



CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

1296
I.

30056

ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO

DE LA LOCALIDAD DE PUERTO DESEADO.

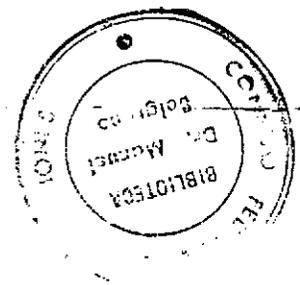
PROVINCIA DE SANTA CRUZ.

H. 22213

H. 41121

SANTA CRUZ

Gerencia de Estudios y Proyectos.
Area de Abastecimiento y Desarrollo de la Energía.
Sub-Area de Fuentes Convencionales.



Jefe de Sub-Area: Ing. Juan Gaidimauskas.

Equipo de Trabajo: Ing. Moisés Mandler.
Lic. Ricardo Rey.
Ing. Clemente H. Bianchi.

Diciembre de 1983.

I N D I C E

Página

- Introducción

- Capítulo I: Análisis del mercado y pronóstico de demanda

- Capítulo II: Presupuestos de costos e inversiones y selección de alternativas de abastecimiento

- Capítulo III: Cálculo preliminar de la ingeniería del proyecto

- Capítulo IV: Normas y especificaciones técnicas de aplicación

INTRODUCCION

Introducción

El presente estudio responde a la solicitud de cooperación técnica provincial, tendiente a renovar el sistema de generación de la ciudad de Puerto Deseado, actualmente constituido por una central basada en seis grupos alimentados a diesel oil, que no responden a las necesidades del servicio, resultando asimismo imposible, desde el punto de vista físico, su expansión.

El alcance que se ha dado al estudio es el de estudio de factibilidad, que incluye los cálculos preliminares de la ingeniería del proyecto.

Se parte de un expeditivo estudio del mercado, que incluye un estado de situación de algunas variables del mercado y la proyección y pronóstico de la demanda.

A posteriori se describen las alternativas de abastecimiento consideradas como posibles, efectuándose un presupuesto de las inversiones, costos de operación y mantenimiento. Con tales datos se seleccionan luego la alternativa más conveniente, con el método de comparación de costos actualizados. Debe aclararse que cualquiera que sea la alternativa seleccionada se ha supuesto que la actual central funcionará como reserva fría del sistema, incidiendo en los costos del mismo independientemente de la alternativa elegida.

Se presentan luego los cálculos preliminares de la ingeniería del proyecto correspondientes a la alternativa elegida (línea de 132 KV entre Pico Truncado y Puerto Deseado) y una reseña de las normas y especificaciones técnicas de aplicación.

//..

Los organismos que han prestado su colaboración facilitando información son los siguientes:

- Empresa Provincial de Energía de la Provincia de Santa Cruz (Datos de consumo de energía eléctrica, equipamiento actual de generación y listado de radicaciones industriales y planes de vivienda).
- Ferrocarril Roca: Planos de ferrocarril Puerto Deseado-Pico Truncado.
- Instituto Geográfico Militar: Fotogramas de la zona.
- Vialidad Nacional: Planos de caminos.
- Gas del Estado: Costos de suministro de gas y gasoducto.
- Agua y Energía Eléctrica: Condiciones de cálculo y normas técnicas.

CAPITULO I

ANALISIS DEL MERCADO Y PRONOSTICO DE DEMANDA

Mercado de energía eléctrica en Puerto Deseado

De acuerdo a la información estadística disponible (período 1972-80), el consumo eléctrico en esta localidad registra un crecimiento importante en los 3 primeros años de la serie, luego un relativo estancamiento hasta 1978 y posteriormente, en 1979 y 1980 un crecimiento brusco (un 55% de crecimiento entre 1978 y 1980). Este último se encuentra asociado al incremento producido en el consumo del sector industrial (Ver cuadro N°1).

La tasa de crecimiento anual acumulativo resultante entre los años extremos alcanza al 12,6%.

La estructura del consumo de esta localidad se ha caracterizado por un fuerte peso del sector residencial, especialmente hasta 1978. A partir de 1979 ha adquirido mayor importancia relativa el sector industrial, hecho que se sigue manteniendo y que seguramente se prolongará en el futuro de concretarse las radicaciones industriales previstas.

Los valores de consumo por usuario (3.381 KWh, en 1980) y la relación entre habitantes y cantidad de usuarios (3,6 habitantes por usuario, en el mismo año) denotan un desarrollo importante del mercado (*).

Aunque esto es relativo dado que por razones climáticas y de ubicación geográfica el consumo por usuario en la región Patagónica debe necesariamente superar al de otras regiones del país.

A través de la lectura del cuadro N°2 (Evolución de la cantidad de usuarios entre 1978 y 1982), se aprecia la notable incorporación de usuarios industriales al consumo eléctrico durante 1981 y 1982.

