

Correlativo 1427

32068

Thiras, Alberto Santiago



C F I
=====

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES
=====

ESTUDIO PARA EL ABASTECIMIENTO ELECTRICO DE LA
ZONA SUR DE LA PROVINCIA DE SANTA CRUZ

Informe 2 ALTERNATIVAS

SAN MARTIN 871
BUENOS AIRES

1986

Tp. 0
H. 22213
R19

UTV

INTRODUCCION

Se analizarán aquí las distintas alternativas constructivas que pueden satisfacer los requisitos de demanda eléctrica en la zona sur de la Prov. de Santa Cruz.

Los estudios de la demanda eléctrica fueron realizadas en la primera parte de este estudio.

Las alternativas citadas barren el espectro de las posibilidades más modernas y adaptables a la zona, en función de los recursos existentes y sus condiciones del mercado. Se analizarán así, centrales térmicas con sus distintas implantaciones, módulos de crecimiento, valoración de su montajes y de su actividad a lo largo de períodos de determinados, con los costos asociados por su funcionamiento y de la misma manera, centrales hidroeléctricas sobre el Río Santa Cruz.

- Los estudios revelarán cual es la solución más económica. En todos los casos, naturalmente hay elementos de vinculación entre las centrales y los centros de consumo. Son líneas y subestaciones que también son valoradas como integrantes de cada solución propuesta.

En este estudio no se analizarán las redes de distribución interna de las ciudades ni centros industriales, pues son en general comunes a todas las alternativas posibles.

Este trabajo termina con la realización del anteproyecto definitivo de la alternativa seleccionada. Los anteproyectos definitivos formarán parte de la tercera sección de este estudio. El contenido del proyecto definitivo se dedicará a las centrales, subestaciones y líneas.

Se desea agradecer la colaboración de las autoridades y personal de Servicios Públicos, Sociedad del Estado, Energía Eléctrica, Prov. de Santa Cruz y las de Yacimientos Carboníferos Fiscales.

Buenos Aires, 23 de junio de 1986

Conclusiones

Dentro de pautas económicas que se describen más abajo, los resultados del estudio realizado, nos ordenan en forma ascendente las alternativas analizadas siguientes:

- 1ª.- Alternativa 2 (Hidráulica: La Leona)
- 2ª.- Alternativa 1 (Térmica)
- 3ª.- Alternativa 4 (Hidráulica: La Barrancosa)
- 4ª.- Alternativa 3 (Hidráulica: C.Cliff)

Se toma como base del estudio la descripción del mercado histórico y proyectivo realizado en el primer Informe. Sus valores se transcriben dentro de este trabajo.

El período de estudio abarca hasta el año 2010. Se tomaron cortes cada cinco años donde se proponen las ampliaciones o instalaciones según corresponda, del equipamiento energético que satisfaga los requerimientos del mercado.

Se estudiaron todas las posibilidades que dieran solución integral al problema energético. No se han considerado alternativas complementarias, como ser la Central Hidroeléctrica Las Buitreras porque su existencia puede ser adicionada a cualquiera de las alternativas estudiadas.

R.Turbio tiene deficiencia de agua, en calidad como en cantidad luego se descartó como solución una macro central alimentada a carbón. Si bien es cierto que el agua no es el único refrigerante, constituye un factor de limitación incuestionable para emprendimientos importantes como los que se estudian.

=====

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES
SECRETARIO GENERAL: Ing. JUAN JOSE CIACERA

TECNICOS RESPONSABLES DEL TRABAJO:
Ing. ALBERTO SANTIAGO RIVAS
Ing. MOISES MANDLER

Descripción breve de la alternativa 2:

Se hará referencia al Gráfico 2.9, que ilustra la zona bajo estudio y los tendidos de líneas previstos.

-A.- Período 1990-1995

Se instala una turbina de gas en R. Gallegos de 30 MW, una central a turbovapor en R. Turbio, alimentada a carbón de 25 MW.

Se inicia la construcción de la Central Hidroeléctrica La Leona de 500 MW ubicada sobre la cuenca del R. Santa Cruz, cerca de la cordillera, con cuatro turbinas, de las cuales una de 125 MW, debe estar operativa para el año 1995.

Se inicia la construcción de una línea de 330 KV que vincule La Leona - Empalme (90Km). Empalme - R. Turbio (116 Km). Empalme - R. Gallegos (183 Km).

-B.- Período 2095-2000

Inicia la generación un grupo de 125 MW de La Leona.

-C.- Período 2000-2005

Inicia la generación un segundo grupo de 125 MW.

-D.- Período 2005-2010

No se incorporan maquinarias en este lapso.

-E.- Período 2010 en adelante.

Se incorporan 2 grupos de 125 MW totalizando 500 MW. Se realizan montajes complementarios en subestaciones.

Las alternativas descartadas son:

Alt. 1.- Térmica. Privilegia montajes de origen térmico tanto en R. Gallegos (Gas y carbón), como en R. Turbio (carbón) con la incorporación de los equipos modernos de mayor rendimiento. Resultó ser 1.12 veces más cara que la alt. 2.

Alt. 3.- Mixta térmica hidráulica, con prioridad hidráulica sobre la base de la incorporación de la Central de Condor Cliff. Resultó ser 2.1 veces más cara que la alt. 2.

Alt. 4.- Mixta térmica hidráulica, con prioridad hidráulica sobre la base de la incorporación de la Central de La Barrancosa. Resultó ser 1.19 veces más cara que la alt. 2.

Los estudios económicos que se realizaron para establecer el orden de prioridades, se basaron en comparar los valores actualizados de los distintos componentes de costo a lo largo de un período determinado siempre igual para cada alternativa. Así, la Central considerada, obtiene su valor de comparación cuando se suman los costos de montaje, en el período considerado, afectado por un factor de actualización a un año arbitrario de referencia que contiene la tasa de interés vigente. El año elegido es 1970. La tasa de interés es el 12 %. Por su parte, los integrantes del costo operativo de la central se toman, para cada alternativa, en 20 años. Aquí entran los costos del combustible, mano de obra, repuestos y mantenimiento según corresponda. También, cada uno de éstos, actualizado al año origen de su montaje y la suma, a su vez, al año de referencia.

Es interesante destacar que la forma de actualizar pondera un gasto en función del tiempo transcurrido con la tasa de interés vigente, del tal forma que castiga más aquellas alternativas que tienen mayor inversión cerca del origen, que otras en las cuales esa inversión se realiza en un momento más alejado del mismo. De este modo, es preferible gastar la unidad monetaria en dos períodos iguales consecutivos que hacerlo en uno sólo. Este factor, como se indicó depende de la tasa de interés y el tiempo transcurrido. Así una tasa de cero % privilegiaría la inversión que fuera menor en valores absolutos.

Pués bien, para observar qué incidencia tiene la tasa de interés en nuestro análisis se realizó un estudio exploratorio con tasa del cero % .

El orden quedó cambiado de la siguiente forma:

1° -Alt. 2 Mixta Térmica hidráulica (La Leona)

2° -Alt. 4 Mixta Térmica hidráulica (La Barrancosa)
Resultando 1.28 veces más cara que la 2.

3° -Alt. 3 Mixta Térmica hidráulica (C.Cliff)
Resultando 1.824 veces más cara que la 2.

4° -Alt. 1 Térmica
Resultando 1.91 veces más cara que la 2.

Estos cifras demuestran que, en la medida en que la tasa de interés baja, se benefician las alternativas hidráulicas desplazándose, las térmicas al último lugar.

Se observan en los cuadros reproducidos más abajo todos los valores. Los precios están tomados en dólares norteamericanos, como es costumbre en este tipo de estudios.

Hay consideraciones accesorias a la valoración puramente económica: son aquellas relacionadas con los aspectos humanos involucrados. Una central hidroeléctrica incorpora mayor cantidad de mano de obra que una versión térmica, e impulsa la radicación temporaria de un conglomerado humano mayor.

Este es un fenómeno deseable en esta zona que es de frontera.

Particularmente, aquí se siente la influencia de la gran inversión económica que realiza Chile en su territorio.

Por lo tanto, no es improbable que se dé una contrapartida similar en nuestro país. Pues este tipo de obras es muy susceptible a la influencia de decisiones geoestratégicas.

Si bien la parte que mayor consumo de mano de obra exige es la obra civil y esta puede durar cinco a diez años, como el montaje se prolonga por 20 años es posible que surjan encadenamientos con las

otras centrales hidráulicas en función de un cambiante mercado eléctrico. Esta posibilidad no ha sido detectada en este estudio.

Un cambio en el mercado de consumo de aluminio por ejemplo, puede justificar el desarrollo de la cuenca del Río Santa Cruz, las previsiones de producción d aluminio se desvanecen en la década del 80 pero aún no surge una base cierta para estimular este estudio.

Otro aspecto marginal que favorece el desarrollo hidráulico es que la mayor incidencia de insumos nacionales se da en el.

Es importante destacar que este tipo de emprendimientos medianos o pequeños son en general incompatibles o por lo' menos tienen pocas chances si se desarrollan simultáneamente las centrales gigantescas que requieren enormes recursos que en general deben gravar todo el espectro energético desde combustibles hasta tarifas eléctricas de todo el país. El producto final en general lo reciben los grandes núcleos urbanos, ya que la justificación de las grndes centrales se encuentra precisamente en los grandes consumos.

Hubo manifestaciones oficiales en el sentido que se privilegiará la inversión en obras medianas. En la medida que esto se convierta en realidad, constituiría un quiebre en la tendencia seguida hasta ahora y seguramente provocará un gran surgimiento de la actividad promoviendo el desarrollo regional.

Se han detectado potenciales crecimientos no sólo aquí en el sur sino en el norte en Salta y, sin duda, los habra en otros sitios. Si bien éste no es tema de este trabajo en la medida que esta tendencia prospere, favorecerá las obras que hemos estudiado.

Por último y no por ser irrelevante, una central hidráulica constituye la opción más aceptable, si sus costos, comparativos lo demuestran, porque utiliza recursos renovables, y no compromete el futuro del país agotando los recursos energéticos que se necesitan para otros usos, para los que, en general, no hay opciones.

RESUMEN CON TASA DE INTERES DEL 12 %

Cuadro resumen de resultados

Alternativa 1 - Térmica

Alternativa 1A	U\$S	91044748
Alternativa 1B	"	38520643
Alternativa 1C	"	9100893
Alternativa 1D	"	21033687
Alternativa 1E	"	18339519
<hr/>		
Total alternativa 1	U\$S	178039490

Alternativa 2 - Hidráulica. La Leona

Alternativa 2A	US\$	65935281
Alternativa 2B	"	76502559
Alternativa 2C	"	8981168
Alternativa 2D	"	183267
Alternativa 2E	"	8246957
<hr/>		
Total alternativa 2	U\$S	159849232

Alternativa 3 - Hidráulica. Condor Cliff

Alternativa 3A	US\$	65935281
Alternativa 3B	"	252988924
Alternativa 3C	"	8359868
Alternativa 3D	"	183261
Alternativa 3E	"	6779602
<hr/>		
Total alternativa 3	U\$S	334246936

Alternativa 4 - Hidráulica. La Barrancosa

Alternativa 4A.	U\$S	65935281
Alternativa 4B	"	108101575
Alternativa 4C	"	9309901
Alternativa 4D	"	183261
Alternativa 4E	"	7102171
<hr/>		
Total alternativa 4	U\$S	190632189

RESUMEN CON TASA DE INTERES NULO

Cuadro resumen de resultados

Alternativa 1 - Térmica

Alternativa 1A	U\$S	124457254
Alternativa 1B	"	103660457
Alternativa 1C	"	41929151
Alternativa 1D	"	163543140
Alternativa 1E	"	255230066

Total alternativa 1	U\$S	688820068

Alternativa 2 - Hidráulica. La Leona

Alternativa 2A	U\$S	102709750
Alternativa 2B	"	137701005
Alternativa 2C	"	28706004
Alternativa 2D	"	3797447
Alternativa 2E	"	86318134

Total alternativa 2	U\$S	359232340

Alternativa 3 - Hidráulica. Condor Cliff

Alternativa 3A	U\$S	102709750
Alternativa 3B	"	448745105
Alternativa 3C	"	28156004
Alternativa 3D	"	3797447
Alternativa 3E	"	72168134

Total alternativa 3	U\$S	655576440

Alternativa 4 - Hidráulica. La Barrancosa

Alternativa 4A	U\$S	102709750
Alternativa 4B	"	194391905
Alternativa 4C	"	29711304
Alternativa 4D	"	3797447
Alternativa 4E	"	75278194

Total alternativa 4	U\$S	405888600

CENTRALES ELECTRICAS

=====

Tipos Diversos

Dentro de la generación convencional de energía hay dos fuentes principales, Hidráulica, y Térmica.

Hidráulica, es aquella que surge de la conversión de la energía potencial del agua contenida en un reservorio en energía mecánica/eléctrica a través de una turbina/generador. La energía a producir será proporcional a la altura entre la superficie del agua y el nivel de salida a la turbina por el caudal que circule en la unidad de tiempo.

La energía térmica se produce por la transformación del calor contenido en un combustible en trabajo mecánico, median- equipos determinados: motores de combustión interna, turbinas de vapor o de gas.

No se analizará el tipo de energía llamado no conven- cional de origen fotovoltaico, eólico, mareomotriz, u otro diverso por no ser de aplicación de solución generaliz- para la zona que estamos estudiando.

•Una vez conocidos estos conceptos, nos detendremos a analizar todos los aspectos económicos que caracterizan los distintos tipos de centrales, líneas de distribución, transporte subestaciones, mano de obra de operación y mantenimiento.

En lo que sigue, haremos referencia al cuadro 2.2 donde se vol- caron los principales indicadores de cada tipo de central. Es habitual en estudios de este tipo cuando se hacen referencias económicas, acotarlas e dólares norteamericanos, si en cambio se elige hacerlo en australes, la paridad será de .90\$/U\$S.

Centrales diesel.-

Están compuestas por grupos electrógenos alternativos de combustión interna que consumen Gas-oil o Diesel. El rendimiento, es la relación entre el calor contenido en el combustible y el trabajo obtenido en el eje mecánico, o bornes eléctricos del generador. Aquí el orden es del 37% al 42%. Los módulos habituales se encuentran desde 5.0 a 5000 KW. Su mantenimiento es complejo, la puesta en marcha no programada puede demorar entre 15 minutos y dos horas según el método y el tipo de equipo. Su montaje demora entre 10 a 15 días en el caso de grupos trasportables en trineos, y un par de años para el caso de contemplar obra civil, edificios y fundaciones. La vida útil es del orden de los 25 años. Requiere un stock



de repuestos costoso, complicado. Si bien son máquinas nobles, su dependencia de una buena calidad de mantenimiento es estrecha. Un equipo de mantenimiento que brinde una calidad constante en el tiempo es quizá lo más difícil de conseguir por lo tanto la máquina se vuelve poco confiable.

Turbina de gas

Estos equipos son de combustión interna, pero a diferencia de los diesel, no son alternativos, sino rotativos, ésta es la razón por la que su operación es más sencilla, su dependencia del nivel de calidad del mantenimiento es menor, por lo tanto su confiabilidad es mayor. El orden de potencia es de módulo mayor que aquellas y varía de 1000 a 50000 KW.

Su rendimiento varía entre el 23% y 32% y es la causa principal que determina su descarte de la mayoría de los consideraciones donde interviene como posibilidad. Tiene otras características relevantes: peso liviano, bajas vibraciones. Rápida puesta en marcha a valores nominales de potencia, montajes relativamente cortos, costos bajos de compra y montaje. En su mejoramiento técnico se está concentrando toda la tecnología y continuamente se advierten mejoras en el rendimiento y la calidad de los materiales de sus componentes. Puede usar cualquier tipo de combustible, desde gas, hasta carbón pulverizado aunque en estos últimos aún hay bastante para mejorar. Su rendimiento es muy variable con las condiciones ambientales y también con el estado de carga.

Central con turbina de vapor

Este es el tipo de central térmica por excelencia. Consta de una caldera donde se quema cualquier tipo de combustible que la misma admita: gas, carbón, petróleo, madera, etc.

Aquí se genera vapor a presión, que luego produce su expansión en una turbina, que mueve un generador eléctrico. Su rendimiento es del orden del 42%. Si a esto se agrega que en algunos casos las empresas prestadoras de energía proveen de calor residual para los distritos municipales para procurar calefacción a los residentes se obtiene un aprovechamiento completo del calor contenido en el combustible. Los módulos más importantes se encuentran con estos equipos. Es habitual encontrarlos del orden de los 600 MW. Su montaje y puesta en marcha son bastante largos, 2 a 6 años en el montaje y un día o más para la puesta en marcha. Si bien son poco ágiles, pero ideales para completar la carga de base del diagrama de cargas diario. Dejando para las turbinas a gas cubrir los valores picos. Su costo es elevado, cercano a los 1000 \$ por KW instalado.

Centrales Nucleares

Este tipo de centrales es de estudio y consideración más controvertido. Es sin duda la más onerosa.

Los aspectos sociales asociados son componentes de conflictiva consideración. La contaminación ambiental es potencialmente

peligrosa. Después del accidente de Three Mile Island en Norteamérica, en que el reactor nuclear se quedó sin refrigerante hasta fundir las cápsulas contenedoras del combustible, todo estudio en que participe la generación nuclear, quedó congelado.

Ocurrió en marzo de 1979. La gravedad del mismo señaló en forma indeleble el futuro del desarrollo de esta tecnología, porque ese no fué un hecho aislado, entre otros, ya ocurrió en los suburbios de Munich con otra central cuyas defectos le impidieron llegar al 40% de su potencia instalada hasta que se decidió en el año 1974 clausurarla. Desde entonces está cerrada con alambres de púa. Se desarrolló la tecnología para su desmontaje pero todavía al año 1984 no se había encarado su demolición.

Esta descripción somera de las centrales nucleares no puede ignorar el desastre de Chernobyl en Rusia. En este caso, aún no acabado de resolver, se produjo una explosión del edificio contenedor del reactor, liberando al espacio gases altamente radioactivos, que para colmo fueron detectados y publicitados en países vecinos antes que informado por el propio gobierno. Aparentemente el día 28/4/1986 se produjo la falla en Chernobyl, a 150 Km. de Kiev. El reactor es de uranio enriquecido, agua liviana y usa como moderador grafito. La planta tiene seis reactores de características similares. Se quiso envolver todo este episodio, en secreto, conducta que no es patrimonio exclusivo de los rusos, en 1957 en Windscale, Escocia ocurrió algo muy parecido. Otra actitud perniciosa y que provoca gran descrédito son las expresiones de absoluta confianza emitida por técnicos especializados que afirman que esa tecnología es menos segura que la que cada uno defiende en materia de distintos tipos de centrales nucleares.

Después de profundos análisis se concluye que en el caso de TML, lo que se inició como una falla técnica menor, fué agravado por una inexplicable, inadmisiblesi se quiere serie de errores procedimiento humano. En un país que no carece precisamente de tecnología para reproducir o simular acontecimientos y elaborar métodos para evitar situaciones de riesgo. Por lo poco que trascendió de Chernobyl las condiciones serían parecidas. La máquina estaba entregando sólo el 6% de su potencia y se estaban realizando maniobras.

De aquí surge que con esas evidencias el usuario se cuestiona que nivel de seguridad es exigible, y luego angustiosamente si ese nivel le alcanzará para evitar fallas.

Estos conceptos fijarán las pautas y marcarán la senda futura, su utilización tanto por el peligro como por el costo que mayores precauciones exigirá será probablemente motivo de nuevas dificultades en su desarrollo.

La lista de fallas mayores es evidentemente incompleta. Se intensificaron las normas de seguridad asociadas, elevando los costos de una forma considerable y los consecuencias aún se están sintiendo, produciendo abandonos de proyectos ya encarados, de forma tal que

se están reconsiderando una gran cantidad de ellos. Estos efectos se suman a que además se está llegando al término de la vida útil de las primeras centrales y los costos vinculados con el desmontaje son elevados, pues debe realizarse con maquinarias tipo 'robots' controladas a distancia, muy sofisticadas, y por lo tanto muy caras.

La tecnología utilizada por ahora se basa en el principio de fisión nuclear. Se produce el choque de neutrones de alta velocidad con material fisionable. Como consecuencia el núcleo del átomo se divide en dos protones, nuevos neutrones y simultáneamente se libera gran cantidad de energía. Los nuevos neutrones colisionan más material fisionable y el ciclo continúa. Los residuos quedan radioactivos, o sea generan partículas beta, rayos gamma y neutrones lentos, hasta que por el paso del tiempo se convierten en isótopos estables.

La energía en forma de calor es recibida por el agente enfriador, que calienta vapor y de aquí en adelante el proceso energético es similar al del turbovapor. El control de la fisión produce la presencia de un moderador, agua pesada o grafito, que asimila todos los neutrones generados, deteniendo la reacción.

Hay otro principio que es el de la fusión nuclear por la cual dos núcleos atómicos livianos se unen para formar un núcleo de mayor masa desprendiendo gran cantidad de energía. Los productos finales son estables, disminuyendo la radioactividad residual. Si bien este principio es preferible al otro, la condición exigida para que se inicie y mantenga la reacción es temperaturas del orden de los millones de grados. Todo el esfuerzo tecnológico y la inteligencia se están concentrando con este propósito pero es probable que recién en 20 a 50 años se pueda resolver a nivel comercial.

Si bien todo indica la inconveniencia de continuar con las centrales nucleares. Los más acendrados críticos no presentan alternativas para resolver el problema de la energía en un mundo que manifiesta síntomas de agotamiento de los recursos de hidrocarburos.

Esta declinación, sólo en Estados Unidos, paralizó las órdenes por nuevas Centrales a partir de 1979. Una productora de energía, T.V.A. cerró sin más trámite cuatro centrales nucleares que operaban hasta agosto de 1982. Por su parte, Suecia se decidió a cerrar todas sus Plantas en alrededor de dos años. Japón y Francia, sin embargo que dependen dramáticamente de su generación nuclear y continuarán con su explotación.

