

**CATALUÑA**

341

**ESTUDIO DE LAS ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO  
ELECTRICO A LA CIUDAD DE RIO GALLEGOS**

El presente estudio fue solicitado por la Provincia de Santa Cruz en 1969 a cuyos efectos el Consejo Federal de Inversiones llamó a Concurso de Firmas Consultoras para su realización.

Adjudicado en diciembre de 1969, fue realizado por la firma Kennedy and Donkin (Argentina), siendo aprobado en octubre de 1970.

Secretario General  
del Consejo Federal de Inversiones

Licenciado SANTIAGO E. J. GILOTAUX

Director de Asistencia Técnica  
Consejo Federal de Inversiones

Ingeniero ALEJANDRO SOLARI

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

70512



**ESTUDIO DE LAS  
ALTERNATIVAS DE  
ABASTECIMIENTO ELECTRICO  
A LA CIUDAD DE  
RIO GALLEGOS**

**KENNEDY & DONKIN, ARG.**

**EDICION DEL CFI**

**BUENOS AIRES**

**1971**

La posición oficial del C. F. I. en las materias de su competencia se expresa a través de resoluciones o declaraciones de sus autoridades. En consecuencia, no debe atribuirse carácter de posición oficial del C. F. I. a opiniones expuestas en trabajos firmados.

Impreso en Argentina - Printed in Argentine

Hecho el depósito que marca la ley 11.723

© CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

Alsina 1401 Buenos Aires República Argentina

Se permite la reproducción parcial o total siempre que se mencione la fuente

## I N D I C E

<b>Capítulo I :</b>	<b>OBJETO Y ALCANCES DEL ESTUDIO</b>	
	1. Objeto del Estudio .....	1
	2. Alcances del Estudio .....	1
<b>Capítulo II :</b>	<b>DESCRIPCION DEL AREA DE ESTUDIO</b>	
	1. Aspectos Generales .....	3
	2. Características Físicas .....	4
	3. Clima .....	9
<b>Capítulo III :</b>	<b>ESTUDIO DE MERCADO</b>	
	1. Diagnóstico .....	13
	2. Estado Actual de los Servicios .....	14
	a) Prestación del Servicio .....	14
	b) Características Generales .....	14
	c) Generación .....	27
	d) Distribución .....	37
	e) Obras o proyectos de Ejecución Decidida .....	38
	3. Proyección de la Demanda .....	40
	a) Consumo de Energía Eléctrica .....	40
	b) Generación de Energía Eléctrica .....	64
	c) Cargas Máximas .....	72
	d) Proyecciones de la Demanda Adoptadas .....	101
<b>Capítulo IV :</b>	<b>ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO</b>	
	1. Introducción .....	107
	2. Descripción de las Alternativas .....	107
<b>Capítulo V :</b>	<b>EVALUACION DE LAS ALTERNATIVAS</b>	
	1. Metodología .....	119
	2. Aspectos Técnicos .....	119

3. Inversiones .....	125
a) Costos Unitarios de Instalación .....	125
b) Cronogramas de Inversiones .....	125
4. Gastos .....	126
a) Personal .....	126
b) Combustibles .....	126
c) Gastos de Mantenimiento .....	132
5. Comparación de Alternativas .....	132

Capítulo VI : FACTIBILIDAD ECONOMICA

1. Introducción.....	153
2. Inversiones .....	153
3. Gastos de Operación y Mantenimiento .....	154
a) Gastos de Personal .....	154
b) Combustibles .....	161
c) Gastos de Mantenimiento .....	161
d) Gastos Generales .....	162
e) Prorrata de Gastos de Administración Central .....	162
f) Gastos Totales .....	162
4. Rentabilidad .....	165
a) Depreciación .....	165
b) Costo de Capital .....	166
c) Resultados de Explotación .....	166

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA TASA EN LA ELECCION DE ALTERNATIVAS

Análisis de Tasa Interna de Retorno de las Alternativas 1 C y 4 G .....	177
---	-----

Capítulo VII : FINANCIAMIENTO

1. Introducción .....	185
2. Alternativa 1 C .....	185
3. Alternativa 4 G .....	189

Capítulo VIII : ASPECTOS INSTITUCIONALES (LEGALES Y ADMINISTRATIVOS)

1. Ambitos .....	195
------------------	-----

	2. Instrumentación Jurídico-Política .....	195
	a) Normas nacionales Complementarias y Normas Provinciales (Legales y Administrativas) .....	195
	b) Normas Nacionales Complementarias de Política Energética .....	196
	3. Normas Provinciales Legales y Administrativas .....	197
	4. Esquema Institucional, Naturaleza Jurídica .....	198
	5. Capacidad Jurídica, Patrimonio y Recursos .....	200
	6. Régimen Tarifario .....	200
	7. Régimen Financiero y Contable, Contrataciones .....	201
	8. Calidad de la Instrumentación Jurídica del "Estatuto Orgánico" .....	201
	9. Consideraciones Finales .....	202
Capítulo IX :	CONCLUSIONES	
	1. Introducción .....	205
	2. Conclusiones de Orden General .....	206
	3. Recomendaciones para el Corto Plazo .....	206
	4. Largo Plazo .....	206
Anexo I :	DETERMINACION DE LAS TASAS DE REGRESION DE LAS SERIES HISTORICAS DEL CONSUMO, GENERACION Y CARGAS MAXIMAS .....	209
Anexo I-1:	CARGAS MAXIMAS .....	211
Anexo I-2:	CONSUMO .....	219
Anexo I-3:	GENERACION .....	227
Anexo II :	DEMOGRAFIA PROYECCION DE POBLACION .....	237
Anexo III:	DETERMINACION DE LA POTENCIA Y GENERACION DE MAQUINAS DIESEL Y VAPOR ; .....	241
Anexo IV:	ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA A RIO GALLEGOS, ADDENDA Nº 1 .....	265
Carta de Y.C.F.	.....	269

Indice de Cuadros ..... 271

Indice de Gráficos ..... 275



## CAPITULO I

### OBJETO Y ALCANCES DEL ESTUDIO

#### 1. OBJETO DEL ESTUDIO.

El objeto del presente trabajo es el Estudio de Provisión de Energía Eléctrica a la Ciudad de Río Gallegos, tanto en lo que se refiere a las soluciones en el corto plazo como a aquellas que requieren plazos más dilatados.

Se trata de comparar las posibles alternativas de equipamiento con que puede ser dotada la central de generación de dicha ciudad así como la realización de los correspondientes análisis de mercado, proyección de la demanda y diagnóstico general de la situación eléctrica del área teniendo en cuenta los servicios de generación y las disponibilidades en distribución existentes.

También se efectúa un juicio de valor de los servicios contemplando las obras en marcha y los proyectos cuya ejecución está decidida.

El estudio comprende la comparación técnico-económica de las diferentes alternativas puestas en juego y el análisis financiero que permita hacer las previsiones necesarias para afrontar la ejecución de las obras.

#### 2. ALCANCES DEL ESTUDIO.

El área de estudio abarca la zona urbana de la Ciudad de Río Gallegos y aquella susceptible de ser servida mediante líneas de 13.200 V desde la central eléctrica, incluyendo a los usuarios del servicio público, ya que la autoproducción es ínfima y se estima que su incorporación a la demanda anterior está comprendida dentro de las tasas normales y será realizada a corto plazo. Tampoco hay un sector rural de tal naturaleza que haga pensar en un desarrollo de su electrificación que de lugar a crecimientos no incluidos dentro de las tasas históricas normales de evolución de la demanda.

El período de estudio se extendió hasta el año 1980 aunque se tuvieron en cuenta los efectos posteriores a dicho año, en particular en el aspecto inversiones a realizar.

Las soluciones alternativas de equipamiento se hicieron al nivel de anteproyectos preliminares de modo que se pudieran elaborar los diferentes programas de inversiones del período en estudio en base a presupuestos unitarios de instalación de los distintos tipos de equipos de generación.

Los gastos fueron calculados de acuerdo a datos obtenidos en la Empresa Provincial de Servicios Públicos y a la experiencia de los Consultores en servicios de la naturaleza del que se trata.

Se compararon las alternativas actualizando inversiones y gastos al 1º de Enero de 1970 con el objeto de homogeneizar las erogaciones realizadas en distintas épocas.

Los resultados de la evaluación se consignan en el capítulo de conclusiones donde se incluyen las recomendaciones pertinentes.

## CAPITULO II

### DESCRIPCION DEL AREA DE ESTUDIO (\*)

#### 1. ASPECTOS GENERALES.

Santa Cruz, que fuera gobernación hasta el año 1955, es la segunda provincia argentina en orden de superficie ya que tiene 243.943 km<sup>2</sup>. (Ver Gráfico N° II-1). Se encuentra ubicada en el extremo sur de la parte continental Sudamericana entre los paralelos 46° y 52° 23' de latitud sur y entre los meridianos 65° 42' y 73° 29' de longitud oeste. Limita al norte con la provincia del Chubut y al este con el Océano Atlántico. Al sur y al oeste lo hace con la República de Chile.

Está dividida en siete departamentos: Deseado, Rfo Chico, Corpen Aike, Lago Argentino, Güer Aike, Magallanes y Lago Buenos Aires.

Hasta el año 1898 la capital de la entonces gobernación era la Ciudad de Santa Cruz; en esa fecha el Gobierno Nacional decretó el traslado de las autoridades de clarando Capital a Rfo Gallegos.

Esta ciudad, se encuentra situada en el departamento de Güer Aike sobre la margen derecha del río Gallegos, a una distancia de siete millas de su desembocadura en el mar. El Cabo Buen Tiempo y los acantilados de punta Loyola son los accidentes geográficos que señalan la entrada del río.

Rfo Gallegos que es la capital de la provincia más austral de la República Argentina, se halla a unos 2.700 Km de la Ciudad de Buenos Aires. A 250 Km al oeste, en el límite con Chile se hallan los yacimientos carboníferos de Rfo Turbio con los que está vinculada por un camino y un ferrocarril con una trocha de 0,75 m. Este ferrocarril es propiedad de YCF y está destinado al transporte de carbón al puerto marítimo.

Al sur y en las inmediaciones del límite con Chile se hallan los yacimientos petrolíferos y gasíferos El Cóndor y Cerro Redondo, cuya explotación está iniciándose, considerándose la posibilidad de construir un gasoducto con el que se abastecería desde la última localidad mencionada a la ciudad Capital.

Un sistema de caminos y puentes hace de Rfo Gallegos un centro regional en un radio de cuatrocientos kilómetros que incluye los centros urbanos santacruceños de San Julián y Santa Cruz, comunicados a través de la Ruta Nacional N° 3, Calafate y Lago Viedma a través de la Ruta N° 40 y a 28 de Noviembre (Rfo Turbio) por medio de la N° 293 y los fueguinos de Rfo Grande y Ushuaia por medio de la Ruta N° 3 a través de territorio chileno cruzándose en balsa el estrecho de Magallanes. Estas localidades, se encuentran además intercomunicadas por vfa aérea, contando para ello Rfo Gallegos con un moderno aeropuerto internacional que es apropiado para el aterrizaje de aviones modernos capaces de cubrir la distancia con Buenos Aires en menos de 4 horas.

Rfo Gallegos ocupa con respecto al mar una posición estratégica para la navegación, por ser el puerto más cercano a la boca oriental del estrecho de Magallanes y en la misma latitud de las Islas Malvinas incidiendo esto mismo en la vida urbana de la ciudad con el mantenimiento de importantes dependencias gubernamentales dedicadas a la administración y a la defensa y seguridad nacional.

## 2. CARACTERISTICAS FISICAS.

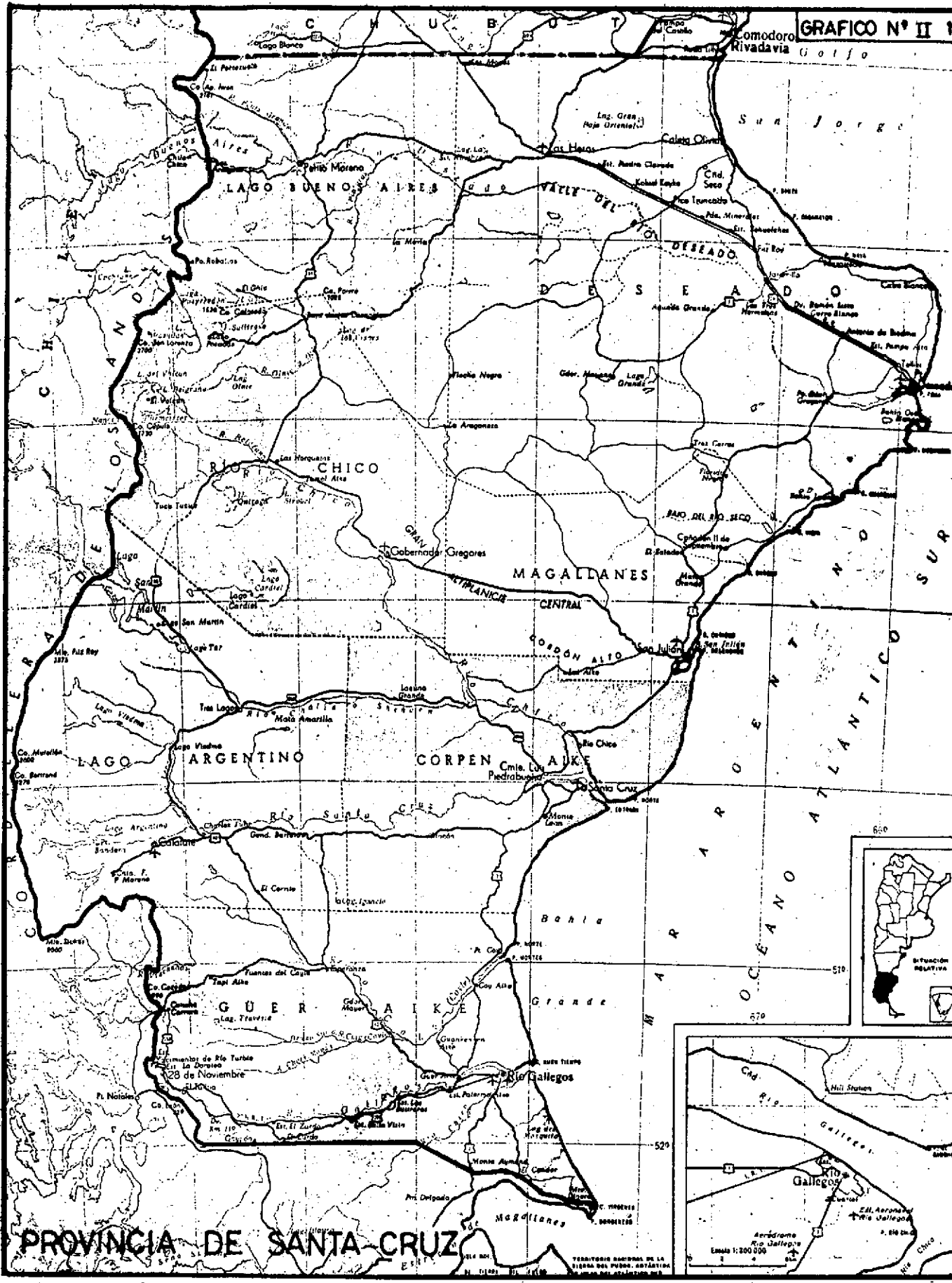
La Provincia de Santa Cruz está dividida en cuatro zonas de características bien definidas: la zona de la costa, la meseta central, la precordillera y la zona sur del Rfo Santa Cruz. La primera que con 1.000 Km de longitud sobre el Océano Atlántico es la más poblada de la provincia, está formada por mesetas bajas que se prolongan en el mar y se caracteriza por accidentes geográficos tales como golfos, bahías, rfos y acantilados.

La Ciudad de Rfo Gallegos que pertenece a esta zona, está a 16 metros sobre el nivel del mar, en el borde de la pampa de Gler Aike y sobre la margen izquierda de la rfa según se indica en el Gráfico N° II-2, asentada en una planicie que constituye la meseta sur, inclinada suavemente hacia la playa en la dirección nordeste.

La meseta norte constituida por altos acantilados al otro lado de la rfa, es erosionada por ésta, siendo arrastrado el material de desgaste hacia la orilla de la meseta sur, más baja que aquella, originando amplias playas de limo y arena mezcladas con cantos rodados.

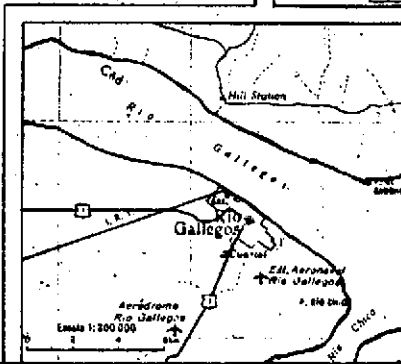
Al sudoeste de la ciudad se levanta el primer escalón de la meseta baja en forma de suave barranca y a lo largo del cual la acumulación de las aguas forman la laguna Ortiz. Sobre este escalón se hallan tres aeródromos donde operan la Marina de Guerra, el Aeroclub Rfo Gallegos, la Aeronáutica Provincial, la Aeronáutica Militar y las empresas de transporte.

El río Chico que desemboca en la rfa al sudeste de la ciudad corre en dirección



PROVINCIA DE SANTA CRUZ

TERRITORIO NACIONAL DE LA TIERRA DEL PURO, ANTÁRTICA



# RIO GALLEGOS

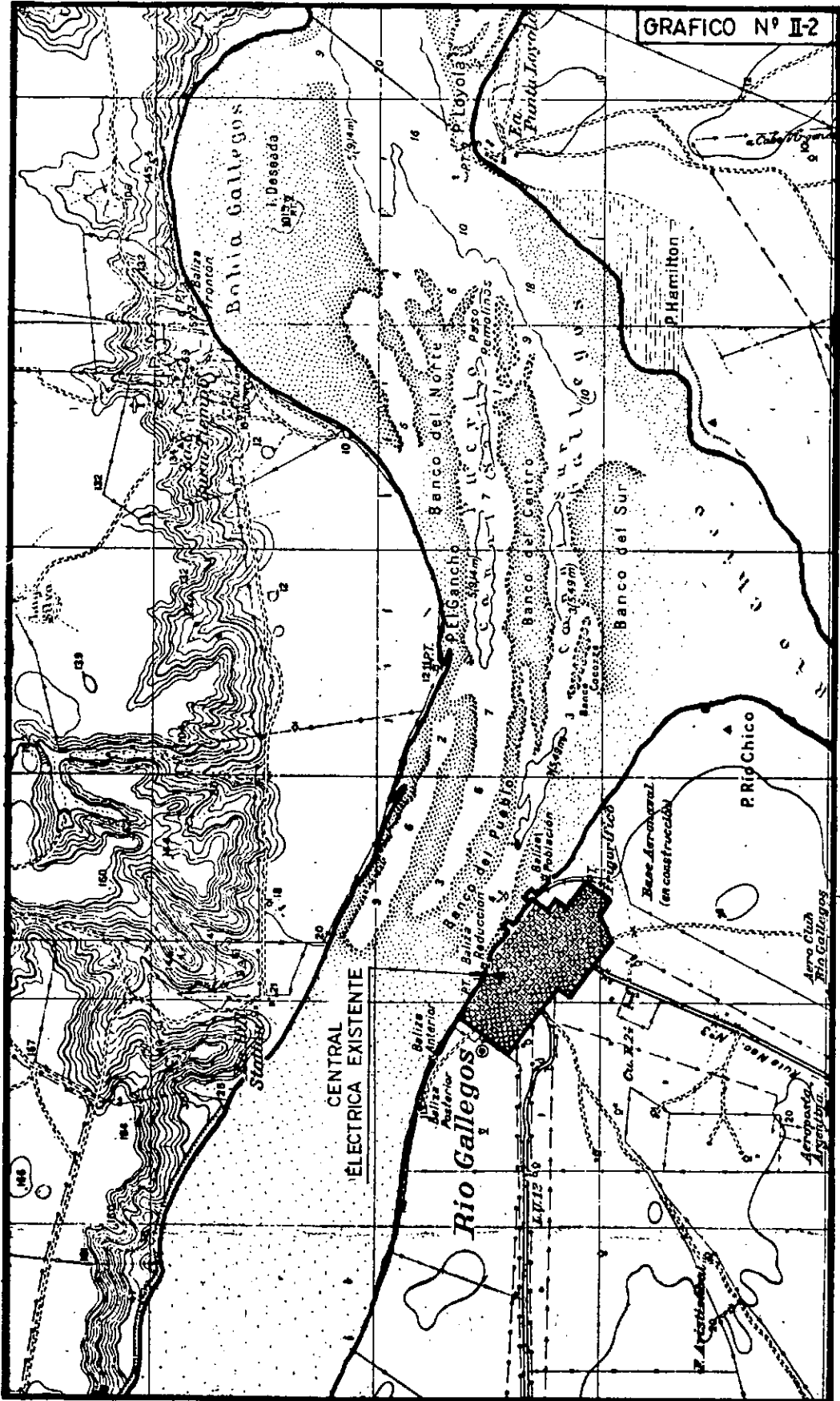


GRAFICO Nº II-2

sud-norte, labrando un profundo valle a través de la meseta.

El paisaje circundante se completa con los cerros volcánicos que se levantan al sur y en un segundo plano los cerros mayores del estrecho de Magallanes.

Toda la comarca como es típico en las zonas áridas de la Patagonia, está recubierta con una tenue capa vegetal de escasos centímetros.

En cuanto a la provisión de agua potable, Río Gallegos contra la característica común a otras regiones de la provincia, no presenta problemas, asegurándose mediante obras de captación en el río Chico.

De todas las rías patagónicas, la de Río Gallegos es la que soporta las mayores diferencias de mareas anotándose marcas que oscilan entre los 32 y 5 pies. Las corrientes provocadas por esta causa dan lugar a bancos en la ría, ya sea por material arrastrado por el río o por erosión de la orilla norte, que delinean dos canales, Norte y Sur, los que dan acceso a la Navegación, utilizándose preferentemente el primero por ser más recto y profundo. No se cuenta con un puerto para naves de gran calado, debiendo éstas realizar tareas de alije en el fondeadero frente a Punta Loyola, transportándose las cargas en embarcaciones menores hasta los muelles portuarios en las horas de marea alta. Existe un proyecto de muelle carbonero a construir frente a la baliza Población que se uniría a tierra firme por un viaducto de 600 metros de longitud.

Los muelles actualmente en función son el de YCF, el de cargas generales, el de la S. A. I. E. P. y el del frigorífico SWIFT (Gráfico N° II-3).

### 3. CLIMA.

Según la clasificación de Dans-García Gache, Río Gallegos cae en el marco de los climas fríos y dentro de este último en la zona del clima sub-húmedo magallánico.

La temperatura media anual, es del orden de los 7° C, siendo la mínima y máxima medias de 2° y 12° respectivamente, mientras que la mínima y máxima absolutas han sido 15° y 28° C.

La humedad relativa ambiente media de invierno es del orden del 80%, mientras en verano la misma es del 56% lo que permite considerar al aire desde el punto de vista fisiológico como medianamente húmedo y medianamente seco en esas estaciones.

En cuanto al régimen de lluvias, Río Gallegos al igual que en otras zonas de la Patagonia, resulta escaso en precipitaciones pluviales, siendo los registros

anuales medios del orden de 253 mm.

Las referencias de los pobladores indican escasas o casi nulas las tormentas eléctricas que se han producido en la zona por lo que no se producen rayos, truenos o relámpagos.

Los vientos dominan a la ciudad desde el sector oeste-sud-oeste con una velocidad media de 10 Km por hora y aunque si bien la posición geográfica de la misma hace que esté protegida por la mayor altura de la pampa de Güer Aike, han llegado a alcanzarse marcas superiores a los 100 Km horarios.

Es de interés desde el punto de vista de la producción y consumo de energía eléctrica, la cantidad de horas que la ciudad depende de iluminación artificial. Dada la posición geográfica de Río Gallegos, la duración de los días con respecto a otras localidades del país, resulta mayor en verano y menor en invierno, pudiendo anotarse 16 hs. 40' en el mes de enero y 6 hs. 41' en el de junio siendo este factor conjuntamente con la utilización de aparatos eléctricos de calefacción el que influye en el registro de las mayores demandas de potencia y energía en la época invernal.

-----  
(\* ) Este capítulo ha sido elaborado en base al trabajo de los Arq. Pastor y Bonilla sobre el plan regulador de la Ciudad de Río Gallegos.





## CAPITULO III

### ESTUDIO DE MERCADO

#### 1. DIAGNOSTICO.

Con el objeto de hacer el análisis del mercado de manera que se pudieran obtener conclusiones que permitieran realizar pronósticos de demanda, se procedió a la recopilación de información de distintas fuentes, la que fue ordenada, procesada y elaborada, obteniéndose así diversas series históricas de los parámetros que se refieren al servicio eléctrico de la Ciudad de Río Gallegos.

En el Cuadro N° III-1 se consignan los datos estadísticos del período comprendido entre los años 1956 y 1969 de la potencia instalada, la generación de energía eléctrica, la evolución de las cargas máximas, el consumo de energía eléctrica, el número de usuarios, el consumo por usuario y la carga máxima por usuario.

En el Gráfico N° III-1 se representó la evolución histórica de las cargas máximas y de la potencia instalada para el mismo período. Del análisis de dicho gráfico es posible concluir que en distintas oportunidades el servicio de abastecimiento de energía eléctrica fue prestado sin llegar a cubrirse la demanda con la reserva necesaria.

Se observa que desde el año 1960, hasta 1967 en que se instalaron dos grupos diesel de 1.680 kW cada uno, la potencia firme resultó menor que la carga máxima. En los años 1964 y 1965 se operó sin ninguna reserva habiéndose superado parcialmente el problema en 1966, con la instalación de una máquina diesel de 1.070 kW.

Otra forma de corroborar este aserto surge de la potencia instalada y demanda por usuario, ver el Gráfico N° III-2. Las curvas prácticamente coinciden en el año 1965 lo que revela un déficit de consideración en la oferta. También la observación de la evolución del factor de carga indica este hecho pues es en los años de restricción que llega al 53% en 1965, habiendo sido el 35% en 1956, para luego descender hasta el 45% en el año 1969, último del que se obtuvieron datos.

En el Gráfico N° III-3 se representaron las series históricas del consumo y gene

ración de energía eléctrica. Consecuentemente con lo referido a los períodos de equipamiento restringido también se observan deterioros en la demanda de energía eléctrica la que cuando se libera la oferta crece rápidamente.

La evolución del número de usuario según se observa en el Gráfico N° III-4 ha sido elevada, pasando de 1.632 usuarios en 1956 a 5.230 usuarios en 1969, consecuentemente con el fenómeno de incremento poblacional que se ha producido con una tasa media del 7,9 % anual, mucho más elevada que la tasa de crecimiento demográfico de todo el país en su conjunto y de la mayoría de las localidades del mismo. Resulta necesario aclarar que este crecimiento poblacional se debe en un 76% al aporte migratorio y solo un 24 % al crecimiento vegetativo. (\*)

## 2. ESTADO ACTUAL DE LOS SERVICIOS.

### a) PRESTACION DEL SERVICIO.

El servicio de provisión de energía eléctrica en la Ciudad de Río Gallegos es prestado por la Empresa Provincial de Servicios Públicos de la Provincia de Santa Cruz que tiene a su cargo la generación y distribución del fluido.

La E.P.S.P. tiene dos direcciones generales, una de Energía Eléctrica y otra del Agua ya que también provee este servicio público.

La Dirección de Energía se ocupa del abastecimiento en todo el ámbito de la Provincia aunque Río Gallegos constituya, aparte de su asiento, la localidad de mayor peso en los servicios que presta.

### b) CARACTERISTICAS GENERALES.

#### Calidad del servicio prestado.

La central eléctrica de la Empresa Provincial de Servicios Públicos de Santa Cruz que funciona en la Ciudad de Río Gallegos atiende actualmente con mediana eficiencia la demanda de energía eléctrica aún cuando el abastecimiento no alcanza a la totalidad de los usuarios.

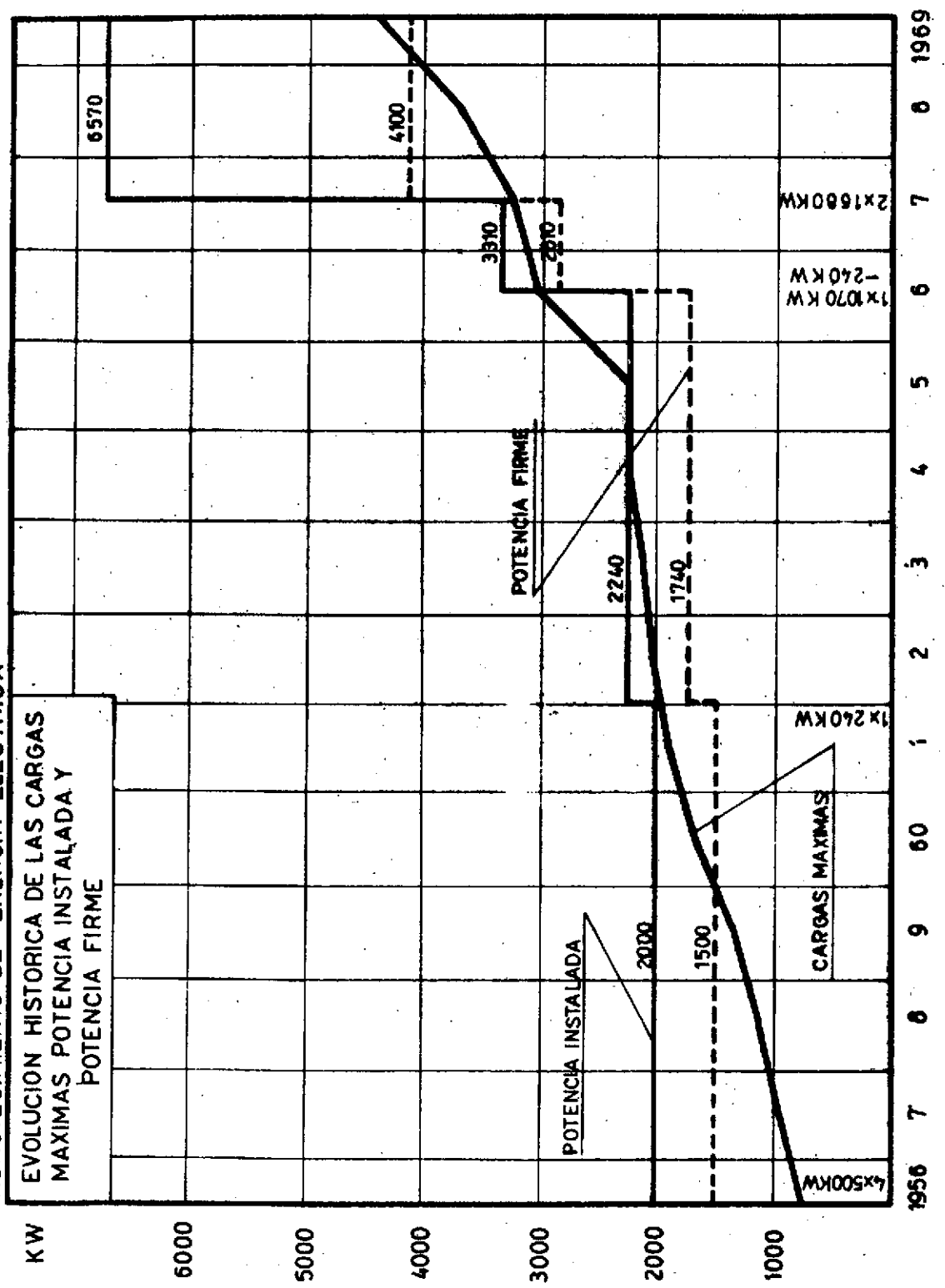
Se estima que, con la ejecución de las obras ya decididas, y de algunas medidas complementarias que se aconsejan, se podrán afrontar los requerimientos del futuro inmediato.

-----  
(\*) Obra de Pastor y Bonilla citada.

# RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

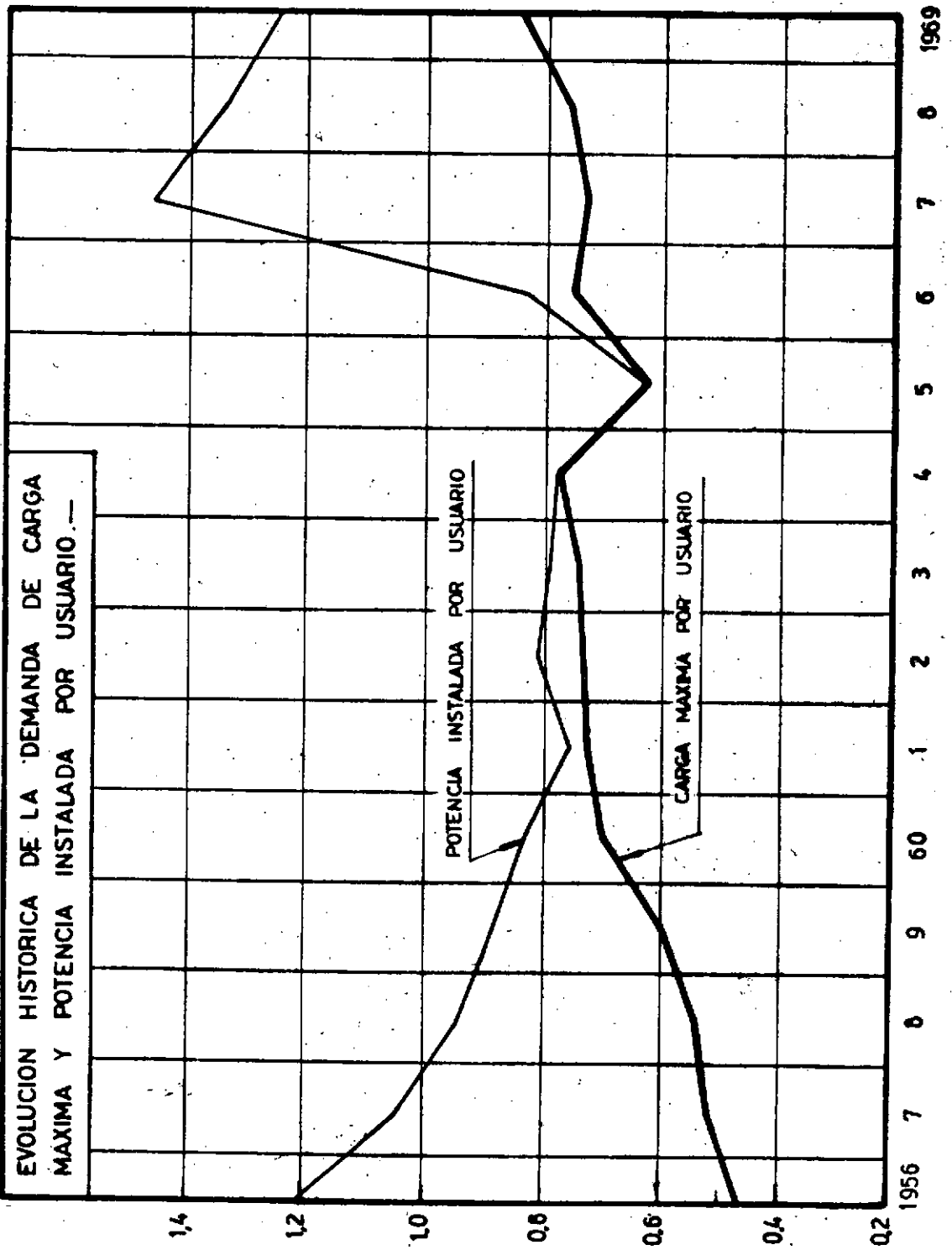
EVOLUCION HISTORICA DE LAS CARGAS  
MAXIMAS POTENCIA INSTALADA Y  
POTENCIA FIRME



RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION HISTORICA DE LA DEMANDA DE CARGA  
MAXIMA Y POTENCIA INSTALADA POR USUARIO. —

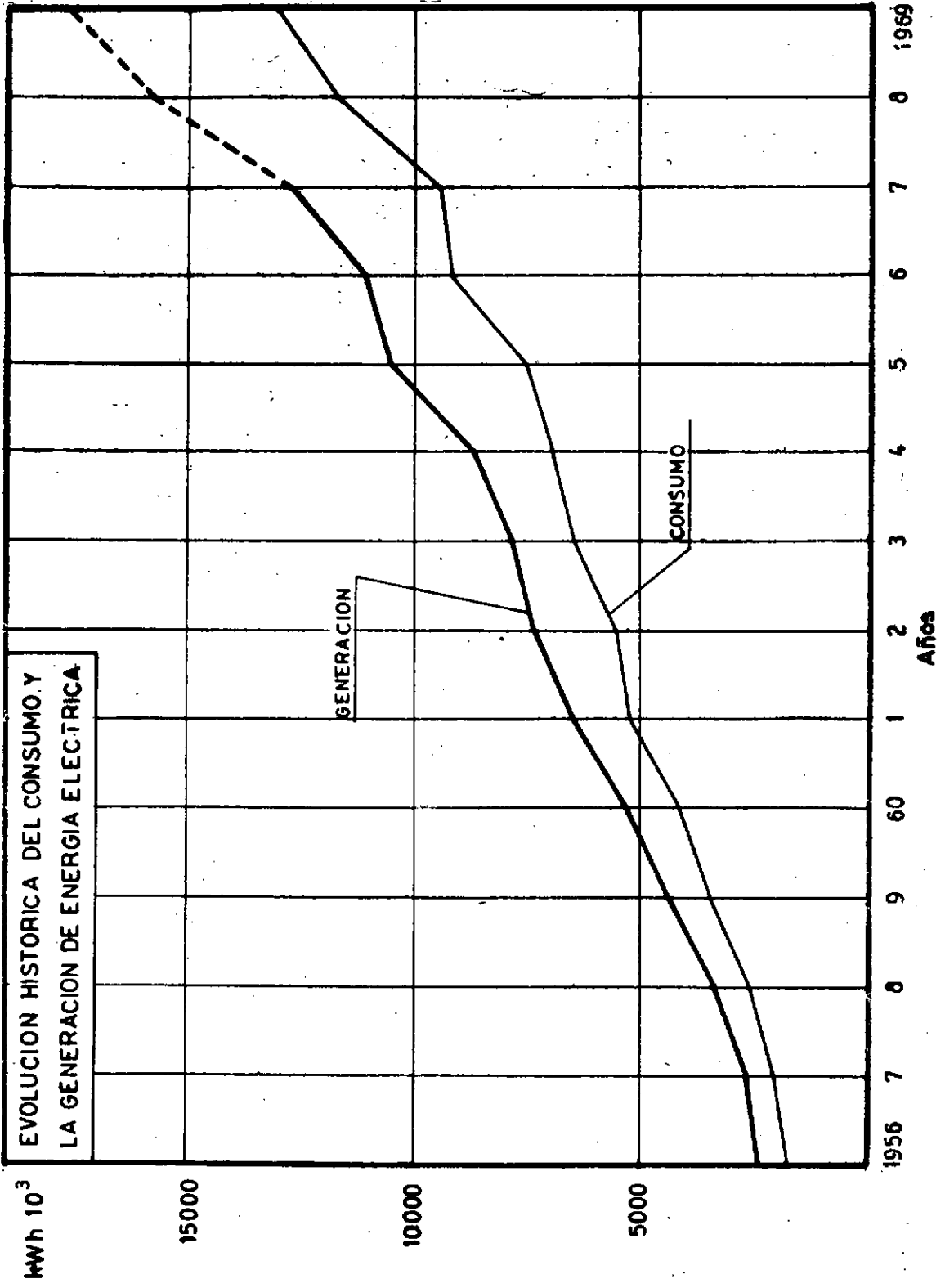


KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

# RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

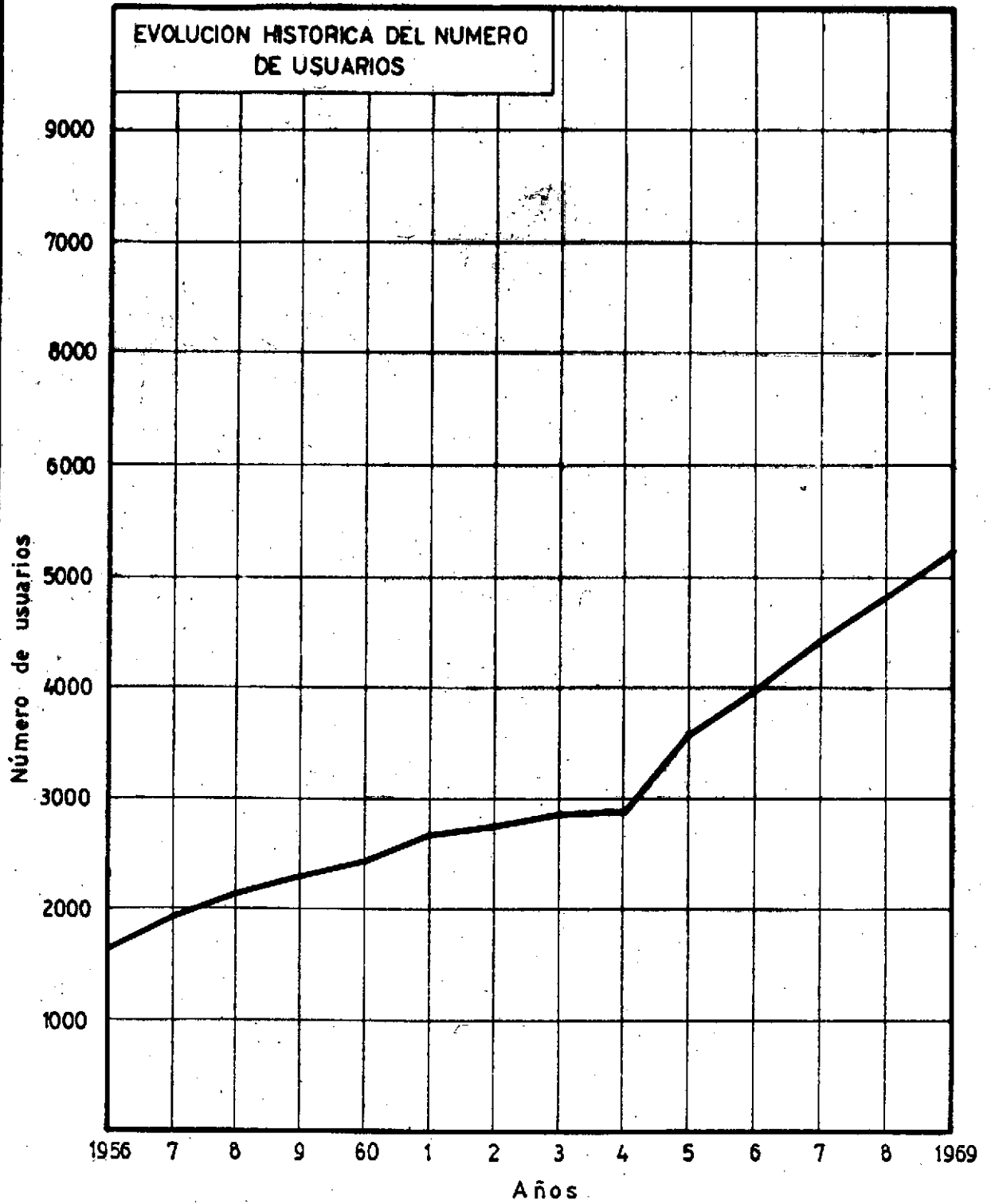
EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO Y LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

# RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

Las redes de distribución en cambio, no permiten garantizar al consumidor, un servicio de buena calidad. Si bien la red primaria de 13,2 kV ofrece amplias posibilidades por su diseño, es imprescindible efectuar en ella algunos ajustes de poca monta pero de gran incidencia en el servicio. La mayor parte de la red secundaria (o de baja tensión) se encuentra en muy mal estado, por lo que, además de insegura y antieconómica, no permite el mantenimiento de un nivel de tensión adecuado.

Los valores de tensión medidos en algunos puntos de la red resultaron muy inferiores a los admisibles. Se ha verificado que en extremos de líneas se dispone en algunos casos de sólo 140 voltios.

En cuanto a la frecuencia, el otro parámetro que define la calidad, el único inconveniente actual para mantenerla regulada en un nivel satisfactorio es la influencia de motores de gran potencia (palas, vuelcavagones, etc.) que Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF) tiene instalados en el puesto local.

En el instante de arranque, la frecuencia se reduce hasta 48,5 Hz según la información obtenida en la Central. Convendría que la EPSP obtenga de YCF la solución de este problema, para reducir la perturbación a los demás usuarios, especialmente a los de la televisión.

#### Seguridad del servicio.

Corresponde tratar por separado, la incidencia de la generación y de la distribución en la seguridad del servicio.

La información estadística obtenida de las interrupciones totales indica que la continuidad del servicio ha mejorado notablemente, y en los últimos años no ha habido prácticamente interrupciones provocadas por fallas en los grupos eléctricos. En cambio los tableros de alta tensión y las redes primarias han sido los causantes de casi todas las interrupciones generales. Ello se debe a la falta de equipos de protección y control en los tableros y al estado de la red primaria, aspectos que se tratan más adelante. La red de baja tensión es también un factor de inseguridad que provoca numerosas interrupciones parciales.

#### Eficiencia.

Sin perjuicio del análisis que más adelante se realiza sobre el costo de producción y su discriminación, parece oportuno hacer aquí un comentario sobre algunos aspectos que se relacionan con el buen uso de los recursos técnicos y humanos disponibles.



Se trató de obtener información estadística acerca de:

- i. Consumo de combustible y lubricante
- ii. Uso propio
- iii. Pérdidas en redes

La falta de información disponible hizo que se solicitara la realización de ensayos y mediciones que pudieran determinar los consumos y pérdidas. Los resultados obtenidos, a la luz de la experiencia que se tiene, indican que los mismos resultan poco confiables por lo que no se consideran como elementos de juicio para la formulación de recomendaciones inmediatas.

iv. Mano de obra

El plantel de personal afectado a los servicios técnicos locales de Rfo Gallegos es de 42 agentes en generación y 26 en distribución. El plantel humano afectado a generación se estima excesivo (157 kW por agente) para este tipo y composición de unidades de la Central, especialmente en lo que se refiere a personal destinado al mantenimiento.

Se considera que al realizarse la ampliación de la Central con un nuevo grupo, no se deberá incrementar dicho plantel. En cuanto al número de agentes afectados a la distribución (500.000 kWh/agente y 200 usuarios/agente) parece razonable en virtud del estado de la red de baja tensión.

Organización.

Si bien la entidad prestadora del servicio se denomina "EMPRESA", no funciona con el carácter de tal. En rigor, es una dependencia del Gobierno Provincial que no posee la autonomía necesaria para la prestación de un buen servicio.

No obstante la capacidad y dedicación que se ha podido apreciar en sus directivos y técnicos, la estructura actual no permite un alto rendimiento de su esfuerzo. Asimismo los frecuentes cambios de conducción, y la falta de estabilidad del personal clave, no favorece el buen desenvolvimiento de la entidad.

No se cree conveniente que se mantenga el grado actual de independencia de los dos sectores: de ingeniería y administrativo. La política y estrategia administrativo-financiera-comercial, debe estar estrechamente ligada a la conducción de ingeniería, con una íntima y recíproca compenetración de los problemas de ambas partes. Se hace necesario un adecuado conocimiento de los costos, y la implantación de una política tarifaria acorde con los mismos y con los objetivos de desarrollo económico establecidos por el Gobierno Provincial.

Aún sin analizar los costos reales, puede estimarse, por comparación con otros

Cuadro N° III-1

RIO GALLECOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Serie histórica de los datos estadísticos

Años	Potencia instalada	Consumo	Tasa Anual	Generación	Tasa Anual	Carga Máxima	Tasa Anual	Factor de carga	Usarios	Consumo por Usuario	Carga Máxima por Usuario	Potencia instalada por usuario
	kW	kWhx10 <sup>3</sup>	%	kWhx10 <sup>3</sup>	%	kW	%	%	N°	kWh	kW	kW
1956	2.000	1.732,0		2.381,5		760		35,7	1.632	1.061,3	0,465	1,225
1957	2.000	2.105,4	21,6	2.705,1	13,6	980	28,9	31,5	1.907	1.104,0	0,513	1,045
1958	2.000	2.859,8	26,3	3.404,5	25,9	1.140	16,3	34,1	2.126	1.251,1	0,536	0,940
1959	2.000	3.501,5	31,6	4.482,7	30,2	1.350	18,4	37,4	2.273	1.540,5	0,593	0,879
1960	2.000	4.176,7	19,3	5.337,7	20,4	1.660	24,4	36,2	2.416	1.782,8	0,695	0,828
1961	2.000	5.231,4	25,3	6.514,7	22,1	1.920	14,3	38,7	2.651	1.973,4	0,724	0,752
1962	2.240	5.657,7	8,1	7.360,2	13,0	2.010	4,7	41,8	2.762	2.048,4	0,727	0,811
1963	2.240	6.500,0	14,9	7.812,9	6,2	2.100	4,5	42,5	2.842	2.287,1	0,738	0,789
1964	2.240	6.978,0	7,4	8.564,0	9,6	2.240	6,7	43,6	2.880	2.422,9	0,777	0,779
1965	2.240	7.473,0	7,1	10.500,0	22,6	2.240	0,0	53,5	3.603	2.074,1	0,622	0,621
1966	3.310	9.103,0	21,8	11.028,8	5,0	3.000	33,9	42,0	4.005	2.272,9	0,749	0,828
1967	6.570	9.368,6	2,9	12.617,7	14,4	3.200	6,7	45,0	4.438	2.111,0	0,721	1,467
1968	6.570	11.626,5	24,1	(1)		3.670	14,7	48,8	4.842	2.401,2	0,757	1,345
1969	6.570	12.964,8	11,5	(1)		4.400	19,9	45,4	5.230	2.478,9	0,841	1,242
Tasa media			16,7		16,4				9,5%	6,7%	4,7%	7,8%
Tasa promedio			17,1		16,6				(2)			
Tasa de regresión			15,7		16,0							

Fuentes: Agua y Energía Eléctrica, Dirección Nacional de Energía, E. P. S. P. de Santa Cruz y elaboración propia.

(1) : Sin datos.  
(2) : Período 60-68 : 3,8 %

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Parque Generador

N°	M O T O R				G E N E R A D O R				G R U P O		
	Marca	Velo- cidad	Potencia Nominal	Marca	Potencia Nominal	Tens. de Generac.	Año de Instalación	Potencia Efectiva	Estado	KW	
										KVA	V
	r. p. m.	HP									
1	MAN	375	750	MAN	640	400	1953	400	Regular		400
2	MAN	375	750	MAN	640	400	1953	350	Regular		350
3	MAN	375	750	MAN	640	400	1955	400	Regular		400
4	MAN	375	750	MAN	640	400	1955	350	Regular		350
5	FIAT	428	1.570	CEE	1.340	13.200	1966	1.000	Buena		1.000
6	FIAT	500	2.400	CEE	2.110	13.200	1967	1.600	Buena		1.600
7	FIAT	500	2.400	CEE	2.110	13.200	1968	1.500	Buena		1.500
<b>TOTAL</b>											<b>6.600</b>

Observaciones: Nos. 1 a 4 - Grupos MAN; Desgastes de Aros, Pistones, Válvulas, Camisas, Toberas.

N° 5 - Reparado a nuevo.

Nos. 6 y 7 - Posible cambio aros, cojinetes, etc.

servicios similares, que la tarifa aplicada al usuario, está por debajo del costo total.

Un aspecto que impide una ajustada evaluación, es la determinación de la cantidad de personal administrativo de la EPSP afectado al Servicio Eléctrico de Río Gallegos.

### c) GENERACION.

#### Emplazamiento e infraestructura.

El emplazamiento de la actual central eléctrica se considera adecuado con relación a su tipo, y al mercado que debe abastecer.

Está ubicada en el centro de gravedad de la carga, casi equidistante de la zona de consumo residencial y comercial de máxima densidad y del puerto carbonero sobre la ría del Río Gallegos, y además próxima a la zona de probable desarrollo industrial. También se halla adecuadamente situada desde el punto de vista del abastecimiento de combustible, y no tiene problemas para el aprovisionamiento de agua para la refrigeración.

La amplia disponibilidad de espacio en el terreno, puede permitir funcionalidad de la sala de máquinas y servicios complementarios (almacenaje de combustible, refrigeración, talleres, transformadores, etc.) y aún una no despreciable ampliación de su capacidad instalada.

En el Gráfico N° III-5 puede apreciarse en planta la disposición de todas las instalaciones de la Central.

#### Edificio.

El edificio de la sala de máquinas admite la incorporación de dos grupos similares a los existentes quedando aún la posibilidad de reemplazar las máquinas de menor potencia por unidades más grandes, aunque ello requerirá la modificación del edificio, su estructura y grúa que actualmente es apta sólo para 10 tn. Por otra parte podría perfectamente prolongarse la sala en el sentido longitudinal, si resultara necesario y conveniente.

El estado de conservación del edificio es satisfactorio en la parte correspondiente a los grupos 5, 6 y 7 aún cuando sería necesaria una reparación general de detalles.

Es en este sector donde pueden instalarse dos grupos más.

## Potencia instalada - Grupos electrógenos.

En el Cuadro N° III-2 se detalla el parque de generación existente.

Del mismo se desprende que la potencia nominal instalada total en motores es de 9.370 HP y 8.120 kVA en los generadores. La potencia efectiva de los grupos propiamente dichos, alcanza, según la información recogida, a 5.600 kW. En rigor, actualmente no podría obtenerse este valor por cuanto la refrigeración de los dos grupos mayores, (Nos. 6 y 7) de 1.500 kW efectivos cada uno, no permite aprovecharlos totalmente, perdiéndose la disponibilidad de 400 kW. No obstante teniendo en cuenta que la instalación de nuevos equipos de refrigeración está decidida y licitada, se considera que la potencia efectiva es de 5.600 kW. La potencia firme entonces, admitiendo el criterio de mantener como reserva un grupo de los más grandes, resultaría ser de 4.100 kW. Se concluye entonces que en el corriente año la central estará obligada a un funcionamiento sin reserva suficiente en la época de máxima demanda. Un recurso inmediato sería convenir con YCF la disponibilidad para el servicio público del grupo de 300 kW que dicha Empresa tiene instalado en el puerto en condiciones de funcionamiento.

