

PLAN TRIENAL PARA LA RECONSTRUCCION Y LA LIBERACION NACIONAL

1974-1977

ANTECEDENTES DEL SUB-SECTOR ELECTRICO

CENTRO DE DOC. E INFORMACION MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS	
N INV.	
Sign.	S
Toqog.	20
	1369 v.3
	Ej.3

TOMO 3

REPUBLICA ARGENTINA
PODER EJECUTIVO NACIONAL
DICIEMBRE DE 1973

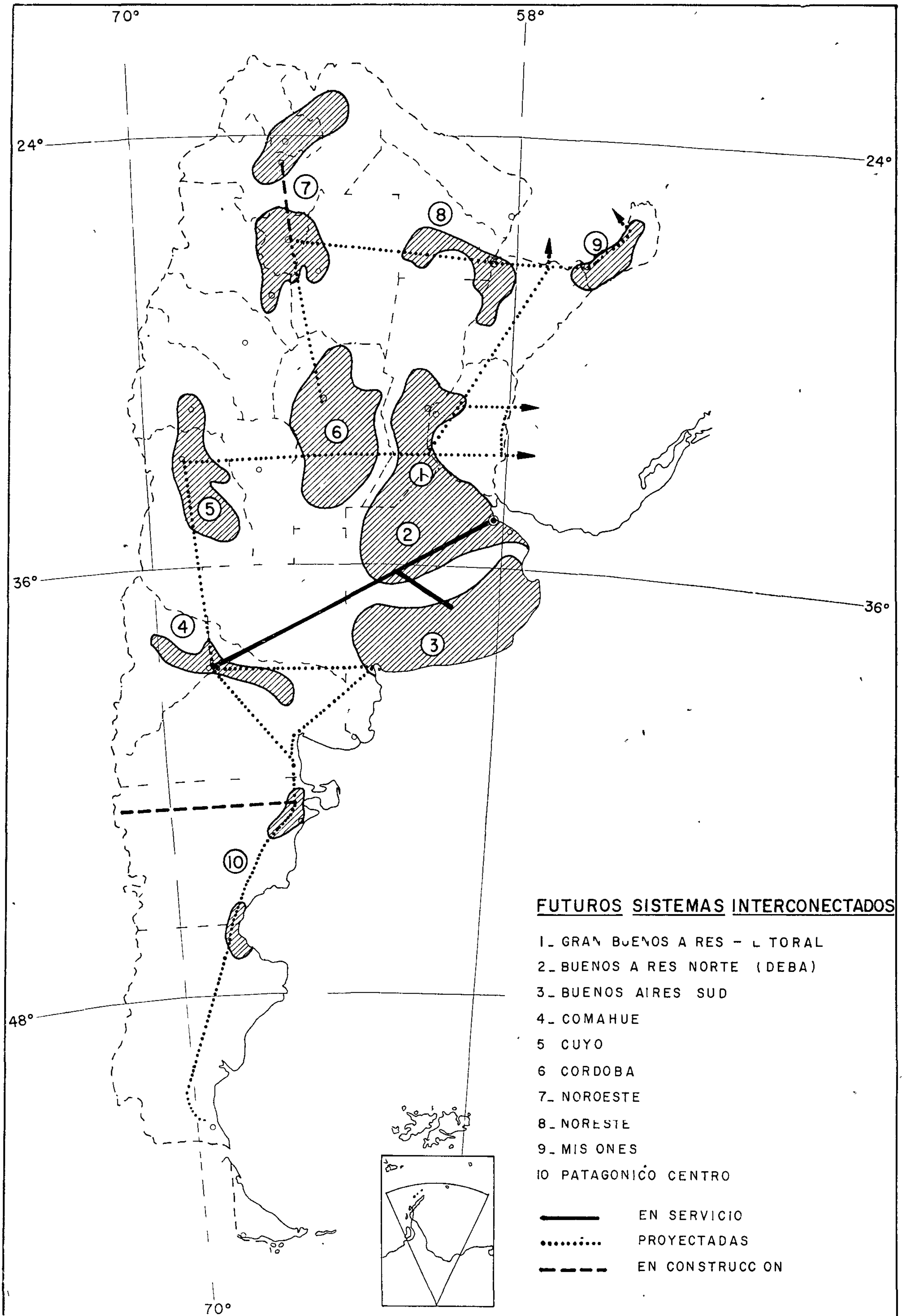
Documento básico preliminar
Sector Infraestructura / 1
PLAN TRIENAL 1974-1977

INDICE

I. Introducción	9
II. Diagnóstico	10
III. Proyección de la demanda	21
IV. Equipamiento para satisfacer la demanda	23
V. Inversiones	39
VI. Financiamiento del equipamiento futuro	42
VII. Conclusiones y recomendaciones	46

ANEXOS

A. Metodología empleada para la determinación del equipamiento	50
B. Ficha técnica de obras hidráulicas y módulos térmicos	62
C. Sobre la relación entre la demanda de energía y la tasa de crecimiento del P.B.I.	73
D. Cronograma de obras	76
E. Inversiones no eléctricas. Agua y Energía Eléctrica	77



I. INTRODUCCION

Se describirá sintéticamente la metodología general empleada en la elaboración del Plan de Energía Eléctrica para el período 1974-1985. La misma será complementada con las explicaciones específicas que corresponden a cada una de las partes del trabajo.

En primer término se procedió a realizar un diagnóstico del sub-sector energía eléctrica y su relación con el sector energía.

El mencionado diagnóstico tiene por finalidad marcar las principales distorsiones existentes en la actualidad tanto desde el punto de vista del consumo como del de la producción. Estos aspectos se consideran especialmente realizando un análisis regional.

Una vez definida la situación actual y su evolución histórica se procedió a plantear una hipótesis de demanda a satisfacer dentro del período considerado.

Tal hipótesis de demanda se ha realizado con el fin de obtener las potencias y energías a satisfacer en los próximos años para que permitan un determinado desarrollo socio-económico tomando en cuenta la distribución regional de las mismas.

