central (obras civiles)	"	46.2×10^6
- Central (equipos)	"	62.5×10^6
- Expropiaciones y traslado de Caminos	"	1.7×10^6
- Líneas (1 260 Km) y subestaciones (P. del Aguila, Buenos Aires). <u>14/</u>	"	82.0×10^6
- Imprevistos	"	15.0×10^6
Total	US\$	292.3×10^6

Costo estimado del kWh

Con el mismo criterio mencionado en el caso del Embalse y Central Alicurá, y teniendo presente que en el prorrateo de las inversiones comunes para el Chocón-Cerros Colorados, la atenuación de crecidas y el riego toman, en conjunto, el 33 por ciento, se considera prudente atribuirles en primera aproximación en este proyecto, el 20 por ciento.

En consecuencia, las inversiones imputables exclusivamente a la energía alcanzarían a 270 millones de dólares aproximadamente.

La energía disponible en alta tensión en Buenos Aires, en un año hidrológico medio sería de unos $\frac{6\ 000}{1.08} = 5\ 500$ GWh

El costo de esa energía puede estimarse así:

a) Anual por intereses y amortización de las inversiones

- Obras civiles 0.1×126	US\$	12.6×10^6
- Equipos y líneas 0.102×147.5	"	15.1×10^6
Suma	US\$	27.7×10^6

b) Anual por operación y mantenimiento

- Central $1.3 \text{ US\$/KW}_1 \times 1\ 200\ 000$	US\$	1.6×10^6
- Línea y subestaciones $0.025 \times 82 \times 10^6$	"	2.1×10^6
Suma	US\$	3.7×10^6

14/ Este valor se ha estimado a base de los estudios y cálculos disponibles del Proyecto Chocón-Cerros Colorados. Incluye la subestación elevadora (13.8/380 kV), dos subestaciones intermedias, tres de compensación y la de llegada a Buenos Aires.

Costo del kWh hidráulico en alta tensión puesto en Buenos Aires

$$\frac{31.4 \times 10^6}{5\,500 \times 10} = 5.7 \times 10^{-3} \text{ dólares}$$

Costo de la energía térmica equivalente

Suponiendo una potencia garantida de 800 MW en Buenos Aires y 5 500 GWh anuales en promedio la central térmica equivalente tendría $1.17 \frac{15}{x} \times 800 = 940 \text{ MW}$, con un factor de utilización de 0.67.

Del gráfico para $i = 10$ por ciento se tiene que el costo de generación térmica $\frac{16}{}$ sería: 8.4×10^{-3} dólares.

Relación beneficio/costo

$$\text{Esta relación para la energía eléctrica resulta: } \frac{8.4 \times 10^{-3}}{5.7 \times 10^{-3}} = 1.47$$

Tan alto valor muestra las bondades excepcionales que tiene este aprovechamiento, a la luz del conocimiento que se tiene de él actualmente.

Inversión necesaria en divisas

Una rápida estimación de la parte de la inversión ~~que~~ que correspondería realizar en moneda extranjera, arroja 93 millones de dólares, o sea aproximadamente el 32 por ciento de la inversión total.

Conclusiones

De acuerdo a la información disponible este aprovechamiento se presenta particularmente conveniente, tanto que se piensa que pudo sustituir ventajosamente al Chocón en el conjunto Chocón-Cerros Colorados.

De todos modos, se recomienda dar alta prioridad al estudio de este proyecto, para ~~razón~~ ~~confirmar~~ ~~con~~ ~~mayores~~ ~~antecedentes~~, las condiciones aparentemente destacadas de él y avanzar entonces con el diseño hasta la etapa de planos, especificaciones y presupuesto para su construcción.

15/ Supone 12 por ciento de reserva térmica y 5 por ciento de consumo propio.

16/ 1.8 dólares por millón de KCal. en unidades de 250 MW.

Capítulo 7

APROVECHAMIENTOS DEL RIO MENDOZA

Objetivos: Son múltiples destacando la producción de energía y el riego.

Institución encargada de los estudios: Agua y Energía Eléctrica.^{1/}

Denominación de los proyectos:

En el plan original de A. y E. E. (al que se refiere la nota^{1/}) se dividen las obras previstas en dos grupos:

- Las de la clase I, (consideradas allí de primera prioridad) fueron objeto de estudio más detenido: Potrerillos, Salto de Potrerillos y Uspallata, y
- Las de la clase II, (clasificadas allí de segunda prioridad), fueron objeto de menor atención: Blanco-Angostura, Pichenta, Polvareda, Las Vacas y Tupungato.

Ubicación: Las obras proyectadas se hallan ubicadas a lo largo del río Mendoza y de algunos de sus afluentes, aguas arriba de Cachenta. Con relación a la ciudad de Mendoza, la obra más próxima sería Potrerillos (80 km) y la más alejada Tupungato (130 km). Véase el plano...

Estado actual de los estudios

Existen en la cuenca 7 estaciones pluviométricas (con algunas observaciones que datando 1909), 46 pluviométricas y 17 nivométricas, que integran una buena información hidrológica para el río.

En el plan original mencionado las obras de Clase I, figuran a nivel de proyectos, y las de Clase II a nivel de anteproyectos, con levantamientos topográficos, estudios hidrológicos y algunas investigaciones geológicas. El trabajo comprende 8 volúmenes y 396 gráficos.

^{1/} Esta institución nacional encargó a una firma de ingenieros consultores (SADIP) la realización de investigaciones y anteproyectos que se realizaron entre 1948 y 1952.

A comienzos de 1963 una misión japonesa del Overseas Electrical Industry Survey Institute (OEISI) realizó para el gobierno argentino un estudio preliminar integral del río Mendoza que introduciría apreciables modificaciones al esquema propuesto por SADIP.

Reseña de las principales características

En conjunto el plan contempla 3 embalses (Uspallata, Potrerillos y Tupungato) y 8 centrales hidroeléctricas una ligada a cada embalse y otra en cada obra de Clase II.

La capacidad útil de los embalses totaliza 1 827 Hm³ (Uspallata 1 128, Potrerillos 300 y Tupungato 100).

Desde el punto de vista de riego éste se asegura para 140 000 hectáreas incluyendo las actualmente en servicio. La tasa de riego considerada es de unos 7 000 metros cúbicos útiles por Há y por año, (equivalentes en cabecera a unos 10 000 m³ por há con un 30 por ciento de pérdidas en aducciones).

Desde el punto de vista energético, el cuadro siguiente sintetiza las características fundamentales del plan:

Obra	Capacidad a instalar (MW)	Generación media anual (GWh)	F. U.
<u>Clase I</u>			
Uspallata	160	571	0.41
Salto Potrerillos	160	670	0.48
Potrerillos	80	280	0.40
Parcial	<u>400</u>	<u>1 521</u>	<u>0.43</u>
<u>Clase II</u>			
Tupungato	96	345	0.41
Las Vacas	10	41	0.47
Polvareda	60	260	0.50
Pichenta	4.5	12	0.31
Blanco-Angostura	4.5	8	0.20
Parcial	<u>175</u>	<u>666</u>	<u>0.43</u>
<u>Total</u>	<u>575</u>	<u>2 187</u>	<u>0.43</u>

Se desprende que las tres cuartas partes de la energía total es generada por las obras de Clase I (1 521 GWh) y que más de la mitad de ella tiene un factor de utilización 0.40 (3 500 horas) o sea es energía de punta.

1. Embalse y central de Uspallata

Este embalse es la obra principal del plan, con una capacidad útil de $1\,200\text{ Hm}^3$ para regular el caudal del río que en ese lugar tiene un módulo de $46\text{ m}^3/\text{seg}$. Esta obra sola permite asegurar el riego a 120 000 hectáreas.