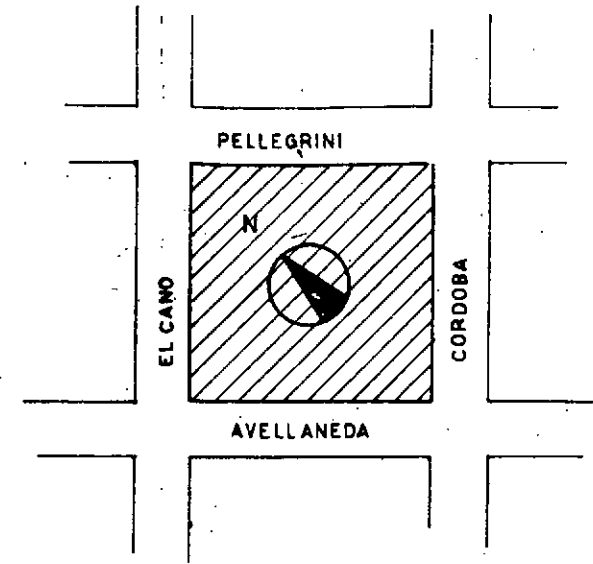
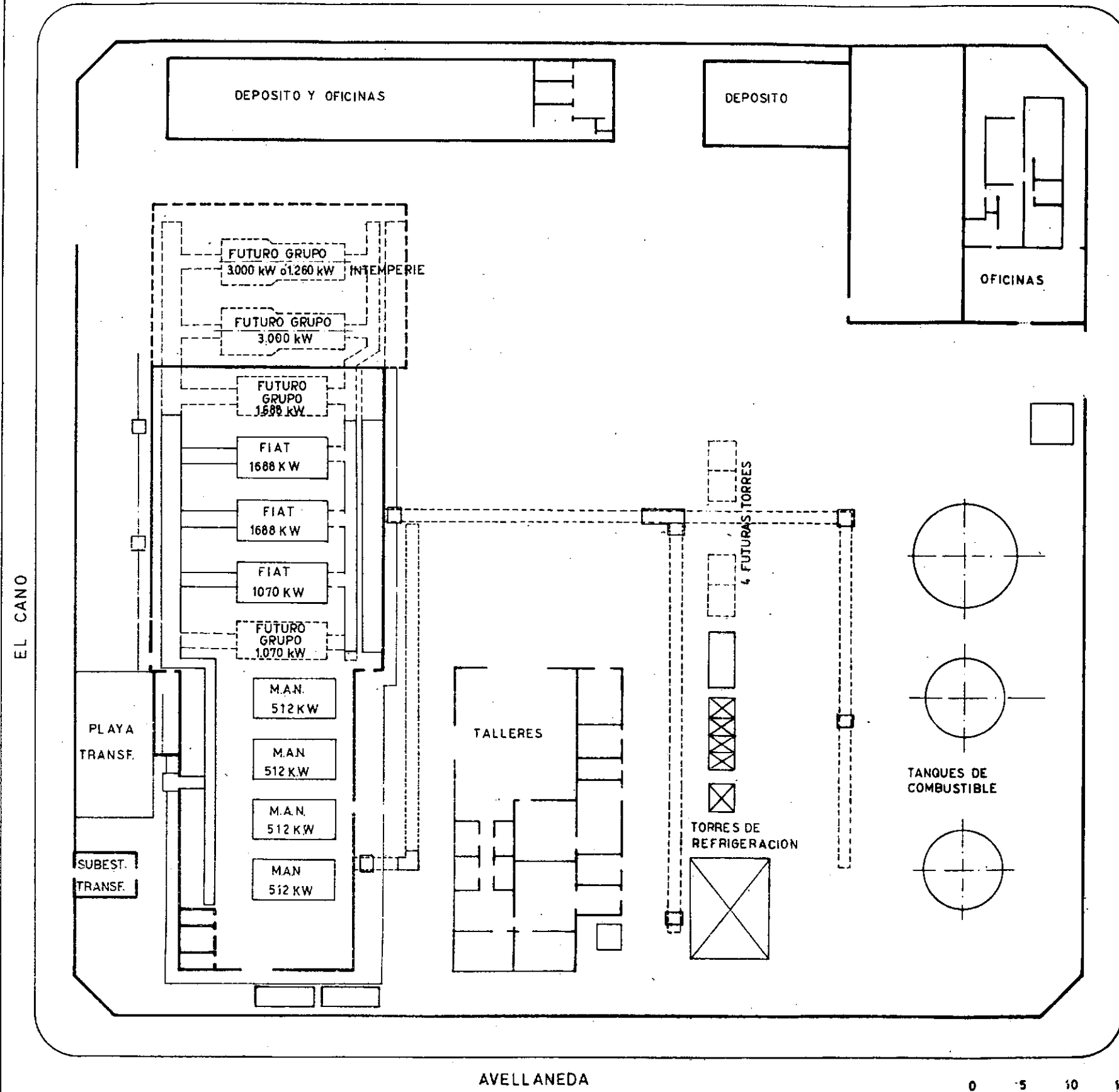
El estado de los grupos FIAT es bueno, no obstante se considera que los grupos 6 y 7 requerirían un repaso, con probable cambio de aros y ajuste, si es posible, revisando los equipos motrices de a uno por vez en horarios no coincidentes con las máximas demandas. Se considera que la inversión necesaria no será importante para cada grupo.

El grupo N° 5 fue recientemente reparado y está aún prácticamente en asentamiento.

Los grupos Nos. 1, 2, 3 y 4 (MAN) tienen entre 15 y 18 años de funcionamiento, estimándose que han trabajado entre 50.000 y 80.000 horas sin reparaciones totales. Evidencian desgaste en pistones, aros, camisas, etc., cuyo reacondicionamiento para un funcionamiento básico exigiría una inversión estimada en \$ 100.000. - (cien mil pesos) por grupo solamente en los equipos motrices.

En tal caso correspondería también un reacondicionamiento de sus alternadores, y auxiliares y prácticamente la renovación de los tableros eléctricos, con lo que la reparación total de esta parte de la central insumiría una inversión del orden de los \$ 500.000. - (quinientos mil pesos).

Se opina que con ligeras reparaciones podrían continuar prestando servicio en la parte superior del diagrama diario de carga durante dos o tres años más por lo que no se aconseja por el momento el reacondicionamiento total de esa parte de la Central.



ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA  
 A LA  
 CIUDAD DE RIO GALLEGOS  
 — SANTA CRUZ —  
 CENTRAL ELECTRICA  
 PLANO DE PLANTA



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

### Combustible, lubricante y refrigeración.

El combustible (diesel-oil) llega por oleoducto desde la planta de almacenaje de YPF. En la Central hay dos tanques de 300 m<sup>3</sup> cada uno y un tanque de 400 m<sup>3</sup>, es decir que la capacidad de almacenaje propio es de 1.000 m<sup>3</sup> cubriéndose así más de dos meses de operación de la Central al régimen actual de consumo. Los circuitos de combustible y lubricante funcionan sin inconvenientes.

En los Gráficos III-6 y III-7 se han esquematizado los circuitos de combustible y de agua.

El problema de la refrigeración ha sido encarado por la empresa al licitar nuevas torres de enfriamiento y se estima será resuelto satisfactoriamente a breve plazo. Las características del agua dura y blanda, así como los balances térmicos de los grupos se hallan descriptos en el pliego de condiciones para la licitación mencionada, por lo que no se repiten aquí.

### Tableros.

Los tableros eléctricos de la Central no se encuentran en buenas condiciones y requieren una inmediata reparación. Falta instrumental de medición, control y protección.

Los tableros correspondientes a los grupos electrógenos, debieran completarse con los instrumentos faltantes, y repararse o reemplazar los que no funcionan.

El mismo trabajo se requiere para los tableros de salida de alimentadores. Hay en existencia cuatro tableros vacantes. Se recomienda utilizar uno de los tableros, para el alimentador N° 2 que sale directo a la red primaria, independizándolo de la salida a la subestación que se encuentra en la Central. De este modo se eliminaría el factor de inseguridad que representa dicha subestación local con sus dos salidas a las líneas de 13,2 kV actualmente equipadas solamente con fusibles. Todavía quedarían tres tableros de alta tensión libres que podrían emplearse para los dos nuevos grupos a instalarse, y para un nuevo alimentador del anillo de alta tensión, el que se recomienda agregar, según se indica más adelante.

Conviene también efectuar una inmediata revisión de todo el conexionado principal, procediendo a efectuar un ordenamiento y limpieza general de los tableros de alta y baja tensión. Se han verificado los valores de potencia de cortocircuito en barras, encontrándose que los interruptores de 250 MVA instalados son suficientes con amplitud. El tramo de barras de 13,2 kV correspondiente a los grupos 6 y 7 es conveniente sustituirlo por secciones iguales a las del resto de las barras. El transformador de servicios auxiliares conviene que sea repuesto a la brevedad en su lugar.

En general, es muy aconsejable una especial atención para proteger las partes activas que por una u otra causa quedan facilmente accesibles al contacto del personal evitándose la repetición de accidentes.

### Talleres.

Los talleres mecánico y eléctrico no están trabajando en las mejores condiciones, por cuanto no se encuentran bien instalados y carecen del instrumental y herramientas necesarias para el cumplimiento de su cometido. Será muy conveniente concentrar el taller mecánico en el local anteriormente destinado a automotores y alojar allí adecuadamente ambos talleres.

### Programación de la operación y mantenimiento.

Se ha observado que hasta la fecha la operación de los grupos se realiza según las disponibilidades de máquinas y equipos pero sin una adecuada programación.

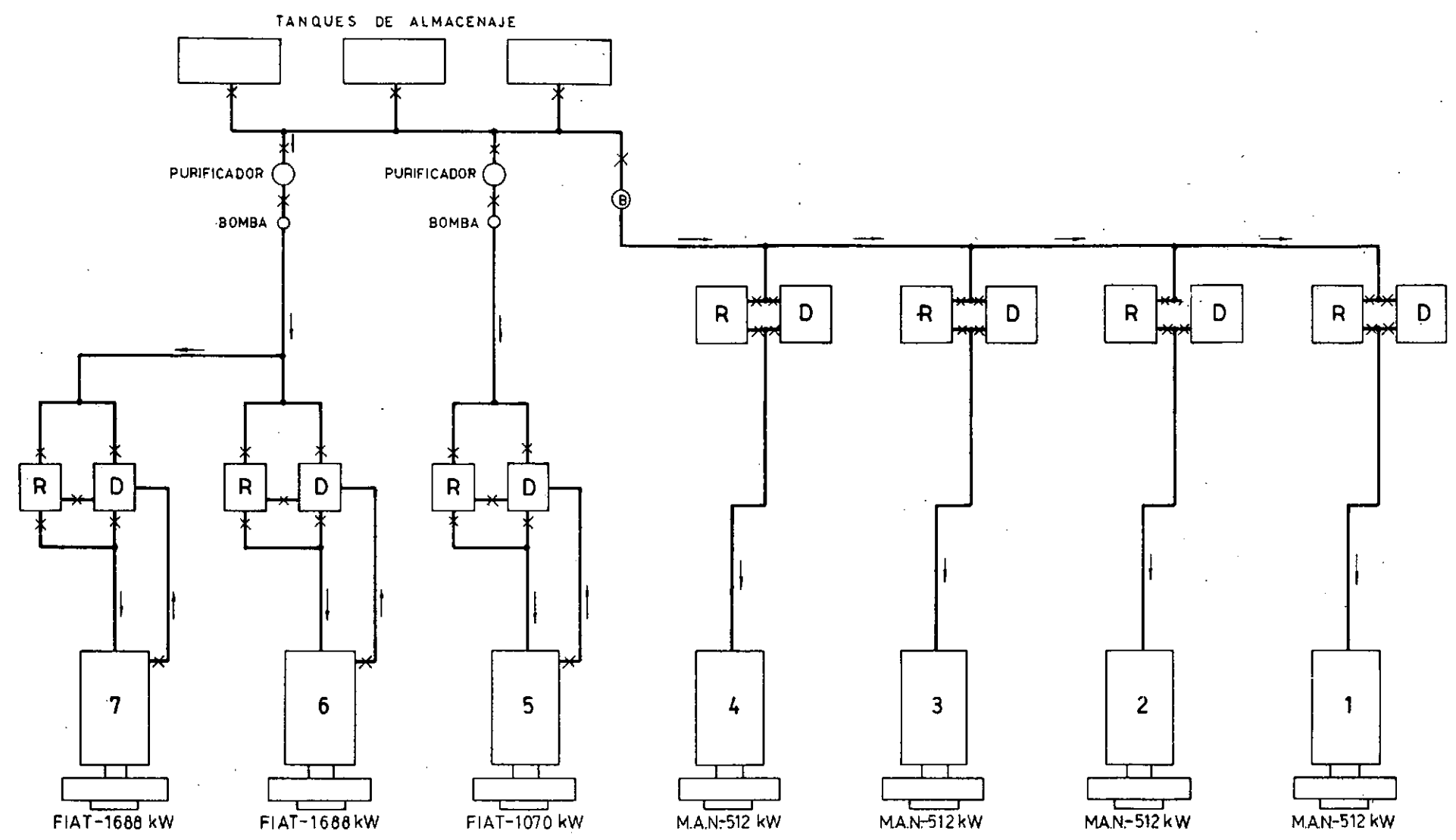
Previo conocimiento de las curvas de rendimiento de cada una de las máquinas y de la adopción de un criterio de reserva fría y rotante, debiera programarse la operación ideal de la Central para cada estado de carga y su adecuación diaria, al diagrama pronosticado y a la disponibilidad de los grupos. El estudio de este problema se justificaría sin duda por los beneficios técnicos y económicos que pueden obtenerse. Asimismo sería conveniente perfeccionar los programas y procedimientos del mantenimiento preventivo.

### Control de operación y mantenimiento.

El control de la operación y mantenimiento de la Central merece una revisión. Los formularios de información de parte diario de la Central deben ser modificados adecuándolos al tipo de central, incluyéndose en los mismos toda la información necesaria para una efectiva conducción operativa programada y para disponer de información estadística que permita el análisis de los desperfectos y la programación del mantenimiento.

Se estima de gran trascendencia crear en el personal la conciencia sobre la importancia y utilidad de la información que transmite y por lo tanto la necesidad de que sea veraz. En el mismo orden de cosas, sería muy saludable lograr que el personal tome el hábito de mejor conservación del orden, limpieza y eliminación de todos los factores de inseguridad para el servicio y para su integridad física (tapas de canales de cables, acceso a partes eléctricas bajo tensión, etc.) tanto en la sala de máquinas como en los talleres, depósitos, subestación, playa, etc.





REFERENCIAS

- D TANQUE DIARIO
- R TANQUE DE RESERVA

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

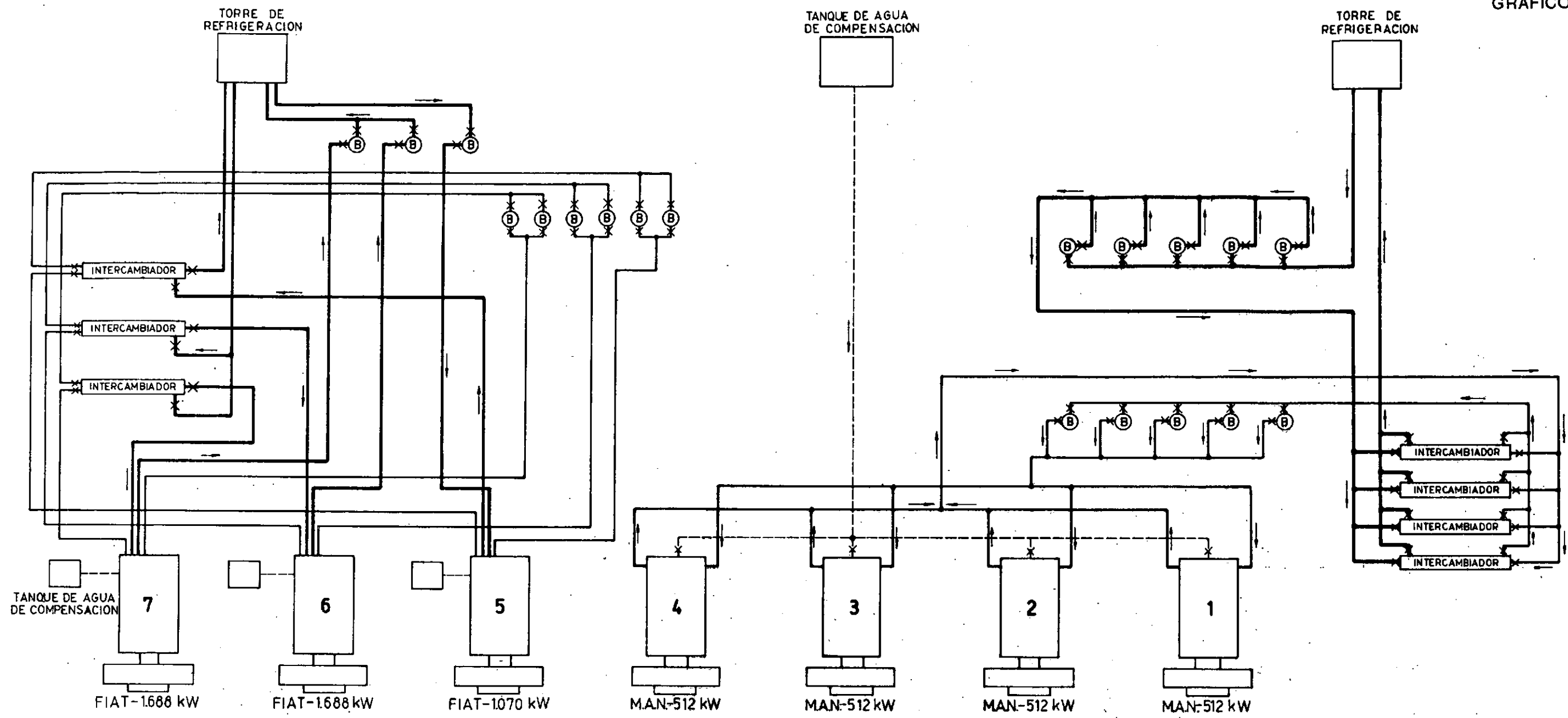
A LA  
CIUDAD DE RIO GALLEGOS

— SANTA CRUZ —

CENTRAL ELECTRICA

CIRCUITO DE COMBUSTIBLE

KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA



REFERENCIAS

- AGUA DURA
- - - AGUA BLANDA
- · · AGUA DE COMPENSACION

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA  
A LA  
CIUDAD DE RIO GALLEGOS

— SANTA CRUZ —

CENTRAL ELECTRICA

CIRCUITO DE AGUA DE REFRIGERACION

KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

## Seguridad y protección contra incendio.

Se observa la carencia de normas de seguridad y protección contra incendio. Sería necesario establecer normas e instruir al personal sobre la manera de conducirse en su tarea para evitar accidentes y capacitarlo para atenuar los efectos de los mismos en caso de que ocurran.

Es obvio que ello implica instalaciones y medios que deben ser estudiados.

### d) DISTRIBUCION.

#### Red primaria.

La red primaria opera a una tensión de 13,2 kV, teniendo una longitud aproximada de 25 km de líneas aéreas y una potencia total instalada en transformadores de distribución de 7.000 kVA.

Como se ha hecho notar anteriormente, la red primaria está provocando defectos en la calidad y continuidad del servicio.

Ello se debe a la inadecuada protección y seccionamiento que no permiten separar selectivamente los tramos en falla. Al mismo tiempo se observan algunas líneas con aisladores defectuosos, pernos torcidos o desperfectos similares cuya corrección requiere una reducida inversión. Aún cuando de la información recogida surge que las tormentas eléctricas son muy poco frecuentes, sería aconsejable en la remodelación la incorporación de descargadores para proteger la instalación contra sobretensiones, como, con buen criterio, se ha previsto en las nuevas subestaciones a nivel, de 630 kVA, incluidas en el proyecto de red de baja tensión. Por otra parte las actuales subestaciones se encuentran parcialmente sobrecargadas e inadecuadas para servir a la zona céntrica, por lo que se estima acertado el criterio decidido de construir nuevas subestaciones a nivel en dicha zona con las observaciones que se formulan más adelante.

Como ya se dijo, se considera conveniente que los alimentadores 1 y 2 salgan desde la Central directamente desde los tableros de 13,2 kV equipados con interruptores sin pasar por la subestación ubicada en la Central. Dicha subestación puede estar intercalada en el alimentador que va a YCF (Nº 3).

Con el objeto de lograr mayor seguridad y facilidad de maniobra sería conveniente agregar una nueva salida, como alimentador Nº 4, que desde uno de los tableros de alta tensión, disponibles en la central, se conecte por cable subterráneo a una nueva línea aérea de 13,2 kV y 50 mm<sup>2</sup> que con un recorrido de cuatro cuadras por la calle El Cano, alimente en Libertad y J. de Loaliza a la línea existente.

Con las medidas aconsejadas se daría funcionalidad adecuada, a una red de configuración bien concebida, en anillo, que permite gran elasticidad y amplitud de operación.

#### Red secundaria.

La red de baja tensión es insegura e insuficiente por lo que se coincide con la decisión ya tomada de renovarla totalmente en la zona céntrica y reestructurarla en la zona periférica, para lo cual puede emplearse mucho material recuperado de la zona renovada.

#### e) OBRAS O PROYECTOS DE EJECUCION DECIDIDA.

##### GENERACION.

##### Torres de refrigeración.

La decisión tomada de reacondicionar el circuito de refrigeración de los grupos FIAT y la instalación de nuevas torres resulta imprescindible. La ejecución de la obra debiera acelerarse para poder aprovechar cuanto antes la potencia instalada disponible, mientras hay déficit de generación.

##### Montaje de nuevos grupos.

El análisis preliminar realizado de la proyección de demanda a corto y mediano plazo permiten aconsejar se aceleren las tramitaciones y obras del montaje del grupo FIAT 3010 (adquirido a YCF según información recogida) de 1070 kW y las correspondientes a la provisión y montaje de un nuevo grupo de módulo 1.600 a 1.800 kW, que la Empresa Provincial ha programado instalar en el espacio disponible en el extremo de la sala de máquinas actual. Esta solución inmediata posee la suficiente elasticidad para no comprometer las soluciones a largo plazo.

Es conveniente la pronta reparación de tableros mencionada precedentemente y que por otra parte también figura en el programa de la Empresa.

##### Distribución.

Como ya se mencionara se hace necesario una reparación de las líneas de alta tensión, remodelación de salidas de la central y agregado de una nueva salida, sustitución de las subestaciones de la zona céntrica, renovación de la red de baja tensión en la misma zona y reestructuración de las subestaciones y red secundaria en las zonas periféricas.

Se estima resultará más conveniente el uso de conductores de aleación de alumi-

nio en lugar del cobre, en las líneas de alta tensión suburbanas y rurales en proyecto. Asimismo dichas líneas debieran ser diseñadas con criterio más económico que las existentes. A tal efecto se recomienda el uso de las normas de electrificación rural adoptadas por el Consejo Federal de Energía Eléctrica.

En particular el proyecto preparado en trámite de aprobación para licitar esta obra "Red de baja tensión (1ra. etapa)" merece algunas observaciones, haciéndose aconsejable su revisión antes del llamado a licitación. Tales observaciones son:

#### Subestaciones.

Proyectadas con una sola alimentación de alta tensión (alimentación radial) no permiten el aprovechamiento de las ventajas que puede ofrecer el cómodo anillo de la red primaria.

El tipo de red primaria existente hace aconsejable la intercalación de subestaciones con "entrada" y "salida" del anillo lo que mejora notablemente la seguridad del servicio con la adición de una celda más.

Es también recomendable agregar seccionadores antes del interruptor de alta tensión para independizar circuitos en caso de averías.

Convendría prever el espacio necesario para adicionar un segundo transformador en cada cámara y una salida de reserva. En rigor, de no haberse adquirido ya los transformadores de 630 kVA, se hubiera aconsejado instalar dos unidades de 315 kVA en cada cámara.

Es aconsejable ubicar las cámaras de modo que la subdivisión de parcelas no se vean afectadas. Por ejemplo la ubicación elegida a 4 m de la esquina hace desaprovechable la fracción de la ochava.

Podría evitarse la instalación de amperímetros y watímetros en las salidas de baja tensión como también uno de los dos voltímetros. Hasta podría instalarse un sólo medidor en barras de baja tensión.

#### Red de baja tensión.

La ubicación de las líneas sobre el cordón de vereda acarrea inconvenientes de seguridad y estética, de las acometidas domiciliarias que se hacen muy largas (ancho de vereda de 6 m y 8,50 m).

La disposición de los conductores sobre los postes de alambrado público en un plano vertical con "racks" se estima poco estética y puede afectar la vida útil de los artefactos por las vibraciones de los cables.

El vano de 40 m adoptado para este tipo constructivo se estima excesivo. La temperatura y vientos del lugar imponen a los soportes una severa sollicitación, tanto los de suspensión como los dobles o de retención parecen de dimensionamiento escaso. En cambio las fundaciones de los postes dobles se estiman sobredimensionadas en cuanto al volumen de hormigón.

Es necesario prever en la especificación del cable aislado en plástico la condición de no alterarse con las temperaturas extremadamente bajas del lugar.

La disposición de los seccionadores fusibles debe ser vertical y no horizontal.

Se estima conveniente usar el MN 233 en lugar del MN 230.

Por las razones indicadas se considera más conveniente ejecutar en la zona más céntrica (aproximadamente 32 manzanas) una red "autoportante" sobre la línea de edificación con conductores tipo aislados en goma butílica y plástico unipolares y preagrupados, sujetándolos contra el muro de los edificios donde existe. Ello implica una apreciable ventaja de seguridad, estética y posibilidad de reducir la sección para igual capacidad de transporte. En el resto se aconseja una red de tipo convencional siguiendo la línea de edificación usando en lo posible postes de madera, con conductores en disposición horizontal utilizando ménsulas cuando sea posible.

### 3. PROYECCION DE LA DEMANDA.

Para proyectar la demanda de carga máxima de manera que permita hacer las diferentes alternativas de equipamientos se siguieron diferentes métodos aunque en su mayoría basados en la aplicación para el futuro de las tasas históricas detectadas. Se realizaron las siguientes proyecciones de la demanda:

#### a) CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA.

Por tipo de consumidor.

A la tasa histórica media anual acumulativa.

A la tasa histórica promedio anual acumulativa.

A la tasa de regresión histórica.

A tasa variable decreciente.

En función del consumo por habitante y el crecimiento poblacional.

En función del consumo histórico por usuario y la evolución del número de usuarios.

A la tasa del 12%.

### Proyección de la demanda del consumo de energía eléctrica por tipo de consumidor.

En el Cuadro N° III-3 y Gráficos Nos. III-8 y III-9 se observan las demandas de energía eléctrica entre los años 1956 y 1969 desagregadas por tipo de consumidor.

En el Cuadro N° III-4 se indica la estructura del consumo entre los mismos años. Se observa que entre los años 1962 y 1966 las evoluciones de las participaciones en el consumo correspondientes a los sectores Comercial y Oficial más Alumbrado Público han sido de sentido contrario. Si los datos estadísticos han sido bien llevados, teniendo en cuenta las restricciones de la oferta en dicho período, ello implicaría que el crecimiento de la demanda comercial se hizo a expensas del sector Oficial y en particular del Alumbrado Público.

La posterior contracción de la participación del sector Comercial y consecuente expansión del sector Oficial y Alumbrado Público no quedaría suficientemente aclarada puesto que si bien la oferta total sufrió una limitación, el consumo total siguió su crecimiento, aunque no al mismo ritmo que tenía con anterioridad.

La tasa media del crecimiento global del consumo es del 16,7% acumulativo anual (Cuadro N° III-3) prácticamente igual a la tasa de crecimiento que ha tenido el sector Residencial y algo menor que la del sector Oficial más Alumbrado Público los que en conjunto componen el 74% del consumo total. La demanda Comercial crece más lentamente y la Industrial pese a ser la de menor peso parcial tiene el crecimiento más acelerado. En el año 1956 el consumo de energía eléctrica del sector Residencial constituía el 31,7% del consumo total con 550.000 kWh aproximadamente; el consumo Comercial era el 26,4% del total con 458.000 kWh; el consumo Industrial el 4,9% del total con 85.000 kWh y el Oficial conjuntamente con Alumbrado Público el 37% -el mayor de los consumos parciales- lo que implicaron 640.000 kWh consumidos en dicho año. Al final del período, en 1969, el consumo residencial había crecido seis veces, con una tasa del 16,1% a. ac. llegando a ser casi el 30% del consumo total con algo más de 3.800.000 kWh, el consumo de tipo Comercial pasó a ser el 17,6% del total con 2.300.000 kWh facturados lo que significa una tasa del 13,1% a. ac.; el consumo industrial duplicó su participación siendo el 8,4% del total con una tasa de incremento del 21,7% a. ac. y un consumo de casi 1.100.000 kWh mientras que el Oficial y Alumbrado Público seguiría como el sector de mayor participación en el consumo de energía eléctrica con un 44,4% del total (en el año 1961 llegó a ser el 53% de dicho total) demandando 5.762.000 kWh de los 12.965.000 kWh vendidos en dicho año 1969 lo

que evidencia a las claras de que se trata de una ciudad de características administrativas, con una gran cantidad de personas trabajando en la administración pública. La tasa media de crecimiento en este sector fue del 18,5% a. ac.

Se proyectó cada uno de los sectores en que se compone el consumo de energía eléctrica partiendo de los siguientes supuestos:

Que el consumo Residencial reduciría levemente su participación en el total. Se adoptó por lo tanto una tasa del 15% anual acumulativo algo inferior a la histórica.

Para el uso Comercial se ha tomado la tasa histórica del 13% anual acumulativo por lo que seguirá la tendencia del período pasado de disminuir la participación porcentual con respecto al total.

El consumo industrial, aunque sin una pronunciada evolución en valores absolutos ha de ir incrementándose sustancialmente en valor relativo ya que se halla en los valores iniciales del crecimiento y por lo tanto cualquier incorporación de demanda resulta importante. Para ello se tomó una tasa del 20% anual acumulativo.

Teniendo en cuenta la tendencia a constituir en Río Gallegos un polo de desarrollo urbano administrativo, el sector Oficial y de Alumbrado Público, habrá de mantener su nivel de importancia relativa con respecto a los otros sectores de consumo. Se tomó por lo tanto una tasa del 15% anual acumulativo.

Se obtuvo de esta manera una proyección del consumo total de la energía eléctrica, como suma de los consumos sectoriales, lo que implicaría según se observa en el Cuadro N° III-5 un crecimiento global a una tasa del 15,2% anual acumulativo lo que llevaría el consumo total de unos  $13 \times 10^6$  kWh a  $65,4 \times 10^6$  kWh en el año 1980.

La estructura del consumo, así proyectado, no variaría prácticamente en ese año con respecto a la actual siendo la participación de la demanda de energía eléctrica del sector residencial igual al 29% del total, la del sector comercial el 14,2%, el sector industrial el 13,1% y el sector oficial más alumbrado público el 43,7% del total, conservando su preeminencia entre los diversos sectores.

Los valores correspondientes a los pronósticos de demanda de los distintos sectores se representaron en el Gráfico N° III-10, volcándose el consumo total en el Gráfico III-11.

#### Proyección de la demanda de energía eléctrica a tasas históricas.

En el Cuadro N° III-1 se observa que las tasas anuales medias, promedio y de re



## Cuadro N° III-3

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Evolución histórica del consumo por tipo de usuario  
(kWh x 10<sup>3</sup>)

Años	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial y Alumbrado Público	Total
1956	549,4	458,0	84,9	639,7	1.732,0
1957	597,9	513,3	150,8	843,4	2.105,4
1958	664,6	562,9	159,7	1.272,6	2.659,8
1959	799,9	680,9	198,2	1.822,5	3.501,5
1960	939,1	753,9	290,4	2.193,3	4.176,7
1961	1.127,9	870,3	317,8	2.915,4	5.231,4
1962	1.313,3	966,5	332,5	3.045,3	5.657,7
1963	1.625,0	1.885,0	455,0	2.535,0	6.500,0
1964	1.745,0	2.024,0	488,0	2.721,0	6.978,0
1965	2.272,0	1.046,0	592,0	3.563,0	7.473,0
1966	2.655,0	1.524,0	830,0	4.094,0	9.103,0
1967	2.754,2	1.544,9	868,6	4.200,9	9.368,6
1968	3.288,1	1.744,1	904,9	5.689,4	11.626,5
1969	3.836,9	2.278,3	1.087,3	5.762,2	12.964,8
Tasa media	16,1%	13,1%	21,7%	18,5%	16,7%

## Cuadro N° III-4

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICAEvolución histórica de la estructura del consumo de  
energía eléctrica

(%)

Años	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial y Alumbrado Público	Total
1956	31,7	26,4	4,9	37,0	100
1957	28,4	24,4	7,2	40,0	100
1958	25,0	21,2	6,0	47,8	100
1959	22,8	19,4	5,7	52,1	100
1960	22,5	18,1	6,9	52,5	100
1961	21,6	16,6	6,1	55,7	100
1962	23,2	17,0	5,9	53,9	100
1963	25,0	29,0	7,0	39,0	100
1964	25,0	29	7,0	39,0	100
1965	30,4	14,0	7,9	47,7	100
1966	29,2	16,7	9,1	45,0	100
1967	29,3	16,5	9,3	44,9	100
1968	28,3	15,0	7,8	48,9	100
1969	29,6	17,6	8,4	44,4	100

## Cuadro N° III-5

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección del consumo de energía eléctrica por tipo de usuario

(kWh x 10<sup>3</sup>)

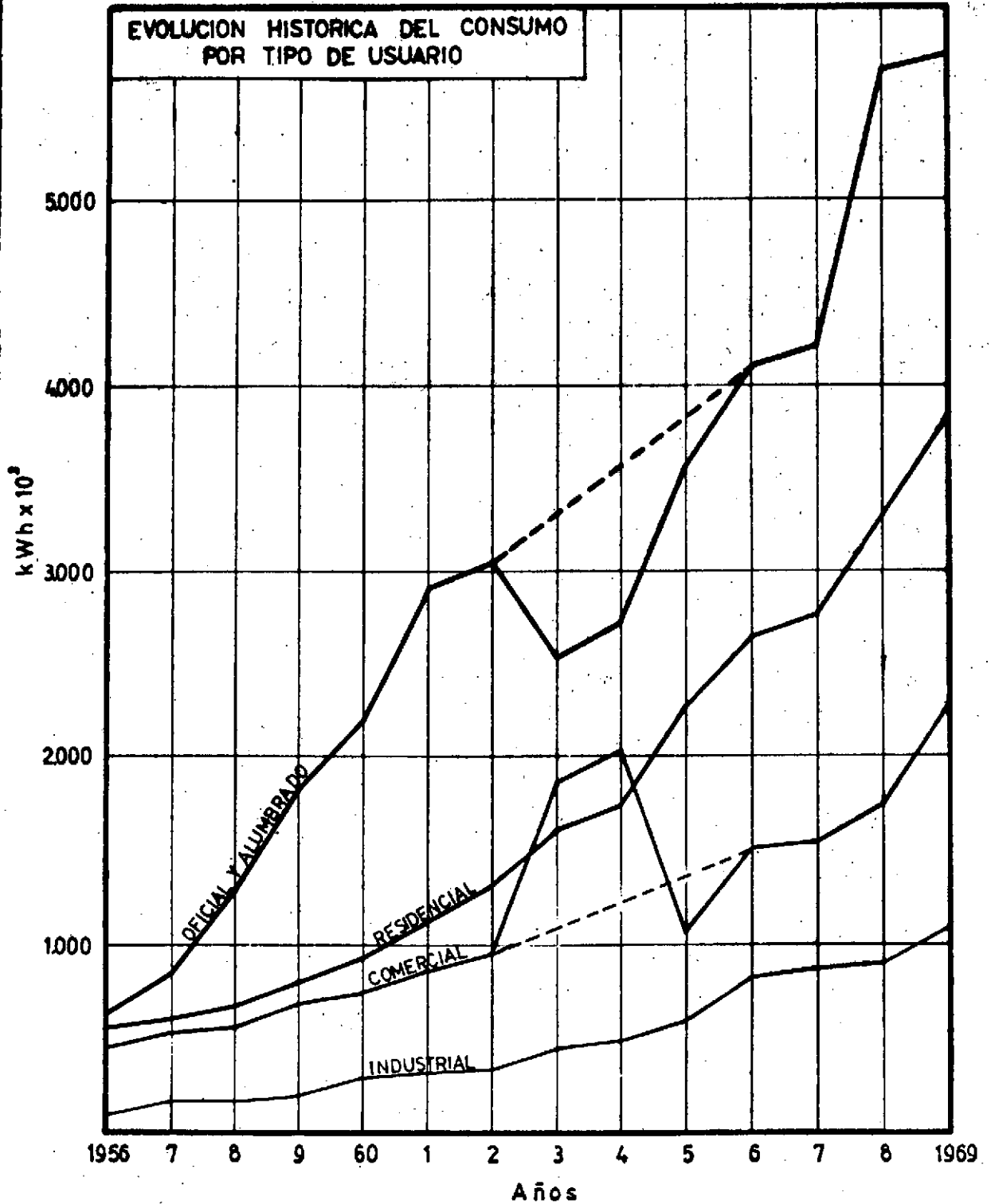
Años	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial y Alumbrado Público	Total
1969	3.836,9	2.278,3	1.087,3	5.762,2	12.964,8
1970	4.412,4	2.574,5	1.304,8	6.626,5	14.918,2
1971	5.074,3	2.909,2	1.565,8	7.620,5	17.169,8
1972	5.835,4	3.287,4	1.879,0	8.763,6	19.765,4
1973	6.710,7	3.714,8	2.254,8	10.078,1	22.758,4
1974	7.717,3	4.197,7	2.705,8	11.589,7	26.210,5
1975	8.874,9	4.743,4	3.247,0	13.328,2	30.193,5
1976	10.206,1	5.360,0	3.896,4	15.327,4	34.789,9
1977	11.737,0	6.056,8	4.675,7	17.626,5	40.096,0
1978	13.497,6	6.844,2	5.610,8	20.270,4	46.223,0
1979	15.522,2	7.733,9	6.733,0	23.311,0	53.300,1
1980	17.850,5	8.739,3	8.079,6	26.807,6	61.477,0
Tasa media	15%	13%	20%	15%	15,2%
Estructura del año 1980 en %	29,0	14,2	13,1	43,7	100%

## Cuadro N° III-6

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICAProyección del consumo de energía eléctrica con  
tasas históricas(kWh x 10<sup>3</sup>)

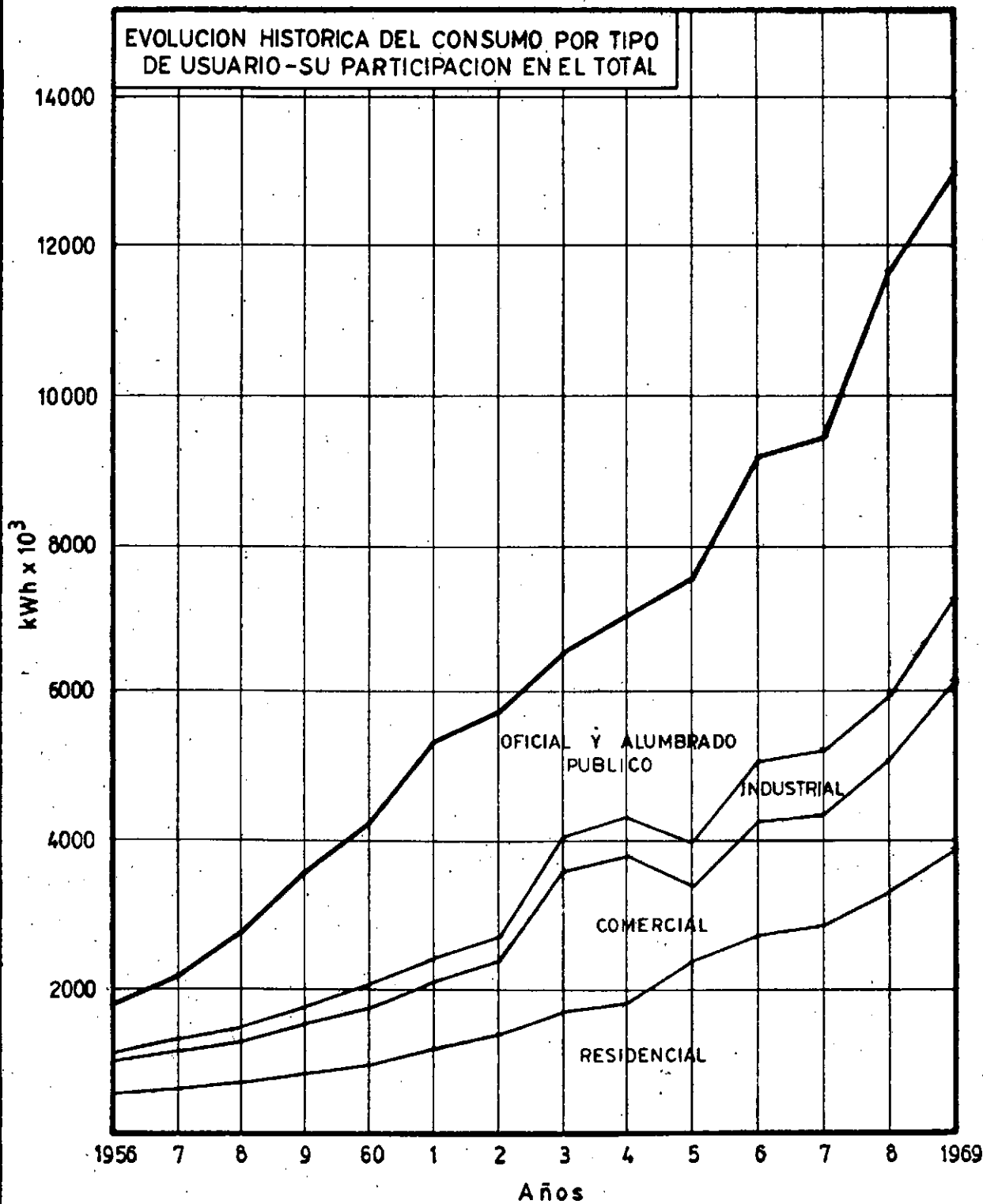
Años	Tasa Media	Tasa Promedio	Tasa de regresión
1969	12.964,8	12.964,8	12.964,8
1970	15.129,9	15.181,8	15.000,3
1971	17.656,6	17.777,9	17.355,3
1972	20.605,2	20.817,9	20.080,1
1973	24.046,3	24.377,8	23.232,7
1974	28.062,0	28.546,4	26.880,2
1975	32.748,4	33.427,8	31.100,4
1976	38.217,4	39.144,0	35.983,2
1977	44.599,7	45.837,6	41.632,6
1978	52.047,8	53.675,8	48.168,9
1979	60.739,7	62.854,4	55.731,4
1980	70.882,4	73.602,5	64.481,2
	16,7%	17,1%	15,7%

RIO GALLEGOS  
 ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

RIO GALLEGOS  
 ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA



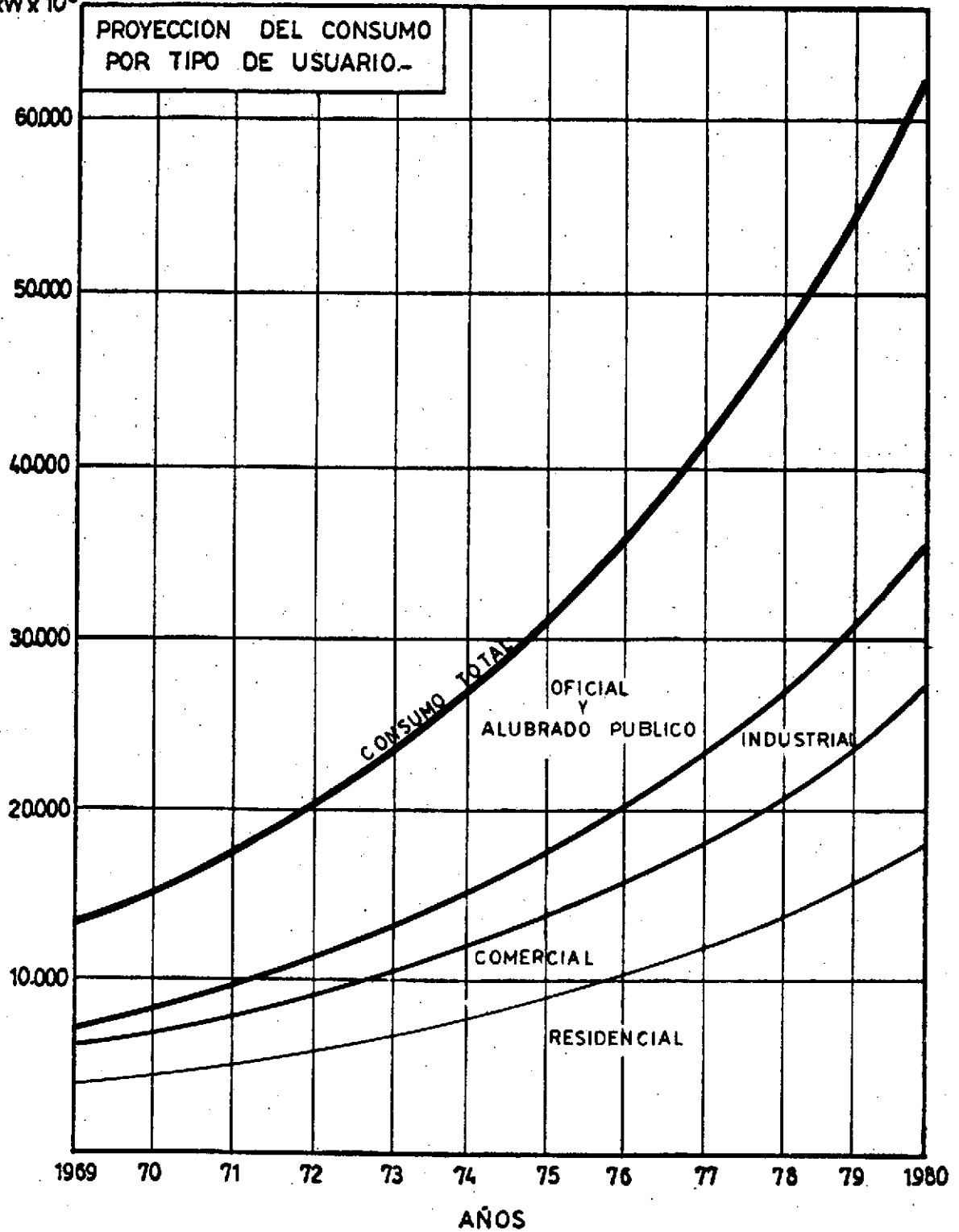
KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

# RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

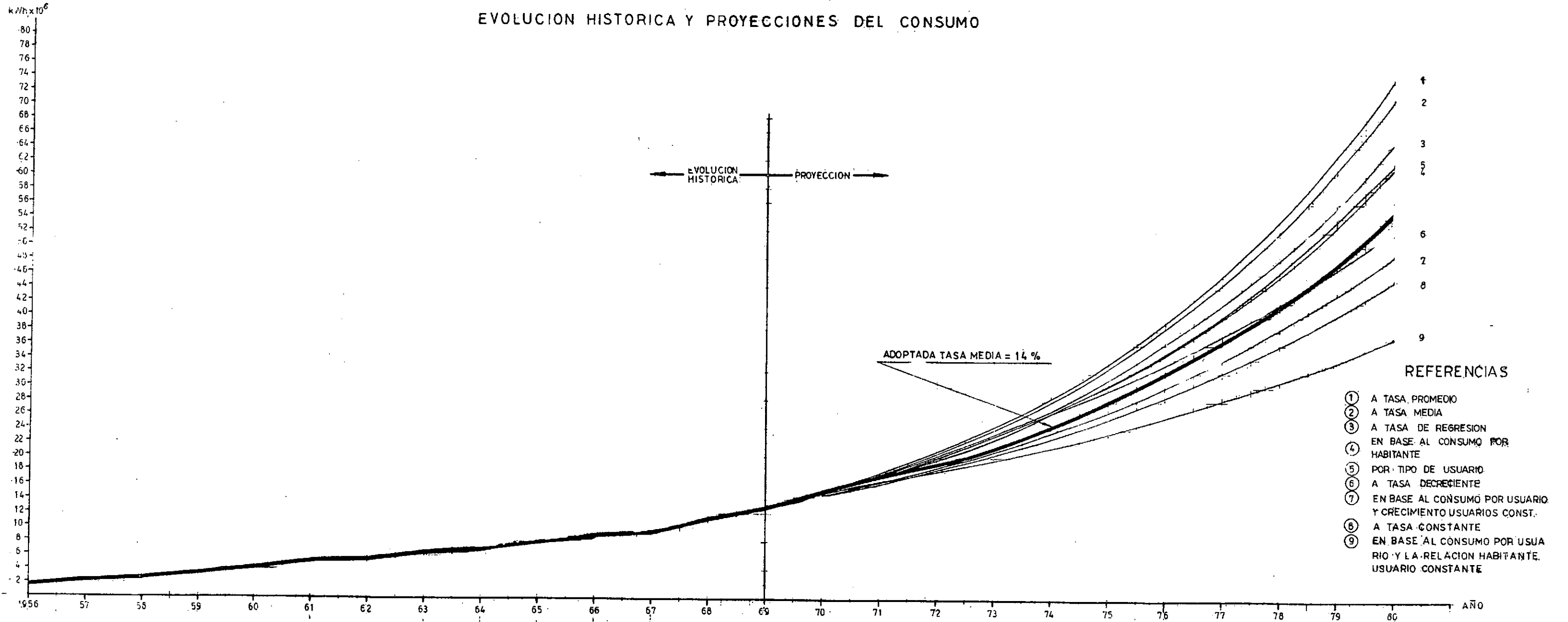
kW x 10<sup>3</sup>

PROYECCION DEL CONSUMO  
POR TIPO DE USUARIO.-



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

# RIO GALLEGOS ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EVOLUCION HISTORICA Y PROYECCIONES DEL CONSUMO





gresión históricas del crecimiento del consumo total de energía eléctrica, para el período que va entre los años 1956 y 1969 son el 16,7%, 17,1% y 15,7% respectivamente habiéndose pasado de 1.732.000 kWh en 1956 a 12.965.000 kWh en 1969 o sea más de 7 veces en un período de 13 años.

En el Anexo I se indican los cálculos efectuados para la obtención de la tasa de regresión histórica, de tipo exponencial, para el mismo período histórico considerado.

En el Cuadro N° III-6 se observan las proyecciones del consumo de energía eléctrica hechas a las tasas históricas mencionadas que llevan los pronósticos de demanda a  $70,9 \times 10^6$  kWh,  $73,6 \times 10^6$  kWh y  $64,5 \times 10^6$  kWh en el año 1980.

Estos valores se representaron en el citado Gráfico N° III-11.

#### Proyección del consumo de energía eléctrica a tasa variable decreciente.

En el mismo Gráfico N° III-11 se representaron los valores que se indican en el Cuadro N° III-7 en el que se ha hecho la proyección del consumo de energía eléctrica a tasas decrecientes desde el 15,7% anual adoptado para 1970 y 1971 hasta el 12% anual adoptado a partir de 1976 y años siguientes hasta el fin del período.

Con esta modalidad de proyección se llegaría a  $52,3 \times 10^6$  kWh en 1980 lo que implica una tasa media del 13,8% anual acumulativo.

#### Proyección del consumo de energía eléctrica en función del consumo por habitante.

Para realizar la proyección del consumo de energía eléctrica total en función de la evolución probable del consumo por habitante, fue necesario hacer pronósticos de crecimiento poblacional. Para ello se hizo el análisis histórico de dicha evolución que, según se observa en el Cuadro N° III-8, tiene una evolución entre los años 1895 y 1968 bastante pronunciada, con una tasa media del 7,9% anual.

En dicho cuadro se han indicado los valores de los censos de los años 1895, 1914, 1947 y 1960 y el recuento provincial del año 1968 que indica que actualmente la población ha superado los 26.000 habitantes.

Si bien no es posible hacer una simple extrapolación de la tendencia histórica sino que correspondería hacer un análisis detallado de todos los factores que contribuyen a poblar o despoblar una determinada localidad, se debe tener en cuenta que "las causas que posibilitan la localización de los aumentos poblacionales ... (o sea la voluntad de los hombres de Santa Cruz para realizar cosas como gobernantes o como individuos particulares) ... dependen en gran parte de la política de pobla-

miento del país" (\*).

Se ha pensado que las mismas circunstancias que se han dado en el pasado para hacer de Río Gallegos un Polo de Desarrollo Administrativo en una zona fronteriza en el extremo Austral del País, llevaría a que se repitieran las tendencias ya vistas para el futuro en lo que respecta al aumento de habitantes en dicha localidad.

Al respecto cabe consignar que "La promoción del proyecto de poblamiento de la Provincia de Güer Aike y de Río Gallegos a través de radicación de las nuevas oportunidades de trabajo y de la vigorosa aplicación de una política nacional que ponga en juego los distintos factores que en ella influyen directa o indirectamente, constituye el único camino para obtener un tamaño poblacional adecuado en plazos cortos y sobre todo para corregir las desviaciones del proceso poblacional ocasionadas por estancamientos y regresiones cuya consecuencia sería la emigración de parte de la población ya arraigada" (\*\*).

Para hacer la proyección citada se ha hecho el ajuste de los datos censales a una curva de tipo logística (Ver Anexo II de la forma)

$$y = \frac{k}{1 + a \cdot e^{-b \cdot t}}$$

la que resuelta permitió obtener la ecuación siguiente:

$$y = \frac{14.439}{e^{-0,072 \cdot t}} = 14.439 \times (1,0748)^t$$

donde t está medido en años siendo t = 0 para 1960

Los valores de pronóstico resultantes se han tabulado en el Cuadro N° III-9 y se representaron en el Gráfico N° III-12 conjuntamente con los valores históricos.

Se llegaría así, tentativamente, a una población de 60.900 habitantes para el año 1980 lo que implicaría un crecimiento, en dicho período futuro, con una tasa del 7,5% anual acumulativo similar a la histórica.

El consumo por habitante según se ve en el Cuadro N° III-8 pasó de 289 kWh por habitante en 1960 a 452 kWh por habitante en 1968 lo que implica una tasa media del 5,6 anual entre dichos años.

-----  
(\* ) Pastor y Bonilla op. citada pág. 80, Vol. 2 b.

(\*\*) Trabajo citado.

## Cuadro N° III-7

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección del consumo de energía eléctrica a  
tasas constante y variable decreciente

Años	Consumo	Consumo	Tasa anual
	kWh x 10 <sup>3</sup>	kWh x 10 <sup>3</sup>	%
1969	12.964,8	12.964,8	
1970	14.519,7	15.000,3	15,7
1971	16.262,1	17.355,3	15,7
1972	18.213,6	20.028,0	15,4
1973	20.399,2	23.032,2	15,0
1974	22.847,1	26.256,7	14,0
1975	25.588,8	29.670,1	13,0
1976	28.659,5	33.230,4	12,0
1977	32.098,6	37.217,6	12,0
1978	35.950,4	41.683,7	12,0
1979	40.264,4	46.685,7	12,0
1980	45.096,1	52.288,0	12,0
Tasa media	12%		13,8

## Cuadro N° III-8

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Series históricas de población, número de habitantes  
por usuario y consumos por usuario habitante

Años	Habitantes	Usuarios	Habitantes por Usuario	Consumo	Consumo
				por Usuario kWh	por Habitante kWh
1895	150	-	-	-	-
1914	2.110	-	-	-	-
1947	5.880	-	-	-	-
1960	14.439	2.416	6,0	1.782,8	289
1968	25.690	4.842	5,3	2.401,2	452
Tasa media	7,9%			3,8%	5,6%

Cuadro N° III-9

RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección de la población

Años	Población
1968	25.690
1969	27.550
1970	29.600
1971	31.900
1972	34.250
1973	36.750
1974	39.600
1975	42.500
1976	45.600
1977	49.075
1978	52.800
1979	56.800
1980	60.900

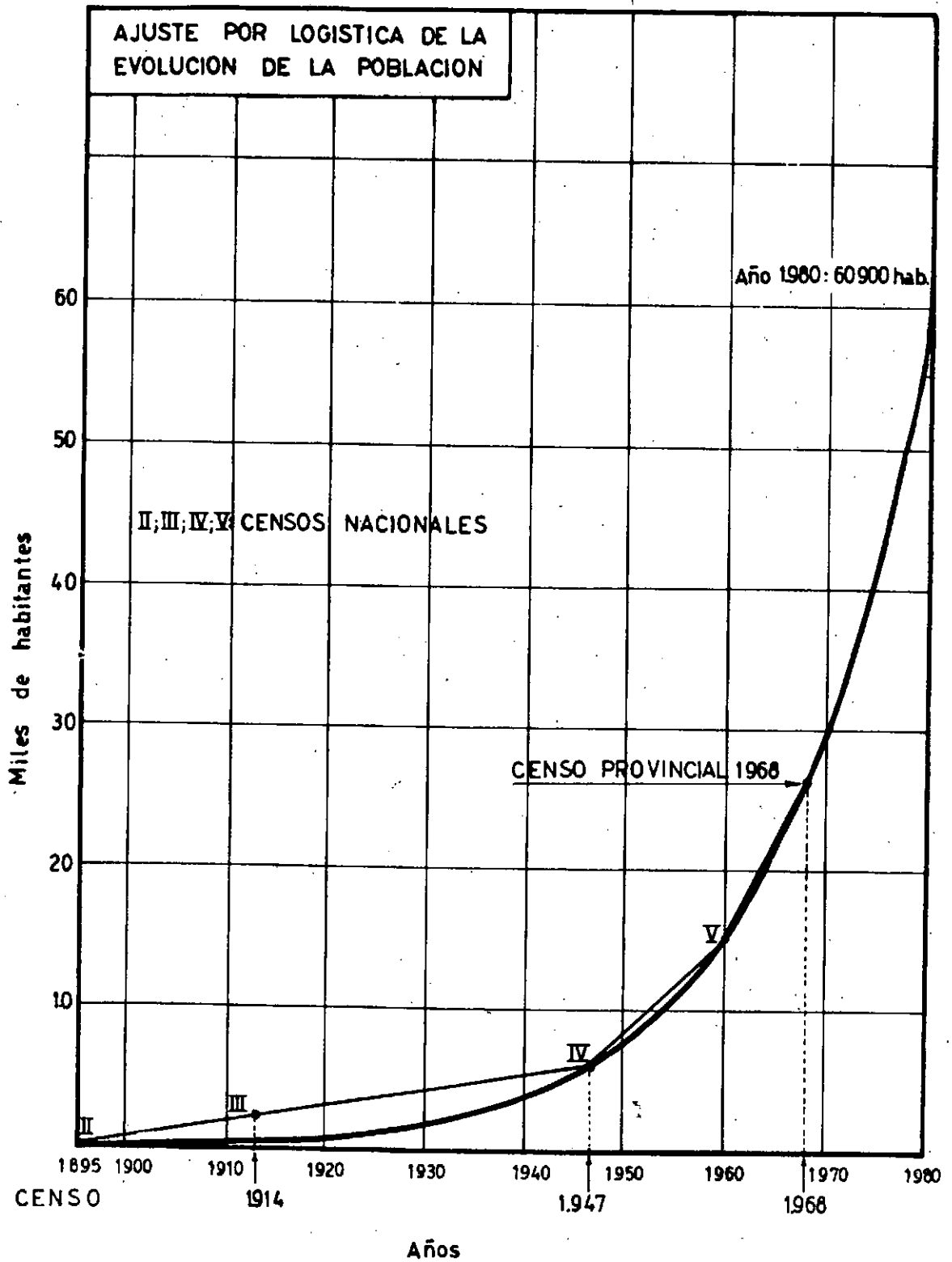
## Cuadro N° III-10

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección del consumo de energía eléctrica en base  
al consumo por habitante

Años	Habitantes	Consumo por Habitante	Consumo
		kWh	kWh x 10 <sup>3</sup>
1969	27.550	470	12.964,8
1970	29.600	503	14.888,8
1971	31.900	539	17.194,1
1972	34.250	577	19.762,3
1973	36.750	618	22.711,5
1974	39.600	662	26.215,2
1975	42.500	709	30.132,5
1976	45.600	759	34.610,4
1977	49.075	813	39.898,0
1978	52.800	870	45.936,0
1979	56.800	933	52.994,4
1980	60.900	1.000	60.900,0
Tasa Media	7,5%	7,1%	15,1%

RIO GALLEGOS  
 ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA



KENNDY Y DONKIN ARGENTINA

Se ha supuesto que en años 1980 se podrá llegar a un consumo de 1000 kWh por habitante lo que significaría prácticamente duplicar el consumo unitario actual en un período de diez años.