Centrales de Ciclo Combinado

Este tipo de central, de reciente aparición, en el escenario energético, es esencialmente una del tipo de turbovapor con una caldera especialmente diseñada que le permite quemar su combustible

y recibir los gases calientes de una turbina de gas. De esta forma la turbina de gas usa su combustible, genera electricidad, y sus gases de escape, que contienen gran cantidad de calor, lo entregan en generador de vapor mejorando de esta forma, el rendimiento del ciclo la caldera tiene además su propio combustible por lo tanto hay una independencia de los sistemas. El turbogruppo de vapor genera para la base del diagrama y la turbina de gas completa el resto. Esta es una abstracción simplificativa pues la operativa depende más de un esquema de oferta de energía por disponibilidad de máquina y demanda de la misma, análisis financieros que determinen la mejor relación entre uso y régimen de carga de los distintos grupos, pero es una guía preliminar.

Es importante destacar que esta central requiere para los casos normales un combustible para la turbina de gas. (gas oil, kerosene, diesel o gas natural) que puede no ser el mismo que para la caldera que para la zona sur de la Provincia de Santa Cruz puede ser carbón.

Es destacable para estas centrales es que la combinación de ambos sistemas, mejora sus características positivas parciales aisladas, morigerando aquellas negativas.

El costo de este tipo de centrales es de 900 U\$S/kW.

Centrales Hidroeléctricas

Este tipo de centrales aprovecha, transformando en energía eléctrica, la potencial del agua cuando hay desnivel. Su costo es alto pero puede competir con las de las centrales térmicas por el costo del combustible. Es el tipo de central más beneficiosa por utilizar recursos inagotables. Desde luego hay desviaciones, un clásico lo constituye la Central Hidroeléctrica de Yacretá en Corrientes cuyos costos se salieron de los valores normales, oscilando entre 3000 a 4000 dolares norteamericanos/ KW instalado y 0.04 U\$S/KWH.

En la zona de influencia están los proyectos hidroeléctricos del Río Santa Cruz. Tal como se vió en la primera parte de este trabajo hay tres aprovechamientos: La Leona de 470 MW y 933 GWH, Condor Cliff de 1580 MW y 3660 GWH, y La Barrancosa de 750 MW y 1983 GWH anuales. Han surgido serias reservas en cuanto a la factibilidad del Condor Cliff debido al descubrimiento de fallas geológicas importantes en la zona de implantación de la presa. Aún sin confirmar, el avance de los estudios indicaría que la primera central a construir sería La Leona, ubicada sobre las estribaciones de la cordillera.

Este tipo de imprecisiones es explicable debido a la dura etapa de reacomodamiento que está sufriendo el país y en particular el sector eléctrico, que tiene que salir de una situación estancada a otra que le permita vivir con sus propios ingresos y obtener recursos de ellos para solventar las nuevas inversiones, racionalizando su explotación y permitiendo el ingreso del capital privado donde este demuestre interes en participar. Este es un criterio de gran utilización

en la U.R.S.S., donde las comunidades agrícolas, empresas tipo cooperativas con criterios empresarios modernos basados en la rentabilidad han encarado proyectos totalmente distintos a aquellos que les dieron origen, derivando su atención a emprendimientos industriales de diverso tipo, generando así un crecimiento económico muy superior a aquellas con dirección estatal.

La situación es aún si se quiere más crítica pues el precio internacional del petróleo ha descendido casi a la mitad del valor que tenía en diciembre del 85. Y sus efectos todavía no se hicieron sentir pero van a gravar seriamente contra la tentación natural de subir los precios sin efectuar los necesarios reajustes en la estructura empresarial para poder pagar con recursos genuinos mejores salarios y obtener medios para invertir en el crecimiento.

Evidentemente esto no es sencillo, pero independientemente de los rigores de una deuda externa, que agobia al país sin contraprestación es lógico que sólo se saldrá adelante cuando haya una gran racionalización de la gestión empresarial, acentuando la tendencia hacia la inversión. Esto es el gran desafío pues una vez detenido el proceso inflacionario crónico, ésta será la tarea principal ya que es previsible un segundo proceso de gran inversión, tanto pública como privada.

Los costos aproximados de las centrales hidroeléctricas y también de éstas de la zona en estudio están en el orden de los 1000 dólares por KW instalado.

Costos operativos y de mantenimiento

El costo operativo de las centrales es aquel vinculado al funcionamiento de las mismas. Está constituido por costos directos, (combustible y parte de las repuestas), y por indirectos, (mano de obra para operación y mantenimiento). Evidentemente serán distintos según el tipo de central como se vió más arriba, no obstante se vuelcan los valores más significativos en el cuadro 2.2 bajo los títulos Costo1 y Costo2. Costo1 concentra los costos por repuestos y mantenimiento y Costo2 aquellos emergentes de la mano de obra por la operación de la planta. El costo de combustible para la marcha es de una importancia decisoria en la comparación de alternativas por eso será analizado en detalle en cada caso, tomando si en cuenta los valores de rendimiento del ciclo o de consumo específico de combustibles.

Por otra parte no se tomarán estos datos al pie de la letra, sino ceñidos al marco de referencia en que se estudian, así por ejemplo no es lo mismo estudiar una ampliación de una central al doble de potencia asignando los gastos de mantenimiento y de personal correspondiente a la potencia doble con un grupo solo.

Aspectos económicos de la cadena de energía.

En lo que sigue, haremos referencia a los cuadros siguientes:
Cuadro 2.1 Precios de combustibles.
Cuadro 2.2 Precios de Centrales Eléctricas.
Cuadro 2.3 Precios de subestaciones y sus componentes I
Cuadro 2.4 Precios de subestaciones y sus componentes II
Cuadro 2.5 Precios en subestaciones aéreas

Descripción de la subestación: 132/33/13.2 KV.

Referencia gráfico 2.1

- Entrada directa de 132 KV al transformador.
- Tranformador de potencia 15/10/15 MVA.
- Regulación bajo carga.
- Reactor de neutro de 13.2 KV.
- Celdas de 33KV para entrada al tranformador dos salidas de alimentación y medición.
- Celdas de 13.2 KV ídem 33 KV.
- Obras civiles para futura simple barra.

Monto total: ₡ 326000

Monto ídem arriba pero con transformador de 7.5/5/7.5 MVA: ₡ 310000

Monto de una ampliación salida en 33 KV

₡ 6680

Ídem en 13.2 KV

₡ 4400

Descripción de la subestación: 132/33/13.2 KV.

Doble barra.

Referencia gráfico 2.2

- Doble entrada de línea de 132 KV al transformador.
- Dos tranformadores de potencia 15/10/15 y 10/7.5/10 MVA.
- Regulación bajo carga.
- Dos reactores de neutro de 13.2 KV.
- Celdas de 33KV para dos entradas tranformador, dos salidas alimentadores y medición.
- Celdas de 13.2 KV ídem 33 KV.

Monto total: ₡ 640000

Monto ampliación salidas líneas 132 KV

₡ 7000

Monto ampliación salidas líneas 13.2 KV

₡ 4500

Descripción de la subestación: 33/13.2 KV.

-Doble barra en 33 KV, dos salidas en 33 KV.

Referencia gráfico 2.3

-Doble juego de barras en 13.2 KV .

-Un transformador de 2500 KVA.

-tres salidas en 13.2 KV.

Monto total: ₡ 108000

Monto de ampliación un transformador de 2500 KVA.

₡ 30316

Monto de una ampliación en una salida en 13.2 KV

₡ 11300

Descripción de un Centro de Maniobras en 33 KV.

Referencia gráfico 2.4

-Seccionador bajo carga.

-Reconectador tripolar y accesorios.

-Accesorios y obra civil.

Monto total: ₡ 23000

Monto de ampliación en un reconectador.

₡ 8000

Descripción de una Estacion transformadora 500 KV.

Referencia gráfico 2.5

-Dos salidas en 500 KV.

-Doble juego de barras en 500 y 132 KV.

-Un transformador de 150 MVA

-Tres salidas en 132 KV.

Monto total: ₡ 2500000

Monto de una ampliación en una salida en 500 KV

₡ 680000

Monto de una ampliación en una salida de 132 KV

₡ 80000

Descripción de una estación transf. 220/132 KV

Descripción de una Estacion transformadora 500 KV.

Referencia gráfico 2.6

-Dos salidas en 220 KV.

-Doble juego de barras en 220 y 132 KV.

-Un transformador de 150 MVA

-Tres salidas en 132 KV.

Monto total: ₡ 800000

Monto de una ampliación en una salida en 500 KV

₡ 170000

Monto de una ampliación en una salida de 132 KV

₡ 80000

CUADRO 2.1 PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES
TARIFAS VIGENTES A PARTIR DEL DIA 1 DE ENERO DE 1986 PLANEAMIENTO ECONOMICO - FINANCIERO
ENERO 1986 1 U\$S= 0.80 Au Au/9300 C Au/LITRO Au/TON Au/MMC U\$S/M3 U\$S/TON U\$S/MMBTU U\$S/GALON U\$S/MMC

TARIFAS

A) DOMESTICOS: M3

GAS NATURAL 0/60 BIM (1)	.048			5.161	.06	1.626	6.452
ZONA 1 60/250 "	.048			5.161	.06	1.626	6.452
250/600 "	.048			5.161	.06	1.626	6.452
600 "	.048			6.237	.072	1.965	7.796
+DE 600 "	.058			7.634	.089	2.405	9.543
GAS LICUADO P/REDES (TARIFA 1)	.071			8.817	.102	2.778	11.022
GAS LICUADO SANTA CRUZ (TARIFA III)	.034			3.656	.043	1.152	4.57
GAS LIC. (DOMESTICOS)	.0159	203.47	17.098		254.337	5.387	21.373
GAS LIQ. A GRANEL (GARRAF) BUTANO	.075	95.9	8.059		119.875	2.539	10.074
PROPANO	.083	106.65	8.962		133.312	2.823	11.203
GARRAFA (AL PUBLICO)							
CAPIT. Y GRAN BUENOS AIRES	.218	278.8	23.429		348.8	7.391	29.286
ENERGIA ELECTRICA							
P/CONSUMO DE 200 KWH/BIMESTRE	2.758						

B) INDUSTRIAS:

OTROS CONSUMOS GAS NATURAL (ZONA I)	.054			5.806	.067	1.829	7.258
GAS LICUADO							
A INDUSTRIALES, COMERCIALES Y VARI	.1	127.81	10.74		159.762	3.384	13.425
EXPORTADO (PRECIO FOB)	0	0	0		0	0	0
FUEL OIL:							12.306
NACIONAL VALOR DE RET. 0.00 A/KG	.092	.096	101.4	9.845	126.75	3.101	12.306
EXPORTADO (PRECIO FOB)	0	0	0	0	0	0	0

C) USINAS

DIESEL OIL	.138	.137	159.07	14.866		198.837	4.683	18.583
GAS NATURAL (IDEM OTROS CONSUMOS)	.054			5.806	.067		1.829	7.258
FUEL OIL		.096	101.4	9.845		126.75	3.101	12.306
	.092							
CARBON FINO								
CIF-ROSARIO-BS.AS.-MAR DEL PLATA	.047		31.22	5.035		39.025	1.586	6.294

F) OTROS:

Au/LITRO

MOTONAFTA SUPER (0.74) RET	0	.403	.385	520.27	43.356	481.25	650.337	13.659	1.822	54.195
MOTONAFTA COM. (0.73) "	0	.376	.354	484.931	40.411	442.5	606.164	12.731	1.675	50.514
ALONAFTA SUPER (0.785) "	0	.581	.385	490.445	62.517	481.25	613.056	19.695	1.822	78.146
ALONAFTA COM. (0.785) "	0	.535	.354	450.955	57.483	442.5	563.694	18.109	1.675	71.854
KEROSENE (0.80) "	0	.179	.17	212.5	19.196	212.5	265.625	6.047	.804	23.995
GAS OIL (0.84) "	0	.177	.174	207.143	19.004	217.5	258.928	5.987	.823	23.755
DIESEL OIL (0.86) "	0	.138	.137	159.302	14.888	171.25	199.128	4.69	.648	18.61
GAS NATUR. COMPRIM. P/AUTOMOVIL (11)	.068	.196		7.312		0		2.303		9.14

ADQUISICIONES:

GAS NATURAL:

NACIONAL	.021			2.258	.026		.711	2.823
IMPORTADO YPFB (RESIDUAL	.126			13.548	.157		4.268	16.935
COSTO PROM. ESTIM. 5% MERMA (P/GE)	.025			2.688	.031		.847	3.36

GAS LICUADO:

NACIONAL	.041		52.19	4.386		65.237	1.382	5.482
EN BOCA POZO P/CALCULO REGALIAS	.083			8.925	.104		2.812	11.156

(1) INCLUIDO EL CARGO FIJO

(11) TRANSFERENCIA GAS DEL ESTADO A YPF

CUADRO 2.2

PRECIOS Y COSTOS DE CENTRALES ELECTRICAS

TIPO	COSTO A/KW	COSTO 1 A/KWH	RENDIMIENTO KJ/ KWH	VIDA UTIL ANOS	DOTACION		COSTO 2	CARACTERISTICAS PRINCIPALES
					PROF. TECNIC.	OPER.	A/KWH	
TERMICA								
MOSEL								BUEN RENDIMIENTO, GRAN MANTENIMIENTO, POCO VERSATIL COMPLICADO
200 KW	760		8000	25	0	1	4	
500 KW	650		8000	25	0	1	4	
1000 KW	850		8372	25	0	1	4	
TERMINAL								
MOSEL								ECONOMICAS, BAJO RENDIMIENTO MONTAJE Y MARCHA RAPIDOS, EL RENDIMIENTO VARIA CON EL ESTADO DE CARGA EN +10%,-30% POCO MANTENIMIENTO
150 MW	650	.00162	14400	15	0	2	4 .006	
300 MW	620	"	13846	15	0	2	6 .00293	
600 MW	480	"	13333	15	0	3	6 .0012	
900 MW	468	"	12413	15	0	3	8 8.3E-4	
1200 MW	365	"	12000	15	0	3	8 4.1E-4	
TERMINAL								
MOSEL								BUEN RENDIMIENTO, CONFIABLES GRAN CAPITAL, POCO VERSATIL LENTA PUESTA EN MARCHA Y MONTAJE.
100 MW	1170	.00239	8500	30	3	10	30 9.3E-5	
300 MW	950	"	8300	30	5	18	40 4.9E-5	
TERMINAL								
MOSEL								IDEM ARRIBA, GRAN CONTAMINACION AMBIENTAL. DIFICULTAD PARA EL MANEJO DEL CARBON.
100 MW	1470	.00239	8500	30	2	5	20 .00045	
300 MW	1150	"	8300	30	5	18	40 4.9E-5	
NUCLEAR								
150 MW	2040			30	20	80	150 4.8E-5	CAPITAL INTENSIVO, ALTA TECNOLOGIA, ALTO MANTENIMIENTO, COSTOSO DESMONTAJE.
COMBINADO								
100 MW	700	.00187	8571	25	2	5	20 .00045	COMBINA COSTO MEDIO Y BUEN RENDIMIENTO. AGIL PUESTA EN MARCHA.
HIDRAULICA								
150 MW	1000			35	15	40	70 .00026	MONTAJE LENTO, COSTO OPERATIVO BAJO. LARGAS DISTANCIAS PARA TRASPORTE DE ENERGIA.

CUADRO 2.3
PRECIO DE SUBESTACIONES Y COMPONENTES 1
VALORES ECONOMICOS DE ENERGIA

LINEAS DE ALTA TENSION

COSTOS EN Aust/KM

13.2 KV POSTE MADERA

SECCION MM2		
50	35	25
9200	8000	6000

33 KV P.HORMIG

SECCION MM2	120	95	70	50
SIMPLE TERNA	18190	15800	12000	11000
DOBLE TERNA	27700	25300	19800	17400

66 KV P.HORMIG

SECCION MM2	150	120	95
SIMPLE TERNA	24000	21000	18200
DOBLE TERNA	38500	32000	29000

132 KV P.HORMIG.

	300	240	150
	41200	35600	27700
	64800	56100	44200

220 KV TORRE ACERO GALVANIZ.

SECCION AL/AC	403/52	456/59
SIMPLE TERNA	54200	57000
DOBLE TERNA	90000	94300

500 KV

	4X306/40	4X403/52	4X456/5
	115000	132000	144000

CUADRO 2.4

PRECIO DE SUBESTACIONES Y COMPONENTES 2

COSTO UNITARIO DE COMPONENTES DE LINEAS DE ALTA TENSION

POSTES	AUSTRALES					
	ALTURA (MT)					
	7	7.5	10	12	13	20
EUCALIPTUS (P.LAT 13.2KV)	13.4	14.2	20.4	30	33.2	
HORMIGON (P.LAT 13.2KV)			158	252	276	
HORMIGON (33KV)				276	308	
HORMIGON (132 KV) (20/1000/3)						680

CABLES AL/AC	AUST/MT
SECCION MM2	
240/50	3.9
300/50	4.9

CABLE DE GUARDIA AC	AUST/MT
50 MM2	1

CABLE ARMADO SUBTERRANEO	AUST/MT
33 KV	
3X70 MM2 Cu	71.1

AISLADORES	AUST/UNID
TENSION	SIMPLE
132	15
33	14
13.2	14

TRANSFORMADORES	TENSIONES 132/33/13.2 KV
POTENCIA MVA	AUST
100/50/50	187000
60/30/35	128000
30/15/30	62600
15/10/15	51000
10/7.5/10	40000
7.5/5/7.5	31000

CUADRO 2.5

COSTOS DE SUBESTACIONES AEREAS

TENSION 33/0.4 KV

POTENCIA KVA	ESTRUCTURA SOPORTE AUST	TRANSFORMADOR Y ACCESORIOS AUST	COSTO TOTAL AUST	COSTO ESPECIFICO AUST/KVA
160	2400	2064	4464	27.9
200	2400	2687	5087	25.435
250	2400	2987	5387	21.548
315	2400	3343	5743	18.232

Grafico 2.1

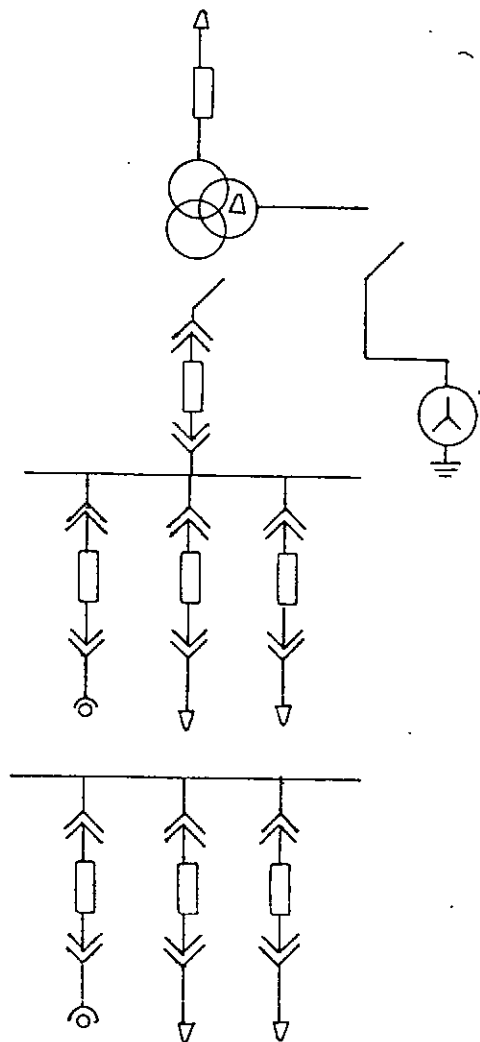
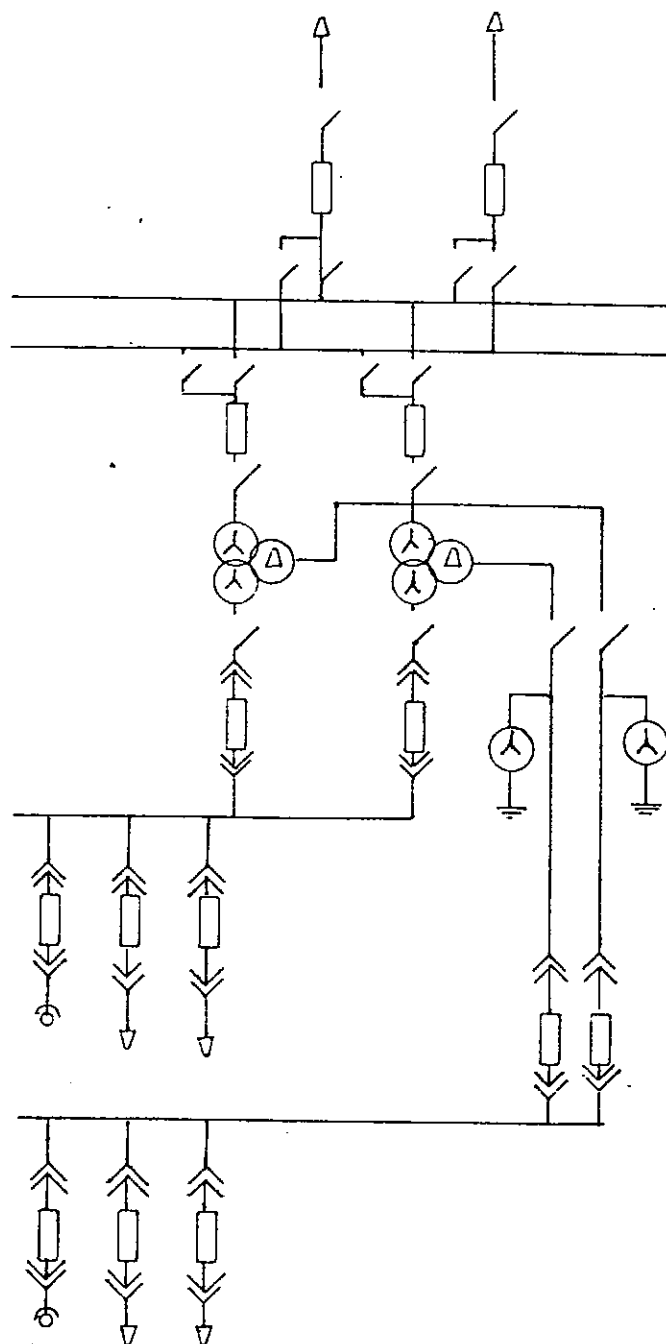