El dique de tierra se encontraría frente al km 89 del Ferrocarril Transandino, donde el lecho del río tiene la cota 1 700 m_s sobre el nivel del mar. Lamentablemente una gruesa capa de material aluvional cubre la roca. Las excavaciones previstas alcanzan a 70 m con lo que la altura máxima del dique sobre la fundación del núcleo alcanza a 206.50 m (136.50 m sobre el álveo). Con una longitud de coronamiento de 926 m, el volumen del dique se eleva a la impresionante cifra de 33 millones de metros cúbicos aproximadamente. El vertedero de excedencias será del tipo "morning glory", con una capacidad máxima de $1\,500\text{ m}^3/\text{seg}$. aprovecharía parte del túnel para desviar el río durante la construcción del dique.

La aducción para $110\text{ m}^3/\text{seg}$. máximo consistirá en un túnel de 7 120 m de largo con 2 tramos de distinta sección (25.5 y 20.0 m^2) y una chimenea de equilibrio. Del extremo inferior arrancarán las tuberías de presión de 58.50 m de longitud, que alimentarán 5 unidades de 32 000 kW cada una ($H_{\text{máx}} \approx 175\text{ m}$).

Se prevén además dos válvulas "by-pass" para entregar agua al riego al margen de la generación eléctrica.

2. Central Salto de Potrerillos

La descarga de la Central Uspallata limitada a $88\text{ m}^3/\text{seg}$. pasa a una cámara de carga, en que se inicia la aducción. Esta última, a presión en toda la longitud, consta de un túnel de 18.8 km de largo, (25.5 m^2 de sección) y de un conducto de 1 300 m con chimenea de equilibrio. Finalmente las correspondientes tuberías de presión alimentan 4 unidades de 40 000 kW cada una ($H_{\text{máx}} = 219\text{ m}$), a las que siguen las respectivas obras de descarga al río.

3. Embalse y Central de Potrerillos

La obra principal de este aprovechamiento es el embalse de 367 Hm^3 que actuaría como compensador para las otras dos obras de la Clase I.

Si este embalse se construyera antes del de Uspallata se aseguraría el riego a 97 000 hectáreas.

El dique de tierra se construiría frente al km 41.5 del Ferrocarril Transandino, donde el lecho del río tiene la cota 1 267.40 m sobre el nivel del mar. Su altura sobre el lecho será de 111.50 m con excavaciones máximas de 30 m para fundar el núcleo. La longitud del coronamiento se aproximaría a 590 m con un volumen total de casi 11 millones de m^3 .

También aquí el vertedero de excedencias sería del tipo "morning-glory" para evacuar como máximo 1 500 m^3/seg . La aducción diseñada para un caudal máximo de 110 m^3/seg . constaría a continuación de la bocatoma de un túnel de 445 m de longitud (con una sección transversal de 33.2 m^2) y un conducto a presión de 56 m de largo (28 m^2 de sección).

Las tuberías a presión alimentan 4 unidades de 20 000 kW cada una, a las que siguen las correspondientes obras de descarga al río. Se prevén además dos válvulas "by pass" para las necesidades de riego en exceso sobre el caudal de operación de la central.

En cada uno de los proyectos mencionados se contemplan los correspondientes campamentos para albergar al personal que se encargará de la operación de ellos.

4. Línea de transmisión

Las tres centrales examinadas, estarían conectadas a 132 kV. Una línea de transmisión de 71.1 km de longitud, con dos torres llevaría la energía a la ciudad de Mendoza, donde se contempla una subestación de bajada a 66 y 13.8 kV.

5. Central Blanco Angostura

Los elementos principales de este proyecto son los siguientes: un pequeño dique derivador en el Río Blanco y otro en el Río Angostura.

Las aguas captadas se conducen por tuberías hasta una chimenea situada entre ambos tomas. Desde la chimenea vertical un túnel de 2 940 m de longitud las lleva hasta una cámara de donde arranca la tubería que conduce al agua a las turbinas de central la que finalmente va al canal de fuga. Los caminos de acceso a los diques están ya construidos. La potencia firme es de 2 000 kW y la máxima instalada de 4 500 kW, pudiendo generar 8 GWh en un año hidrológico medio.

6. Central Pichenta

Este proyecto tiene como finalidad exclusiva la generación de energía eléctrica. Las obras a construirse no modificarán el régimen de este afluente y menos aún el del Río Mendoza, por cuya razón el proyecto no influirá sobre el programa de riego propuesto en la primera parte del informe.

El proyecto está constituido por los siguientes elementos: un dique derivador de 144 m de longitud, un túnel de 5.7 km de longitud, con chimenea de equilibrio, una tubería metálica de 1 200 m, la casa de máquina y el canal de fuga. La potencia firme sería de 3 MW, la instalada 4.5 MW y la generación anual 12 GWh en promedio.

7. Proyecto Polvareda

Entre los proyectos considerados de segunda clase únicamente el proyecto de Polvareda puede aprovechar la casi totalidad de los caudales del Río Mendoza, reduciéndose los demás proyectos de esa clase al aprovechamiento de la riqueza hídrica de uno de los afluentes. El proyecto se compone de los siguientes elementos: una presa móvil de una longitud total de 225 m, con sus obras de toma, una cámara desarenadora y canales, seguidos por un túnel de 13.9 km de longitud total, chimenea de equilibrio y almenara. Desde el punto terminal del túnel una tubería metálica de 2.84 m de diámetro interior y 147 m de longitud conduce las aguas hasta la usina hidroeléctrica, cuya capacidad instalada es de 60 MW y 260 GWh de generación media anual.

8. Central Las Vacas

Este proyecto aprovecha las aguas del Río de Las Vacas para la generación de energía eléctrica. Los elementos componentes del proyecto son: un dique derivador de 78 m de longitud, compuesto de una presa fija de 50 m y una presa móvil de 28 m; una toma en el río y canal despedrador, un túnel a la usina cuya longitud total es de 8.83 km, con cámara de equilibrio, una tubería metálica, la casa de máquinas y el canal de fuga.

Existen dos variantes para la ubicación de la casa de máquinas, en una y otra ladera del río. En un caso se supone que esta central funcionará independientemente, y en el otro que será telecomandada desde la de Pupungato. La potencia instalada en la usina hidroeléctrica es de 10 MW, con una producción media anual de 40 GWh aproximadamente.

9. Proyecto Pupungato

El proyecto del Río Tupungato se construirá con la finalidad exclusiva de generación de energía hidroeléctrica. Sus elementos componentes son los siguientes: un dique de gravedad, de hormigón simple, cuya altura máxima es de 139 m sobre la roca cristalina de fondo, lo que equivale a la altura de 111 m medidos desde el álveo del río. El embalse podrá almacenar un volumen total de 120 Hm³ de agua.

Desde el embalse hasta la cámara de carga se construirá un túnel revestido de 12.7 km de longitud. La tubería tendrá un diámetro de 2.66 m y una longitud de 550 m.

La potencia instalada prevista es de 96 MW con una generación media anual de 345 GWh.

Inversiones requeridas

La actualización de los presupuestos del plan no se limitó al empleo del criterio uniforme de deflación de precios mediante los índices elegidos, sino que además se revisaron algunos precios unitarios de alta gravitación como sucedió con el precio del metro cúbico de tierra apisonada en las correspondientes presas para ponerlos al nivel de los costos unitarios reales en Julio de 1962.

El total de las inversiones necesarias así estimado se elevó a 360 millones de dólares, incorporando al presupuesto las inversiones complementarias del sector agrícola (canales, capital fundiario, etc.).

Por otra parte se realizó una análisis para establecer qué porcentaje de las obras comunes se debía apropiar al beneficio energía y cuál otro al de la irrigación y control de crecientes.

A ese fin, en el cuadro de inversiones que se adjunta, se han separado las correspondientes a las presas, túneles, centrales y línea en: obras comunes (presas de Uspallata y Potrerillos y expropiaciones) y obras específicas para la producción de energía.