En el Cuadro N° III-10 se han indicado los valores de la proyección del consumo de energía eléctrica por este método lo que implica un consumo total en 1980 de  $60,9 \times 10^6$  kWh y una tasa media de crecimiento para el período del 15,1% anual. Los valores de la proyección se dibujaron en el gráfico N° III-11 ya mencionado.

#### Proyección del consumo de energía eléctrica en función del consumo por usuario.

Para realizar esta proyección de la demanda de energía eléctrica se ha tenido que hacer el pronóstico del crecimiento del número de usuarios.

Para proyectar los usuarios se han seguido dos métodos. Por un lado, como se observa en el Cuadro N° III-11 se ha hecho la evolución a la tasa media histórica, o sea al 9,5% anual lo que daría para 1980 un total de más de 14.000 consumidores.

Por otro lado se ha proyectado una función de la evolución poblacional y de la tendencia histórica de la relación entre el número de habitantes y de usuarios.

Esta relación, según se ve en el Cuadro N° III-8 ha evolucionado disminuyendo desde seis habitantes por usuario en 1960 hasta sólo 5,3 en 1968.

Se ha hecho la proyección del número de usuarios tomando dicha relación igual a 5 a partir del año 1970 con lo que se tendría que el número de usuarios llegaría, según se ve en el Cuadro N° III-11 a algo más de 12.000 en 1980.

La evolución del consumo por usuario también se ha proyectado por dos caminos. El primero de ellos a una tasa del 3% anual acumulativo considerando que de ese modo se llegaría a que el consumo por consumidor en 1980 sería de 3.431 kWh. En segundo término se supuso que en dicho año límite, el consumo unitario sería de 3.000 kWh por usuario como máximo teniendo en cuenta que actualmente, en 1969, ha sido de casi 2.500 kWh por usuario.

Se tendrían de esta manera dos proyecciones del consumo total de energía eléctrica para la ciudad de Río Gallegos. Según el primer criterio se llegaría a una demanda de  $48,7 \times 10^6$  kWh en 1980 lo que implica una tasa media del 12,8% anual. Según el segundo método se llegaría a  $36,5 \times 10^6$  kWh de consumo en el mismo año, según puede verse en el Cuadro N° III-12. Los valores correspondientes se representaron en el Gráfico N° III-11.



### Proyección del consumo de energía eléctrica a la tasa del 12% anual acumulativo.

Por último se hizo la proyección del consumo a la tasa del 12% estimándose que este podría ser un valor aceptable como promedio de las distintas tasas que da una curva exponencial constante. En el Cuadro N° III-7 y Gráfico N° III-11 se re presentaron los valores correspondientes a esta proyección. Con este criterio se tendría en el año 1980 una demanda de  $45 \times 10^6$  kWh.

### b) GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.

La generación de energía eléctrica medida en bornes de generador se proyectó siguiendo dos caminos. Por un lado se aplicaron las tasas históricas del período 1956-1969 y por otro se realizó en función del probable consumo de energía eléctrica teniendo en cuenta las pérdidas en la red y el consumo propio en general.

### Proyección de la generación de energía eléctrica a tasas históricas.

En el Cuadro N° III-1 se observan los valores históricos de la generación de energía eléctrica del período 1956-1967 y las tasas de incremento media, promedio y de regresión que son algo superiores al 16% anual. La generación pasó de  $2,3 \times 10^6$  kWh en 1956 a  $12,6 \times 10^6$  kWh en 1967, o sea que ha crecido más del 5% en dicho período.

En el Anexo I se detalla la determinación de la tasa de regresión hallada por medio de una curva de ajuste de los datos estadísticos.

En el Cuadro N° III-13 se pueden observar las proyecciones de la generación de energía eléctrica a dichas tasas que no difieren mayormente entre sí y que permiten suponer una demanda en bornes de alternador de alrededor de  $90 \times 10^6$  kWh en el año 1980.

Los valores correspondientes fueron representados en el Gráfico N° III-13.

### Proyección de la generación de energía eléctrica en función del consumo.

Para hacer estas proyecciones se analizó la serie histórica que permitiera observar cual ha sido la evolución de las pérdidas en la red y el consumo propio en Central. Los datos obtenidos dan este valor en conjunto por lo que se realizó la diferencia año a año de lo generado en Central y lo facturado o consumido por los usuarios. Se determinaron los valores absolutos y relativos de dichas pérdidas refiriéndolas ya sea al consumo o a la generación de energía eléctrica. En el Cuadro N° III-14 se han resumido dichos cálculos.

Los datos sobre generación se obtuvieron solamente hasta el año 1967 por lo que dicho año ha sido el utilizado como base de las proyecciones.

## Cuadro N° III-11

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección del número de usuarios

Años	Usuarios (tasa histórica)	Habitantes	Habitantes por Usuario	Usuarios
1970	5.727	29.600	5	5.920
1971	6.271	31.900	5	6.380
1972	6.867	34.250	5	6.850
1973	7.519	36.750	5	7.350
1974	8.233	39.600	5	7.920
1975	9.015	42.500	5	8.500
1976	9.871	45.600	5	9.120
1977	10.809	49.075	5	9.815
1978	11.836	52.800	5	10.560
1979	12.960	56.800	5	11.360
1980	14.191	60.900	5	12.180
Tasa media	9,5%	7,5%		8%

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección del consumo de energía eléctrica en base al consumo por usuario y al número de usuarios

Años	Usuarios		Consumo		Consumo Total		Consumo por Usuario		Consumo Total	
	N°	kWh	N°	kWhx10 <sup>3</sup>	N°	kWhx10 <sup>3</sup>	kWh	kWhx10 <sup>3</sup>	kWh	kWhx10 <sup>3</sup>
1969	5.230	2.479	5.230	12.964,8	5.230	2.479	2.479	12.964,8	2.479	12.964,8
1970	5.727	2.553	5.920	14.622,7	5.920	2.526	2.526	14.953,9	2.526	14.953,9
1971	6.271	2.630	6.380	16.492,1	6.380	2.574	2.574	16.422,1	2.574	16.422,1
1972	6.867	2.709	6.850	18.601,3	6.850	2.621	2.621	17.953,9	2.621	17.953,9
1973	7.519	2.790	7.350	20.978,8	7.350	2.670	2.670	19.624,5	2.670	19.624,5
1974	8.233	2.874	7.920	23.660,0	7.920	2.716	2.716	21.510,7	2.716	21.510,7
1975	9.015	2.960	8.500	28.684,4	8.500	2.764	2.764	23.494,0	2.764	23.494,0
1976	9.871	3.049	9.120	30.094,7	9.120	2.811	2.811	25.636,3	2.811	25.636,3
1977	10.809	3.140	9.815	33.943,5	9.815	2.860	2.860	28.070,9	2.860	28.070,9
1978	11.836	3.235	10.560	38.283,5	10.560	2.906	2.906	30.687,4	2.906	30.687,4
1979	12.960	3.332	11.360	43.176,2	11.360	2.954	2.954	33.557,4	2.954	33.557,4
1980	14.191	3.431	12.180	48.695,0	12.180	3.000	3.000	36.540,0	3.000	36.540,0
Tasa media	9,6%	3%	(1)	12,8%	(1)					9,9%

(1) Proyectados en base al número de habitantes.

## Cuadro N° III-13

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección de la Generación de energía eléctrica a las tasas históricas media, promedio y de regresión

Años	Tasa Media	Tasa Promedio	Tasa de Regresión
1969	17.502,4	17.502,4	17.502,4
1970	20.372,8	20.407,8	20.302,8
1971	23.713,9	23.795,5	23.551,2
1972	27.603,0	27.745,6	27.319,4
1973	32.129,9	32.351,4	31.690,5
1974	37.399,2	37.721,7	36.761,0
1975	43.532,7	43.983,5	42.642,8
1976	50.672,1	51.284,8	49.465,6
1977	58.982,3	59.798,1	57.380,1
1978	68.655,4	69.724,6	66.560,9
1979	79.914,9	81.298,9	77.210,6
1980	93.020,9	94.794,6	89.564,3
	16,4%	16,6%	16,0%

## Cuadro N° III-14

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Series históricas de las pérdidas y consumo propio

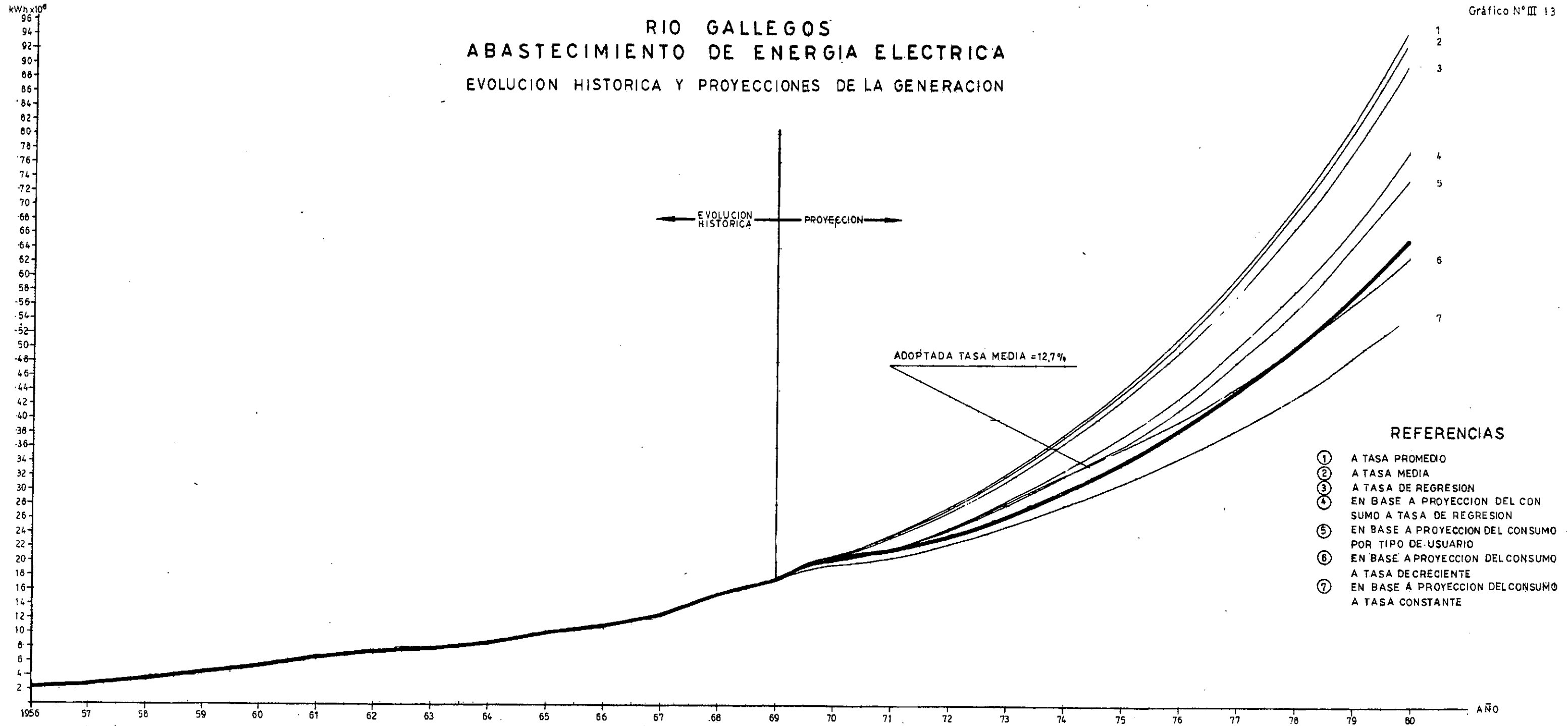
Años	Generación kWh x 10 <sup>3</sup>	Consumo kWh x 10 <sup>3</sup>	Pérdidas y Consumo Propio		
			Total kWh x 10 <sup>3</sup>	Respecto a la	Respecto al
				Generación	Consumo
				%	%
1956	2.381,5	1.732,0	649,5	27,3	37,5
1957	2.705,1	2.105,4	599,7	22,2	28,4
1958	3.404,5	2.659,8	744,7	21,9	28,0
1959	4.432,7	3.501,5	931,2	21,1	26,6
1960	5.337,7	4.176,7	1.161,0	21,8	27,8
1961	6.514,7	5.231,4	1.283,3	19,7	24,5
1962	7.360,2	5.657,7	1.702,5	23,1	30,1
1963	7.812,9	6.500,0	1.312,9	16,8	20,2
1964	8.564,0	6.978,0	1.586,0	18,5	22,7
1965	10.500,0	7.473,0	3.027,0	28,8	40,5
1966	11.028,8	9.103,0	1.925,8	17,5	21,2
1967	12.617,7	9.368,6	3.249,1	25,8	34,7
1968	- -	11.626,5	- -	- -	- -
1969	- -	12.964,8	- -	- -	- -

- - sin datos

# RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

### EVOLUCION HISTORICA Y PROYECCIONES DE LA GENERACION



Se observa que en ningún año las pérdidas más consumo propio han sido menores que el 16,7% de lo generado habiéndose llegado en 1966 a tener un valor relativo del 28,8%. Se ha estimado, de acuerdo al estado de la red y de la Central que los dos últimos años, 1968 y 1969 se han tenido pérdidas y consumo propio del orden de la del año 1967, o sea del 25,8%.

Es necesario aclarar que esta diferencia se debe, en parte, a los consumos clandestinos que se aprecian en alrededor de un 5% de lo generado.

Los valores de pérdidas y consumo propio referidos al consumo total resultan ser para el año 1967 de casi un 35% e igual a los estimados para 1968 y 1969.

Teniendo en cuenta el estado de la red y el de la Central además de la posibilidad de detección de los usuarios clandestinos se ha hecho la estimación de que las pérdidas y el consumo propio seguirán en el mismo orden para el año 1970 para declinar al 25% de lo consumido en 1971 ya que se proyecta adecuar la red y proceder a la normalización de los usuarios no compradores de fluido.

Posteriormente con otras mejoras en Central y de mantenimiento en distribución se reducirían las pérdidas y consumo propio hasta el año 1976 en que llegarían a ser iguales al 20% del consumo o sea un 16,7% si se refieren a la generación.

A partir de dicho año se ha hecho la hipótesis simplificativa de que han de permaner iguales a dicho valor.

En el Cuadro N° III-15 y Gráfico III-13 se han indicado las proyecciones de la generación de energía eléctrica hasta el año 1980 en función de las siguientes proyecciones del consumo, las que se han considerado como las más plausibles en dicho período:

Proyección del consumo a la tasa de regresión.

Proyección del consumo por tipo de usuario.

Proyección del consumo a tasa variable decreciente.

Proyección del consumo a la tasa del 12% anual acumulativo.

Se llega de este modo a una generación de energía eléctrica medida en bornes de alternador de la Central de  $774 \times 10^6$  kWh,  $73,7 \times 10^6$  kWh,  $62,7 \times 10^6$  kWh y  $54,1 \times 10^6$  kWh respectivamente lo que implica tasas medias de crecimiento del 14,5%, 14,0%, 12,5% y 10,7% anual.

c) CARGAS MAXIMAS.

Para la proyección de la demanda de potencia se siguieron diversos métodos. Ellos son:

En función del consumo y generación de energía eléctrica.

A las tasas históricas.

A tasa del 12% anual acumulativo.

A tasa variable decreciente.

En función de la evolución de la carga máxima por usuario.

Proyección de la demanda de cargas máximas en función del consumo y generación de energía eléctrica.

De la observación del Cuadro N° III-1 en el que se han ordenado las series históricas de la generación y de las cargas máximas surge la evolución que se ha operado en el factor de carga anual o, lo que es igual, de las horas equivalentes, en el período comprendido entre los años 1956 y 1969. Se observa que en los períodos de oferta restringida el factor de carga se ha elevado hasta llegar, por ejemplo, en 1965 a ser igual a 53,5%, factor que, para una ciudad como la de Rfo Gállegos, con un desarrollo de tipo industrial casi nulo, resulta elevado si se lo compara con otras localidades de similar número de habitantes y actividad económica semejante.

Si se observan los diagramas típicos de carga diaria como los del Gráfico N° III-4 en el que se han representado las curvas para las cuatro estaciones del año 1969 se ve claramente que la carga máxima se produce en el invierno, a las 19 hs., en coincidencia con la época en que el día solar se hace más corto en el año y por supuesto, en la que se tienen los mayores fríos.

El verano, en cambio, resulta con un día solar extenso de modo que el pico se produce generalmente entre las 22 y 23 horas.

Los valores para otoño y primavera son intermedios entre aquellos.

En los gráficos Nos. III-15, III-16, III-17 y III-18 se han representado las curvas de carga diaria típicas estacionales para aquellos años en los que fueron posible obtener datos y de la observación de los mismos es posible reafirmar lo antedicho.

Durante el verano se produce un fuerte receso en la actividad local y la población



## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección de la generación de energía eléctrica en base a las hipótesis de consumo

Años	CONSUMO				Pérdidas y Consumo Propio	GENERACION			
	Hipótesis 1	Hipótesis 2	Hipótesis 3	Hipótesis 4		Hipótesis 1	Hipótesis 2	Hipótesis 3	Hipótesis 4
	kWhx10 <sup>3</sup>	kWhx10 <sup>3</sup>	kWhx10 <sup>3</sup>	kWhx10 <sup>3</sup>		kWhx10 <sup>3</sup>	kWhx10 <sup>3</sup>	kWhx10 <sup>3</sup>	kWhx10 <sup>3</sup>
1970	15.000,3	14.918,2	15.000,3	14.519,7	35	20.250,4	20.139,6	20.250,4	19.601,6
1971	17.355,3	17.169,8	17.355,3	16.262,1	25	21.694,1	21.462,3	21.694,1	20.327,6
1972	20.080,1	19.765,4	20.028,0	18.213,6	24	24.899,3	24.509,1	24.834,7	22.584,9
1973	23.232,7	22.758,4	23.092,2	20.399,2	23	28.576,2	27.992,8	28.329,6	25.091,0
1974	26.880,2	26.210,5	26.256,7	22.847,1	22	32.793,8	31.976,8	32.033,2	27.873,5
1975	31.100,4	30.193,5	29.670,1	25.588,8	21	37.631,5	36.534,1	35.900,8	30.982,4
1976	35.983,2	34.789,9	33.230,4	28.859,5	20	43.179,8	41.747,9	39.876,5	34.391,4
1977	41.632,6	40.096,0	37.217,6	32.098,6	20	49.959,1	48.115,2	44.661,1	38.518,3
1978	48.168,9	46.223,0	41.683,7	35.950,4	20	57.802,7	55.467,6	50.020,4	43.140,5
1979	55.731,4	53.300,1	46.685,7	40.264,4	20	66.877,7	63.960,1	58.022,8	48.317,3
1980	64.481,2	61.477,0	52.113,0	45.096,1	20	77.377,4	73.772,4	62.745,6	54.115,3
Tasa media	15,7%	15,2%	13,8%			14,5%	14%	12,5%	10,7%

Hipótesis 1 : a la tasa de regresión

Hipótesis 2 : por tipo de usuario

Hipótesis 3 : a tasa variable decreciente

Hipótesis 4 : a la tasa del 12% anual ac.

## RIO CALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección de las cargas máximas en función del consumo y generación de energía eléctrica

Años	GENERACION					Factor de Carga %	CARGA MAXIMA				
	(1) kWhx10 <sup>3</sup>	(2) kWhx10 <sup>3</sup>	(3) kWhx10 <sup>3</sup>	(4) kWhx10 <sup>3</sup>	(5) kWhx10 <sup>3</sup>		(1) kW	(2) kW	(3) kW	(4) kW	(5) kW
1970	20.250,4	20.139,6	20.250,4	19.601,6	20.302,8	48	4.816	4.789	4.816	4.662	4.878
1971	21.694,1	21.462,3	21.694,1	20.327,6	23.551,0	45	5.506	5.447	5.506	5.157	5.977
1972	24.899,3	24.509,1	24.834,7	22.584,9	27.319,4	42	8.769	6.662	6.750	6.138	7.426
1973	26.576,2	27.992,8	26.329,6	25.091,0	31.690,5	40	8.155	7.989	8.085	7.161	9.044
1974	32.793,8	31.976,8	32.032,2	27.873,5	36.761,0	40	9.359	9.126	9.142	7.955	10.491
1975	37.631,5	36.534,1	35.900,8	30.962,4	42.642,8	40	10.739	10.426	10.246	8.836	12.170
1976	43.179,8	41.747,9	39.876,5	34.391,4	49.465,6	40	12.323	11.914	11.380	9.815	14.117
1977	49.959,1	48.115,2	44.661,1	38.518,3	57.980,1	40	14.257	13.732	12.746	10.933	16.376
1978	57.802,7	55.467,6	50.020,4	43.140,5	66.560,9	40	16.496	15.830	14.275	12.312	18.996
1979	66.877,7	63.960,1	56.022,8	48.317,3	77.210,6	40	19.086	18.253	15.988	13.789	22.035
1980	77.377,4	73.772,4	62.745,6	54.115,3	89.664,3	40	22.083	21.054	17.907	15.444	25.561
Tasa media	14,5%	14,0%	12,5%	10,7%	16,2%		15,7%	15,2%	13,8%	12%	17,4%

(1): crecimiento del consumo a la tasa de regresión

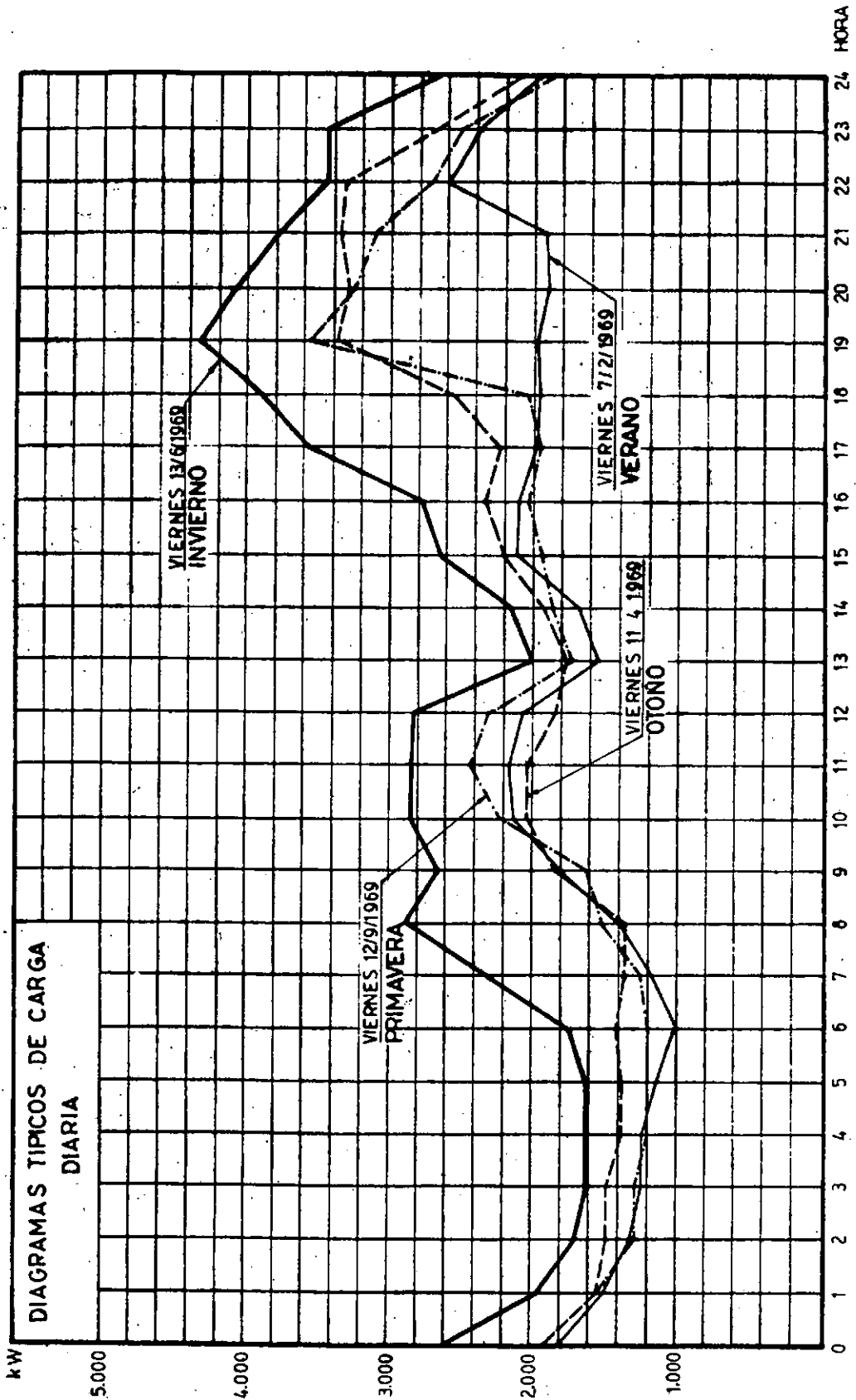
(2): " " " por tipo de usuario

(3): " " " a tasa variable decreciente

(4): " " " a la tasa del 12% a. ac.

(5): " " " de la generación a la tasa de regresión

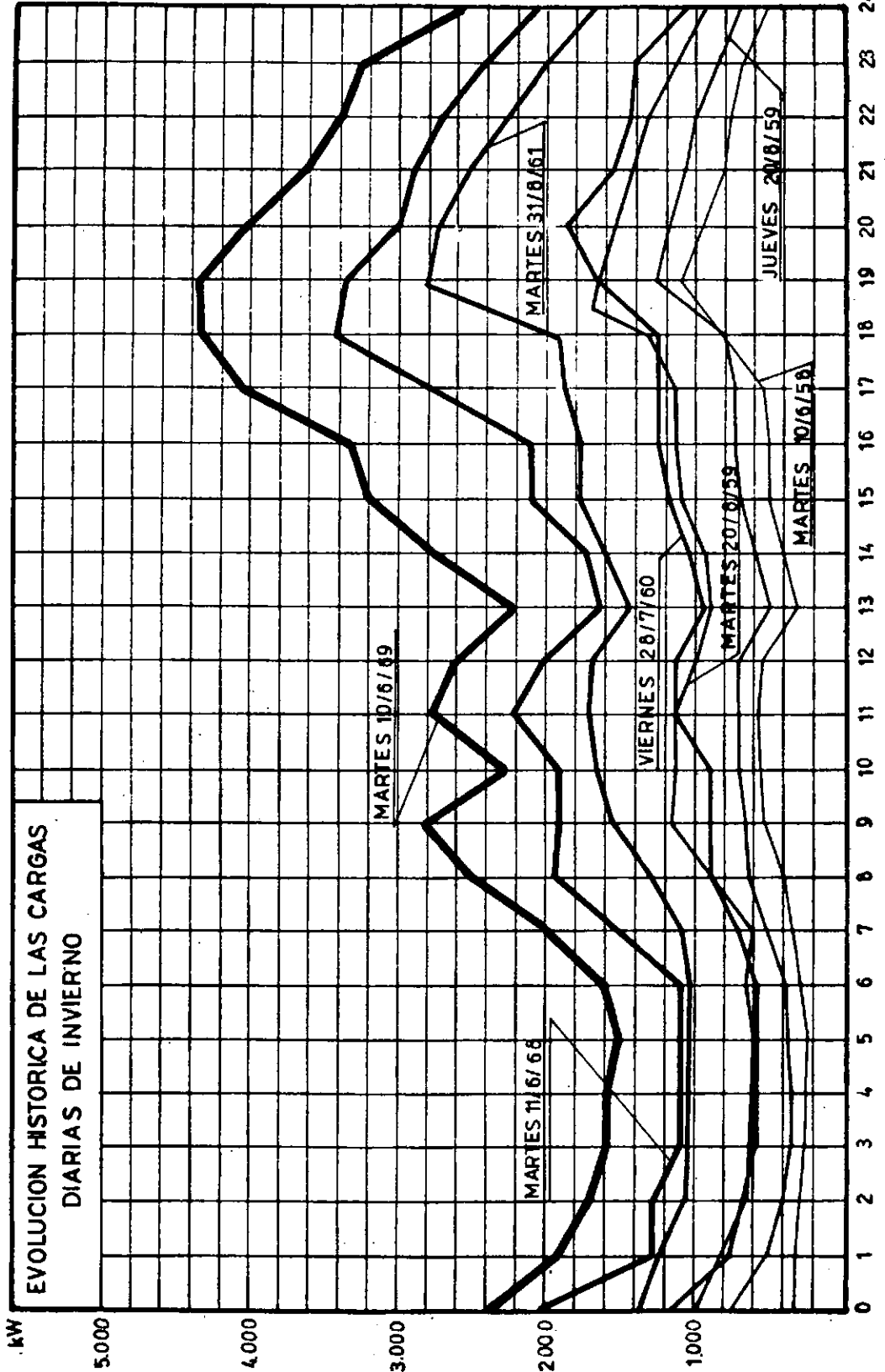
RIO GALLEGOS  
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

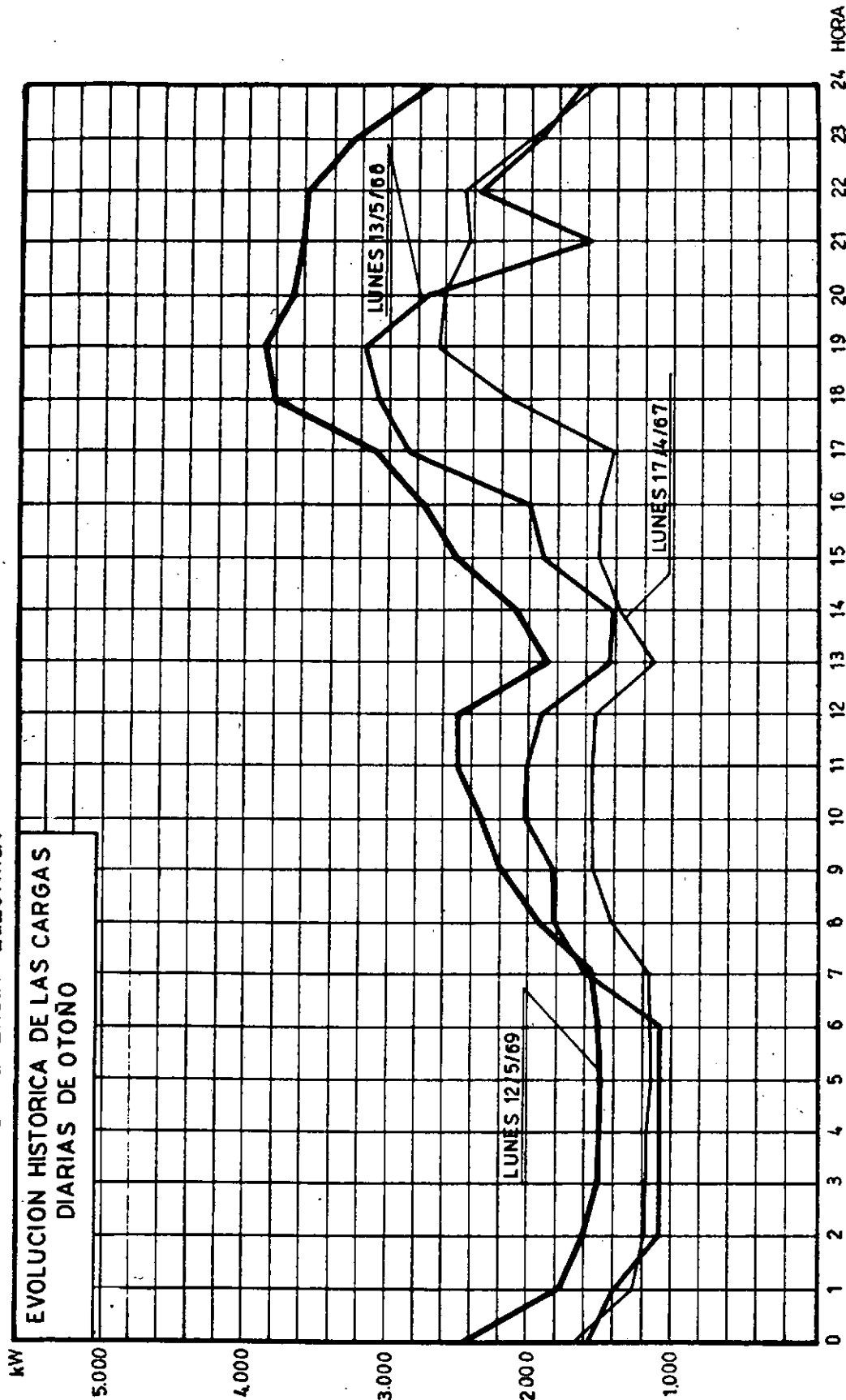
# RIO GALLEGOS ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

## EVOLUCION HISTORICA DE LAS CARGAS DIARIAS DE INVIERNO



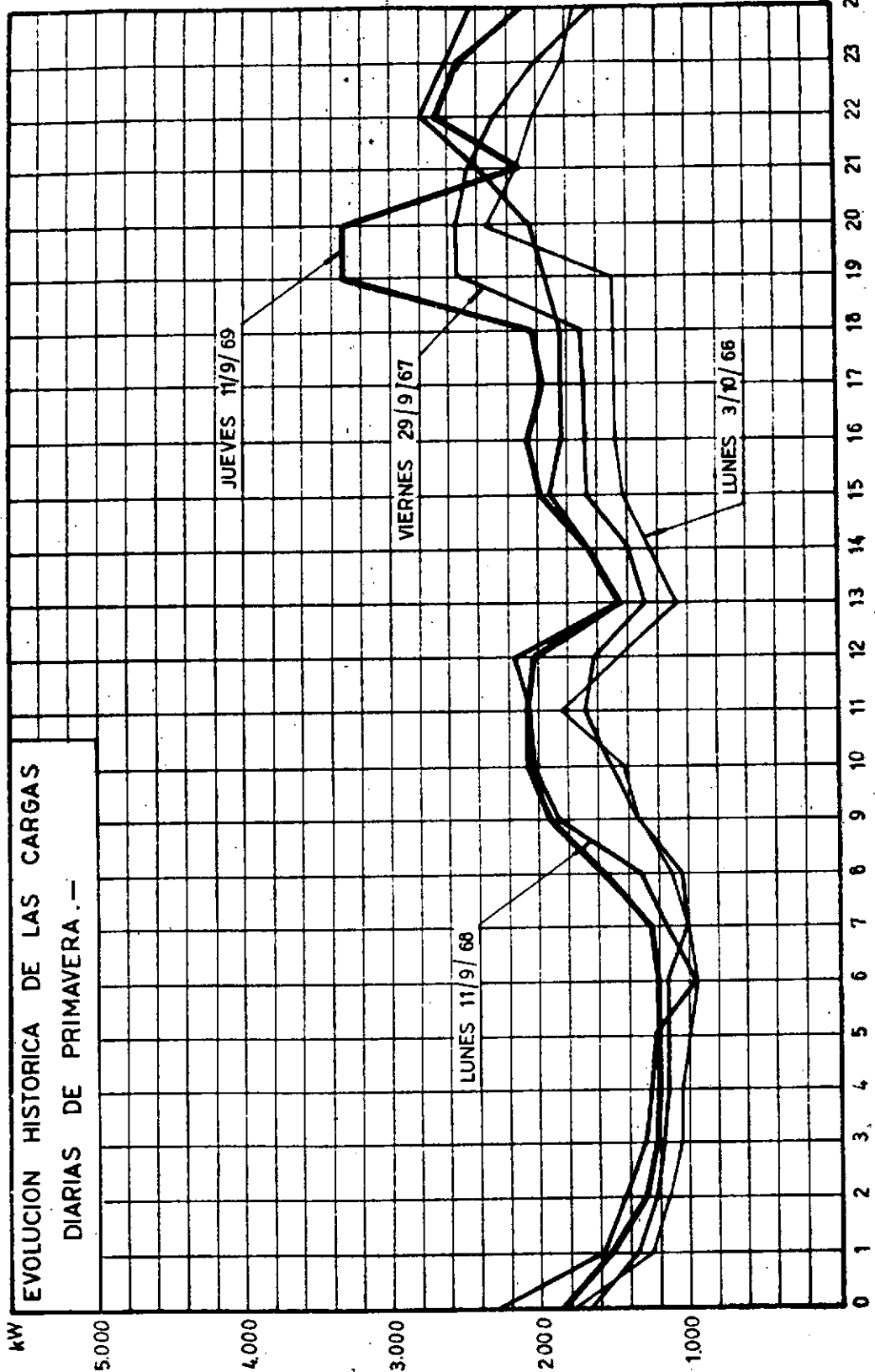
KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

RIO GALLEGOS  
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA  
EVOLUCION HISTORICA DE LAS CARGAS  
DIARIAS DE OTOÑO



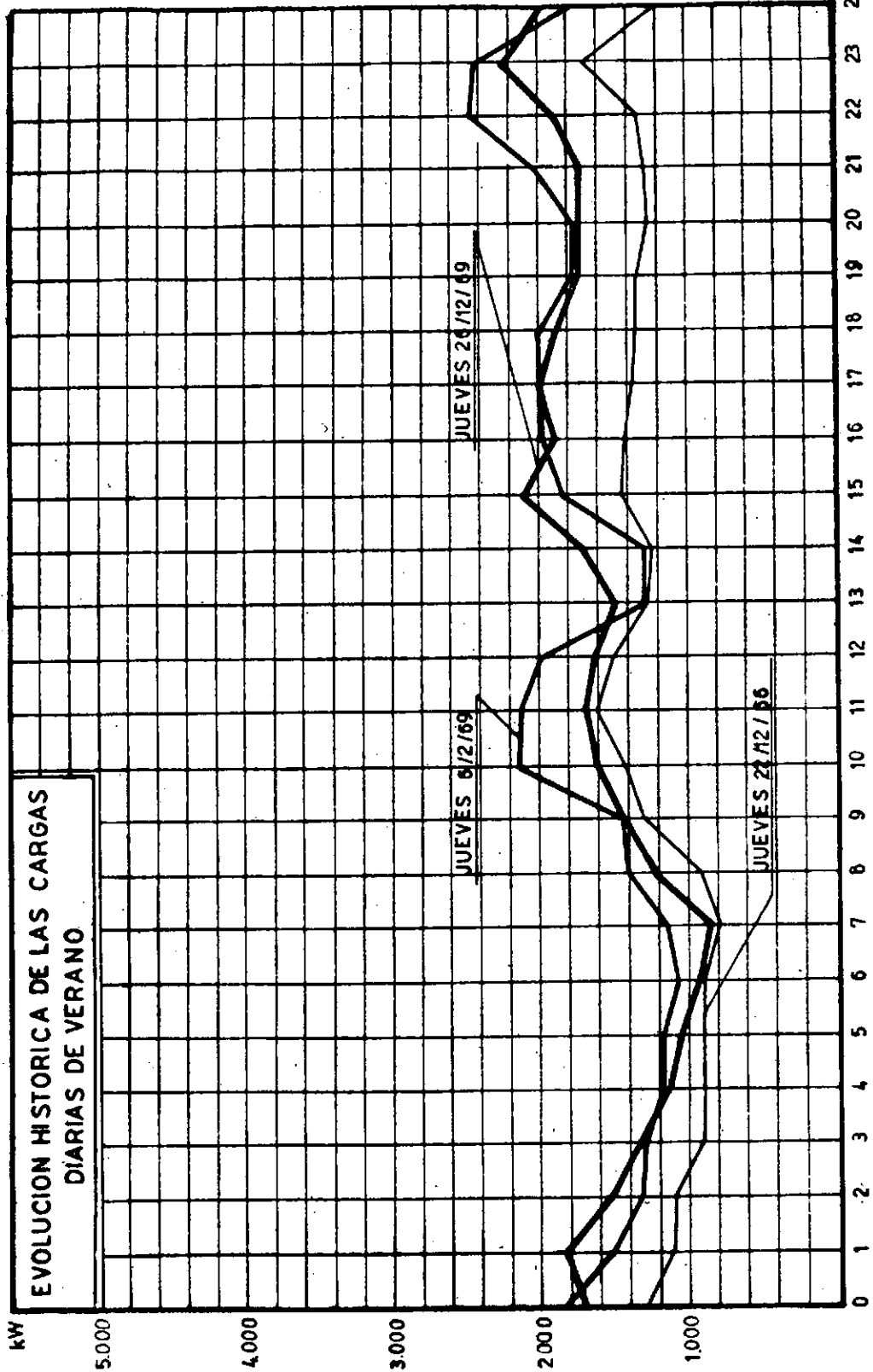
KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

RIO GALLEGOS  
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA  
EVOLUCION HISTORICA DE LAS CARGAS  
DIARIAS DE PRIMAVERA. —



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

**RIO GALLEGOS**  
**ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA**  
**EVOLUCION HISTORICA DE LAS CARGAS**  
**DIARIAS DE VERANO**



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

de Rfo Gallegos "emigra" provisoriamente. Esto puede ser deducido del Gráfico N° III-19 de evolución semanal de las cargas máximas de verano donde no se producen desniveles importantes entre las demandas máximas de los diferentes días de la semana y hasta se da el hecho de que el máximo semanal se produce en día sábado. En el invierno, en cambio, se conservan las diferencias entre días típicos y feriados como se ve en el Gráfico N° III-20 al igual que en el otoño, Gráfico N° III-21 y en menor grado en primavera, Gráfico N° III-22.

En el Gráfico N° III-23 se indica la evolución mensual de las cargas máximas y su evolución notándose el peso de la estación fría con respecto al año. Se deduce, por lo tanto, que la curva de carga típica media diaria ha de ser bastante similar a la de invierno.

Es por ello que se ha supuesto que el factor de carga ha de evolucionar de la siguiente-manera.

En el año 1970, dado que comienzan a notarse restricciones en la oferta por carencia de potencia de reserva adecuada, es probable que el factor de carga ascienda al 48% o sea 4.200 horas equivalentes.

A partir de dicho año la oferta ha de ir regularizándose de acuerdo a las decisiones de equipamiento ya adoptadas y a las recomendaciones que surjan de este informe por lo que se considera que el factor de carga ha de descender en los años 1971 al 45%, el 72 al 42% y el 73 al 40%, manteniéndose constante en dicho valor desde dicho año en adelante hasta el fin del período de análisis. Esto significa un funcionamiento equivalente de 3.500 horas en el año.

Con estos supuestos y los de pérdidas en la red más consumo propio en Central, se hicieron diversas proyecciones de la demanda de cargas máximas las que se indican en el Cuadro N° III-16 y cuyos valores se han volcado en el Gráfico N° III-24.

Se adoptaron como plausibles a estos fines las proyecciones de la generación que surgieron de considerar las del consumo tomadas a su vez como las más plausibles y la de generación que crece a la tasa de regresión.

Se obtuvieron así, para el año 1980, las siguientes demandas de carga máxima probable:

Si el consumo crece a la tasa de regresión la carga máxima sería de 22.900 kW o sea una tasa del 15,8% anual acumulativo. Si el consumo crece a tasa decreciente, la carga máxima resultaría de 17.900 kW y la correspondiente tasa media 13,8% anual acumulativo. Si el consumo crece a la tasa del 12% anual acumulativo la demanda máxima sería superior a los 15.000 kW o sea con una tasa, también del 12% anual acumulativo. En el caso de que la generación creciera a



la tasa de regresión se tendría una carga máxima de casi 26.000 kW o sea que la tasa media de crecimiento de la potencia demandada sería de 17,4% anual.

#### Proyección de la demanda de cargas máximas en las tasas históricas.

En el Cuadro N° III-1, se observan los valores y las tasas de crecimiento anuales de las cargas máximas y las tasas media, promedio y de regresión. Dichas tasas son correlativamente el 14,8%, el 14,9% y el 12,5% para potencias, en los años 1956 y 1969, iguales a 760 kW y 4.400 kW respectivamente.

En el anexo N° 1 se indican los cálculos para la obtención de la tasa de regresión con un valor del coeficiente de correlación igual a 0,99 lo que da idea de la bondad del ajuste realizado.

En el Cuadro N° III-17 se han tabulado los valores de las proyecciones de las cargas máximas entre los años 1969 y 1980 a las tasas históricas. Dichos valores se representaron en el Gráfico N° III-24.

La utilización de las tasas media y promedio llevaría a que la demanda de potencia en el año 1980 fuera de algo más de 20.000 kW mientras que la tasa de regresión sólo haría que la carga máxima llegue a los 16.000 kW.

#### Proyección de la demanda de cargas máximas a la tasa del 12% anual acumulativo y a la tasa variable decreciente.

En el Cuadro N° III-18 se indican las proyecciones de la demanda de carga máxima hechas con tasas del 12% anual acumulativo y a tasas decrecientes desde el 15% en 1970 hasta el 9% en 1976 a partir del cual se ha supuesto que se produce una saturación en la velocidad de incremento de la demanda por lo que se mantiene dicha tasa de incremento anual, constante hasta el final del período.

Se llega de esta manera a una tasa media equivalente para todo el lapso 1969-80 igual al 11% anual lo que llevaría la carga máxima en el año límite a 13.700 kW. La tasa constante del 12% anual acumulativo llevaría ese valor a 15.000 kW para el mismo año.

Los valores correspondientes fueron representados en el citado Gráfico N° III-24.

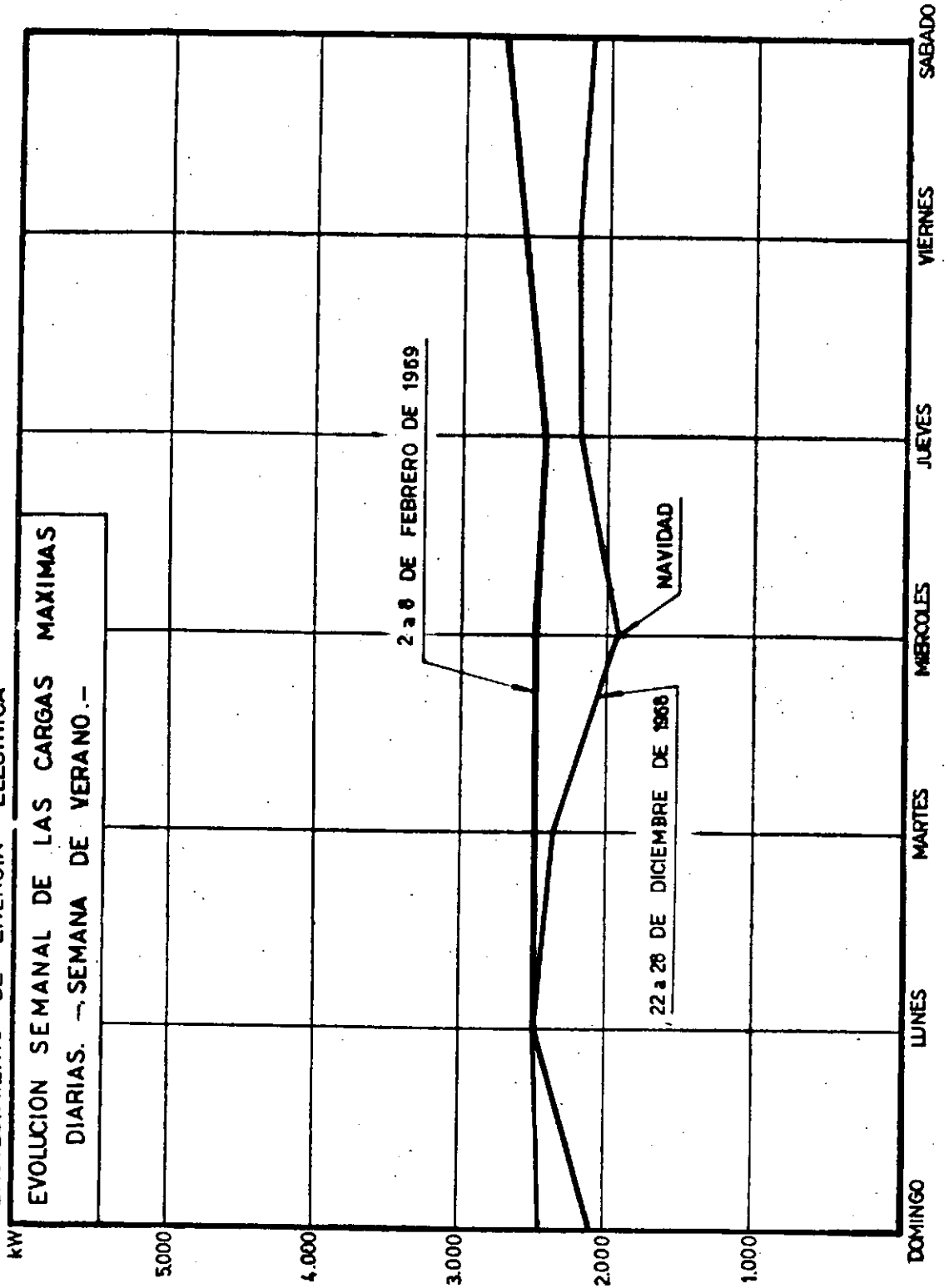
#### Proyección de la demanda de carga máxima en función de la evolución de la carga por usuario.