Grafico 2.2



CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

Grafico 2.3

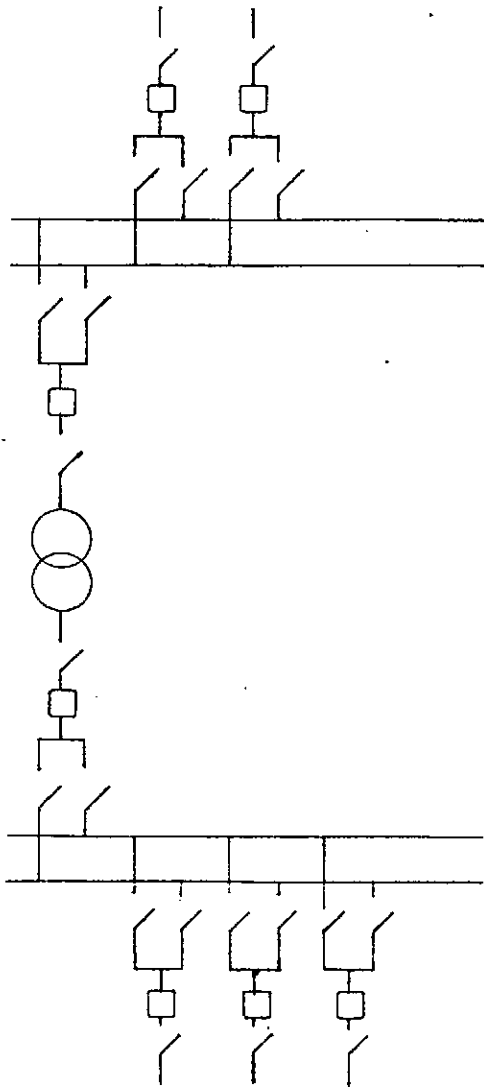
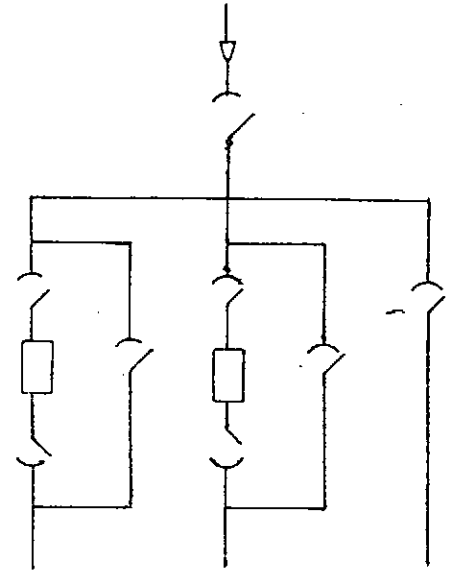


Grafico 2.4



CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

Grafico 2.5

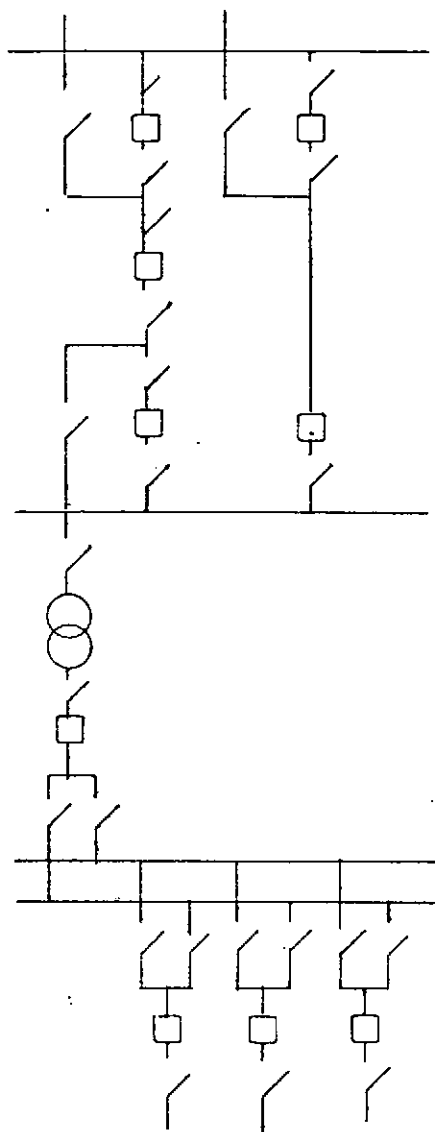
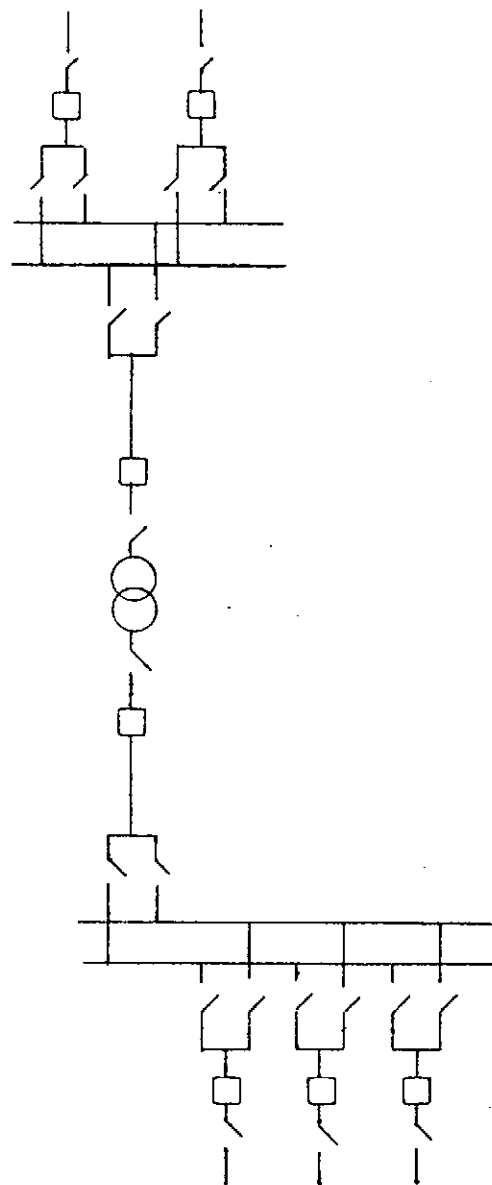


Grafico 2.6



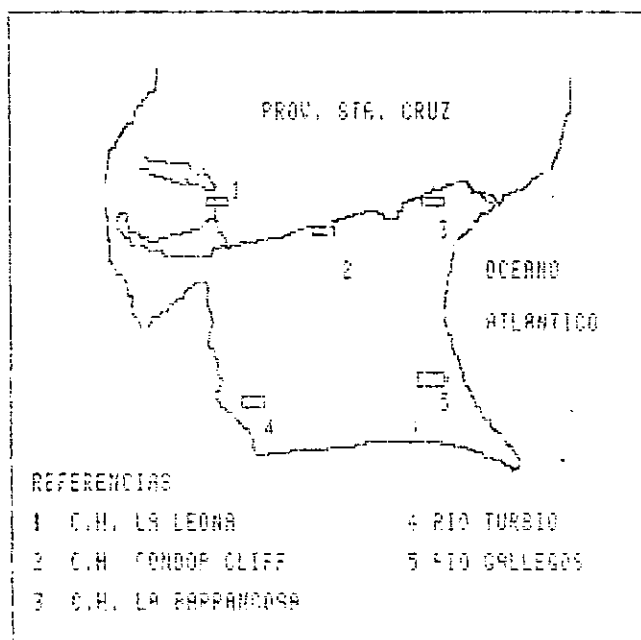


Grafico 2.7
Zona de Estudio

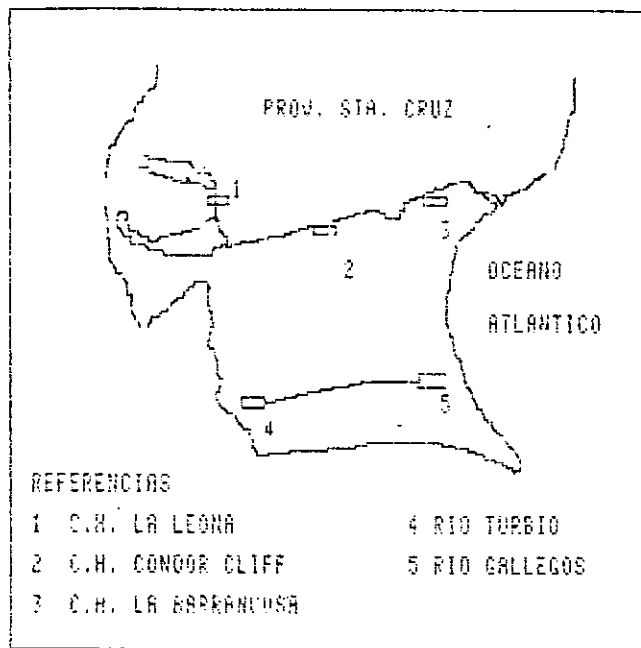


Grafico 2.8
Alternativa No. 1

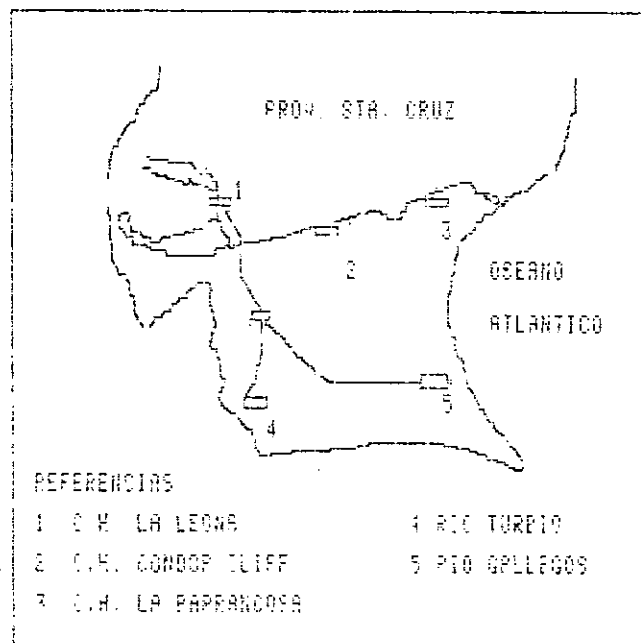


Grafico 2.8
Grafico 2.9
Alternativa No. 2

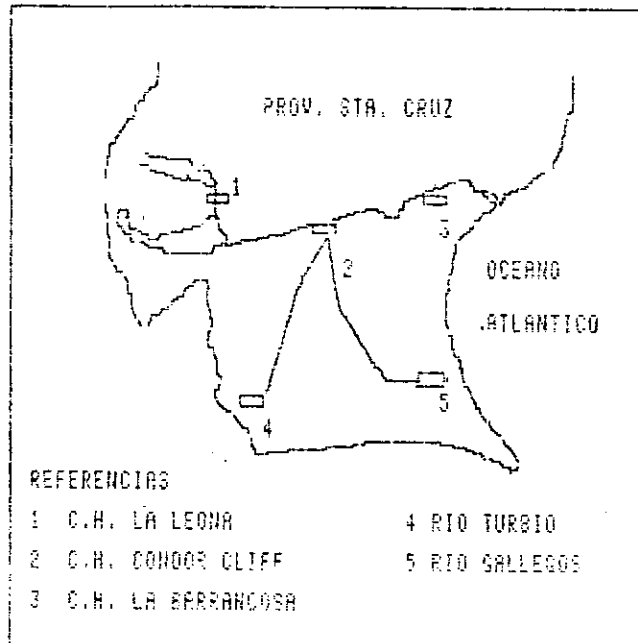


Grafico 2.10
Alternativa No. 3

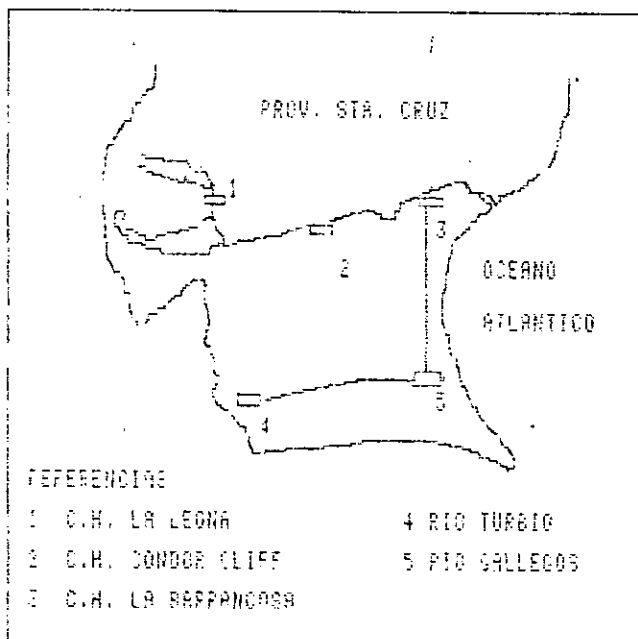


Grafico 2.11
Alternativa No. 4

Alternativas eléctricas
=====

Se analizarán a continuación las alternativas que pueden satisfacer las cambiantes demandas de energía a lo largo de los años.

Estas alternativas serán distintas soluciones posibles de centrales con sus subestaciones, líneas de alta tensión en distintos lugares geográficos y sus vinculaciones, aptas para el suministro requerido.

Se tomarán las premisas siguientes:

- Es válido el Cuadro 02-39 de Demanda-Tiempo de energía. Este cuadro se reproduce también más abajo.
- Se considera la paridad Austral/Dólar norteamericano en 0.90 A/U\$S.
- Se consideran viables todos los Proyectos Hidroeléctricos del Río Santa Cruz.
- Se admite una tasa de interés internacional del 12 % anual.
- Se compararán los costos a lo largo de 20 años actualizados al año inicial de las distintas alternativas.
- El año común de referencias o año cero será 1990 y a él se referirán, actualizándolas, todas las alternativas con su respectivo factor de actualización.
- Se admite un factor de carga de 5500 horas para las C. térmicas.
- No se prevee expansión de la demanda por eventual conexión con Chile.

-No se consideran los costos de distribución eléctrica .

-Se considera que Y.C.F. tendrá dos posibles situaciones:

a)Una expansión de su demanda.

b)Una expansión vegetativa.

-Para la comparación de alternativas admitiremos que Y.C.F. opera en la situación 'a'.

-Es válido un esquema de tarifas de combustibles conge-

lado a diciembre de 1985. Secretaría de Energía.

Se adjunta fraccionado como Cuadro 2.1

-Precios relativos constantes.

CUADRO SC-39 SANTA CRUZ (REPRODUCCION)
RESUMEN CARGA DE POTENCIAS Y CARGAS RESULTANTES
VALORES DE POTENCIA EN MW. DE ENERGIA EN GWH

SECTOR \ AÑOS	1985	1990	1995	2000	2005	2010
R.TURBIO						
C/AMPLIAC.						
POTEN	15.4	18.6	44.9	50.8	57.4	68.2
ENERGIA	88.6	115.4	238	238	285.9	405.6
GALLEGOS						
POTEN	14.3	21.5	33.1	52.1	82.11	129.2
ENERGIA	52.69	87.73	150.33	263.55	470.66	855.5
TOTAL ZONA						
C/AMPLIAC.						
POTEN	29.7	40.1	78	102.9	139.51	197.4
ENERGIA	141.29	203.13	388.33	501.55	756.56	1261.2

ALTERNATIVA No.1

=====

Ver Gráfico 2.8

-A. -Período 1990-1995

Se instala una Central de Ciclo Combinado de 32 MW en Río Gallegos, una Central a vapor en Río Turbio de 20 MW, alimentada a carbón una vinculación por línea de 132 KV. de 260 km de largo

-B. -Período 1995-2000

Se realiza una ampliación de 20 MW en Río Turbio y también una ampliación de 20 MW en R.G., de esta forma queda un total de 52 MW en Río Gallegos y 40 MW en Turbio

-C. -Período 2000-2005

Se realiza una ampliación de 20 MW en Río Gallegos pero en Río Turbio no, queda entonces un total de potencia instalada de 72 MW en Río Gallegos y 40 MW en Turbio. El déficit se cubre con transporte por la línea de 132 KV. porque no hay aumento del consumo.

-D. -Período 2005-2010.

Se realiza una ampliación de 30 MW en Río Gallegos y 20 MW en Turbio quedando un total de 102 MW en Gallegos y 40 MW en Turbio

-E. -Período 2010 en adelante

Se realiza una ampliación de 40 MW en Río Turbio y 80 MW en Río Gallegos totalizando 80 y 182 MW respectivamente. Si bien supera en ambos casos la potencia requerida, se justifica la ampliación por los requerimientos de energía.

En todos los casos la ampliación es armónica con la instalación preexistente. En Río Turbio la central será alimentada a carbón, en Río Gallegos será de ciclo combinado con alimentación a gas y carbón en razón de su gran existencia en la zona y la ventaja que supone la posibilidad de un uso mayor de uno u otro combustible en función de la mayor captación que realiza el mercado en forma estacional.

En el cálculo de costos se supondrá un consumo del 40% del total de la energía calórica en base carbón el 60 % restante, gas.

Como se observa estas alternativas se realizan con prioridad de inversión en equipo térmico en ambas extremos. Se deben realizar las líneas de alta tensión en las dimensiones adecuadas.

Al respecto se consigna que por razones técnicas, la máxima capacidad portante de una línea de 132 KV es del orden de 40 MW por terna. Esto surge de la capacidad de transporte N en MW es igual al cuadrado la tensión en KV dividido su impedancia característica que es aproximadamente de 400 ohms. $N=132^2/400=43.56$ MW. El análisis en detalle de estas fórmulas se verá en el apéndice Fuente: 1. en bibliografía.

Alternativa 1.A.

Año 1990

	R. Turbio	R. Gallegos
Consumo GWH	115.4	87.73
Generación GWH	110.0	176.0
Pot.Inst. MW	20(20)	32(32)
Pot.cons. MW	18.6	21.5
Transporte MW		

Alternativa 1.B.

Año 1995

	R. Turbio	R. Gallegos
Consumo GWH	238	150.33
Generación GWH	220.0	286.0
Pot.Inst. MW	40(20)	52(20)
Pot.cons. MW	44.9	33.1
Transporte MW		

Alternativa 1.C.

Año 2000

	R. Turbio	R. Gallegos
Consumo GWH	238	263.55
Generación GWH	220.0	396.0
Pot.Inst. MW	40 (0)	72(20)
Pot.cons. MW	50.8	52.1
Transporte MW	10.8	

Alternativa 1.D.

Año 2005

	R. Turbio	R. Gallegos
Consumo GWH	285.9	470.66
Generación GWH	440.0	561.00
Pot.Inst. MW	80(40)	102(30)
Pot.cons. MW	57.4	82.11
Transporte MW		

Alternativa 1.E.

Año 2010

	R. Turbio	R. Gallegos
Consumo GWH	405.6	855.5
Generación GWH	660.0	1001.0
Pot.Inst. MW	120(40)	182(80)
Pot.cons. MW	68.2	129.2
Transporte MW		

ALTERNATIVA No.2
=====

Ver Gráfico 2.9

-A. -Período 1990-1995

Se instala una Central de Turbina de Gas de 30 MW en Río Gallegos, una Central a vapor en Río Turbio de 25 MW, alimentada a carbón.

Se inicia la construcción de la Central Hidroeléctrica de La Leona de 500 MW sobre el Río Santa Cruz, al borde de la cordillera con 4 turbinas, de las cuales una de 125 MW debe estar operativa para 1995.

Se inicia la construcción de una línea de 330 KV que vincule La Leona, Empalme(90 Km.).-Empalme-R.Turbio(116Km).Empalme-R.Gallegos (183 Km). Esta configuración cuya longitud total son 389Km de línea de 330 KV, simple terna en primera etapa, se deberá comparar con otra que La Leona-R.Turbio-R.Gallegos,de 467 Km., que si bien es más larga, tiene la subestación en un lugar poblado. Más adelante se aclarará la elección frente al abanico de alternativas posibles.

-B. -Período 1995-2000

Se inicia la generación de un grupo de 125 MW de La Leona pudiendo de esta forma dejar en reserva fría la Central en R.Gallegos transmitiendo el total de su potencia máxima que consumirá (33.1 MW).

Es probable que por razones industriales R.Turbio continúe con parte de su propia generación térmica .

-C. -Período 2000-2005

Se pone en marcha un grupo más de 125 MW en La Leona por lo tanto se transmitirá hasta 57.4 MW a Río Turbio y 82.11 MW a R. Gallegos.

-D. -Período 2005-2010

No se incorporan más máquinas en este período.

-E. -Período 2010 en adelante

Se incorporan dos equipos nuevos en La Leona, completando su montaje. con 500 MW. Se satisfacen así los requisitos de potencia de la zona pero se deberá reactivar la central térmica de R. Gallegos para cubrir la demanda de energía .

Esta es una restricción importante a tener en cuenta.

Esta alternativa es mixta por tener ambos tipos de generación no obstante tiene una marcada influencia hidráulica. La alimentación térmica se hace con carbón en R. Turbio. En R. Gallegos se consumirá gas natural.

Esquema de flujo de potencia en la alternativa considerada.

Alternativa 2.A.

Años 1990-1995

	La Leona	R. Turbio	R. Gallegos
Consumo GWH		115.4	87.73
Generación GWH		110.0	165.0
Pot. Inst. MW		20	30
Pot. cons. MW		18.6	21.5
Transporte MW			

Alternativa 2.B.

Años 1995-2000

	La Leona	R. Turbio	R. Gallegos
Consumo GWH		238	150.33
Generación GWH	251.5	110.0	165.0
Pot. Inst. MW	125	20	30
Pot. cons. MW		44.9	33.1
Transporte MW L. Leona-R. G:	3.1		

Alternativa 2.C.

Años 2000-2005

	La Leona	R. Turbio	R. Gallegos
Consumo GWH		238.0	263.55

Generación GWH	503.0	110.0	165.0
Pot.Inst. MW	250	20	30
Pot.cons. MW		50.8	52.1
Transporte MW	L.Leona a R.G.	22.1 MW	
Transporte MW	L.Leona a R.T.	20.8 MW	

Alternativa 2.D.