Tal incorporación, unida a consumos por usuario mayores han producido serios

(*) En 1980, el consumo por usuario del país alcanzaba a 3.970 KWh por usuario, siendo de 3,8 la relación habitante-usuario. Debe aclararse sin embargo que los indicadores para una localidad no son estrictamente comparables con los de regiones o los correspondientes al promedio del país.

inconvenientes en el suministro eléctrico a los usuarios. El cuadro N°3 también ilustra acerca del incremento producido en los últimos años en las cargas máximas mensuales.

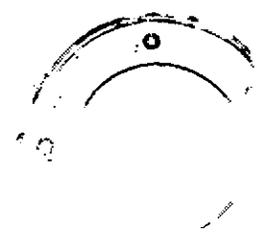
A ese panorama de la demanda se agregan los problemas, las deficiencias en la oferta, motivados por un parque de generación semiobsoleto y en condiciones no óptimas.

Cuadro N°1

Puerto Deseado: Estructura del consumo de energía eléctrica por sectores (miles de KWh).

	Residenc.	Comercial	Industrial	Oficial	Otros	Total
1972	437	168	137	269	446	1457
1973	492	195	252	318	459	1716
1974	418	250	353	349	758	2128
1975	753	262	370	366	481	2232
1976	837	405	254	509	473	2478
1977	910	430	263	515	492	2610
1978	979	708	73	461	199	2420
1979	980	492	755	489	338	3054
1980	951	462	1596	450	311	3770

Fuente: Secretaría de Estado de Energía.



CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

Cuadro N° 2

Puerto Desado: Evolución de la cantidad de usuarios (1978-82)

	Residenciales	Comerciales	Industriales	Oficiales	Alumbrado Páb.	Grandes Us.	Total
1978	797	167	19	52	4	2	1041
1979	816	176	22	57	4	2	1077
1980	843	184	25	57	4	2	1115
1981	890	223	47	61	4	2	1227
1982	921	214	46	65	4	2	1252

Fuente: Empresa provincial "Servicios Públicos Sociedad del Estado".

Evolución de cantidad de habitantes de Puerto Desado

1960 : 3.120

1979 : 3.735

1980 : 4.017

Fuente: Censo Nac. de Población y Vivienda de 1980.

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

Cuadro N° 3: Carga máxima mensual por año

Año	Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1978		550	626	626	663	697	749	771	742	679	625	600	750
1979		537	590	720	760	853	900	891	900	890	820	840	850
1980		750	860	1030	1080	1180	1100	1050	980	700	750	600	550
1981		500	600	650	800	900	1000	880	920	860	900	630	720

Fuente: Empresa Provincial "Servicios Públicos Sociedad del Estado".

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

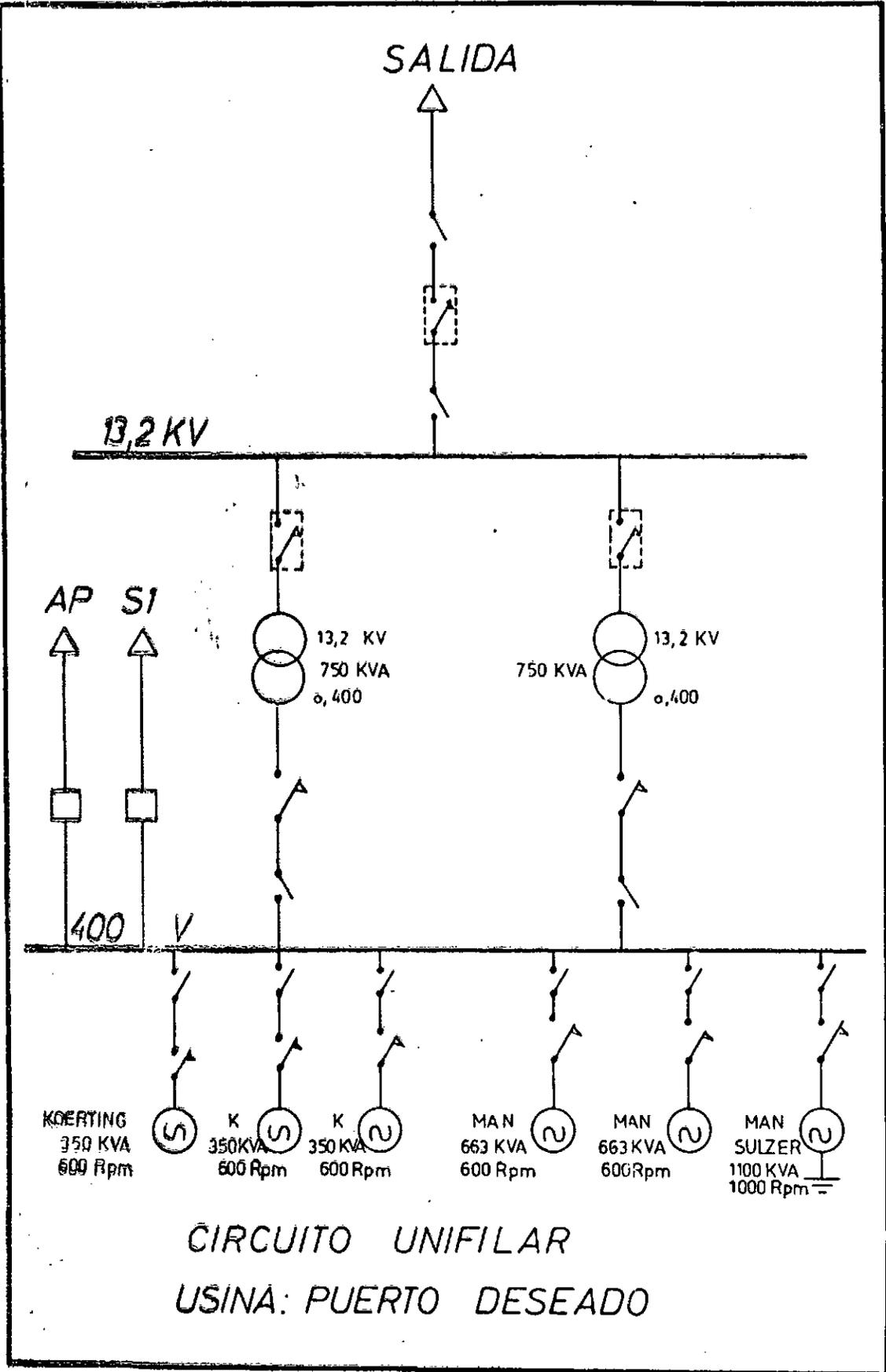
Cuadro N° 4: Equipamiento Central Eléctrico de Puerto Deseado