En el Cuadro N° III-1 se pueden observar las cargas máximas del período 1956-1969, los usuarios y la carga máxima por usuario del mismo lapso. Mientras los consumidores evolucionaron a una tasa media del 9,5% anual en dicho período, la carga por usuario lo hizo al 4,7% de manera que los valores extremos pasaron

# RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION SEMANAL DE LAS CARGAS MAXIMAS DIARIAS. - SEMANA DE VERANO. -

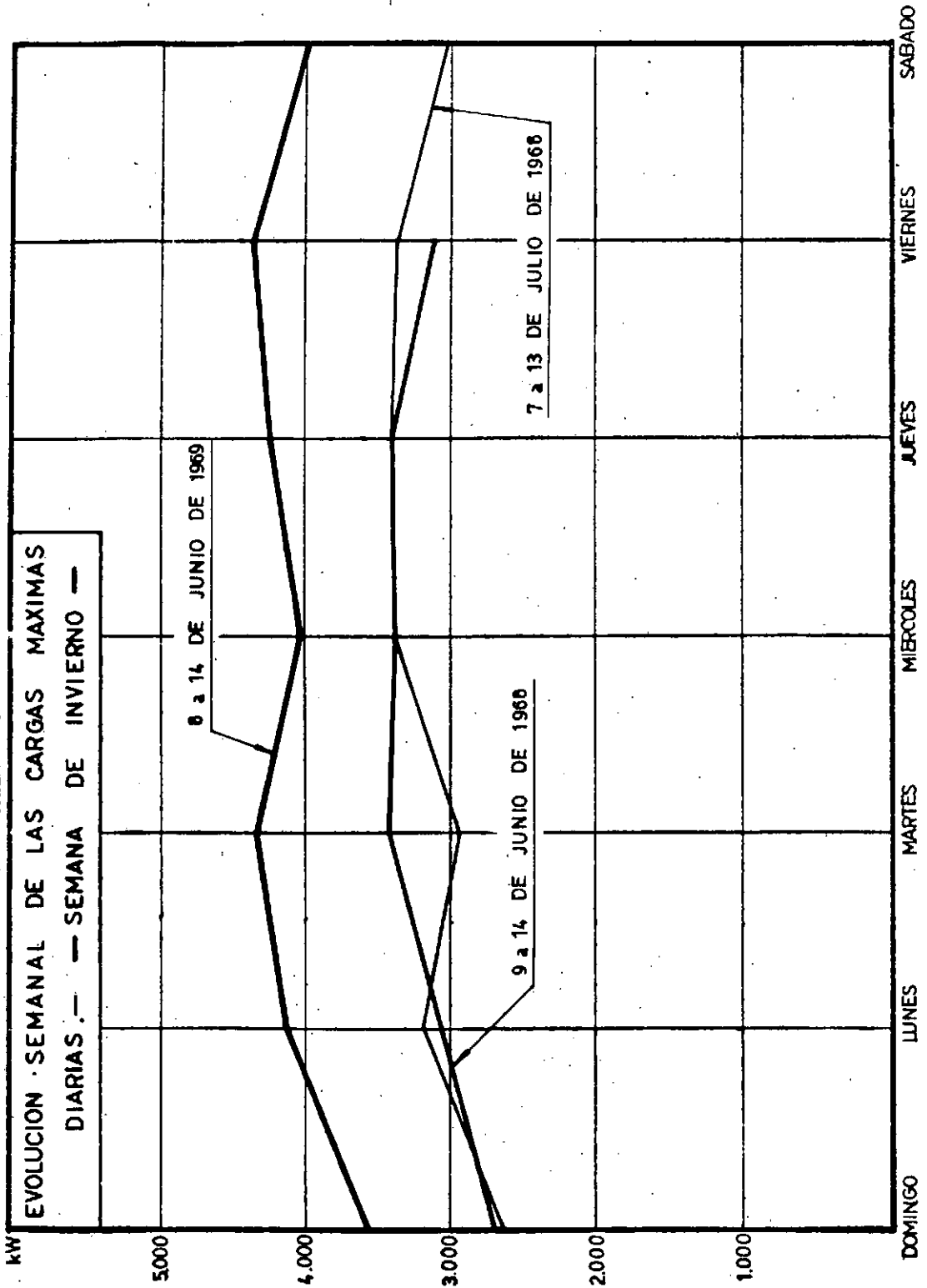


KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

# RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

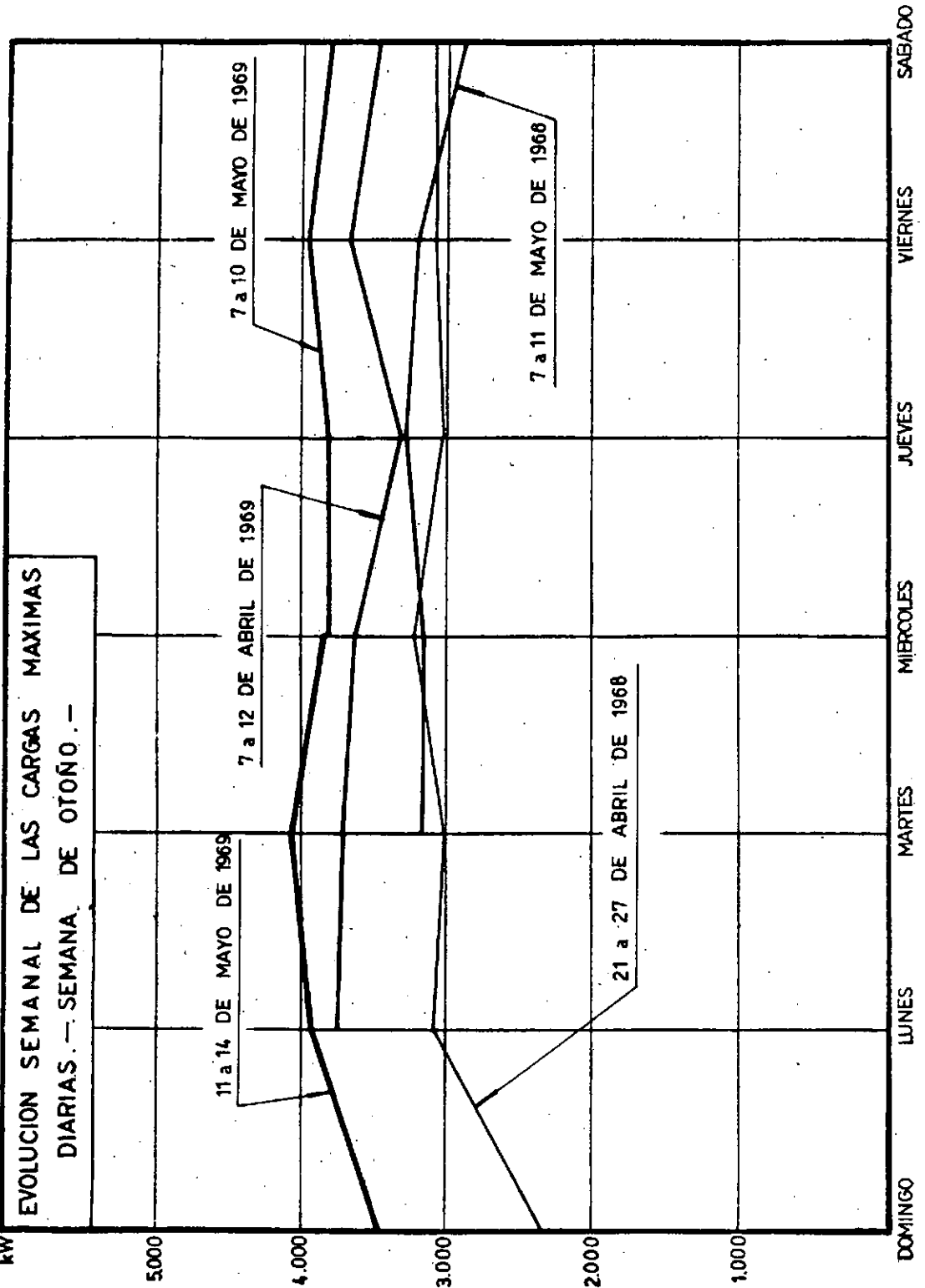
EVOLUCION SEMANAL DE LAS CARGAS MAXIMAS DIARIAS. — SEMANA DE INVIERNO —



RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION SEMANAL DE LAS CARGAS MAXIMAS  
DIARIAS. — SEMANA DE OTOÑO. —

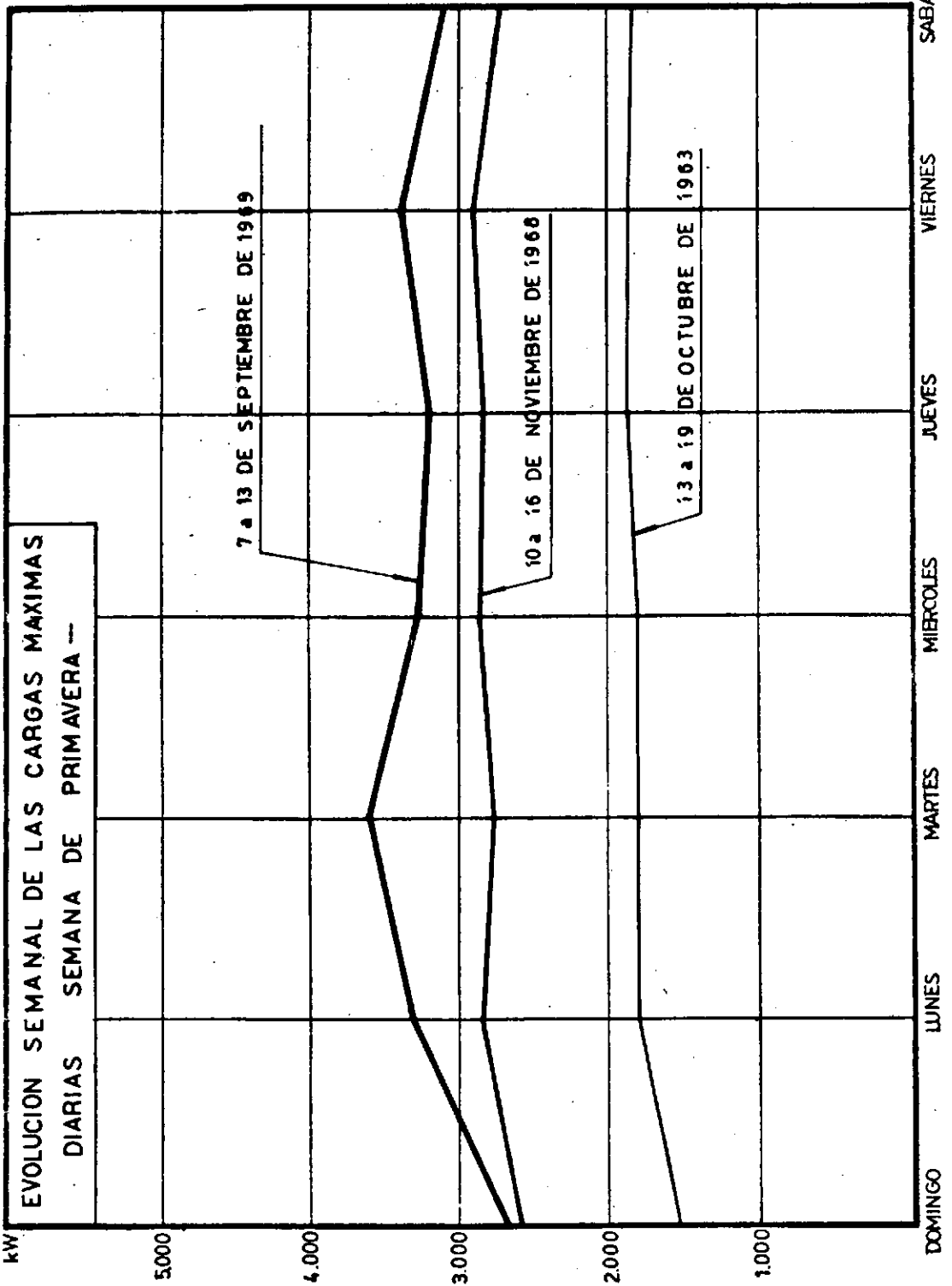


KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

# RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION SEMANAL DE LAS CARGAS MAXIMAS  
DIARIAS SEMANA DE PRIMAVERA ---

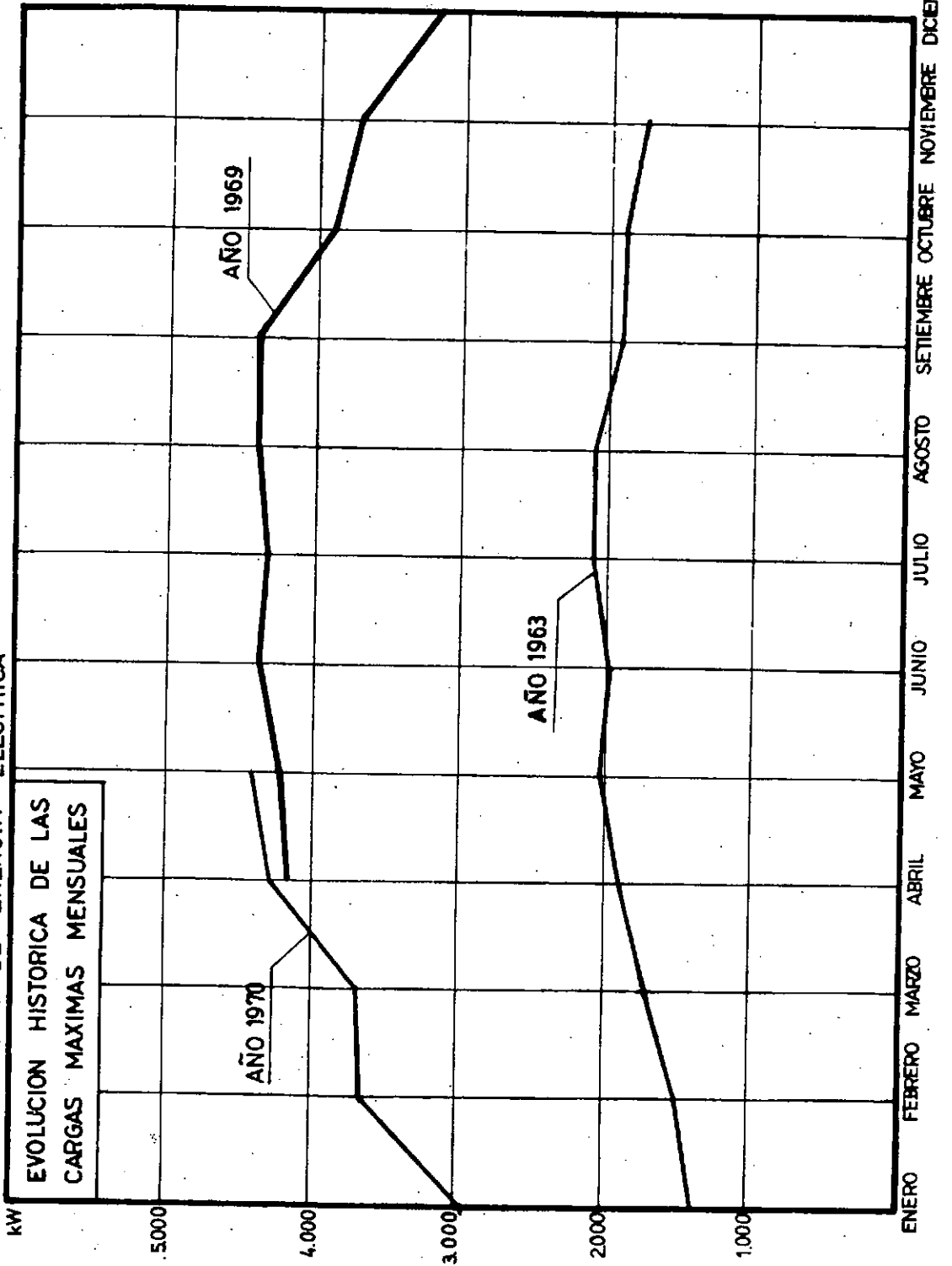


KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

EVOLUCION HISTORICA DE LAS CARGAS MAXIMAS MENSUALES

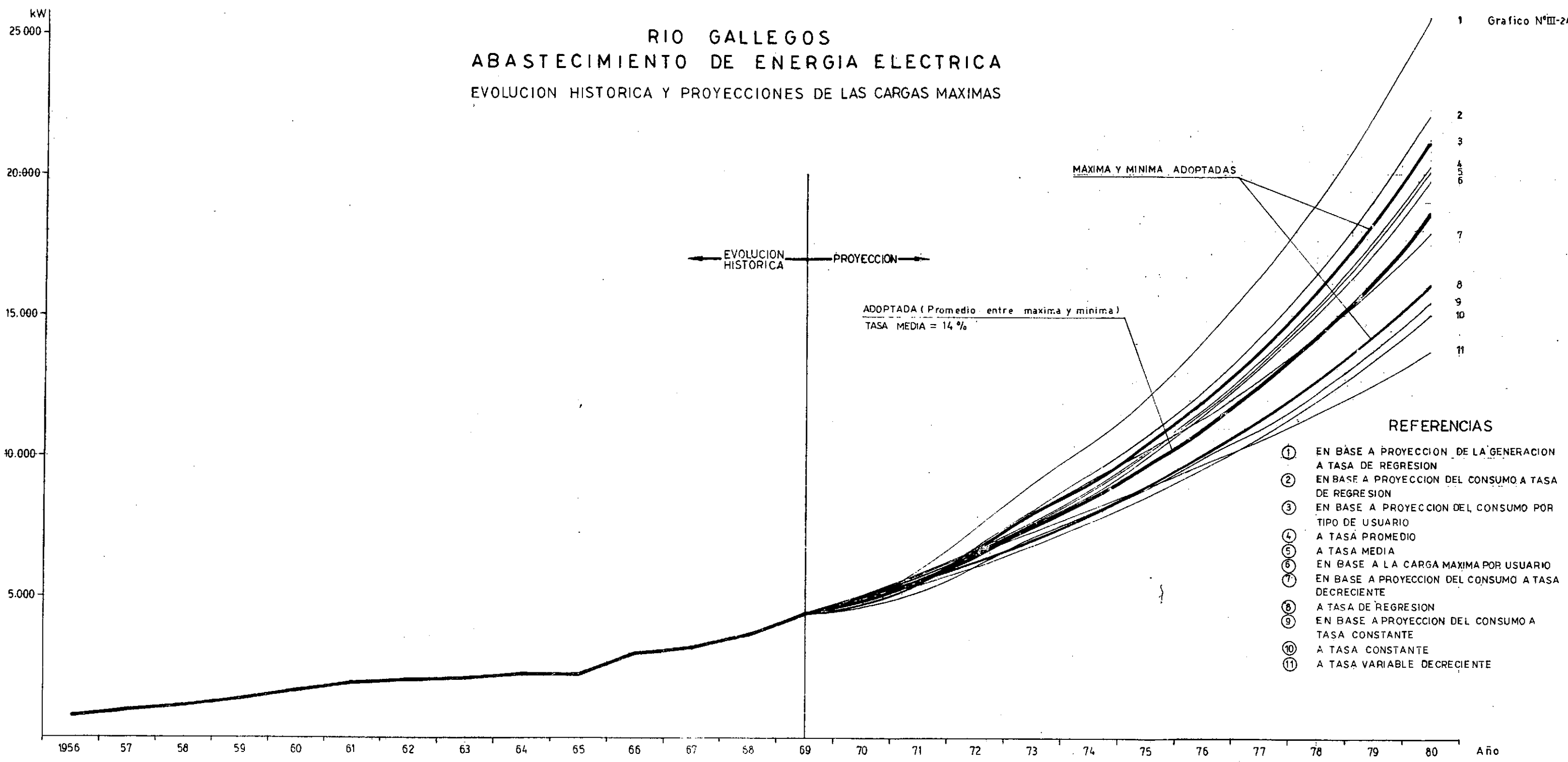


KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

# RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

### EVOLUCION HISTORICA Y PROYECCIONES DE LAS CARGAS MAXIMAS



Cuadro N° III-17

RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección de las cargas máximas (kW) a las tasas históricas  
media, promedio y de regresión



Años	Tasa Media	Tasa Promedio	Tasa de Regresión
1969	4.400	4.400	4.400
1970	5.051	5.056	4.950
1971	5.799	5.809	5.569
1972	6.657	6.674	6.265
1973	7.642	7.669	7.048
1974	8.773	8.812	7.929
1975	10.072	10.124	8.920
1976	11.562	11.633	10.035
1977	13.273	13.366	11.389
1978	15.238	15.358	12.700
1979	17.493	17.646	14.288
1980	20.082	20.276	16.074
	14,8%	14,9%	12,5%



## Cuadro N° III-18

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección de las cargas máximas a tasa constante  
y a tasa variable decreciente

Años	Carga Máxima	Carga Máxima	Tasa
	(Tasa constante)	(Tasa decreciente)	anual
	kW	kW	%
1969	4.400	4.400	-
1970	4.930	5.060	15
1971	5.420	5.768	14
1972	6.070	6.518	13
1973	6.800	7.300	12
1974	7.610	8.103	11
1975	8.520	8.913	10
1976	9.540	9.715	9
1977	10.680	10.589	9
1978	11.960	11.542	9
1979	13.400	12.581	9
1980	15.000	13.713	9
Tasa media:	12%	11%	

de 0,465 kW/us en 1956 a 0,841 kW/us en 1969. Los valores correspondientes se representaron en el Gráfico N° III-2 notándose un deterioro en la época de restricción en la oferta y una recuperación del coeficiente en los últimos años.

La última cifra se destaca por ser un valor mayor que el que se da en localidades similares a la de Río Gallegos y aun con respecto a otras con un grado de desarrollo industrial y poblacional.

Se ha hecho la proyección utilizando estas tasas históricas las que se indican en el Cuadro N° III-19. Se llegaría así a una carga por usuario en 1980 igual al 1,4 kW mientras que el número de usuarios sería algo superior a 14.000 y la demanda de carga máxima casi 20.000 kW lo que implica una tasa media para el período 1969-1980 igual al 16,4% anual.

Los valores de la proyección se representaron en el Gráfico N° III-24.

#### d) PROYECCIONES DE LA DEMANDA ADOPTADAS.

##### Carga máxima.

Se adoptó como proyección de la demanda de cargas máximas más plausible para los próximos diez años la que resulta de promediar las dos proyecciones que aparecerían como límites superior e inferior más confiable en virtud de la metodología seguida.

En el Cuadro N° III-20 se indican los valores promedio entre las proyecciones límite adoptados. Dichos pronósticos límites fueron los que surgieron de adoptar para el inferior, una tasa del 12,5% anual acumulativo, o sea igual a la de regresión, y para el superior la proyección de las cargas máximas hechas en función de la estimación del consumo de energía eléctrica cuando esta estimación se basó en la evolución de los consumos por sectores, o sea al 15,3% anual para el consumo global.

La curva promedio adoptada y que se dibujó con trazo grueso en el Gráfico N° III-24 se indica en el Cuadro N° III-20 y estima un valor de 18.564 kW en el año 1980 lo que lleva implícito una tasa de crecimiento media para el decenio 1970-1980 del 14% anual.

##### Generación y consumo de energía eléctrica.

La proyección de la generación de energía eléctrica en bornes de alternador de la Central, en el mismo período, se hizo en base a la proyección de la demanda de cargas máximas adoptada y teniendo en cuenta la hipótesis de evolución del factor de carga ya mencionados anteriormente.

En el Cuadro N° III-21 se indica la proyección adoptada para la generación de energía eléctrica que pasaría de  $20,5 \times 10^6$  kWh en 1970 a  $65,0 \times 10^6$  kWh en 1980 con lo que la tasa media de crecimiento sería igual al 12,7%. Esta proyección se dibujó en trazo grueso en el Gráfico N° III-13.

El consumo de energía eléctrica se proyectó en base al pronóstico hecho para la generación y con los supuestos de evolución de las pérdidas en la red consumos clandestinos y consumos propios en central ya analizados anteriormente.

En el Cuadro N° III-21 ya mencionado se indican los valores de esta proyección que llegaría a requerir un total de  $54,2 \times 10^6$  kWh en el año 1980 lo que llevaría implícito una tasa de crecimiento media del 14% anual para todo el período de estudio analizado. Los valores correspondientes se han representado en el Gráfico N° III-11 habiéndose hecho el dibujo en trazo grueso.

## Cuadro N° III-19

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección de la carga máxima, en función de la carga  
máxima por usuario

Años	Usuarios	Carga Máxima por Usuario	Carga Máxima
	N°	$\frac{\text{kW}}{\text{Usuario}}$	kW
1969	5.230	0,841	4.400
1970	5.727	0,881	5.045
1971	6.271	0,922	5.782
1972	6.867	0,965	6.627
1973	7.519	1,010	7.594
1974	8.233	1,057	8.702
1975	9.015	1,107	9.980
1976	9.871	1,159	11.440
1977	10.809	1,213	13.111
1978	11.836	1,270	15.032
1979	12.960	1,330	17.237
1980	14.191	1,393	19.768
Tasa media	9,5%	4,7%	16,4%

## Cuadro N° III-20

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección de la carga máxima promedio

Años	Límite	Límite	Promedio
	Mínimo	Máximo	
	kW	kW	kW
1969	4.400	4.400	4.400
1970	4.950	4.789	4.870
1971	5.569	5.447	5.508
1972	6.265	6.662	6.464
1973	7.048	7.989	7.519
1974	7.929	9.126	8.528
1975	8.920	10.426	9.673
1976	10.035	11.914	10.975
1977	11.289	13.732	12.511
1978	12.700	15.830	14.265
1979	14.288	18.253	16.271
1980	16.074	21.054	18.564
Tasa media	12,5%	15,3%	14%

Cuadro N° III-21

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección de la generación y consumo de energía eléctrica en función de la carga máxima promedio

Años	Carga Máxima kW	Factor de Carga %	Horas Equival. h	Generación kWhx10 <sup>3</sup>	Pérdidas		Consumo kWhx10 <sup>3</sup>
					Consumo Propio	% Consumo	
1970	4.870	48	4.205	20.478,4	25		15.169,1
1971	5.508	45	3.940	21.701,5	25		17.361,2
1972	6.464	42	3.679	23.781,1	24		19.178,3
1973	7.519	40	3.504	26.348,6	23		21.420,0
1974	8.528	40	3.504	29.882,1	22		24.498,5
1975	9.673	40	3.504	33.894,2	21		28.011,7
1976	10.975	40	3.504	38.458	20		32.047,0
1977	12.511	40	3.504	43.838,5	20		36.532,1
1978	14.265	40	3.504	49.984,6	20		41.653,8
1979	16.271	40	3.504	57.013,6	20		47.511,3
1980	18.564	40	3.504	65.048,3	20		54.206,9
Tasa media	14%			12,7%			14%

## CAPITULO IV

### ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO

#### 1. INTRODUCCION.

En base a la proyección de la demanda de cargas máximas adoptada se procedió a la formulación de varios equipamientos alternativos posibles para la atención de la misma en condiciones de calidad y seguridad adecuadas.

Básicamente los equipamientos que se proponen tienden a dos soluciones. La primera implica anticipar, en la medida en que razones de tiempo, técnicas y administrativas, lo permitan, la implantación de una central térmica de vapor. La segunda lleva a dilatar la entrada en servicio de la misma hasta el momento en que los costos operativos debido al número de máquinas diesel que tendría la central y la potencia límite aconsejable para este tipo de central lo indiquen.

Como soluciones intermedias se consideró la posibilidad de operar conjuntamente ambas centrales aunque las máquinas diesel trabajarían en la punta del diagrama de cargas diario.

Todas las alternativas que se configuraron tienen en común la decisión ya tomada por la Dirección de Energía de la Provincia de adquirir dos máquinas diesel de módulo similar a los grupos existentes en la central y que llevarían la potencia efectiva y firme del año 1972 a 8. 200 kW y 7. 800 kW respectivamente.

Se han denominado con un número del 1 al 4 las variantes de equipamiento propuestas y se han agregado las letras C o G a dichos números para expresar que dichas variantes han sido previstas para consumir, como combustible, carbón de Río Turbio o gas natural respectivamente.

#### 2. DESCRIPCION DE LAS ALTERNATIVAS.

##### Alternativa 1 (Gráfico N° IV-1)

A comienzos del año 1973 se incorporaría una máquina diesel de 1. 260 kW tipo

paquete que opera a la intemperie.

A principios de 1974 entraría en servicio una central térmica equipada con tres turbogeneradores de 5.000 kW cada uno y preparada para una cuarta máquina de igual potencia que entraría en servicio en el año 1976. Al mismo tiempo se levantarían totalmente las instalaciones diesel.

Para cubrir la demanda de cargas máximas del año 1979 se ampliaría la central proyectada con otra máquina de 5.000 kW previendo que más allá de 1980 ha de entrar otra máquina de igual módulo.

#### Alternativa 2 (Gráfico N° IV-2)

A comienzos de 1973 se incorporarían al servicio dos grupos generadores diesel de 3.000 kW de potencia cada uno para lo que se deberá ampliar la obra civil de la central existente.

Estas máquinas postergarían la incorporación de la central vapor hasta principios de 1976 en que se incorporarían dos turbogeneradores con una potencia de 5.000 kW cada uno y se procedería al retiro de los grupos M.A.N., que totalizan una potencia efectiva de 2.000 kW. Se seguiría operando al resto de las máquinas diesel hasta mediados de 1979 en que entrarían en servicio dos máquinas de vapor de 10.000 kW de potencia cada una procediéndose a operar con la central térmica de vapor solamente.

#### Alternativa 3 (Gráfico N° IV-3)

Sería similar a la anterior hasta 1979 pero en ese año en lugar de retirar la central diesel se la seguiría operando y la central de vapor solo se equiparía con un tercer grupo de 5.000 kW.

#### Alternativa 4 (Gráfico N° IV-4)

En esta alternativa, junto con la incorporación de los dos grupos diesel de 3.000 kW de potencia cada uno, en el año 1973, se procede al retiro de los cuatro grupos M.A.N. pero a principios de 1974 se incorporaría un nuevo grupo diesel de 3.000 kW dentro de la central existente aprovechando el espacio disponible por el retiro de las cuatro máquinas de 500 kW.

La central térmica a vapor se incorporaría, de esta manera, al servicio, en el año 1977 con la instalación de dos turbogeneradores de 5.000 kW de potencia cada uno aunque con una obra civil preparada para su ampliación posterior.

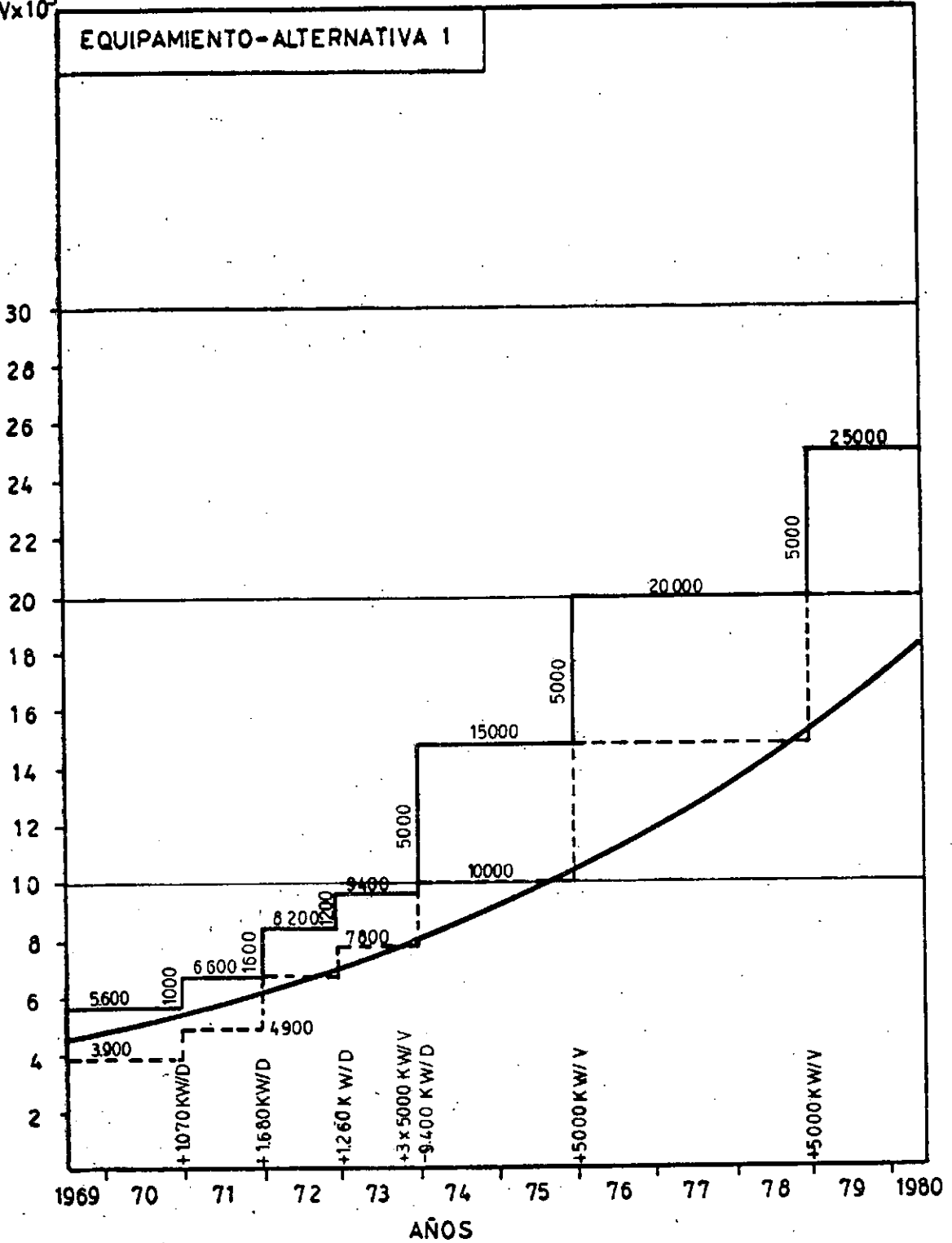


RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

KWx10<sup>3</sup>

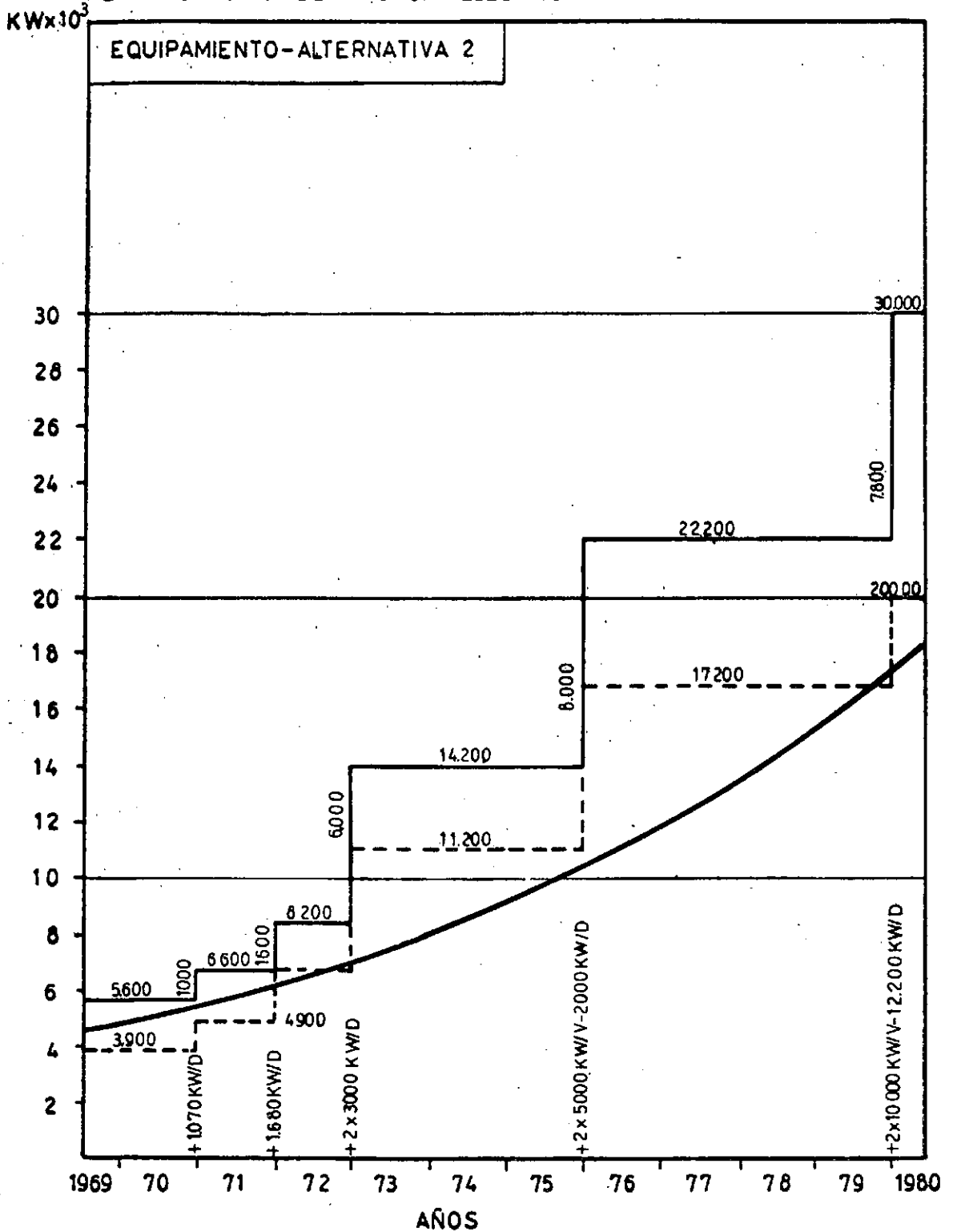
EQUIPAMIENTO-ALTERNATIVA 1



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA



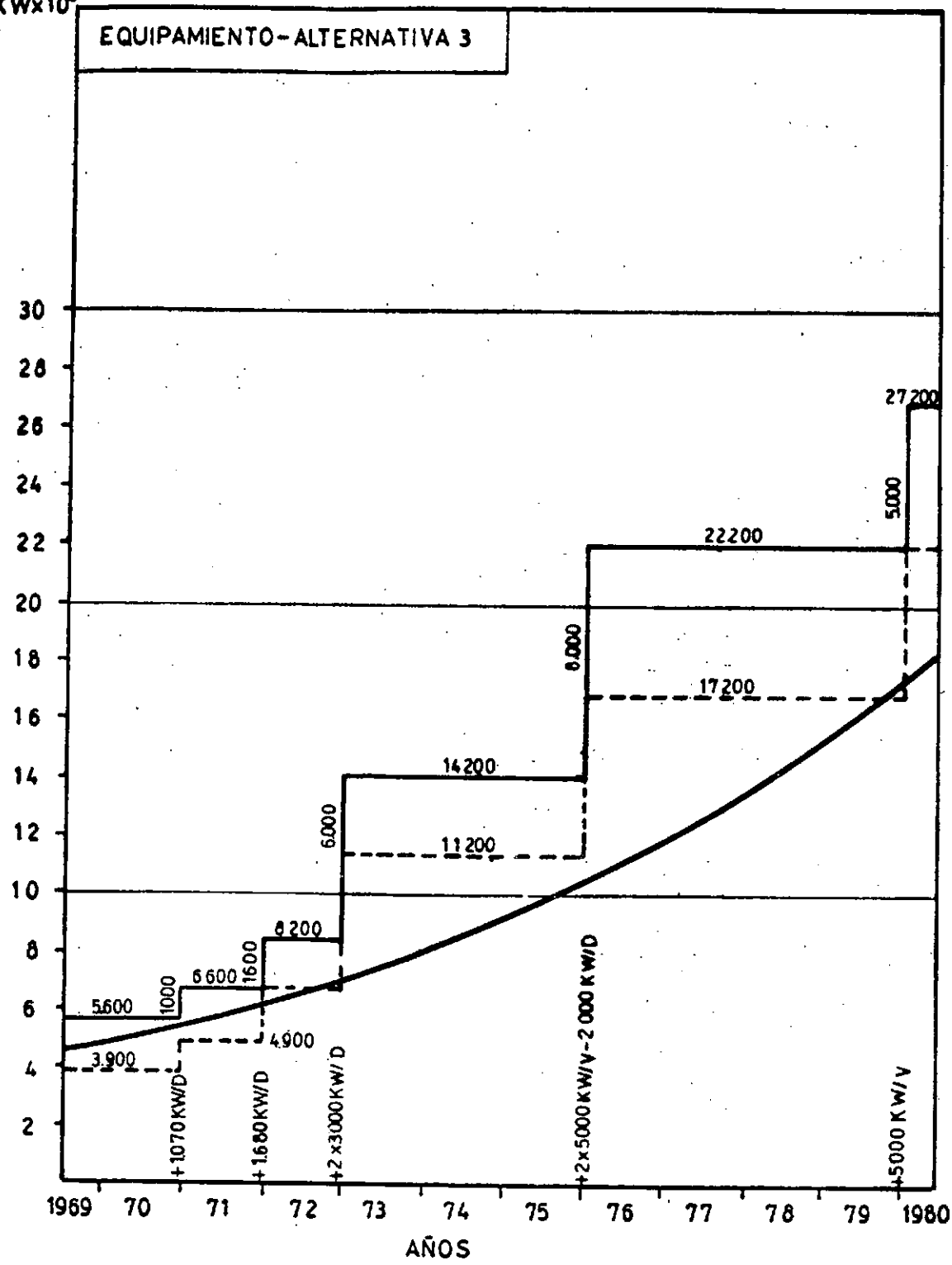
KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

# RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

KWx10<sup>3</sup>

EQUIPAMIENTO-ALTERNATIVA 3



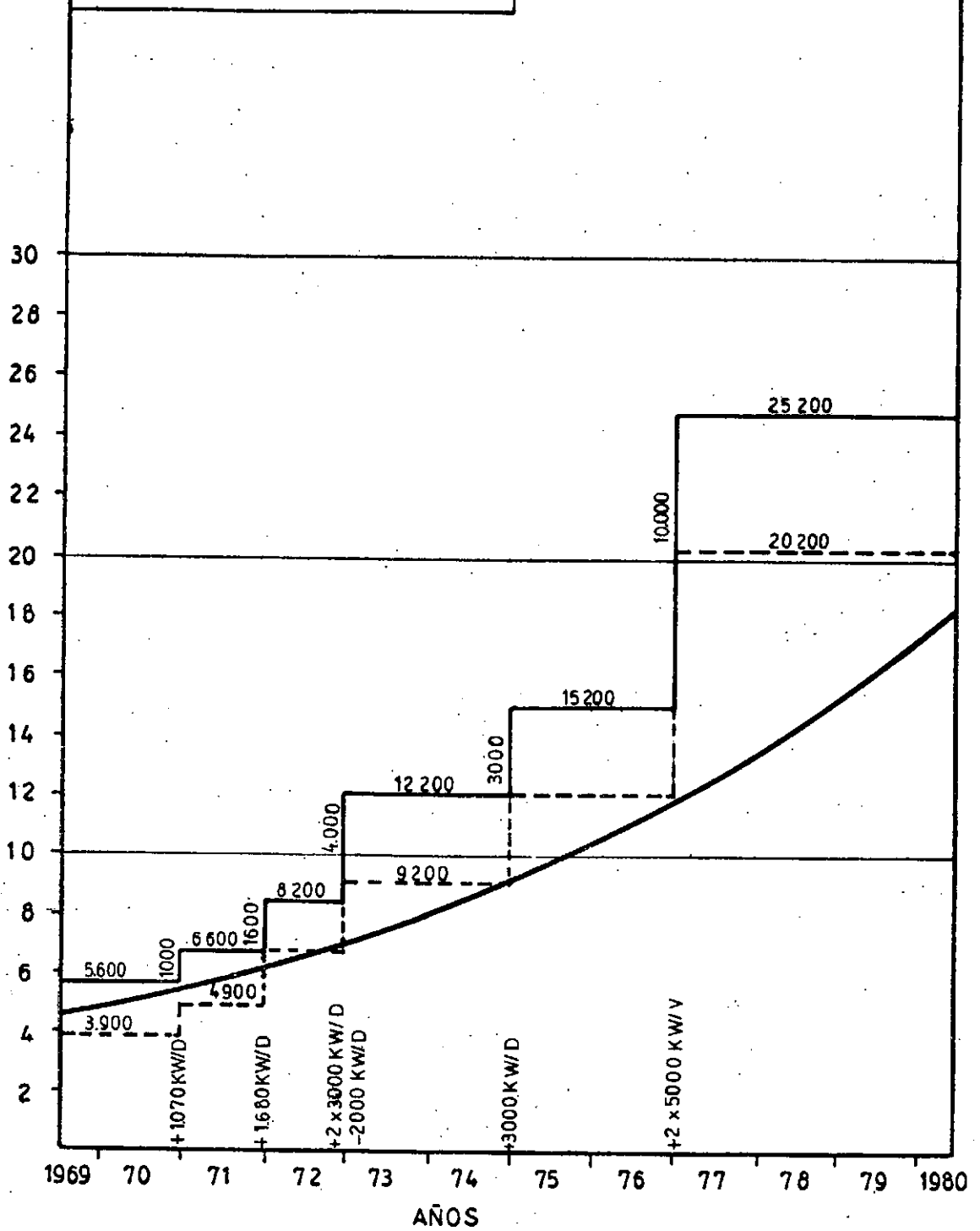
KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

KWx10<sup>3</sup>

EQUIPAMIENTO-ALTERNATIVA 4



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

## POSIBLE UBICACION FISICA DE LA CENTRAL DE VAPOR.

Si bien se estima que la determinación de la ubicación física de la Central es resorte del proyectista de la obra, se considera que, para cualquiera de las alternativas, el lugar aconsejable sería uno no distante de la ubicación de la actual planta de generación.

Teniendo en cuenta lo que se ha dicho en este informe sobre la equidistancia de dicha central con respecto a las zonas de consumo residencial, comercial y portuaria y sobre su proximidad a la zona de probable desarrollo industrial, dicha ubicación es ideal. También se halla adecuadamente situada desde el punto de vista del aprovisionamiento de agua para la refrigeración ya que permitiría la toma durante todo el año sin mayores problemas. Por otra parte deberá situarse en un lugar cercano a la playa de carbón de YCF.

- Un análisis de las disponibilidades de terrenos, por parte de los proyectistas, que tenga en cuenta estas premisas, es lo más adecuado.

## CAPITULO V

### EVALUACION DE LAS ALTERNATIVAS

#### 1. METODOLOGIA.

Con el objeto de hacer la evaluación de las distintas alternativas puestas en juego, las que se resumen en el Cuadro N° V-1, se hizo, para aquellas partes comunes a todas, el cronograma de inversiones que corresponde a cada uno de los equipamientos y se calcularon sus gastos anuales de personal y combustible a partir del año 1972 ya que se tomó en todos los casos como un hecho la instalación ya decidida de un grupo diesel de 1.070 kW en el año 1970-1971 y uno de 1.680 kW en el año siguiente.

Se sumaron todos los gastos e inversiones año a año y se actualizaron dichos egresos, con una tasa del 8%, al 1° de enero de 1970.

Al costo total actualizado se le descontó el valor remanente, actualizado también al mismo origen, de los equipos que seguirán en funcionamiento más allá de 1980 o de aquellos que se retirarán del servicio antes de finalizar su vida útil, tomando en cuenta su valor venal.

#### 2. ASPECTOS TECNICOS.

##### Central térmica de vapor.

Se ha definido como lineamiento para la alternativa, de central térmica a vapor que las unidades serán del tipo monoblock, es decir, caldera, generador, transformador y auxiliares propios en una sola unidad.

Sin embargo, dada la reducida potencia en juego, podría contemplarse una interconexión de reserva en la alimentación de vapor que no implicaría un costo adicional muy grande y daría una mayor seguridad a la prestación del servicio.

Para este tamaño de unidades, se estima conveniente usar los parámetros de vapor más standard es decir del orden de 42 Kg/cm<sup>2</sup> y una temperatura de vapor

de 400° C, lo que no requiere el uso de aleaciones muy especiales y tampoco elevada temperatura de gases que pueden traer aparejados problemas de ensuciamiento dado el reducido tamaño del hogar y pasaje de gases y el elevado contenido de cenizas del carbón, si se utiliza éste como combustible.

Si el combustible primario a usar es el carbón, éste debería ser de tipo lavado y se lo quemaría molido a un tamaño inferior a 1 1/2" (38 mm) por medio de alimentadores esparcidos (spreader stokers) sobre grillas fijas divididas y volcables.

Eventualmente, en función de algún diseño especial podría considerarse el uso de una grilla móvil.

Dado el reducido tamaño de las calderas (30-35 t/h de vapor) resulta más económica la combustión en la forma descripta que la del carbón sin lavar pulverizado. El costo del equipo de pulverización supera el costo capitalizado del carbón lavado usado en la central.

Como alternativa podría disponerse para este tipo de equipamiento, de calderas que quemen gas natural como combustible primario sin que por ello deban variarse las condiciones de vapor.

Para este tamaño de central el ciclo térmico previsto sería sencillo y acorde con los más clásicos buscando un buen rendimiento y sin complicaciones. La turbina podría tener tres extracciones, una para uso de evaporación de la reposición y desgasificación y las otras dos para calentadores de agua, uno de baja y otra de alta presión.

Las presiones y temperaturas mencionadas más arriba permiten el uso de aceros al carbono comunes, sin aleaciones muy especiales, para las cañerías de vapor y carcazas de las turbinas.

Estas condiciones de diseño también permiten que gran parte de los equipos del ciclo térmico tales como: caldera, cañerías, bombas, calentadores, etc., puedan ser fabricados en el país. La turbina de vapor y otros equipos especiales deberán ser importados.

El agua de reposición se produciría en evaporadores incorporados al ciclo, y el agua de refrigeración podría ser agua de mar.

El diseño de la central, siguiendo los lineamientos expuestos, respondería a modernas pautas de centralización de comandos y controles, de tal modo que el plantel normal de operación de los grupos se reduzca a un mínimo.

Las obras civiles necesarias se proyectarán en forma económica debiéndose ele

Cuadro N° V-1

RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Resumen de Alternativas

Años	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
1970	1,070 kW Diesel	1,070 kW Diesel	1,070 kW Diesel	1,070 kW Diesel
1971	1,680 kW Diesel	1,680 kW Diesel	1,680 kW Diesel	1,680 kW Diesel
1972	1,260 kW Diesel	2 x 3,000 kW Diesel	2 x 3,000 kW Diesel	2 x 3,000 kW Diesel - 2,000 kW Diesel
1973	-	-	-	-
1974	3 x 5,000 kW Vapor - 9,400 kW Diesel	-	-	-
1975	-	-	-	3,000 kW Diesel
1976	- 5,000 kW Vapor	2 x 5,000 kW Vapor - 2,000 kW Diesel	2 x 5,000 kW Vapor - 2,000 kW Diesel	-
1977	5,000 kW Vapor	-	-	2 x 5,000 kW Vapor
1978	-	-	-	-
1979	5,000 kW Vapor	-	-	-
1980	-	2 x 10,000 kW Vapor - 12,200 kW Diesel	5,000 kW Vapor	-



Cuadro Nº V-2

RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Presupuesto de inversión de una Central a Vapor de 3 x 5.000 kW

Combustible : Carbón

Items	Montos (Pesos Ley 18.188)	
<u>Obras civiles 4 x 5.000 kW</u>		
Fundaciones, bases, nave, playa de carbón y sala de comando	6.200.000	
Sub-total		6.200.000
<u>Generación</u>		
3 Equipos turbog. de 5.000 kW	3.600.000	
3 Calderas de 35 t/h.	3.500.000	
Ciclo de vapor	1.600.000	
Equipo complementario	1.300.000	
Sub-total		10.000.000
<u>Control y comando</u>		
Control y comando calderas	1.200.000	
Control y comando eléctrico	800.000	
Celdas y tableros	1.400.000	
Transformadores	600.000	
Sub-total		4.000.000
Total		20.200.000

Cuadro N° V-2'

RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Presupuesto de inversión de una Central a Vapor de 3 x 5.000 kW

Combustible: Gas

Items	Montos (Pesos Ley 18.188)	
<u>Obras civiles 4 x 5.000 kW</u>		
Fundaciones, bases, nave y sala de comando	5.270.000	
Sub-total		5.270.000
<u>Generación</u>		
3 Equipos turbog. de 5.000 kW	3.600.000	
3 Calderas de 35 t/h.	2.700.000	
Ciclo de vapor	1.300.000	
Equipo complementario	600.000	
Sub-total		8.200.000
<u>Control y comando</u>		
Control y comando calderas	900.000	
Control y comando eléctrico	800.000	
Celdas y tableros	1.400.000	
Transformadores	600.000	
Sub-total		3.700.000
Total		17.170.000

## Cuadro N° V-3

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Presupuesto de inversión Central Diesel 2 x 3.000 kW

Items	Montos (Pesos Ley 18.188)	
<u>Obras Civiles</u>		
Nave	1.300.000	
Puentegrúa	200.000	
Sub-total		1.500.000
<u>Instalaciones de generación</u>		
Grupos electrógenos	3.565.000	
Equipos aux. propios	315.000	
Repuestos	150.000	
Transformadores auxiliares	35.000	
Tanques combustibles y agua	400.000	
Baterías	20.000	
Herramientas	15.000	
Sub-total		4.500.000
<u>Celdas y comandos</u>		
Celdas	250.000	
Pupitres	40.000	
Tableros	50.000	
Cableado	20.000	
Sub-total		260.000
<u>Montaje y varios</u>		
Montaje grupos	190.000	
Montaje auxiliares	280.000	
Montaje celdas y comandos	70.000	
Transporte	50.000	
Sub-total		590.000
Total		6.850.000

gir un emplazamiento tal que permita la toma de agua de refrigeración del mar sin mayores problemas durante todo el año.

### 3. INVERSIONES.

#### a. COSTOS UNITARIOS DE INSTALACION.

En los Gráficos N° V-1 y V-2 se han representado los costos unitarios de la potencia instalada para centrales diesel y centrales a vapor preparada para consumir carbón como combustible, para diferentes potencias instaladas. En los Cuadros N° V-2 y V-2' se indican los presupuestos de una central térmica a vapor. Se consideró una central equipada con tres turbogeneradores de 5.000 kW con una obra civil preparada para el montaje de un cuarto grupo de igual dimensión.

En el primer cuadro se consideraron calderas aptas para el consumo de carbón lavado de Río Turbio. En el segundo, se ha presupuestado una central preparada para consumir gas natural como combustible.

Se observa que el costo de instalación resulta un 15% menor para el caso de utilizar gas natural como combustible en lugar de carbón de Río Turbio.

En el Cuadro N° V-3 se ha hecho un presupuesto para una central diesel equipada con dos máquinas generadoras de 3.000 kW cada una incluyendo la obra civil correspondiente.

En aquellas alternativas en que se incorpora un tercer grupo diesel de 3.000 kW se ha supuesto que se instalaría en el edificio existente en el lugar que actualmente ocupan los cuatro grupos MAN y por lo tanto no se computa obra civil.

En cuanto a las inversiones en moneda local y extranjera se estima que en las centrales térmicas a vapor, constituirán el 67% y 33% respectivamente computando en este último porcentaje alrededor de un 20% en divisas directas y un 13% en divisas indirectas.

#### b. CRONOGRAMAS DE INVERSION.

Para las distintas alternativas se prepararon los cronogramas de inversiones de las partes no comunes, los que fueron volcados a las planillas de comparación de alternativas.

Las inversiones en aquellas instalaciones no comunes varían entre un máximo de 49,18 x 10<sup>6</sup> pesos Ley 18.188 y un mínimo de 27,44 x 10<sup>6</sup> pesos Ley 18.188 en el período de diez años que se ha tomado en el estudio para realizar la comparación.

Las inversiones comunes de todas las variantes para el período son 11,89 x 10<sup>6</sup> pesos Ley 18.188 y están constituidas por los grupos electrógenos ya mencionados y las redes de distribución a ser incorporadas en el decenio,

#### 4. GASTOS.

##### a. PERSONAL.

Para los gastos de personal se consideraron las disponibilidades actuales de recursos humanos en la Central Río Gallegos manteniéndose constante el plantel de generación hasta el momento de entrada en servicio de la Central térmica a vapor.

En la alternativa en que se retiró del servicio la central diesel, se ajustó la cantidad de personal a las necesidades de una central térmica de vapor, incrementándose el equipo humano de acuerdo con el aumento de la potencia a instalar.

Para el caso de central térmica a vapor que consume carbón se consideró un total de cuatro personas por turno y por unidad. Cuando la cantidad de máquinas operativas supera a tres se agregaron tres personas.

En el caso de consumo de gas natural como combustible, se redujo el personal de la central térmica a vapor considerando que no han de ser necesarios operarios que, en la variante anterior, trabajan en la playa de carbón.

En las alternativas en que se incorpora la central térmica y que no se retira la central diesel del servicio se dejó en ésta una dotación de personal para cubrir un turno de operación en horas de pico de la carga igual a catorce personas.

Se tomó como egreso anual promedio por operario, la cantidad de 10.000 pesos Ley 18.188 monto en el que se incluyen todas las cargas sociales que corresponden.

##### b. COMBUSTIBLES.

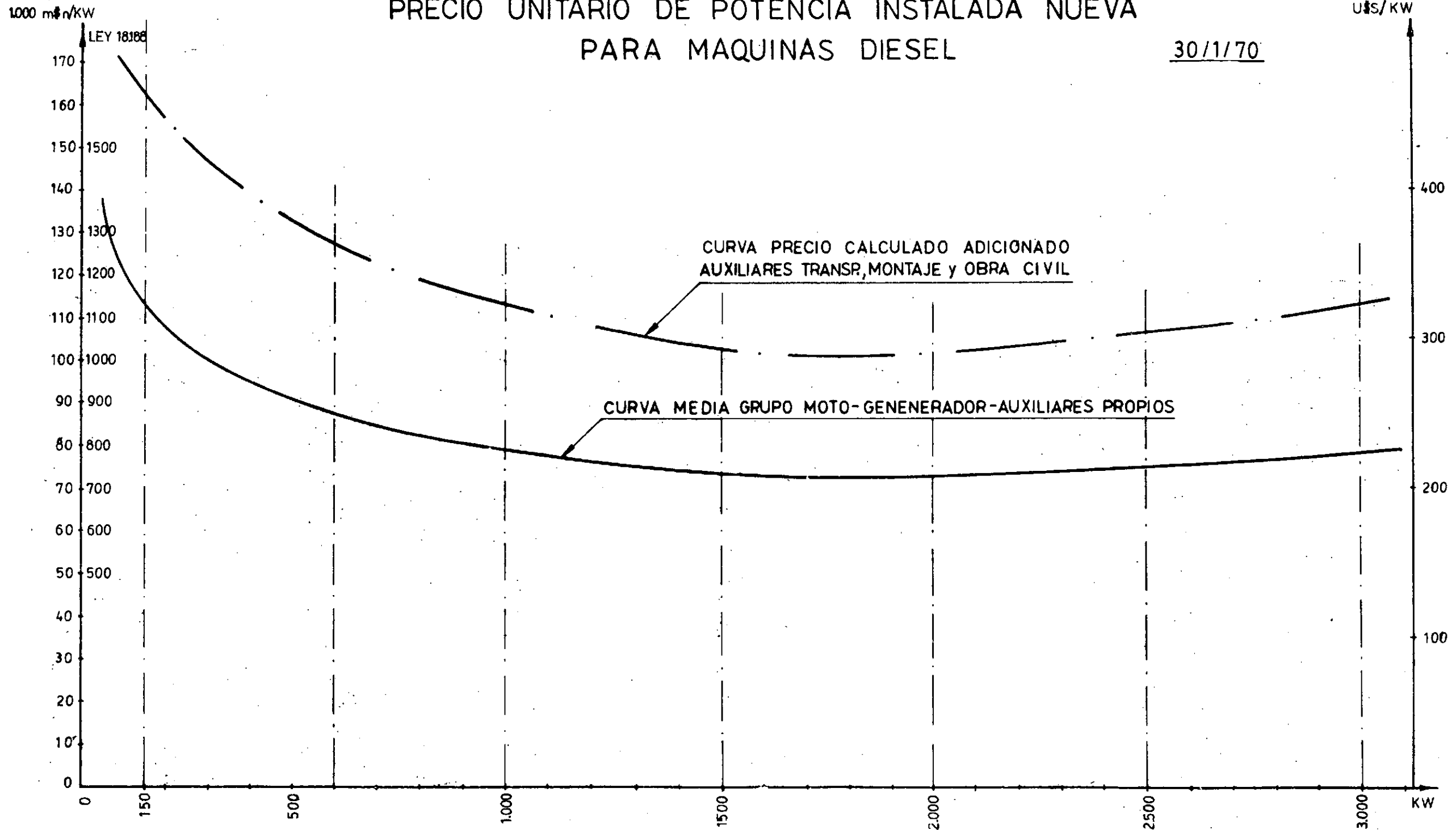
Las alternativas propuestas plantean o bien el retiro de la central diesel actualmente en servicio, o bien la operación en paralelo de la misma con una central térmica a vapor que consumiría carbón de Río Turbio o gas natural alternativamente.

En todos los casos la central diesel atendería el servicio, previas ampliaciones, hasta el momento de la entrada en operación de la central térmica a vapor.