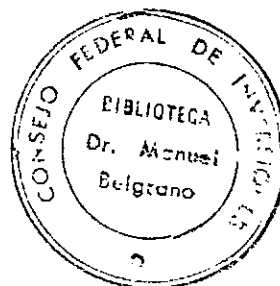
Años 2005-2010

	La Leona	R. Turbio	R.Gallegos
Consumo GWH		314.8	855.5
Generación GWH	503.0	110.0	165.0
Pot.Inst. MW	250	20	30
Pot.cons. MW		57.4	82.11
Transporte MW	L.Leona a R.G.	52.00 MW	
Transporte MW	L.Leona a R.T.	37.4 MW	

Alternativa 2.E.

Años 2010-en adelante

	La Leona	R. Turbio	R.Gallegos
Consumo GWH		314.8	855.5
Generación GWH	1006	110.0	165.0
Pot.Inst. MW	500	20	30
Pot.cons. MW		68.2	129.2
Transporte MW	L.Leona a R.G.	99.2 MW	
Transporte MW	L.Leona a R.T.	48.2	



ALTERNATIVA No.3

=====

Ver Gráfico 2.10

-A. -Período 1990-1995

Se instala una Central de Turbina de Gas de 30 MW en Río Gallegos, una Central a vapor en Río Turbio de 20 MW, alimentada a carbón.

Se inicia la construcción de la Central Hidroeléctrica de Condor Cliff de 1400 MW en el Río Santa Cruz, casi en el punto medio de su recorrido al Atlántico de forma tal que un grupo de 125 MW esté en servicio para 1995.

Se inicia la construcción de una línea de 330 KV que vincule C.Cliff-R.Turbio(210 Km) y C.Cliff-R.Gallegos(180 Km) (183 Km). Esta configuración cuya longitud total son 390 Km de línea de 330 KV, simple terna en primera etapa, se deberá comparar con otra que baje desde C.Cliff hacia el sur 150 Km hasta un empalme con la línea que une R.Gallegos con R.Turbio de 250 Km. Totalizando en este caso 412 Km.

-B. -Período 1995-2000

Se inicia la generación de un grupo de 125 MW de Condor Cliff pudiendo de esta forma dejar en reserva fría la central en R.Gallegos transmitiendo el total de su potencia máxima que consumirá (33 MW).

Es probable que por razones industriales R.Turbio continúe con parte de su propia generación térmica .

-C. -Período 2000-2005

Se pone en marcha un segundo grupo de 125 MW en Condor Cliff por lo tanto se transmitirá hasta 57.4 MW a Río Turbio y 82.11 MW a Río Gallegos.

-D. -Período 2005-2010

No se incorporan en este período más equipos, pudiendo los actuales satisfacer las necesidades de ambas ciudades, la energía

que consume R.G. es de 470.66 GWH y R.T. 285.7 GWH.

-E. -Período 2010 en adelante

Se incorporan dos grupos más de 125 MW de Condor Cliff, totalizando 500 MW.

La potencia generada hidráulica de Condor Cliff alcanza a satisfacer los máximos de ambas ciudades .

La alternativa 3 es mixta por tener ambos tipos de generación no obstante tiene una marcada influencia hidráulica. La alimentación térmica se hace con carbón en R.Turbio .En R.Gallegos se consumirá gas natural.

Esquema de flujo de potencia en la alternativa considerada.

Alternativa 3.A.

Años 1990-1995

	C.Cliff	R. Turbio	R.Gallegos
Consumo GWH		115.4	87.73
Generación GWH		110.0	165.0
Pot.Inst. MW		20	30
Pot.cons. MW		18.6	21.5
Transporte MW			

Alternativa 3.B.

Años 1995-2000

	C.Cliff	R. Turbio	R.Gallegos
Consumo GWH		238	150.33
Generación GWH	289.55	110.0	165.0
Pot.Inst. MW	125	20	30
Pot.cons. MW		44.9	33.1
Transporte MW C.Cliff-R.T:	24.9		
Transporte MW C.Cliff-R.G:	3.1		

Alternativa 3.C.

Años 2000-2005

	C.Cliff	R. Turbio	R.Gallegos
Consumo GWH		238.0	263.55
Generación GWH	579.11	110.0	165.0
Pot.Inst. MW	250	20	30
Pot.cons. MW		50.8	52.1
Transporte MW	C.Cliff a R.G. 22.1 MW		
Transporte MW	C.Cliff a R.T. 30.8 MW		

Alternativa 3.D.

Años 2005-2010

	C.Cliff	R. Turbio	R.Gallegos
Consumo GWH		314.8	855.5
Pot.Inst. MW	250	25	25
Pot.cons. MW		57.4	82.11
Transporte MW	C.Cliff a R.G. 57.11 MW		
Transporte MW	C.Cliff a R.T. 32.4 MW		

Alternativa 3.E.

Años 2010 en adelante

	C.Cliff	R. Turbio	R.Gallegos
Consumo GWH		314.8	855.5
Generación GWH	1158	110.0	165.0
Pot.Inst. MW	500	20	30
Pot.cons. MW		68.2	129.2
Transporte MW	C.Cliff a R.G. 99.2 MW		
Transporte MW	C.Cliff a R.T. 48.2		

Frente a las posibilidades de generación de la Central Condor Cliff abrir una alternativa que contemple a R.Turbio sin ampliación carece de relevancia porque los valores económicos en juego cuando se instala una máquina del módulo siguiente al instalado que es del orden de 100 MW, valor muy superior a la demanda estudiada de la zona. Así es que los valores previstos para la central de Condor Cliff en uno de los proyectos es de 6 máquinas de 100 MW y 4 de 200 MW. Por lo que si no existe una utilización electrointensiva determinada, la justificación de la construcción de esta central no debe encontrarse dentro de los parámetros establecidos hasta ahora en este estudio. De cualquier forma es interesante volcar la alternativa para evaluar los costos de la misma y hacerlos jugar en las comparaciones económicas.

ALTERNATIVA No.4

=====

Ver. Gráfico 2.11

-A.-Período 1990-1995

Se instala una central de turbina de gas de 30 MW en Río Gallegos, una central de vapor en Río Turbio de 20 MW alimentada a carbón.

Se inicia el montaje de la central hidroeléctrica de La Barrancosa. de 900 MW, sobre el Río Sta.Cruz. De forma que un grupo de 125 MW esté en marcha para 1995.

Se inicia la construcción de una línea de 330 KV. una la central con las ciudades.

-B.-Período 1995-2000

Se inicia la generación de un grupo de 125 MW de La Barrancosa, pudiendo de esta forma dejar en reserva fría la Central en R.Gallegos transmitiendo el total de su potencia máxima que consumirá (33 MW).

Es probable que por razones industriales R.Turbio continúe con parte de su propia generación térmica.

-C.-Período 2000-2005

Se pone en marcha un grupo más de La Barrancosa totalizando 250 MW pudiendo transmitir lo necesario, hasta 564 GWH a ambas ciudades, la energía que consume R.G. es de 263.55 GWH y R.T. 238 GWH.

-D.-Período 2005-2010

Se pone en marcha un grupo más de La Barrancosa totalizando 375 MW pudiendo transmitir lo necesario, hasta 845 GWH a ambas ciudades, la energía que consume R.G. es de 470.66 GWH y R.T. 285.9 GWH.

-E.-Período 2010 en adelante

Se agregan dos grupo más de La Barrancosa totalizando 625 MW.

Se estima la energía generada en el orden de 1408 GWH con lo que se satisfacen los valores de demandas de ambas ciudades estudiadas que son en total 197 MW y 1261 GWH.

Si la central fuera completada con los seis grupos los estudios citados indican que la potencia garantizada con nivel medio es de 193 MW. La energía es casi igual que en la otra modalidad.

Esquema de flujo de potencia en la alternativa considerada.

Alternativa 4.A.

Años 1990-1995

	La Barranc.	R. Turbio	R. Gallegos
Consumo GWH		115.4	87.73
Generación GWH		109.5	109.5
Pot.Inst. MW		25	25
Pot.cons. MW		18.6	21.5
Transporte MW			

Alternativa 4.B.

Años 1995-2000

	La Barranc.	R. Turbio	R. Gallegos
Consumo GWH		238	150.33
Generación GWH	260	109.5	109.5
Pot.Inst. MW	125	25	(25)
Pot.cons. MW		44.9	33.1
Transporte MW	L. Barranc. - R. G: 33.1		

Alternativa 4.C.

Años 2000-2005

	La Barranc.	R. Turbio	R. Gallegos
Consumo GWH		238.0	263.55
Generación GWH	780	109.5	109.5
Pot.Inst. MW	250	25	(25)
Pot.cons. MW		50.8	52.1
Transporte MW	L. Barranc. a R. G. 52.1 MW		
Transporte MW	L. Barranc. a R. T. 25.8 MW		

Alternativa 4.D.

Años 2005-2010

	La Barranc.	R. Turbio	R. Gallegos
Consumo GWH		285.9	470.66
Generación GWH	845	109.5	109.5
Pot.Inst. MW	375	25	(25)
Pot.cons. MW		57.4	82.11

Transporte MW L.Barrancosa a R.G. 82.11 MW
 Transporte MW L.Barrancosa a R.T. 32.4 MW

Alternativa 4.E.

Años 2010 en adelante

	La Barrancosa	R. Turbio	R. Gallegos
Consumo GWH		405.6	855.5
Generación GWH	1408	109.5	87.6
Pot.Inst. MW	625	25	(25)
Pot.cons. MW		68.2	129.2
Transporte MW L.Barrancosa a R.G.		129.2 MW	
Transporte MW L.Barrancosa a R.T.		43.2 MW	

VALORACION DE LAS ALTERNATIVAS

Procedimiento y metodología.

En los próximos capítulos se procederá a la valoración de las alternativas para determinar la más económica.

El valor de precio de la central o línea se suponen pagados al inicio del período por lo tanto no se afectará por ninguna actualización, pero los gastos por combustible, mano de obra operativa, MO, y repuestos y materiales, RM, se realizarán a lo largo del tiempo por lo tanto serán afectados por un factor de depreciación en función de la tasa de interés vigente, ya que no es lo mismo para un compromiso la unidad monetaria a pagarse en los próximos diez días que en el año siguiente. Por lo tanto el fa. factor de utilización, . será $fa=1/(1+i)^n$, con i tasa de interés elegido 12%, n el número de períodos, un número decreciente con el tiempo.

Se obtiene para un año determinado un valor de combustible, otro de de mano de obra y otro por repuestos y materiales. La suma de todos da un total que se vuelca en una columna. Ese total, multiplicado por el factor de actualización, se vuelca en la columna 'total act' la suma de la columna total actualizado es un valor que se toma en las mismas condiciones que las cifras pagadas por las centrales, líneas, etc. A su vez estas cifras no son comparables con las de otro período por lo tanto se referirán a un año de referencia que determinamos como cero es este el año 1990.

Como se advertirá en lo referente al rubro RM (Repuestos y Materiales, el valor volcado en un año es 1.1 veces el del anterior. De esta forma se toma en cuenta una creciente participación debido a un progresivo deterioro y menor eficiencia de la maquinaria.

Esta metodología castiga a las propuestas que llevan el mayor peso de la inversión cerca del comienzo, premiando aquellas en las cuales la inversión se realiza en forma progresiva siendo pequeña al principio. No obstante, para verificar la influencia del interés en la propuesta se realizará una valoración de las cifras sin actualización, la que se transcribe aparte en las conclusiones.

Como se ha advertido hasta ahora se analizará una alternativa a lo largo de los años pero efectuando cortes cada cinco en los que realizan ampliaciones o nuevas instalaciones, que satisfagan los requisitos de potencia y energía que se han estudiado en la parte inicial de este trabajo. Sumados esos valores hasta el año 2010 nos permiten en la comparación determinar cual es la alternativa que satisfaciendo los requisitos resulta más económica.

Se calculará la cuota de pago de la central que se esté estudiando simplemente a efectos informativos pues no aparecerá en la comparaciones ni en la valoración. Se supone que los pagos se realizan en cifras iguales a lo largo de 10 períodos con el mismo interés citado arriba.

Alternativa 1A

Período hasta 1990.

Resumen del emplazamiento:

Una Central de Ciclo Combinado de 50 MW. Empezará a funcionar en una primera etapa las turbinas de gas, con un rendimiento de 25%, quemando en este modo gas natural cuyo precio es de 50 % de 0.067 U\$S/M3 (Conforme a los considerandos del anexo D de la resolución 249/84, de Gas del Estado.-Resolución M.O.S.P. 745/84-Sistema Tarifario-). El rendimiento mejorará al 42 % en la ampliación.

El costo de la Central es de 900 U\$S /KW, se supone pagadero en 10 cuotas iguales con un interés del 12%. Trabajarán 12 personas en la operación de la central. El costo horario previsto es de 2.3 U\$S/hH. Cabe hacer la reflexión siguiente: No es habitual encontrar centrales de Ciclo Combinado de menor potencia que 50 MW, ni que la caldera funcione en forma dual para procesar los gases calientes de la turbina y quemar carbón simultáneamente sin que sea un diseño especial por esa razón se presumió el costo indicado arriba para toda la central cuando realmente lo que funciona en el primer período es solo la parte de la turbina de gas y no la de las turbinas de vapor ni la caldera correspondiente. El costo se estimó superior al indicado en el capítulo anterior teniendo en cuenta que se debe montar todo el equipo de movimiento de carbón y además la caldera es un poco más compleja que la normal. Para el Cálculo del costo se tomará el costo actualizado al año cero de la central y la operación y el material de repuesto y costo de combustible a lo largo de 20 años. Se supone que no hay ingresos, pues a los efectos de comparar alternativas todas darán el mismo producto final en la misma cantidad, ya que es una pauta inicial de trabajo. No obstante surgirá de los estudios el costo por KWH que cada alternativa tendrá discriminada.

La central de R.Turbio se amplía en 20 MW

La valoración económica reducirá mediante una actualización todos los resultantes anuales al año inicial del período que se considere y este también al año cero, arbitrario de comparación: 1990. Para ello se utiliza la fórmula: $fa = [1/(i+1)^n]$. Siendo i el interés (12%), n, el número de años considerado.

Para este período el factor de actualización al año 1990 es evidentemente $f_a=1$.

Se admitirá que para todo el período considerado se consume anualmente la misma cantidad de energía, hipótesis simplificatoria que nos aleja algo de la realidad pero no afecta, ni conceptualmente provoca desvíos que favorezcan a una u otra alternativa.

Energía del período para R.Gallegos: 87.73 GWH

Capacidad calórica del gas natural: 9000 KCal/M3

Consumo de combustible anual (hasta el año 5):

$$87.73 * 10^6 \text{ KWH} * 1/.25 * 860 \text{ KCal/KWH} * 0.067 \text{ U\$S/M3} * .5 / 9000 \text{ KCal/M3} =$$

U\\$S/a: 1123333

Consumo de combustible anual (desde el año 5):

$$87.73 * 10^6 \text{ KWH} * 1/.42 * 860 \text{ KCal/KWH} * 0.067 \text{ U\$S/M3} * .5 / 9000 \text{ KCal/M3} =$$

U\\$S/a 668651

Mano de obra operativa:

$$MO = 12H * 8H * 365 \text{ días} * 2.30 \text{ U\$S/hH} =$$

80592

Repuestos y mantenimiento:

$$RM = 4.5 * 10^{-4} * 87.73 * 10^6 =$$

39478

(se le agregará 10%/año)

Ver cuadro 2.8

Resumen del emplazamiento en R.Gallegos:

$$\text{Costo de la central } 900 \text{ U\$S} * 32000 \text{ KW} =$$

U\\$S 28800000

Costo actualizado de su operación
en 20 años:

7832690

Resumen del emplazamiento en R.Turbio:

Montaje de una central de vapor alimentada a carbón de 20 MW. Rendimiento del ciclo: 42 %. Precio del carbón en bocamina: Se toma el precio de la lista de combustibles vigente en enero de 1986 para Rosario-Mar del Plata, que es CIF 39.025 U\\$S/ton y restamos 12 U\\$S/ton. Precio final: 27.025 U\\$S/ ton.

CUADRO 2.8 COSTO-TIEMPO

Alternativa 1A R GALLEGOS

Ano	Combust	MO	RM	f.a	total	total act.
1	1123333	80592	39478	.8929	1243403	1110234
2	1123333	80592	43425	.7972	1247350	994388
3	1123333	80592	47768	.7118	1251693	890955
4	1123333	80592	52545	.6355	1256470	798486
5	1123333	80592	57799	.5674	1261724	715902
6	668651	80592	63579	.5066	812822	411775
7	668651	80592	69937	.4523	819180	370515
8	668651	80592	76931	.4039	826174	333691
9	668651	80592	84624	.3606	833867	300692
10	668651	80592	93087	.3220	842330	271230
11	668651	80592	102395	.2875	851638	244846
12	668651	80592	112635	.2567	861878	221244
13	668651	80592	123898	.2292	873141	200124
14	668651	80592	136288	.2046	885531	181179
15	668651	80592	149917	.1827	899160	164276
16	668651	80592	164909	.1631	914152	149098
17	668651	80592	181460	.1456	930643	135501
18	668651	80592	199540	.1300	948763	123341
19	668651	80592	219494	.1161	968737	112470
20	668651	80592	241443	.1037	990686	102734

total es: 19519372

total actual. es: 7832690

El combustible es de 4200 KCal/Kg con un contenido de cenizas del 30%. Este no es el carbón comercial sino bruto. Los datos sobre el contenido de azufre varían entre un 3.6% y .6 %. Esta dispersión es muy relevante para el diseño de la caldera y la temperatura final de los gases en salida y consecuentemente, afecta el rendimiento.

Por el momento se admite el rendimiento arriba indicado.

Se supone una dotación de 12 personas. El costo horario: 2.3 U\$/h

El costo de la central es de 1470 U\$/KW instalado, que se paga en 10 cuotas iguales con un interés del 12 % anual.

Con respecto a repuestos y mantenimiento se tomará igual costo que arriba .

El resto del procedimiento de cálculo es igual que antes.

Consumo de combustible anual:

$$115.4 \times 10^6 \text{ KWH} \times 1/.42 \times 860 \text{ KCal/KWH} \times 27.025 \text{ U}\$/1000\text{kg}/4200 \text{ KCal/KG} =$$

$$\text{U}\$: 1520447$$

Mano de obra operativa:

$$MO = 12 \text{H} \times 8 \text{H} \times 365 \text{días} \times 2.3 \text{U}\$/\text{hH} =$$

$$\text{U}\$: 80592$$

Repuestos y mantenimiento:

$$RM = 4.5 \times 10^{-4} \times 87.73 \times 10^6 =$$

$$\text{U}\$ 39478$$

(se le agregará 10%/año)

Ver cuadro 2.9

Resumen costo en R.Turbio.

$$\text{Central: } 1470 \text{ U}\$/\text{KW} \times 20000 \text{ KW} =$$

$$\text{U}\$ 29400000$$

$$\text{Costo operación en 20 años}$$

$$12556058$$

Valoración de línea y subestaciones de 132 KV.

La línea de alta tensión de 132 KV.

Configuración: simple terna de aluminio acero 240 MM², 240 Km. de longitud, costo unitario 41900 U\$/Km total:

$$240 \text{ Km} \times 41900 \text{ U}\$/\text{Km} =$$

$$\text{U}\$ 10056000$$

Dos subestaciones cada una con un transformador 132/33/13.2 KV,

CUADRO 2.9 COSTO-TIEMPO

Alternativa 1A R.TURBIO

Ano	Combust	MO	RN	f.a	total	total act.
1	1520447	80592	39478	.8929	1640517	1464817
2	1520447	80592	43425	.7972	1644464	1310967
3	1520447	80592	47768	.7118	1646807	1173621
4	1520447	80592	52545	.6355	1653584	1050852
5	1520447	80592	57799	.5674	1658838	941225
6	1520447	80592	63579	.5066	1664618	843295
7	1520447	80592	69937	.4523	1670976	755782
8	1520447	80592	76931	.4039	1677970	677732
9	1520447	80592	84624	.3606	1685663	607850
10	1520447	80592	93007	.3227	1694128	545501
11	1520447	80592	102395	.2875	1703434	489737
12	1520447	80592	112635	.2567	1713674	439900
13	1520447	80592	123898	.2292	1724937	395355
14	1520447	80592	136288	.2046	1737327	355457
15	1520447	80592	149917	.1827	1750956	319899
16	1520447	80592	164909	.1631	1765948	288026
17	1520447	80592	181400	.1456	1782439	259523
18	1520447	80592	199540	.1300	1800579	234075
19	1520447	80592	219494	.1161	1820533	211363
20	1520447	80592	241443	.1037	1842482	191065

total es: 34281882

total actual. es: 12556038

10/10/15 MVA con la configuración del gráfico 2.1 compuesta por:
Entrada seccionable en 132 KV, transformador de potencia citado con
regulación bajo carga, tres celdas en 13.2 KV. y tres celdas en
33 KV. Costo: 2*1200000 U\$S= U\$S 2400000

Costo de la alternativa descripta:

Central RG:	U\$S 28800000
Operación RG:	' 7832690
Central RT:	' 29400000
Operación RT:	' 12556058
Subestaciones de 132 KV:	' 2400000
Costo de la línea de 132 KV:	' 10056000

Costo de la alternativa 1A: ' 91044748

(Son noventa y un millones cuarentay cuatro mil setecientos cuarenta y ocho dolares).

Como el factor de actualización es 1, este valor coincidirá con el actualizado al año 1990.

ALTERNATIVA 1B

Para el período 1995 tenemos 238 GWH y 44.9 MW en R.Turbio 150.33 GWH, 33.1 MW en Gallegos. por lo tanto se ampliarán las central en 20 MW, totalizando 40 en R.Turbio y en 20 MW, con 52 MW en R.Gallegos. En R.Turbio la ampliación se hará con equipo similar al existente mientras que en R.Gallegos se instalará la parte correspondiente a vapor del Ciclo combinado. Los precios serán iguales que antes a saber: U\$S 1470 /KW instalado en Turbio y U\$S 900 /KW en Gallegos. Los combustibles, del mismo modo, pero ahora en Gallegos se podrá quemar carbón en la parte proporcional en que incrementa la central.