En la apropiación de las inversiones correspondientes a las obras comunes se aplicó el método del "costo alternativo justificable", empleando además el concepto de "costo actualizado o valor presente".^{2/}

El porcentaje a que se llegó fue de 35 por ciento para la energía y 65 por ciento para el riego.

El resumen de la desagregación es el siguiente:

Energía		US\$ 254 x 10 ⁶
Riego		
- Sector privado	US\$ 56xx 10 ⁶	
- Sector público	" 50 x 10 ⁶	
Suma	" 106 x 10 ⁶	US\$ 106 x 10 ⁶
<u>Total</u>		<u>US\$ 360 x 10⁶</u>

Relaciones beneficio/costo

a) Energía

El cuadro 4 sintetiza para la tasa de 10 por ciento de interés las relaciones beneficio/costo para el sector de la energía que en el conjunto de los proyectos arroja solamente 0.94.

Ninguno de los aprovechamientos de la Clase I posee una relación mayor que 1, y que es precisamente la central de pasada Salto de Potrerillos la que más se aproxima a la unidad.

^{2/} Para la energía se empleó el concepto de la central térmica equivalente y para riego, la presa de Uspallata explotada exclusivamente para ese fin.

En cambio los aprovechamientos de la Clase II, en su mayoría de pasada, presentan globalmente una relación superior a 1, especialmente Polvaredas con 1.53.

b) Riego

En la época en que se redactó el plan, se regaban unas 75 000 há en forma más o menos permanente y otras 8 000 en forma precaria.

En 1962 no se poseían datos fidedignos de la superficie realmente regada, pero sí de las empadronadas, con el siguiente detalle:

Con derechos definitivos	48 000 há
Con derechos eventuales	46 000 há
Superficies del sector público	<u>8 000 há</u>
Total empadronado	102 000 há

Se ha estimado que desde 1950 a 1962, se han puesto bajo riego unas 20 000 nuevas hectáreas, es decir a razón de 1 700 por año. En consecuencia, se supone que cuentan con estructura agraria prácticamente definitiva las 94 000 há empadronadas de propiedad privada.

Luego las nuevas áreas a regar con el plan serían 140 000 - 94 000 = 46 000 hectáreas aproximadamente. Cabe mencionar aquí que el plan preveía 40 000 regadas por bombeo de agua subterránea.

Los antecedentes disponibles en la actualidad muestran la imposibilidad de emplear esa fuente de agua, porque las napas muestran una permanente depresión por sobre explotación de ellas. Sólo un exhaustivo estudio hidrogeológico podrá esclarecer si existen otras napas aprovechables en la zona.

El cuadro 4 presenta en la última columna las relaciones de beneficio/costo para el riego en un año de régimen (estructura agrícola evolucionada a su fase permanente final). En promedio arroja B/c = 1.31.

En el cuadro 5 se han corregido los valores B y C para aproximarlos al valor presente considerando al período de evolución de la estructura agraria.

Los factores de corrección para pasar del año de régimen a un año medio de actualización, se han extrapolado de los cálculos realizados para el río Diamante.

Esos factores tienen en cuenta:

- El tiempo necesario para alcanzar la estructura agraria definitiva (20 años) empezando con forrajeras y hortalizas para terminar al cabo de ese plazo con 70 por ciento de vid y frutales y 30 por ciento de forrajeras y hortalizas.
- El desfase entre los costos y los beneficios para los cultivos permanentes de partir de tierras vírgenes, ya que el período de iniciación de producción por ejemplo en la vid es de 7 a 8 años.
- La puesta en cultivo paulatina, de 40 000 hectáreas en 7 años a razón de unas 5 500 por año.

El coeficiente que en forma preliminar y tentativa involucra todos esos factores multiplicando los beneficios en un año de régimen, se ha tomado igual a 0.75.

Conclusiones y recomendaciones

El plan del río Mendoza^{1/} deberá ser revisado en su totalidad para hacerlo económicamente conveniente y posibilitar así su financiación.

Las condiciones topográficas de la cuenca no son propicias para grandes embalses como puede fácilmente comprobarse al considerar que para Uspallata y Potrerillos la relación entre la capacidad útil y el volumen del dique de tierra es aproximadamente 35, cuando lo usual es que ella se eleve por encima de 200 o al menos se aproxime a ese valor.

Debe estudiarse sobre todo muy detenidamente la escala económicamente óptima de las distintas obras, que en el plan en su estado actual tienen magnitudes exageradas, sobre todo en cuanto a capacidad instalada en las centrales.

En un análisis especial se ha comprobado que es posible reducir apreciablemente el monto de las inversiones disminuyendo la capacidad instalada (principalmente por su incidencia en el costo de los túneles de aducción y de los equipos electromecánicos) con sólo una leve reducción de la energía producida. Dicho de otro modo, las condiciones naturales del río imponen el diseño de centrales que operen con factores de utilización más altos (desplazadas hacia la base de los diagramas de carga dejando a otras centrales la atención de las puntas).

Reduciendo también la capacidad de los embalses y la superficie a regar se excluirían de los proyectos la habilitación de algunos miles de hectáreas de elevadísimo costo marginal con el consiguiente provecho para la economía del plan.

En el aspecto específico del proyecto Tupungato se eligió una presa de gravedad argumentando (1950) la falta de experiencia en presas aligeradas de más de 100 m de altura. Actualmente con la construcción de F. Ameghino y Valle Grande esa situación ha sido superada. Se estima que modificando así el diseño de Tupungato la economía a realizar sería del orden del 25 por ciento de la inversión allí prevista.

No obstante haber resultado particularmente favorecido el sector energético en la apropiación de las inversiones comunes (35 por ciento) su relación de beneficio/costo es inferior a la unidad.

En cambio el hecho de asegurar el riego a la superficie actualmente cultivada (unas 90 000 há) arroja una relación 1 mientras que a las áreas vírgenes (que con el plan recién dispondrían de riego), les corresponde una relación B/C inferior a la unidad si a los costos del sector público se agregan los correspondientes al privado.

Se aprecia que el aprovechamiento del río Mendoza revisado a fondo y actualizado puede convertirse en uno de los más interesantes tanto por su cercanía a la ciudad de Mendoza, como por su importancia intrínseca en materia de energía y riego.

En la programación eléctrica regional sólo se ha considerado el aprovechamiento global de este río a título provisional, por resultar imposible su justificación a base del plan existente.

Capítulo 8

APROVECHAMIENTOS EN EL RIO TUNUYAN

Generalidades

De características similares a las de los otros ríos cordilleranos de la Provincia de Mendoza, este río presenta períodos de crecidas en los meses de verano y de estiajes en invierno. El módulo es del orden de 26 a $28 \text{ m}^3/\text{seg}$ y las crecidas máximas se estiman en alrededor de $600 \text{ m}^3/\text{seg}$. Las observaciones hidrométricas han sido tomadas en la estación de aforos de A. y E.E. en Valle de Uco.

Objetivo: Producción de energía eléctrica.

Institución que realiza estudios de estos aprovechamientos

Agua y Energía Eléctrica.

Estado actual de los estudios

La hidrometría en Valle de Uco se remonta a 1910. No se obtuvo información ni sobre los levantamientos topográficos (o aerofotogramétricos) disponibles, ni sobre las investigaciones geológicas realizadas.

Los anteproyectos se limitan aparentemente a las líneas generales de posibles diseños con estimaciones métricas y de presupuesto muy preliminares, máxime si una de las centrales (Los Tordillos) se la prevé subterránea con un túnel de descarga de $1\ 150 \text{ m}$ de longitud.