# RIO GALLEGOS ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

## PRECIO UNITARIO DE POTENCIA INSTALADA NUEVA PARA MAQUINAS DIESEL

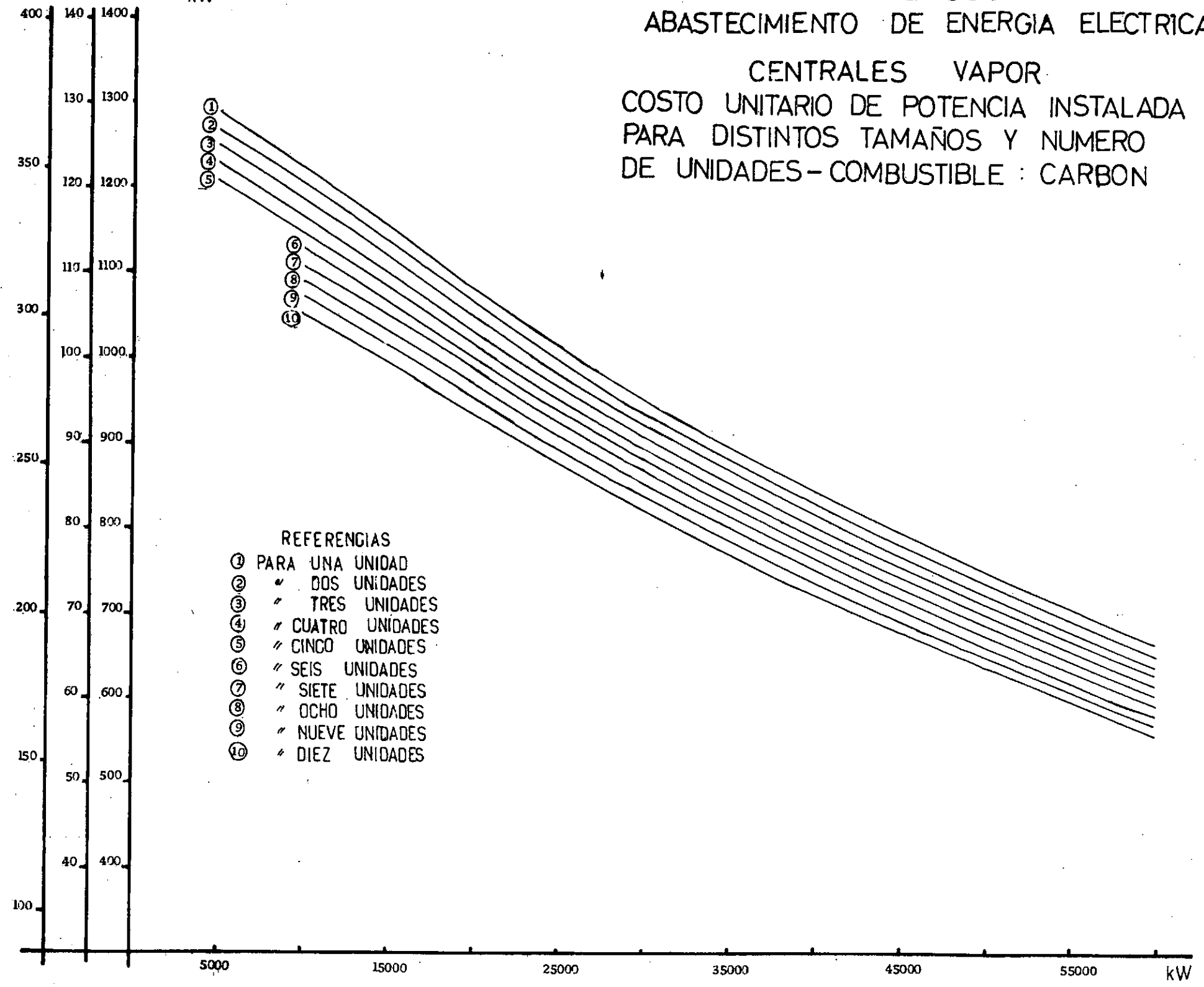
30/11/70



U\$S  $m\$ \times 10^3$  PESOS LEY 18188  
 kW kW kW

RIO GALLEGOS  
 ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

CENTRALES VAPOR  
 COSTO UNITARIO DE POTENCIA INSTALADA  
 PARA DISTINTOS TAMAÑOS Y NUMERO  
 DE UNIDADES - COMBUSTIBLE : CARBON



- REFERENCIAS
- ① PARA UNA UNIDAD
  - ② " DOS UNIDADES
  - ③ " TRES UNIDADES
  - ④ " CUATRO UNIDADES
  - ⑤ " CINCO UNIDADES
  - ⑥ " SEIS UNIDADES
  - ⑦ " SIETE UNIDADES
  - ⑧ " OCHO UNIDADES
  - ⑨ " NUEVE UNIDADES
  - ⑩ " DIEZ UNIDADES

Esto implica que los combustibles considerados han sido tres: diesel oil, carbón y gas natural.

#### Diesel oil.

El precio del diesel oil se tomó de acuerdo a la tarifa vigente en YPF por disposición de la Secretaría de Energía y Minería, que es igual, para consumo en centrales eléctricas de servicio público, en destilería, a 75,00 pesos Ley 18.188 la tonelada. Computando el transporte resulta en central igual a 84,69 pesos Ley 18.188 por tonelada.

Se ha tomado un consumo específico medio de 300 grs. por kWh, incluyendo lubricantes. Se tiene así:

$$8,469 \text{ cts/Kg} \times 0,300 \text{ Kg/kWh} = 2,54 \text{ cts/kWh}$$

#### Gas natural.

Si bien recientemente se firmó un acuerdo entre la Empresa Provincial de Servicios Públicos de Santa Cruz y Gas del Estado para la realización de un gasoducto de 10 Km de longitud para proveer este combustible a la Ciudad de Río Gallegos, no se prevé el abastecimiento de gas para la futura central térmica a través del mismo.

En cambio, en el aprovechamiento de los yacimientos gasíferos de El Cóndor y Cerro Redondo y su futura conexión con Pico Truncado, se ha previsto una derivación a la altura de Río Gallegos que no sólo abastecería el consumo residencial de la planta urbana sino que también alcanzaría a la central térmica.

La Empresa Estatal ha previsto que este gasoducto entraría en servicio en 1974, año coincidente con el que permite tener un plazo mínimo para que pueda entrar en operación una central térmica a vapor.

Por dicha razón se tomó como precio para el gas natural el de la tarifa vigente de Gas del Estado para centrales eléctricas de servicio público, igual a 4,15 centavos Ley 18.188 por unidad ( $\text{m}^3$ ) de 9.300 calorías.

El consumo específico de la central térmica a vapor consumiendo gas natural se ha tomado igual a 3.900 kcal/kWh por lo que el costo unitario en concepto de combustible resultaría:

$$3.900 \text{ kcal/kWh} \times 4,15 \text{ cts/m}^3 \div 9.300 \text{ kcal/m}^3 = 1,74 \text{ cts/kWh.}$$



### Carbón de Río Turbio.

Para el carbón de Río Turbio se tomó el precio según la información provista por Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF) que es de 14,45 pesos Ley 18.188 la tonelada de carbón lavado comerciable, la que tiene un poder calorífico de 5.614 kcal/kg.

Teniendo en cuenta que el rendimiento de este combustible en la caldera es del 80% resulta que el consumo específico es de 4.200 kcal/kWh.

El costo unitario en concepto de combustibles resulta por lo tanto:

$$4.200 \text{ kcal/kWh} \times 14,45 \text{ cts/kg} \div 5.614 \text{ kcal/kg} = 1,081 \text{ cts/kWh.}$$

### c. GASTOS DE MANTENIMIENTO.

Como gastos de mantenimiento para las diferentes operaciones propuestas, se tomaron, de acuerdo a la experiencia de los consultores para centrales de generación similares, los siguientes valores:

$$\text{Central diesel} = 0,45 \text{ cts/kWh}$$

$$\text{Central a vapor con gas} = 0,25 \text{ cts/kWh}$$

$$\text{Central a vapor con carbón} = 0,30 \text{ cts/kWh}$$

Estos gastos ya incluyen revisiones periódicas, lubricantes, etc.

### 5. COMPARACION DE ALTERNATIVAS.

Se consideró que las cuatro alternativas de equipamiento utilizarían en la central térmica a vapor dos variantes de combustible: carbón de Río Turbio y gas natural. De esta manera se denominó cada alternativa con números del 1 al 4 añadiendo una C o una G en el caso de que el combustible utilizado en las calderas fuera carbón o gas respectivamente.

Quedaron así configuradas 8 alternativas cuyos montos de inversiones y gastos actualizados al 1º de enero de 1970 con una tasa del 8% se indican en los Cuadros Nos. V-4 a V-11.

En los Cuadros Nos. V-12 a V-19 se indican los valores remanentes de las diferentes alternativas, actualizados también al mismo origen, donde se expresan los años de vida útil totales y del período considerados para cada activo que se

## Cuadro Nº V-4

## RIO CALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Inversiones y Gastos actualizados de la Alternativa 1-C

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	TOTAL
<b>A. INVERSIONES</b>											
Grupo Diesel interperle 1,260 kW			0,95								0,95
Obras civiles vapor 4 x 5.000 kW	3,50	2,20	0,50								6,20
Instalaciones electrom. vapor 3 x 5.000 kW	3,00	7,00	4,00								14,00
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kW				2,00	4,00						6,00
Obras civiles vapor 2 x 5.000 kW							2,00	1,20			3,20
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kW							2,00	4,00			6,00
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kW									2,00	4,00	6,00
Línea 13,2 kW interconexión con red			0,03								0,03
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>6,50</b>	<b>9,20</b>	<b>5,48</b>	<b>2,00</b>	<b>4,00</b>	<b>4,00</b>	<b>4,00</b>	<b>5,20</b>	<b>2,00</b>	<b>4,00</b>	<b>42,38</b>
<b>B. GASTOS</b>											
Generación total anual (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26,350	29,900	33,900	38,500	43,900	50,000	57,000	65,000	
Generación Diesel (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26,350	29,900	33,900	38,500	43,900	50,000	57,000	65,000	
Operación Diesel			0,78	0,40	0,47	0,53	0,61	0,69	0,79	0,90	5,17
Operación vapor			0,43	0,86	0,66	0,85	0,85	0,85	1,01	1,01	0,43
Personal Diesel											5,89
Personal vapor											
<b>TOTAL GASTOS.</b>	<b>1,21</b>	<b>1,06</b>	<b>1,13</b>	<b>1,38</b>	<b>1,38</b>	<b>1,38</b>	<b>1,46</b>	<b>1,54</b>	<b>1,80</b>	<b>1,91</b>	<b>11,49</b>
<b>TOTAL INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>6,50</b>	<b>9,20</b>	<b>6,69</b>	<b>3,06</b>	<b>5,13</b>	<b>1,38</b>	<b>5,46</b>	<b>6,74</b>	<b>3,80</b>	<b>5,91</b>	<b>53,87</b>
<b>TOTAL ACTUALIZADO INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>6,01</b>	<b>7,88</b>	<b>5,31</b>	<b>2,25</b>	<b>3,49</b>	<b>0,87</b>	<b>3,18</b>	<b>3,64</b>	<b>1,90</b>	<b>2,74</b>	<b>37,27</b>

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Inversiones y Gastos actualizados de la Alternativa 1-G

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	TOTAL
<b>A. INVERSIONES</b>											
Grupo Diesel Interperie 1.260 kW			0,95								0,95
Obras civiles vapor		1,87	0,43								5,27
Instalaciones electrom. vapor 3 x 5.000 kW	2,97	5,95	3,40								11,90
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kW				1,70	3,40						5,10
Obras civiles vapor 2 x 5.000 kW							1,70	1,02			2,72
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kW							1,70	3,40			5,10
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kW									1,70	3,40	5,10
Línea 13,2 kW interconexión con red			0,03								0,03
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>5,52</b>	<b>7,82</b>	<b>4,81</b>	<b>1,70</b>	<b>3,40</b>		<b>3,40</b>	<b>4,42</b>	<b>1,70</b>	<b>3,40</b>	<b>36,17</b>
<b>B. GASTOS</b>											
Generación total anual (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26.350	29.800	33.900	38.500	43.900	50.000	57.000	65.000	
Generación Diesel (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26.350								
Operación vapor			0,78								0,78
Operación Diesel			0,43	0,60	0,68	0,77	0,88	1,00	1,14	1,30	6,37
Personal Diesel				0,60	0,60	0,76	0,76	0,76	0,90	0,90	0,43
Personal vapor											5,28
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>1,21</b>	<b>1,20</b>	<b>1,28</b>	<b>1,53</b>	<b>1,53</b>	<b>1,64</b>	<b>1,64</b>	<b>1,76</b>	<b>2,04</b>	<b>2,20</b>	<b>12,86</b>
<b>TOTAL INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>5,52</b>	<b>7,82</b>	<b>6,02</b>	<b>2,90</b>	<b>4,88</b>	<b>1,53</b>	<b>5,04</b>	<b>6,18</b>	<b>3,74</b>	<b>5,60</b>	<b>49,03</b>
<b>TOTAL ACTUALIZADO INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>5,11</b>	<b>6,70</b>	<b>4,78</b>	<b>2,13</b>	<b>3,18</b>	<b>0,96</b>	<b>2,94</b>	<b>3,33</b>	<b>1,87</b>	<b>2,59</b>	<b>33,59</b>

## Cuadro N° V-6

RIO GALLECOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Inversiones y Gastos actualizados de la Alternativa 2-C

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	TOTAL
<b>A. INVERSIONES</b>											
Obras civiles Diesel 2 x 3.000 kW	1,25	0,25									1,50
Instalaciones electrom. Diesel 2 x 3.000 kW	1,35	4,00									5,35
Obras civiles vapor 2 x 5.000 kW			1,80	1,10	0,30						3,20
Instalaciones electrom. vapor 2 x 5.000 kW			2,00	6,00	3,00						10,00
Línea 13, 2 kV interconexión con red					0,03						0,03
Obras civiles vapor 4 x 10.000 kW							6,90	3,50	1,20		11,60
Instalaciones electrom. vapor 2 x 10.000 kW							3,50	8,75	5,25		17,50
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>2,60</b>	<b>4,25</b>	<b>3,80</b>	<b>6,10</b>	<b>3,33</b>		<b>10,40</b>	<b>12,25</b>	<b>6,45</b>		<b>49,18</b>
<b>B. GASTOS</b>											
Generación total anual (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26.350	29.900	33.900	38.500	43.900	50.000	57.000	65.000	
Generación Diesel (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26.350	29.900	33.900	1.000	2.550	5.000	8.500		
Generación Vapor (kWh x 10 <sup>3</sup> )						37.500	41.350	45.000	48.500	65.000	
Operación Diesel			0,78	0,90	1,02	0,03	0,08	0,15	0,25		3,21
Operación vapor						0,52	0,57	0,62	0,64	0,90	3,25
Personal Diesel			0,43	0,43	0,43	0,14	0,14	0,14	0,14		1,99
Personal vapor						0,50	0,50	0,50	0,50	0,85	2,85
<b>TOTAL GASTOS</b>			<b>1,21</b>	<b>1,33</b>	<b>1,45</b>	<b>1,19</b>	<b>1,29</b>	<b>1,41</b>	<b>1,53</b>	<b>1,89</b>	<b>11,30</b>
<b>TOTAL INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>2,60</b>	<b>4,25</b>	<b>5,01</b>	<b>7,43</b>	<b>4,78</b>	<b>1,19</b>	<b>11,69</b>	<b>13,66</b>	<b>7,98</b>	<b>1,89</b>	<b>60,48</b>
<b>TOTAL ACTUALIZADO INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>2,41</b>	<b>3,64</b>	<b>3,98</b>	<b>5,46</b>	<b>3,25</b>	<b>0,75</b>	<b>6,82</b>	<b>7,38</b>	<b>3,99</b>	<b>0,87</b>	<b>38,55</b>

RÍO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Inversiones y Gastos actualizados de la Alternativa 2-G

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	TOTAL
<b>A. INVERSIONES</b>											
Obras civiles Diesel 2 x 3.000 kW	1,25	0,25									1,50
Instalaciones electron. Diesel 2 x 3.000 kW	1,35	4,00									5,35
Obras civiles vapor 2 x 5.000 kW	1,53	0,94		0,26							2,73
Instalaciones electron. vapor 2 x 5.000 kW	1,70	4,25		2,55							8,50
Línea 13,2 kV interconexión con red				0,03							0,03
Obras civiles vapor 4 x 10.000 kW							5,87	2,96	1,02		9,85
Instalaciones electron. vapor 2 x 10.000 kW							2,97	7,43	4,46		14,86
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>2,60</b>	<b>4,25</b>	<b>3,23</b>	<b>5,19</b>	<b>2,84</b>		<b>8,84</b>	<b>10,39</b>	<b>5,48</b>		<b>42,82</b>
<b>B. GASTOS</b>											
Generación total anual (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26.350	28.900	33.900	38.500	43.900	50.000	57.000	65.000	
Generación Diesel (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26.350	28.900	33.900	1.000	2.550	5.000	8.500		
Generación vapor (kWh x 10 <sup>3</sup> )						37.500	41.350	45.000	48.500	65.000	
Operación Diesel			0,78	0,90	1,02	0,03	0,08	0,15	0,25		3,21
Operación vapor			0,75	0,83	0,75	0,83	0,90	0,90	0,93	1,30	4,71
Personal Diesel			0,43	0,43	0,43	0,14	0,14	0,14	0,14		1,99
Personal Vapor						0,45	0,45	0,45	0,45	0,76	2,56
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>1,21</b>	<b>1,33</b>	<b>1,45</b>	<b>1,45</b>	<b>1,37</b>	<b>1,50</b>	<b>1,64</b>	<b>1,77</b>	<b>2,20</b>	<b>12,47</b>	
<b>TOTAL INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>2,60</b>	<b>4,25</b>	<b>4,44</b>	<b>6,52</b>	<b>4,29</b>	<b>1,37</b>	<b>10,34</b>	<b>12,03</b>	<b>7,25</b>	<b>2,20</b>	<b>55,29</b>
<b>TOTAL ACTUALIZADO INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>2,41</b>	<b>3,64</b>	<b>3,52</b>	<b>4,79</b>	<b>2,92</b>	<b>0,86</b>	<b>6,03</b>	<b>6,49</b>	<b>3,63</b>	<b>1,02</b>	<b>35,31</b>

## Cuadro Nº V-8

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

## Inversiones y Gastos actualizados de la Alternativa 3-C

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	TOTAL
<b>A. INVERSIONES</b>											
Obras civiles grupos Diesel 2 x 3.000-kw	1,25	0,25									1,50
Instalaciones electrom. Diesel 2 x 3.000 kw	1,35	4,00									5,35
Obras civiles vapor 4 x 5.000 kw			3,50	2,20	0,50						6,20
Instalaciones electrom. vapor 2 x 5.000 kw			2,00	5,00	3,00			2,00	4,00		10,00
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kw										2,00	2,00
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kw					0,03						0,03
Línea 13, 2 kv interconexión con red											
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>2,60</b>	<b>4,25</b>	<b>5,50</b>	<b>7,20</b>	<b>3,53</b>			<b>2,00</b>	<b>4,00</b>	<b>2,00</b>	<b>31,06</b>
<b>B. GASTOS *</b>											
Generación total anual (kWh x 10 <sup>3</sup> )	26.350	29.900	33.900	38.500	43.900	50.000	57.000	65.000			
Generación Diesel (kWh x 10 <sup>3</sup> )	26.350	29.900	33.900	38.500	43.900	50.000	57.000	65.000			
Generación vapor (kWh x 10 <sup>3</sup> )											
Operación Diesel	0,78	0,90	1,02	0,03	0,08	0,15	0,25	0,03			3,24
Operación vapor											
Personal Diesel	0,43	0,43	0,43	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	1,99
Personal vapor											
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>1,21</b>	<b>1,33</b>	<b>1,45</b>	<b>1,19</b>	<b>1,29</b>	<b>1,41</b>	<b>1,53</b>	<b>1,71</b>	<b>1,53</b>	<b>1,71</b>	<b>11,12</b>
<b>TOTAL INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>2,60</b>	<b>4,25</b>	<b>6,71</b>	<b>8,53</b>	<b>4,98</b>	<b>1,19</b>	<b>1,29</b>	<b>3,41</b>	<b>5,53</b>	<b>3,71</b>	<b>42,20</b>
<b>TOTAL ACTUALIZADO INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>2,41</b>	<b>3,64</b>	<b>5,33</b>	<b>6,27</b>	<b>3,39</b>	<b>-0,74</b>	<b>0,75</b>	<b>1,84</b>	<b>2,76</b>	<b>1,72</b>	<b>28,75</b>

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Inversiones y Gastos actualizados de la Alternativa 3-G

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	TOTAL
<b>A. INVERSIONES</b>											
Obras civiles grupos Diesel 2 x 3.000 kW	1,25	0,25									1,50
Instalaciones electrom. Diesel 2 x 3.000 kW	1,35	4,00									5,35
Obras civiles vapor 4 x 5.000 kW			2,96	1,87	0,43						5,26
Instalaciones electrom. vapor 2 x 5.000 kW			1,70	4,25	2,55			1,70	3,40		9,50
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kW										1,70	1,70
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kW										1,70	1,70
Línea 13,2 kv interconexión con red					0,03						0,03
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>2,60</b>	<b>4,25</b>	<b>4,66</b>	<b>6,12</b>	<b>3,01</b>			<b>1,70</b>	<b>3,40</b>	<b>1,70</b>	<b>27,44</b>
<b>B. GASTOS</b>											
Generación total anual (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26,350	29,900	33,900	38,500	43,900	50,000	57,000	65,000	
Generación Diesel (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26,350	29,900	-33,900	1,000	2,550	5,000	8,500	1,000	
Generación vapor (kWh x 10 <sup>3</sup> )						37,500	41,350	45,000	48,500	64,000	
Operación Diesel			0,78	0,90	1,02	0,03	0,08	0,15	0,25	0,03	3,24
Operación vapor						0,75	0,89	0,90	0,93	1,28	4,69
Personal Diesel			0,43	0,43	0,43	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	1,99
Personal Vapor						0,45	0,45	0,45	0,45	0,60	2,40
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>1,21</b>	<b>1,33</b>	<b>1,21</b>	<b>1,33</b>	<b>1,45</b>	<b>1,37</b>	<b>1,50</b>	<b>1,64</b>	<b>1,77</b>	<b>2,05</b>	<b>12,92</b>
<b>TOTAL INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>2,60</b>	<b>4,25</b>	<b>5,87</b>	<b>7,45</b>	<b>4,46</b>	<b>1,37</b>	<b>1,50</b>	<b>3,34</b>	<b>5,17</b>	<b>3,75</b>	<b>39,76</b>
<b>TOTAL ACTUALIZADO INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>2,41</b>	<b>3,64</b>	<b>4,65</b>	<b>5,48</b>	<b>3,03</b>	<b>0,86</b>	<b>0,87</b>	<b>1,80</b>	<b>2,58</b>	<b>1,74</b>	<b>27,06</b>

## Cuadro N° V-10

## RIO CALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Inversiones y Gastos actualizados de la Alternativa 4-C

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	TOTAL
<b>A. INVERSIONES</b>											
Obras civiles Diesel 2 x 3.000 kW	1,25	0,25									1,50
Instalaciones electromec. Diesel 2 x 3.000 kW	1,35	4,00									5,35
Grupos Diesel 1 x 3.000 kW			0,70	1,70							2,40
Obras Civiles 4 x 5.000 kW vapor				3,50	2,20	0,50					6,20
Instalaciones electrom. vapor 2 x 5.000 kW				2,00	5,00	3,00					10,00
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kW									2,00	4,00	6,00
Línea 13,2 kv interconexión con red						0,03					0,03
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>2,60</b>	<b>4,25</b>	<b>0,70</b>	<b>7,20</b>	<b>7,20</b>	<b>3,53</b>			<b>2,00</b>	<b>4,00</b>	<b>31,48</b>
<b>B. GASTOS</b>											
Generación total anual (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26,350	29,900	33,900	38,500	43,900	50,000	57,000	65,000	
Generación Diesel (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26,350	29,900	33,900	38,500	43,900	50,000	57,000	65,000	
Generación vapor (kWh x 10 <sup>3</sup> )								45,000	46,500	55,500	
Operación Diesel			0,78	0,90	1,02	1,16	0,08	0,15	0,25	0,29	4,63
Operación Vapor							0,54	0,62	0,64	0,77	2,80
Personal Diesel			0,43	0,43	0,43	0,43		0,14	0,14	0,14	2,28
Personal Vapor							0,50	0,50	0,50	0,50	2,00
<b>TOTAL GASTOS</b>			<b>1,21</b>	<b>1,33</b>	<b>1,45</b>	<b>1,59</b>	<b>1,29</b>	<b>1,41</b>	<b>1,53</b>	<b>1,70</b>	<b>11,51</b>
<b>TOTAL INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>2,60</b>	<b>4,25</b>	<b>1,91</b>	<b>8,53</b>	<b>8,65</b>	<b>5,12</b>	<b>1,29</b>	<b>1,41</b>	<b>3,53</b>	<b>5,70</b>	<b>42,99</b>
<b>TOTAL ACTUALIZADO INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>2,41</b>	<b>3,64</b>	<b>1,52</b>	<b>6,26</b>	<b>5,88</b>	<b>3,22</b>	<b>0,75</b>	<b>0,76</b>	<b>1,76</b>	<b>2,63</b>	<b>28,83</b>



## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Inversiones y Gastos actualizados de la Alternativa 4-G

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	TOTAL
<b>A. INVERSIONES</b>											
Obras civiles Diesel 2 x 3.000 kW	1,25	0,25									1,50
Instalaciones electrom. Diesel 2 x 3.000 kW	1,35	4,00									5,35
Grupos Diesel 1 x 3.000 kW			0,70	1,70							2,40
Obras civiles 4 x 5.000 kW vapor				2,97	1,87	0,43					5,27
Instalaciones electrom. vapor 2 x 5.000 kW				1,70	4,25	2,55					8,50
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kW									1,70	3,40	5,10
Línea 13,2 kW interconexión con red						0,03					0,03
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>2,60</b>	<b>4,25</b>	<b>0,70</b>	<b>6,37</b>	<b>6,12</b>	<b>3,01</b>			<b>1,70</b>	<b>3,40</b>	<b>28,15</b>
<b>B. GASTOS</b>											
Generación total anual (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26,350	29,900	33,900	38,500	43,900	50,000	57,000	65,000	
Generación Diesel (kWh x 10 <sup>3</sup> )			26,350	29,900	33,900	38,500	43,900	50,000	57,000	65,000	
Generación vapor (kWh x 10 <sup>3</sup> )							41,350	46,000	46,500	55,500	
Operación Diesel			0,78	0,90	1,02	1,16	0,08	0,15	0,25	0,28	4,63
Operación vapor							0,88	0,90	0,93	1,10	3,76
Personal Diesel			0,43	0,43	0,43	0,43	0,14	0,14	0,14	0,14	2,28
Personal vapor							0,45	0,45	0,45	0,45	1,80
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>1,21</b>	<b>1,33</b>	<b>1,45</b>	<b>1,59</b>	<b>1,59</b>	<b>1,59</b>	<b>1,50</b>	<b>1,64</b>	<b>1,77</b>	<b>1,98</b>	<b>12,47</b>
<b>TOTAL INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>2,60</b>	<b>4,25</b>	<b>1,91</b>	<b>7,70</b>	<b>7,57</b>	<b>4,60</b>	<b>1,50</b>	<b>1,64</b>	<b>3,47</b>	<b>5,38</b>	<b>40,62</b>
<b>TOTAL ACTUALIZADO INVERSIONES Y GASTOS</b>	<b>2,41</b>	<b>3,64</b>	<b>1,52</b>	<b>5,65</b>	<b>5,15</b>	<b>2,89</b>	<b>0,87</b>	<b>0,88</b>	<b>1,73</b>	<b>2,49</b>	<b>27,23</b>

## Cuadro No V-12

## RIO CALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Valores remanentes actualizados de la Alternativa 1 C

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	Vida útil (años)			Depreciación			Valor venal			Actualización		
	Valor de instalación	Total	Del período	Residual	Coefficiente	Valor	Valor depreciado	%	Valor	Años	Coeff.	Valor actualizado
Grupo Diesel Intemperie 1280 kW	0,95	15	1	14	6,6	0,06	0,89	90	0,81	3	0,7938	0,64
Obras civiles vapor 4 x 5000 kW	6,20	50	7	43	2,0	0,87	5,33	100	5,33	10	0,4632	2,47
Instalaciones electromecánicas vapor 3 x 5000 kW	14,00	25	7	18	4,0	3,92	10,08	100	10,08	10	0,4632	4,67
Instalaciones electromecánicas vapor 1 x 5000 kW	6,00	25	5	20	4,0	1,20	4,80	100	4,80	10	0,4632	2,22
Obras civiles vapor 2 x 5000 kW	3,20	50	2	48	2,0	0,13	3,07	100	3,07	10	0,4632	1,42
Instalaciones electromecánicas 1 x 5000 kW vapor	6,00	25	2	23	4,0	0,48	5,52	100	5,52	10	0,4632	2,56
Instalaciones electromecánicas vapor 1 x 5000 kW	6,00	25	-	25	4,0	-	6,00	100	6,00	10	0,4632	2,78
Línea 13, 2 kV interconexión con red	0,03	30	7	23	3,3	0,01	0,02	100	0,02	10	0,4632	0,01
Grupo Diesel - 1680 kW	1,22	20	2	18	5,0	0,42	1,10	70	0,77	3	0,7938	0,61
Grupo Diesel - 1070 kW	0,84	15	3	12	6,6	5,88	6,72	70	0,47	3	0,7938	0,37
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	6	14	5,0	0,37	0,85	70	0,60	3	0,7938	0,48
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	7	13	5,0	0,43	0,79	70	0,55	3	0,7938	0,44
Grupo Fiat 1070 kW	0,84	20	10	10	5,0	0,42	0,42	70	0,29	3	0,7938	0,23
Obras civiles existentes	2,10	50	7	43	2,0	0,29	1,81	10	0,18	3	0,7938	0,14
<b>TOTAL</b>												<b>19,04</b>

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Valores remanentes actualizados de la Alternativa 1 G

	Valor de instalación	Vida útil (años)			Depreciación			Valor venal			Actualización	
		Total	Del período	Residual	Coeficiente	Valor	Valor no depreciado	%	Valor	Años	Coefic.	Valor actualizado
Grupo Diesel Intemperte 1260 kw	0,95	15	1	14	6,6	0,06	0,89	90	0,81	3	0,7938	0,64
Obras civiles vapor 4 x 5000 kw	5,27	50	7	43	2,0	0,74	4,53	100	4,53	10	0,4632	2,10
Instalaciones electromecánicas vapor 3 x 5000 kw	11,90	25	7	18	4,0	3,33	8,57	100	8,57	10	0,4632	3,97
Instalaciones electromecánicas vapor 1 x 5000 kw	5,10	25	5	20	4,0	1,02	4,08	100	4,08	10	0,4632	1,89
Obras civiles vapor 2 x 5000 kw	2,72	50	2	48	2,0	0,11	2,61	100	2,61	10	0,4632	1,21
Instalaciones electromecánicas vapor 1 x 5000 kw	5,10	25	2	23	4,0	0,41	4,69	100	4,69	10	0,4632	2,17
Instalaciones electromecánicas vapor 1 x 5000 kw	5,10	25	-	25	4,0	-	5,10	100	5,10	10	0,4632	2,36
Línea 13,2 kv Interconexión con red	0,03	30	7	23	3,3	0,01	0,02	100	0,02	10	0,4632	0,01
Grupo Diesel 1680 kw	1,22	20	2	18	5,0	0,12	1,10	70	0,77	3	0,7938	0,61
Grupo Diesel 1070 kw	0,84	15	3	12	6,6	0,17	0,67	70	0,47	3	0,7938	0,37
Grupo Fiat 1688 kw	1,22	20	6	14	5,0	0,37	0,85	70	0,60	3	0,7938	0,48
Grupo Fiat 1688 kw	1,22	20	7	13	5,0	0,43	0,79	70	0,55	3	0,7938	0,44
Grupo Fiat 1070 kw	0,84	20	10	10	5,0	0,42	0,42	70	0,29	3	0,7938	0,23
Obras civiles existentes	2,10	50	7	43	2,0	0,29	1,81	70	0,18	3	0,7938	0,14
<b>TOTAL</b>												<b>16,62</b>

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Valores remanentes actualizados de la Alternativa 2 C

	Valor de Instala- ción	Vida útil (años)			Depreciación		Valor venal		Actualización		Valor actua- lizado
		Total	Del período	Residual	Coeffi- ciente	Valor	%	Valor	Años	Coeffic.	
Obras civiles vapor 2 x 5000 kW	3,20	50	5	45	2,0	0,32	2,88	100	10	0,4631	1,33
Instalaciones electromecánicas vapor 2 x 5000 kW	10,00	25	5	20	4,0	2,00	8,00	100	10	0,4631	3,71
Obras civiles vapor 4 x 10.000 kW	11,60	50	1	49	2,0	0,23	11,37	100	10	0,4631	5,27
Instalaciones electromecánicas vapor 2 x 10.000 kW	17,50	25	1	24	4,0	0,70	16,80	100	10	0,4631	7,78
Línea 13, 2 kV interconexión con red	0,03	30	5	25	3,3	0,01	0,02	100	10	0,4631	0,01
Grupo Diesel 2 x 3000 kW	4,40	20	7	13	5,0	1,54	2,86	70	9	0,5002	1,00
Grupo Diesel 1680 kW	1,22	20	8	12	5,0	0,49	0,73	70	9	0,5002	0,25
Grupo Diesel 1070 kW	0,84	15	9	6	6,6	0,50	0,34	70	9	0,5002	0,12
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	12	8	5,0	0,73	0,49	70	9	0,5002	0,17
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	13	7	5,0	0,79	0,43	70	9	0,5002	0,15
Grupo Fiat 1070 kW	0,84	20	17	3	5,0	0,71	0,13	70	9	0,5002	0,05
Obras civiles existentes	2,10	50	13	37	2,0	0,55	1,55	10	9	0,5002	0,08
Obras civiles grupos Diesel 2 x 3000 kW	1,50	50	7	43	2,0	0,21	1,29	10	9	0,5002	0,08
<b>TOTAL</b>											<b>18,99</b>

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Valores remanentes actualizados de la Alternativa 2 G

	Valor de Instala- ción	Vida útil (años)			Depreciación		Valor venal		Actualización			
		Total	Del período	Residual	Coefi- ciente	Valor	depre- ciado	%	Valor	Años	Coefi- ciento	Valor actua- lizado
Obras civiles vapor 2 x 5000 kW	2,73	50	5	45	2,0	0,27	2,46	100	2,46	10	0,4689	1,14
Instalaciones electromecánicas vapor 2 x 5000 kW	8,50	25	5	20	4,0	1,70	6,80	100	6,80	10	0,4689	3,14
Obras civiles vapor 4 x 10.000 kW	9,86	60	1	49	2,0	0,20	9,65	100	9,65	10	0,4689	4,47
Instalaciones electromecánicas vapor 2 x 10.000 kW	14,86	25	1	24	4,0	0,59	14,27	100	14,27	10	0,4689	6,61
Línea 13, 2 kV interconexión con red	0,03	30	5	25	3,3	0,01	0,02	70	0,02	10	0,4689	0,01
Grupos Diesel 2 x 3000 kW	4,40	20	7	13	5,0	1,54	2,86	70	2,00	9	0,5002	1,00
Grupo Diesel 1680 kW	1,22	20	8	12	5,0	0,49	0,73	70	0,51	9	0,5002	0,26
Grupo Diesel 1070 kW	0,84	15	9	6	6,6	0,50	0,34	70	0,24	9	0,5002	0,12
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	12	8	5,0	0,73	0,49	70	0,34	9	0,5002	0,17
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	13	7	5,0	0,79	0,43	70	0,30	9	0,5002	0,15
Grupo Fiat 1070 kW	0,84	20	17	3	5,0	0,71	0,13	70	0,09	9	0,5002	0,05
Obras civiles existentes	2,10	50	13	37	2,0	0,55	1,55	10	0,15	9	0,5002	0,08
Obras civiles grupos Diesel 2 x 3000 kW	1,50	50	7	43	2,0	0,21	1,29	10	0,13	9	0,5002	0,06
<b>TOTAL</b>												<b>17,26</b>

## Cuadro N° V-16

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Valores remanentes actualizados de la Alternativa 3 C

	Valor de Insta- lación	Vida útil (años)			Depreciación			Valor venal			Actualización	
		Total	Del período	Residual	Coeffi- ciente	Valor depre- ciado	Valor venal %	Valor	Años	Coeffic.	Valor actua- lizado	
Obras civiles vapor 4 x 5000 kW	6,20	50	5	45	2,0	0,62	5,58	100	5,58	10	0,4631	2,58
Instalaciones electromecánicas vapor 2 x 5000 kW	10,00	25	5	20	4,0	2,00	8,00	100	8,00	10	0,4631	3,71
Instalaciones electromecánicas vapor 1 x 5000 kW	6,00	25	1	24	4,0	0,24	5,76	100	5,76	10	0,4631	2,67
Instalaciones electromecánicas vapor 1 x 5000 kW	2,00	25	0	25	4,0	-	2,00	100	2,00	10	0,4631	0,93
Línea 13,2 kV interconexión con red	0,03	30	5	25	3,3	1,00	0,02	100	0,02	10	0,4631	0,01
Grupos Diesel 2 x 3000 kW	5,35	20	8	12	5,0	2,15	3,20	100	3,20	10	0,4631	1,48
Grupo Diesel 1680 kW	1,22	20	9	11	5,0	0,55	0,67	100	0,67	10	0,4631	0,31
Grupo Diesel 1070 kW	0,84	15	10	5	6,6	0,56	0,28	100	0,28	10	0,4631	0,13
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	13	7	5,0	0,79	0,43	100	0,43	10	0,4631	0,20
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	14	6	5,0	0,65	0,37	100	0,37	10	0,4631	0,17
Grupo Fiat 1070 kW	0,84	20	15	5	5,0	0,63	0,21	100	0,21	10	0,4631	0,10
Obras civiles existentes	2,10	50	15	35	2,0	0,63	1,47	100	1,47	10	0,4631	0,68
Obras civiles Grupos Diesel 2 x 3.000 kW	1,50	50	8	42	2,0	0,24	1,26	100	1,26	10	0,4631	0,58
<b>TOTAL</b>												<b>13,55</b>

## RIO CALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Valores remanentes actualizados de la Alternativa 3 G

	Valor de insta- lación	Vida útil (años)			Depreciación		Valor venal		Actualización			
		Total	Del período	Residual	Coefi- ciente	Valor	%	Valor	Años	Coefic.	Valor actua- lizado	
Obras civiles vapor 4 x 5000 kW	5,26	50	5	45	2,0	0,53	4,73	100	4,73	10	0,4631	2,19
Instalaciones electromecánicas vapor 2 x 5000 kW	8,50	25	5	20	4,0	1,70	6,80	100	6,80	10	0,4631	3,15
Instalaciones electromecánicas vapor 1 x 5000 kW	5,10	25	1	24	4,0	0,20	4,90	100	4,90	10	0,4631	2,27
Instalaciones electromecánicas vapor 1 x 5000 kW	1,70	25	0	25	4,0	-	1,70	100	1,70	10	0,4631	0,79
Línea 13,2 kV interconexión con red	0,03	30	5	25	3,3	0,01	0,02	100	0,02	10	0,4631	0,01
Grupo Diesel 2 x 3000 kW	5,35	20	8	12	5,0	5,03	3,20	100	3,20	10	0,4631	1,48
Grupo Diesel 1680 kW	1,22	20	9	11	5,0	0,55	0,67	100	0,67	10	0,4631	0,31
Grupo Diesel 1070 kW	0,84	15	10	5	6,6	0,56	0,28	100	0,28	10	0,4631	0,13
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	13	7	5,0	0,79	0,43	100	0,43	10	0,4631	0,20
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	14	6	5,0	0,85	0,37	100	0,37	10	0,4631	0,17
Grupo Fiat 1070 kW	0,84	20	15	5	5,0	0,83	0,21	100	0,21	10	0,4631	0,10
Obras civiles existentes	2,10	50	15	35	2,0	0,63	1,47	100	1,47	10	0,4631	0,68
Obras civiles grupos Diesel 2 x 3000 kW	1,50	50	8	42	2,0	0,24	1,26	100	1,26	10	0,4631	0,58
<b>TOTAL</b>												<b>12,06</b>

## Cuadro N° V-18

## RIO CALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Valores remanentes actualizados de la Alternativa 4 C

	Valor de Instala- ción	Vida útil (años)			Depreciación		Valor veal		Actualización		
		Total	Del período	Residual	Coefi- ciente	Valor	%	Valor	Años	Coefic.	Valor actua- lizado
Obras civiles vapor 4 x 5000 kW	6,20	50	4	46	2,0	0,50	100	5,70	10	0,4631	2,64
Instalaciones electromecánicas vapor 2 x 5000 kW	10,00	25	4	21	4,0	1,60	100	8,40	10	0,4631	3,89
Instalaciones electromecánicas vapor 1 x 5000 kW	6,00	25	-	15	4,0	-	100	6,00	10	0,4631	2,78
Línea 13, 2 kV interconexión con red	0,03	30	4	26	3,3	0,01	100	0,02	10	0,4631	0,01
Grupo Diesel 1 x 3000 kW	2,40	20	6	14	5,0	0,72	100	1,68	10	0,4631	0,78
Grupo Diesel 2 x 3000 kW	5,35	20	8	12	5,0	2,15	100	3,20	10	0,4631	1,48
Grupo Diesel 1680 kW	1,22	20	9	11	5,0	0,55	100	0,67	10	0,4631	0,31
Grupo Diesel 1070 kW	0,84	15 *	10	5	3,3	0,56	100	0,28	10	0,4631	0,13
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	13	7	5,0	0,79	100	0,43	10	0,4631	0,20
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	14	6	5,0	0,85	100	0,37	10	0,4631	0,17
Grupo Fiat 1070 kW	0,84	20	15	5	5,0	0,63	100	0,21	10	0,4631	0,10
Obras civiles existentes	2,10	50	15	35	2,0	0,63	100	1,47	10	0,4631	0,68
Obras civiles Diesel 2 x 3000 kW	1,50	50	8	42	2,0	0,24	100	1,26	10	0,4631	0,58
<b>TOTAL</b>											<b>13,75</b>

\* Por ser usado.



## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Valores remanentes actualizados de la Alternativa 4 G

	Valor de insta- lación	Vida útil (años)			Depreciación		Valor venal		Actualización			
		Total	Del período	Residual	Coeffi- ciente	Valor	depre- ciado	%	Valor	Años	Coeffi. Coefic.	Valor actual- izado
Obras civiles vapor 4 x 5000 kW	5,27	50	4	46	2,0	0,42	4,85	100	4,85	10	0,4631	2,25
Instalaciones electromecánicas vapor 2 x 5000 kW	8,50	25	4	21	4,0	1,36	7,14	100	7,14	10	0,4631	3,31
Instalaciones electromecánicas vapor 1 x 5000 kW	5,10	25	-	25	4,0	-	5,10	100	5,10	10	0,4631	2,36
Línea 13, 2 kV interconexión con red	0,03	30	4	26	3,3	0,01	0,02	100	0,02	10	0,4631	0,01
Grupo Diesel 1 x 3000 kW	2,40	20	6	14	5,0	0,72	1,68	100	1,68	10	0,4631	0,78
Grupos Diesel 2 x 3000 kW	5,35	20	8	12	5,0	2,15	3,20	100	3,20	10	0,4631	1,48
Grupo Diesel 1680 kW	1,22	20	9	11	5,0	0,55	0,67	100	0,67	10	0,4631	0,31
Grupo Diesel 1070 kW	0,84	15*	10	5	6,6	0,56	0,28	100	0,28	10	0,4631	0,13
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	13	7	5,0	0,79	0,43	100	0,43	10	0,4631	0,20
Grupo Fiat 1688 kW	1,22	20	14	6	5,0	0,85	0,37	100	0,37	10	0,4631	0,17
Grupo Fiat 1070 kW	0,84	20	15	5	5,0	0,63	0,21	100	0,21	10	0,4631	0,10
Obras civiles existentes	2,10	50	15	35	2,0	0,63	1,47	100	1,47	10	0,4631	0,68
Obras civiles Diesel 2 x 3000 kW	1,50	50	8	42	2,0	0,24	1,26	100	1,26	10	0,4631	0,58
<b>TOTAL</b>												<b>12,36</b>

\* Por ser usado.

incorpora, así como los valores venales estimados para aquellos bienes que se retiran del servicio antes de su decrepitud.

En el Cuadro N° V-20 se ha hecho un resumen que permite la comparación de las diferentes alternativas y del que surgen observaciones de interés.

La alternativa de equipamiento más conveniente, desde el punto de vista económico, resulta la 4 ya que es la de menor valor de comparación.

Si se comparan entre sí variantes 4 C y 4 G la diferencia es insignificante -1,4%- por lo que, a los precios considerados para los combustibles, la decisión acerca de cual utilizar es de otra naturaleza que la puramente económica.

Las diferencias entre los valores de comparación según el uso de ambos combustibles son pequeñas también en las otras alternativas y si bien aumentan en la número 1 al 7,4% este valor es tal que las diferencias absolutas están dentro de los errores posibles de estimación en los costos de inversión y/o gastos.

Si se observan los números índices que comparan la alternativa de menor valor de comparación, la 4 G, con las demás, se tiene que las diferencias porcentuales son las siguientes:

Alternativa	Valor de comparación	Por ciento de diferencia
1 Gas	16,97	14,1%
1 Carbón	18,23	22,6%
2 Gas	18,05	21,4%
2 Carbón	18,56	24,8%
3 Gas	15,00	0,9%
3 Carbón	15,20	2,2%
4 Gas	14,87	-
4 Carbón	15,08	1,4%

(Ver cuadro N° V-20)

Es decir que prácticamente no hay diferencias con la alternativa 3 mientras que la alternativa 2 es entre un 21 y un 25 más costosa y la alternativa 1 entre un 14 y un 23 por ciento mayor según se utilice gas o carbón como combustible.

Otro elemento de juicio que puede ser de interés para la toma de decisiones re-

sultan las inversiones no comunes donde se observa que la que requiere una menor cantidad de dinero es la alternativa 3 G con  $27,44 \times 10^6$  pesos Ley 18.188 en el decenio mientras que la alternativa 1 C demanda  $42,38 \times 10^6$  pesos Ley 18.188 en el mismo período o sea una diferencia de  $14,94 \times 10^6$  pesos nuevos equivalentes a 1.494 millones de pesos moneda nacional.

### CALDERAS A SER ALIMENTADAS ALTERNATIVAMENTE CON GAS O CARBÓN.

Teniendo en cuenta que se trata de una evaluación económica es evidente que si la alternativa requiere mayor inversión y mayores costos de operación, la misma queda en desventaja frente a las restantes. La introducción de calderas a ser alimentadas alternativamente con gas o carbón requiere mayor inversión y mayores costos de operación que cualquiera de las adoptadas en las que se supuso el uso de uno solo de los combustibles citados.

Ello no obsta para que, aún a expensas de un mayor costo de instalación resulte conveniente considerarlo al realizar el proyecto definitivo. Habrá que tener en cuenta que se trata de combustibles que por sus diferentes características (temperatura, perfil de la llama, cenizas, hollín, etc.) requerirán un estudio detallado de la ubicación de los quemadores y la conformación de las calderas.

No debe perderse de vista que la seguridad del servicio haría conveniente, a pesar del mayor costo, la instalación de calderas y quemadores que puedan usar indistintamente cualquiera de los dos combustibles aunque sobre la base de uno de ellos y el uso del otro como factor de seguridad.

Asimismo teniendo en cuenta que se propone la instalación de varias unidades tendrá que analizarse la conveniencia de preparar algunas de ellas con un combustible y las otras con el otro.

Por otra parte será necesario que en cualquier acuerdo de provisión de carbón de Río Turbio por parte de la Dirección de Energía de Río Gallegos con YCF, se establezcan cláusulas severas que aseguren la provisión del citado combustible en tiempo, cantidad y calidad adecuadas al consumo que se ha de prever.

Todo ello con independencia de que como "piloto" o "emergencia" el gas natural puede acompañar al carbón si éste es utilizado como combustible básico.

### CONCLUSIONES RESPECTO A LAS ALTERNATIVAS DE COMBUSTIBLES.

Las posibilidades de uso de combustible para una central a vapor en Río Gallegos se reducen a tres: carbón, gas natural y fuel oil.

Las alternativas se analizaron en el informe provisorio teniendo en cuenta el uso de solo dos de ellos, carbón y gas natural, ya que se consideró que el fuel oil re

Cuadro N° V-20

RIO CALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Comparación de alternativas

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	A L T E R N A T I V A S							
	1 G	1 C	2 G	2 C	3 G	3 C	4 G	4 C
Inversiones totales	48,06	54,27	54,71	61,07	39,33	42,97	40,04	43,37
Inversiones no comunes	36,18	42,38	42,82	49,18	27,44	31,08	28,15	31,48
Inversiones mas gastos	49,03	53,87	55,29	60,48	39,76	42,20	40,62	42,99
Costo total actualizado	33,59	37,27	35,31	38,55	27,06	28,75	27,23	28,83
Remanente actualizado	16,62	19,04	17,26	19,99	12,06	13,55	12,36	13,75
Valor de Comparación	16,97	18,23	18,05	18,56	15,00	15,20	14,87	15,08
Números índice parciales	114,12	120,88	121,38	123,07	100,87	100,79	100,00	100,00
Números índice totales	114,12	122,59	121,38	124,81	100,87	102,21	100,00	101,41

sultan más caro en su incidencia en el kWh que el gas natural debido al costo de transporte ya que es necesario proveerlo desde Comodoro Rivadavia. El costo del kWh resulta así:

Costo del fuel oil en Comodoro Rivadavia	57,00 \$/ton
Costo del transporte a Río Gallegos	<u>9,70 \$/ton</u>
Total	66,70 \$/ton

y para un consumo específico de 3.900 kCal/kWh y un poder calorífico de 10,3 kCal/ton., se tiene:  $66,70 \text{ \$/ton.} \times 3.900 \text{ kCal/kWh} \div 10,3 \times 10^6 \text{ kCal/ton} = 2,52 \text{ cts/kWh}$ . Ya hemos visto que el costo del gas natural es de 1,74 cts/kWh y el del carbón de Río Turbio es de 1,08 cts/kWh.

En cuanto a la disponibilidad del combustible la situación es la siguiente: mientras el carbón de Río Turbio está en condiciones de disponibilidad en la actualidad y lo será más aún en el futuro, sobre todo teniendo en cuenta el cumplimiento que se observa en las metas de Yacimientos Carboníferos Fiscales para llegar al millón de toneladas comerciadas, la provisión masiva de gas natural está condicionada al cumplimiento de los planes programados por Gas del Estado. Es decir, que la provisión de este último combustible depende de la efectiva realización del gasoducto Cerro Redondo-Pico Truncado y de sus posibilidades de financiación.

Por otra parte, y en general, el gas es un combustible de uso estacional y en las épocas de máxima demanda en los centros urbanos, suelen producirse interrupciones en el abastecimiento a centrales de generación de energía eléctrica por lo que su uso en forma exclusiva se considera riesgoso.

## CAPITULO VI

### FACTIBILIDAD ECONOMICA

#### 1. INTRODUCCION.

En el capítulo anterior se ha hecho la comparación entre las distintas alternativas planteadas para dar solución al problema del abastecimiento de energía eléctrica a la Ciudad de Río Gallegos, habiéndose comparado solamente costos con el objeto de hacer una valoración relativa entre las mismas.

La factibilidad económica de una o más de una de las soluciones propuestas debe referirse no sólo a los egresos sino también a los ingresos probables para tener una real noción de su bondad.

De entre las alternativas examinadas se ha considerado conveniente hacer el análisis de la que resultó más favorecida en la comparación económica y el de la que cumple con los propósitos manifestados por autoridades de la Provincia en lo que se refiere a la utilización del carbón de Río Turbio.

Es por ello que se ha hecho el estudio de los costos de la energía eléctrica que han de proveer las alternativas denominadas 4 G, la más económica, y la 1 C que responde a los intereses no sólo de la rentabilidad económica sino también a las manifestaciones de las autoridades provinciales ya mencionadas, basadas entre otros motivos en razones de seguridad nacional y rentabilidad social regional.

#### 2. INVERSIONES.

En los Cuadros Nos. VI-1 y VI-2 se indican los cronogramas de las inversiones totales, en generación y distribución de las alternativas 1 C y 4 G las que totalizan  $54,25 \times 10^6$  pesos Ley 18.188 y  $40,04 \times 10^6$  pesos Ley 18.188 durante el período considerado de 1970 a 1980. Las mismas han sido realizadas con la misma información básica citada en el capítulo anterior. Se han añadido las inversiones comunes ya decididas, de realizar en generación en los años 1970 y 1971, consistentes en un grupo diesel de 1.070 kW y otro de 1.680 kW por ser de capacidades iguales a otros existentes en la central actual y por lo tanto con espacios disponi

bles, de modo que no requieren la ejecución de obra civil nueva.

Se han incluido las inversiones, que también son comunes, en redes, las que fueron calculadas por una parte en base a las obras ya decididas, y por la otra en función de una estimación de la incorporación de usuarios en el futuro.

También se ha considerado la línea de interconexión de la futura central con la red de distribución en servicio a esa época.

En los Gráficos Nos. VI-1 y VI-2 se representan para todos los años los valores de inversión anual y acumulada.

### 3. GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO.

Los gastos de operación y mantenimiento se clasificaron en gastos en generación, distribución y administración y varios. Los primeros, a su vez, se dividieron en gastos de personal, de mantenimiento y combustibles y lubricantes. En los segundos se tomaron los gastos de personal, los de mantenimiento de redes y los gastos de mantenimiento de vehículos. En los gastos de administración y varios se incluyeron los gastos específicos de personal, los gastos generales y la prorrata de gastos de administración central para el servicio de energía eléctrica de Río Gallegos.

#### a. GASTOS DE PERSONAL.

##### Generación.

El criterio con el que se calcularon los gastos de personal en generación es el mismo con el que se calcularon dichos gastos en el capítulo de evaluación de alternativas. Se ha supuesto que ha de mantenerse el personal actualmente en operación hasta que su reemplazo, o funcionamiento conjunto con una central térmica a vapor aconsejen variaciones del plantel. En la alternativa 1 C la central diesel se retira en el año 1974 en que se incorpora la central térmica a vapor. Se ha tomado un plantel de 66 personas en central, incluyendo el personal de dirección de la misma, el que se incrementa en 20 personas al incorporarse nuevos turbo-grupos. Para el caso de la alternativa 4 G teniendo en cuenta que la operación requerida en concepto de manipuleos del combustible es menor que en el caso de uso de carbón se ha tomado un total de 45 personas para la central térmica a vapor. Como la central diesel no se retira del servicio sino que sigue operando en las horas de demanda máxima, se ha mantenido para su atención un personal constituido por un turno completo de operarios.