Grupos Instalados				Generador del Grupo				
Marca	Tipo	Combustible	Est. Gener.	AÑO	Marca	Tens. de Serv.	Potencia	Est. Gener.
Koerting	RHS 435 S	Diesel Oil	Fuer. de Serv.	1965	KSK	231/400 V	350 KVA	Bueno
Koerting	RHS 435 S	Diesel Oil	En reparac.	1965	KSK	231/400 V	350 KVA	Bueno
Koerting	RHS 435 S	Diesel Oil	Bueno	1965	KSK	231/400 V	350 KVA	Bueno
MAN	G6V 23,5 /33 ATL	Diesel Oil	Bueno	1977	TENAS	231/400 V	663 KVA	Bueno
MAN	G6V 23,5 /33 ATL	Diesel Oil	Bueno	1977	TENAS	231/400 V	663 KVA	Bueno
MAN SULZER	ASL 25/30	Diesel Oil	Bueno	1979	TENAS	400 V	1400 KVA	Bueno

Potencia instalada: 3.020 KW

Potencia efectiva: 1.830 KW

Fuente: Empresa "Servicios Públicos Sociedad del Estado".



Pronóstico de la demanda de energía eléctrica de la localidad de Puerto Deseado

El pronóstico de demanda elaborado en base por un lado en la extrapolación de la tendencia histórica (proyecciones) efectuada mediante ajuste de una función, alterándose luego los resultados así obtenidos de acuerdo a las incorporaciones de usuarios importantes ya previstas, del sector industrial y de planes de vivienda previstas.

Proyección de la demanda

La proyección del consumo se calculó a partir de los valores históricos de consumo disponibles, que sólo comprenden el período 1972-1980, no existiendo una serie más prolongada.

Los datos históricos se ajustaron a tres distintas funciones, seleccionándose luego para proyectar la función cuyo ajuste alcance un más alto grado de correlación medido por los coeficientes de determinación.

Dichas funciones son las siguientes:

Lineal: $Y = a + b x$

Exponencial: $Y = a \cdot e^{bx}$

Logarítmica: $Y = a + b \ln x$

Siendo a y b los coeficientes o parámetros de las funciones.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Función Lineal: $Y = 1.243,7 + 237,13 X$
 $R^2 = 0,8863$

Función exponencial: $Y = 1428,43 e^{0,0991 X}$
 $R^2 = 0,9113$

Función logarítmica: $Y = 1216 + 852,46 \ln X$
 $R^2 = 0,79$

En función de los valores obtenidos para los coeficientes de determinación (R^2), se ha adoptado para proyectar la función exponencial, cuyo coeficiente alcanza a 0,91.

En la página siguiente se detallan los valores proyectados del consumo, obtenidos en base a la función $Y = 1428,43 e^{0,0991 X}$

Cuadro N° 5: Proyección del consumo de energía eléctrica.
Localidad de Puerto Deseado

<u>Años</u>	<u>Consumo en MWh</u>
1982	4248,8
1983	4691,4
1984	5180,1
1985	5719,7
1986	6315,6
1987	6973,5
1988	7699,9
1989	8502,1
1990	9387,7
1991	10365,7
1992	11445,5
1993	12637,8
1994	13954,4
1995	15408,0
1996	17013,1
1997	18785,4
1998	20742,3
1999	22903,1
2000	25289,0
2005	41511,7

Demanda proveniente de radicaciones industriales previstas y de planes de vivienda

De acuerdo a información suministrada por la Empresa Provincial de Servicios Públicos se prevén en la ciudad de Puerto Deseado, diversas radicaciones de tipo industrial y otras correspondientes a planes de vivienda.