Reseña de las principales características

Los aprovechamientos comprenden las siguientes obras:

Dique de hormigón en La Horqueta que forma un embalse de 73 Hm^3 de capacidad total. Bocatoma profunda seguida de un túnel de aducción de 22 km de longitud; chimenea de equilibrio; cámara de válvulas; conducto forzado vertical con un descenso de 608 m ; central subterránea Los Tordillos con galería de acceso de $1\ 010 \text{ m}$ de longitud y galería de descarga de $1\ 150 \text{ m}$ de longitud hasta el río Tunuyán, donde se contempla otro dique y la bocatoma de la

Central Valle de Uco.^{1/} Esta continúa con un túnel de aducción de 11 km de largo; chimenea de equilibrio; cámara de válvulas, conducto forzado inclinado salvando un desnivel de 160 m, seguido de un tramo horizontal de casi 280 m de largo y casa de máquinas exterior con descarga directa al río nuevamente.

Las cubicaciones y presupuestos se han realizado para tres caudales máximos: 20, 30 y 45 m³/seg, las capacidades instaladas correspondientes serían:

Central Los Tordillos	106, 160 y 240 MW
Central Valle de Uco	32, 48 y 73 MW
La energía media anual para las dos centrales en conjunto sería: <u>2/</u>	1 000, 1 300 y 1 500 GWh.

Estimación de inversiones

Teniendo en cuenta que los presupuestos estimados se basan en esquemas muy preliminares, y que no parece haber mayores investigaciones geológicas, se estimó conveniente incrementar en un 30 por ciento los rubros de ingeniería civil, (por modificaciones de diseño, imprevisto en excavaciones, revestimientos de hormigón, de acero inyecciones de cemento, etc.) y en un 15 por ciento los equipos electromecánicos y líneas.

-
- 1/ Las características de la descarga de la Central Los Tordillos ponen en evidencia que los fenómenos hidráulicos transitorios no han sido considerados debidamente, y que cuando se lo haga aquéllas deberán modificarse con la consiguiente modificación del cómputo métrico.
- 2/ Estos valores parecen demasiado altos, confirmándose la suposición que los estudios que ha realizado A. y E. E. de este proyecto son aún muy preliminares.

El resumen de ellos para el conjunto de las dos centrales es el siguiente:

Pi (MW) 138	208	312	
Variante			
Q _{máx} (m ³ /seg) 20	30	45	
<hr/>			
Obras civiles (millones de US\$)	38	44	51
Equipos " " "	10	15	22
Líneas y subestaciones ^{3/} (millones de US\$)	17	21	23
Totales (millones de US\$)	<u>65</u>	<u>80</u>	<u>96</u>

Costo estimado del kWh

Apreciando que los costos anuales (intereses, amortización, operación y mantenimiento) sean un 11.5 por ciento del monto de las inversiones^{4/} y considerando que las pérdidas de transmisión se elevan a 7 por ciento, los costos del kWh en barras de alta, en las subestaciones de distribución, serían los siguientes:

Variante Pi (MW)	138	208	312
Costos anuales totales (en millones de dólares)	7.5	9.2	11.0
Energía anual considerada (GWh) en el cálculo	930	1 120	1 400
Costo del kWh (en las condiciones señaladas - milésimos de dólar)	8.1	8.2	7.9

Costo de la energía térmica equivalente

Para determinar la potencia garantida Pg de la central hidráulica se hizo la relación entre 1.2 veces el caudal mínimo registrado en el río de

- 3/ Incluye **el total de** la línea entre los patios de alta tensión de las centrales y entre éstas y la subestación en Tunuyán. Además un 34 por ciento de la subestación Tunuyán y de la línea Tunuyán-Mendoza, un 28 por ciento de la subestación Mendoza y de la línea Mendoza-Río Quinto y el 14 por ciento de la subestación en Río Quinto.
- 4/ En estos aprovechamientos predominan las obras civiles con vida útil imputable en 100 años; la tasa de interés anual considerada es de 10 por ciento.



7 m³/seg (julio de 1909) y el correspondiente a la capacidad instalada, valor que se consideró constante. El resultado fue $P_g = 59$ MW.

Como aún así la capacidad garantida resulta muy baja en relación a las instalables, la capacidad de las térmicas equivalentes, se calculó por la energía a generar con un factor de utilización máximo de 0.8 (se considera técnicamente imposible otro mayor); las potencias resultantes fueron:

P_i (T) - respectivamente - 140 MW; 168 MW; 205 MW. Pudiendo considerarse en cada caso, 3 unidades de: 47 MW; 56 MW; 68 MW respectivamente.

Los correspondientes costos del kWh resultarían aproximadamente (en milésimos de dólar); 10.3; 10.0 y 9.8.

Relaciones beneficio/costo

Para las tres variantes, estas relaciones arrojan los siguientes valores:

1.27	1.22	1.24
------	------	------

Conclusiones

El proyecto parece bastante interesante. Debería encararse a la brevedad posible su estudio más a fondo, para confirmar o rechazar esta primera impresión.

El análisis de la energía media anual generable (con reducida capacidad reguladora) y algunas características especiales inherentes a las centrales subterráneas deben ser objeto de revisión en primera instancia.

En principio, teniendo en cuenta las futuras necesidades de energía del sistema interconectado central-andino, parecería aconsejable un equipamiento de elevada generación para operar en semibase dentro del diagrama de carga.

Capítulo 9

CENTRAL NIHUIL III

Objetivo: Producción de energía eléctrica.

Institución encargada de su ejecución: Agua y Energía Eléctrica.

Ubicación: En el río Atuel - Departamento de San Rafael (Provincia de Mendoza) a unos 20 km aguas abajo de la Central Nihuil I y a ~~unos~~ 6 km de la Central Nihuil II.

Estado actual del proyecto: A. y E.E. dispone de la documentación básica para licitar las obras a base de un anteproyecto bastante elaborado, encargando los planos de detalle a la misma empresa constructora.

Reseña de las principales características

9 El caudal medio disponible es de $32 \text{ m}^3/\text{seg.}$ con una caída neta de 75 m. El caudal mínimo sería de $20 \text{ m}^3/\text{seg.}$

El dique derivador de tipo gravitacional, tendrá una altura máxima de 32 m y 125 m de longitud de coronamiento. La bocatoma, en la margen derecha del río, constará de dos compuertas y ~~las~~ correspondientes rejas. La aducción, en túnel, tendrá cerca de 4.5 km de longitud. Una chimenea de equilibrio y dos válvulas en caverna, anteceden al conducto forzado, inclinado, de 82 m de largo. La casa de máquina, en caverna, está prevista para tres unidades de 15 MW cada una. El túnel de descarga, con restitución al mismo río tendrá 470 m de largo.

En una primera fase de instalación sólo dos unidades (30 MW).

La potencia garantida (estimada sólo en forma aproximada) alcanzaría a 20 MW. La energía media anual en barras de alta de distribución sería 139 GWh.

La central se unirá a Nihuil II en 132 KV y además otra línea a igual tensión (doble circuito) la unirá a Cruz de Piedra (Mendoza), pasando por Pedro Vargas y Tunuyán con capacidad para 150 MVA. En Cruz de Piedra se supone una ampliación de 20 MVA en la subestación para colocar en la zona parte de la producción de la central.

Estimación de inversiones

La parte correspondiente a obras de ingeniería civil se basa en el presupuesto oficial de A. y E.E. actualizado a julio de 1962, el resto corresponde a apreciaciones directas.

Obras civiles

Camino de acceso	US\$ 0.10 x 10 ⁶
Dique y bocatoma	0.75 x 10 ⁶
Túneles y cámaras	6.55 x 10 ⁶
Central y descarga	0.72 x 10 ⁶
Imprevistos	0.81 x 10 ⁶
Estudios y supervisión	0.71 x 10 ⁶
Intereses intercalares	1.74 x 10 ⁶
<u>Suma</u>	<u>US\$ 11.38 x 10⁶</u>

Equipos electromecánicos

Compuertas	US\$ 0.30 x 10 ⁶
Turbinas, alternadores, transformadores, válvulas mariposa y tuberías	2.25 x 10 ⁶
Equipo subestación de central	0.28 x 10 ⁶
El 25 por ciento de la línea Nihuil III - Cruz de Piedra	1.00 x 10 ⁶
Ampliación subestación Cruz de Piedra	0.26 x 10 ⁶
Intereses intercalares	0.20 x 10 ⁶
<u>Suma</u>	<u>US\$ 4.29 x 10⁶</u>
Inversión total equi- valente a	<u>US\$ 15.67 x 10⁶ ^{1/}</u>

Costo de la energía

Se realiza el cálculo sólo para la tasa de interés anual de 10 por ciento.