## Cuadro N° VI-1

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Inversiones de la Alternativa 1-C

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	TOTAL
<u>INVERSIONES</u>												
Grupo Diesel 1. 070 kw	0,84											0,84
Grupo Diesel 1. 680 kw		1,22										1,22
Grupo Diesel Intemperie 1. 260 kw				0,95								0,95
Terrenos central vapor		0,08										0,08
Obras civiles vapor 4 x 5.000 kw		3,50	2,20	0,50								6,20
Instalaciones electrom. vapor 3 x 5.000 kw		3,00	7,00	4,00								14,00
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kw					2,00	4,00						6,00
Obras civiles vapor 2 x 5.000 kw								2,00	1,20			3,20
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kw								2,00	4,00			6,00
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5.000 kw										2,00	4,00	6,00
Línea 13, 2 kv Interconexión con red				0,03								0,03
Inversiones en redes	0,50	2,30	0,90	0,42	0,58	0,66	0,71	0,78	0,87	0,96	1,07	9,75
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>1,34</b>	<b>10,10</b>	<b>10,10</b>	<b>5,90</b>	<b>2,58</b>	<b>4,66</b>	<b>0,71</b>	<b>4,78</b>	<b>6,87</b>	<b>2,96</b>	<b>5,07</b>	<b>54,27</b>



RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Inversiones de la Alternativa 4-G

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	TOTAL
Grupo Diesel 1. 070 kW	0,84											0,84
Grupo Diesel 1. 680 kW		1,22										1,22
Obras civiles Diesel 2 x 3. 000 kW		1,25	0,25									1,50
Instalaciones electrom. Diesel 2 x 3. 000 kW		1,35	4,00									5,35
Instalaciones electrom. Diesel 1 x 3. 000 kW				0,70	1,70							2,40
Terreno central vapor					0,08							0,08
Obras civiles vapor 4 x 5. 000 kW					2,97	1,87	0,43					5,27
Instalaciones electrom. vapor 2 x 5. 000 kW					1,70	4,25	2,55					8,50
Instalaciones electrom. vapor 1 x 5. 040 kW										1,70	3,40	5,10
Línea 13, 2 kV interconexión con red							0,09					0,09
Inversiones en redes	0,50	2,30	0,90	0,42	0,58	0,66	0,71	0,78	0,87	0,96	1,07	9,75
<b>TOTAL</b>	<b>1,34</b>	<b>6,12</b>	<b>5,15</b>	<b>1,12</b>	<b>7,03</b>	<b>6,78</b>	<b>3,72</b>	<b>0,78</b>	<b>0,87</b>	<b>2,66</b>	<b>4,47</b>	<b>40,04</b>

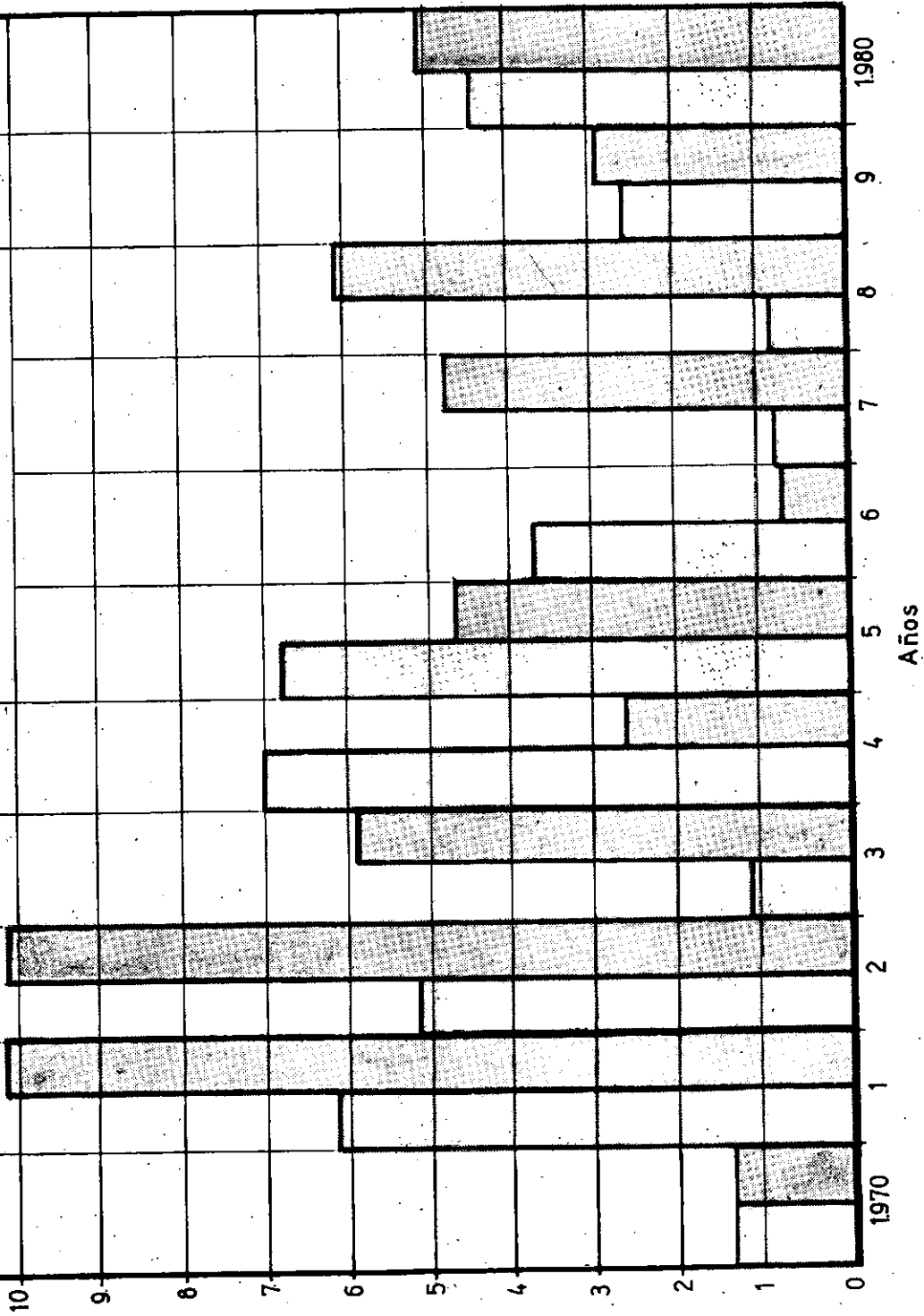
RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

INVERSIONES ANUALES

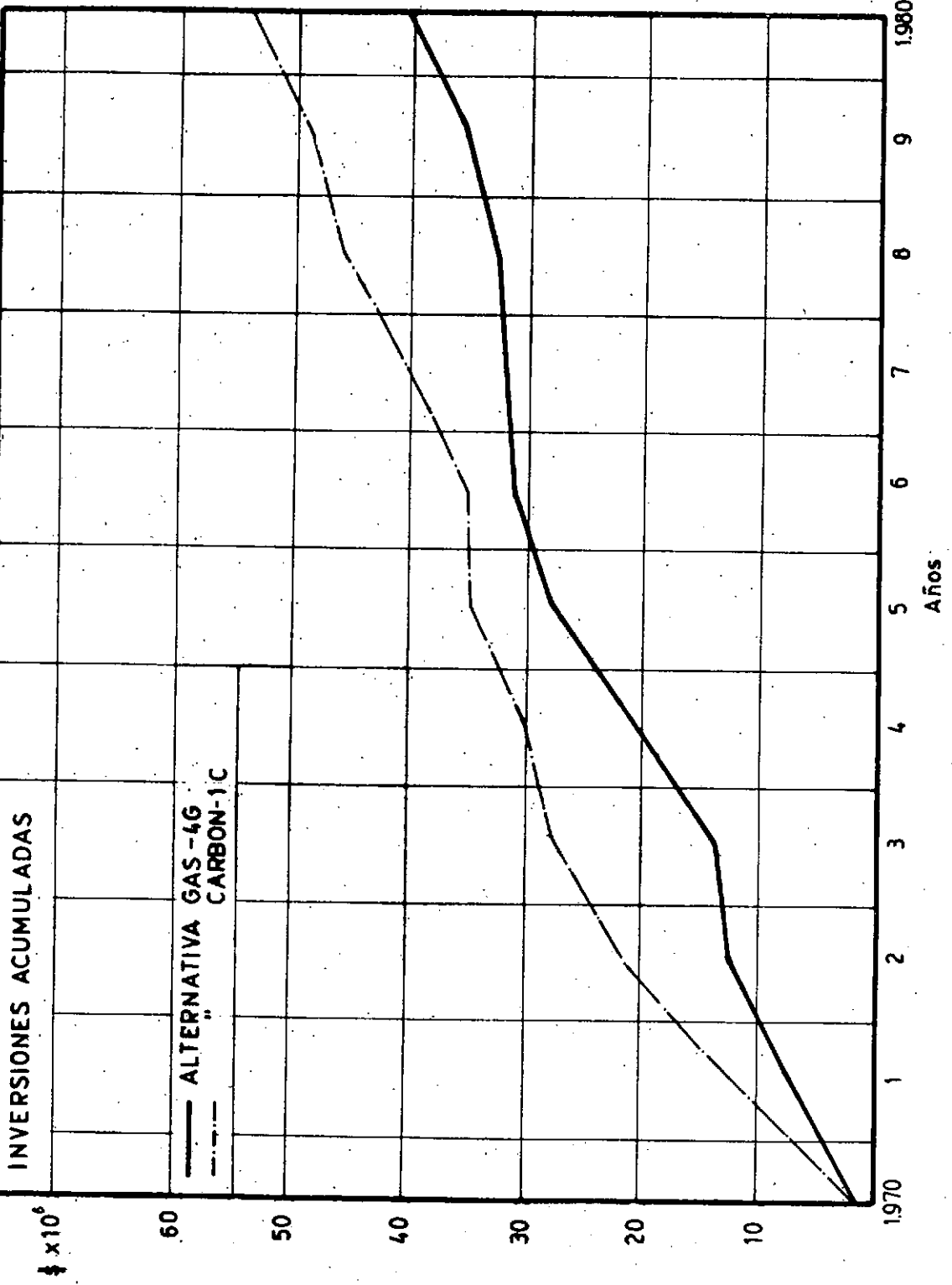
ALTERNATIVA 4G  
1C

\$x10<sup>6</sup>



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

RIO GALLEGOS  
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

## Redes.

Para el sistema de distribución se adoptó el criterio de mantener un plantel de un agente para 200 usuarios siendo estos gastos comunes en ambas alternativas.

## Administración.

Se ha considerado que la cantidad de personal de la E. P. S. P. afectado al servicio de energía eléctrica de la Ciudad de Río Gallegos es suficientemente elevado como para mantener constante, en ambas alternativas, este plantel a lo largo de todo el período en estudio.

### b. COMBUSTIBLES.

En el capítulo correspondiente a la evaluación de las alternativas se describieron los costos unitarios en concepto de combustibles para diesel, carbón y gas. Ellos son:

diesel:	2,54 cts/kWh
carbón:	1,08 cts/kWh
gas natural:	1,74 cts/kWh

En el Anexo III se han graficado las curvas integrales de energía y la hipótesis de probable operación de las máquinas existentes y a incorporar en el futuro.

De esta manera se determinaron las horas de funcionamiento y por lo tanto la generación y el consumo de combustible de las instalaciones de vapor y diesel.

### c. GASTOS DE MANTENIMIENTO.

Como ya se indicara anteriormente, de acuerdo a la experiencia recogida se han adoptado los siguientes valores unitarios en concepto de gastos de mantenimiento de centrales:

diesel:	0,45 cts/kWh
vapor con carbón:	0,30 cts/kWh
vapor con gas:	0,25 cts/kWh

Para determinar los gastos de mantenimiento de vehículos se hizo primero una hipótesis de incorporaciones de medios de transporte en función de la ampliación de las redes de distribución. Como las redes que se proyectan son iguales en todas las alternativas se supuso un incremento de un camión cada dos años, partien

do de la información actual sobre el parque automotriz afectado a la central de Río Gallegos, consistente en un automóvil pequeño, uno mediano, tres camiones y un guinche.

Los costos de mantenimiento son:

Automóvil pequeño:	0,010 x 10 <sup>6</sup> \$/año
Automóvil mediano:	0,014 x 10 <sup>6</sup> \$/año
Tres camiones:	0,063 x 10 <sup>6</sup> \$/año
Guinche:	0,020 x 10 <sup>6</sup> \$/año

#### d. GASTOS GENERALES.

Se tomó en concepto de gastos generales del servicio de energía eléctrica de la Ciudad de Río Gallegos un monto constante para todos los años de 0,01 x 10<sup>6</sup> pesos Ley 18.188 e igual para las distintas alternativas.

#### e. PRORRATA DE GASTOS DE ADMINISTRACION CENTRAL.

Aunque no se ha podido obtener información oficial de la E. P. S. P. de Santa Cruz con respecto a la prorrata de gastos de administración central -excluido personal- en los gastos específicos correspondientes al sector energía eléctrica de la Ciudad de Río Gallegos, el análisis hecho en el lugar permite estimar que los mismos se pueden tomar como el 20% de la suma de los gastos en concepto de combustible y mantenimiento.

#### f. GASTOS TOTALES.

En los Cuadros Nos. VI-3 y VI-4 se han indicado las proyecciones de los gastos de operación y mantenimiento entre los años 1970 y 1980.

No hay diferencias entre ambas alternativas en los primeros cuatro años pero a partir de 1975 en que se incorporaría la central térmica a vapor, la alternativa 1 C tiene gastos de operación y mantenimiento menores que la 4 G.

Se observa que en el año 1970 dichos gastos serían 2,45 x 10<sup>6</sup> pesos Ley 18.188 que para un consumo estimado de 15.169 x 10<sup>3</sup> kWh daría un costo operativo unitario igual a 16,15 cts/kWh, mientras que se prevé que en el año 1980 dichos costos unitarios de operación y mantenimiento para las alternativas 1 C y 4 G serían 7,34 cts/kWh y 7,66 cts/kWh respectivamente.

## Cuadro N° VI-3

RIO CALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Gastos de operación y mantenimiento de la Alternativa 1-C

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<b>A - Generación</b>											
a) Personal	0,43	0,43	0,43	0,43	0,66	0,66	0,85	0,85	0,85	1,01	1,01
b) Mantenimiento central	0,09	0,10	0,11	0,11	0,08	0,11	0,11	0,14	0,15	0,17	0,20
c) Combustibles	0,52	0,55	0,60	0,67	0,32	0,36	0,42	0,47	0,54	0,62	0,70
Subtotal	1,04	1,08	1,14	1,21	1,06	1,13	1,38	1,46	1,54	1,80	1,91
<b>B - Distribución</b>											
d) Personal	0,30	0,30	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	0,43	0,45	0,48	0,50
e) Mantenimiento vehículos	0,11	0,11	0,13	0,13	0,15	0,15	0,17	0,17	0,19	0,19	0,21
f) Mantenimiento redes	0,11	0,17	0,19	0,20	0,22	0,23	0,25	0,27	0,29	0,32	0,34
Subtotal	0,52	0,58	0,64	0,67	0,73	0,76	0,82	0,87	0,93	0,99	1,05
<b>C - Administración y varios</b>											
g) Personal	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
h) Gastos generales	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
i) Prorrata de gastos de administración central (b + c + e + f) 20%	0,16	0,19	0,21	0,22	0,15	0,17	0,19	0,21	0,23	0,25	0,29
Subtotal	0,89	0,92	0,94	0,95	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,99	1,02
Total gastos de operación y mantenimiento	2,45	2,58	2,72	2,83	2,67	2,79	3,12	3,27	3,43	3,78	3,98

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

## Gastos de operación y mantenimiento de la Alternativa 4-G

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<b>A - Generación</b>											
a) Personal	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,59	0,59	0,59	0,59
b) Mantenimiento	0,09	0,10	0,11	0,11	0,14	0,16	0,18	0,13	0,14	0,15	0,18
c) Combustibles	0,52	0,55	0,60	0,67	0,76	0,86	0,98	0,78	0,91	1,03	1,21
Subtotal	1,04	1,08	1,14	1,21	1,33	1,45	1,59	1,50	1,64	1,77	1,98
<b>B - Distribución</b>											
d) Personal	0,30	0,30	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	0,43	0,45	0,48	0,50
e) Mantenimiento vehiculos	0,11	0,11	0,13	0,13	0,15	0,15	0,17	0,17	0,19	0,19	0,21
f) Mantenimiento	0,11	0,17	0,19	0,20	0,22	0,23	0,25	0,27	0,29	0,32	0,34
Subtotal	0,52	0,58	0,64	0,67	0,73	0,76	0,82	0,87	0,93	0,99	1,05
<b>C - Administración y varios</b>											
Personal	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
Gastos Generales	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Prorrata de gastos de administración central (b + c + e + f) 20%	0,16	0,19	0,21	0,22	0,25	0,28	0,32	0,27	0,31	0,34	0,39
Subtotal	0,89	0,92	0,94	0,95	0,98	1,01	1,06	1,00	1,04	1,07	1,12
Total gastos de operación y mantenimiento	2,45	2,58	2,72	2,83	3,04	3,22	3,46	3,37	3,61	3,83	4,15

#### 4. RENTABILIDAD.

La rentabilidad económica de una solución viene dada por la relación entre los resultados netos de explotación y la inversión inmovilizada.

Con el objeto de conocer los saldos netos de explotación de las alternativas 1 C y 4 G que se han puesto en consideración, se hizo la proyección de la depreciación de activos y se determinaron el costo del capital con los que sería posible hacer los pronósticos de tarifa en el período 1970-1980 para la demanda de energía eléctrica determinada.

En los Cuadros Nos. VI-5 y VI-6 se ha hecho la proyección de la inversión inmovilizada para el lapso de tiempo citado.

##### a. DEPRECIACION.

Se clasificaron los diferentes rubros que componen el activo fijo en obras civiles, instalaciones electromecánicas, terreno y redes de distribución y se asignaron las siguientes vidas útiles con las que se procedió a determinar los coeficientes de depreciación anual.

Rubros	Vida útil en años	Coefficiente de depreciación anual
Obras civiles central diesel	50	2,0 %
Instalac. electromecánicas diesel:		
1) Grupos MAN	obsoletos	-
2) Otros	20	5,0 %
3) Grupo usado adq. a YCF	15	6,6 %
Obras civiles central vapor	50	2 %
Instalac. electromecánicas vapor	50 (1)	3,6 %
Terreno	00	-
Redes de distribución	30 (2)	6,6 %

(1) Valor residual 10 %.

(2) Valor residual 15 %.

El resto se consideró con valor residual = 0



En los Cuadros VI-7 y VI-8 se detallan las proyecciones de la depreciación en el período 1970-1980 para las alternativas 1 C y 4 G.

#### b. COSTO DE CAPITAL.

Se tomó en ambos casos un costo de capital del 8% sobre la inversión inmovilizada, la que se calculó como la suma del activo fijo neto y el capital de explotación.

##### Activo fijo neto.

En el Cuadro N° VI-9 se consignan los valores del activo fijo de la E. P. S. P. asignable al servicio de energía eléctrica de la Ciudad de Río Gallegos a la fecha 31/12/69. Como se observa, el valor de origen estimado es de 11.411.500 pesos Ley 18.188 y la depreciación sería de 3.861.500 pesos Ley 18.188 por lo que el activo fijo neto actual resultaría de 7.550.000. - pesos nuevos o sea 755 millones de pesos moneda nacional.

Al valor de origen de dicho activo se le adicionaron en los años de entrada los nuevos activos que se incorporan al servicio con sus respectivos intereses intercalares y se le descontaron las bajas que se produjeron.

Se tomó como tasa de interés para la determinación de los intereses durante la construcción de las obras la tasa del 8 % anual en razón de ser el mismo valor adoptado para el costo de capital.

##### Capital de explotación.

Dentro del capital de explotación o circulante se consideraron las inversiones en vehículos, en muebles y útiles, el stock de materiales y repuestos para mantenimiento de la central y para redes, dinero en caja para el pago de dos meses de sueldos y una reserva de combustible diesel para dos meses.

No se consideró ni reserva de gas, por no ser posible, ni reserva de carbón por estimarse que la playa de carbón de YCF en Río Gallegos estará próxima a la central.

#### c. RESULTADOS DE EXPLOTACION.

En los Cuadros Nos. VI-10 y VI-11 se han volcado los resultados de explotación que surgen de tomar la tarifa media de la energía eléctrica igual a la que está vigente actualmente en la Ciudad de Río Gallegos, o sea 17,80 cts/kWh.

## Cuadro N° VI-5

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección de la inversión Inmovilizada de la Alternativa 1-C

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Activo fijo no depreciado al comienzo del ejercicio	11,41	12,75	16,35	17,25	41,27	31,40	38,54	39,25	40,03	50,82	51,78
Incorporaciones	1,34	3,60	0,90	21,60	0,58	6,66	0,71	0,78	10,07	0,96	7,07
Bajas					10,45						
Intereses Intercalarios				2,42		0,48			0,72		0,48
<b>TOTAL ACTIVO FJO NO DEPRECIADO AL FIN DEL EJERCICIO</b>	12,75	16,35	17,25	41,27	31,40	38,54	39,25	40,03	50,82	51,78	59,33
Depreciación acumulada al comienzo del ejercicio	3,86	4,41	5,19	6,03	7,64	8,91	10,47	12,07	13,73	15,74	17,82
Total de depreciación anual	0,55	0,78	0,84	1,61	1,27	1,56	1,60	1,66	2,01	2,08	2,38
Depreciación acumulada al final del ejercicio	4,41	5,19	6,03	7,64	8,91	10,47	12,07	13,73	15,74	17,82	20,20
<b>ACTIVO FJO NETO</b>	8,34	11,16	11,22	33,63	22,49	28,07	27,18	26,30	35,08	33,96	39,13
<b>CAPITAL DE EXPLOTACION</b>	1,12	1,32	1,45	1,50	1,39	1,49	1,61	1,74	1,86	2,01	2,17
<b>INVERSION INMOVILIZADA</b>	9,46	12,48	12,67	35,13	23,88	29,56	28,79	28,04	36,94	35,97	41,30

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección de la inversión inmovilizada de la Alternativa 4-G

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Activo fijo no depreciado al comienzo del ejercicio	11,41	12,75	16,27	22,59	23,01	26,26	26,92	43,08	43,86	44,73	45,69
Incorporaciones	1,34	3,52	7,75	0,42	3,06	0,66	14,51	0,78	0,87	0,96	6,17
Bajas			1,98								
Intereses intercalarios			0,55		0,19		1,65				0,34
<b>TOTAL ACTIVO FIJO NO DEPRECIADO AL FIN DEL EJERCICIO</b>	<b>12,75</b>	<b>16,27</b>	<b>22,59</b>	<b>23,01</b>	<b>26,26</b>	<b>26,92</b>	<b>43,08</b>	<b>43,86</b>	<b>44,73</b>	<b>45,69</b>	<b>52,20</b>
Depreciación acumulada al comienzo del ejercicio	3,86	4,41	5,19	6,34	7,51	8,85	10,24	12,13	14,08	16,08	18,15
Total de depreciación anual	0,55	0,78	1,15	1,17	1,34	1,39	1,89	1,95	2,00	2,07	2,34
Depreciación acumulada al final del ejercicio	4,41	5,19	6,34	7,51	8,85	10,24	12,13	14,08	16,08	18,15	20,49
<b>ACTIVO FIJO NETO</b>	<b>8,34</b>	<b>11,08</b>	<b>16,25</b>	<b>15,50</b>	<b>17,41</b>	<b>16,68</b>	<b>30,95</b>	<b>29,78</b>	<b>28,65</b>	<b>27,54</b>	<b>31,71</b>
<b>CAPITAL DE EXPLOTACION</b>	<b>1,12</b>	<b>1,32</b>	<b>1,45</b>	<b>1,50</b>	<b>1,68</b>	<b>1,77</b>	<b>1,94</b>	<b>1,69</b>	<b>1,82</b>	<b>1,96</b>	<b>2,13</b>
<b>INVERSION INMOVILIZADA</b>	<b>9,46</b>	<b>12,40</b>	<b>17,70</b>	<b>18,00</b>	<b>19,09</b>	<b>18,45</b>	<b>32,89</b>	<b>31,47</b>	<b>30,47</b>	<b>29,50</b>	<b>33,84</b>

Cuadro N° VI-7

RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección de la Depreciación de la Alternativa 1-C

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Obras civiles Diesel	0,04	0,04	0,04	0,04							
Instalaciones electromecánicas Diesel:											
. Grupos MAN											
Otros grupos	0,16	0,23	0,23	0,27							
Grupo usado	0,06	0,06	0,06	0,06							
Obras civiles vapor				0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,21	0,21	0,21
Instalaciones electromecánicas vapor				0,56	0,56	0,80	0,80	0,80	1,03	1,03	1,26
Terreno											
Redes de distribución	0,29	0,45	0,51	0,54	0,57	0,62	0,66	0,72	0,77	0,84	0,91
TOTAL	0,55	0,78	0,84	1,61	1,27	1,56	1,60	1,66	2,01	2,08	2,38

RIO GALLEGOS  
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Proyección de la Depreciación de la Alternativa 4-G

(En pesos ley 16.188 x 10<sup>6</sup>)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Obras Civiles Diesel	0,04	0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Instalaciones Electromecánicas Diesel:											
Grupos MAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros grupos	0,16	0,23	0,51	0,51	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Grupo usado	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Obras civiles vapor							0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Instalaciones Electromecánicas vapor							0,34	0,34	0,34	0,34	0,54
Terreno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Redes de distribución	0,29	0,45	0,51	0,53	0,57	0,62	0,66	0,72	0,77	0,84	0,91
<b>TOTAL</b>	<b>0,55</b>	<b>0,78</b>	<b>1,15</b>	<b>1,17</b>	<b>1,34</b>	<b>1,39</b>	<b>1,89</b>	<b>1,95</b>	<b>2,00</b>	<b>2,07</b>	<b>2,34</b>

Cuadro N° VI-9

RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Activo fijo asignable al sistema al 31/12/69

(En pesos Ley 18.188)

Items	Valor de reposición	Depreciación acumulada	Valor actual
<u>CENTRAL</u>			
Terrenos	80.000		80.000
Grupos electrógenos FIAT	3.280.000	473.000	2.807.000
Grupos electrógenos MAN (1)	1.976.500	1.976.500	
Obras civiles	2.100.000	130.000	1.970.000
Sub-total central	7.436.500	2.579.500	4.857.000
<u>REDES</u>			
Líneas 13, 2 kv	575.000	162.000	413.000
Estaciones de transformación	870.000	299.000	571.000
Líneas de Baja Tensión	2.210.000	620.000	1.590.000
Medidores de energía	320.000	201.000	119.000
Sub-total redes	3.975.000	1.282.000	2.693.000
<b>TOTAL</b>	<b>11.411.500</b>	<b>3.861.500</b>	<b>7.550.000</b>

(1) Incluyendo transformadores.

RIO GALLEGOS  
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Resultados de explotación de la Alternativa 1-C

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Unidades											
Gastos de operación y mantenimiento	\$10 <sup>6</sup> 2,45	2,58	2,72	2,83	2,67	2,79	3,12	3,27	3,48	3,78	3,98
Depreciación	\$10 <sup>6</sup> 0,55	0,78	0,84	1,61	1,27	1,56	1,60	1,66	2,01	2,08	2,38
Total gastos de explotación	\$10 <sup>6</sup> 3,00	3,34	3,56	4,44	3,94	4,35	4,72	4,93	5,44	5,86	6,36
Costo de capital (8% de inv. inmovilizada)	\$10 <sup>6</sup> 0,76	0,99	1,01	2,81	1,91	2,36	2,30	2,24	2,96	2,88	3,30
Costo total de la energía	\$10 <sup>6</sup> 3,76	4,35	4,57	7,25	5,85	6,71	7,02	7,17	8,40	8,74	9,66
Consumo de energía	kWhx10 <sup>3</sup> 15.169	17.361	19.178	21.420	24.493	28.011	32.047	36.532	41.653	47.511	54.207
Costo unitario de la energía	ctvs/kWh 24,79	25,06	23,93	33,85	23,88	23,95	21,91	19,63	20,16	18,40	17,82
Ventas de energía a 17,80 ctvs/kWh	\$10 <sup>6</sup> 2,70	3,09	3,41	3,81	4,36	4,99	5,70	6,50	7,41	8,46	9,65
Saldos netos de explotación	\$10 <sup>6</sup> -0,30	-0,27	-0,15	-0,63	0,42	0,64	0,98	1,57	1,97	2,59	3,29
Inversión inmovilizada	\$10 <sup>6</sup> 9,46	12,48	12,67	35,13	23,88	29,56	28,79	28,04	36,94	35,37	41,30
Rentabilidad	% -3,18	-2,16	-1,02	-1,80	1,76	2,16	3,39	5,60	5,31	7,20	7,97

## Cuadro N° VI-31

## RIO CALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

## Resultados de explotación de la Alternativa 4-G

	Unidades	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Gastos de operación y mantenimientos	\$10 <sup>6</sup>	2,45	2,58	2,72	2,83	3,04	3,22	3,46	3,37	3,61	3,83	4,15
Depreciación	\$10 <sup>6</sup>	0,55	0,78	1,16	1,17	1,34	1,39	1,89	1,95	2,00	2,07	2,34
Total gastos de explotación	\$10 <sup>6</sup>	3,00	3,36	3,87	4,00	4,38	4,61	5,35	5,32	5,61	5,90	6,49
Costo de capital (8% de Inv. Inmovilizada)	\$10 <sup>6</sup>	0,76	0,99	1,42	1,44	1,53	1,48	2,63	2,52	2,44	2,36	2,71
Costo total de la energía	\$10 <sup>6</sup>	3,76	4,35	5,29	5,44	5,91	6,09	7,98	7,84	8,05	8,26	9,20
Consumo de energía	kWhx10 <sup>3</sup>	15,169	17,361	19,178	21,420	24,493	28,011	32,047	36,532	41,653	47,511	54,207
Costo unitario de la energía	cts/kWh	24,79	25,06	27,58	25,40	24,13	21,74	24,90	21,46	19,33	17,38	16,97
Ventas de energía a 17,80 cts/kWh	\$10 <sup>6</sup>	2,70	3,09	3,41	3,81	4,36	4,99	5,70	6,50	7,41	8,45	9,65
Saldo neto de explotación	\$10 <sup>6</sup>	-0,30	-0,27	-0,46	-0,19	-0,02	0,38	0,35	1,18	1,80	2,55	3,16
Inversión inmovilizada	\$10 <sup>6</sup>	9,46	12,40	17,70	18,80	19,09	18,45	32,39	31,47	30,47	29,50	33,84
Rentabilidad	%	-3,17	-2,18	-2,60	-1,06	-0,10	2,06	1,07	3,75	5,91	8,64	9,33



El cuadro tarifario que rige desde el 1<sup>o</sup> de marzo de 1967 es el siguiente:

Tipo de consumidor	Cuota Fija	cts/kWh
Residencial	5,00	15
Comercial	7,50	21
Industrial	7,50	16
Oficial	7,50	17
Alumbrado Público	-	13

En esta tarifa no están incluidos los recargos del 5 % correspondientes a la Ley 17.574 Chocón Cerros Colorados ni los 0,0030 cts/kWh establecidos por Ley N<sup>o</sup> 15.336.

De acuerdo a la aplicación de este cuadro tarifario, en el año 1969 se hicieron las facturaciones que dieron por resultado las siguientes tarifas medias.

Tipo de Consumidor	Importes \$	kWh	cts/kWh
Residencial	656.587,52	3.836.923	17,11
Comercial	490.125,73	2.278.343	21,51
Industrial	174.504,53	1.087.378	16,05
Oficial	838.242,32	4.687.796	17,88
Alumbrado Público	148.871,48	1.074.401	13,86
Total	2.308.331,58	12.964.841	17,80

Para ambas alternativas los dos primeros años resultaron similares pero a partir de 1972 comienzan a diferenciarse ya que las inversiones que se realizan son diferentes.

Los cuadros citados permiten observar que para el año 1970 los costos de operación y mantenimiento son del mismo orden que las ventas de energía en tanto que en el año 1980 mientras los citados gastos no alcanzan a duplicarse, las ventas

pronosticadas llegarían a ser aproximadamente tres veces y media el valor del año de origen y prácticamente iguales al costo total de la energía.

La tarifa que resulta de incluir el total de gastos de explotación y un costo de capital del 8 % de la inversión inmovilizada sería para el año 1970 igual a 24,79 cts/kWh y para el año 1980 17,82 cts/kWh para la alternativa 1 C y 16,97 cts/kWh para la 4 G.

Los saldos netos de explotación que son negativos en los primeros años e iguales en ambas alternativas en los dos primeros, resultan mejores para la alternativa 1 C que para la 4 G al aplicar la tarifa media actual aunque la rentabilidad económica, inversamente se ve más favorecida en la alternativa 4 G ya que la inversión inmovilizada en este caso es menor.

Para la 1 C recién a partir de 1974 hay rentabilidad positiva mientras que para la 4 G lo es a partir del año 1975.

Recién a fines del período se alcanza el 8 %, valor que se tomó como referencia, en la alternativa 1 C mientras que para la 4 G supera el 8% en el año 1979.

En el caso de que la tarifa media que se explicara anualmente fuera el costo total de la energía dichos valores se incrementarían obteniéndose en ambos casos una rentabilidad constante del 8 % en todo el período.

## ANALISIS DE SENSIBILIDAD A LA TASA DE INTERES EN LA ELECCION DE ALTERNATIVAS.

En los cuadros A y B se ha hecho la comparación de las alternativas tomando tasas de actualización del 6 y 10 por ciento respectivamente. Si se comparan con el cuadro N° II-20 del informe provisorio en que la tasa adoptada fue del 8 por ciento se observa que, en general, las posiciones relativas de las diferentes alternativas no varían.

Para hallar dicha tasa se consideró que a partir del año 1980 las conducciones de mercado se mantenían constantes hasta el año 2007 en que los equipos se renuevan por lo menos una vez y teniendo en cuenta que ya en dicho año la incidencia de los valores actualizados es prácticamente nula.

La t. i. r. de la alternativa 4 G es algo superior al 9 por ciento y la de la 1 C es algo mayor al 5,5 por ciento.

Ello se ve más claramente aún en el gráfico I en el que se han representado los valores actualizados de comparación de las diferentes alternativas en función de las tasas de actualización.

La única observación llamativa consiste en la mejor posición relativa que alcanza la alternativa 1 C, con respecto a las alternativas 2 C y 2 G para tasas menores que el 8 por ciento y por el contrario un desmejoramiento para tasas mayores.

Se observa que, sin embargo, con respecto a la alternativa 4 G, que es la más conveniente según se indicara en el informe provisorio, las diferencias no son de importancia manteniéndose la ubicación relativa entre ambas.

Dado que, si la tasa de actualización se acerca a cero, los valores de comparación tienden a ser iguales a los montos de inversión, menos los valores remanentes, para dicha tasa límite inferior, la comparación de las inversiones sigue siendo favorable a la alternativa 4 G frente a la 1 C aunque en grado menor.

## ANALISIS DE TASA INTERNA DE RETORNO DE LAS ALTERNATIVAS 1 C y 4 G.

En los cuadros C y D se ha hecho el análisis de la tasa interna de retorno de las alternativas 1 C y 4 G observándose que las diferencias siguen siendo favorables a la última de ellas.

Ello era de esperar por cuanto, en cierta forma, la evaluación de las alternativas que se hizo en el capítulo V por el método de los costos totales actualizados es prácticamente equivalente a la realizada mediante la tasa interna de retorno.

CUADRO Nº A

RIO GALEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Comparación de alternativas para valores actualizados al 6%  
(En Pesos Ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	A L T E R N A T I V A S							
	1 G	1 C	2 G	2 C	3 G	3 C	4 C	
Inversiones totales	48,06	54,27	54,74	61,07	39,33	42,97	40,04	43,37
Inversiones no comunes	36,18	42,38	42,82	49,18	27,44	31,08	28,15	31,48
Inversiones más gastos	49,03	59,87	55,29	60,48	39,76	42,20	40,62	42,99
Costo total actualizado	36,66	40,56	39,24	42,82	29,59	31,51	29,90	31,67
Remanente actualizado	19,60	22,49	20,76	24,02	14,52	16,33	14,88	16,55
Valor de comparación	17,06	18,07	18,48	18,80	15,07	15,18	15,02	15,12

RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Comparación de alternativas para valores actualizados al 10%

(En Pesos Ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	A L T E R N A T I V A S						
	1 G	1 C	2 G	2 C	3 G	3 C	4 C
Inversiones totales	48,06	54,27	54,71	61,07	39,33	42,97	43,37
Inversiones comunes	36,18	42,38	42,82	49,18	27,44	31,08	31,48
Inversiones más gastos	48,03	53,87	55,29	60,48	39,76	42,20	42,99
Costo total actualizado	30,96	34,43	31,92	34,80	24,86	26,52	26,40
Remanente actualizado	14,16	16,15	14,38	16,64	10,01	11,25	11,43
Valor de comparación	46,80	18,28	17,54	18,16	14,85	15,27	14,85

## Cuadro C

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Tasa de retorno interno de la Alternativa 1 C

(En Pesos Ley 18,188 x 10<sup>6</sup>)

Año	INVERSIONES		OPERACION		Flujo de Caja	VALOR ACTUALIZADO A LA TASA		
	DESCRIPCION	Monto	Gastos	Ingresos		5%	6%	5,5%
1970	Grupo Diesel 1070 kW	0,84	3,00	2,70	-1,14	-1,14	-1,14	-1,14
1971			3,36	3,09	-0,27	-0,26	-0,25	-0,26
1972			3,56	3,41	-0,15	-0,14	-0,13	-0,13
1973	Grupo Diesel Intemp., Obras Civiles vapor 4 x 5000 kW, Inst. electrom. vapor 3 x 5000 kW, Línea 13,2 kV interc. con red. Recuperación por valor venal	21,18	4,44	3,81	-21,81	-18,84	-18,31	-18,57
1974			3,94	4,36	4,09	3,36	3,24	3,30
1975	Inst. vapor 1 x 5000 kW	6,00	4,35	4,99	-5,36	-4,20	-4,01	-4,10
1976			4,72	5,70	0,98	0,73	0,69	0,71
1977			4,93	6,50	1,57	1,12	1,04	1,08
1978	Obras civiles vapor 2 x 5000 kW, Inst. electrom. vapor 1 x 5000 kW.	9,20	5,44	7,41	-7,23	-4,89	-4,54	-4,71
1979			5,86	8,45	2,59	1,67	1,53	1,60
1980	Inst. electrom. vapor 1 x 5000 kW	6,00	6,36	9,65	-2,71	-1,66	-1,51	-1,59
1981 a 1997			6,36	9,65	3,29	22,77	19,25	20,93
1998	Inst. electrom. vapor 3 x 5000 kW	14,00	6,36	9,65	-10,71	-2,73	-2,09	-2,39
1999			6,36	9,65	3,29	0,80	0,61	0,70
2000	Inst. electrom. vapor 1 x 5000 kW	6,00	6,36	9,65	-2,71	-0,63	-0,47	-0,54
2001			6,36	9,65	3,29	0,73	0,54	0,63
2002			6,36	9,65	3,29	0,69	0,51	0,59
2003	Línea 13,2 kV interc. con red, Inst. electrom. vapor 1 x 5000 kW	6,03	6,36	9,65	-2,74	-0,55	-0,40	-0,47
2004			6,36	9,65	3,29	0,63	0,45	0,53
2005	Inst. electrom. vapor 1 x 5000 kW	6,00	6,36	9,65	-2,71	-0,49	-0,35	-0,42
2006			6,36	9,65	3,29	0,57	0,40	0,48
2007	Recuperación por valor residual		6,36	9,65	3,29	0,54	0,38	0,45
				27,19	27,19	4,47	3,14	3,75
	TOTAL					2,56	-1,42	0,43

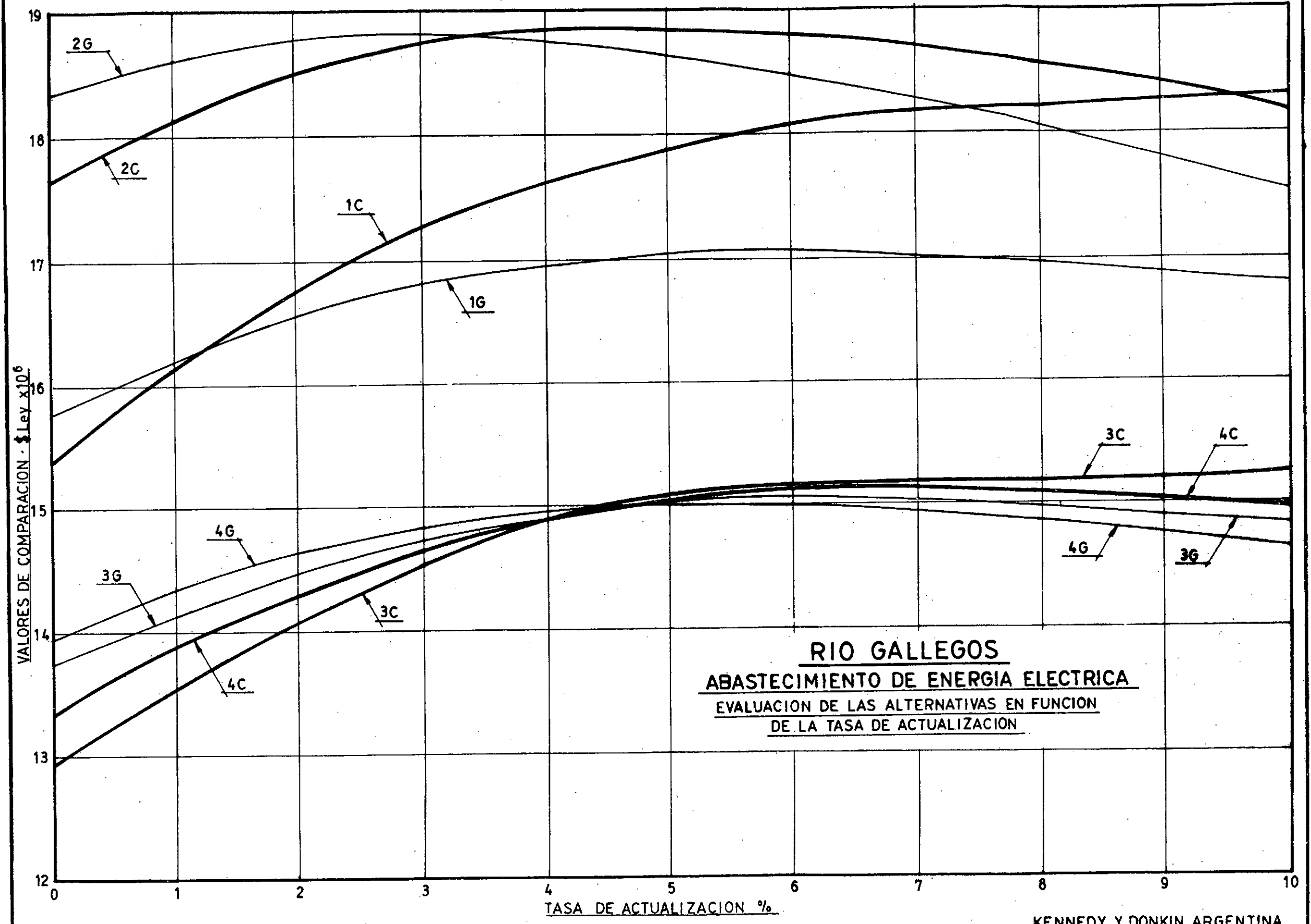
## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Tasa de retorno interno de la Alternativa 4 G

(En Pesos Ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

Año	DESCRIPCION	INVERSIONES		OPERACION		Flujo de Caja	VALOR ACTUALIZADO A LA TASA		
		Monto	Gastos	Ingresos	10%		9%	9.5%	
1970	Grupo Diesel 1070	0,84	3,00	2,70		-1,14	-1,14	-1,14	-1,14
1971			3,36	3,09		-0,27	-0,24	-0,25	-0,25
1972	Obras civiles Diesel 2 x 3000 kW, Instalaciones electromecánicas Diesel 2 x 3000 kW	6,85	3,87	3,41		-7,31	-6,04	-6,15	-6,10
1973			4,00	3,81		-0,19	-0,14	-0,15	-0,14
1974	Grupos Diesel 1 x 3000 kW	2,40	4,38	4,36		-2,42	-1,65	-1,71	-1,68
1975			4,61	4,99		0,38	0,24	0,25	0,24
1976	Obras civiles vapor 4 x 5000 kW, Línea 13, 2 kv Interconexión con red	5,30	5,35	5,70		-4,95	-2,79	-2,95	-2,87
1977			5,32	6,50		1,18	0,61	0,65	0,63
1978			5,61	7,41		1,80	0,84	0,90	0,87
1979			5,90	8,45		2,55	1,08	1,17	1,13
1980	Instalaciones electromecánicas vapor 1 x 5000 kW	5,10	6,49	9,65		-1,94	-0,75	-0,82	-0,78
1981 a 1984			6,49	9,65		3,16	3,86	4,32	4,09
1985	Grupo Diesel 1070 kW,		6,49	9,65		1,48	0,35	0,41	0,38
	Grupo FIAT 1070 kW	1,68	6,49	9,65		1,94	0,42	0,49	0,45
1986	Grupo FIAT 1688 kW	1,22	6,49	9,65		1,94	0,38	0,45	0,41
1987	Grupo FIAT 1688 kW	1,22	6,49	9,65		3,16	1,55	1,84	1,37
1988 a 1990			6,49	9,65		1,94	0,26	0,32	0,29
1991	Grupo Diesel 1680 kW	1,22	6,49	9,65		-2,19	-0,27	-0,33	-0,30
1992	Instalaciones electromecánicas Diesel 2 x 3000 kW	5,35	6,49	9,65		3,16	0,35	0,44	0,39
1993			6,49	9,65		0,76	0,08	0,10	0,09
1994	Grupos Diesel 1 x 3000 kW	2,40	6,49	9,65		3,16	1,97	2,56	2,25
1995 a 2004			6,49	9,65		-3,63	-0,13	-0,18	-0,15
2005	Grupo Diesel 1070 kW, Grupo FIAT 1070 kW, Inst. Electrom. 1 x 5000 kW	6,78	6,49	9,65		1,91	0,06	0,09	0,07
2006	Grupo FIAT 1688, Línea 13, 2 kv Interconexión con red	1,25	6,49	9,65		1,94	0,06	0,08	0,07
2007	Grupo FIAT 1688 kW	1,22	6,49	12,41		12,41	0,36	0,51	0,43
2007	Recuperación por valor residual								
	TOTAL						-0,68	0,90	-0,25



**RIO GALLEGOS**  
**ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA**  
**EVALUACION DE LAS ALTERNATIVAS EN FUNCION**  
**DE LA TASA DE ACTUALIZACION**

KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA



## CAPITULO VII

### FINANCIAMIENTO

#### 1. INTRODUCCION.

Del análisis de las alternativas de equipamiento propuestas se puede esbozar un criterio de financiamiento que corresponde a dos etapas de inversión cualesquiera sean las variantes que se consideren.

Se trata por un lado de cubrir las inversiones de corto plazo, o sea hasta el año 1973 inclusive, consistentes en la ampliación de equipamiento en máquinas diesel y la instalación de una central térmica a vapor en el otro caso.

El tratamiento de dichos aspectos financieros a corto y largo plazo difiere según cual sea la alternativa que se adopte. Se hará, en lo que sigue el análisis de las soluciones que denominamos 1 C y 4 G.

#### 2. ALTERNATIVA 1 C.

La alternativa 1 C se caracteriza por la puesta en marcha de una central térmica a vapor que consumiría carbón de Río Turbio, en el mínimo período compatible con los plazos necesarios para cubrir las etapas de estudio, proyecto, llamado a licitación, contratación y ejecución de las obras.

Hasta tanto dicha central entre en servicio, lo que se ha supuesto posible para principios del año 1974, se harán las instalaciones ya decididas y con lugar dentro de la central existente de dos máquinas diesel de módulo similar al de las que ya están en operación, o sea 1.070 kW y 1.680 kW, y una tercer máquina diesel de tipo económico que funcionaría a la intemperie, de una potencia de 1.260 kW a ser ubicada en el exterior del edificio, próxima al mismo para lo cual hay disponibilidad de terreno suficiente. (Gráfico N° III-5).

En esta primer etapa se incluyen también, en esta alternativa, las inversiones para la central térmica a vapor que está constituida por una obra civil preparada para cuatro turbogrupos de 5.000 kW cada uno de los cuales sólo se instalan

tres en este primer período.

Se han incluido las inversiones en la línea de interconexión de la central nueva con la red, y la compra del terreno para esa central. En resumen las inversiones de corto plazo son:

Item	Montos	
	Pesos Ley 18.188 x 10 <sup>6</sup>	
Grupo diesel YCF 1.070 kW	0,84	
Grupo diesel nuevo 1.680 kW	1,22	
Grupo diesel intemperie 1.260 kW	0,95	3,01
Nueva red zona céntrica	2,50	
Adecuación red primaria	0,20	
Reestructuración red periférica	1,00	
Nuevos usuarios	0,42	4,12
Terreno nueva central	0,08	
Obras civiles central vapor 4 x 5.000 kW	6,20	
Instalac. electromec. 3 x 5.000 kW	14,00	
Interconexión con red en 13,2 kW	0,03	20,31
<b>Total</b>		<b>27,43</b>

Es decir el equivalente a  $2.743 \times 10^6$  pesos moneda nacional. De esta suma  $\$ 20,31 \times 10^6$  corresponden a la central nueva,  $\$ 3,01 \times 10^6$  a los grupos diesel y  $4,12 \times 10^6$  a la red de distribución.

En el Cuadro N° VI-1 del capítulo anterior se puede observar la distribución en el tiempo de dichas inversiones así como las inversiones totales para el decenio 1970-1980 que totalizan  $\$ 54,27 \times 10^6$ .

#### Cuadros de fuentes y usos de fondos.

En los Cuadros Nos. VII-1 y VII-2 se han hecho los flujos de disponibilidades y requerimientos de caja para dos supuestos de tarifa.

En un caso se consideró que la tarifa media de aplicación sería la vigente actual

## Cuadro N° VII-1

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Disponibilidades y requerimientos de caja de la Alternativa 1-C

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Disponibilidad de fondos</u>											
Saldo de explotación (Ventas a 17,80 ctvs/kWh)	-0,30	-0,27	-0,15	-0,63	0,42	0,64	0,98	1,57	1,97	2,59	3,29
Depreciación	0,55	0,78	0,84	1,61	1,27	1,56	1,60	1,66	2,01	2,08	2,88
<b>TOTAL DISPONIBILIDAD</b>	<b>0,25</b>	<b>0,51</b>	<b>0,69</b>	<b>0,98</b>	<b>1,09</b>	<b>2,20</b>	<b>2,58</b>	<b>3,23</b>	<b>3,98</b>	<b>4,67</b>	<b>5,67</b>
<u>Requerimientos de fondos</u>											
Inversiones en obras	1,34	10,10	10,10	5,90	2,58	4,66	0,71	4,78	6,07	2,96	5,07
Incrementos capital de explotación	0,20	0,20	0,13	0,05	-0,11	0,10	0,12	0,13	0,12	0,15	0,16
<b>TOTAL REQUERIMIENTOS</b>	<b>1,54</b>	<b>10,30</b>	<b>10,23</b>	<b>5,95</b>	<b>2,47</b>	<b>4,76</b>	<b>0,83</b>	<b>4,91</b>	<b>6,19</b>	<b>3,11</b>	<b>5,23</b>
<u>Saldo de caja</u>											
Anuales	-1,29	-9,79	-9,54	-4,97	-0,78	-2,56	1,75	-1,68	-2,21	1,56	0,44
Acumulados	-1,29	-11,08	-20,62	-25,59	-26,37	-28,93	-27,18	-28,86	-31,07	-29,51	-29,07

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Disponibilidades y requerimientos de caja de la Alternativa 1-C

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Disponibilidad de fondos</u>											
Saldo de explotación (costo capital)	0,76	0,99	1,01	2,81	1,91	2,36	2,30	2,24	2,96	2,88	3,30
Depreciación	0,55	0,78	0,84	1,61	1,27	1,56	1,60	1,66	2,01	2,08	2,38
<b>TOTAL DISPONIBILIDAD</b>	<b>1,31</b>	<b>1,77</b>	<b>1,85</b>	<b>4,42</b>	<b>3,18</b>	<b>3,92</b>	<b>3,90</b>	<b>3,90</b>	<b>4,97</b>	<b>4,96</b>	<b>5,68</b>
<u>Requerimientos de fondos</u>											
Inversiones en obras	1,34	10,10	10,10	5,90	2,58	4,66	0,71	4,78	6,07	2,96	5,07
Incrementos capital de explotación	0,20	0,20	0,13	0,05	-0,11	0,10	0,12	0,13	0,12	0,15	0,16
<b>TOTAL REQUERIMIENTOS</b>	<b>1,54</b>	<b>10,30</b>	<b>10,23</b>	<b>5,95</b>	<b>2,47</b>	<b>4,76</b>	<b>0,83</b>	<b>4,91</b>	<b>6,19</b>	<b>3,11</b>	<b>5,23</b>
<u>Saldos de caja</u>											
Anuales	-0,23	-8,53	-8,38	-1,53	+0,69	-0,84	3,07	-0,01	-1,22	1,85	0,45
Acumulados	-0,23	-8,76	-17,14	-18,67	-17,98	-18,82	-15,75	-15,76	-16,98	-15,19	-14,68

mente, igual a 17,80 cts/kWh. En otro se estimó que sería la que resulta de aplicar como tarifa media en cada año el costo unitario total de la energía, esto es, incluyendo la depreciación y el costo de capital en los gastos de explotación.

Se obtuvieron así dos proyecciones de los saldos netos de explotación que sumados a la depreciación dan el total de disponibilidades de fondos ya que no se ha previsto ningún financiamiento externo.

Se observa en los citados Cuadros Nos. VII-1 y VII-2 que de la aplicación de los fondos requeridos para inversiones en obras e incrementos de capital de explotación resultan saldos de caja acumulados negativos para todo el período que se estudia.

Se concluye que según cual sea el criterio que siga la Provincia en materia de tarifas deberá hacer en el decenio, si se adopta la alternativa 1 C, un aporte que estará entre los  $14,68 \times 10^6$  ó  $29,07 \times 10^6$  pesos Ley 18.188.

Para el período de corto plazo, teniendo en cuenta que en la variante con tarifa actual, hasta el año 1973 inclusive los saldos netos de explotación son negativos, a las erogaciones de capital habrá que agregar fondos para erogaciones corrientes con lo que se tendrá que el esfuerzo financiero de los cuatro primeros años será de  $25,59 \times 10^6$  pesos Ley 18.188 contra  $18,67 \times 10^6$  pesos Ley 18.188 en la variante en que se adopta como tarifa el costo real de la energía eléctrica.

### 3. ALTERNATIVA 4 G.

En la alternativa 4 G la central térmica a vapor entraría en operación en el año 1977. Para cubrir la demanda hasta entonces se prevé que aparte de la incorporación de las dos máquinas diesel ya decididas de 1.070 y 1.680 kW, se ampliará la central existente para proceder a la instalación de dos grupos diesel de 3.000 kW cada uno a corto plazo, es decir hasta 1973, y un tercer grupo de igual capacidad en el lugar que actualmente ocupan los equipos MAN, el que entraría en servicio en el año 1975.

Considerando las inversiones en redes en el mismo corto plazo, las inversiones a realizar hasta 1973 serían:

Item	Montos	
	Pesos Ley 18.188 x 10 <sup>6</sup>	
Grupo diesel YCF 1.070 kW	0,84	
Grupo diesel nuevo 1.680 kW	1,22	2,06
Obras civiles ampliación central	1,50	
Instalac. electromec. 2 x 3.000 kW	5,35	6,85
Redes (idem 1 C)		4,12
<b>Total</b>		<b>13,03</b>

Es decir, \$ 13,03 x 10<sup>6</sup> menos de la mitad de las inversiones requeridas en la alternativa 1 C. En el Cuadro VI-2 se puede observar el cronograma de dichas inversiones así como las inversiones necesarias en el decenio, que totalizan 54,27 x 10<sup>6</sup> pesos Ley 18.188.

#### Cuadros de fuentes y usos de fondos.

En los Cuadros Nos. VII-3 y VII-4 se han hecho los flujos de disponibilidades y requerimientos de caja con las mismas hipótesis de adopción de tarifas medias que en la alternativa 1 C, esto es 17,80 cts/kWh en un caso y tarifa media igual al costo real de la energía eléctrica en el otro.

Teniendo en cuenta que en ambos casos la aplicación de los fondos y la depreciación es la misma, en la hipótesis de tarifa media igual a la vigente se tendrá menores disponibilidades de fondos que si se aplica una tarifa media tal que asegure una rentabilidad de 8 % al capital inmovilizado.

Se llegaría así, en un caso a un déficit acumulado en 1980 de 16,44 x 10<sup>6</sup> pesos Ley 18.188 y en el otro sólo 4,34 x 10<sup>6</sup> pesos Ley 18.188 con marcada tendencia a la disminución.

Los saldos de caja acumulados se han representado en el Gráfico N° VII-1 que permite hacer un análisis comparativo de ambas alternativas.