Se considera que tales programas de inversiones impactarán en la demanda futura significativamente, por lo que se ha resuelto incluirlos en su totalidad como adicionales a los consumos resultantes de la proyección de la tendencia.

Los años de incorporación de tales consumos se han estimado en base a lo previsto por la Empresa Pcial. de Servicios Públicos que ha considerado temporalmente a las distintas inversiones como de corto y mediano plazo.

A efectos de incluirlas en los distintos años se ha considerado lo siguiente:

Inversiones a corto plazo: incorporación a la demanda en 1985.

Inversiones a mediano plazo: incorporación a la demanda en 1988.

A continuación se detallan las radicaciones y planes de vivienda previstos, a efectos de su incorporación a la demanda.

<u>Corto plazo</u>	<u>Potencia Instalada</u> (KW)	<u>Demanda</u> (MWh/año)
Pescasur S.A. (Ind. pesquera)	369	1.000
Pespasa (ind. pesquera)	590	1.600
Empesur S.A. (ind. pesquera)	60	160
Plan de viviendas (IDUV) de 410 viviendas	410	462

<u>Mediano Fisco</u>	<u>Potencia Instalada</u> (KW)	<u>Demanda</u> (MWh/año)
Lavadero y peinaduría de lanas	821	3095,5
Kelp Colloid S.A. (Industrialización de algas)	100	150
Plan de viviendas (IDUV) de 80 viviendas	80	91

En la página siguiente se presenta el cuadro correspondiente al pronóstico de demanda, que adiciona las incorporaciones anteriores a la proyección de la tendencia histórica.

Cuadro N° 6: Pronóstico del consumo Pto. DeseadoEn MWh

Años	Consumo eléctrico (Proyección tend. histórica)	Proyectos Industria	Proyectos en Vivienda	Total (MWh)
1982	4.248,8			4.248,8
1983	4.691,4			4.691,4
1984	5.180,1			5.180,1
1985	5.719,7	2.760	462	8.941,7
1986	6.315,6	2.760	462	9.537,6
1987	6.973,5	2.760	462	10.195,5
1988	7.699,9	6.005,5	553	14.858,4
1989	8.502,1	6.005,5	553	15.060,6
1990	9.387,7	6.005,5	553	15.946,2
1991	10.365,7	6.005,5	553	16.924,2
1992	11.445,5	6.005,5	553	18.004
1993	12.637,8	6.005,5	553	19.196,3
1994	13.954,4	6.005,5	553	20.512,9
1995	15.408,0	6.005,5	553	21.966,5
1996	17.013,1	6.005,5	553	23.571,6
1997	18.785,4	6.005,5	553	25.343,9
1998	20.742,3	6.005,5	553	27.300,8
1999	22.903,1	6.005,5	553	29.461,6
2000	25.289,0	6.005,5	553	31.847,5
2005	41.511,7	6.005,5	553	48.070,1

CEPESRO N° 7 - DEMANDA DE POTENCIA

Calculado suponiendo 3972 horas anuales de utilización:

AÑOS	MW	MVA (*)
1984	1,3	1,5
1986	2,4	2,8
1988	3,7	4,3
1990	4,0	4,7
1992	4,5	5,3
1995	5,5	6,5
2000	8,0	9,4
2005	12,1	14,2

(*) Factor de Potencia = 0,85

CAPITULO II

PRESUPUESTOS DE COSTOS E INVERSIONES Y
SELECCION DE ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO

Alternativa de abastecimiento basada en la instalación de grupos de generación de turbo gas:

Se trata de una alternativa de generación local, en base a la fuente no renovable más conveniente, desde el punto de vista de la disponibilidad de combustible y acorde con las políticas nacionales en materia energética que tienden a la sustitución de combustibles líquidos por gas, relativamente más abundante y barato.

Un condicionante de esta alternativa es que el gasoducto Pico Truncado-Puerto Deseado, cuya construcción se ha iniciado recientemente, ha sido diseñado para abastecer el consumo domiciliario e industrial de esa localidad. Las necesidades de gas requeridas por la eventual instalación de una central turbo gas, exigirían un redimensionamiento del gasoducto o la instalación de un ramal paralelo al que se encuentra en construcción. Si bien durante los primeros años de la puesta en marcha de esa central tal exigencia no se manifestaría, a corto o mediano plazo se constituiría en factor crítico por los incrementos de consumo. Por lo tanto, la alternativa de instalación de grupos de turbo gas, está asociada con la construcción de un ramal paralelo. A los efectos del costo de la inversión en el gasoducto se computará sólo el 50% de su valor ya que se considera que la construcción de un nuevo gasoducto será aprovechada también por otros usuarios.

A continuación se detallan los distintos componentes del costo asociado a la alternativa de generación con turbina de gas.

Tipo de central: Turbo gas (transportable)

Módulo: 5 MW

Costo unitario: \$a 6.247.108,8/MW.