^{1/} Una estimación de esta central realizada por las firmas consultoras TAMS/KD con casa de máquinas exterior (otra alternativa) fue de US\$ 14.65 x 10⁶.

Intereses y amortización correspondiente a las obras civiles	US\$ 1.14 x 10 ⁶
Id. de equipos electromecánicos	0.45 x 10 ⁶
Operación y mantenimiento de las obras civiles	0.02 x 10 ⁶
Id. de equipos electromecánicos	0.08 x 10 ⁶
<u>Total costo anual</u>	<u>US\$ 1.69 x 10⁶</u>
$\text{Costo del kWh} = \frac{1.69 \times 10^6}{1.39 \times 10^6} = 12.1 \times 10^{-3}$	

Este será el costo medio del kWh cuando toda la energía producida sea absorbida por el mercado consumidor. Se verá luego como varía este valor con entregas parciales.

Gosto de la energía térmica equivalente

La central térmica equivalente tendría una unidad de (1.2 x 20) aproximadamente 25 MW.

Su factor de utilización sería 0.65.

Del gráfico , se obtiene que el costo del kWh térmico para el sistema interconectado andino-central, sería 13 milésimos de dólar.

Relación beneficio-coste

Esta relación resultó 1.08, valor que puede aproximarse a 1.15 según el presupuesto que preparó TAMS KD, con casa de máquinas exterior.

Conviene repetir aquí, que esta central resulta económicamente superior a la térmica equivalente al colocarse toda la energía que es capaz de producir. Un estudio preliminar de este aspecto indicó que si la energía vendible se reduce a 110-115 GWh al año la relación beneficio-coste resultaría igual a la unidad, y por debajo de esa cantidad la central térmica equivalente resultaría más conveniente.

Conclusiones y recomendaciones

Recién cuando el sistema combinado posibilite la colocación de 115 GWh anuales, la central Nihuil III será más atrayente que la térmica equivalente. El análisis del sistema interconectado andino-central indica que esa condición se puede cumplir en el año 1969, circunstancia que aconsejaría iniciar la construcción de las obras hacia 1965.

Sin embargo, todo esto quedaría supeditado a un examen más acucioso de la alternativa que resulte más económica en cuanto a disposición de la casa de máquinas: al exterior o en caverna. De no mediar circunstancias decididamente favorables a la segunda, sería preferible la selección de la solución al exterior no sólo porque en ese tipo de obras hay más experiencia en Argentina, sino porque cualquier imprevisto que eleve el presupuesto significativamente (circunstancia más probable en la solución en caverna) puede cambiar de signo la ventaja que se anotó a la central hidráulica.

Capítulo 10

CENTRAL RIO TERCERO N° 4^{1/}

Objetivo: Producción de energía eléctrica exclusivamente.

Institución encargada del proyecto: Agua y Energía Eléctrica.

Ubicación: Sobre el Río Tercero, aproximadamente a tres kilómetros aguas abajo de la Central Reolín (N° 3). Ella sustituiría la pequeña y obsoleta central Cascada, formando parte del sistema de Agua y Energía Eléctrica.

Reseña de las principales características: El dique gravitacional, de hormigón, tendría 17 m de altura.

La central constaría de tres turbinas con una potencia instalada total de 15 MW y capacidad de generación media anual de 22.5 GWh.

Estimación de inversiones

Un presupuesto basado en informes de Agua y Energía Eléctrica que excluye la línea de transmisión^{2/} arroja el siguiente resumen (incluidos intereses intercalares):

Obras civiles	US\$ 1 910 x 10 ³
Equipos mecánicos y eléctricos	2 094 x 10 ³
Imprevistos	280 x 10 ³
Ingeniería y dirección técnica	428 x 10 ³
<u>Total</u>	<u>US\$ 4 712 x 10³</u>

Costo estimado del kWh

Admitiendo una pérdida de transmisión de 7 por ciento, la energía anual disponible en alta tensión en los centros de consumo sería $W_n = 21.0$ GWh.

^{1/} No se ha tenido acceso directo al proyecto mismo; la información empleada proviene del informe: Estudio de problemas eléctricos argentinos (TAMS KD) y el Plan de Electrificación Nacional de A. y E.E.

^{2/} Posiblemente la línea de transmisión de la Central Reolín esté presupuestada para recibir la potencia y la energía de esta central.

Los gastos anuales se estiman en 540 000 dólares.³

En consecuencia el costo de la energía en barras de estación distribuidora resultó:

$$\frac{540 \times 10^3}{21 \times 10^6} = 25.7 \times 10^{-3} \text{ dólares/kWh}$$

Costo de la energía térmica equivalente

Apreciando que la potencia garantida de la central sea el 80 por ciento de la instalada, la potencia de la central térmica equivalente sería 14 MW. Considerando además el consumo propio de la central el factor de utilización resulta, aproximadamente,

$$F.v. = \frac{22 \times 10^6}{14 \times 10^3 \times 8760} = 0.16$$

Tan bajo factor de utilización para una capacidad relativamente reducida, induce a pensar en grupos Diesel o con turbinas a gas.

Para unidades Diesel de 5 000 kW, puede tomarse en primera aproximación 150 dólares por kW, incluyendo instalación y edificio.

Inversión en la central US\$ 2.1×10^6

Costos fijos:

$$\frac{0.106 \times 2.1 \times 10^6}{21 \times 10^6} = 10.6 \times 10^{-3} \text{ dólares/kWh}$$

Costos variables:

Combustible, lubricante, mantenimiento

miento y mano de obra 15.0×10^{-3} dólares/kWh

Costo total 25.6×10^{-3} dólares/kWh

Relación beneficio/costo

Esta relación resulta prácticamente 1.0.

Si se compara con la energía generada en unidades movidas por turbinas a gas, esta relación aparece, en rápidos tanteos, inferior a la unidad, y del orden de 0.8.

3/ Que se descomponen así:

- i) 260 000 dólares por intereses sobre la inversión y amortización de las obras civiles.
- ii) 220 000 dólares id.id. de equipos mecánicos y eléctricos.
- iii) 60 000 dólares por operación y mantenimiento.

Conclusiones

El proyecto tal como está diseñado no es económicamente conveniente. Se recomienda volver a estudiar el proyecto reduciendo apreciablemente la capacidad instalada.

Tal vez con sólo 4 000 ó 5 000 kW, trabajando con un factor de utilización mucho más alto, resulte económicamente interesante.