Como se explica en el respectivo capítulo, estas proyecciones adolecen de los errores típicos de un pronóstico a largo plazo y del desconocimiento de ciertos datos provenientes de otros sectores de la economía, los cuales, en general, planifican con horizontes alejados. Es por ello que se adoptó el criterio de proyectar en exceso y no por defecto ya que son mayores los daños causados por la insatisfacción de la demanda con los mayores costos ocasionados por un anticipo en las inversiones. Esto se ve reafirmado por cuanto el sector posee una dinámica tal que los

sobreequipamientos son absorbidos en corto período de tiempo.

Para proyectar el equipamiento se tomaron en cuenta las políticas generales del sector energía y las del sub sector eléctrico. En tal sentido se puede decir que se ha de procurar la mayor participación de la energía eléctrica dentro del conjunto de la energía y, a su vez, la mayor participación de las fuentes de recursos renovables (aprovechamientos hidroeléctricos) para la obtención de tal energía eléctrica. A su vez esto se complementa con un mayor uso del carbón nacional y de la energía nuclear para permitir reducir considerablemente la utilización de derivados de petróleo y gas natural en la generación de energía eléctrica.

Conocidas estas definiciones previas, así como las demandas por región y con los datos sobre posibles obras hidroeléctricas, en cuanto a su ubicación geográfica y características técnico-económicas y éstos al mismo tiempo que la posible localización de nódulos térmicos a carbón (en el litoral marítimo y fluvial) y nódulos nucleares (en el interior), junto con las características técnicas y económicas de las posibles interconexiones y del parque existente, se procedió a determinar el equipamiento óptimo que satisface las condiciones antes expresadas y dentro de ella obtener el costo mínimo total de operación e inversión en nuevas obras, con una calidad de servicio prefijada.

Para ello se ha utilizado el "Modelo Matemático para optimización del equipamiento eléctrico" elaborado por las empresas y entes nacionales que operan en el sub-sector eléctrico.

Con este procedimiento se obtuvo el parque óptimo de generación e interconexiones. No obstante se realizan análisis de sensibilidad en las variaciones de los parámetros principales así como otras variantes en cuanto a la distribución regional de la demanda, hidráulidad de los ríos, etcétera.

Igualmente se analizaron variantes que tienen por objeto apreciar el efecto de apartarse de aquella alternativa básica por la posible no concreción de algunos aprovechamientos ubicados en ríos internacionales y que por lo tanto las decisiones a tomar sobre su proyecto y construcción no son exclusivamente nacionales.

Además se estimaron los retiros de equipos obsoletos o antieconómicos.

Una vez establecido el equipamiento básico para cada variante, se procedió a calcular la inversión que demanda la ejecución de tal plan, para lo cual se tomaron en cuenta los cronogramas de inversión individuales de las obras de generación, sus respectivas líneas de transmisión, las líneas de interconexión entre sistemas y a ellas se le adicionó la inversión necesaria para que la transmisión y distribución acompañen el plan de generación.

La inversión fue cuantificada en construcciones y equipos, como asimismo, en moneda local y divisas a los efectos de contemplar la necesidad de insumos locales e importados compatibles con las políticas de máxima participación de la industria nacional.

Finalmente, conocidos los requerimientos de inversión, se plantean distintas alternativas de financiamiento y la política de máxima participación de la tecnología e industria nacional la que se efectivizará cuando este plan sea conocido por la industria nacional, para que ella elabore sus programas de equipamiento con el objeto de que ello sea factible.

II. DIAGNOSTICO

El diagnóstico se ha de subdividir en grandes aspectos del sub-sector eléctrico: los recursos, el consumo, la producción, las inversiones y el financiamiento.

Por otra parte se tratarán de considerar estos aspectos en relación con el resto del sector energía y su análisis regional.

Además, se hace mención a la situación financiera actual del sub-sector así como las perspectivas para el corto plazo.

Sobre este diagnóstico se obtendrán conclusiones que permitirán orientar las políticas y

estrategias para poder así corregir las distorsiones del momento y las que habrían de producir si se continúa con las tendencias actuales.

Cabe destacarse que se ha utilizado la información disponible. Esta en ciertos casos como el análisis regional, debería perfeccionarse para permitir obtener así conclusiones más profundas y detalladas.

II. 1 RECURSOS ENERGETICOS

Analizando el Cuadro 1 puede observarse en primer término cuál es la disponibilidad de recursos energéticos conocidos.

Para la confección de este Cuadro se han utilizado los datos disponibles hasta la fecha para cada una de las fuentes de energía y se realizaron distintas hipótesis que permitieron obtener conclusiones generales aunque con las limitaciones que se señalan en cada caso.

El primer problema se presenta al tratar de comparar recursos renovables con recursos perecederos. En efecto, los recursos hidroeléctricos deberían expresarse por medio de su equivalente calórico en un cierto período de tiempo comparable con el período de planeamiento que se considera.

Para superar este inconveniente se adoptó un uso total de los recursos hidroeléctricos inventariados hasta el presente durante un período de veinte años, período que se considera razonable para los fines de este análisis.

Con respecto a los recursos hidroeléctricos técnica y económicamente aprovechables, debe destacarse que al incrementar su investigación se ampliará el catálogo de posibles aprovechamientos, con lo cual la cantidad de este recurso se ha de incrementar.

Se han incluido como recurso de petróleo y gas aquéllos de los cuales se tiene conocimiento a través de los estudios elaborados por Yacimientos Petrolíferos Fiscales y Gas del Estado; en petróleo se incluye también recuperación secundaria. Se estima que, de incrementarse el esfuerzo exploratorio estas cifras an de aumentarse correlativamente.

Como reservas de uranio se han incluido las tres categorías con que la Comisión Nacional de Energía Atómica clasifica tales recursos, es decir

las reservas comprobadas, los recursos razonablemente asegurados y los adicionales posibles. Cabe aquí también la consideración sobre la posibilidad de incrementar el total de reservas y/o las primeras categorías mediante mayor exploración y estudios mineros.