Este costo unitario incluye obras civiles, equipos auxiliares e instalación complementarias de la central. Fue obtenido por actualización a agosto de 1983 de los costos correspondientes al "Estudio integral de abastecimiento eléctrico de la Pcia. de San Juan" realizado para el C.F.I. por el consorcio "EDESA S.A. - SIGLA S.A. - ASINELSA S.A.", en febrero de 1982. Índice de actualización utilizado. Pcias. Mayoristas, nivel general.

Vida útil: 15 años

Necesidades de potencia instalada: Ver cuadro N°7 (demanda de potencia).

Costo de los equipos turbo-gas a instalarse:

La cantidad de equipos sería la siguiente (teniendo en cuenta la demanda de potencia, reserva y reposiciones de equipos, considerando de 15 años la vida útil):

Año 1984 : 2 máquinas de 5 MW c/u = 10 MW
 Año 1995: 1 máquina de 5 MW = 5 MW
 Año 1998: 2 máquinas de 5 MW c/u = 10 MW
 (por reposición de 2 primeras máquinas)
 Año 2005: 4 máquinas de 5 MW c/u = 20 MW

Teniendo en cuenta que el costo unitario de los equipos alcanza a \$a.6.247.108,8 por MW (según se deduce del punto anterior), el costo total es el siguiente para cada año.

Año 1984 : 10 MW x \$ a 6.247.108,8 = \$a.62.471.088
 Año 1995 : 5 MW x \$ a 6.247.108,8 = \$a.31.235.544
 Año 1998 : 10 MW x \$ a 6.247.108,8 = \$a.62.471.086
 Año 2005 : 20 MW x \$ a 6.247.108,8 = \$a.124.942.176

Costo de operación y mantenimiento

- Consumo de gas (costo variable):

Se parte del consumo y rendimiento de diesel-oil:

0,400 Kg diesel--oil, por kW h
 0,400 x 10,2 Kcal/Kg= 4,08 K cal

Teniendo en cuenta al gas como combustible:

9.300 Kg cal de gas 1 m3
 4.080 Kcal x = $\frac{4.080 \text{ Kcal}}{9.300} = 0,438 \text{ m3 gas/KW h}$

O sea que por cada kW h. producido por el generador turbo-gas, consume 0,438 m3 de gas.

La tarifa del gas al 15/8/83 se descomponía en dos partes:

a) Carga fija:

2.0064 \$a hasta 8.000 m3/día de consumo

b) Carga variable:

0,199 \$a por m3 (excedente de 8.000 m3).

Dada la cantidad de energía eléctrica a producirse en 1986, el consumo de gas y el gasto correspondiente son los siguientes: (*)

m3 total a consumidor: 9.537.600 kWh x 0,438 m3 de gas/kWh = 4.177.469 m3

Carga fija: 8.000 x 365 días = 2.920.000 m3 de gas

Carga variable: 4.177.469 m3 (consumo total de gas)

2.920.000 m3 (consumo que paga el cargo fijo)

1.257.469 m3 de gas (pagan el cargo variable).

Gasto por consumo de gas (año 1986):

C. Fijo: 365 días x \$a 2.006,4 = 732.336 \$a

C. Variable: 1.257.469 m3 x 0,199\$a/m3= 250.236 \$a

Gasto total (1986) 982.572 \$a

Para el costo de combustible por kWh se tomará como base el gasto de 1986:

982.572 \$a = \$ a 0,103 por kWh producido

9.537.600 kWh

Costos Fijos:

a) Personal

Se estima que por cada máquina generadora de 5 MW se requieren para su mantenimiento, 4 personas (lo que equivale, en un día entero, a 12 personas considerando 3 turnos de 8 horas).

Sueldo estimado (a agosto de 1983) \$a 5.500; se calcula el pago de 13 sueldos anuales (incluyendo aguinaldo).

(*) A modo de ejemplo, se calcularon todos los items del costo para la generación correspondiente a 1986.

Ejemplo para la generación del año 1986 (ó cualquier año previo a 1984):

24 operarios para 2 máquinas de 5 MW (3 turnos de 8 operarios cada uno por día); gasto anual en sueldos por operario: \$a 71.500.

24 operarios x \$a 71.500 = \$a 1.716.000

Prorratio por kWh (para el volumen de generación de 1986);

$$\frac{\$a 1.716.000}{9.537.600 \text{ kWh}} = \$a 0,179/ \text{ kWh.}$$

b) Materiales de reposición y mantenimiento

Se han estimado en un 15% del costo en personal. Por ejemplo, para 1986 sería:
 15% s/\$a 1.716.000 = \$ 257.400
 (equivale a \$a 0,027/kWh).

Costos de inversión en el gasoducto

Se requiere la instalación de un nuevo gasoducto entre Pico Truncado y Pto. Deseado paralelo al que está en construcción, debido a que la capacidad del actual se vería rebasada a los 5 ó 6 años en caso de tener que abastecer un grupo de generación turbo-gas.

Tal es la conclusión a que se llegó luego de consultas efectuadas ante la Gerencia de Explotación de la empresa Gas del Estado. Por lo tanto a la solución de generación con gas se le ha cargado una parte del costo del gasoducto (un 50% del valor calculado).