El rendimiento en ambos casos: 42%. Para el cálculo, suponemos que la central montada en el período anterior se hará cargo de la energía que se le asignó en la alternativa 1A. O sea $238 - 115.4 = 122.6$ G y $150.33 - 87.73 = 62.6$ GWH en Turbio y Gallegos respectivamente a lo largo 20 años. La dotación aumenta en 10 hombre en cada central y con el mismo criterio que antes, se computarán sólo la parte la parte de energía que le corresponde a este período. Con repuestos y mantenimiento, se procede igual.

En lo referente a transmisión el equipamiento actual, es suficiente para el transporte de este período, y no se considera ninguna ampliación.

Para este período el factor de actualización al año 1990 es $fa = 0.5674$

Valoración R.Turbio

Central

$20000 \text{ KW} * 1470 \text{ U\$S/KW} =$ U\$S 294000000

Combustible, anual, carbón

$122.6 * 10^6 \text{ KWH} / .42 * 860 \text{ KCal/KWH} * 27.025 \text{ U\$S/1000KG} / 4200 \text{ KCal/KG} =$
U\$S 1615310

Mano de obra operativa:

Combustible, anual, carbón

$MO = 10 \text{ H} * 8 \text{ h} * 365 \text{ dias} * 2.3 \text{ U\$S/Hh} =$ U\$S 67160

Repuestos y mantenimiento:

$RM = 4.5 * 10^6 - 4 \text{ U\$S/KWH} * 122.6 * 10^6 \text{ KWh} =$ U\$S 55170

(se le agrega 10%/año)

Cuota de amortización anual:
 $i=12\%$, 10 cuotas iguales anuales
 $Cu = U\$ 4955556$

Ver cuadro 2.10

Valoración R.Gallegos

Central

20000 KW*900 U\$/KW= U\$ 180000000

Combustible, anual, carbón

$62.6 \times 10^6 \text{ KWH} / .42 \times 860 \text{ KCal/KWH} \times 27.02 \text{ U\$} / 1000 \text{ KG} / 4200 \text{ KCal/KG} =$
 = U\$ 824763

Mano de obra operativa:

$MO = 10 \text{ H} \times 8 \text{ h} \times 365 \text{ días} \times 2.30 \text{ U\$} / \text{Hh} =$ U\$ 67160

Repuestos y mantenimiento:

$RM = 4.5 \times 10^{-4} \text{ U\$} / \text{KWH} \times 62.6 \times 10^6 \text{ KWh} =$ U\$ 28170
 (se le agrega 10%/año)

Cuota de amortización anual:
 $i=12\%$, 10 cuotas iguales anuales
 $Cu = U\$ 3185714$

Ver cuadro 2.11

Resumen costo en R.Turbio.

Central: 1470 U\$/KW *20000 KW=	U\$ 29400000
Costo operación en 20 años	" 13401701

Resumen costo en R.Gallegos.

Central: 900 U\$/KW *20000 KW=	" 18000000
Costo operación en 20 años	" 7088048

total	U\$ 67889749
-------	--------------

CUADRO 2.10 COSTO-TIEMPO

Alternativa 1B R. TURBIO

Ano	Combust	MO	RM	f.a	total	total act.
1	1615310	67160	55170	.8929	1737640	1551538
2	1615310	67160	60687	.7972	1743157	1389644
3	1615310	67160	66755	.7118	1749225	1245098
4	1615310	67160	73431	.6355	1755901	1115875
5	1615310	67160	80774	.5674	1763244	1000464
6	1615310	67160	88851	.5066	1771321	897351
7	1615310	67160	97737	.4523	1780207	805187
8	1615310	67160	107510	.4039	1789980	722973
9	1615310	67160	118261	.3606	1800731	649343
10	1615310	67160	130087	.3220	1812557	583643
11	1615310	67160	143096	.2875	1825566	524850
12	1615310	67160	157406	.2567	1839876	472296
13	1615310	67160	173147	.2292	1855617	425307
14	1615310	67160	190461	.2046	1872931	383201
15	1615310	67160	209507	.1827	1891977	345664
16	1615310	67160	230458	.1631	1912928	311998
17	1615310	67160	253504	.1456	1935974	281877
18	1615310	67160	278855	.1300	1961325	254972
19	1615310	67160	306740	.1161	1989210	230947
20	1615310	67160	337414	.1037	2019684	209462

total es: 36809261

total actual. es: 13401701

CUADRO 2.11 COSTO-TIEMPO

Alternativa 1B R. TURBIO

Ano	Combust	MO	RM	f.a	total	total act.
1	824728	67160	28170	.8929	920058	821519
2	824728	67160	30987	.7972	922875	735715
3	824728	67160	34085	.7118	925973	659108
4	824728	67160	37494	.6355	929382	590622
5	824728	67160	41243	.5674	933131	529458
6	824728	67160	45368	.5066	937256	474813
7	824728	67160	49904	.4523	941792	425972
8	824728	67160	54895	.4039	946783	382405
9	824728	67160	60384	.3606	952272	343389
10	824728	67160	66423	.3220	958311	308578
11	824728	67160	73065	.2875	964953	277424
12	824728	67160	80372	.2567	972260	249579
13	824728	67160	88409	.2292	980297	224684
14	824728	67160	97250	.2046	989135	202377
15	824728	67160	106975	.1827	998863	182492
16	824728	67160	117673	.1631	1009561	164459
17	824728	67160	129440	.1456	1021328	148705
18	824728	67160	142384	.1300	1034272	134455
19	824728	67160	156622	.1161	1048510	121732
20	824728	67160	172283	.1037	1064173	110354

total es: 19451196

total actual. es: 7089040

El factor de actualización al año 1990 es:
0.5674

Total de la alternativa 1B actualizada

0.5674*67889749=

US\$ 38520643

(Son treinta y ocho millones quinientos veinte mil seiscientos cuarenta y tres dolares).

ALTERNATIVA 1C

Para el período 1995-2000 tenemos 238 GWH y 50.8 MW en R.Turbio 263.55 GWH, 52.1 MW en Gallegos. por lo tanto se ampliará la central R. Gallegos en 20 MW totalizando 72 MW.

En R.Turbio se registra un aumento en la demanda de potencia máxima pero no de energía respecto al período anterior, por lo tanto asignaremos al transporte de energía ya existente, reforzando su capacidad, la responsabilidad de cubrir ese déficit.

En R. Gallegos se instalará la parte correspondiente a gas del Ciclo combinado. El precio de la ampliación será de U\$S 900 /KW .

Los combustibles, igual que antes, pero ahora en Gallegos se podrá quemar gas en nuevo equipo con un rendimiento del 25 % durante los primeros cinco años, luego el rendimiento sube al 42 %.

En cuanto a los valores económicos, asumimos que la central montada en el período anterior se hará cargo de la energía que se le asignó en la alternativa 1B. O sea $238 - 238 = 0.0$ GWH y $263.55 - 150.33 = 113.22$ GWH en Turbio y Gallegos respectivamente a lo largo de 20 años. La dotación aumenta proporcionalmente 10 hombres más y con el mismo criterio que antes, se computará sólo el incremento en tiempo considerado. Para los gastos de mantenimiento, igual temperamento.

En lo referente a transmisión el equipamiento actual, es insuficiente para el transporte de este período, y por lo tanto se debe ampliar con nuevos transformadores de 60/35/30 MVA.

El factor de actualización al año 1990 es .3220

Valoración R.Gallegos

Central

$20000 \text{ KW} \times 900 \text{ U\$S/KW} = \text{U\$S } 18000000$

Combustible, anual, gas (primeros cinco años)

$113.22 \times 10^6 \text{ KWH} / .25 \times 860 \text{ KCal/KWH} \times 0.067 \text{ U\$S/M}^3 \times .5 \times 1/9000 \text{ KCal/M}^3 =$
 $\text{U\$S } 1449719$

Combustible, anual, gas (después del quinto año)

$113.22 \times 10^6 \text{ KWH} / .42 \times 860 \text{ KCal/KWH} \times 0.067 \text{ U\$S/M}^3 \times .5 \times 1/9000 \text{ KCal/M}^3 =$
 $\text{U\$S } 862928$

Mano de obra operativa:

$MO = 10 \text{ H} \times 8 \text{ h} \times 365 \text{ días} \times 2.3 \text{ U\$S/Hh} = \text{U\$S } 67160$

Repuestos y mantenimiento:

$RM = 4.5 \times 10^{-4} \text{ U\$S/KWH} \times 62.6 \times 10^6 \text{ KWh} = \text{U\$S } 28170$ (se le agrega 10%/año)

Cuota de amortización anual:

$i = 12\%$, 10 cuotas iguales anuales

$Cu = \text{U\$S } 3185714$

ver Cuadro 2.12

Resumen costo en R.Gallegos

Central: $900 \text{ U\$S/KW} \times 20000 \text{ KW} = \text{U\$S } 18000000$

Costo operación en 20 años

9488643

Costo en líneas y subestaciones:

Se deberán instalar dos transformadores de 60/30/35 MVA cuyo costo unitario es de U\$S 400000 mientras se recuperan otros dos de U\$S 150000, y valor remanente es US\$ 75000. Por lo tanto el monto será U\$S 325000. Asumimos un 20% de gastos para el transporte y el montaje: U\$S 65000. El resto de la subestación no se modifica.

Resumen de líneas y subestaciones:

$2 \times 390000 = \text{U\$S } 780000$

Costo Alternativa 1C

El factor de actualización al año 1990 es .3220

Costo central R.Gallegos: $\text{U\$S } 18000000$

Operación 20 años: " 9483643

Líneas y Subestaciones: " 780000

total " 28263643

Costo actualizado al año 1990:
 $0.322 \times 28263643 \text{ U\$S} = 9100893$

(nueve millones cien mil ochocientos noventa y tres dolares)

CUADRO 2.12 COSTO-TIEMPO

Alternativa 1C R. GALLEGOS

Ano	Combust	MD	RM	f.a	total	total act.
1	1449719	67160	28170	.8929	1545049	1379574
2	1449719	67160	30987	.7972	1547866	1233958
3	1449719	67160	34085	.7118	1550964	1103976
4	1449719	67160	37494	.6355	1554373	987804
5	1449719	67160	41243	.5674	1558122	884078
6	862928	67160	45368	.5066	975456	494166
7	862928	67160	49904	.4523	979992	443250
8	862928	67160	54895	.4039	984983	397834
9	862928	67160	60384	.3606	990472	357164
10	862928	67160	66423	.3220	996511	320876
11	862928	67160	73065	.2875	1003153	288406
12	862928	67160	80372	.2567	1010460	259385
13	862928	67160	88409	.2292	1018497	233439
14	862928	67160	97250	.2046	1027338	210193
15	862928	67160	106975	.1827	1037063	189471
16	862928	67160	117673	.1631	1047761	170889
17	862928	67160	129440	.1456	1059528	154267
18	862928	67160	142384	.1300	1072472	139421
19	862928	67160	156622	.1161	1086710	126167
20	862928	67160	172285	.1037	1102373	114316

total es: 23149151

total actual. es: 9488643

ALTERNATIVA 1D

Los parámetros energéticos que individualizan a este período entre los años 2000-2005 son los siguientes, tal como se vió más arriba: 285.9 GWH y 57.4 MW en R.Turbio y 470.66 GWH y 82.11 MW para energía anual y potencia máxima respectivamente.

Por lo tanto se ampliará el sistema propuesto en 30 MW en R. Gallegos, complementando la parte de vapor del Ciclo Combinado empezado en el período anterior, y 40 MW en R.Turbio en turbogrupos de vapor alimentado naturalmente con carbón en ambas instalaciones el rendimiento considerado es del 42%. En R. Gallegos se diseñará la caldera para consumo de carbón. Los precios para combustibles y centrales son los que se han utilizado hasta ahora. La dotación se incrementa en 12 hombres.

La potencia instalada totaliza 80MW en R.Turbio y 102 MW en R.Gallegos.

La energía que tomará la central de R.Gallegos será $470.66 - 263.55 = 204.11$ GWH y $285.9 - 238 = 47.9$ GWH en R.Turbio para el período considerado.

Valoración R.Gallegos

El factor de actualización al año 1990 es .1827

Central

$30000 \text{ KW} * 900 \text{ U\$S/KW} =$ U\$S 27000000

Combustible, anual, carbón
 $204.11 * 10^6 \text{ KWH} / .42 * 860 \text{ KCal/KWH} * 27.025 \text{ U\$S/1000Kg} / 4200 \text{ KCal/Kg} =$
U\$S 2689241

Mano de obra operativa:

$MO = 12 \text{ H} * 8 \text{ h} * 365 \text{ días} * 2.30 \text{ U\$S/Hh} =$ U\$S 80592

Repuestos y mantenimiento:

$RM = 4.5 * 10^6 - 4 \text{ U\$S/KWH} * 204.11 * 10^6 \text{ KWh} = \text{U\$S } 91849$ (se le agrega 10%/año)

Cuota de amortización anual:

$i = 12\%$, 10 cuotas iguales anuales

$Cu = \text{Monto} * [(i * (i + 1)^n) / ((i + 1)^n - 1)]$

Cu = U\$S 4778572

Ver Cuadro 2.13

Resumen costo en R.Gallegos

Central: 900 U\$S/KW *20000 KW= U\$S 27000000

Costo operación en 20 años

22078562

Valoración R.Turbio

Central

40000 KW*1470U\$S/KW= U\$S 58800000

Combustible, anual, carbón

47.96 *10⁶ KWH/.42*860KCal/KWH*27.025U\$S/1000Kg/4200KCal/Kg=
U\$S 631894

Mano de obra operativa:

MO=12H*8h*365dias*2.30U\$S/Hh= U\$S 80592

Repuestos y mantenimiento:

RM=4.5*10⁶-4U\$S/KWH*47.96 *10⁶KWh=U\$S 21582(se le agrega 10%/año)

Cuota de amortización anual:

i=12%, 10 cuotas iguales anuales

Cu= Monto*[(i*(i+1)ⁿ)/((i+1)ⁿ-1)]

Cu= U\$S 5203334

Ver Cuadro 2.14

Resumen costo en R.Turbio

Central: 1470 U\$S/KW *20000 KW= U\$S 58800000

Costo operación en 20 años

5648354

Costo en R.Turbio

64448354

Costo en líneas y subestaciones:

Se deberá instalar un transformador de 60/30/35 MVA

CUADRO 2.13 COSTO-TIEMPO

Alternativa 1D R. GALLEGOS

Ano	Combust	MO	RM	f.a	total	total act.
1	2689241	80592	91849	.8929	2861682	2555195
2	2689241	80592	101033	.7972	2870866	2288655
3	2689241	80592	111137	.7118	2880970	2050674
4	2689241	80592	122251	.6355	2892084	1837919
5	2689241	80592	134476	.5674	2904309	1647904
6	2689241	80592	147923	.5066	2917756	1478135
7	2689241	80592	162716	.4523	2932549	1326391
8	2689241	80592	178987	.4039	2948820	1191028
9	2689241	80592	196886	.3606	2966719	1069799
10	2689241	80592	216575	.3220	2986408	961623
11	2689241	80592	238232	.2875	3008065	864818
12	2689241	80592	262055	.2567	3031858	778285
13	2689241	80592	288261	.2292	3058094	700915
14	2689241	80592	317087	.2046	3086920	631583
15	2689241	80592	348796	.1827	3118629	569773
16	2689241	80592	383676	.1631	3153509	514337
17	2689241	80592	422043	.1456	3191876	464737
18	2689241	80592	464248	.1300	3234081	420430
19	2689241	80592	510672	.1161	3280505	380866
20	2689241	80592	561740	.1037	3331573	345484
total es:					60657311	
total actual. es:						22078562

CUADRO 2.14 COSTO-TIEMPO

Alternativa 1D R. TURBIO

Ano	Combust	MO	RM	f.a	total	total act.
1	631894	80592	21582	.8929	734068	655449
2	631894	80592	23740	.7972	736226	586919
3	631894	80592	26114	.7118	738600	525735
4	631894	80592	28725	.6355	741211	471039
5	631894	80592	31598	.5674	744084	422193
6	631894	80592	34758	.5066	747244	378553
7	631894	80592	38233	.4523	750719	339550
8	631894	80592	42057	.4039	754543	304760
9	631894	80592	46262	.3606	758748	273604
10	631894	80592	50889	.3220	763375	245806
11	631894	80592	55978	.2875	768464	220933
12	631894	80592	61575	.2567	774061	198701
13	631894	80592	67733	.2292	780219	178826
14	631894	80592	74506	.2046	786992	161018
15	631894	80592	81957	.1827	794443	145144
16	631894	80592	90153	.1631	802639	130910
17	631894	80592	99168	.1456	811654	118176
18	631894	80592	109085	.1300	821571	106804
19	631894	80592	119994	.1161	832480	96650
20	631894	80592	131993	.1037	844479	87572
total es:					15485829	
total actual. es:						5648354

cuyo costo unitario es de U\$S 400000 para la distribución en Gallegos. La subestación se amplía con seis salidas en 13.2KV y seis salidas en 33 KV. La disposición contendrá una salida seccionable en 132 KV. Su contenido detallado es:

- Transformador 132/33/13.2KV, 60/30/35MVA con regulación bajo carga
- seis salidas en 13.2KV
- seis salidas en 33 KV
- seis salidas en 33 KV
- salida seccionable en 132KV
- Obras civiles y montaje

Total subestación: U\$S 1400000

En R.Turbio se ampliará la subestación existente en seis salidas en 13.2 KV. y seis salidas en 33KV.

Total inversión: U\$S 200000

Costo de la alternativa 1D:

Central en R.Gallegos	U\$S	270000000
Operación	"	22078562
Central en R.Turbio	U\$S	588000000
Operación	"	5648354
Líneas y subestaciones		
Subestaciones: R. Gallegos	"	1400000
R. Turbio	"	200000
Costo	U\$S	115126916
Costo total de la alternativa 1D:		

El factor de actualización al año 1990 es .1827

Costo actualizado al año 1990:

$0.1827 \times 115126916 \text{ U\$S} = 21033678$

(veintiun millones treinta y tres mil seicientos setenta y ocho dolares)

ALTERNATIVA 1E

Entramos al último período en estudio que es el que va después del año 2010. Sus valores son los más controvertidos de todo el estudio, pero las conclusiones del trabajo y sus recomendaciones, subsistirán en su vigencia en la medida que compara distintas alternativas técnicas en un marco de parámetros que son comunes a todas. Por lo tanto la solución recomendada, mantendrá su validez aún con datos distintos dentro de un margen generoso. Por otro lado, la energía en este período crece por encima de las mismas pautas que la potencia máxima, la potencia instalada quedará señaladamente marcada por ese requisito.

Los valores de energía y potencia para R.Gallegos y R.Turbio son: 855.5 GWH, 129.2 MW y 405.6 GWH, 68.2 MW.

La ampliación prevista es de 80 MW para R.Gallegos y 40 MW para R.Turbio. Ciclo combinado y turbovapor. El combustible: carbón R. Turbio y hasta 2/3 de la energía en gas natural tercio restante en carbón, en R.Gallegos, manteniendo un rendimiento de 42% para las centrales. La dotación 30 y 10 hombres.

Queda así 182 MW y 120 MW de potencia total instalada en R. Gallegos y R.Turbio respectivamente.

Quizá llame la atención estas determinaciones. Se explica: La cantidad de personal disminuye con el aumento de su potencia. El combustible de la parte de turbina de gas de una central de ciclo combinado debe ser gas natural. Se está estudiando la alimentación con polvo de carbón. Este método tiene un período de mantenimiento elevado y poca confiabilidad.

El factor de actualización al año 1990 es .1037

La energía que tomará la central de R.Gallegos será $855.5 - 740.66 = 384.84$ GWH y $405.6 - 285.9 = 119.7$ GWH en R.Turbio para el período considerado.

Valoración R.Gallegos

Central

$80000 \text{ KW} \times 900 \text{ U\$S/KW} =$

U\$S 72000000

Combustible, anual, gas (2/3 del total)

$384.84 \times 10^6 \text{ KWH} / .42 \times 2/3 \times 860 \text{ KCal/KWH} \times 0.067 \text{ U\$S/M}^3 \times .5 \times 1/9000 \text{ KCal/M}^3 =$

U\$S 1955421

Combustible, anual, carbón (1/3 restante)
 $384.84 \times 10^6 \text{ KWH} / .42 \times 1/3 \times 860 \text{ KCal/KWH} \times 27.025 \text{ U\$S/1000Kg/4200KCal/Kg} =$
 = U\\$S 1690147

Total combustible anual:
 U\\$S 3645568

Mano de obra operativa:

$MO = 30H \times 8h \times 365 \text{ dias} \times 2.30 \text{ U\$S/Hh} =$ U\\$S 201480

Repuestos y mantenimiento:

$RM = 4.5 \times 10^6 - 4 \text{ U\$S/KWH} \times 384.84 \times 10^6 \text{ KWh} =$ U\\$S 173178
 Se le adicionará un 10% anual

Cuota de amortización anual:
 $i = 12\%$, 10 cuotas iguales anuales
 $Cu = \text{Monto} \times [i \times (1+i)^n / ((1+i)^n - 1)]$
 $Cu = \text{U\$S } 12742859$

Ver Cuadro 2.15

Resúmen costo en R.Gallegos

Central: $900 \text{ U\$S/KW} \times 20000 \text{ KW} =$ U\\$S 72000000

Costo operación en 20 años

31355127

TOTAL

103355127

Valoración R.Turbio

Central

$40000 \text{ KW} \times 1470 \text{ U\$S/KW} =$ U\\$S 58800000

Combustible, anual, carbón
 $47.96 \times 10^6 \text{ KWH} / .42 \times 860 \text{ KCal/KWH} \times 27.025 \text{ U\$S/1000Kg/4200KCal/Kg} =$
 = U\\$S 1577101

Mano de obra operativa:

$MO = 10H \times 8h \times 365 \text{ dias} \times 2.30 \text{ U\$S/Hh} =$ U\\$S 67160

Repuestos y mantenimiento:

$RM = 4.5 \times 10^6 - 4 \text{ U\$S/KWH} \times 117.7 \times 10^6 \text{ KWh} =$ U\\$S 53865

CUADRO 2.15 COSTO-TIEMPO

Alternativa 1E R.GALLEGOS

Ano	Combust	MO	RM	h.a	total	total act.
1	3645568	201480	173178	.8929	4020226	3589659
2	3645568	201480	190495	.7972	4037543	3218729
3	3645568	201480	209545	.7118	4056593	2887483
4	3645568	201480	230499	.6355	4077547	2591281
5	3645568	201480	253549	.5674	4100597	2326679
6	3645568	201480	278904	.5066	4125952	2090207
7	3645568	201480	306795	.4527	4153845	1870788
8	3645568	201480	337474	.4039	4184522	1690128
9	3645568	201480	371222	.3606	4218270	1521108
10	3645568	201480	408344	.3220	4255392	1370236
11	3645568	201480	449179	.2875	4296227	1235165
12	3645568	201480	494097	.2567	4341145	1114371
13	3645568	201480	543506	.2292	4390554	1006315
14	3645568	201480	597857	.2046	4444905	909427
15	3645568	201480	657643	.1827	4504691	823007
16	3645568	201480	723407	.1631	4570455	745441
17	3645568	201480	795748	.1456	4642796	675991
18	3645568	201480	875323	.1300	4722371	613908
19	3645568	201480	962855	.1161	4809903	558429
20	3645568	201480	1059140	.1037	4906188	508771

total es: 86859729

total actual. es: 31355127.