Con respecto al carbón se trata de reservas brutas y no comerciales pero también debe considerarse la posibilidad de aumentar tales reservas mediante exploración.

Para combustibles vegetales se ha realizado una estimación. Su incidencia en el total no es de gran importancia.

En el mismo Cuadro 1 se incluye el balance para el año 1971. Puede observarse que la mayoría del consumo energético del país se basa en el petróleo y gas natural representando ambos un 90 %, siendo muy bajo el consumo de las restantes formas de energía.

CUADRO 1

RECURSOS ENERGETICOS TOTALES (1) Y BALANCE AÑO 1971

	Hidro	Petróleo	Gas	Carbón (4)	Uranio (2)	Comb Veget	Total	
Recursos	10 ³ t.e.p.	988.570	344.960	168.180	236.000	772.045	45.000 (3)	2.554.755
	% de las reservas totales	38,7	13,5	6,6	9,2	30,2	1,8	100,0
Balance	10 ³ t.e.p.	420,5	22.814,0	5.571,4	892,8	1.960,5		31.659,3
	% del total consumido en 1971	1,32	72,06	17,59	2,82	—	6,21	100,0

- (1) Para comparar los recursos hidroeléctricos, que son renovables, con el resto de las formas de energía, que constituyen recursos no renovables, hay que adoptar un criterio. En nuestro caso hemos considerado la energía hidroeléctrica obtenible durante veinte años.
- (2) Incluye reservas propiamente dichas, recursos razonablemente asegurados y recursos adicionales posibles, de acuerdo a la clasificación adoptada por la CNEA.
- (3) Estimación
- (4) En el recurso carbón bruto.

A pesar de las limitaciones sobre el valor cuantitativo de las distintas formas de energía primaria y en menor grado del balance energético, puede concluirse que existe una estructura del consumo totalmente inversa a la estructura del potencial y agravada con el desaprovechamiento del recurso renovable. *Ante un 38 % de reservas hidroeléctricas su aprovechamiento actual es menor que el 2 % mientras que para un 20 % de recurso en gas y petróleo, su utilización es de un 90 %.*

Hecho el análisis precedente con respecto al total del panorama energético, se ha de considerar el aprovechamiento del recurso hidroeléctrico.

En el total del país, sobre el 100 % de recursos potenciales conocidos se aprovecha un 1,5 % en potencia eléctrica y un 1,3 % en energía eléc-

trica. Si se consideran las obras actualmente en construcción estos valores se elevan en un 7,3 % y en un 6,6 % respectivamente (Ver Cuadro 2).

Esto último, si bien representa un cambio, dista de poseer significación si no se inician masivamente otros grandes aprovechamientos hidroeléctricos en forma inmediata.

Desde el punto de vista regional se han tomado las regiones de desarrollo que utiliza el Sistema Nacional de Planeamiento. La región Noreste es la que posee la mayoría de posibilidades (unos 86.000 GWh) de los cuales la mayoría están ubicados sobre cursos de aguas internacionales. Solamente se ha incluido un 50 % de potencial aunque, posiblemente durante varias décadas la República Argentina tendrá acceso a valores superiores.

CUADRO 3

ENERGIA ELECTRICA - SERVICIO PUBLICO
 POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCION

Total del País

Año	Potencia instalada				Energía Generada			
	Vapor MW	C Inter. MW	Hidro MW	Total MW	Vapor kWh	C. Inter. GWh	Hidro GWh	Total GWh
1930	660	99	28	787	1.197	143	93	1.433
1931	699	113	30	842	1.223	155	96	1.474
1932	765	134	29	928	1.289	173	88	1.550
1933	849	161	29	1.039	1.341	202	86	1.629
1934	870	170	30	1.070	1.421	232	79	1.732
1935	887	179	30	1.096	1.485	249	84	1.818
1936	887	180	31	1.098	1.591	269	91	1.951
1937	920	185	31	1.136	1.718	289	97	2.104
1938	883	196	41	1.120	1.813	304	101	2.218
1939	918	209	43	1.170	1.939	321	99	2.359
1940	846	222	31	1.099	2.114	318	118	2.550
1941	848	225	31	1.104	2.210	309	125	2.644
1942	903	226	31	1.160	2.353	294	126	2.773
1943	905	225	42	1.172	2.475	307	144	2.926
1944	905	227	42	1.174	2.570	320	160	3.050
1945	947	230	42	1.219	2.476	322	147	2.945
1946	947	232	42	1.221	2.721	354	165	3.240
1947	950	236	42	1.228	3.000	389	171	3.560
1948	962	242	42	1.246	3.257	444	199	3.900
1949	1.014	245	42	1.301	3.508	478	159	4.145
1950	1.056	247	43	1.346	3.726	517	153	4.396
1951	1.035	281	51	1.367	3.961	583	158	4.702
1952	1.068	294	57	1.419	3.866	636	201	4.703
1953	1.102	310	63	1.475	3.922	753	298	4.973
1954	1.137	340	62	1.539	4.337	740	339	5.416
1955	1.182	340	98	1.623	4.748	841	316	5.905
1956	1.211	367	129	1.707	5.097	823	475	6.395
1957	1.514	386	229	2.129	5.449	873	546	6.868
1958	1.512	407	260	2.179	5.816	893	665	7.374
1959	1.510	425	293	2.228	5.697	906	770	7.373
1960	1.500	470	317	2.287	6.000	993	870	7.863
1961	1.641	532	322	2.495	6.522	1.074	1.024	8.620
1962	1.693	623	334	2.650	6.543	1.109	1.104	8.756
1963	2.200	675	342	3.217	6.829	1.195	1.111	9.135
1964	2.456	709	346	3.511	7.702	1.303	1.167	10.172
1965	2.655	755	344	3.754	8.591	1.403	1.155	11.149
1966	2.631	764	394	3.789	9.175	1.375	1.146	11.696
1967	2.664	780	409	3.853	9.796	1.433	1.188	12.417
1968	2.628	970	520	4.118	10.551	1.512	1.443	13.506
1969	2.928	1.060	584	4.572	12.040	1.914	1.283	15.237
1970	3.134	1.143	584	4.861	13.333	1.982	1.492	16.807
*1971	3.250	1.339	684	5.273	14.667	2.519	1.472	18.658
*1972	3.431	1.506	893	5.830	16.435	2.639	1.399	20.473

* Cifras provisionales.