Cuadro 1

Presupuesto "A" aprovechamiento río Mendoza													Total
Rubro		Obras clase I primera etapa				Obras clase II segunda etapa							
		Potrerrillos	Salto potrerrillos	Uspallata	Parcial	Blanco Angostura	Picheuta	Polvareda	Las vacas	Tupungato	Parcial		
Sector público	Potencia instalada (106 US\$)	80 20% de 11	160 30% de 11	160 35% de 11	400	4.5 10% de 11	4.5 10% de 11	60 15% de 11	10 10% de 11	96 30% de 11	175	575	
	A. Obras comunes												
	1. Presa (obras civil)	13.80 a/		45.50 a/									
	2. Exp. y traslado rus	12.44		11.60									
	3. Si(11)	26.24		57.10									
	Parcial 4. Co(11)	31.50		77.0	108.50							108.50	
	B. Ob. espec. energía	20% 11	30% 11	35% 11		10% 11	10% 11	15% 11	10% 11	30% 11			
	Obras civiles												
	5. Presa central	-	-	-	-	-	0.16	0.58	0.08	34.90			
	6. Central	1.69	2.17	2.38		0.05	0.07	0.22	0.02	0.54			
	7. Tunnels	6.01	34.18	21.87		0.64	0.89	7.10	1.32	6.31			
	8. Campam. y cuidado pl.	0.27	0.22	0.35		0.07	0.05	0.17	0.07	0.15			
	9. Exp. y traslado rus	-	0.31	-		-	0.07	0.08	0.21	0.20			
	10. Si(11)	7.97	36.88	24.60		0.76	1.24	8.29	1.70	42.10			
	Parcial 11. Co(11)	9.60	48.0	33.20	90.80	0.84	1.36	9.46	1.87	55.35	68.90	159.70	
Eq. electrom. y línea	20% 11	20% 11	20% 11		20% 11	20%	20% 11	20% 11	20% 11				
12. Presa	0.22	-	0.68		0.01	0.01	0.10	-	-				
13. Central	8.02	10.47	11.03		0.39	0.40	3.90	0.76	5.93				
14. Tuberías forzadas	0.59	1.03	2.50		0.05	0.30	0.17	0.11	0.90				
15. Sub-estación centr	0.50	0.47	0.59		-	-	-	-	-				
16. Línea	0.64	1.28	1.28		0.06	0.06	0.68	0.12	1.00				
17. Sub. estac. Mendoz	1.80	3.60	3.60		0.10	0.10	1.40	0.30	2.30				
18. Si(11)	11.77	16.85	19.68		0.61	0.87	6.25	1.29	10.13				
Parcial 19. Co(11)	14.10	20.20	23.60	57.90	0.73	1.05	7.50	1.55	12.15	23.00	80.90		
Parcial b (energía)	23.70	68.20	56.80	148.70	1.57	2.41	17.00	3.45	67.50	91.90	240.60		
Total A + B energía comunes	55.20	68.20	133.80	257.20	1.57	2.41	17.00	3.45	67.50	91.90	349.10		
Obras esp. riego C - sales				11.50							11.50		
Sector privado	A Riego (capital agro y fund. excluido circulante)				22.80							22.80	
Total inversiones					291.50						91.90	383.40	

a/ 1.30 US\$
m³ (sin 11).

Cuadro 2
PROYECTO APROVECHAMIENTO RIO MENDOZA
(Tasa de interés $r=10\%$)

APROPIACION DE INVERSIONES
DE LAS OBRAS COMUNES

Obras - Inversiones - Cargas				Energía		Riego		Comunes		Total 10 ⁶ US\$
				Rubros	10 ⁶ US\$	Rubros	10 ⁶ US\$	Rubros	10 ⁶ US\$	
Proyectos beneficios múltiples	1	Inversiones	Clase I	148.70	Canales	11.50		Uspallata y Potrerillos	108.50	383.40
			Clase II	91.90	Cap. agrario y fundar.	22.80				
				240.60		34.30			108.50	
	2	Cargas anuales actualiz.	Renovación		Renovación (M= 30 años)		Renovación		Renovación	
			Obras civiles	-	$0.006 \times 34.30 \times 10^6 \text{ US\$}$	0.20				
			Equip. $0.006 \times 80.90 \times 10^6 \text{ US\$}$	0.48						
			Operac. y Mantenim.		Operac. y Mantenim.		Operac. y Mantenim.			
	3	Costo total actualizado (1) + (2)								
Proyectos alternativos mínimo costo	1'	Inversiones	460 mw= 18 x 26 mw (térmica equivalente)		Uspallata	77.00				
			$\frac{260 \text{ US\$}}{\text{kw}} \times 460 \text{ mw} =$	120	Canales	11.50				
					Cap. agrario y fund.	22.80				
	2'	Cargas anuales actualiz.		120		111.30	-	-		
			Renovación		Renovación		Renovación			
			$0.006 \times 120 \times 10^6 \text{ US\$}$	0.72	Uspallata	-				
			Operac. y Mantenim.		Canales y cap. agrario		Operac. y Mantenim.			
	3'	Costo total actualizado (1') + (2')								
Diferencias justificadas (3') - (3)				36.50	79.80	-	-	116.30		
Porcentaje s/total dif. justif. (%)				32%	68%	-	-	100%		

APROVECHAMIENTO RIO MENDOZA

Apropiación de inversiones comunes a energía 35%

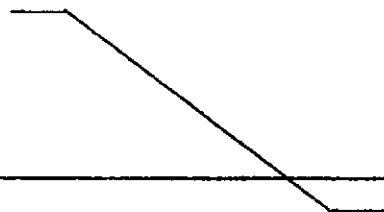
Rubros	Clase 1 (primera etapa)				Clase 2 (segunda etapa)						Total
	Potrerrillos	Salto potrerrillos	Uspallata	Total primera etapa	Blanco Angostura	Picheuta	Polvareda	Las vacas	Tupungato	Total segunda etapa	
Potencia instal. (mw)	80	160	160	400	4.5	4.5	60.0	10	96	175	575
Potencia garant. (mw)	←				330						→
Inversiones	20% 11	30% 11	35% 11		10% 11	10 11	15 11	10 11	30 11		
A Obras civiles											
1. Presa	4.83 a/		15.92 a/			0.16	0.58	0.08	12.21		
2. Central	1.69	2.17	2.38		0.05	0.07	0.22	0.02	0.54		
3. Túneles	6.01	34.18	21.87		0.64	0.89	7.18	1.32	6.31		
4. Campaneros	0.27	0.22	0.35		0.07	0.05	0.17	0.07	0.15		
5. Expr. trasl. rutas	4.36 a/	0.31	4.06 a/			0.07	0.08	0.21	0.40		
6. Parcial sin 11	17.16	36.88	44.58		0.76	1.24	8.23	1.70	19.61		
7. Parcial con 11	20.60	48.00	60.20		0.83	1.40	9.50	1.87	25.50		
B Equipos electrom.											
8. Presa	0.22		0.68		0.01	0.01	0.10				
9. Central	8.02	10.47	11.03		0.39	0.40	3.90	0.76	5.93		
10. Tuber. forzadas	0.59	1.03	2.50		0.05	0.30	0.17	0.11	0.90		
11. Parcial sin 11	8.89	11.50	14.21		0.45	0.71	4.17	0.87	6.83		
12. Parcial con 11	10.60	15.00	19.20		0.49	0.78	4.80	0.95	8.80		
C Líneas y sub-estac.											
13. Sub-estación alzada	0.50	0.47	0.59	-	-	-	-	-	-		
14. Línea	0.64	1.28	1.28	3.20	0.06	0.06	0.68	0.12	1.00	1.92	
15. Sub-estac. rebaje	1.80	3.60	3.60	9.00	0.10	0.10	1.40	0.30	2.30	4.20	13.20
16. Parcial sin 11	2.94	5.35	5.47		0.16	0.16	2.08	0.42	3.30		
17. Parcial con 11	3.55	7.00	7.40		0.18	0.18	2.40	0.46	4.90		
D Total (A+B+C)											
18. Sin 11 Is	28.93	53.73	64.26								
19. Con 11 Io	34.75	70.00	86.80	191.55	1.50	2.36	16.70	3.28	38.60	62.45	254.0
Cargas anuales											
E Amort. e interés											
20. Obras civiles 0.10 I	2.05	4.80	6.02				0.95		2.55		
21. Equip. y líneas 0.106 I	1.50	2.50	2.76				0.74		1.98		
22. Parcial	3.55	7.30	8.78				1.69		3.99		
F Operac. y mant.											
23. Obras civiles 0.2%	0.06	0.10	0.13				0.02		0.09		
24. Equipos y líneas											
Equip. presa 1% Is	-	-	0.01				-		-		
Equip. central 2% Is	0.16	0.21	0.22				0.08		0.14		
Líneas y sub. 2% Is	0.06	0.10	0.11				0.04		0.06		
25. Parcial	0.28	0.41	0.47				0.14		0.29		
G 26. Total cargas anual	3.84	7.71	9.25	20.80	0.16 b/	0.26 b/	1.83	0.36 b/	4.16	6.80	27.60
	11% Io	11% Io	10 ⁵ Io				11% Io		10 ⁵ Io		
Costo kWh hidrául.											
27. Generac. año medio kWh	280	670	571	1 521	8	12	260	41	34.5	666	2 187
Energía en alta tens.											
28. En centro cons. gwh	265	630	535	1 435	7	11	245	39	325	627	2 050
29. Costo kWh (H) (26) [10 ⁻³ US\$]	14.5	12.3	17.2	14.5	23.0	23.6	7.5	9.2	12.8	10.8	13.4
(28)											
Costo kWh térmico											
30. Potencia garant. (mw)	60	80	140	280			20		70	90	370
31. Potencia inst. = (30) x 1.25 mw	←				18 grupos de 26 mw = 460 mw						460
32. Factor útil (28)	0.50	0.60	0.50	←			0.55				0.51
(31) x 8 760											
33. Costo kWh (10 ⁻³ US\$)	13	12	13	12.8	←	11.50	→	13	12	12.5	
Relac B/C (33)/(29)	0.90	0.98	0.75	0.89	0.78	0.44	1.53	1.25	1.02	1.12	0.94