A continuación se detallan los rubros que componen dicho costo; corresponden a valores obtenidos en la citada gerencia de Explotación (valuados a marzo de 1983).

- Costo instalación gasoducto \$a 25.360.000
- Costo del caño (\$a 85 el metro) \$a 14.407.500

Caño: Ø 152 mm 6"

espesor 4,78 mm

Norma API SL 6°A

Distancia: 169,5 Km

Total (a marzo '83)

\$a 39.767.500

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

Actualización al 1/8/83 (en base a incremento del índice de Precios Mayoristas Nivel General).

Costo instalación \$a 37.177.760

Costo caño \$a 21.121.395

TOTAL \$a 58.299.155

(Representa un incremento del 46%)

Alternativa de abastecimiento basada en la interconexión de Puerto Deseado con Pico Truncado a través de línea de 132 KV y estación transformadora.

Se trata del tendido de una línea de 132 KV a lo largo de 185 km, entre Pico Truncado y Puerto Deseado.

Esta solución requiere una inversión inicial muy alta y costos de compra de la energía y de operación y mantenimiento relativamente bajos, a lo largo de la vida útil.

Línea de 132 KV-Presupuesto

	Precio Unitario	Cantidad	Total
	\$a		(x Km)
Cable Al/Ac 150/25	34,0	3.100 m.	105.400
Cable de acero 50 mm ² .	7,86	1.030 m.	8.095
Postes simples (con corrección por estructuras especiales)	19.200	4,2	80.640
Hormigón para fundaciones	183,3 m ³	17,5 m ³	2.420
Aisladores de suspensión de porcelana	177,4	113,4	20.117
Grapería, Armor rods, manguitos, unión, tierras eléctricas y varios.			9.998
Total materiales:			<u>226.670.</u>
Montaje			<u>56.667</u>
			283.337

Línea de 132 kV - Presupuesto

	<u>Precio</u> <u>Unitario</u> \$a	<u>Cantidad</u>	<u>Total</u> (x km)
Montaje			283.337
I.V.A. (18%)			51.000
			<hr/> 334.337
Ingeniería 8%)			26.747
Total costo por km. de línea			<hr/> 361.084

Costo total: 185 Km x 361,084 = 66.800,5 (miles de \$a)

Presupuesto al 15/8/83.

Fuente de datos:

- Cable Al/Ac: Pirelli (La Rosa)
- Cable acero: Acindar (P. Colón 357): Capital Federal
- Postes: SCAC (Cerrito 822) Capital Federal
- Aisladores: ANSCU S.A. (Castelli 1035) Capital Federal
- Hormigón p. fundac.: Revista Construcciones
- Grapería; etc.: Estimado - Montaje: estimado

Costo estación transformadora

\$a 19.824.697 (pesos de agosto 83)

Fuente: Agua y Energía Eléctrica, actualizados por Precios Mayoristas Nivel General.

Un detalle de los restantes items de costos considerados se da en las próximas páginas, al hacer referencia al cuadro correspondiente a la alternativa de interconexión mediante línea de 132 kV.

Otras alternativas no consideradas

Dentro de las alternativas de abastecimiento no consideradas deben mencionarse la instalación de grupos generadores alimentados con combustibles líquidos (diesel-oil o fuel-oil); tal alternativa fue desechada teniendo en cuenta uno de los lineamientos de la política energética nacional que tiende a sustituir el uso de combustibles líquidos por gas (relativamente más abundante) o por energía generada a partir de fuentes hidráulicas.

También se desechó la alternativa de instalación de un grupo de "ciclo combinado" ya que el alto costo por kW instalado para necesidades de potencia tan reducidas como las de Puerto Deseado, hacen de antemano inviable tal solución.

Cuadro de Flujo de costos actualizados

Alternativas I: Línea de 132 kV Pico Truncado- Puerto Deseado y estación transformadora

A continuación se definen los distintos items incluidos en el cuadro de páginas siguientes:

Demanda estimada (MWh): se han volcado los valores de demanda obtenidos en el pronóstico realizado.

Inversión Línea 132 kV: Corresponde al valor total de la inversión en la línea, el detalle de cálculo se ha presentado en páginas anteriores. Dado que se ha considerado una vida útil de 45 años y que en el año 2005 todavía restan 22 años de la misma, se ha incluido el correspondiente valor residual de la inversión (restando de los costos).

Inversión subestación Puerto Deseado: corresponde al valor total de la inversión en la subestación; en el año 2005 se ha incluido el valor residual correspondiente.

Costos compra de energía: Alcanzan a la suma de los costos fijos y variables.

Cargo fijo:Corresponde a un costo fijo mensual de \$a 48,65 por kW convenido y por mes (datos obtenidos en Agua y Energía Eléctrica; de agosto de 1983).

Cargo Variable: \$a 0,1208 por kWh demandado (agosto 1983)

Costos de operación y mantenimiento: Se estimaron en un uno por ciento del costo de inversión anual.