CUADRO 2
APROVECHAMIENTO DE LOS RECURSOS HIDROELECTRICOS - AÑO 1971

Regiones	Recursos		Aprovechado				En construcción			
	MW	GWh	Potencia		Energía		Potencia		Energía	
			MW	%	GWh	%	MW	%	GWh	%
1 Patagonia	3.992	20.119	48	1,17	190	0,94	440	11,02	2.560	12,72
2 Comahue	9.968	29.614	20	0,19	119	0,40	1.650	16,55	4.830	16,3
3 Cuyo	5.879	15.680	350	5,91	1.295	8,25	189	3,21	480	3,06
4 - Centro	280	570	183	65,00	421	73,85	—	—	—	—
5 Noroeste	2.089	4.672	83	3,92	233	4,98	168	8,04	315	6,74
6 - Noreste	19.270	85.958	—	—	—	—	—	—	—	—
7 - Pampeana	3.322	15.787	—	—	—	—	810	24,38	3.200	20,26
TOTAL	44.800	172.400	684	1,51	2.258	1,30	3.257	7,27	11.385	6,60

La región con menores recursos es la del Centro. Poseen recursos significativos las regiones Comahue, Patagonia, Cuyo y Pampeana y en bastante menor grado el Noroeste.

Si se analiza el aprovechamiento regional de la hidroelectricidad potencial, la región menos dotada por la naturaleza (Centro) es la que ha llegado al más alto valor de aprovechamiento, es decir un 75%. En cambio, la región Noroeste del mayor potencial, no posee aprovechamientos construidos ni en construcción.

Aún la región Cuyana posee un bajo aprovechamiento y es casi despreciable en las demás; este panorama cambiará algo en las regiones Patagonia, Pampeana y Comahue en los próximos años con la incorporación del Chocón-Cerros Colorados, Salto Grande y Futaleufú aunque queda mucho más por hacer.

En el Cuadro 3 se incluye la evolución de la potencia instalada y la energía producida desde 1930 y en Cuadro 4 los mismos datos para auto-producción a partir del año 1958.

CUADRO 4
ENERGIA ELECTRICA - AUTOPRODUCCION
Potencia instalada y producción
Total del País

Año	Potencia Instalada (MW)				Total	Vapor	Energía Generada (GWh)			Total
	Vapor	C. Inter	Hidro	Total			Vapor	C Inter.	Hidro	
1958	382	369	18	769	769	1.300	701	43	2.044	
1959	435	480	23	938	938	1.204	912	55	2.171	
1960	608	556	23	1.187	1.187	1.512	1.026	57	2.595	
1961	618	583	24	1.225	1.225	1.709	1.158	60	2.927	
1962	681	641	24	1.346	1.346	1.838	1.231	63	3.132	
1963	786	689	21	1.496	1.496	1.898	1.291	63	3.252	
1964	827	731	23	1.581	1.581	2.249	1.432	74	3.755	
1965	883	772	23	1.678	1.678	2.582	1.582	70	4.234	
1966	886	781	23	1.690	1.690	2.580	1.556	95	4.231	
1967	893	784	23	1.700	1.700	2.654	1.533	83	4.270	
1968	900	817	25	1.742	1.742	2.713	1.678	55	4.446	
1969	924	846	25	1.795	1.795	2.945	1.771	61	4.777	
1970	953	852	25	1.830	1.830	3.119	1.738	63	4.920	
1971	956	847	25	1.828	1.828	3.312	1.600	63	4.975	
* 1972	927	848	25	1.800	1.800	4.834		66	4.900	

* Cifras provisionales

II. 2 CONSUMO

El consumo eléctrico por habitante es del orden de los 800 KWh/hab. anuales tomando como base los datos de 1970 y el censo de población del mismo año. Este valor se ha calculado sobre la base del total de la energía generada en servicio público más la autoproducción y deduciendo pérdidas en líneas.

Este valor es bajo y ello se verifica haciendo una comparación con otros países. Sin embargo, se debe prestar especial atención a las diferencias estructurales que pueden poseer tales países y la validez relativa de tal comparación. No obstante, observando el Cuadro 5 con 28 países se puede apreciar la gran diferencia entre la mayoría de ellos y el nuestro.

Si bien es destacable el bajo consumo per cápita general mucho más lo es la distribución regional del mismo. Así puede verificarse en el Cuadro 6 la existencia de Provincias como Catamarca, Corrientes, Formosa, La Rioja, Misiones, San Luis y Santiago del Estero, con consumos inferiores a los 200 KWh/hab., mientras que el resto, salvo excepciones, posee valores inferiores a la media.

Los precitados valores podrían inducir a equívocos si no se analizara el consumo por categoría de usuarios y es así como en el mismo cuadro se incluyen los valores para el consumo Residencial, Comercial, Industrial y otros (para el industrial se ha sumado servicio público más auto producción).

Se observa como sobre una media de 214 KWh/hab. residenciales, solamente la Capital Federal y el Gran Buenos Aires la superan, mientras que el resto está por debajo y muy por debajo en Provincias como Catamarca, Corrientes, Chaco, Entre Ríos, Formosa, Jujuy, La Rioja, Misiones, Neuquén, Salta, Santiago del Estero, San Luis y Tierra del Fuego, donde no se sobrepasan los 100 KWh/hab.

Esto se agrava aún más al tener en cuenta la cantidad de poblaciones sin servicio eléctrico o con servicios discontinuos.