## Cuadro N° VII-3

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Disponibilidades y requerimientos de caja de la Alternativa 4-G

(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Disponibilidad de fondos</u>											
Saldo de explotación (Ventas a 17,80 ctvs/kwh)	-0,30	-0,27	-0,46	-0,19	-0,02	+0,38	+0,35	+1,18	+1,80	2,25	3,16
Depreciación	0,55	0,78	1,15	1,17	1,34	1,39	1,89	1,95	2,00	2,07	2,34
<b>TOTAL DISPONIBILIDADES</b>	0,25	0,51	0,69	0,98	1,32	1,77	2,24	3,13	3,80	4,62	5,50
<u>Requerimientos de fondos</u>											
Inversiones en obras	1,94	6,12	5,15	1,12	7,03	6,78	3,72	0,78	0,87	2,66	4,47
Incrementos capital de explotación	0,20	0,20	0,13	0,05	0,18	0,09	0,17	-0,25	0,13	0,14	0,17
<b>TOTAL REQUERIMIENTOS</b>	1,54	6,32	5,28	1,17	7,21	6,87	3,89	0,53	1,00	2,80	4,64
<u>Saldo de caja</u>											
Anuales	-1,29	-5,81	-4,59	-0,19	-5,89	-5,10	-1,65	2,60	2,80	1,82	0,86
Acumulados	-1,29	-7,10	-11,69	-11,88	-17,77	-22,87	-24,52	-21,92	-19,12	-17,30	-16,44

## RIO GALLEGOS

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Disponibilidades y requerimientos de caja de la Alternativa 4-G

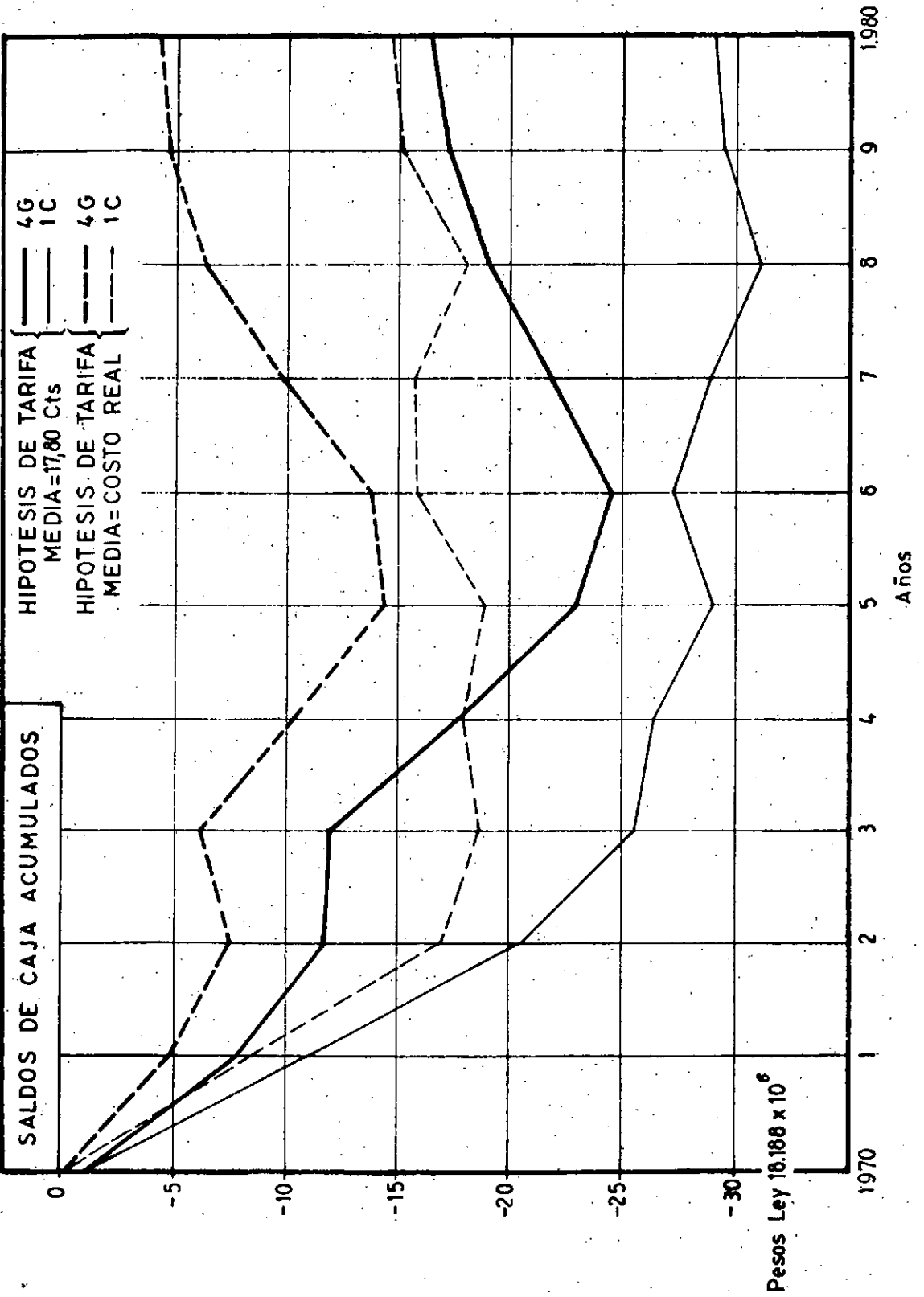
(En pesos ley 18.188 x 10<sup>6</sup>)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<u>Disponibilidad de fondos</u>											
Saldo de explotación (costo capital)	0,76	0,99	1,42	1,44	1,53	1,48	2,63	2,52	2,44	2,36	2,71
Depreciación	0,55	0,78	1,15	1,17	1,34	1,39	1,89	1,95	2,00	2,07	2,34
<b>TOTAL DISPONIBILIDAD</b>	<b>1,31</b>	<b>1,77</b>	<b>2,57</b>	<b>2,61</b>	<b>2,87</b>	<b>2,87</b>	<b>4,52</b>	<b>4,47</b>	<b>4,44</b>	<b>4,43</b>	<b>5,05</b>
<u>Requerimientos de fondos</u>											
Inversiones en obras	1,34	6,12	5,15	1,12	7,03	6,76	3,72	0,78	0,87	2,86	4,47
Incremento capital de explotación	0,20	0,20	0,13	0,05	0,18	0,09	0,17	-0,25	0,13	0,14	0,17
<b>TOTAL REQUERIMIENTOS</b>	<b>1,54</b>	<b>6,32</b>	<b>5,28</b>	<b>1,17</b>	<b>7,21</b>	<b>6,87</b>	<b>3,89</b>	<b>0,53</b>	<b>1,00</b>	<b>2,80</b>	<b>4,64</b>
<u>Saldo de caja</u>											
Anuales	-0,23	-4,55	-2,71	1,44	-4,34	-4,00	0,63	3,94	3,44	1,63	0,41
Acumulados	-0,23	-4,78	-7,49	-6,05	-10,39	-14,39	-13,76	-9,82	-6,38	-4,75	-4,34



RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

## CAPITULO VIII

### ASPECTOS INSTITUCIONALES (Legales y administrativos)

#### 1. AMBITOS.

El marco ambiental que comprende el plan en estudio, está dado por la jurisdicción territorial de la Ciudad de Río Gallegos y su zona de influencia.

Su ámbito normativo, tiene jurisdicción en la Provincia de Santa Cruz y, específicamente, en la Ciudad de Río Gallegos.

Es natural recordar que deberá ajustarse a los principios generales del ordenamiento nacional y orden jerárquico de las normas jurídicas (Art. 31 de la Constitución Nacional de 1853), y de la Constitución de la Provincia de Santa Cruz.

#### 2. INSTRUMENTACION JURIDICO - POLITICA.

##### a. Normas nacionales complementarias y normas provinciales. (legales y administrativas)

A partir de 1958 se pone fin a un largo período de intervenciones nacionales en el ex territorio de Santa Cruz inaugurando su era constitucional y su provincialización, teniendo como marco jurisdiccional, los límites determinativos del ex territorio nacional.

Determina a su vez la Constitución Provincial que el gobierno se ejecuta e instituye mediante los tres poderes que crea: Ejecutivo, Legislativo y Judicial, estableciendo como lugar de asiento de los mismos, la Ciudad de Río Gallegos.

El régimen municipal representativo, se puso en vigor por la Ley Nº.55 del 29 de setiembre de 1958, organizado en dos poderes locales, Departamento Ejecutivo y Concejo De liberante.

b. Normas nacionales complementarias de política energética.

La delimitación geográfica de la Provincia de Santa Cruz, situada en la región patagónica austral extra-andina, está parcialmente sometida a la Ley Nacional N° 16.970 de Defensa Nacional que reglamenta las denominadas "zonas de seguridad".

Crea dicha ley, la Comisión Nacional, organismo dependiente del Consejo Nacional de Seguridad -CONASE-, que tiene competencia e interviene, con relación a la Provincia de Santa Cruz en los siguientes aspectos:

- Como policía de radicación, concede o deniega la autorización previa, respecto a transferencias de dominio de bienes inmuebles de personas reales o jurídicas, ubicados en zonas que hacen a la seguridad nacional;
- Está facultada para conceder o denegar, la autorización que requieran las autoridades provinciales o municipales, en "zonas determinadas como de seguridad", para el otorgamiento de concesiones o permisos de servicios públicos (Art. 18);
- Actúa como asesora de los gobiernos locales y demás organismos, en todos los casos que estén en juego los intereses relacionados con la seguridad nacional.

Las disposiciones de dicha Ley N° 16.970, deben ser tenidas en cuenta al momento de legislar la Provincia de Santa Cruz, en materia de regímenes jurídicos de generación, equipamiento y transmisión de servicios eléctricos, en "Zonas de seguridad", así como para el otorgamiento o permisos para la explotación de tales servicios públicos.

Código Civil de la Nación. Normas de derecho administrativo.

Además de cumplimentar las normas establecidas en la Constitución Provincial; de la Ley N° 578/66, orgánica de los Ministerios y su decreto reglamentario de igual fecha, y de la Ley N° 126/59, de Contabilidad y Organización de los Servicios del Tesoro y Contable para la Administración General de la Provincia, deberá tenerse en cuenta también, al momento de legislar en materia de política de servicios eléctricos, su adecuación a las prescripciones establecidas en el Código Civil y normas del Derecho Administrativo.

Ley Nacional N° 15.336/60, de la Industria de la Energía Eléctrica.

Por lo expuesto (orden jerárquico de las normas jurídicas, Art. 31 C.N.), dicha

ley, si bien fija en su Art. 1º que ... "las actividades de la industria eléctrica destinadas a la generación, transformación y transmisión, o la distribución de la electricidad, en cuanto las mismas corresponden a la jurisdicción nacional ...", sus disposiciones tienen primacía sobre los locales en tanto y en cuanto declara (Art. 6º) de "jurisdicción nacional la generación de energía eléctrica, cualquiera sea su fuente, su transmisión ...", etc., cuando:

- Se vinculen a la defensa nacional;
- Se destinen a servir el comercio de energía eléctrica entre la Capital Federal y una o más provincias con otra o con el Territorio Nacional de la Tierra del Fuego e Islas del Atlántico Sud;
- Se trate de centrales de generación de energía eléctrica mediante la utilización o transformación de energía nuclear o atómica ...

Por otra parte, en el párrafo cuarto, Art. 11, consagra el poder de policía, con corriente entre el Estado Nacional y Provincial.

Por el Art. 24, la Ley Nº 15.336/60 crea el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA dependiente de la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles.

Mediante el Art. 32, crea el FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (F. E. D. E. I.); y por los Arts. 33 y 34, la aplicación de esos fondos para aportes y préstamos a las provincias para sus planes de electrificación, cuya distribución está a cargo de dicha Secretaría.

### Coordinación legal de normas nacionales y provinciales vigentes.

La coordinación de tales normas, pre comentadas, tienen la posibilidad de ser materializadas, en cada caso, por cuanto la Ley Provincial vigente Nº 659 del 24-4-70 (Estatuto Orgánico de la Empresa Provincial de Servicios Públicos que se estudia seguidamente), en su Art. 21, inc. 12, tiene previsto coordinar todo lo concerniente a la prestación de servicios públicos, ya sea con el Estado Nacional, Provincial, Municipalidades y Comisiones de Fomento.

### 3. NORMAS PROVINCIALES, LEGALES Y ADMINISTRATIVAS.

La generación de energía eléctrica en la Provincia de Santa Cruz, su transmisión, distribución, y explotación en escala comercial, está a cargo de la EMPRESA PROVINCIAL DE SERVICIOS PUBLICOS, instrumentada jurídicamente por la Ley Nº 659/70 dictada por el Poder Ejecutivo Provincial.

Por su Art. 1º se aprueba el "Estatuto Orgánico", que forma parte integrante de la Ley misma, y por el Art. 3º, deroga el Decreto Ley Nº 737/63 y la Ley Provincial Nº 408/64 que, son sus antecedentes inmediatos, cuyas disposiciones en su gran mayoría, han sido incorporadas a la nueva ley.

Sin embargo, su naturaleza jurídica ha sido modificada pese a la semejanza de objetivos a cumplir que, originariamente eran fundamentalmente dos: "energía e eléctrica y agua potable, desagües y obras sanitarias" ampliándolo a los servicios públicos de "gas", según lo dispone el nuevo Estatuto Orgánico (Art. 3º, inc. 3; y Art. 15, inc. 2).

Tres leyes complementarias, completan el cuadro de disposiciones legales para el funcionamiento de la EMPRESA PROVINCIAL DE SERVICIOS PUBLICOS a saber: a) La Ley Orgánica de los Ministerios Nº 578/66; b) de Contabilidad Nº 126/59; y c) la Ley Nº 407/64, que determina en su Art. 1º, la realización de "Todas las actividades económicas, industriales, comerciales y de prestación y/o explotación de servicios públicos que el Gobierno de la Provincia de Santa Cruz considere necesario desarrollar por razones de interés público o a fin de proveer al tesoro provincial; se podrán llevar a cabo por medio de entidades que se denominarán "Empresas Provinciales"; y dependerán del Poder Ejecutivo, reza su Art. 2º".

#### 4. ESQUEMA INSTITUCIONAL. NATURALEZA JURIDICA.

Siendo el descripto el origen de la EMPRESA PROVINCIAL DE SERVICIOS PUBLICOS, es evidente que su creación emana de la ley misma, e instituye "órganos comunes" para el cumplimiento de los tres objetivos fijados a la Empresa, con mención expresa de ellos.

El Estatuto Orgánico atribuye a la Empresa la personería jurídica de derecho público - y de derecho privado en sus relaciones y actividades con terceros, Art. 6º, para el cumplimiento de sus fines que también son estatales, expresamente enumerados.

Analizado el tipo de "personalidad otorgada por la ley" resulta ser una derivación necesaria de la naturaleza de "órgano común administrativo", descentralizado burocráticamente del poder administrador de la Provincia.

La Empresa Provincial de Servicios Públicos, queda individualizada entonces, como un ente autárquico, aunque con ciertas limitaciones en razón de su personalidad jurídica y una esfera circunscripta de atribuciones; de naturaleza institucional, en virtud de su descentralización por servicios, y competencia dentro del Estado Provincial.



## Organización.

La Empresa Provincial de Servicios Públicos está integrada por dos órganos: el Administrador General y el Consejo de Administración.

El Administrador General. Es un órgano unipersonal. El Administrador General es un funcionario cuya permanencia en el cargo no está garantizada por el Estatuto Orgánico de la Empresa. Por tanto su remoción queda supeditada al arbitrio del Poder Ejecutivo sin término de duración de su mandato, situación ésta que, es precisamente una de las limitaciones que desvirtúan la "autarquía" con que se individualiza a la empresa. Tampoco determina las modalidades para su designación, pues el Art. 14 sólo dice que, "La Empresa Provincial de Servicios Públicos estará dirigida y administrada por un Administrador General, nombrado por el Poder Ejecutivo Provincial". Por el Art. 17 se le asigna, juntamente con los Directores de la Empresa (que integran el Consejo de Administración) el carácter de personal superior de la misma, y por el Art. 19, se enumeran las incompatibilidades para el ejercicio del cargo sin perjuicio de las de carácter general para los agentes de la administración pública, que les alcanza también (Ley 591); y por el Art. 20 y siguientes se determinan sus deberes, facultades y atribuciones.

El Consejo de Administración. Creado por el Estatuto -Art. 15- es un órgano colegiado, de consulta del Administrador General, formado por:

Dos Directores Generales: Agua y Energía. Se entiende que, cuando se cree la Dirección General de Gas, su Director integrará también el Consejo citado, conforme a la previsión del Art. 15.

Cuatro Directores: Funcionarios técnicos y administrativos, a cargo de las direcciones de: Comercial, Despacho, Administración y Asesoría Letrada. Estos Directores y los Directores Generales, serán designados por el Poder Ejecutivo Provincial a propuesta del Administrador General, determinando el Art. 16 del Estatuto, las calidades e idoneidades que deben reunir para su designación alcanzándoles las incompatibilidades que refiere el Art. 19.

El Estatuto Orgánico, no especifica normas de funcionamiento del Consejo de Administración, ni sobre forma de convocarlo, tipo de reuniones, quorum, y alcances legales de las consultas que expida como órgano colegiado, ya que coparticipa en la Dirección de la Empresa.

Tal omisión, puede y debe ser subsanada por vía reglamentaria del Art. 15 del Estatuto, y así se recomienda expresamente.

## 5. CAPACIDAD JURIDICA. PATRIMONIO Y RECURSOS.

Al individualizar a la Empresa Provincial de Servicios Públicos como un "Ente Autárquico", es evidente que posee los atributos esenciales que caracterizan a este tipo de órgano de dirección y gestión; en primer lugar, su capacidad jurídica y su resultante natural; gobierno y administración propia e independiente -con ciertas limitaciones- y dependencia directa del Poder Ejecutivo Provincial, respecto de la planificación de la política energética de agua y gas como así también el contralor de su gestión, a distintos niveles.

En cuanto al "patrimonio y recursos" propios de la Empresa, el Art. 10 y siguientes del Estatuto, determina que se integrará con:

- a) Los bienes que actualmente posee y administra (\*).
- b) Los bienes que se le incorporen o adquiera en el futuro y
- c) Los aportes que le haga el Poder Ejecutivo Provincial previstos en el Presupuesto Provincial para planes de obras.

Con respecto a los "Recursos", el Art. 11 establece y enumera exhaustivamente su procedencia, para financiar el desarrollo de su objeto legal con recursos ordinarios (recaudados en concepto de tarifas, contribuciones o tasas por la prestación de servicios públicos -determinadas en el Art. 27-) y recursos extraordinarios (aportes especiales que le acuerde el Poder Ejecutivo, Art. 11, inc. 4; los créditos provenientes del F. E. D. E. I. Ley Nacional Nº 15.336; donaciones, legados, cesiones, multas, ventas de bienes y materiales, etc., -inc. 5 a 9-; y los provenientes del uso de créditos bancarios u otras entidades: Art. 12).

## 6. REGIMEN TARIFARIO.

Será propuesto anualmente al Poder Ejecutivo, determina el Art. 27 del Estatuto. Se basará en la determinación de los costos directos de explotación -Arts. 29 y 30-, y la aplicación de, por lo menos un 7% anual en concepto de servicios de capital. El Art. 31 faculta para autorizar tarifas de promoción o de fomento, e inclusive, por razones de política económica o de desarrollo zonal, podrá el Poder Ejecutivo, concurrir con la Empresa, al pago total o parcial del costo tarifario neto.

Deberá tenerse en cuenta que los fondos que se destinen a cubrir los déficits de

-----  
(\* ) Hemos visto que la misma Empresa, con otra instrumentación jurídica venía funcionando y prestando los mismos servicios públicos.

explotación e inversión por esta vía se deducirán de su aplicación a otros rubros.

## 7. REGIMEN FINANCIERO Y CONTABLE. CONTRATACIONES.

En los Capítulos VII y VIII -Art. 32 a 45 del Estatuto-, se instrumentan detalladamente en forma acorde y eficiente para el funcionamiento de ambos sectores de administración de la Empresa.

El servicio estadístico que preve el Art. 33 -tanto desde el punto de vista económico como financiero, referido a cada uno de los servicios públicos que presta actualmente la Empresa, energía y agua, es correcto. Su aplicación integral es fundamentalmente necesaria para determinar anualmente, no sólo el estado financiero de la Empresa, sino su desarrollo y cumplimiento de los objetivos determinados en el Estatuto Orgánico, conforme expresamente se fija en el Art. 35 (memoria descriptiva, balances de ganancias y pérdidas, y cuentas de inversión sujetas a su análisis por el Tribunal de Cuentas de la Provincia), así como elevar a aprobación anual del Poder Ejecutivo, el programa de obras, cálculos de recursos, presupuestos de gastos, etc.: Art. 34.

En cuanto al régimen de contrataciones -Arts. 40 a 45- adecuado a la funcionalidad de fines y objetivos de la Empresa constituyen juntamente con el régimen financiero y contable, atributos esenciales de todo ente autárquico.

## 8. CALIDAD DE LA INSTRUMENTACION JURIDICA DEL "ESTATUTO ORGANICO".

La estructura legal-administrativa del Estatuto, tiene su origen en la Ley N° 659/70 dictada por el Poder Ejecutivo Provincial. Dada la situación institucional transitoria, por la que atraviesa la Provincia de Santa Cruz -al igual que las restantes provincias argentinas-, debió requerir previamente la autorización correspondiente para dictarla al Gobierno Nacional que la acordó mediante el decreto Ley N° 1196 del 24 de marzo de 1970.

La naturaleza jurídica en que se asienta la organización y funcionamiento de la Empresa Provincial de Servicios Públicos, la hemos individualizado como un "Ente Autárquico", cuyos objetivos, aunque sin definirlos, están determinados en el Capítulo II (Art. 3°), en virtud de que su "Estatuto Orgánico" contempla el panorama integral del problema eléctrico y su proyección futura -además del agua potable y obras sanitarias; y eventualmente en el futuro, con relación al "gas".

Consecuentemente el accionar empresario está dotado de los atributos esenciales -con ciertas limitaciones-, que individualizan a todo Ente Autárquico:



- Capacidad jurídica y objetivos concretos, para actuar dentro de la esfera del derecho público y privado;
- Dirección y administración propias, aunque en algunos aspectos fundamentales su gestión deberá contar con la aprobación previa del Poder Ejecutivo Provincial.

Por ello podemos decir que no goza de "Autarquía Plena".

- Patrimonio y recursos suficientes que posibiliten la gestión empresarial y autonomía financiera también con ciertas limitaciones, respecto del Poder Ejecutivo Provincial;
- Régimen de contrataciones adecuado a la funcionalidad de la Empresa como prestataria de servicios públicos.

En suma, la calidad jurídica con que se ha instrumentado el "Estatuto Orgánico" de la Empresa Provincial de Servicios Públicos, es apta e idónea para el cumplimiento de sus fines específicos.

## 9. CONSIDERACIONES FINALES.

No obstante lo descripto precedentemente, hubiera sido preferible -a nuestro juicio- haber dotado a la Empresa de "Autarquía Plena", opinión fundada en las razones siguientes:

Una máxima autarquía funcional, con gobierno propio colegiado (con un mínimo de tres Directores designados por un período de tres a cuatro años), estable y de relativa permanencia garantizaría la conducción y el accionar empresarial sin perjuicio de su sujeción al Poder Ejecutivo Provincial en los aspectos fundamentales que hacen a la política general de la Empresa, acorde a lo que corresponde al estado provincial. A la conducción unipersonal (administrador general) se oponen reservas doctrinarias. Por otra parte el Consejo de Administración carece de plena acción de gobierno y ejecutividad.

A través de una plena Autarquía, es factible evitar que la empresa se convierta en la práctica, en una repartición más del Estado Provincial, descentralizada sólo burocráticamente, pues es dable observar que la influencia del Poder administrador y de los organismos públicos de contralor, muy celosos del ejercicio del mismo, crean trabas a la acción y desarrollo de los "Entes Autárquicos", sin plena autonomía relativa, convirtiéndoles a través del tiempo en inoperantes y de lento accionar.

La advertencia descripta encuentra su razón de ser en las dificultades que padece

actualmente la Empresa Provincial y de Servicios Públicos -que con igual denominación viene prestando y explotando los servicios de generación de energía, agua potable y obras sanitarias, verificada a través de su estudio en los siguientes aspectos:

- Carencia de grandes planes de obras y servicios de mediano y largo plazo;
- Carencia de planes de cuentas de inversión y gastos;
- Carencia de un sistema de información estadística, contable, ordenada, así como económico-financiera; tanto de la Empresa en sí como respecto de cada uno de los sectores de servicios de energía y de agua potable y obras sanitarias, respectivamente;
- Carencia de la información referida en el inciso anterior, sectorizada por centrales eléctricas;
- Carencia de regímenes racionales de tarifas de costo real, tasas y derechos a percibir por el uso de las cosas y/o servicios públicos que presta la Empresa actualmente.

La existencia de los aspectos expuestos no son una consecuencia de falta de una correcta instrumentación jurídica de la Empresa, que la tenía en forma suficiente e idónea a través del decreto Ley N° 737/63 y Ley Provincial N° 408 -derogados y sustituidos por la Ley 659/70, juzgada también como apta e idónea en este estudio, pero es del caso señalar que en la práctica, la Empresa opera y funciona como una repartición más del Estado Provincial, sin alcanzar los niveles operativos para lo cual fue creada.

De ahí la preferencia que se señala respecto de una Plena Autarquía para la Empresa, que no surge de la Ley N° 659/70, motivo de estudio. Sin embargo ello no es inconveniente para que la Empresa, tal cual está instrumentada en su "Estatuto Orgánico", se dinamice y alcance un crecimiento sostenido y de efectos estimulantes, socio-económicos e industrial, que, por la magnitud de la misma, produzca efectos directos e indirectos en la comunidad donde se desarrolla.

## CAPITULO IX

### CONCLUSIONES

#### 1. INTRODUCCION.

Se han analizado a lo largo de este informe, las distintas alternativas de abastecimiento de energía eléctrica a la Ciudad de Río Gallegos.

Del estudio realizado surgen las siguientes conclusiones y recomendaciones que pueden separarse en tres tipos: las de orden general, las de corto plazo y las de plazo mediato.

#### 2. CONCLUSIONES DE ORDEN GENERAL.

Entre las recomendaciones de orden general se indica en primer término la necesidad de ligar estrechamente la estrategia administrativo-financiera-comercial a la conducción de ingeniería de la empresa con una íntima y recíproca compenetración de los problemas de ambas partes.

Además se recomienda que se procure el adecuado conocimiento de los costos reales de la generación y distribución con el objeto de implantar una política tarifaria acorde con los objetivos de desarrollo económico establecidos para la zona por el Gobierno Provincial.

Se sugiere la conveniencia de que la Empresa Provincial de Servicios Públicos de la Provincia de Santa Cruz goce de una autarquía plena, en lugar de una autarquía restringida con el objeto de imprimir una mayor dinámica operativa técnico-administrativa a la misma.

En cuanto a la operación de la central, se aconseja que se realice la programación de su funcionamiento teniendo en cuenta el estado de carga y su adecuación diaria al diagrama pronosticado, y a la disponibilidad de los grupos generadores. Para ello se indicó la conveniencia de llevar partes diarias que incluyen toda la información necesaria.

### 3. RECOMENDACIONES PARA EL CORTO PLAZO.

Entre las recomendaciones a corto plazo y en relación con el equipamiento de la central, se aconseja que se aceleren las tramitaciones que culminen con la instalación de un grupo diesel de aproximadamente 1.000 kW en la misma y que se prevea la incorporación de otro grupo diesel de igual módulo que el de los grupos mayores existentes en la central o sea de 1.600 kW.

Se recalca asimismo la necesidad de completar y acondicionar los instrumentos de medición en los tableros de la central.

En lo que se refiere a la red de distribución, se considera necesario realizar las obras de adecuación y reparación de las líneas de alta tensión y de las redes de baja, ya previstas por la Empresa.

### 4. LARGO PLAZO.

Si bien las recomendaciones de largo plazo se refieren esencialmente a la instalación de una central térmica a vapor, se señala que existen diferencias según cual sea la alternativa que se adopte.

En el caso de que las Autoridades Provinciales decidieran, según expresiones manifestadas, llevar adelante la realización del programa de equipamiento de la alternativa que implica la ejecución de la central térmica a vapor en el mínimo plazo posible, esto es, para 1974, se contaría con un tiempo ajustado para la realización del proyecto, llamado a licitación, contratación, ejecución y puesta en marcha de la obra.

En ese caso, se deberán adoptar decisiones en forma inmediata para proceder a ejecutar el programa de trabajos para la realización de dicha obra en el plazo previsto.

Si la solución a adoptarse fuera la de postergar la entrada en funcionamiento de la central a vapor hasta el año 1976 ó 1977 ello permitiría verificar el comportamiento de la demanda real frente a los pronósticos y eventualmente modificar anticipando, o postergando aún más la fecha de puesta en marcha de la mencionada central.

La toma de decisiones, si bien parcialmente sería adoptada ya, se postergaría por uno o dos años ya que su incidencia tendría influencia en el largo plazo.

Desde el punto de vista técnico todas las variantes de equipamiento propuestas son susceptibles de ser realizadas con eficiencia similar para cubrir la demanda pronosticada con una calidad suficiente en el servicio.

Desde el punto de vista económico y financiero, la comparación sugiere la realización de la alternativa que posterga la entrada en servicio de la central térmica a vapor, sin una especial diferenciación entre el uso de gas o carbón como combustible, siempre que los precios relativos entre los mismos se mantengan invariables.

Si bien se desconoce la certeza de la provisión de gas natural desde el Gasoducto Cerro Redondo-Pico Truncado, por cuanto la ejecución de dicho tramo está al nivel de proyecto por parte de Gas del Estado, la posibilidad de provisión de carbón de Río Turbio puede ser satisfecha sin problemas por Yacimientos Carboníferos Fiscales, ya en la actualidad. Con mayor razón podrá dar cumplimiento a dicho abastecimiento dentro de cuatro años como mínimo o más adelante aún.

Asimismo, el precio del carbón puesto en Río Gallegos podría ser negociado por la Provincia de modo de obtener algunas ventajas diferenciales.

Todo esto lleva a la conclusión de que deben ser las autoridades de la Empresa Provincial de Servicios Públicos así como las de la Provincia las que deben decidir, entre las alternativas que se han propuesto, el programa de equipamiento a realizar en la Ciudad de Río Gallegos, a la luz de las condiciones socio-económicas y financieras locales para lo cual se estima haber aportado todos los elementos de juicio necesarios.

**ANEXO I**

**DETERMINACION DE LAS TASAS DE REGRESION  
DE LAS SERIES HISTORICAS DEL CONSUMO  
GENERACION Y CARGAS MAXIMAS**

ANEXO I-1

CARGAS MAXIMAS

RIO GALLEGOS

Abastecimiento de Energía Eléctrica

SERIE HISTORICA DE LAS CARGAS MAXIMAS

DATOS ESTADISTICOS

Años : t	Cargas Máximas y (t)
	kw
1956	760
1957	980
1958	1140
1959	1350
1960	1680
1961	1920
1962	2010
1963	2100
1964	2240
1965	2240
1966	3000
1967	3200
1968	3670
1969	4400

Número de años N = 13



Determinación de la tendencia histórica por ajuste exponencial a los datos estadísticos

Ajuste lineal a los datos estadísticos representados en papel semilogarítmico

Años	t	t <sup>2</sup>	Y (t) = log. y (t)	t Y (t)
1956	-13	169	2,8808	-37,4505
1957	-11	121	2,9912	-32,9035
1958	-9	81	3,0569	-27,5121
1959	-7	49	3,1303	-21,9123
1960	-5	25	3,2253	-16,1265
1961	-3	9	3,2833	-9,8499
1962	-1	1	3,3032	-3,3032
1963	1	1	3,3222	3,3222
1964	3	9	3,3502	10,0507
1965	5	25	3,3502	16,7512
1966	7	49	3,4771	24,3398
1967	9	81	3,5051	31,5463
1968	11	121	3,5646	39,2113
1969	13	169	3,6434	47,3648
		910	46,0838	23,5283
		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>

Siendo Y (t) = log. y (t)

$$Y_{sl} = \frac{S_3}{S_1} t + \frac{S_2}{N}$$

$$Y_{sl} = \frac{23,5283}{910} t + \frac{46,0838}{14}$$

$$Y_{sl} = 0,0258 t + 3,2917$$

El ajuste exponencial de los datos estadísticos de cargas máximas representados en ejes cartesianos con escalas uniformes está representado por:

$$y''' = c \cdot a^t$$

en donde

$$c = \text{antilog. } 3,2917 = 1958$$

$$a = \text{antilog. } 0,0258 = 1,061$$

$$y''' = 1958 \times 1,061^t$$

Ecuación para períodos de medio año ( $\frac{1}{2}$  año = 1 unidad de t)

$$1,061^2 = 1,125$$

Tasa de crecimiento anual acumulativo:

12,5%

Para períodos de un año (1 año = unidad de t), la ecuación a utilizar es

$$y''' = 2077 \times 1,125^t \quad \text{con } t = 0 \text{ en } 1963$$

Años	Carga Máxima kW
1956	902
1957	1016
1958	1145
1959	1290
1960	1453
1961	1637
1962	1844
1963	2077
1964	2336
1965	2628
1966	2956
1967	3325
1968	3740
1969	4207

Coefficiente de Correlación Exponencial =  $r_e$

Años	x	Y (t)	x Y (t)	x <sup>2</sup>	Y <sup>2</sup> (t)
1956	1	2,8808	2,8808	1	8,2990
1957	2	2,9912	5,9824	4	8,9473
1958	3	3,0569	9,1707	9	9,3446
1959	4	3,1303	12,5212	16	9,7988
1960	5	3,2253	16,1265	25	10,4026
1961	6	3,2833	19,6998	36	10,7801
1962	7	3,3032	23,1224	49	10,9111
1963	8	3,3222	26,5776	64	11,0370
1964	9	3,3502	30,1518	81	11,2238
1965	10	3,3502	33,5020	100	11,2238
1966	11	3,4771	38,2481	121	12,0902
1967	12	3,5051	42,0612	144	12,2857
1968	13	3,5646	46,3398	169	12,7064
1969	14	3,6434	51,0076	196	13,2744
	105	46,0838	357,3919	1012	152,3248
	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	S <sub>4</sub>	S <sub>5</sub>

$$m_x = \frac{S_1}{N} = \frac{105}{14} = 7,50 \qquad m_x^2 = 56,25$$

$$m_y = \frac{S_2}{N} = \frac{46,0838}{14} = 3,2917 \qquad m_y^2 = 10,8353$$

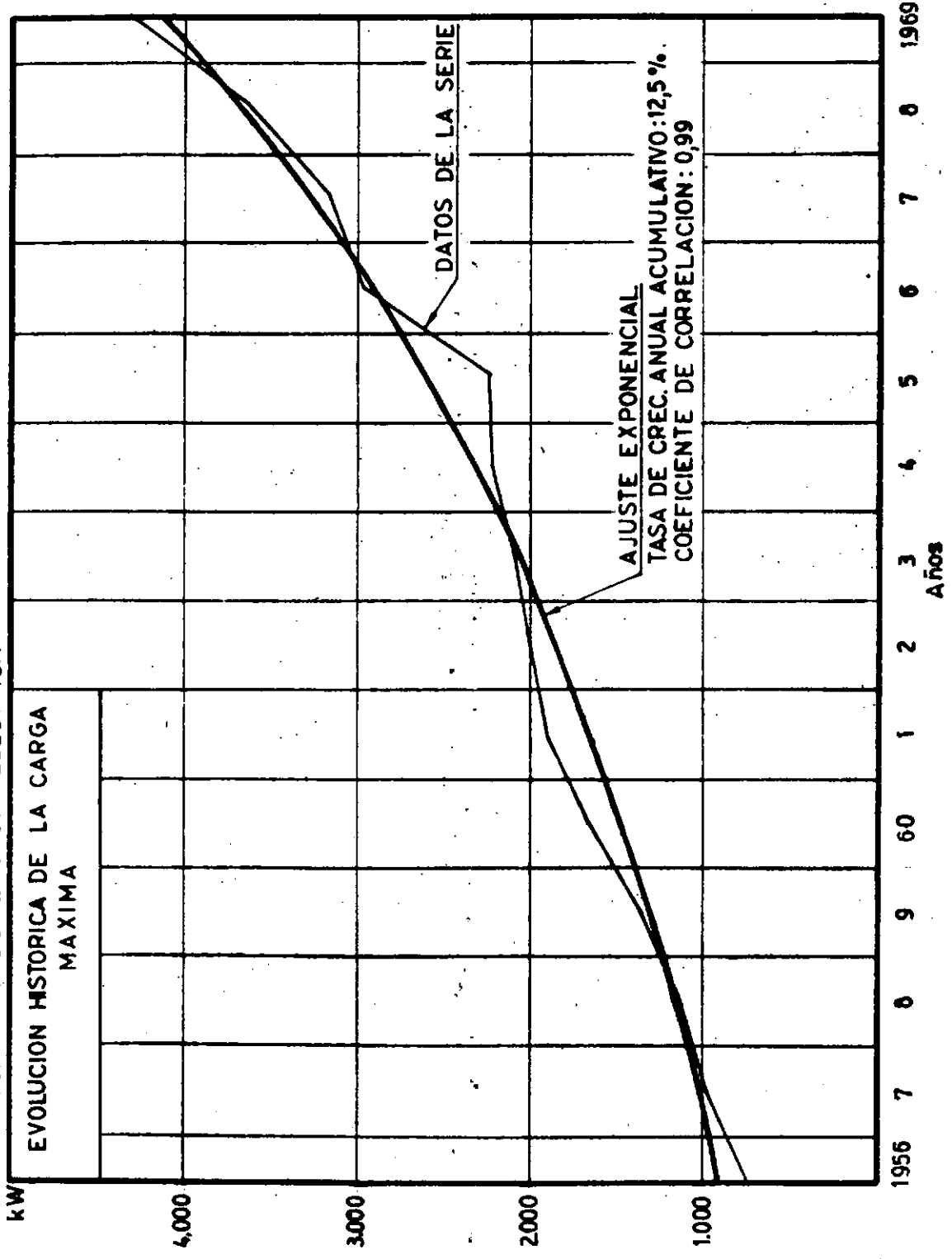
$$m_{xy} = \frac{S_3}{N} = \frac{357,3919}{14} = 25,5280$$

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{S_4}{N} - m_x^2} = \sqrt{\frac{1012}{14} - 56,25} = 4,00$$

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{S_5}{N} - m_y^2} = \sqrt{\frac{152,3248}{14} - 10,8353} = 0,212$$

$$r_e = \frac{m_{xy} - m_x m_y}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{25,528 - 7,5 \cdot 3,2917}{4,00 \cdot 0,212} = 0,99$$

RIO GALLEGOS  
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA



ANEXO I-2

CONSUMO

RIO GALLEGOS

Abastecimiento de Energía Eléctrica

SERIE HISTORICA DEL CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELECTRICA

DATOS ESTADISTICOS

Años	Consumo (kWh x 10 <sup>3</sup> )
T	Y <sub>(t)</sub>
1956	1.732,0
1957	2.105,4
1958	2.659,8
1959	3.501,5
1960	4.176,7
1961	5.231,4
1962	5.657,7
1963	6.500,0
1964	6.978,0
1965	7.473,0
1966	9.103,0
1967	9.368,6
1968	11.626,5
1969	12.964,8

Número de Años: N = 13

Determinación de la Tendencia Histórica por  
AJUSTE EXPONENCIAL a los datos estadísticos

Ajuste lineal a los datos estadísticos representados en papel semilogarítmico:

Años	t	t <sup>2</sup>	Y <sub>(t)</sub>	tY <sub>(t)</sub>
1956	-13	169	3, 2362	-42, 0706
1957	-11	121	3, 3232	-36, 5552
1958	- 9	81	3, 4247	-30, 8223
1959	- 7	49	3, 5441	-24, 8087
1960	- 5	25	3, 6207	-18, 1035
1961	- 3	9	3, 7185	-11, 1555
1962	- 1	1	3, 7525	- 3, 7525
1963	1	1	3, 8129	3, 8129
1964	3	9	3, 8437	11, 5311
1965	5	25	3, 8734	19, 3670
1966	7	49	3, 9591	27, 7137
1967	9	81	3, 9716	35, 7444
1968	11	121	4, 0644	44, 7084
1969	13	169	4, 1126	53, 4638
		910	52, 2576	29, 0730
		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>

S = Sumatoria

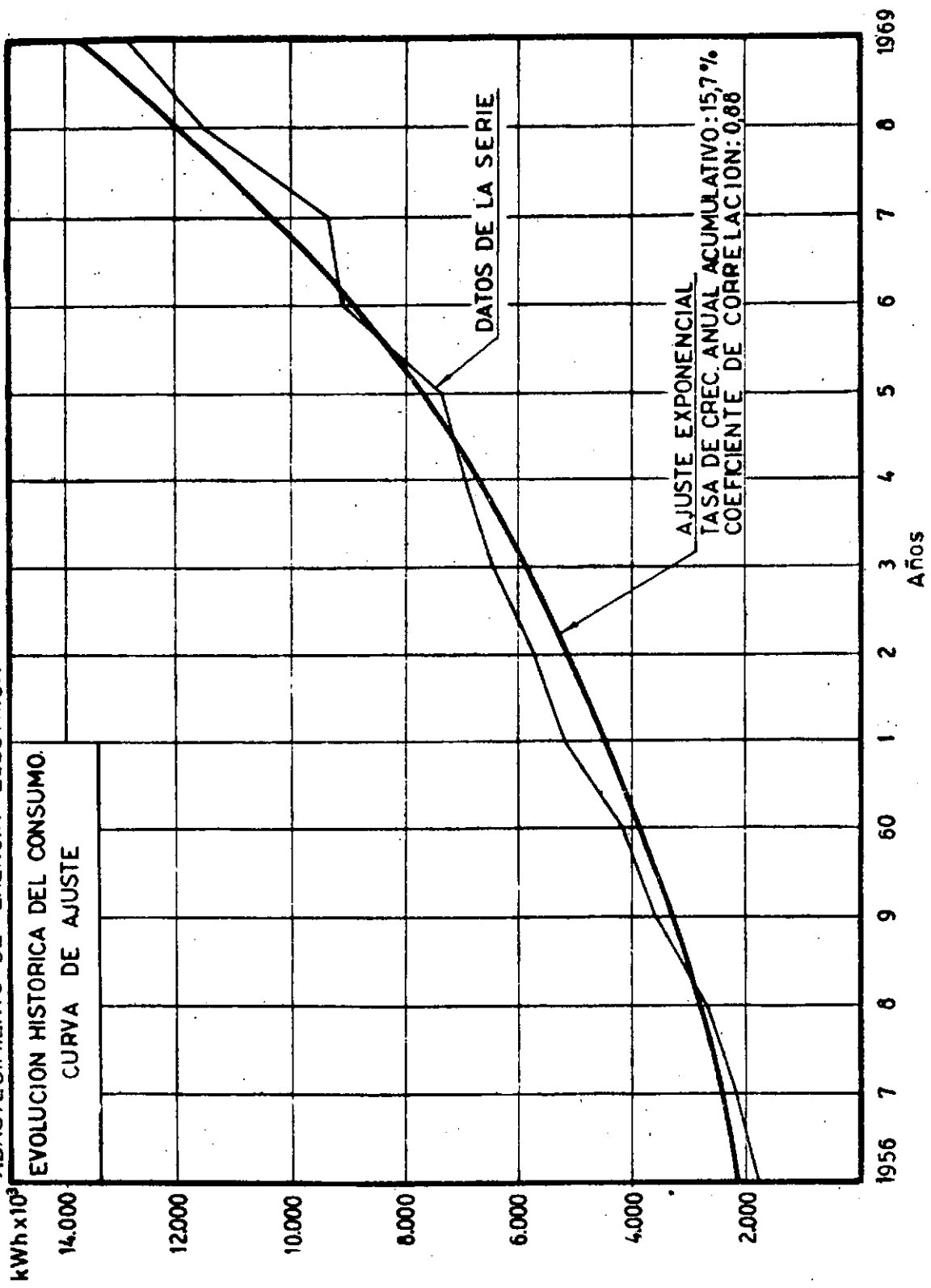
Siendo:  $Y_{(t)} = \log. y_{(t)}$

$$Y_{SL} = \frac{S_3}{S_1} t + \frac{S_2}{N}$$

$$Y_{SL} = \frac{29,0730}{910} t + \frac{52,2576}{14}$$

$$Y_{SL} = 0,0319 t + 3,7326$$

RIO GALLEGOS  
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA





El AJUSTE EXPONENCIAL a los datos estadísticos representados en ejes cartesianos con escalas uniformes está expresado por:

$$y''' = c \cdot a^t$$

en donde:

$$c = \text{antilog. } 3,7326 = 5.403,0$$

$$a = \text{antilog. } 0,0319 = 1,076$$

$$y''' = 5.403,0 \times 1,076^t$$

Ecuación para períodos de medio año ( $\frac{1}{2}$  año = unidad de t)

$$1,076^2 = 1,157$$

Tasa de crecimiento anual acumulativo: 15,7%.

Para períodos de un año (un año = unidad de t) la ecuación a utilizar es:

$$y''' = 5813,6 \times 1,157^t \text{ con } t = 0 \text{ en } 1963$$

Año	y'''
1956	2.089,4
1957	2.418,4
1958	2.799,1
1959	3.239,5
1960	3.749,5
1961	4.339,7
1962	5.022,9
1963	5.813,6
1964	6.726,3
1965	7.782,3
1966	9.004,1
1967	10.417,7
1968	12.053,2
1969	13.945,5

COEFICIENTE DE CORRELACION EXPONENCIAL:  $r_e$

Años	x	Y (t)	x Y (t)	X <sup>2</sup>	Y <sup>2</sup> (t)
1956	1	3,2362	3,2362	1	10,4729
1957	2	3,3232	6,6464	4	11,0436
1958	3	3,4247	10,2741	6	11,7285
1959	4	3,5441	14,1764	16	12,5606
1960	5	3,6207	18,1035	25	13,1094
1961	6	3,7185	22,3110	36	13,8272
1962	7	3,7525	26,2675	49	14,0812
1963	8	3,8129	30,5032	64	14,5382
1964	9	3,8437	34,5933	81	14,7740
1965	10	3,8734	38,7340	100	15,0032
1966	11	3,9591	43,5501	121	15,6744
1967	12	3,9716	47,6592	144	15,7736
1968	13	4,0644	52,8372	169	16,5193
1969	14	4,1126	57,5764	196	16,9134
	105	52,2576	406,4685	1012	196,0202
	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	S <sub>4</sub>	S <sub>5</sub>

$$m_x = \frac{S_1}{N} = \frac{105}{14} = 7,50 \qquad m_x^2 = 56,25$$

$$m_y = \frac{S_2}{N} = \frac{52,2576}{14} = 3,73 \qquad m_y^2 = 13,91$$

$$m_{xy} = \frac{S_3}{N} = \frac{406,4685}{14} = 29,0334$$

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{S_4}{N} - m_x^2} = \sqrt{\frac{1012}{14} - 56,25} = 4,00$$

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{S_5}{N} - m_y^2} = \sqrt{\frac{196,0202}{14} - 13,91} = 0,3$$

$$r_e = \frac{m_{xy} - m_x m_y}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{29,0334 - 27,9750}{4,00 \times 0,3} = 0,88$$

$$r_e = 0,88$$

ANEXO I-3

GENERACION

RIO GALLEGOS

Abastecimiento de Energía Eléctrica

SERIE HISTORICA DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

DATOS ESTADISTICOS

Años	Generación = y (t)
	kWh x 10 <sup>3</sup>
1956	2.381,5
1957	2.705,1
1958	3.404,5
1959	4.432,7
1960	5.337,7
1961	6.514,7
1962	7.360,2
1963	7.812,9
1964	8.564,0
1965	10.500,0
1966	11.028,8
1967	12.617,7
1968	15.695,8
1969	17.502,4

Número de años: N = 13

Determinación de la Tendencia Histórica por  
AJUSTE EXPONENCIAL a los datos estadísticos

Ajuste lineal a los datos estadísticos representados en papel semilogarítmico:

Años	t	t <sup>2</sup>	Y (t) = log. y (t)	tY (t)
1956	-13	169	3, 37685	-43, 89905
1957	-11	121	3, 43218	-37, 75398
1958	- 9	81	3, 53205	-31, 78845
1959	- 7	49	3, 64665	-25, 52655
1960	- 5	25	3, 72736	-18, 63680
1961	- 3	9	3, 81389	-11, 44167
1962	- 1	1	3, 86689	- 3, 86689
1963	1	1	3, 89281	3, 89281
1964	3	9	3, 93268	11, 79804
1965	5	25	4, 02119	20, 10595
1966	7	49	4, 04252	28, 29764
1967	9	81	4, 10098	36, 90882
1968	11	121	4, 19576	46, 15336
1969	13	169	4, 24310	55, 16030
		910	53, 82491	29, 40353
		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>

Siendo:  $Y(t) = \log. y(t)$

$$Y_{SL} = \frac{S_3}{S_1} t + \frac{S_2}{N}$$

$$Y_{SL} = \frac{29,4035}{910} t + \frac{53,8249}{14}$$

$$Y_{SL} = 0,0323 t + 3,8446$$

El AJUSTE EXPONENCIAL a los datos estadísticos representados en ejes cartesianos con escalas uniformes está expresado por:

$$y''' = c \cdot a^t$$

en donde:

$$c = \text{antilog. } 3,84464 = 6992,7$$

$$a = \text{antilog. } 0,03231 = 1,0772$$

$$y''' = 6.992,7 \times (1,0772)^t$$

Ecuación para períodos de medio año ( $\frac{1}{2}$  año = unidad de t)

$$1,0762 = 1,157$$

Tasa de crecimiento anual acumulativo 15,7%

Para períodos de un año (1 año = unidad de t) la ecuación a utilizar es:

$$y''' = 7.532,5 (1,1604)^t \text{ con } t = 0 \text{ en } 1963$$

Año	y'''
1956	2.658,7
1957	3.085,2
1958	3.580,1
1959	4.154,3
1960	4.820,7
1961	5.594,0
1962	6.491,3
1963	7.532,5
1964	8.740,7
1965	10.142,7
1966	11.769,6
1967	13.657,4
1968	15.848,0
1969	18.390,0

COEFICIENTE DE CORRELACION EXPONENCIAL

Años	x	Y (t)	x Y (t)	x <sup>2</sup>	Y <sup>2</sup> (t)
1956	1	3,3769	3,3769	1	11,4035
1957	2	3,4322	6,8644	4	11,7800
1958	3	3,5321	10,5963	9	12,4757
1959	4	3,6467	14,5868	16	13,2984
1960	5	3,7274	18,6370	25	13,8935
1961	6	3,8139	22,8834	36	14,5458
1962	7	3,8669	27,0683	49	14,9529
1963	8	3,8928	31,1424	64	15,1539
1964	9	3,9327	35,3943	81	15,4661
1965	10	4,0212	40,2120	100	16,1700
1966	11	4,0425	44,4675	121	16,3418
1967	12	4,1010	49,2120	144	16,8182
1968	13	4,1958	54,5454	169	17,6047
1969	14	4,2431	59,4034	196	18,0039
	105	53,8249	418,3901	1012	207,9086
	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	S <sub>4</sub>	S <sub>5</sub>

$$m_x = \frac{S_1}{N} = \frac{105}{14} = 7,50$$

$$m_x^2 = 56,25$$

$$m_y = \frac{S_2}{N} = \frac{53,8249}{14} = 3,8446$$

$$m_y^2 = 14,7809$$

$$m_{xy} = \frac{S_3}{N} = \frac{418,3901}{14} = 29,8850$$

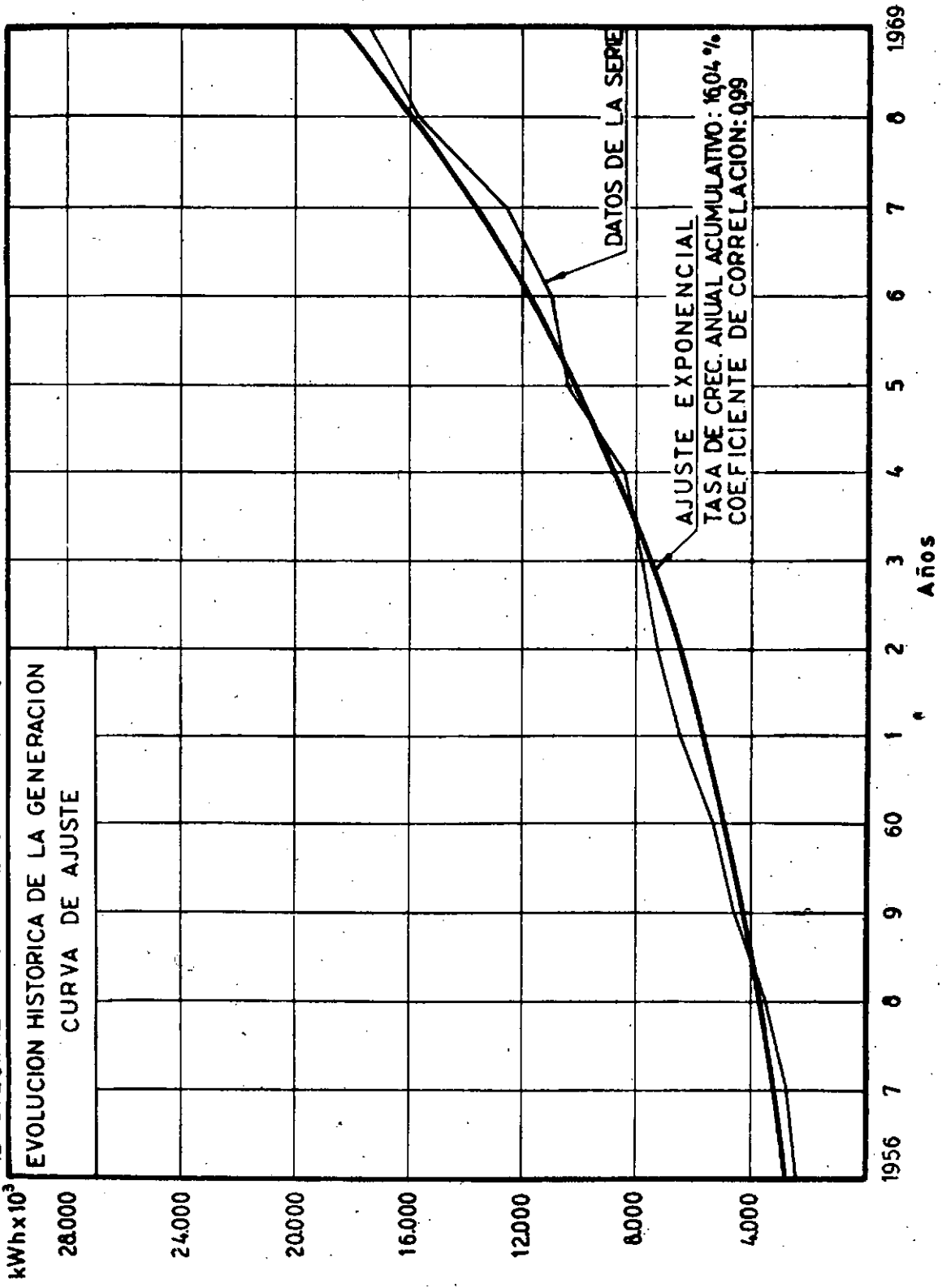
$$\sigma_x = \sqrt{\frac{S_4}{N} - m_x^2} = \sqrt{\frac{1012}{14} - 56,25} = 4,00$$

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{S_5}{N} - m_y^2} = \sqrt{\frac{207,9086}{14} - 14,7809} = 0,264$$

$$r_e = \frac{m_{xy} - m_x m_y}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{29,8850 - 7,5 \times 3,8446}{4,00 \times 0,264} = 0,99$$

$$r_e = 0,99$$

RIO GALLEGOS  
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA  
EVOLUCION HISTORICA DE LA GENERACION  
CURVA DE AJUSTE



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA



ANEXO II

DEMOGRAFIA

## DEMOGRAFIA

### PROYECCION DE POBLACION.

Se ha hecho la hipótesis de que la evolución de la población puede ser ajustada a la forma de una curva logística cuya ecuación tiene la siguiente solución:

$$y = \frac{K}{1 + ce^{-bt}} \quad (1)$$

donde los parámetros son: K, que es el valor a que tendería la población al cabo de un número suficientemente grande de años (según esto, la constante K puede denominarse capacidad poblacional); "c" que es una constante de integración y  $b = K a$ .

Esta curva es monótona creciente y tiene la forma de una S, siendo asintótica su rama superior a la recta  $y = K$ .

Para obtener la logística, o sea para determinar los parámetros, debemos efectuar el ajuste a los datos históricos. El método a seguir podría ser el de los cuadrados mínimos, pero al dar éste igual importancia a todos los puntos pudiera resultar que la curva ajustada no contenga al último dato cronológico, cosa que debiera suceder ya que es muy cercano al período que se desea proyectar.

Recurrimos pues al método de los puntos seleccionados, haciendo que la curva pase por los dos últimos puntos, representativos de los últimos valores censales registrados y buscando el ajuste a los demás datos históricos.

Siguiendo este procedimiento quedan determinados dos de los parámetros en función del tercero pudiendo definirse tantas logísticas como valores tome dicho parámetro.

Expresando genéricamente los puntos mencionados como  $(t_1 = 0 ; y_1)$  y  $(t_2 ; y_2)$  resulta poniendo "b" y "c" en función de "K".

-----  
(1) Ver "Estadística" de Fausto J. Toranzos.

$$b = \frac{1}{t} \log_e \frac{K - y_1}{K - y_2} + \frac{11}{t_2} \log_e \frac{y_2}{y_1}$$

$$c = \frac{K}{y_1} - 1$$

En nuestro caso haciendo cero el valor de la variable "t" para el año 1960 es

$$t_1 = 0 \qquad y_1 = 14.439$$

$$t_2 = 8 \qquad y_2 = 25.690$$

con lo que

$$b = \frac{1}{8} \log_e \frac{K - 14.439}{K - 25.690} + 0,072$$

$$c = \frac{K}{14.439} - 1$$

La ecuación queda:

$$y = \frac{K}{1 + \left(\frac{K}{14.439} - 1\right) e^{-\left(\frac{1}{8} \log \frac{K - 14.439}{K - 25.690} + 0,072\right) t}}$$

De todas las soluciones, la que más se ajusta al resto de los datos históricos es aquella para "K" tendiendo a infinito, resultando la expresión

$$y = \frac{14.439}{e^{-0,072 t}}$$

que puede escribirse

$$y = 14.439 (1,0748)^t \qquad \text{con } t = 0 \text{ en } 1960$$

o sea que se transforma en una exponencial.

Los valores de la proyección para el período 1969-1980 utilizando esta función están en el Cuadro III-9 y su representación junto a los valores históricos en el Gráfico III-12.

Para poder determinar el grado de ajuste de la curva logística a los valores históricos se puede calcular el índice de correlación, que tiene la misma propiedad

que el coeficiente de correlación en las funciones lineales, es decir, indica la mayor o menor dispersión de las ordenadas, que representan el número de habitantes, respecto de la curva. El índice de correlación respecto de la curva viene de finido de manera análoga al lineal mediante la fórmula

$$I_{xy}^2 = 1 - \frac{S_y^2}{\sigma_y^2}$$

siendo  $S_y^2$  el desvío o dispersión medio respecto de la curva

$\sigma_y^2$  la desviación standard de la variable  $y_k$

llamando  $y_k$  a los datos históricos o valores redes.