a/ 35% inversión.

b/ Calculado como 11% de Io.

Cuadro 4

RIO MENDOZA - RELACION B/C DEL RIEGO

Sector	Superficie	Cultivos	Porcentaje sobre el total	Áreas regad. = (2)x(4) ha	Inversiones		Beneficios por ha			Beneficio total (10)x(5) 10 ⁶ mn\$	Costo actual por ha			Costo total (14)x(5) 10 ⁶ mn\$	Relación B/C (11)/(15)
					\$/ha	Total 10 ⁶ mn\$	Actual mn\$	Futuro mn\$ a/	Diferencia (9)-(8) mn\$		Actual mn\$	Futuro mn\$ b/	Diferencia (13)-(12) mn\$		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
Privado	Áreas ya regad. 94 000 ha	Forrajes	10	9 400	-	-	24 000	30 000	6 000	56.4	21 600	24 000	2 400	23	2.68
		Frutales y vid	80	75 200	-	-	80 000	99 000	19 000	1 425.0	63 900	71 000	7 100	534	
		Hortalizas	10	9 400	-	-	60 000	75 000	15 000	141.0	46 260	51 400	5 140	48	
				94 000	-	-				1 622.4				605	
	Nuevas áreas regad. 38 000 ha sin rentab. 8 000 ha parques	Forrajes	10	3 800	84 600	320	-	30 000	30 000	114	-	24 000	24 000	91	1.26
		Frutales y vid	75	28 500	204 600	5 850	-	99 000	99 000	2 820	-	71 000	71 000	2 020	
		Hortalizas	15	5 700	84 600	480	-	75 000	75 000	428	-	51 400	51 400	293	
		Parques ej.		8 000	10 000	80	-	-	-	-	-	20 000	20 000	160	
				46 000		6 730				3 362				2 564	
	Parcial sector privado				140 000		6 730				4 984				3 169
Público	<u>Presas (parte apropiada) d/</u> 35% x 110.00 x 10 ⁶ US\$ x 20					4 650					<u>Amortiz. e intereses</u> 0.10 x 6030 x 10 ⁶ \$			603	
	<u>Canales d/</u> 11.50 x 10 ⁶ US\$ x 120					1 380					<u>Operac. y mantenim.</u> Presas = 0.1% x 4 650 x 10 ⁶ \$ Canal = 1% x 1 380 x 10 ⁶ \$			4.7 13.8	
	Parcial sector público					6 030								621.5	-
Totales						12 760				4 984				3 790.5	1.91
						106.0				41.5				31.6	

a/ (8) x 1.20.

b/ (12) x 1.10. Se ha estimado que el 10% de mayores costos se obtiene 20% de mayores beneficios.

c/ Ver "apropiación".

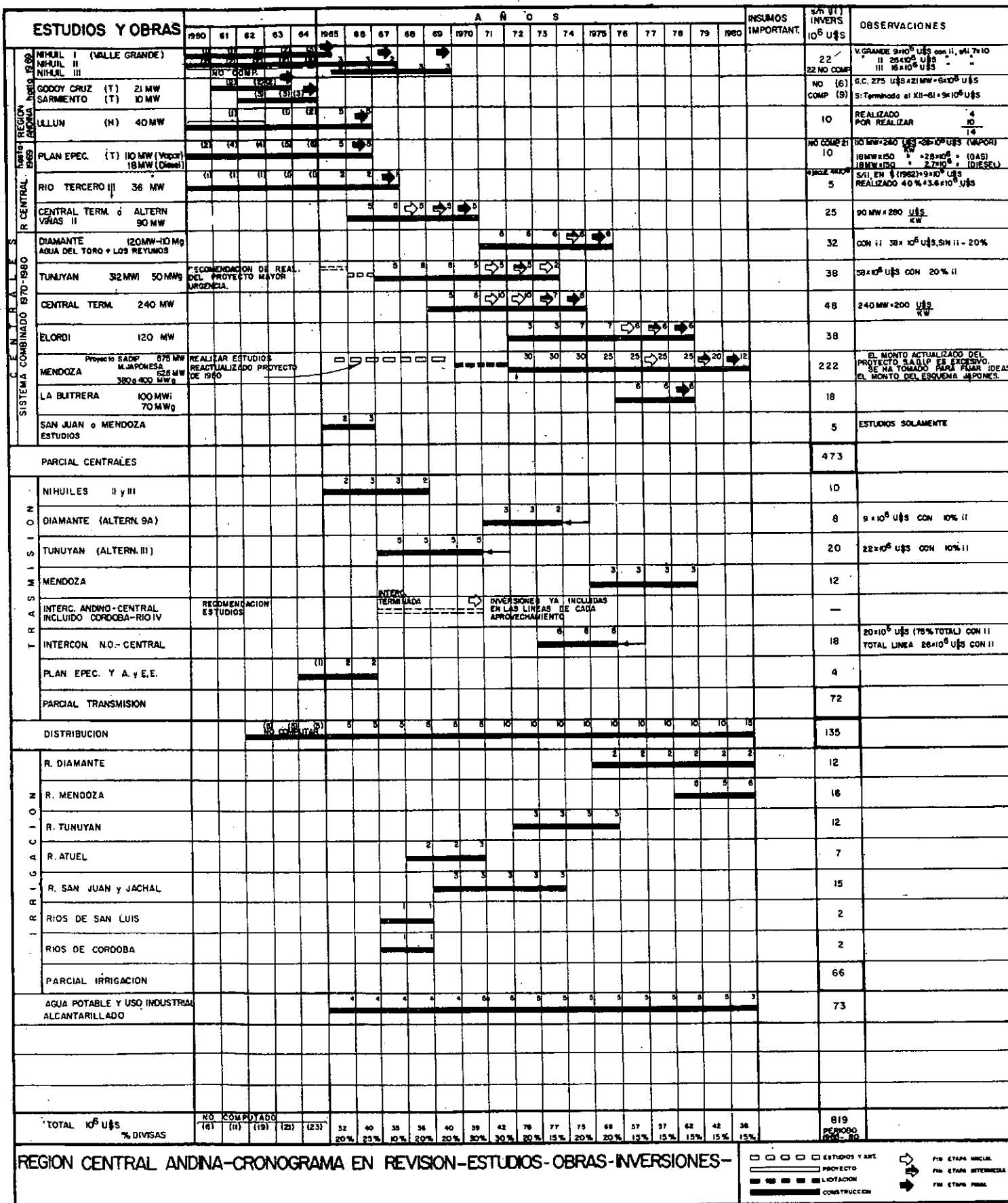
d/ Ver "inversiones".