Esta situación de infraconsumo se vería atemperada si existieran otras formas de energía que sustituyeran a la electricidad. Se ha incluido el Cuadro 7 con consumos de gas (natural y licuado) donde es posible ver que provincias con bajo consumo eléctrico también tienen muy bajo consumo de gas para uso doméstico (Catamarca Co-

rrientes, Entre Ríos, Formosa, Jujuy, La Rioja, San Luis, Santiago del Estero, etc.).

Si se realiza un análisis similar para el uso industrial caben idénticas consideraciones para casi todas las Provincias del interior del país en las cuales la carencia de electricidad y gas constituye la principal limitación al desarrollo regional.

Como consecuencia de este análisis se evidencia en el Sector Energía una marcada concentración relativa del consumo en unos pocos centros, mientras que en el resto, gran mayoría, se está en situación de infraconsumo. Esto puede apreciarse sobre las regiones de desarrollo en los Cuadros 8 y 9 en los cuales se incluye el consumo per cápita por regiones y por tipo así como los valores porcentuales con respecto al total del país.

CUADRO 5
CONSUMO DE ELECTRICIDAD
KWh/hab./año (1)

ARGENTINA	801
ALEMANIA	3.797
AUSTRALIA	4.224
AUSTRIA	2.986
BELGICA	3.035
BRASIL (2)	488
CANADA	9.021
CHILE (2)	772
DINAMARCA	2.798
ESPAÑA	1.440
ESTADOS UNIDOS	7.661
FINLANDIA	4.700
FRANCIA	2.673
GRECIA	1.148
IRLANDA	1.786
ISLANDIA	6.864
ITALIA	2.028
JAPON	3.330
LUXEMBURGO	7.605
MEXICO (2)	564
NORUEGA	13.965
PAISES BAJOS	2.983
PORTUGAL	770
REINO UNIDO	3.944
SUECIA	7.396
SUIZA	4.151
TURQUIA	231
VENEZUELA (2)	1.174

(1) Deducidas pérdidas (1970)

(2) Fuente: CEPAL, resto OECD

CUADRO 6

CONSUMO ELECTRICO POR HABITANTE EN 1970

(En MWh.)

	Resid.	Comerc.	SP Ind. + AP	Otros	Total SP+AP
Capital Federal	0.448	0.225	0.343	0.207	1.223
Buenos Aires	0.256	0.064	0.541	0.091	0.952
Catamarca	0.067	0.026	0.008	0.025	0.120
Córdoba	0.149	0.076	0.293	0.054	0.571
Corrientes	0.073	0.025	0.056	0.035	0.189
Chaco	0.070	0.028	0.102	0.028	0.228
Chubut	0.102	0.060	1.767	0.069	1.998
Entre Ríos	0.095	0.038	0.128	0.060	0.321
Formosa	0.035	0.016	0.018	0.018	0.088
Jujuy	0.049	0.026	0.857	0.039	0.972
La Pampa	0.111	0.039	0.060	0.076	0.287
Mendoza	0.167	0.058	0.755	0.058	1.037
La Rioja	0.064	0.031	0.016	0.045	0.156
Misiones	0.042	0.026	0.079	0.029	0.176
Neuquén	0.082	0.031	0.380	0.078	0.569
Río Negro	0.109	0.066	0.659	0.051	0.885
Salta	0.064	0.040	0.225	0.038	0.367
San Juan	0.117	0.041	0.495	0.040	0.694
San Luis	0.072	0.048	0.048	0.027	0.195
Santa Cruz	0.106	0.054	1.985	0.132	2.277
Santa Fe	0.204	0.071	0.480	0.081	0.835
Santiago del Estero	0.052	0.031	0.088	0.025	0.196
Tucumán	0.111	0.054	0.163	0.054	0.382
Tierra del Fuego, etc.	0.072	0.069	0.108	0.067	0.317
TODOS EL PAIS	0.214	0.078	0.422	0.087	0.801

Fuente: SSE.

CUADRO 7
CONSUMO DE GAS POR HABITANTE EN 1970
t.e.p./hab. año

	Domes- tico	Comer- cial	Indus- tria	Usinas	S. Públi- co	Total
Capital Federal	0,161	0,030	0,045	0,111	0,007	0,355
Buenos Aires	0,080	0,004	0,151	0,004	0,002	0,241
Catamarca	0,003	---	...	0,004
Córdoba	0,121	0,001	0,089	0,088	0,002	0,301
Corrientes	0,001	---	...	0,001
Chaco	0,002	---	...	0,003
Chubut	0,141	0,027	0,052	0,012	0,248	0,481
Entre Ríos	0,004	-	...	0,005
Formosa	--	---	--	-	...	---
Jujuy	0,003	0,001	0,251	-	0,001	0,256
La Pampa	0,004	---	...	0,004
La Rioja	0,003	--	0,001	0,004
Mendoza	0,099	0,006	0,008	-	0,003	0,116
Misiones	---	...	0,001
Neuquén	0,079	0,013	0,056	0,300	0,015	0,462
Río Negro	0,047	0,016	0,147	0,001	0,005	0,216
Salta	0,036	0,003	0,129	---	0,002	0,170
San Juan	0,013	0,003	...	---	...	0,016
San Luis	0,010	0,001	...	---	0,001	0,012
Santa Cruz	0,026	0,004	...	---	0,003	0,033
Santa Fe	0,077	0,004	0,162	0,016	0,001	0,260
Sgo. del Estero	0,004	...	0,050	--	...	0,055
Tucumán	0,037	0,002	0,110	0,046	0,002	0,197
Tierra del Fuego	0,372	0,110	0,097	0,032	0,155	0,766
Todo el País	0,078	0,007	0,099	0,028	0,005	0,216

... Consumos no significativos.

— Faltan datos.