CUADRO 2.16 COSTO-TIEMPO

Alternativa 1E R.TURBID

Ano	Combust	MD	RH	f.e	total	total act.
1	1577101	67160	53865	.8929	1698126	1516256
2	1577101	67160	59251	.7972	1703512	1358040
3	1577101	67160	65176	.7118	1709437	1216777
4	1577101	67160	71694	.6355	1715955	1090489
5	1577101	67160	78863	.5674	1723124	977700
6	1577101	67160	86750	.5066	1731011	876930
7	1577101	67160	95425	.4523	1739686	786860
8	1577101	67160	104967	.4039	1749228	706513
9	1577101	67160	115464	.3606	1759725	634556
10	1577101	67160	127000	.3230	1771111	570348
11	1577101	67160	139711	.2875	1783972	512892
12	1577101	67160	153683	.2567	1797944	461532
13	1577101	67160	169051	.2292	1813312	415611
14	1577101	67160	185956	.2046	1830217	374462
15	1577101	67160	204552	.1827	1848813	337778
16	1577101	67160	225007	.1631	1869268	304877
17	1577101	67160	247508	.1456	1891769	275441
18	1577101	67160	272259	.1300	1916520	249147
19	1577101	67160	299484	.1161	1943745	225668
20	1577101	67160	329433	.1037	1973694	204672

total est: 35970337

total actual. est: 13096556

(se le agrega 10%/año)

Cuota de amortización anual:
 $i=12\%$, 10 cuotas iguales anuales
 $Cu = \text{Monto} \cdot [(i \cdot (1+i)^n) / ((1+i)^n - 1)]$
 $Cu = \text{U\$S } 5203334$

Ver Cuadro 2.16

Resumen costo en R.Turbio

Central: 1470 U\$S/KW *40000 KW= U\$S 58800000

Costo operación en 20 años

" 13096559

Costo en R.Turbio

" 71896559

Costo en líneas y subestaciones:

Como en en cada sitio la potencia instalada es superior a la demanda no se preve hacer inversión para transporte de energía. No obstante para canalizar la energía de las centrales se la subestación se amplía con seis salidas en 13.2KV y seis salidas en 33 KV. La disposición contendrá una salida seccionable en 132 KV. Su contenido detallado es:

- Transformador 132/33/13.2KV, 60/30/35MVA con regulación bajo carga
- seis salidas en 13.2KV
- seis salidas en 33 KV
- seis salidas en 33 KV
- salida seccionable en 132KV
- Obras civiles y montaje
- Total U\$S 1400000

En R.Turbio se ampliará la subestación existente en en seis salidas en 13.2 KV. y seis salidas en 33KV.

Total U\$S 200000

Costo de la alternativa 1E:

Central en R.Gallegos	U\$S	72000000
Operación	"	31355127
Central en R.Turbio	"	58800000
Operación		

Líneas y subestaciones	13096559
Subestación en Gallegos	
Subestación en Turbio	1400000
	200000

Costo total de la alternativa 1E:

U\$S 176851686

El factor de actualización al año 1990 es .1037

Costo actualizado al año; 1990:

$0.1037 * 176851686$ U\$S=

U\$S 18339519

(dieciocho millones trescientos treinta y nueve mil quinientos diecinueve dolares)

Costo total de la alternativa 1(A a E)

Costo alternativa 1A:

U\$S 91044748

Costo alternativa 1B:

U\$S 38520643

Costo alternativa 1C:

U\$S 9100893

Costo alternativa 1D:

U\$S 21033687

Costo alternativa 1E:

U\$S 18339519

Costo Total :

U\$S 178039109

(Ciento setenta y ocho millones treinta y nueve mil ciento nueve dolares)

ALTERNATIVA 2A

Para el período 1990- 1995 tenemos 115.4WH y 18.6 MW en R.Turbio 87.73 GWH, 21.5 MW en Gallegos por lo tanto se instalarán 30MW en R. Gallegos en grupo de turbogas

En R.Turbio se instalará una central de turbovapor de 20 MW alimentada a carbón. Como las potencias instaladas son superiores a las demandas no se montará ninguna línea de alta tensión en este período.

Los valores para las centrales indicados son U\$S/KW 500 y 1470 para el turbogas y turbogrupos de vapor. Las dotaciones tendrán 12 y 12 personas. El rendimiento 25 y 42 %. El combustible gas y carbón. Los gastos de mantenimiento: 4.1×10^{-4} U\$S/KWH y 1.9×10^{-4} U\$S/KWH.

Consideramos para este período que está automáticamente actualizado para el año 1990.

Valoración R.Gallegos

Central

30000 KW*500 U\$S/KW= U\$S 15000000

Combustible, anual, gas
 87.73×10^6 KWH/.25*860KCal/KWH*0.067 U\$S/M3*.5*1/9000KCal/M3=
U\$S 1123333

Mano de obra operativa:

MO=12H*8h*365dias*2.3U\$S/Hh= U\$S 80592

Repuestos y mantenimiento:

RM= 1.9×10^{-4} U\$S/KWH* 87.73×10^6 KWh=
(Se le agrega 10%/ anual) U\$S 16668

Cuota de amortización anual:

i=12%, 10 cuotas iguales anuales

$Cu = \text{Monto} \cdot [i \cdot (1+i)^n / ((1+i)^n - 1)]$

Cu= U\$S 2654762

Ver Cuadro 2.17

Resúmen costo en R.Gallegos

CUADRO 2.17 COSTO-TIEMPO

Alternativa 2A R. GALLEGOS

Ano	Combust	MO	RM	f.a	total	total act.
1	1123333	80592	16668	.8929	1220593	1089867
2	1123333	80592	18334	.7972	1222259	974385
3	1123333	80592	20168	.7118	1224093	871309
4	1123333	80592	22185	.6355	1226110	779192
5	1123333	80592	24403	.5674	1228328	696953
6	1123333	80592	26843	.5066	1230768	623507
7	1123333	80592	29528	.4523	1233453	557890
8	1123333	80592	32481	.4039	1236406	499384
9	1123333	80592	35729	.3606	1239654	447019
10	1123333	80592	39302	.3220	1243227	400319
11	1123333	80592	43232	.2875	1247157	358557
12	1123333	80592	47555	.2567	1251480	321255
13	1123333	80592	52311	.2292	1256236	287929
14	1123333	80592	57542	.2046	1261467	258096
15	1123333	80592	63296	.1827	1267221	231521
16	1123333	80592	69626	.1631	1273551	207716
17	1123333	80592	76589	.1456	1280514	186442
18	1123333	80592	84247	.1300	1288172	167462
19	1123333	80592	92672	.1161	1296597	150534
20	1123333	80592	101939	.1037	1305864	135418

total es: 25033159

total actual. es: 9244765

Central: 500 U\$S/KW *30000 KW= U\$S 15000000

Costo operación en 20 años

	9244765
total	24244765

Valoración R.Turbio

Central

20000 KW*1470 U\$S/KW= U\$S 29400000

Combustible, anual, carbón

47.96 *10⁶ KWH/.42*860KCal/KWH*27.025U\$S/1000Kg/4200KCal/Kg=
U\$S 1520447

Mano de obra operativa:

MO=12H*8h*365días*2.3U\$S/Hh= U\$S 80592

Repuestos y mantenimiento:

RM=1.9*10⁶-4U\$S/KWH*115.4*10⁶KWh= U\$S 21926

(Se le agrega 10%/ anual)

Cuota de amortización anual:

i=12%, 10 cuotas iguales anuales

Cu= Monto~[i*(i+1)ⁿ/(1+i)ⁿ-1]

Cu= U\$S 5203334

Ver Cuadro 2.18

Resúmen costo en R.Turbio

Central: 1470 U\$S/KW *20000 KW= U\$S 29400000

Costo operación en 20 años

	12290516
Total:	41690516

Total alternativa 2A:

Central R.Gallegos: U\$S 15000000

Operación en 20 años:

	9244765
Central R.Turbio:	29400000

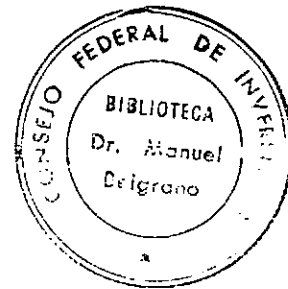
CUADRO 2.18 COSTO-TIEMPO

Alternativa 2A R.TURBIO

Ano	Combust	MO	RM	f.a	total	total act.
1	1520447	80592	21926	.8929	1622965	1449145
2	1520447	80592	24118	.7972	1625157	1295575
3	1520447	80592	26530	.7118	1627569	1158503
4	1520447	80592	29183	.6355	1630222	1036006
5	1520447	80592	32101	.5674	1633140	926644
6	1520447	80592	35312	.5066	1636351	828975
7	1520447	80592	38843	.4523	1639882	741718
8	1520447	80592	42727	.4035	1643766	663919
9	1520447	80592	47000	.3606	1648039	594262
10	1520447	80592	51700	.3220	1652739	532182
11	1520447	80592	56870	.2875	1657909	476648
12	1520447	80592	62557	.2567	1663596	427045
13	1520447	80592	68813	.2292	1669852	382730
14	1520447	80592	75694	.2046	1676733	343059
15	1520447	80592	83263	.1827	1684302	307722
16	1520447	80592	91590	.1631	1692629	276067
17	1520447	80592	100749	.1456	1701788	247780
18	1520447	80592	110824	.1300	1711863	222542
19	1520447	80592	121906	.1161	1722945	200034
20	1520447	80592	134097	.1037	1735136	179933

total es: 32276591

total actual. es: 13290516



Operación en 20 años:

" 12290516

Total alternativa 2A:

" 65935281

(sesenta y cinco millones novecientos treinta y cinco mil doscientos ochenta y un dolares)

ALTERNATIVA 2B

Años: 1995-2000

	La Leona	R. Gallegos	R. Turbio
Energía GWH		150.33	238
Potencia: MW		33.1	44.9
Central		gas	carbón
Pot inst MW	125	30	20
Rendimiento %		.25	.42

Funcionará un generador de 125 MW de la Central 'La Leona. Como se propone un solo grupo de los cuatro que tiene, los costos de presa, embalse y toda la obra civil serán relativamente caros por unidad de potencia instalada para esta primera parte. Así es efectivamente porque para una cota de embalse de 270 mts., el costo total será: $U\$S \quad 51.82 \times 10^6 + 1 \times 25.52 \times 10^6 = 77344900$ U\$S. Valor tomado de Cuadro VI-I de 'Estudio del río Sta. Cruz en relación con su aprovechamiento hidráulico integral' Prefactibilidad', realizada para Agua y Energía Eléctrica por IECI (año 1978, se le adicionó un reajuste del 1.5 % anual por inflación). Este valor incluye transformador elevador. La dotación: 10 hombres. Repuestos y mantenimiento: 2.6×10^{-4} U\$S/KWH.

Se debe tender una línea de 330 KV entre La Leona y Empalme (90 KM) y entre Empalme-R. Turbio (116 KM) y entre Empalme-R. Gallegos (183 KM) de una línea de 330 KV totalizando 389 KM. Simple terna Sección 250 MM2 dos conductores por fase. El precio es 95000 U\$S /KM. Se instalarán cuatro subestaciones: Una en La Leona, una en Empalme, una en R. Gallegos y otra en R. Turbio.

Subestación La Leona.

Se instalará una subestación elevadora con conexión a la línea de 330 KV. Se hará una subestación para alojar el transformador y las protecciones de línea y de central.

El costo estimado es de: U\$S 3800000

Subestación Empalme.

Tiene una entrada y dos salidas en 330 KV. Se usa la disposición de un y medio interruptor, que permite efectuar mantenimiento de interruptores y atender un corte a uno de los suministros sin alterar el ot

Su costo de estima en: U\$S 4500000

Subestación R. Turbio.

Será una estación de rebaje a 33 y 13.2 KV de 100 MVA con transformador 330/33/13.2 KV, 100/50/50, con tres salidas en 33 KV y tres en 13.2 KV.

Su costo se estima en U\$S 5500000

Subestación R. Gallegos.

Tendrá la misma configuración de R. Turbio.

Su costo se estima en U\$S 5500000

Líneas

Longitud: 389 KM de línea de 330 KV. Su costo es:

389 KM * 95000 U\$S= 36955000

Es una línea de simple terna de dos conductores por fase de 250 MM2 de Al-Ac.

El factor de actualización al año 1990 es .5674.

Valoración a lo largo de 20 años.

Los gastos de mano de obra operativa son:

Mano de obra operativa:

MO=10H*8h*365días*2.3U\$S/Hh= U\$S 67160

Repuestos y mantenimiento:

RM=2.6*10⁶*4U\$S/KWH*185.2*10⁶KWh= U\$S 48152
(Se le agrega 10%/ anual)

Cuota de amortización anual:

i=12%, 10 cuotas iguales anuales

$Cu = \text{Monto} \cdot [(i \cdot (i+1)^n) / ((i+1)^n - 1)]$

Cu= U\$S 16059543

Ver Cuadro 2.19

Resumen costo alternativa 2B

Central: La Leona (un grupo 125 MW) U\$S 77344900

Costo operación en 20 años

Subestaciones: 1230130

Líneas: 19300000

36955000

CUADRO 2.19 COSTO-TIEMPO

Alternativa 2B LA LEONA

Ano	MO	RM	f.a	total	total act.
1	67160	48152	.8929	115312	102962
2	67160	52967	.7972	120127	95765
3	67160	58263	.7118	125423	89276
4	67160	64090	.6355	131250	83409
5	67160	70499	.5674	137659	78107
6	67160	77549	.5066	144709	73309
7	67160	85304	.4523	152464	68959
8	67160	93234	.4039	160994	65017
9	67160	103218	.3606	170378	61438
10	67160	113539	.3220	180699	58185
11	67160	124893	.2875	192053	55215
12	67160	137383	.2567	204543	52506
13	67160	151121	.2292	218281	50030
14	67160	166233	.2046	233393	47752
15	67160	182657	.1827	250017	45678
16	67160	201142	.1631	268302	43760
17	67160	221257	.1456	288417	41993
18	67160	243382	.1300	310542	40370
19	67160	267721	.1161	334881	38879
20	67160	294493	.1037	361653	37503

total es: 4101105

total actual. es: 1230130

total -----
134830030

Factor de actualización al año 1990:
.5674

Total actualizado al año 1990:

.5674*134830030=

76502559

(Son setenta y seis millones quinientos dos mil quinientos cincuenta y nueve dolares).

ALTERNATIVA 2C

Años: 2000-2005

	R. Gallegos	R. Turbio
Energía GWH	263.55	238
Potencia: MW	52.1	50.8

Funcionará dos generadores de 125 MW de la Central "La Leona".
El costo adicional por la incorporación de la segunda unidad
es de: U\$S 3551503×10^6 .

La unidad que se incorpora deberá tener su correlato en el
crecimiento de las subestaciones. No obstante, para este período
sólo se supondrá una inversión de U\$S 1500000 en la SE
La Leona. Las restantes no se alteran.

Tampoco se alterará la dotación de la central.
El factor de actualización al año 1990 es .3270

Valoración a lo largo de 20 años.

Repuestos y Mantenimiento. Para este rubro, la energía a considerar
del ciclo estudiado es: $238 + 263.55 - 238 - 150.33 = 113.22$ GWH.

Repuestos y mantenimiento:

$RM = 2.6 \times 10^{-4} \text{ U\$S/KWH} \times 113.22 \times 10^6 \text{ KWH} =$ U\$S 29437
(Se le agrega 10%/ anual)

Cuota de amortización anual de la central:
 $i = 12\%$, 10 cuotas iguales anuales
 $Cu = \text{Monto} \times \left[\frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$
 $Cu = \text{U\$S } 628559$

Ver Cuadro 2.20

Resumen costo alternativa 2C

Central: La Leona (2º grupo 125 MW) U\$S 25520000

Costo operación en 20 años

	445348
Subestaciones:	1500000

total	27465348

CUADRO 2.20 COSTO-TIEMPO

Alternativa 20 LA LEONA

Ano	MO	RH	f.a	total	total act.
1	0	29437	.8929	29437	26284
2	0	32380	.7972	32380	25813
3	0	35618	.7118	35618	25353
4	0	39180	.6355	39180	24899
5	0	43098	.5674	43098	24454
6	0	47408	.5066	47408	24017
7	0	52149	.4523	52149	23587
8	0	57364	.4039	57364	23169
9	0	63100	.3606	63100	22754
10	0	69410	.3220	69410	22350
11	0	76351	.2875	76351	21951
12	0	83987	.2567	83987	21559
13	0	92385	.2292	92385	21174
14	0	101624	.2046	101624	20792
15	0	111786	.1827	111786	20423
16	0	122965	.1631	122965	20055
17	0	135262	.1456	135262	19694
18	0	148788	.1300	148788	19342
19	0	163667	.1161	163667	19001
20	0	180034	.1037	180034	18669

total es: 1686004

total actual. es: 443342

Factor de actualización al año 1990:
.3270

Total actualizado al año 1990:

$.3270 * 27465348 =$ 8981168

(Son ocho millones novecientos ochenta y un mil ciento sesenta y ocho dolares).

ALTERNATIVA 2D

Años: 2005-2010

	R. Gallegos	R. Turbio
Energía GWH	470.66	285.9
Potencia: MW	82.11	57.4

No se prevee incorporar otro equipo para este período.

Tampoco se alterará la dotación de la central.

Funcionarán dos generadores de 125 MW de la Central "La Leona.

El factor de actualización al año 1990 es .1827

Valoración a lo largo de 20 años.

Repuestos y Mantenimiento. La energía del ciclo estudiado es: $285.9 + 470.66 - 238 - 263.55 = 255.01$ GWH.

$RM = 2.6 \times 10^{-4} \text{ U\$S/KWH} \times 255.01 \times 10^6 \text{ KWH} =$ U\$S 66302 -
(Se le agrega 10%/ anual)

Cuota de amortización anual de la central:

$i = 12\%$, 10 cuotas iguales anuales

$Cu = \text{Monto} \times [(i \times (i+1)^n) / ((i+1)^n - 1)]$

No hay inversión en este ciclo luego $Cu = 0.0$ U\$S

Ver Cuadro 2.21

Resumen costo alternativa 2D

Costo operación en 20 años

	1003074
total	1003074

Factor de actualización al año 1990:
.1827

Total actualizado al año 1990:

CUADRO 2.21 COSTO-TIEMPO

Alternativa 2D LA LEONA

Ano	MO	RM	f.a	total	total act.
1	0	66302	.8929	66302	59201
2	0	72932	.7972	72932	58141
3	0	80225	.7118	80225	57104
4	0	88247	.6355	88247	56081
5	0	97072	.5674	97072	55079
6	0	106780	.5066	106780	54094
7	0	117458	.4523	117458	53126
8	0	129203	.4039	129203	52185
9	0	142124	.3606	142124	51249
10	0	156336	.3220	156336	50340
11	0	171970	.2875	171970	49441
12	0	189167	.2567	189167	48559
13	0	208084	.2292	208084	47692
14	0	228892	.2046	228892	46831
15	0	251781	.1827	251781	46000
16	0	276959	.1631	276959	45172
17	0	304655	.1456	304655	44357
18	0	335121	.1300	335121	43565
19	0	368633	.1161	368633	42798
20	0	405497	.1037	405497	42050

total es: 3797447

total actual. es: 1003074

.1827*10033074 =

183267

(Son ciento chenta y tres mil docientos sesenta y siete dolares)

ALTERNATIVA 2E

Años: 2010 en adelante

	La Leona	R. Gallegos	R. Turbio
Energía GWH		855.5	405.6
Potencia: MW		129.2	68.2
Pot Inst.: MW	500	30	20

Funcionará cuatro generadores de 125 MW de la Central La Leona. O sea se incorporaron dos equipos para este período. El costo de las unidades será: 25520000 U\$S cada uno. La dotación para atender las nuevas unidades se aumenta en 15 personas.

Líneas:

Se instalará otra línea en 330 KV paralela a la anterior hasta Empalme. Los ramales hacia los consumidores no se modifican. Subestaciones.

Se ampliarán todas las subestaciones empezando por La Leona a la que se le agregarán tres campos nuevos en 330 KV para recibir la mayor generación y tener una reserva adecuada. La inversión estimada es de 1500000 U\$S cada campo adicional en 330 KV.

3*1500000 = U\$S 4500000

Las subestaciones terminales se ampliarán cada una en un campo adicional. El transformador de R. Gallegos será de 150/100/70 MVA 330/132/33 KV, mientras que el de R. Turbio será 100/50/50 MVA 330/132/33 KV.

El factor de actualización al año 1990 es .1037

Valoración a lo largo de 20 años.

Mano de obra operativa:

MO = 15H * 8h * 365 días * 2.30 U\$S / Hh = U\$S 100740

Repuestos y Mantenimiento. Para ello la energía tomar en cuenta del ciclo estudiado es: 405.6 + 855.5 - 285.9 - 470.66 = 504.54 GWH.