Cuadro 5

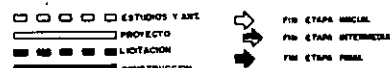
Sector	Número de ha	Inversiones adicionales (10 ⁶ mn\$)	Beneficio diferencial			Costo diferencial			Relación B/C correcta (5)/(8)
			Año de régimen (10 ⁶ mn\$)	Factor de correos.	Año medio represent. calo. actual. (10 ⁶ mn\$)	Año de régimen (10 ⁶ mn\$)	Factor de correos.	Año medio represent. calo. actual. (10 ⁶ mn\$)	
Privado	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
	Áreas regadas 94 000	-	1 622	1	1 622	605	1	605	2.70
	Áreas a regar 38 000 + 8 000 = 46 000	6 730	3 362	0.752/	2 500	2 564	1	2 564	1
Parcial sector privado		6 730	-	-	-	-	-	-	-
Público		6 030	-	-	-	r = 10% n = 100% Int. y Renovación: 10% I =			-
						Operación y manteni- miento: 2% I =			-
						parcial			
Total	mn\$	12 760	-	-	4 122			3 892	1.06
	US\$	106	-	-	34.2			32.4	

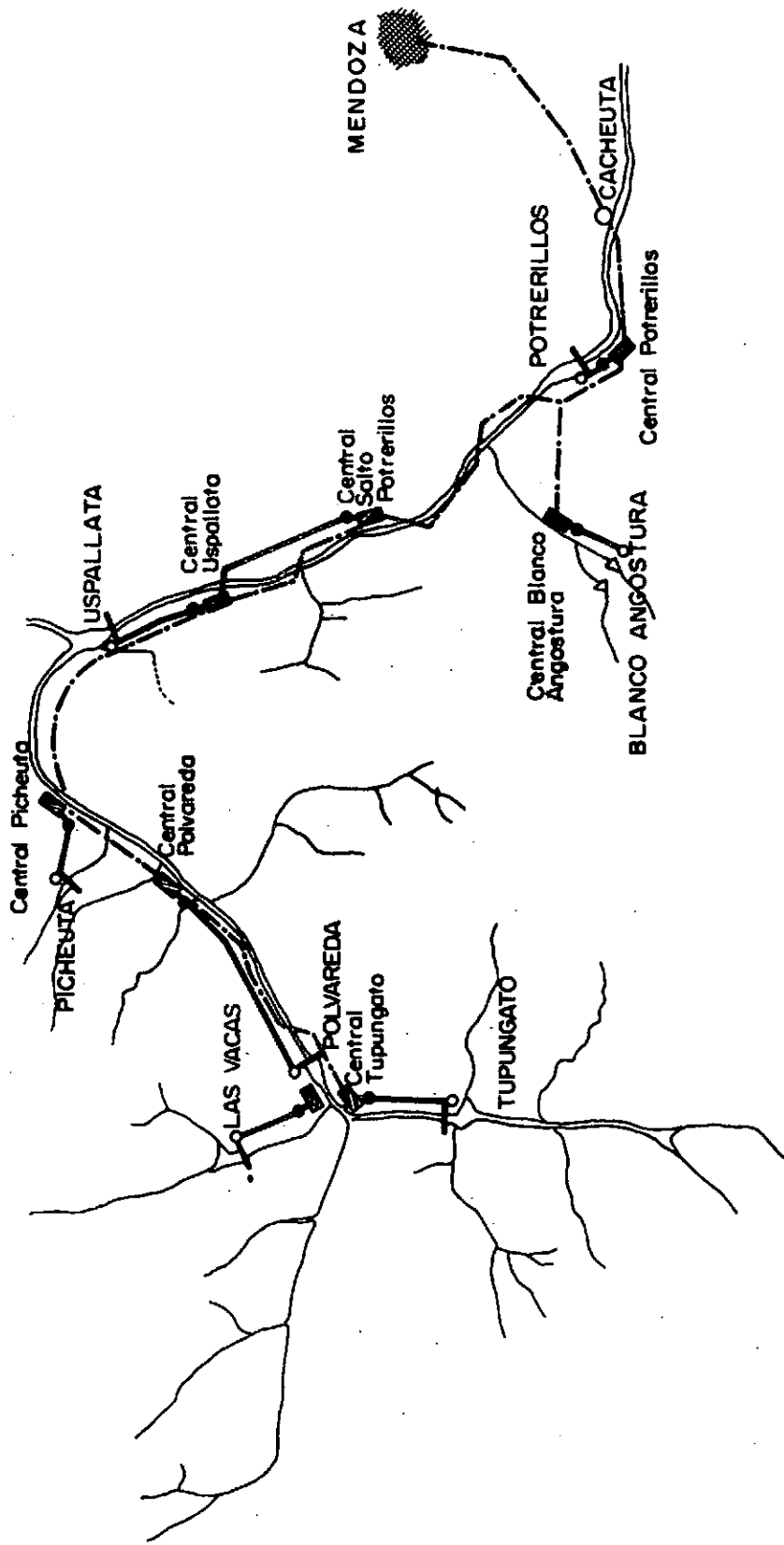
a/ Coeficiente de corrección extrapolado de los cálculos para el río Diamante, teniendo en cuenta el riesgo de tierras vírgenes y la equivalencia en costos actualizados.

ESTUDIOS Y OBRAS										A Ñ O S																VOLUMEN OBRAS		(en 10 ⁶ u\$s)		OBSERVACIONES					
										1960	61	62	63	64	1965	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	1980					
EN MONTAJE EN 1962-63-64 (ver SI)																																			
1000 MW																																			
PREVISTAS PARA 1965-66-67																																			
520 MW																																			
A PROGRAMAR ENTRE 1968-1971																																			
TERMICAS - 800 MW																																			
SALTO GRANDE (EXCL. LINEA)																																			
1000 MW																																			
CERROS COLORADOS (EXCL. LINEA)																																			
CHOCÓN																																			
PIEDRA DEL AGUILA (EXCL. LINEA)																																			
900 MW																																			
APIPE (EXCL. LINEA) 1600 MW																																			
ESTUDIOS PARA MEDIO MAREMA ETC.																																			
CENTRALES PARA EL PERIODO 1979-81/82																																			
1000 MW a razón de 160 u\$s el Kw.																																			
ESTUDIOS LINEAS E INTERCONEXION																																			
PIEDRA DEL AGUILA																																			
SALTO GRANDE																																			
CHOCÓN C. COLORADOS																																			
Y SUB-ESTAL																																			
APIPE																																			
INTERCONEXION CORROSA																																			
DISTRIBUCION Y BAJA TENSION																																			
IRRIGACION																																			
S. GRANDE																																			
CHOCÓN																																			
S. GRANDE - URUGUAY																																			
CHOCÓN - RIO NEGRO																																			
APIPE - PARANA																																			
INUNDACIONES Y AVENAMIENTOS																																			
PCIA. B.S. AIRES																																			
AGUA POTABLE, INDUSTRIAL Y																																			
SERVICIO DE ALCANTARILLADO																																			
DRAGADO																																			
VOL. PICO DE OBRAS (DE LINEAS)																																			
INVERSIONES (10 ⁶ u\$s)																																			
DIVERSAS																																			



REGION CENTRAL ANDINA-CRONOGRAMA EN REVISION-ESTUDIOS-OBRAS-INVERSIONES-





LEYENDA

- TUNEL Y TUBERIA FORZADA
- TOMA
- CHIMENEA DE EQUILIBRIO
- CENTRAL
- LINEA DE TRANSMISION

ARGENTINA APROVECHAMIENTO RIO MENDOZA OBRAS PROYECTADAS Y EN ESTUDIO