Flujo de costos: Suma de los costos anteriormente detallados para cada año.

Flujos de costos actualizados: Cada columna correspondiente a cada uno de los años se ha calculado afectando el costo total ("flujo de costos") por la expresión $\frac{1}{(1+i)^n}$. Siendo $i = 0,08$ e $i = 0,10$

Alternativa II : Instalación de grupos turbo-gas

El cuadro con los flujos de costos correspondientes a esta alternativa se presenta en la página siguientes; incluye distintos items que se detallan a continuación:

Demanda estimada: Corresponde a la calculada en el pronóstico de la demanda.

Inversión en máquinas turbo-gas: Se trata de generadores a gas de 5 MW de potencia cada uno que se incorporan al servicio en distintos años: 2 en el año inicial, uno a los 12 años, otros dos a los quince años (que sustituyen a los iniciales) y cuatro en el año final. Los costos de las inversiones han sido calculados en otro punto anterior; en base a información obtenido del "Estudio integral de abastecimiento eléctrico de la Pcia. de San Juan" y actualizada.

Valor residual de grupos turbo-gas: Corresponde a los grupos que, habiendo cumplido 15 años se retiran del servicio, en el caso de los incorporados en el año 2005 corresponden a los 14 años de vida útil que caen fuera del horizonte económico del proyecto.

Inversión por gasoducto : Se computó el 50% del valor de la inversión en el gasoducto (calculada en otra parte de este estudio). La vida útil se estimó en 50 años por lo que al cabo del año 2005 queda un valor residual.

Costos de operación y mantenimiento: Los componen los costos de consumo de gas, costos de personal y costos en adquisición de materiales. Cada uno de estos items ha sido explicado en otro punto del estudio.

Flujo de costos totales : Corresponde a la suma de todos los costos para cada uno de los años.

Flujo de costos actualizados: Los costos totales fueron afectados por el factor de actualización $\frac{1}{(1+i)^n}$; siendo $i = 0,08$ y $0,10$ en cada caso.

Conclusiones del análisis de comparación de alternativas

Tal como se aprecia en los cuadros respectivos, la suma de los costos actualizados correspondientes a la alternativa N°I (Línea de 132 kV Pico Truncado - Puerto Deseado) es menor que los de la alternativa N°II, cualquiera sea la tasa de descuento utilizada (8 a 10% anual).

ABASTECIMIENTO ELECTRICO A PUERTO DESEADO

ALTERNATIVA II: Instalación de grupos turbo gas

(Valores en miles de pesos argentinos a precios de agosto de 1983)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
- DEMANDA ESTIMADA (MW)	4.691,4	5.180,1	8.941,7	9.537,6	10.195,5	14.858,4	15.060,6	15.946,2	16.924,2	18.004,0	19.196,3	20.512,9	21.966	23.571,6	25.343,9	27.300,8	29.461,6	31.847,5	34.421,9	37.390,2	40.602,6	44.149,1	48.065,1	
- INVERSION EN MAQUINAS TURBOGAS (Módulo: 5MW)	62.471,1												31.235,5			62.471,1								124.942,2
- VALOR RESIDUAL DE GRUPOS TURBOGAS (reemplazos o valor residual de grupos cuya vida útil excede año 2005)																(3.123,5)								(116.612,7)
- INVERSION EN GASODUCTO (Se computó el 50% del costo de inversión) (Se incluye valor residual al 2005)	29.149,6																							(12.995,4)
COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO										1.720,5	1.824,4	1.939,0	2.065,9	2.205,8	2.360,3	2.550,3	2.719,0	2.927,1	3.151,5	3.410,2	3.710,1	4.009,2	4.340,7	
a) COSTO CONSUMO DE GAS	732,5	732,3	930,6	982,5	1.039,9	1.446,2	1.463,9	1.541,1	1.626,4															
- Cargo fijo	732,3	732,3	732,3	732,3	732,3	732,3	732,3	732,3	732,3	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2
- Cargo variable	-	-	198,3	250,2	307,6	713,9	731,6	808,8	894,1	988,2	1.092,1	1.206,8	1.333,6	1.473,5	1.628,0	1.798,5	1.986,8	2.194,8	2.419,2	2.677,9	2.977,8	3.276,9	3.608,4	
b) COSTOS DE PERSONAL (4 operarios por máquina, 3 turnos)	1.716,0	1.716,0	1.716,0	1.716,0	1.716,0	1.716,0	1.716,0	1.716,0	1.716,0	1.716,0	1.716,0	1.716,0	2.574,0	2.574,0	2.574,0	2.574,0	2.574,0	2.574,0	2.574,0	2.574,0	2.574,0	2.574,0	2.574,0	3.432,0
c) MATERIALES DE REPOSICION Y MANTENIMIENTO (15% s/costos de personal)	257,4	257,4	257,4	257,4	257,4	257,4	257,4	257,4	257,4	257,4	257,4	257,4	386,1	386,1	386,1	386,1	386,1	386,1	386,1	386,1	386,1	386,1	386,1	514,8
- FLUJO DE COSTOS TOTALES	94.326,4	2.705,7	2.904,0	2.955,9	3.013,3	3.419,6	3.457,3	3.514,5	3.599,8	3.693	3.797,8	3.912,4	36.261,4	5.165,9	5.329,4	64.838,4	5.679,1	5.817,2	6.111,7	6.370,3	6.670,2	6.969,2	6.969,2	3.621,5
- FLUJO DE COSTOS ACTUALIZADOS (tasa de interés 8% anual)	87.339,1	2.319,7	2.305,3	2.172,7	2.050,8	2.154,9	2.005,6	1.898,7	1.526,6	1.710,6	1.628,8	1.553,6	13.333,2	1.758,8	1.677,2	18.925,7	1.554,3	1.473,3	1.416,1	1.366,7	1.325,1	1.282	1.282	616,7
- FLUJO DE COSTOS ACTUALIZADOS (tasa del 10% anual)	85.751,2	2.236,1	2.181,1	2.018,9	1.871,1	1.930,3	1.763,9	1.639,5	1.800,8	1.423,8	1.531,1	1.246,6	10.502,8	1.360,3	1.273,6	14.110,7	1.125,6	1.058,9	999,3	946,9	901,3	856,1	856,1	404,4