RM=2.6*10⁻⁴U\$S/KWH*504.54*10⁶KWh= U\$S 131180
(Se le agrega 10%/ anual)

Cuota de amortización anual de la central:
i=12%, 10 cuotas iguales anuales
Cu= Monto~[(i*(i+1)ⁿ)/((1+i)ⁿ-1)]
Cu= 1257119 U\$S

Ver Cuadro 2.22

Resúmen costo alternativa 2E

Central dos grupos adicionales de 125 MVA	
2*25520000 U\$S=	U\$S 51040000
Costo operación en 20 años	2737072
Subestaciones	
Subestación La Leona:	
3 campos adicionales:	
3*1500000 U\$S =	4500000
Un transformador adicional 150/100/50 MVA:	
1*800.000 U\$S =	800000
Subestación R.Gallegos:	
2 campos adicionales:	
2*1500000 U\$S =	3000000
Un Transformador adicional 150/100/50 MVA:	
1*800.000 U\$S =	800000
Subestación R.Turbio:	
2 campos adicionales:	
2*1500000 U\$S =	3000000
Un transformador adicional 100/70/50 MVA:	
1*600.000 U\$S =	600000
Subestación Empalme:	
3 campos adicionales:	
3*1500000 U\$S =	4500000
Línea 330KV:	
90 Km*95000 U\$S /Km=	8550000
total	79527072

Factor de actualización al año 1990:
.1037

Total actualizado al año 1990:

.1037*72846957 = 8246957

(Son ocho millones doscientos cuarenta y seis mil novecientos cincuenta y siete dolares)

CUADRO 2.22 COSTO-TIEMPO

Alternativa 2E LA LEONA

Ano	MD	RM	f.a	total	total act.
1	100740	131180	.8929	231920	207081
2	100740	144298	.7972	245038	195344
3	100740	153727	.7118	259467	184689
4	100740	174600	.6355	275340	174978
5	100740	192060	.5674	292800	166135
6	100740	211266	.5066	312006	158062
7	100740	232393	.4523	333133	150676
8	100740	255632	.4039	356372	143938
9	100740	281195	.3606	381935	137726
10	100740	309315	.3220	410055	132037
11	100740	340247	.2875	440987	126783
12	100740	374571	.2567	475011	121935
13	100740	411699	.2292	512439	117451
14	100740	452868	.2046	553608	113268
15	100740	498155	.1827	598895	109418
16	100740	547971	.1631	648711	105804
17	100740	602768	.1456	703508	102430
18	100740	663045	.1300	763785	99292
19	100740	729349	.1161	830089	96373
20	100740	802284	.1037	903024	93643

total es: 9528134

total actual. es: 2737072

Resumen global de las alternativas 2A, 2B, 2C, 2D y 2E
Actualizadas al año 1990

Costo de 2A:	U\$S	65935281
Costo de 2B:	'	76502559
Costo de 2C:	'	8981168
Costo de 2D:	'	183267
Costo de 2E:	'	8246957

Total alternativa 2:	'	159849232

(Son ciento cincuenta y nueve millones ochocientos cuarenta y nueve mil doscientos treinta y dos dolares).

ALTERNATIVA 3A

Para el período hasta 1995 tenemos 115.4WH y 18.6 MW en R.Turbio 87.73 GWH, 21.5 MW en Gallegos por lo tanto se instalarán 30MW en R. Gallegos en grupo de turbogas

En R.Turbio se instalará una central de turbovapor de 20 MW alimentada a carbón. Como las potencias instaladas son superiores a las demandas no se montará ninguna línea de alta tensión en este período.

Los valores para las centrales indicads son U\$S/KW 500 y 1470 para el turbogas y turbogruppo de vapor. La dotación tendrá 12 y 12 personas. El rendimiento 25 y 42 %. El combustible gas y carbón. Los gastos de mantenimiento: 4.1×10^{-4} U\$S/KWH y 1.9×10^{-4} U\$S/KWH.

Consideramos para este período que está automáticamente actualizado para el año 1990.

Valoración R.Gallegos

Central

30000 KW*500 U\$S/KW=	U\$S	15000000
-----------------------	------	----------

Combustible, anual, gas		
87.73×10^6 KWH/.25*860KCal/KWH*0.067 U\$S/M3*.5*1/9000KCal/M3=	U\$S	1123333

Mano de obra operativa:

MO=12H*8h*365dias*2.3U\$S/Hh=	U\$S	80592
-------------------------------	------	-------

Repuestos y mantenimiento:

RM= 1.9×10^{-4} U\$S/KWH* 87.73×10^6 KWh=	U\$S\$	16668
(Se le agrega 10%/ anual)		

Cuota de amortización anual:

i=12%, 10 cuotas iguales anuales
 $Cu = \text{Monto} \cdot [i \cdot (i+1)^n / ((i+1)^n - 1)]$
 Cu= U\$S 2654762

Ver Cuadro 2.23

Resúmen costo en R.Gallegos

CUADRO 2.23 COSTO-TIEMPO

Alternativa 3A R.GALLEGOS

Año	Combust	MO	RM	f.a	total	total act.
1	1123333	80592	16668	.8929	1220593	1089867
2	1123333	80592	18334	.7972	1222259	974385
3	1123333	80592	20168	.7118	1224093	871309
4	1123333	80592	22185	.6355	1226110	779192
5	1123333	80592	24403	.5674	1228328	696953
6	1123333	80592	26843	.5066	1230768	623507
7	1123333	80592	29528	.4523	1233453	557890
8	1123333	80592	32481	.4039	1236406	499384
9	1123333	80592	35729	.3606	1239654	447018
10	1123333	80592	39302	.3220	1243227	400319
11	1123333	80592	43232	.2875	1247157	358557
12	1123333	80592	47555	.2567	1251480	321255
13	1123333	80592	52311	.2292	1256236	287929
14	1123333	80592	57542	.2046	1261467	258096
15	1123333	80592	63296	.1827	1267221	231521
16	1123333	80592	69626	.1631	1273551	207716
17	1123333	80592	76589	.1456	1280514	186442
18	1123333	80592	84247	.1300	1288172	167462
19	1123333	80592	92672	.1161	1296597	150534
20	1123333	80592	101939	.1037	1305864	135418

total est: 25033159

total actual est: 9244765

Central: 500 U\$S/KW *30000 KW= U\$S 15000000

Costo operación en 20 años

	'	9244765

total	'	24244765

Valoración R.Turbio

Central

20000 KW*1470 U\$S/KW= U\$S 29400000

Combustible, anual, carbón

47.96 *10⁶ KWH/.42*860KCal/KWH*27.025U\$S/1000Kg/4200KCal/Kg=
= U\$S 1520447

Mano de obra operativa:

MO=12H*8h*365días*2.3U\$S/Hh= U\$S 80592

Repuestos y mantenimiento:

RM=1.9*10⁶U\$S/KWH*115.4*10⁶KWh= U\$S 21926

(Se le agrega 10%/ anual)

Cuota de amortización anual:

i=12%, 10 cuotas iguales anuales

$Cu = \text{Monto} \cdot [i \cdot (i+1)^n / ((i+1)^n - 1)]$

Cu= U\$S 5203334

Ver Cuadro 2.24

Resumen costo en R.Turbio

Central: 1470 U\$S/KW *20000 KW= U\$S 29400000

Costo operación en 20 años

	'	12244795

Total	'	41644795

Total alternativa 3A:

Central R.Gallegos: U\$S 15000000

Operación en 20 años:

' 9244765

Central R.Turbio:

' 29400000

Operación en 20 años:

CUADRO 2.24 COSTO-TIEMPO

Alternativa 3A R.TURBIO

Ano	Combust	MO	RM	f.a	total	total act..
1	1520447	80592	21726	.8929	1622965	1449145
2	1520447	80592	24118	.7972	1625157	1295575
3	1520447	80592	26530	.7118	1627569	1158503
4	1520447	80592	29183	.6355	1630222	1036006
5	1520447	80592	32101	.5674	1633140	926644
6	1520447	80592	35312	.5066	1636351	828975
7	1520447	80592	38843	.4523	1639882	741718
8	1520447	80592	42727	.4039	1643766	663917
9	1520447	80592	47000	.3606	1648039	594282
10	1520447	80592	51700	.3220	1652739	532182
11	1520447	80592	56870	.2875	1657909	476648
12	1520447	80592	62557	.2567	1663598	427045
13	1520447	80592	68813	.2292	1669852	382730
14	1520447	80592	75694	.2046	1676733	343059
15	1520447	80592	83263	.1827	1684302	307722
16	1520447	80592	91590	.1631	1692629	276067
17	1520447	80592	100749	.1456	1701788	247780
18	1520447	80592	110824	.1300	1711863	222542
19	1520447	80592	121906	.1161	1722945	200034
20	1520447	80592	134097	.1037	1735136	179933

total es: 33276591

total actual. es: 12290516

Total alternativa 3A:

12290516

65935281

(sesenta y cinco millones novecientos treinta y cinco mil doscientos ochenta y un dolares)

ALTERNATIVA 3B

Años: 1995-2000

	R. Gallegos	R. Turbio
Energía GWH	150.33	238
Potencia: MW	33.1	44.9

Funcionará un generador de 125 MW de la Central 'Condor Cliff'. Se propone Una Central trabajando en cota 205 Mts. con cuatro grupos de 125 MW y dos grupos de 250 MW. En esta hipótesis con un nivel medio generando en semibase de 18 horas la potencia máxima a erogar será 607 MW y la energía anual 3787 GWH. El costo de instalación $(361534000 + 6 * 24970000)$ U\$S. Y para el montaje de solamente un grupo de 125 MW el costo será $(361534000 + 24970000)$ U\$S = 386504000 U\$S. Este monto incluye transformador elevador. La dotación: 10 hombres. Repuestos y mantenimiento: $2.6 * 10^{-4}$ U\$S/KWH.

Se debe montar una línea de 330 KV entre Condor Cliff y R. Turbio y otra entre C. Cliff y R. Gallegos, 212 y 200 Km, sumando 412 Km. Sección 250 MM2 dos conductores por fase. El precio es 95000 U\$S /KM.
Costo: 95000 U\$S/Km * 412 Km = U\$S 39140000

Se Instalarán tres subestaciones: Una en C. Cliff, una en Río Gallegos y otra en Río Turbio.

Subestación C. Cliff.

Se instalará una subestación elevadora con conexión a la línea de 330 KV. Se hará una subestación para alojar el transformador y las protecciones de línea y de central y dos campos distribuidores con acceso a las terminales de las líneas de 330 KV.

Costo: U\$S 8000000

Subestación R. Turbio.

Será una estación de rebaje a 33 y 13.2 KV de 100 MVA con transformador 330/33/13.2 KV, 100/50/50, con tres salidas en 33 KV y tres en 13.2 KV.

Costo: U\$S 5500000

Subestación R. Gallegos.

Tendrá la misma configuración de R. Turbio.

Costo: U\$S 5500000

Líneas

Resultó un total de 412 KM de línea de 330 KV. Su costo es:
 412 KM * 95000 U\$S= U\$S 39140000

El factor de actualización al año 1990 es .5674.

Valoración a lo largo de 20 años.

Mano de obra operativa:

MO=10H*8h*365días*2.3U\$S/Hh= U\$S 67160

Repuestos y mantenimiento:

RM=2.6*10⁻⁴U\$S/KWH*185.2*10⁶KWh= U\$S 48152
 (Se le agrega 10%/ anual)

Cuota de amortización anual:

i=12%, 10 cuotas iguales anuales

Cu= Monto*[i*(i+1)ⁿ]/[(i+1)ⁿ-1]

Cu= U\$S 16059543

Ver Cuadro 2.25

Resúmen costo alternativa 3B

Central: C.Cliff (un grupo 125 MW) U\$S 386504000

Costo operación en 20 años

Subestaciones: 1230030

Líneas: 19000000

39140000

total 445874030

Factor de actualización al año 1990:
 .5674

Total actualizado al año 1990:

.5674*445874030= 252988924

(Son docientos cincuenta y dos millones novecientos ochenta y ocho mil novecientos veinticuatro dolares).

CUADRO 2.25 COSTO-TIEMPO

Alternativa 3B CONDOR CLIFF

Ano	MO	RM	f.a	total	total act.
1	67160	48152	.8929	115312	102962
2	67160	52967	.7972	120127	95785
3	67160	58263	.7118	125423	89276
4	67160	64090	.6355	131250	83409
5	67160	70499	.5674	137659	78107
6	67160	77549	.5066	144709	73309
7	67160	85304	.4523	152464	68959
8	67160	93834	.4039	160994	65025
9	67160	103218	.3606	170378	61438
10	67160	113539	.3220	180699	58185
11	67160	124893	.2875	192053	55215
12	67160	137380	.2567	204540	52508
13	67160	151121	.2292	218281	50030
14	67160	166233	.2040	233393	47752
15	67160	182857	.1827	250017	45678
16	67160	201142	.1631	268302	43760
17	67160	221257	.1456	288417	41993
18	67160	243382	.1300	310542	40370
19	67160	267721	.1161	334881	38879
20	67160	294493	.1037	361653	37503

total es: 4101105

total actual. es: 1230130

ALTERNATIVA 3C

Años:2000-2005

	R.Gallegos	R.Turbio
Energía GWH	263.55	238
Potencia: MW	52.1	50.8

Funcionará dos generadores de 125 MW de la Central "C. Cliff.

El costo adicional por la incorporación de la segunda unidad es de: U\$S 24970000

La unidad que se incorpora deberá tener su correlato en el crecimiento de las subestaciones. No obstante, para este período sólo se supondrá una inversión de U\$S 1500000 en la SE C.Cliff. Las restantes no se alteran.

Tampoco se alterará la dotación de la central.

El factor de actualización al año 1990 es .3270

Valoración a lo largo de 20 años.

Repuestos y Mantenimiento. La energía de este período es: 238+263.55-238-150.33=113.22 GWH.

RM=2.6*10⁻⁴U\$S/KWH*113.22*10⁶KWh= U\$S 29437
(Se le agrega 10%/ anual)

Cuota de amortización anual de la central:

i=12%, 10 cuotas iguales anuales
Cu= Monto*[i*(i+1)ⁿ/((i+1)ⁿ-1)]
Cu= U\$S 4419560

Ver Cuadro 2.26

Resúmen costo alternativa 3C

Central: C. Cliff (2°grupo 125 MW) U\$S 24970000

Costo operación en 20 años

	"	445348
Subestaciones:	"	1500000

total	"	25565348

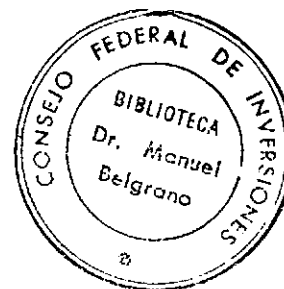
CUADRO 2.26 COSTO-TIEMPO

Alternativa 3C CONDOR CLIFF

Año	MO	RM	f.a	total	total act.
1	0	29437	.8929	29437	26284
2	0	32380	.7972	32380	25813
3	0	35618	.7118	35618	25353
4	0	39180	.6355	39180	24899
5	0	43098	.5674	43098	24454
6	0	47408	.5066	47408	24017
7	0	52149	.4523	52149	23587
8	0	57364	.4039	57364	23169
9	0	63100	.3606	63100	22754
10	0	69410	.3220	69410	22350
11	0	76351	.2873	76351	21951
12	0	83987	.2567	83987	21559
13	0	92385	.2292	92385	21174
14	0	101624	.2046	101624	20792
15	0	111786	.1827	111786	20423
16	0	122965	.1631	122965	20055
17	0	135262	.1456	135262	19694
18	0	148788	.1300	148788	19342
19	0	163667	.1161	163667	19001
20	0	180034	.1037	180034	18669

total es: 1686004

total actual. es: 445348



Factor de actualización al año 1990:
.3270

Total actualizado al año 1990:

.3270*25565348 =

8359868

(Son ocho millones trescientos cincuenta y nueve mil ochocientos
sesenta y ocho dolares)

Alternativa 3D

Años: 2005-2010

	R. Gallegos	R. Turbio
Energía GWH	470.66	285.9
Potencia: MW	82.11	57.4

No se prevee incorporar otro equipo para este período.

Tampoco se alterará la dotación de la central.

Funcionará dos generadores de 125 MW de la Central "C. Cliff.

El factor de actualización al año 1990 es .1827

Valoración a lo largo de 20 años.

Repuestos y Mantenimiento. La energía del ciclo estudiado es:
 $285.9 + 470.66 - 238 - 263.55 = 255.01$ GWH.

Repuestos y mantenimiento:

$RM = 2.6 \times 10^{-4} \text{ U\$S/KWH} \times 255.01 \times 10^6 \text{ KWh} =$ U\$S 66302
(Se le agrega 10%/ anual)

Cuota de amortización anual de la central:

$i = 12\%$, 10 cuotas iguales anuales

$Cu = \text{Monto} \times [i \times (1+i)^n / ((1+i)^n - 1)]$

No hay inversión en este ciclo luego $Cu = 0.0$ U\$S

Ver Cuadro 2.27

Resúmen costo alternativa 3D

Costo operación en 20 años

	1003074
total	1003074

Factor de actualización al año 1990:

CUADRO 2.27 COSTO-TIEMPO

Alternativa 3D CONDOR CLIFF

Año	MO	RM	f.a.	total	total act.
1	0	63302	.8929	63302	56522
2	0	69632	.7972	69632	55510
3	0	76595	.7118	76595	54520
4	0	84254	.6355	84254	53544
5	0	92680	.5674	92680	52586
6	0	101948	.5066	101948	51647
7	0	112143	.4523	112143	50722
8	0	123357	.4039	123357	49824
9	0	135693	.3606	135693	48931
10	0	149262	.3220	149262	48062
11	0	164189	.2875	164189	47204
12	0	180607	.2567	180607	46362
13	0	198668	.2292	198668	45534
14	0	218535	.2046	218535	44712
15	0	240389	.1827	240389	43919
16	0	264428	.1631	264428	43128
17	0	290870	.1456	290870	42350
18	0	319958	.1300	319958	41594
19	0	351953	.1161	351953	40861
20	0	387149	.1037	387149	40147

total es: 3625622

total actual. es: 957687

.1827

Total actualizado al año 1990:

.1827*1003074 = 183261

(Son ciento ochenta y tres mil doscientos sesenta y un dolares)

ALTERNATIVA 3E

Años: 2010 en adelante

	R. Gallegos	R. Turbio
Energía: GWH	855.5	405.6
Potencia: MW	129.2	68.2

Se incorporaron dos equipos para este período. Por lo tanto funcionarán cuatro generadores de 125 MW de la Central "C. Cliff". El costo de las unidades será : 24970000 U\$S cada uno. La dotación para atender las nuevas unidades se aumenta en 15 personas

Subestaciones.

Se ampliarán todas las subestaciones empezando por C. Cliff a la se le agregarán tres campos nuevos en 330 KV para recibir la mayor generación y tener una reserva adecuada. La inversión estimada es de 1500000 U\$S cada campo adicional en 330 KV.

No hay modificación en las líneas de 330 KV.

Las subestaciones terminales se ampliarán cada una en dos campos adicionales. El transformador de R. Gallegos será de 150/100/70 MVA 330/132/33 KV, mientras que el de R. Turbio será 100/50/50 MVA, 330/132/33 KV. Sus costos: 800000 y 600000 U\$S. El campo adicional: 1500000 U\$S

El factor de actualización al año 1990 es .1037

Valoración a lo largo de 20 años.

Mano de obra operativa:

$MO = 15H * 8h * 365 \text{ días} * 2.3 \text{ U\$S/Hh} =$ U\$S 100740

Repuestos y Mantenimiento. La energía del ciclo estudiado es: $405.6 + 855.5 - 285.9 - 470.66 = 504.54 \text{ GWH.}$

$RM = 2.6 * 10^{-4} \text{ U\$S/KWH} * 504.54 * 10^6 \text{ KWH} =$ U\$S 131180
(Se le agrega 10% anual)

Cuota de amortización anual de la central:

$i = 12\%$, 10 cuotas iguales anuales

$Cu = \text{Monto} * [(i * (i + 1)^n) / ((i + 1)^n - 1)]$

$Cu = 9781963 \text{ U\$S}$

Ver Cuadro 2.28

CUADRO 2.28 COSTO-TIEMPO

Alternativa 3E CONDOR CLIFF

Ano	MO	RM	f.a	total	total act.
1	100740	131180	.8929	231920	207081
2	100740	144298	.7972	245038	195344
3	100740	158727	.7118	259467	184689
4	100740	174600	.6355	275340	174978
5	100740	192060	.5674	292800	166135
6	100740	211266	.5066	312006	158062
7	100740	232393	.4523	333133	150676
8	100740	255632	.4039	356372	143938
9	100740	281195	.3606	381935	137726
10	100740	309315	.3220	410055	132037
11	100740	340247	.2875	440987	126783
12	100740	374871	.2567	475011	121535
13	100740	411699	.2292	512439	117451
14	100740	452868	.2046	553608	113268
15	100740	498155	.1827	598895	109418
16	100740	547971	.1631	648711	105804
17	100740	602768	.1456	703508	102430
18	100740	663045	.1300	763785	99292
19	100740	729349	.1161	830089	96373
20	100740	802284	.1037	903024	93643

total es: 9528134

total actual. es: 2737072

Resúmen costo alternativa 2E

Central dos grupos adicionales de 125 MVA	
2*24970000 U\$S=	U\$S 49940000
Subestaciones	
Subestación C. Cliff:	
3 campos adicionales:	
3*1500000 U\$S =	" 4500000
Un transformador adicional 150/100/50 MVA:	
1*800.000 U\$S =	" 800000
Subestación R. Gallegos:	
2 campos adicionales:	
2*1500000 U\$S =	" 3000000
Un Transformador adicional 150/100/50 MVA:	
1*800.000 U\$S =	" 800000
Subestación R. Turbio:	
2 campos adicionales:	
2*1500000 U\$S =	" 3000000
Un transformador adicional 100/70/50 MVA:	
1*600.000 U\$S =	" 600000
Costo operación en 20 años	
	" 2737072

total	" 65377072 -

Factor de actualización al año 1990:
.1037

Total actualizado al año 1990:

.1037*65377072 = " 6779602

(Son seis millones setecientos setenta y siete mil seicientos dos dolares)

Resumen global de las alternativas 3A, 3B, 3C, 3D y 3E
Actualizadas al año 1990

Costo de 3A:	U\$S 65935281
Costo de 3B:	" 252988924
Costo de 3C:	" 8359868
Costo de 3D:	" 183261
Costo de 3E:	" 6779602

Total alternativa 3:	" 334246936

(Son trecientos treinta y cuatro millones docientos cuarenta y seis mil novecientos treinta y seis dolares).