Fuente: SSE

CUADRO 8
CONSUMO ELECTRICO POR HABITANTE EN 1970
(En MWh)

REGION		FACTURACION (Servicio Público)					III	I+III	II+III
Nº	Denominación	Residen- cial	Comer- cial	Industrial I	Otros	Total II	A P.	SPI+AP	TSP+AP
1	PATAGONIA	0,101	0,058	0,074	0,087	0,321	1,667	1,741	1,988
2	COMAHUE	0,139	0,058	0,176	0,072	0,445	0,146	0,322	0,591
3	CUYO	0,153	0,053	0,581	0,053	0,840	0,100	0,681	0,940
4	CENTRO	0,138	0,071	0,177	0,051	0,438	0,081	0,258	0,518
5	NOR OESTE	0,075	0,040	0,049	0,040	0,204	0,193	0,242	0,397
6	NOR ESTE	0,059	0,025	0,037	0,029	0,150	0,048	0,086	0,198
7	PAMPEANA	0,190	0,075	0,178	0,089	0,532	0,366	0,543	0,897
8	METROPOLITANA	0,345	0,113	0,275	0,130	0,863	0,166	0,441	1,028
TODO EL PAIS		0,214	0,078	0,211	0,087	0,591	0,211	0,422	0,801

Fuente: SSE.

CUADRO 9
CONSUMO ELECTRICO POR HABITANTE EN 1970
Por ciento de cada región respecto al del país

REGION		Habi- tantes %	FACTURACION (Servicio Público)					III	I+III	II+III
Nº	Denominación		Residen- cial	Comer- cial	Industrial I	Otros	Total II	A P.	SPI+AP	TSP+AP
1	PATAGONIA	1,2	47,2	74,4	35,1	100	54,3	790,0	412,6	248,2
2	COMAHUE	4,7	65,0	74,4	83,4	82,8	75,3	69,2	76,3	73,8
3	CUYO	5,8	71,5	67,9	275,4	60,9	142,1	47,4	161,4	117,4
4	CENTRO	10,2	64,5	91,0	83,9	58,6	74,1	38,4	61,1	64,7
5	NOR-OESTE	9,6	35,0	51,3	23,2	46,0	34,5	91,5	57,3	49,6
6	NOR ESTE	8,4	27,6	32,1	17,5	33,3	25,4	22,7	20,4	24,7
7	PAMPEANA	23,5	88,8	96,2	84,4	102,3	90,0	173,5	128,7	112,0
8	METROPOLITANA	36,5	161,2	144,9	130,3	149,4	146,0	78,7	104,5	128,3
TODO EL PAIS		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: SSE

II. 3 PRODUCCION

Hemos visto en los Cuadros 3 y 4 como evolucionó el parque de generación eléctrica en el servicio público y la autoproducción.

Como se observó en el análisis sobre utilización de los recursos, la mayor generación de energía térmica se realiza principalmente con equipos que utilizan derivados del petróleo, gas y carbón como combustible y también máquinas de combustión interna que utilizan diesel oil y gas natural (Cuadro 10).

En la autoproducción prácticamente el 50 %

de las instalaciones es de vapor y casi todo el resto es de combustión interna.

Cabe destacarse que dentro de los equipos de combustión interna se hallan incluidas las turbinas de gas, lo cual no es significativo en los primeros años de las series histórica pero sí en los años más recientes.

Es así como en el servicio público hasta 1971 había instalados 575 MW de ese tipo de generación, en 1972 llegó a los 712 MW y durante los años 1973-1974 se instalarán otros 570 MW aproximadamente con lo cual se tendrán unos 1280 MW cifra que representará un 17 % del parque de generación en ese momento.

Otro aspecto a tenerse en cuenta es el que hace al tamaño de las unidades ya que ello es un cierto indicador sobre la economía de escala.

Según se ve en el Cuadro 11 existe sólo un 44,5 por ciento de máquinas superiores a 50 MW con un total de 23 máquinas ubicadas en los principales sistemas, siendo todas de vapor. El tamaño entre 5 y 50 MW representa un 35,5 % y hay un 20 % de máquinas con potencias unitarias inferiores a los 5 MW lo cual es evidentemente motivo de bajo rendimiento en la utilización de combustible, mayores gastos operativos, etc.

Generalmente las pequeñas máquinas son las más antiguas.

En el Cuadro 12 se han clasificado las máquinas cuya instalación es anterior al año 1940. En él se observa que 630 MW poseen esa característica y ello representa más de un 10 %. De este valor unos 600 MW son térmicos y casi todos ellos de vapor. Sólo se han tomado los principales sistemas existiendo fuera de ellos un número apreciable de equipos con esas mismas características.

Prácticamente todo este equipamiento tan antiguo se haya instalado en el sistema Gran Buenos Aires-Litoral

Existe, por lo tanto, una considerable parte del parque de generación con características de obsolencia y antieconomicidad que, además, por ser de tipo térmico contribuyen a un uso ineficiente de los combustibles, de los recursos humanos, el espacio, etc.

CUADRO 10

POTENCIA INSTALADA Y GENERACION EN SERVICIO PUBLICO EN 1970

	MW	%	GWh	%
Potencia total instalada	5.273	100,0	18.658	100,0
Vapor	3.250	62,0	14.667	79,0
Hidroeléctrica	684	13,0	1.472	7,8
Diesel	764	14,0	1.576	8,2
Turbinas de gas	575	11,0	943	5,0

Fuente: Oficina Sectorial de Desarrollo de Energía - Departamento de Información e Investigación Aplicada

CUADRO 11

TAMAÑO DE LAS MAQUINAS Servicio Público 1971

	MW	%	Tipo
Mayores de 50 MW	2.344	44,5	V
Entre 15 y 50 MW	1.234	23,5	T.G., H., V.
Entre 5 y 15 MW	647	12,0	T.G., V., H., D.
Menores de 5 MW	1.048	20,0	D., H.
TOTAL	5.273	100,0	

V Vapor

H: Hidro

D Diesel

T.G. Turbinas de Gas

Fuente: Oficina Sectorial de Desarrollo de Energía.