SUMATORIA DE FLUJO DE COSTOS ACTUALIZADOS

- Con tasa del 8% = 153.376 (miles de \$a).

- Con tasa del 10% = 138.733,0 (miles de \$a).

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELCTRICA A PUERTO DESEADO

ALTERNATIVA I: Línea de 132 Kv Pico Truncado - Puerto Deseado y estación transformadora

Valores en miles de pesos argentinos de agosto de 1983

	1985	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
- DEMANDA ESTIMADA (MWH) (pronóstico)	4.691,1	5.180,1	8.941,7	9.537,6	10.195,5	14.858,4	15.060,6	15.946,2	16.924,2	18.004,0	19.196,3	20.512,9	21.996,5	23.571,6	25.343,9	27.300,8	29.461,6	31.847,5	34.481,9	37.390	40.602,6	44.149,1	48.065,1	
- INVERSION LINEA 132 KV (miles \$a)	66.800,5																							(34.141,2)
- INVERSION SUBESTACION PTO. DESEADO	19.824,7																							(9.692,1)
- COSTOS COMPRA ENERGIA	1.734,3	1.795,4	2.247,9	2.319,7	2.399,2	2.962,5	2.986,9	3.015,9	3.212,0	3.342,5	3.486,5	3.645,6	4.988,7	5.182,6	5.596,7	5.653,1	5.894,1	8.517,5	8.835,8	9.187,1	9.575,1	10.003,6	10.476,6	
CARCO FIJO	1.167,6	1.167,6	1.167,6	1.167,6	1.167,6	1.167,6	1.167,6	1.167,6	1.167,6	1.167,6	1.167,6	1.167,6	2.355,2	2.355,2	2.355,2	2.355,2	2.355,2	4.670,4	4.670,4	4.670,4	4.670,4	4.670,4	4.670,4	4.670,4
CARCO VARIABLE	566,7	625,8	1.080,2	1.152,1	1.231,6	1.794,8	1.819,3	1.926,3	2.044,4	2.174,8	2.318,9	2.477,9	2.633,5	2.847,4	3.241,5	3.297,9	3.538,9	3.847,1	4.165,4	4.516,7	4.904,7	5.333,2	5.806,2	
- COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO (1% s/costo de inversión por año)	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6	86,6
- FLUJO DE COSTOS	88.446,1	1.880,0	2.334,4	2.406,3	2.485,8	3.049,1	3.073,5	3.180,5	3.298,6	3.429,1	3.573,1	3.731,6	5.075,3	5.266,2	5.485,3	5.719,7	5.980,7	8.604,1	8.922,4	9.273,7	9.661,7	10.090,2	10.476,6	(33.270,1)
- FLUJO DE COSTOS ACTUALIZADOS (tasa del 8% anual)	81.892,5	1.611,8	1.853,1	1.768,7	1.691,7	1.921,4	1.795,3	1.718,3	1.650,1	1.588,3	1.532,4	1.481,9	1.866,2	1.792,9	1.728,5	1.669,3	1.616,4	2.153,2	2.067,4	1.989,6	1.919,3	1.855,9	1.855,9	(5.666,4)
- FLUJO DE COSTOS ACTUALIZADOS (tasa del 10% anual)	80.405,4	1.553,7	1.753,7	1.643,5	1.950,4	1.084,5	1.577,2	1.483,7	1.398,9	1.322,1	1.252,2	1.189,0	1.470,1	1.386,7	1.312,7	1.244,8	1.183,2	1.547,5	1.458,9	1.378,5	1.305,6	1.239,5	1.239,5	(652,8)

SUMATORIA DE FLUJO DE COSTOS

ACTUALIZADOS:

- Tasa del 8%: \$a 115.498 (miles)

- Tasa del 10%: \$a 108.609,3 (miles)