ALTERNATIVA 4A

Para el período hasta 1995 tenemos 115.4WH y 18.6 MW en R.Turbio 87.73 GWH, 21.5 MW en Gallegos por lo tanto se instalarán 30MW en R. Gallegos en grupo de turbogas

En R.Turbio se instalará una central de turbovapor de 20 MW alimentada a carbón. Como las potencias instaladas son superiores a las demandas no se montará ninguna línea de alta tensión en este período.

Los valores para las centrales indicadas son U\$/KW 500 y 1470 para el turbogas y turbogrupos de vapor. La dotación tendrá 12 y 12 personas. El rendimiento 25 y 42 %. El combustible gas y carbón. Los gastos de mantenimiento: 4.1×10^{-4} U\$/KWH y 1.9×10^{-4} U\$/KWH.

Consideramos para este período que está automáticamente actualizado para el año 1990.

Valoración R.Gallegos

Central

30000 KW*500 U\$/KW= U\$ 15000000

Combustible, anual, gas

87.73×10^6 KWH/.25*860KCal/KWH*0.067 U\$/M3*.5*1/9000KCal/M3=
U\$ 1123333

Mano de obra operativa:

MO=12H*8h*365dias*2.3U\$/Hh= U\$ 80592

Repuestos y mantenimiento:

RM= 1.9×10^{-4} U\$/KWH*87.73*10⁶KWh=
(Se le agrega 10%/ anual) U\$ 16668

Cuota de amortización anual:

i=12%, 10 cuotas iguales anuales

$Cu = \text{Monto} \cdot [(i \cdot (1+i)^n) / ((1+i)^n - 1)]$

Cu= U\$ 2654762

Ver Cuadro 2.29

Resumen costo en R.Gallegos

CUADRO 2.29 COSTO-TIEMPO

Alternativa 4A R.GALLEGOS

Ano	Combust	MO	RH	f.a	total	total act.
1	1123333	80592	16668	.8929	1220593	1089867
2	1123333	80592	18334	.7972	1222259	974385
3	1123333	80592	20168	.7118	1224093	871309
4	1123333	80592	22185	.6355	1226110	779192
5	1123333	80592	24403	.5674	1228328	696953
6	1123333	80592	26843	.5066	1230768	623507
7	1123333	80592	29528	.4523	1233453	557890
8	1123333	80592	32451	.4079	1236406	497384
9	1123333	80592	35729	.3600	1239654	447019
10	1123333	80592	39302	.3220	1243227	400319
11	1123333	80592	43232	.2875	1247157	358557
12	1123333	80592	47555	.2567	1251480	321255
13	1123333	80592	52311	.2292	1256236	287929
14	1123333	80592	57542	.2046	1261467	258096
15	1123333	80592	63296	.1827	1267221	231321
16	1123333	80592	69626	.1631	1273551	207716
17	1123333	80592	76589	.1456	1280514	186442
18	1123333	80592	84247	.1300	1288172	167462
19	1123333	80592	92672	.1161	1296597	150534
20	1123333	80592	101939	.1037	1305864	135418

total es: 25033159

total actual. es: 9244765

Central: 500 U\$S/KW *30000 KW= U\$S 15000000

Costo operación en 20 años

	9195735
total	24244765

Valoración R.Turbio

Central

20000 KW*1470 U\$S/KW= U\$S 29400000

Combustible, anual, carbón

47.96 *10⁶ KWH/.42*860KCal/KWH*27.025U\$S/1000Kg/4200KCal/Kg=
U\$S 1520447

Mano de obra operativa:

MO=12H*8h*365dias*2.3U\$S/Hh= U\$S 80592

Repuestos y mantenimiento:

RM=1.9*10⁻⁴U\$S/KWH*115.4*10⁶KWh=
(Se le agrega 10%/ anual) U\$S 21926

Cuota de amortización anual:

i=12%, 10 cuotas iguales anuales

$Cu = \text{Monto} \cdot [(i * (i+1)^n) / ((i+1)^n - 1)]$

Cu= U\$S 5203334

Ver Cuadro 2.30

Resumen costo en R.Turbio

Central: 1470 U\$S/KW *20000 KW= U\$S 29400000

Costo operación en 20 años

	12290516
Total:	41690516

Total alternativa 4A:

CUADRO 2.30 COSTO-TIEMPO

Alternativa 4A R. TURBIO

Ano	Combust	MO	RM	f.a	total	total act.
1	1520447	80592	21926	.8929	1622965	1449145
2	1520447	80592	24118	.7972	1625157	1295575
3	1520447	80592	26530	.7118	1627569	1158503
4	1520447	80592	29183	.6355	1630222	1036006
5	1520447	80592	32101	.5674	1633140	926644
6	1520447	80592	35312	.5066	1636351	828975
7	1520447	80592	38843	.4523	1639882	741718
8	1520447	80592	42727	.4039	1643766	663917
9	1520447	80592	47000	.3606	1648039	594282
10	1520447	80592	51700	.3220	1652739	532182
11	1520447	80592	56870	.2875	1657909	476648
12	1520447	80592	62557	.2567	1663596	427045
13	1520447	80592	68813	.2292	1669852	382730
14	1520447	80592	75694	.2046	1676733	343059
15	1520447	80592	83263	.1827	1684302	307722
16	1520447	80592	91590	.1631	1692629	276067
17	1520447	80592	100749	.1456	1701788	247780
18	1520447	80592	110824	.1300	1711863	222542
19	1520447	80592	121906	.1161	1722945	200034
20	1520447	80592	134097	.1037	1735136	179933
total es:					33276591	
total actual. es:						12290516

Central R. Gallegos:	U\$S	15000000
Operación en 20 años:		
		9244765
Central R. Turbio:	U\$S	29400000
Operación en 20 años:		
		12290516

Total alternativa 4A:		65935281

(sesenta y cinco millones novecientos treinta y cinco mil doscientos ochenta y un dolares)

ALTERNATIVA 4B

Años 1995-2000

	R.Gallegos	R.Turbio
Energía GWH	150.33	238
Potencia: MW	33.1	44.9

Funcionará un generador de 125 MW de la Central La Barrancosa. Se propone Una Central trabajando en cota 127 Mts. con ocho grupos de 125 MW. En esta hipótesis con un nivel medio generando en semibase de 18 horas la potencia máxima será 412 MW y la energía anual 1919 GWH. (Datos preliminares). El costo de instalación $(103.7705+8 \cdot 26.5253) \cdot 10^6$ U\$S. Y para el montaje de solamente un grupo de 125 MW el costo será $(103.7705+1 \cdot 26.5253) \cdot 10^6$ U\$S= U\$S 130295800. Este monto incluye transformador elevador. La dotación: 10 hombres. Repuestos y mantenimiento: $2.6 \cdot 10^{-4}$ U\$S/KWH.

Se debe montar una línea de 330 KV entre La Barrancosa Empalme y otra entre Empalme y R.Gallegos, y otra entre Empalme y R.Turbio. Dos conductores por fase de 250 MM2 Al.Ac.

Se Instalarán cuatro subestaciones: Una en La Barrancosa, otra - Gallegos, otra en Río Turbio, y un centro distribuidor en Empalme.

Subestación La Barrancosa

Se instalará una subestación elevadora con conexión a la línea de 330 KV. Se hará una subestación para alojar el transformador y las protecciones de línea y de central y un campo distribuidor con acceso a la terminal de la línea de 330 KV.

Costo: U\$S 4000000

Subestación R.Turbio.

Será una estación de rebaje a 33 y 13.2 KV de 100 MVA con transformador 330/33/13.2 KV, 100/50/50, con tres salidas en 33 KV y y tres en 13.2 KV.

Costo: U\$S 5500000

Subestación R.Gallegos.

Tendrá la misma configuración de R.Turbio.

Costo: U\$S 5500000

Subestación Empalme

Se instalará una subestación distribuidora a las líneas de 330 KV. Tndrá tres campos, uno de entrada y dos salidas para alojar las protecciones de línea.

Costo: U\$S 4500000

Líneas

Resultó un total de 401 KM de línea de 330 KV. Su costo es:
 401 KM * 95000 U\$S= U\$S 38095000

El factor de actualización al año 1990 es .5674.
 Valoración a lo largo de 20 años.

Mano de obra operativa:

MO=10H*8h*365días*2.3U\$S/Hh= U\$S 67160

Repuestos y mantenimiento:

RM=2.6*10⁻⁴U\$S/KWH*185.2*10⁶KWh= U\$S 48152
 (Se le agrega 10%/ anual)

Cuota de amortización anual:

i=12%, 10 cuotas iguales anuales
 $Cu = \text{Monto} \cdot \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$
 Cu= U\$S 23060293

Ver Cuadro 2.31

Resúmen costo alternativa 4B

Central: La Barrancosa(1 grupo 125 MW)	U\$S 130295800
Costo operación en 20 años	" 1234474
Subestación La Barrancosa	" 4000000
Subestación Empalme	" 4500000
Subestación R.Turbio	" 5500000
Transformador R.Turbio	" 600000
Subestación R.Gallegos	" 5500000
Transformador R.Gallegos	" 800000
Líneas:	" 38095000

total	" 190520930

Factor de actualización al añ 1990:
 .5674

Total actualizado al año 1990:

CUADRO 2.31 COSTO-TIEMPO

Alternativa 4B LA BARRANCOSA

Ano	MO	RM	f.a	total	total act.
1	67160	48152	.8929	115312	102962
2	67160	32967	.7972	120127	95765
3	67160	58263	.7118	125423	89276
4	67160	64090	.6355	131250	83409
5	67160	70499	.5674	137659	78107
6	67160	77549	.5066	144709	73309
7	67160	85304	.4523	152464	68959
8	67160	93834	.4039	160944	65025
9	67160	103218	.3606	170378	61438
10	67160	113539	.3220	180699	58185
11	67160	124893	.2875	192053	55215
12	67160	137383	.2567	204543	52506
13	67160	151121	.2292	218281	50030
14	67160	166233	.2046	233393	47752
15	67160	182857	.1827	250017	45678
16	67160	201142	.1631	268302	43760
17	67160	221257	.1456	288417	41993
18	67160	243382	.1300	310542	40370
19	67160	267721	.1161	334881	38879
20	67160	294493	.1037	361653	37503

total es: 4101105

total actual es: 1230130

.5674*190525274=

108101575

(Son ciento ocho millones ciento un mil quinientos setenta y cinco dolares).

ALTERNATIVA 4C

Años: 2000-2005

	R. Gallegos	R. Turbio
Energía GWH	263.55	238
Potencia: MW	52.1	50.8

Funcionarán dos generadores de 125 MW de la Central La Barrancosa. El costo adicional por la incorporación de la segunda unidad es de U\$S 26525300.

La unidad que se incorpora deberá tener su correlato en el crecimiento de las subestaciones. No obstante, para este período sólo se supondrá una inversión de U\$S 1500000 en la SE La Barrancosa. Las restantes no se alteran.

Tampoco se alterará la dotación de la central.

El factor de actualización al año 1990 es .3270

Valoración a lo largo de 20 años.

Repuestos y Mantenimiento. La energía a considerar es
 $238 + 263.55 - 238 - 150.33 = 113.22$ GWH.
 $RM = 2.6 * 10^{-4} \text{ U\$S/KWH} * 113.22 * 10^6 \text{ KWh} =$ U\$S 29437
(Se le agrega 10% anual)

Cuota de amortización anual de la central:
 $i = 12\%$, 10 cuotas iguales anuales
 $Cu = \text{Monto} * [(i * (i + 1)^n) / ((i + 1)^n - 1)]$
Cu = U\$S 4694556

Ver Cuadro 2.32

Resumen costo alternativa 4C

Central: La Barrancosa (2º grupo 125 MW)

	U\$S	26525300
Costo operación en 20 años		445348
Subestaciones:		1500000
total		28470648

Factor de actualización al año 1990:
.3270

CUADRO 2.32 COSTO-TIEMPO

Alternativa 4C LA BARRANCOSA

Ano	MO	RM	fva	total	total act.
1	0	29437	.8929	29437	26284
2	0	32380	.7972	32380	25813
3	0	35618	.7118	35618	25353
4	0	39180	.6355	39180	24899
5	0	43098	.5674	43098	24454
6	0	47408	.5066	47408	24017
7	0	52149	.4523	52149	23587
8	0	57364	.4039	57364	23169
9	0	63100	.3606	63100	22754
10	0	69410	.3220	69410	22350
11	0	76351	.2875	76351	21951
12	0	83987	.2567	83987	21559
13	0	92385	.2292	92385	21174
14	0	101624	.2046	101624	20792
15	0	111786	.1827	111786	20423
16	0	122965	.1631	122965	20055
17	0	135262	.1456	135262	19694
18	0	148788	.1300	148788	19342
19	0	163667	.1161	163667	19001
20	0	180034	.1037	180034	18669

total es: 1686004

total actual. es: 445348

Total actualizado al año 1990:

.3270*28470648 = 9309901

(Son nueve millones trecientos nueve mil novecientos un dolares

Alternativa 4D

Años: 2005-2010

	R. Gallegos	R. Turbio
Energía GWH	470.66	285.9
Potencia: MW	82.11	57.4

No se prevee incorporar otro equipo para este período.
Tampoco se alterará la dotación de la central.
Funcionarán dos generadores de 125 MW de la Central "La Barrancosa.

El factor de actualización al año 1990 es .1827

Valoración a lo largo de 20 años.

Repuestos y Mantenimiento. La energía del ciclo estudiado es:
285.9+470.66-238-263.55=.255.01 GWH.

RM=2.6*10⁻⁴U\$S/KWH*255.01*10⁶KWh= U\$S 66302
(Se le agrega 10%/ anual)

Cuota de amortización anual de la central:

i=12%, 10 cuotas iguales anuales

Cu= Monto*[(i*(i+1)ⁿ)/((i+1)ⁿ-1)]

No hay inversión en este ciclo luego Cu=0.0 U\$S

Ver Cuadro 2.33

Resumen costo alternativa 4D

Costo operación en 20 años

	U\$S	1003074

total		1003074

Factor de actualización al año 1990:
.1827

Total actualizado al año 1990:

.1827*1003074 = 183261

(Son ciento ochenta y tres mil doscientos sesenta y un dolares)

CUADRO 2.33 COSTO-TIEMPO

Alternativa 4D LA BARRANCOSA

Ano	MO	RM	f.a	total	total act.
1	0	66302	.8929	66302	59201
2	0	72932	.7972	72932	58141
3	0	80225	.7118	80225	57104
4	0	88247	.6355	88247	56081
5	0	97072	.5674	97072	55079
6	0	106780	.5066	106780	54094
7	0	117458	.4523	117458	53126
8	0	129203	.4039	129203	52165
9	0	142124	.3606	142124	51249
10	0	156336	.3220	156336	50340
11	0	171070	.2875	171070	49441
12	0	189167	.2567	189167	48559
13	0	208084	.2292	208084	47692
14	0	228892	.2046	228892	46831
15	0	251781	.1827	251781	46000
16	0	276959	.1631	276959	45172
17	0	304655	.1456	304655	44357
18	0	335121	.1300	335121	43565
19	0	368633	.1161	368633	42798
20	0	405497	.1037	405497	42050

total es: 3797447

total actual. es: 1003074

ALTERNATIVA 4E

Años: 2010 en adelante.

	R. Gallegos	R. Turbio
Energía GWH	855.5	405.6
Potencia: MW	129.2	68.2

Se incorporan dos equipos para este período. Por lo tanto funcionarán cuatro generadores de 125 MW de la Central La Barrancosa. El costo de las unidades será: 26525300 U\$S cada uno. La dotación para atender las nuevas unidades se aumenta en 15 personas.

Subestaciones.

Se ampliarán todas las subestaciones empezando por La Barrancosa, a la que se le agregarán tres campos nuevos en 330 KV para recibir la mayor generación y tener una reserva adecuada. La inversión estimada es de 1500000 U\$S por cada campo adicional en 330 KV.

Líneas

No hay modificación en las líneas de 330 KV.

Subestaciones

Las subestaciones terminales se ampliarán cada una en dos campos adicionales. El transformador de R. Gallegos será de 150/100/70 MVA, 330/132/33 KV mientras que el de R. Turbio será de 100/50/50 MVA 330/132/33KV. Sus costos: 800000 y 600000 U\$S. El campo adicional: 1500000 U\$S

El factor de actualización al año 1990 es .1037

Valoración a lo largo de 20 años.

Mano de obra operativa:

$MO = 15H \times 8h \times 365 \text{ días} \times 2.3 \text{ U\$S/Hh} =$ U\$S 100740

Repuestos y Mantenimiento. La energía del ciclo estudiado es: del ciclo estudiado es: $405.6 + 855.5 - 285.9 - 470.66 = 504.54 \text{ GWH}$. $405.6 + 855.5 - 285.9 - 470.66 = 504.54 \text{ GWH}$.

$RM = 2.6 \times 10^{-4} \text{ U\$S/KWH} \times 504.54 \times 10^6 \text{ KWh} =$ U\$S 131180
(Se le agrega 10% anual)

Cuota de amortización anual de la central:

$i = 12\%$, 10 cuotas iguales anuales

$Cu = \text{Monto} \times [(i \times (1+i)^n) / ((1+i)^n - 1)]$

$Cu = 9389116 \text{ U\$S}$

Ver Cuadro 2.34

Resumen costo alternativa 4E

Central dos grupos adicionales de 125 MVA	
2*26525300 U\$S=	U\$S 53050600
Costo operación en 20 años	" 2737072
Subestaciones:	
SE La Barrancosa	
3 campos adicionales:	
3*1500000 U\$S =	" 4500000
Un transformador adicional 150/100/50 MVA:	
1*800.000 U\$S =	" 800000
SE R.Gallegos:	
2 campos adicionales:	
2*1500000 U\$S =	" 3000000
Un transformador adicional 150/100/50 MVA:	
1*800.000 U\$S =	" 800000
SE R.Turbio:	
2 campos adicionales:	
2*1500000 U\$S =	" 3000000
Un transformador adicional 100/70/50 MVA:	
1*600.000 U\$S =	" 600000

total	" 68487672

Factor de actualización al año 1990:
.1037

Total actualizado al año 1990:

.1037*68487672 = " 7102171

(Son siete millones veintiun mil ciento setenta y un dolares)

Resumen global de las alternativas 4A,4B,4C,4D y 4E
Actualizadas al año 1990

Costo de 4A:	U\$S 65935281
Costo de 4B:	" 108101041
Costo de 4C:	" 9309901
Costo de 4D:	" 183261
Costo de 4E:	" 7102171

Total alternativa 4:	" 190632189

(Son ciento noventa millones seicientos treinta y dos mil
ciento ochenta y nueve dolares).

CUADRO 2.34 COSTO-TIEMPO

Alternativa 4E LA BARRANCOSA

Año	MD	RM	f.a	total	total act..
1	100740	131180	.8929	231920	207081
2	100740	144298	.7972	245038	195344
3	100740	158727	.7118	259467	184689
4	100740	174600	.6355	275340	174978
5	100740	192060	.5674	292800	166135
6	100740	211266	.5066	312006	158062
7	100740	232393	.4523	333133	150676
8	100740	255632	.4039	356372	143938
9	100740	281195	.3606	381935	137726
10	100740	309315	.3220	410055	132037
11	100740	340247	.2875	440987	126783
12	100740	374271	.2567	475011	121935
13	100740	411699	.2292	512439	117451
14	100740	452868	.2046	553608	113268
15	100740	498155	.1827	598895	109418
16	100740	547971	.1631	648711	105804
17	100740	602768	.1456	703508	102430
18	100740	663045	.1300	763785	99292
19	100740	729349	.1161	830089	96373
20	100740	802284	.1037	903024	93643

total es: 9528134

total actual. es: 2737072

BIBLIOGRAFIA

=====

- 1.-Elements of Power System Analysis-William Stevenson.
- 2.-Estudio del Río Santa Cruz en relación con su aprovechamiento hidroeléctrico integral.-Prefactibilidad. Ago 1978. A y EE. -IESI(Inconas-Esin-Iatasa)
- 3.-Economía del Proyecto en Ingeniería.-H.G.Thuesen, W.J.Fabrycky, C.J.Thuesen
- 4.-Líneas de transporte de energía-Luis María Checa.
- 5.-Estudio de las alternativas de abastecimiento eléctrico a la Ciudad de Río Gallegos.-C.F.I.(Kennedy & Donkin) 1971.
- 6.-Estudio de Abastecimiento Eléctrico de la Prov. de Salta C.F.I.(Electrosistemas Esin).1982.
- 7.-Le Renouveau du Charbon-Roger Dumon. 1981
- 8.-Water Demand for Steam Electric Generation. Paul H.Gootner George Lof.
- 9.-Informe Técnico económico Yacimientos Carboníferos Fiscales.Junio 1984.
- 10.-Abastecimiento Eléctico a Río Turbio y Río Gallegos.Prov. de Santa Cruz. A y E E -Dto.de Desarrollo 1979.

INDICE

=====

PAG.

CONTENIDO

1	Introducción
2	Conclusiones
11	Centrales Eléctricas
	Tipos diversos
17	Aspectos Económicos de la cadena de energía
31	Descripción de Alternativas Eléctricas
33	Alternativa 1 (Desc.)
36	Alternativa 2 (Desc.)
39	Alternativa 3 (Desc.)
42	Alternativa 4 (Desc.)
45	Valoración de alternativas
	Procedimientos y metodologías
46	Alternativa 1A
52	Alternativa 1B
57	Alternativa 1C
60	Alternativa 1D
65	Alternativa 1E
70	Resumen 1A-1E
71	Alternativa 2A
76	Alternativa 2B
80	Alternativa 2C
83	Alternativa 2D
86	Alternativa 2E
89	Resumen 2A-2E
90	Alternativa 3A
95	Alternativa 3B
98	Alternativa 3C
101	Alternativa 3D
104	Alternativa 3E
106	Resumen 3A-3E
107	Alternativa 4A
112	Alternativa 4B
116	Alternativa 4C
119	Alternativa 4D
121	Alternativa 4E
122	Resumen 4A-4E
124	Bibliografía
125	Indice