CUADRO 12

PARQUE DE MAQUINAS INSTALADAS Hasta el año 1940 (1)

	HIDRO (MW)	VAPOR (MW)	DIESEL (MW)	TOTAL (MW)
Total Sistemas	32,862	582,886	14,97	630,718
Gran Buenos Aires Litoral		537,3	—	537,300
Córdoba	17,05	—	7,118	24,168
Cuyo	9,86	—		9,860
NOA	5,60		2,0	7,600
Patagonia Centro	0,352	25,466	—	25,818
BAS	—	20,12	5,852	25,972

(1) En operación en 1971.

Fuente: Oficina Sectorial de Desarrollo de Energía.

II. 4 INVERSIONES

En el Cuadro 13 se muestra una serie de inversiones realizadas en los sub sectores eléctrico y combustibles desde el año 1960 hasta el año 1970 donde se observa que la participación de la inversión para electricidad varía entre un 30 % y un 60 % aproximadamente.

En el Cuadro 14 es posible observar la participación de la Inversión Pública del sector Ener-

gía (IPSE) sobre el total del PBI, la que ha oscilado entre un 1,4 y un 3,1 % dentro del período analizado. También se incluye la inversión pública nacional (I.P.N.) y de la comparación de ambas series se desprende la gran importancia del sector energía sobre la inversión total.

Muy importante sería conocer la distribución regional de la inversión a los efectos de poder así determinar la correspondencia o no con los bajos consumos de ciertas regiones. Lamentablemente la información es muy escasa y las series no son lo suficientemente prolongadas como para inferir resultados de gran valor. No obstante, en el Cuadro 15 se han volcado los valores de inversión por región de desarrollo para el período 1966 1971 según datos del Ministerio de Hacienda y Finanzas Inversión del Sector Público Argentino por Regiones, Años 1968 1971, y considerando energía eléctrica, combustibles y riego.

Un primer análisis de estos valores indica que las regiones más favorecidas son las de la Patagonia y el Comahue.

No obstante, ello se debe a dos factores principales:

- a) La baja población de tales regiones, y
- b) La realización de obras que han de contribuir a satisfacer no sólo las demandas propias sino también demandas de otras regiones.

Hecha esta aclaración, es importante observar como las regiones del Noroeste, Noreste y Centro han participado en un grado muy bajo en la inversión total, tanto en valores absolutos como en valores per cápita.

CUADRO 13
COMPOSICION DE LA INVERSION REAL
EN LOS SUBSECTORES
(En millones de \$ ley 1970)

Año	Sector electricidad	Sector combustibles	Total
1960	531	673	1.204
61	521	1.223	1.744
62	1.042	1.361	2.403
63	1.074	813	1.887
64	818	1.537	2.355
65	665	1.249	1.914
66	674	902	1.576
67	541	788	1.329
68	793	711	1.504
69	1.241	871	2.112
70	1.186	979	2.165

CUADRO 14
RELACION PORCENTUAL DE LAS VARIABLES
MACROECONOMICAS

Año	P.B.I.	I.P.N.	I.P.S.E.
1960	100,0	6,5	1,6
61	100,0	5,7	2,2
62	100,0	5,0	3,1
63	100,0	5,3	2,5
64	100,0	4,6	2,8
65	100,0	4,2	2,1
66	100,0	3,0	1,7
67	100,0	3,6	1,4
68	100,0	4,0	1,5
69	100,0	4,1	2,0
70	100,0	5,3	2,0

CUADRO 15
INVERSION EN RIEGO, ENERGIA
Y COMBUSTIBLES
(1968-1971)

Región	Población x 10 ⁵ (1970)	Inversión x 10 ³ \$ de 1970	Inversión per cápita (x 10 ³ \$ de 1970/hab)
1. Patagonia	290.035	427.044	1,4725
2. Comahue	1.094.204	848.209	0,7752
3. Cuyo	1.357.359	963.635	0,7099
4. Centro	2.379.762	153.707	0,0646
5. Nor-Oeste	2.245.943	547.518	0,2438
6. Nor-Este	1.973.262	116.550	0,0591
7. Pampeana	5.493.910	1.075.609	0,1958
8. Metropolitana	8.529.956	1.528.209	0,1792
9. Diversos		2.757.370	0,1180
Total	23.364.431	8.417.853	0,3603

Fuente: Ministerio de Hacienda y Finanzas

II. 5 FINANCIAMIENTO

Un diagnóstico del sub-sector eléctrico no puede cerrarse sin un breve examen de su situación económico-financiera y, en especial, en cuanto se refiere al financiamiento de las inversiones.

Resulta relevante la participación del Fondo Nacional de Energía y del Tesoro Nacional en el financiamiento global del sector durante la década del 60. El Tesoro Nacional presenta sin embargo, una participación que va disminuyendo a través del período considerado.

Durante el período 1967-1972 la principal transformación en la estructura de financiamiento del sector se advierte en la disminución del ahorro de las empresas en contraposición al aumento del crédito bancario.

Como en los últimos años los reajustes tarifarios se acordaron en general con apreciable retardo con relación a los aumentos generales de costos, por una parte y, por otra, siempre en menor cuantía que la realmente requerida, el financiamiento del sector se ha visto seriamente comprometido. Esta situación ha afectado especialmente a Agua y Energía Eléctrica, que al igual que SEGBA ha estado por debajo del 8 % de beneficio que contempla su contrato de concesión.

El reciente reajuste de las tarifas y un aporte especial del Tesoro para Agua y Energía Eléctrica han permitido equilibrar los presupuestos del corriente ejercicio, pero ello no implica que la situación para el año 1974 esté resuelta. SEGBA tendría un importante déficit de financiamiento; Agua y Energía Eléctrica no dispondría de recursos propios para afectar a las obras en ejecución y lo mismo en menor medida ocurre con EPEC, DEBA y CIAE que ven seriamente afectados sus planes de inversión.

Referente a los préstamos externos (Cuadro Nº 16) se puede observar la participación externa en las series de financiación del sector, debiéndose mencionar que están incluidos los aportes de los organismos internacionales y los créditos de proveedores.