Índice de correlación  $I_{xy}$

Años	$y_r$	$y_r^2$	$y$	$(y_r - y)$	$(y_r - y)^2$
1895	150	22.500	130	20	400
1914	2.110	4.884.100	520	1.590	2.528.100
1947	5.880	34.574.400	5.675	205	42.025
1960	14.439	208.484.721	14.439	0	0
1968	25.690	659.976.100	25.690	0	0
	48.269	907.941.821			2.570.525
	$S_1$	$S_2$			$S_3$

S = Sumatoria

N = N° de datos = 5

$$\sigma_y^2 = \frac{1}{N} S_2 - \left(\frac{1}{N} S_1\right)^2 = 88.392.500$$

$$S_y^2 = \frac{1}{N} S_3 = 514.105$$

$S_y^2$  = Dispersión media respecto de la curva.

$\sigma_y^2$  = Varianza de la muestra.

$$I_{xy} = \sqrt{1 - \frac{S_y^2}{\sigma_y^2}}$$

$$I_{xy} = 0,997$$

**ANEXO III**

**DETERMINACION DE LA POTENCIA Y GENERACION  
DE MAQUINAS DIESEL Y VAPOR**

## DETERMINACION DE LA POTENCIA Y ENERGIA GENERADA POR MAQUINAS DIESEL Y VAPOR

En las alternativas en que la central de generación diesel no se retira una vez incorporada la central con máquinas térmicas a vapor, aquella pasa a operar en la punta del diagrama de carga diario y sirve de reserva fría a las unidades de vapor para el caso de trabajos rutinarios de mantenimiento.

Por ello se procedió a determinar las potencias, y energías generadas por cada conjunto de máquinas -diesel y vapor- para lo cual se procedió a la "colocación" de las mismas en el diagrama integral de energía o curva "energía-potencia" como también se la denomina.

El trazado de dichas curvas se hizo en forma adimensional llevando en abscisas el 100% de la energía a generar en cada año y en ordenadas el mismo porcentual de la demanda de cargas máximas.

La forma de la curva queda definida en cada año para el factor de carga y la demanda mínima diaria media.

Se recortó la curva de cada año y para cada alternativa con la potencia de vapor disponible que se supuso había de operar en la base del diagrama. Como potencia disponible se adoptó, para máquinas térmicas de 5.000 kW el 80 % de dicho valor a fin de tener en cuenta la disponibilidad de reserva votante y las condiciones de operación y rendimiento de las unidades.

De ese modo se obtuvieron los Gráficos Nos. AIII-1 a AIII-7 de curvas integrales de energía entre los años 1974 y 1980 ya que es a partir de aquel año que podría ser incorporada alguna de las máquinas de vapor.

En los Cuadros Nos. AIII-1, AIII-2 y AIII-3 se observan los valores correspondientes a la potencia operada y energía generada por el conjunto de máquinas a vapor o diesel respectivamente para las alternativas 2, 3 y 4.

En el caso de la alternativa 1 este cálculo no ha sido necesario pues al entrar en servicio la central térmica a vapor absorbe el total de la generación que se demanda ya que la central diesel es retirada de servicio.

# RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

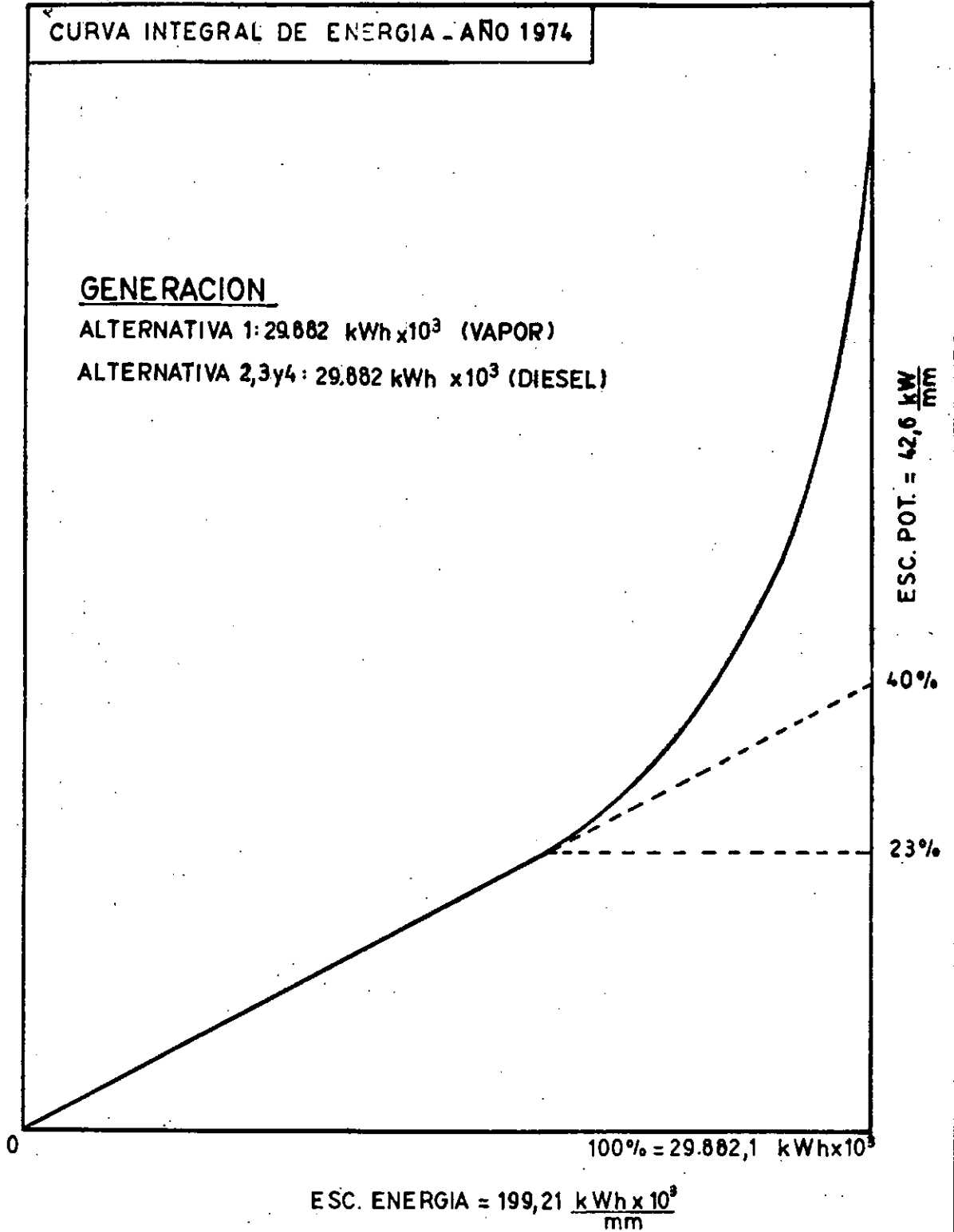
100% = 6.528 kW

CURVA INTEGRAL DE ENERGIA - AÑO 1974

## GENERACION

ALTERNATIVA 1: 29.882 kWh x 10<sup>3</sup> (VAPOR)

ALTERNATIVA 2,3y4: 29.882 kWh x 10<sup>3</sup> (DIESEL)



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA



# RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

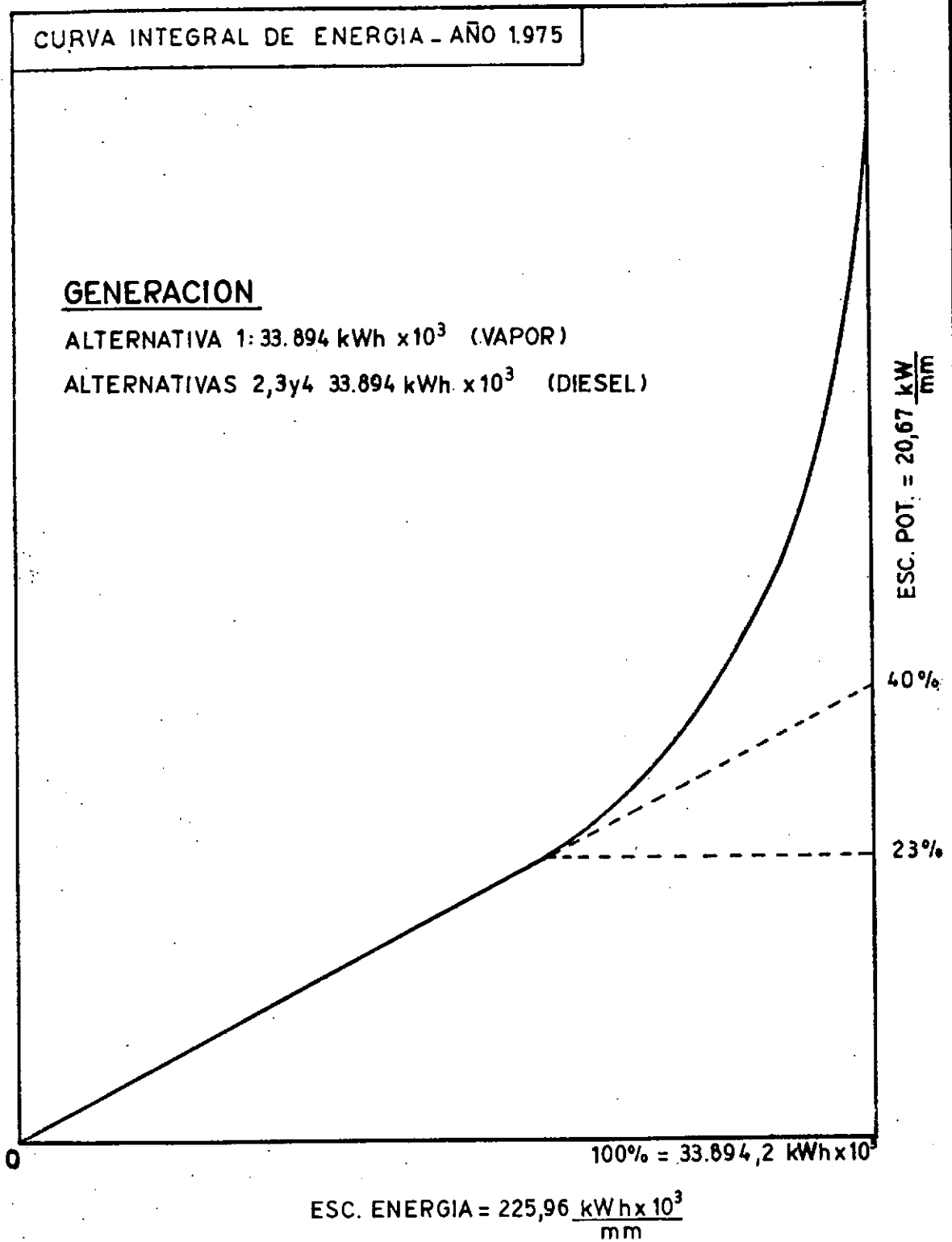
100% = 9.673 kW

CURVA INTEGRAL DE ENERGIA - AÑO 1975

## GENERACION

ALTERNATIVA 1:  $33.894 \text{ kWh} \times 10^3$  (VAPOR)

ALTERNATIVAS 2,3y4  $33.894 \text{ kWh} \times 10^3$  (DIESEL)



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

# RIO GALLEGOS

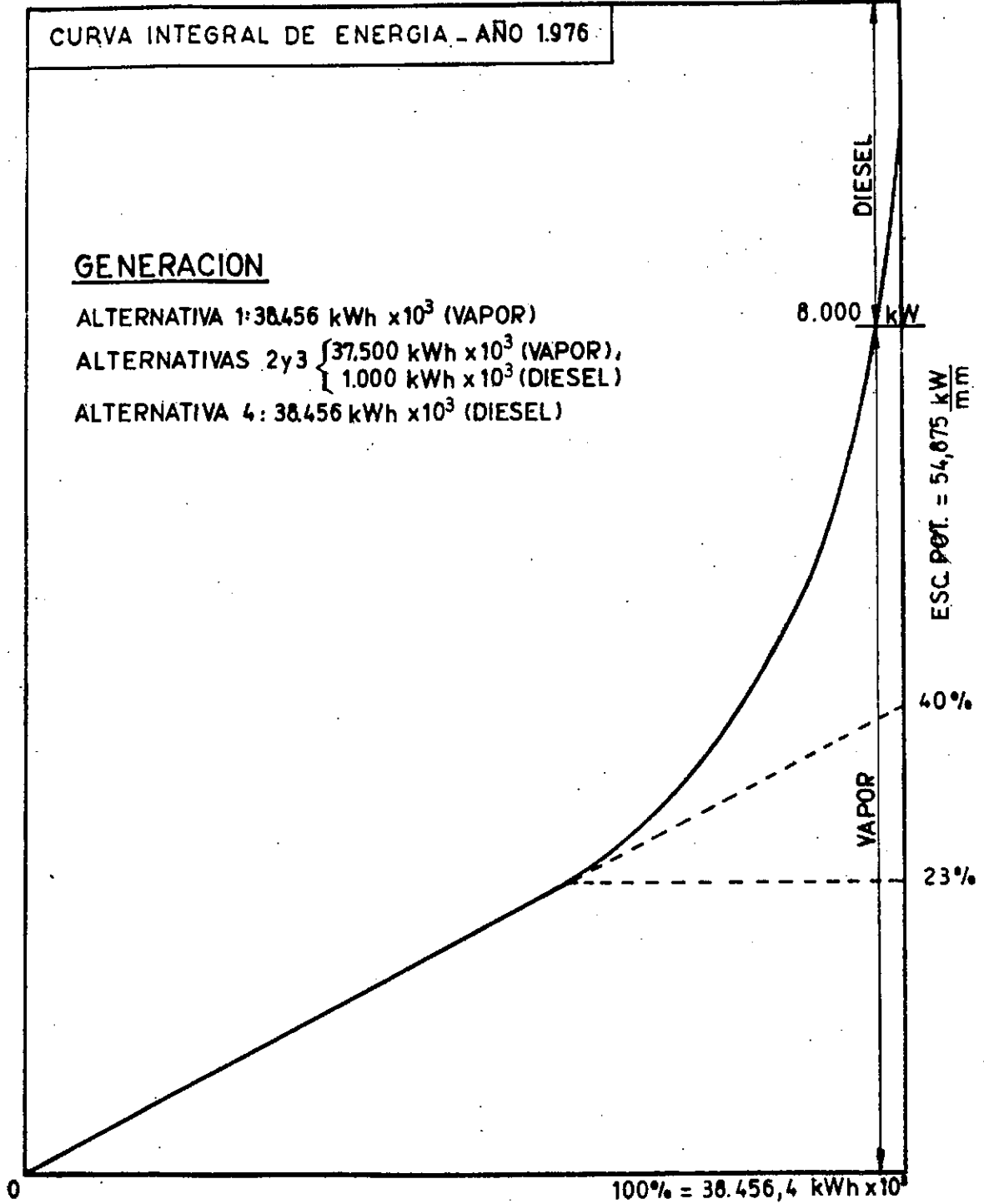
## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

100% = 10.975 kW

CURVA INTEGRAL DE ENERGIA - AÑO 1976

### GENERACION

- ALTERNATIVA 1: 38.456 kWh x 10<sup>3</sup> (VAPOR)
- ALTERNATIVAS 2 y 3 { 37.500 kWh x 10<sup>3</sup> (VAPOR),  
1.000 kWh x 10<sup>3</sup> (DIESEL)
- ALTERNATIVA 4: 38.456 kWh x 10<sup>3</sup> (DIESEL)



ESC. ENERGIA = 256,38  $\frac{kWh \times 10^3}{mm}$

KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

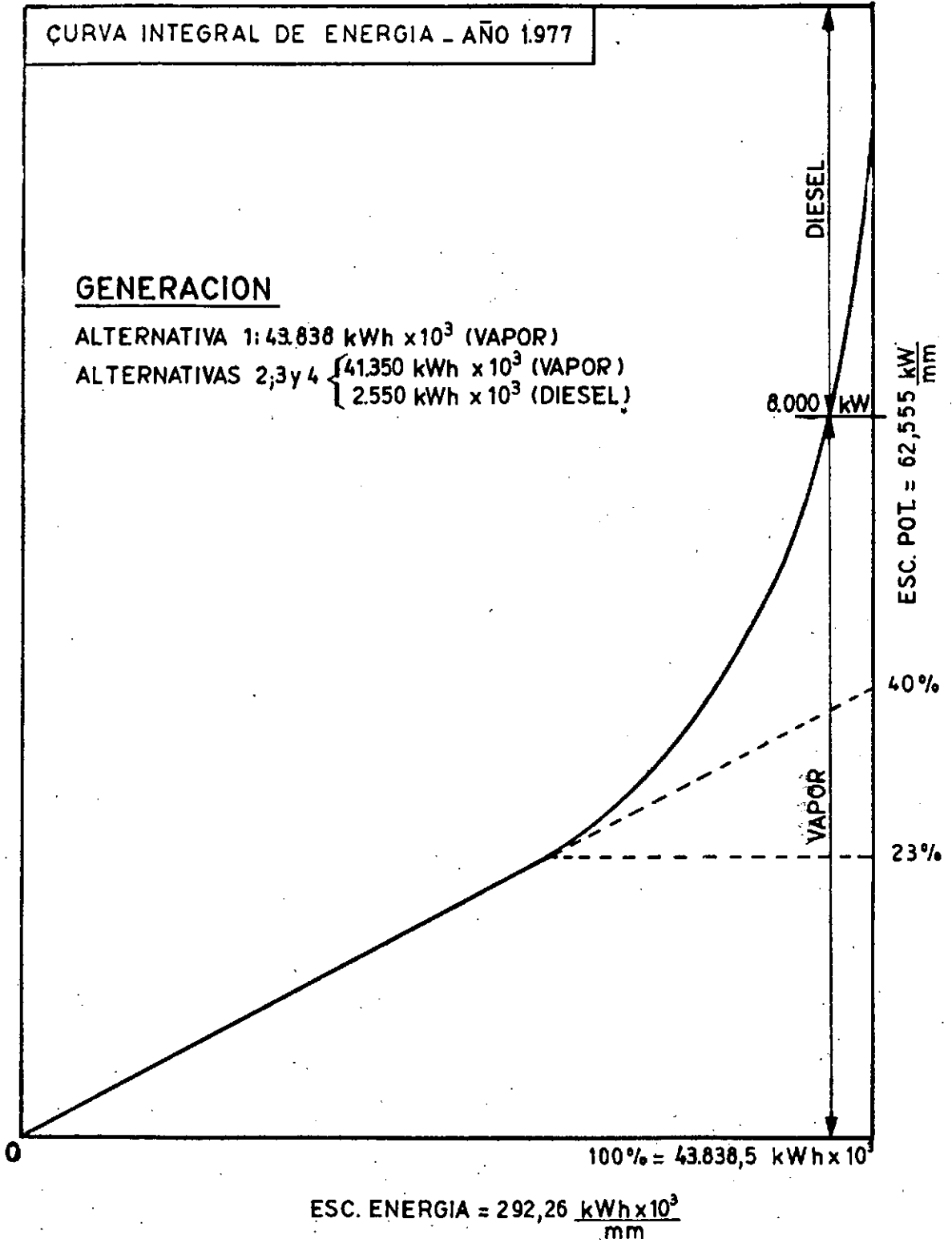
100% = 9.673 kW

CURVA INTEGRAL DE ENERGIA - AÑO 1977

GENERACION

ALTERNATIVA 1: 43.838 kWh x 10<sup>3</sup> (VAPOR)

ALTERNATIVAS 2,3 y 4 { 41.350 kWh x 10<sup>3</sup> (VAPOR)  
 { 2.550 kWh x 10<sup>3</sup> (DIESEL)



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

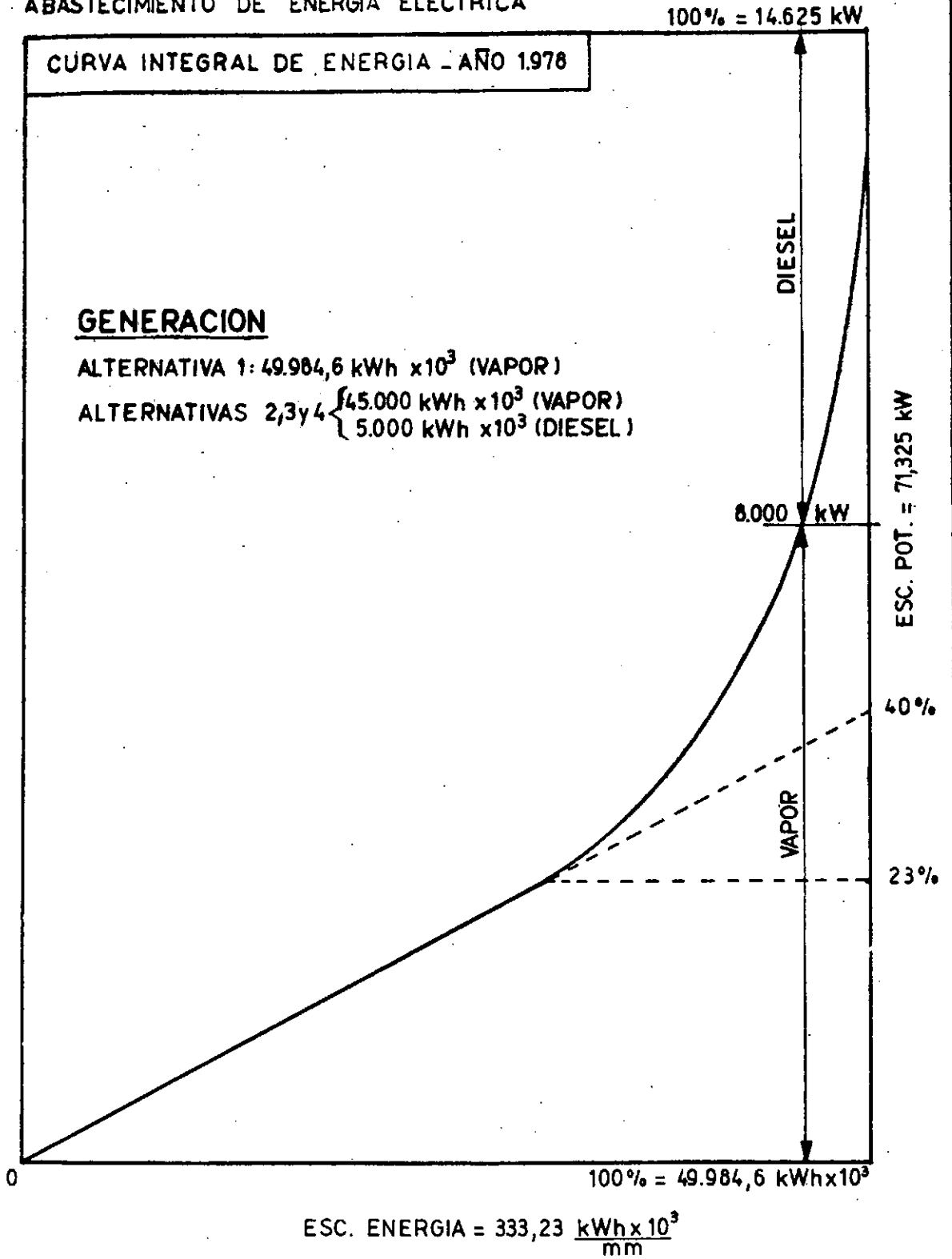
RIO GALLEGOS  
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

CURVA INTEGRAL DE ENERGIA - AÑO 1978

GENERACION

ALTERNATIVA 1: 49.984,6 kWh x 10<sup>3</sup> (VAPOR)

ALTERNATIVAS 2,3 y 4 { 45.000 kWh x 10<sup>3</sup> (VAPOR)  
5.000 kWh x 10<sup>3</sup> (DIESEL)



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

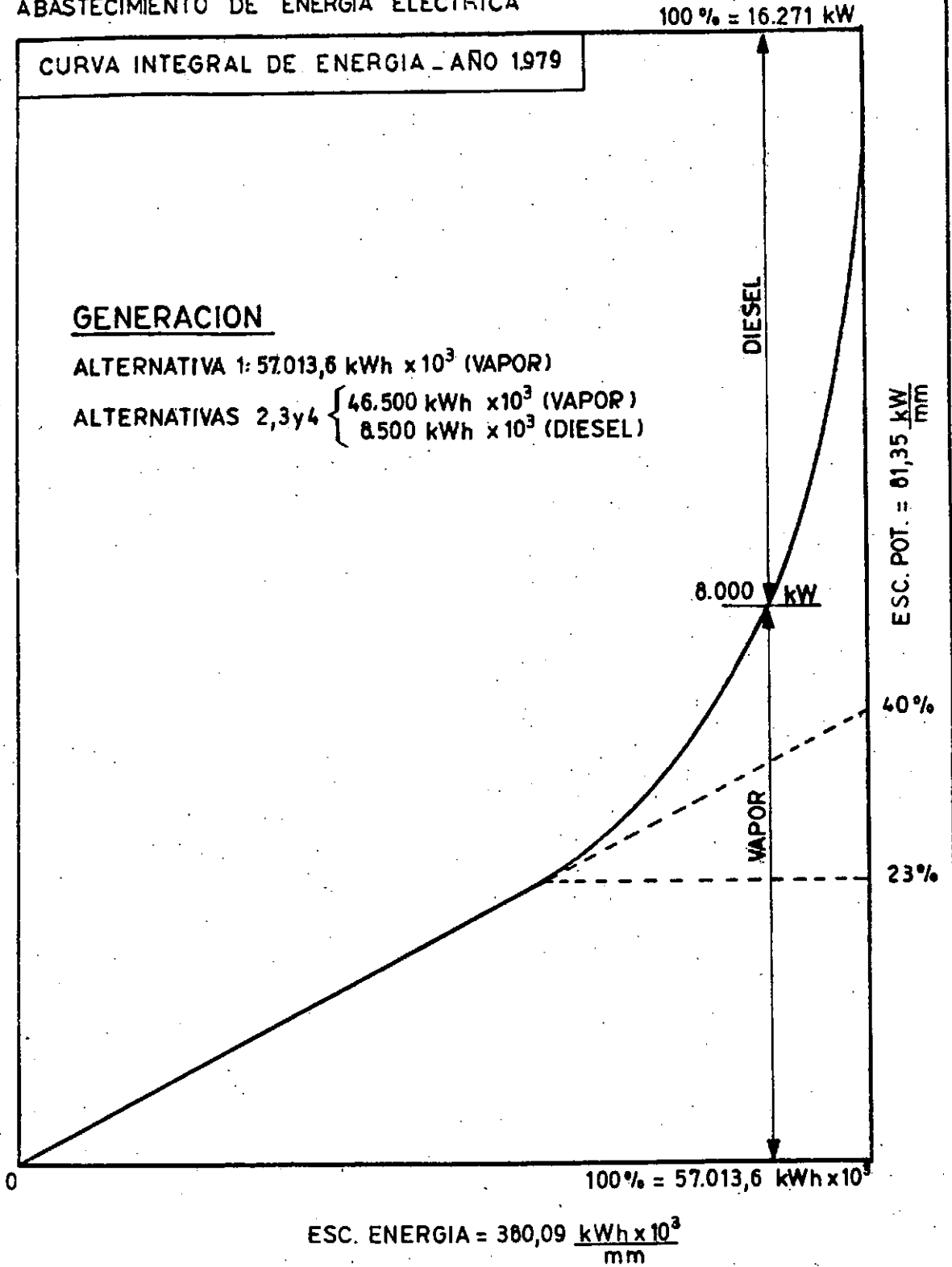
RIO GALLEGOS  
 ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

CURVA INTEGRAL DE ENERGIA - AÑO 1979

GENERACION

ALTERNATIVA 1:  $57.013,6 \text{ kWh} \times 10^3$  (VAPOR)

ALTERNATIVAS 2,3y4 {  $46.500 \text{ kWh} \times 10^3$  (VAPOR)  
 $8.500 \text{ kWh} \times 10^3$  (DIESEL)



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

RIO GALLEGOS  
 ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

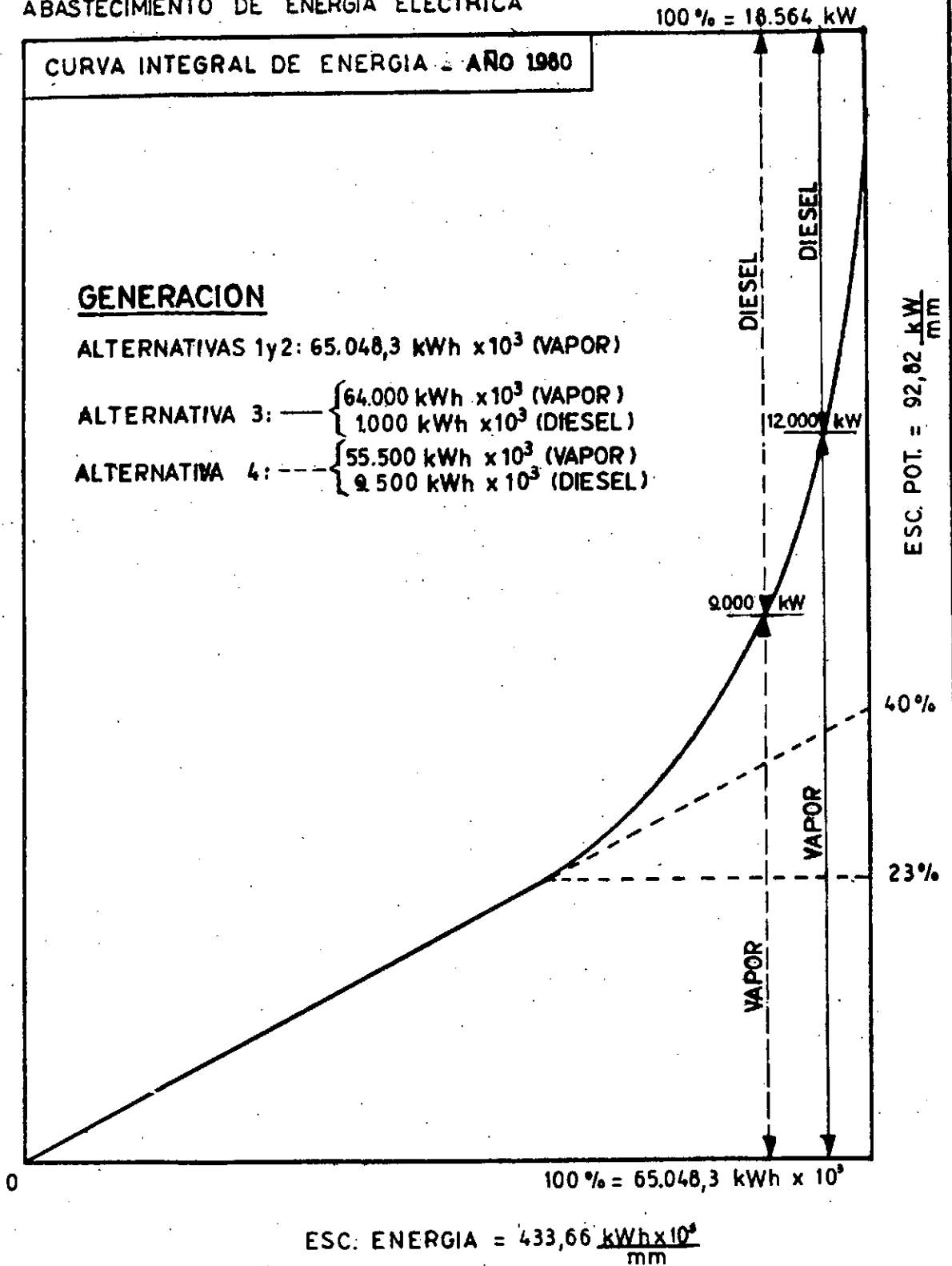
CURVA INTEGRAL DE ENERGIA - AÑO 1980

GENERACION

ALTERNATIVAS 1y2: 65.048,3 kWh x 10<sup>3</sup> (VAPOR)

ALTERNATIVA 3: — { 64.000 kWh x 10<sup>3</sup> (VAPOR)  
 1.000 kWh x 10<sup>3</sup> (DIESEL)

ALTERNATIVA 4: --- { 55.500 kWh x 10<sup>3</sup> (VAPOR)  
 9.500 kWh x 10<sup>3</sup> (DIESEL)



KENNEDY Y DONKIN ARGENTINA

Cuadro A III-1

RIO GALLEGOS

ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Potencia y energia generadas en la Alternativa N° 2

Año	Carga Máxima	Generación	Potencia vapor	Energía vapor	Tiempo de utiliz. vapor	Potencia Diesel	Energía Diesel	Tiempo de utiliz. h/año
	kW	kWhx10 <sup>3</sup> /año	kW	kWhx10 <sup>3</sup> /año	h/año	kW	kWhx10 <sup>3</sup> /año	h/año
1974	8.528	29.900	-	-	-	8.528	29.900	3.504
1975	9.673	33.900	-	-	-	9.673	33.900	3.504
1976	10.975	38.500	8.000	37.500	4.687	2.975	1.000	336
1977	12.511	43.900	8.000	41.350	5.168	4.511	2.550	565
1978	14.265	50.000	8.000	45.000	5.625	6.265	5.000	798
1979	16.271	57.000	8.000	46.500	5.812	8.271	8.500	1.027
1980	18.564	65.000	18.564	64.000	3.447	-	-	-

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Potencia y energia generadas en la Alternativa N° 3

Año	Carga Máxima	Generación	Potencia vapor	Energía vapor	Tiempo de utiliz. vapor	Potencia Diesel	Energía Diesel	Tiempo de utiliz. Diesel
	kW	kWhx10 <sup>3</sup> / año	kW	kWhx10 <sup>3</sup> / año	h/año	kW	kWhx10 <sup>3</sup> / año	h/año
1974	8.528	29.900	-	-	-	8.528	29.900	3.504
1975	9.673	33.900	-	-	-	9.673	33.900	3.504
1976	10.975	38.500	8.000	37.500	4.687	2.975	1.000	336
1977	12.511	43.900	8.000	41.350	5.168	4.511	2.550	565
1978	14.265	50.000	8.000	45.000	5.625	6.265	5.000	798
1979	16.271	57.000	8.000	46.500	5.812	8.271	8.500	1.027
1980	18.564	65.000	12.000	64.000	5.333	6.564	1.000	152



## Cuadro A III-3

RIO GALLEGOSABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Potencia y energía generadas en la Alternativa N° 4

Año	Carga Máxima	Generación	Potencia vapor	Energía vapor	Tiempo de utiliz. vapor	Potencia Diesel	Energía Diesel	Tiempo de utiliz. Diesel
	kW	kWhx10 <sup>3</sup> /año	kW	kWhx10 <sup>3</sup> /año	h/año	kW	kWhx10 <sup>3</sup> /año	h/año
1974	8.528	29.900	-	-	-	8.528	29.900	3.504
1975	9.673	33.900	-	-	-	9.673	33.900	3.504
1976	10.975	38.500	-	-	-	10.975	38.500	3.504
1977	12.511	43.900	8.000	41.350	5.168	4.511	2.550	565
1978	14.265	50.000	8.000	45.000	5.625	6.265	5.000	800
1979	16.271	57.000	8.000	46.500	5.812	8.271	8.500	1.030
1980	18.564	65.000	9.000	55.500	6.166	9.564	9.500	995

**ANEXO IV**

## ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA A RIO GALLEGOS

### ADDENDA N° 1

#### PLANES A CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO DE LAS EMPRESAS YPF, YCF Y GAS DEL ESTADO, EN LA ZONA.

Tal como surgió de las entrevistas mantenidas en las citadas empresas por técnicos de esta firma, no se han detectado planes que puedan incidir en forma decisiva en las proyecciones de la demanda de energía eléctrica. Los crecimientos normales han sido tenidos en cuenta.

Al respecto cabe mencionar que conjuntamente con el Director de Energía de la E.P.S.P., Ingeniero Tanús, se recabó información adicional en la Secretaría de Desarrollo de la Provincia la que no tenía datos al respecto. En el mismo sentido se solicitó información del Ministerio de Economía con igual resultado.

#### PLAYA DE CARBON PARA LA CENTRAL.

La mención a que se hace referencia en el capítulo VI es con respecto a una playa para reserva de carbón de las dimensiones que requeriría una central situada en un lugar distante de Río Gallegos. Dentro de los presupuestos no se ha excluido la razonable playa para el manipuleo diario, y aun semanal, del carbón.

#### POSIBLE UBICACION FISICA DE LA CENTRAL DE VAPOR.

Si bien se estima que la determinación de la ubicación física de la Central es resorte del proyectista de la obra, se considera que, para cualquiera de las alternativas, el lugar aconsejable sería uno no distante de la ubicación de la actual planta de generación.

Teniendo en cuenta lo que se ha dicho en el informe sobre la equidistancia de dicha central con respecto a las zonas de consumo residencial, comercial y portuaria y sobre su proximidad a la zona de probable desarrollo industrial, dicha ubicación es ideal. También se halla adecuadamente situada desde el punto de vista

del aprovisionamiento de agua para la refrigeración ya que permitiría la toma durante todo el año sin mayores problemas. Por otra parte deberá situarse en un lugar cercano a la playa de carbón de YCF.

Un análisis de las disponibilidades de terrenos, por parte de los proyectistas, que tenga en cuenta estas premisas, es lo más adecuado.

#### CALDERAS A SER ALIMENTADAS ALTERNATIVAMENTE CON GAS O CARBÓN.

Teniendo en cuenta que se trata de una evaluación económica es evidente que si la alternativa requiere mayor inversión y mayores costos de operación, la misma queda en desventaja frente a las restantes. La introducción de calderas a ser alimentadas alternativamente con gas o carbón requiere mayor inversión y mayores costos de operación que cualquiera de las adoptadas en las que se supuso el uso de uno solo de los combustibles citados.

Ello no obsta para que, aún a expensas de un mayor costo de instalación resulte conveniente considerarlo al realizar el proyecto definitivo. Habrá que tener en cuenta que se trata de combustibles que por sus diferentes características (temperatura, perfil de la llama, cenizas, hollín, etc.) requerirán un estudio detallado de la ubicación de los quemadores y la conformación de las calderas.

No debe perderse de vista que la seguridad del servicio haría conveniente, a pesar del mayor costo, la instalación de calderas y quemadores que puedan usar in distintamente cualquiera de los dos combustibles aunque sobre la base de uno de ellos y el uso del otro como factor de seguridad.

Asimismo teniendo en cuenta que se propone la instalación de varias unidades tendrá que analizarse la conveniencia de preparar algunas de ellas con un combustible y las otras con el otro.

Por otra parte será necesario que en cualquier acuerdo de provisión de carbón de Río Turbio por parte de la Dirección de Energía de Río Gallegos con YCF, se establezcan cláusulas severas que aseguren la provisión del citado combustible en tiempo, cantidad y calidad adecuadas al consumo que se ha de prever.

Todo ello con independencia de que como "piloto" o "emergencia" el gas natural puede acompañar al carbón si éste es utilizado como combustible básico.

#### ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA TASA DE INTERÉS EN LA ELECCIÓN DE ALTERNATIVAS.

En los cuadros A y B se ha hecho la comparación de las alternativas tomando ta

sas de actualización del 6 y 10 por ciento respectivamente. Si se comparan con el cuadro N° II-20 del informe provisorio en que la tasa adoptada fue del 8 por ciento se observa que, en general, las posiciones relativas de las diferentes alternativas no varían.

Ello se ve más claramente aún en el gráfico I en el que se han representado los valores actualizados de comparación de las diferentes alternativas en función de las tasas de actualización.

La única observación llamativa consiste en la mejor posición relativa que alcanza la alternativa 1 C, con respecto a las alternativas 2 C y 2 G para tasas menores que el 8 por ciento y por el contrario un desmejoramiento para tasas mayores.

Se observa que, sin embargo, con respecto a la alternativa 4 G, que es la más conveniente según se indicara en el informe provisorio, las diferencias no son de importancia manteniéndose la ubicación relativa entre ambas.

Dado que, si la tasa de actualización se acerca a cero, los valores de comparación tienden a ser iguales a los montos de inversión, menos los valores remanentes, para dicha tasa límite inferior, la comparación de las inversiones sigue siendo favorable a la alternativa 4 G frente a la 1 C aunque en grado menor.

#### ANÁLISIS DE TASA INTERNA DE RETORNO DE LAS ALTERNATIVAS 1 C y 4 G.

En los cuadros C y D se ha hecho el análisis de la tasa interna de retorno de las alternativas 1 C y 4 G observándose que las diferencias siguen siendo favorables a la última de ellas.

Ello era de esperar por cuanto, en cierta forma, la evaluación de las alternativas que se hizo en el capítulo V por el método de los costos totales actualizados es prácticamente equivalente a la realizada mediante la tasa interna de retorno.

Para hallar dicha tasa se consideró que a partir del año 1980 las conducciones de mercado se mantenían constantes hasta el año 2007 en que los equipos se renuevan por lo menos una vez y teniendo en cuenta que ya en dicho año la incidencia de los valores actualizados es prácticamente nula.

La t.i.r. de la alternativa 4 G es algo superior al 9 por ciento y la de la 1 C es algo mayor al 5,5 por ciento.

#### CONCLUSIONES RESPECTO A LAS ALTERNATIVAS DE COMBUSTIBLES.

Las posibilidades de uso de combustible para una central a vapor en Rfo Gallegos se reducen a tres: carbón, gas natural y fuel oil.

Las alternativas se analizaron en el informe provisorio teniendo en cuenta el uso de solo dos de ellos, carbón y gas natural, ya que se consideró que el fuel oil resulta más caro en su incidencia en el kWh que el gas natural debido al costo de transporte ya que es necesario proveerlo desde Comodoro Rivadavia. El costo del kWh resulta así:

Costo del fuel oil en Comodoro Rivadavia	57,00 \$/ton
Costo del transporte a Río Gallegos	<u>9,70 \$/ton</u>
Total	66,70 \$/ton

y para un consumo específico de 3.900 kcal/kWh y un poder calorífico de 10,3 kcal/ton., se tiene:  $66,70 \text{ \$/ton.} \times 3.900 \text{ kcal/kWh} \div 10,3 \times 10^6 \text{ kcal/ton} = 2,52 \text{ cts/kWh}$ . Ya hemos visto que el costo del gas natural es de 1,74 cts/kWh y el del carbón de Río Turbio es de 1,08 cts/kWh.

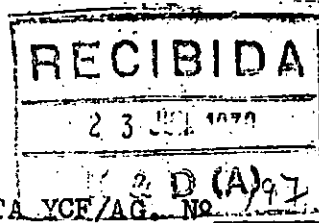
En cuanto a la disponibilidad del combustible la situación es la siguiente: mientras el carbón de Río Turbio está en condiciones de disponibilidad en la actualidad y lo será más aún en el futuro, sobre todo teniendo en cuenta el cumplimiento que se observa en las metas de Yacimientos Carboníferos Fiscales para llegar al millón de toneladas comerciables, la provisión masiva de gas natural está condicionada al cumplimiento de los planes programados por Gas del Estado. Es decir, que la provisión de este último combustible depende de la efectiva realización del gasoducto Cerro Redondo-Pico Truncado y de sus posibilidades de financiación.

Por otra parte, y en general, el gas es un combustible de uso estacional y en las épocas de máxima demanda en los centros urbanos, suelen producirse interrupciones en el abastecimiento a centrales de generación de energía eléctrica por lo que su uso en forma exclusiva se considera riesgoso.

Buenos Aires, 27 de Agosto de 1970.



Secretaría de Estado de Energía y Minería  
Yacimientos Carboníferos Fiscales



NOTA YCF/AG. No. /70.-

BUENOS AIRES, junio 23 de 1970.-

Señores  
Kennedy y Donkin  
Ingenieros Consultores  
Piedras 383  
Capital

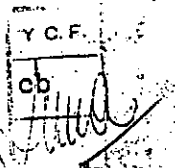
De mi consideración:

Ratificando la entrevista que hemos mantenido el día de ayer, me es grato informarles:

- 1º) Que no existe ningún inconveniente para el suministro de carbón en Río Gallegos, a fin de alimentar la proyectada nueva central termoeléctrica.
- 2º) Que no se objeta el precio de venta que esa firma consultora ha tenido en cuenta (\$ 14,45/t); sin embargo es de señalar que este valor es susceptible de ser disminuído, y en este sentido, en su momento, YCF no tendría inconvenientes en entrar en negociaciones con el Gobierno Provincial. Si se tiene en cuenta que YCF es el principal usuario de energía eléctrica en Río Gallegos, es posible que pueda llegarse a un valor más reducido que el utilizado en los cálculos y que concilie los intereses de las dos partes.

Asimismo cumpla en comunicarles, que la política energética de la Secretaría de Estado de Energía, en lo que hace al uso de combustibles, fija prioridad al carbón para Río Gallegos, teniendo en cuenta que su empleo en zonas próximas al yacimiento y la eliminación del transporte marítimo, permite una racional, segura y económica utilización.

Sin otro particular, hago propicia la oportunidad para saludar a Uds. con mi mayor consideración.



ENRIQUE MILTRÉ CARLOS A. CÁRENA  
ADMINISTRADOR GENERAL

## INDICE DE CUADROS

Cuadro N° III-1	Serie Histórica de los Datos Estadísticos . . . . .	25
Cuadro N° III-2	Parque Generador . . . . .	26
Cuadro N° III-3	Evolución Histórica del Consumo por Tipo de Usuario (kWh x 10 <sup>3</sup> ) . . . . .	43
Cuadro N° III-4	Evolución Histórica de la Estructura del Consumo de Energía Eléctrica (%) . . . . .	44
Cuadro N° III-5	Proyección del consumo de Energía Eléctrica por Tipo de Usuario (kWh x 10 <sup>3</sup> ) . . . . .	45
Cuadro N° III-6	Proyección del Consumo de Energía Eléctrica con Tasas Históricas (kWh x 10 <sup>3</sup> ) . . . . .	46
Cuadro N° III-7	Proyección del Consumo de Energía Eléctrica a tasas Constante y Variable Decreciente . . . . .	57
Cuadro N° III-8	Series Históricas de Población, Número de Habitantes por Usuario y Consumos por Usuario Habitante . . . . .	58
Cuadro N° III-9	Proyección de la Población . . . . .	59
Cuadro N° III-10	Proyección del Consumo de Energía Eléctrica en base al Consumo por Habitante . . . . .	60
Cuadro N° III-11	Proyección del Número de Usuarios . . . . .	65
Cuadro N° III-12	Proyección del consumo de Energía Eléctrica en Base al Consumo por Usuario y al Número de Usuarios . . . . .	66
Cuadro N° III-13	Proyección de la Generación de Energía Eléctrica a las Tasas Históricas media, promedio y de regresión . . . . .	67
Cuadro N° III-14	Series Históricas de las Pérdidas y Consumo Propio . . . . .	68
Cuadro N° III-15	Proyección de la generación de energía eléctrica en base a las hipótesis de Consumo . . . . .	73
Cuadro N° III-16	Proyección de las Cargas Máximas en Función del Consumo y Generación de Energía Eléctrica . . . . .	74



Cuadro N° III-17	Proyección de las Cargas Máximas (kW) a las Tasas Históricas Media, Promedio y de Regresión . . . . .	99
Cuadro N° III-18	Proyección de las Cargas Máximas a Tasa Constante y a Tasa Variable Decreciente . . . . .	100
Cuadro N° III-19	Proyección de la Carga Máxima, en Función de la Carga Máxima por Usuario . . . . .	103
Cuadro N° III-20	Proyección de la Carga Máxima Promedio . . . . .	104
Cuadro N° III-21	Proyección de la Generación y Consumo de Energía Eléctrica en Función de la Carga Máxima Promedio . . . . .	105
Cuadro N° V-1	Resumen de Alternativas . . . . .	121
Cuadro N° V-2	Presupuesto de Inversión de una Central a Vapor de 3 x 5000 kW Combustible : Carbón . . . . .	122
Cuadro N° V-2'	Presupuesto de Inversión de una Central a Vapor de 3 x 5000 kW Combustible : Gas . . . . .	123
Cuadro N° V-3	Presupuesto de Inversión Central Diesel 2 x 3000 kW . . . . .	124
Cuadro N° V-4	Inversiones y Gastos actualizados de la Alternativa 1-C (en pesos ley $18,188 \times 10^6$ ) . . . . .	133
Cuadro N° V-5	Inversiones y Gastos Actualizados de la Alternativa 1-G (en pesos ley $18,188 \times 10^6$ ), . . . . .	134
Cuadro N° V-6	Inversiones y Gastos Actualizados de la Alternativa 2-C (en pesos ley $18,188 \times 10^6$ ), . . . . .	135
Cuadro N° V-7	Inversiones y Gastos Actualizados de la Alternativa 2-G (en pesos ley $18,188 \times 10^6$ ) . . . . .	136
Cuadro N° V-8	Inversiones y Gastos actualizados de la Alternativa 3-C (en pesos ley $18,188 \times 10^6$ ), . . . . .	137
Cuadro N° V-9	Inversiones y Gastos actualizados de la Alternativa 3-G (en pesos ley $18,188 \times 10^6$ ) . . . . .	138
Cuadro N° V-10	Inversiones y Gastos Actualizados de la Alternativa 4-C (en pesos ley $18,188 \times 10^6$ ), . . . . .	139
Cuadro N° V-11	Inversiones y Gastos Actualizados de la Alternativa 4-G . . . . .	140
Cuadro N° V-12	Valores Remanentes Actualizados de la Alternativa 1-C (en pesos ley $18,188 \times 10^6$ ) . . . . .	141
Cuadro N° V-13	Valores Remanentes Actualizados de la Alternativa 1-G . . . . .	142

Cuadro N° V-14	Valores Remanentes Actualizados de la Alternativa 2-C .....	143
Cuadro N° V-15	Valores Remanentes Actualizados de la Alternativa 2-G .....	144
Cuadro N° V-16	Valores remanentes Actualizados de la Alternativa 3-C .....	145
Cuadro N° V-17	Valores Remanentes Actualizados de la Alternativa 3-G .....	146
Cuadro N° V-18	Valores Remanentes Actualizados de la Alternativa 4-C .....	147
Cuadro N° V-19	Valores Remanentes Actualizados de la Alternativa 4-G .....	148
Cuadro N° V-20	Comparación de Alternativas (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) .....	151
Cuadro N° VI-1	Inversiones de la Alternativa 1-C (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) .....	155
Cuadro N° VI-2	Inversiones de la Alternativa 4-G (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) .....	156
Cuadro N° VI-3	Gastos de Operación y Mantenimiento de la Alternativa 1-C (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) .....	163
Cuadro N° VI-4	Gastos de Operación y Mantenimiento de la Alternativa 4-G (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) .....	164
Cuadro N° VI-5	Proyección de la Inversión Inmovilizada de la Alternativa 1-G (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) .....	167
Cuadro N° VI-6	Proyección de la Inversión Inmovilizada de la Alternativa 4-G (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) .....	168
Cuadro N° VI-7	Proyección de la Depreciación de la Alternativa 1-C (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) .....	169
Cuadro N° VI-8	Proyección de la Depreciación de la Alternativa 4-G (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) .....	170
Cuadro N° VI-9	Activo Fijo Asignable al Sistema al 31/12/69 (en pesos ley 18,188) .....	171
Cuadro N° VI-10	Resultados de explotación de la Alternativa 1-C .....	172
Cuadro N° VI-11	Resultados de explotación de la Alternativa 4-G .....	173
Cuadro N° A	Comparación de Alternativas para Valores Actualizados al 6% (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) .....	179
Cuadro N° B	Comparación de Alternativas para Valores Actualizados al 10% (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) .....	180

Cuadro N° C	Tasa de Retorno Interno de la Alternativa 1-C (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) . . . . .	181
Cuadro N° D	Tasa de Retorno Interno de la Alternativa 4-G (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) . . . . .	182
Cuadro N° VII-1	Disponibilidades y requerimientos de caja de la Alternativa 1-C (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) . . . . .	187
Cuadro N° VII-2	Disponibilidades y requerimientos de Caja de la Alternativa 1-C (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) . . . . .	188
Cuadro N° VII-3	Disponibilidades y Requerimientos de Caja de la Alternativa 4-G (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) . . . . .	191
Cuadro N° VII-4	Disponibilidades y Requerimientos de Caja de la Alternativa 4-G (en pesos ley 18,188 x 10 <sup>6</sup> ) . . . . .	192
Cuadro N° A-III-1	Potencia y Energía Generadas en la Alternativa N° 2 . . . . .	259
Cuadro N° A-III-2	Potencia y Energía Generadas en la Alternativa N° 3 . . . . .	260
Cuadro N° A-III-3	Potencia y Energía Generadas en la Alternativa N° 4 . . . . .	261

## INDICE DE GRAFICOS

Gráfico N° II-1	Provincia de Santa Cruz .....	5
Gráfico N° II-2	Río Gallegos .....	7
Gráfico N° II-3	Ubicación de la Central .....	11
Gráfico N° III-1	Evolución Histórica de las Cargas Máximas, Potencia Instalada y Potencia Firme .....	15
Gráfico N° III-2	Evolución Histórica de la Demanda de Carga Máxima y Potencia Instalada por usuario .....	17
Gráfico N° III-3	Evolución Histórica del Consumo y la Generación de Energía Eléctrica .....	19
Gráfico N° III-4	Evolución Histórica del Número de Usuarios .....	21
Gráfico N° III-5	Central Eléctrica - Plano de Planta .....	29
Gráfico N° III-6	Central Eléctrica - Circuito de Combustible .....	33
Gráfico N° III-7	Central Eléctrica - Circuito de Agua de Refrigeración .....	35
Gráfico N° III-8	Evolución Histórica del Consumo por Tipo de Usuario .....	47
Gráfico N° III-9	Evolución Histórica del Consumo por Tipo de Usuario, Su participación en el total .....	49
Gráfico N° III-10	Proyección del Consumo por Tipo de Usuario .....	51
Gráfico N° III-11	Evolución Histórica y Proyecciones del Consumo .....	53
Gráfico N° III-12	Ajuste por Logística de la Evolución de la Población .....	61
Gráfico N° III-13	Evolución Histórica y Proyecciones de la Generación .....	69
Gráfico N° III-14	Diagramas Típicos de Carga Diaria .....	75
Gráfico N° III-15	Evolución Histórica de las Cargas Diarias de Invierno .....	77
Gráfico N° III-16	Evolución Histórica de las Cargas Diarias de Otoño .....	79
Gráfico N° III-17	Evolución Histórica de las Cargas Diarias de Primavera .....	81

Gráfico N° III-18	Evolución Histórica de las Cargas Diarias de Verano . . . . .	83
Gráfico N° III-19	Evolución Semanal de las Cargas Máximas Diarias - Semana de Verano . . . . .	87
Gráfico N° III-20	Evolución Semanal de las Cargas Máximas Diarias - Semana de Invierno . . . . .	89
Gráfico N° III-21	Evolución Semanal de las Cargas Máximas Diarias - Semana de Otoño . . . . .	91
Gráfico N° III-22	Evolución Semanal de las Cargas Máximas Diarias - Semana de Primavera . . . . .	93
Gráfico N° III-23	Evolución Histórica de las Cargas Máximas Mensuales . . . . .	95
Gráfico N° III-24	Evolución Histórica y Proyecciones de las Cargas Máximas . . . . .	97
Gráfico N° IV-1	Equipamiento - Alternativa 1 . . . . .	109
Gráfico N° IV-2	Equipamiento - Alternativa 2 . . . . .	111
Gráfico N° IV-3	Equipamiento - Alternativa 3 . . . . .	113
Gráfico N° IV-4	Equipamiento - Alternativa 4 . . . . .	115
Gráfico N° V-1	Precio Unitario de Potencia Instalada Nueva para Máquinas Diesel . . . . .	127
Gráfico N° V-2	Centrales Vapor - Costo Unitario de Potencia Instalada para Distintos Tamaños y Número de Unidades - Combustible: Carbón . . . . .	129
Gráfico N° VI-1	Inversiones Anuales . . . . .	157
Gráfico N° VI-2	Inversiones Acumuladas . . . . .	159
Gráfico N° I	Evaluación de las Alternativas en Función de la Tasa de Actualización . . . . .	183
Gráfico N° VII-1	Saldos de Caja Acumulados . . . . .	193
Gráfico N° A-I-1	Evolución Histórica de la Carga Máxima . . . . .	217
Gráfico N° A-I-2	Evolución Histórica del Consumo, Curva de Ajuste . . . . .	223
Gráfico N° A-I-3	Evolución Histórica de la Generación, Curva de Ajuste . . . . .	233
Gráfico N° A-III-1	Curva Integral de Energía - Año 1974 . . . . .	245
Gráfico N° A-III-2	Curva Integral de Energía - Año 1975 . . . . .	247

Gráfico N° A-III-3	Curva Integral de Energía - Año 1976 .....	249
Gráfico N° A-III-4	Curva Integral de Energía - Año 1977 .....	251
Gráfico N° A-III-5	Curva Integral de Energía - Año 1978 .....	253
Gráfico N° A-III-6	Curva Integral de Energía - Año 1979 .....	255
Gráfico N° A-III-7	Curva Integral de Energía - Año 1980 .....	257