CUADRO 16

**PRESTAMOS EXTERNOS RECIBIDOS
POR EL SECTOR ENERGIA**

Año	Total	Energía eléctrica	Combustibles
1967	48,6	0,7	47,9
1968	34,9	22,0	12,9
1969	92,5	59,7	32,8
1970	115,2	80,4	34,8
1971	120,0	73,3	46,7
1972	102,9	71,0	31,9
1973	147,9	123,2	24,7

Fuente: Departamento Sector Público Subsecretaría de Desarrollo.

II. 6 ALGUNAS CONCLUSIONES DEL CAPITULO

Con respecto al sub sector eléctrico, sintéticamente se puede afirmar:

- a) Cierta información, especialmente la regional, no es tan completa como lo exige este tipo de estudio;
- b) El conocimiento sobre recursos, entre los cuales se incluyen los hidroeléctricos, es incompleto;
- c) El uso de los recursos naturales es inverso al de las reservas con que cuenta el país;
- d) Lo anterior implica un desaprovechamiento del recurso hidroeléctrico;
- e) Los consumos eléctricos generales per cápita son bajos y ello no parece ser atribuible a un mayor uso de otras formas de energía;
- f) Desde el punto de vista regional existen regiones realmente marginadas mientras que la Zona de Capital Federal y Gran Buenos Aires posee índices de consumo relativamente muy superiores;
- g) Desde el punto de vista del consumo por habitante en las regiones, éste es muy bajo y ello se correlaciona con otros valores bajos de tipo económico y social planteando características de verdadero infraconsumo;
- h) Desde el punto de vista del consumo industrial, aún considerando la autoproducción, existen también grandes zonas del interior del país donde los consumos son bajos y ello plantea un condicionamiento serio al desarrollo industrial y económico-social de la región;
- i) Existe una elevada proporción de equipo térmico de generación que se correlaciona con lo expresado sobre el uso de los recursos;
- j) Dentro del equipo térmico una parte es obsoleto y/o antieconómico;
- k) Existe una elevada proporción de turbinas a gas que más que a necesidades técnicas o económicas responde a una situación de emergencia.
- l) La inversión realizada por el sector ha sido particularmente baja en regiones como el noroeste y noreste.

- n) La generación de recursos genuinos, por parte de las empresas eléctricas (Fondo de Renovación y Rentabilidad sobre Activo Fijo) ha sido totalmente insuficiente en los últimos años en razón de la política tarifaria aplicada. El último reajuste dispuesto en junio del corriente año mejora la situación pero no la resuelve.

III. PROYECCION DE LA DEMANDA

Es conocido que dentro de una economía sin grandes cambios estructurales el crecimiento de la demanda energética y el de la actividad económica pueden correlacionarse satisfactoriamente. Ello permite, conociendo la proyección cuantitativa del conjunto de la economía, proyectar la demanda. Sin embargo, varios son los factores que hacen dudosa la utilización de tal metodología para un plan de desarrollo como el presente.

En efecto:

- a) Se plantea un fuerte cambio estructural, económico y social.
- b) Al mismo tiempo se quiere corregir la distorsión de los consumos regionales ya que la situación actual se caracteriza por consumos muy superiores al promedio en el Gran Buenos Aires, cercano al promedio en otras regiones de la franja central pero sumamente bajos en el resto del país (Cuadros 6, 8 y 9 del diagnóstico).
- c) Las correlaciones entre indicadores económicos y energéticos obtenidos en el análisis de las series históricas no son válidas para una extrapolación a aplicar en un período de desarrollo en el cual se prevén saltos cualitativos de gran importancia.
- d) Con las limitaciones del caso, comparando con otros países es fácil ver lo bajo que resultan los consumos per cápita del nuestro (Cuadro 5 del diagnóstico).

De lo expresado se deduce que no es válida la extrapolación de la tendencia del pasado para un período de fuerte desarrollo económico, con cambios estructurales de gran magnitud y con distorsiones regionales que se pretende corregir.

En síntesis, la tendencia histórica no determina más que el límite inferior de un bando de proyección pero resulta incompatible con un plan nacional del cual este plan eléctrico debe ser parte y aún con un plan sectorial en el cual se pretende asignar mayor preponderancia a la energía eléctrica dentro del conjunto.

Puede emplearse otra metodología basada en plantear una oferta abundante permitiendo de esta manera una demanda inducida por la misma.

La principal limitación de esta estrategia de oferta es un elevado costo que podría no ser aprovechable totalmente por no estar compatibilizados todos los factores que hacen a que la demanda eléctrica llegue simultáneamente, en el tiempo y el espacio, con el equipamiento para satisfacerla.

Lo que se pretende aquí es que la producción de energía satisfaga las necesidades futuras, tanto del sector doméstico como del industrial, comercial, etc., contribuyendo al mayor bienestar y no limitando la producción industrial por el lado del abastecimiento eléctrico, todo ello compatibilizado con las posibilidades reales de inversión y financiamiento del sector dentro de la economía global. Es así como estas hipótesis realmente serán consistentes cuando se demuestre que son compatibles con el desarrollo del resto de la economía nacional.

Para ello se plantea una hipótesis de crecimiento que permita:

- a) Llevar los 800 kwh/hab. de 1970 a un valor no inferior a los 3.000 kwh/hab. en 1985.
- b) Asegurar que las zonas actualmente marginadas se acerquen entre sí en cuanto al consumo del sector doméstico y no existan limitaciones para el consumo industrial.
- c) Disminuir la participación de la autoproducción de electricidad desde un 20 % en 1972 a un 12 % en 1985.

Las previsiones se indican en el Cuadro 17. En cuanto a los errores de las mismas, que desde ya se aceptan, deben tomarse como premisa que es preferible un error por exceso y no por defecto ya que aquí se intentan definir "niveles de demanda" a satisfacer más que la fecha exacta en que tales niveles se han de producir. En tales condiciones se considera que un anticipo en la disponibilidad de la oferta será menos costoso para el país que un atraso en la misma.

En los Cuadros 18 y 19 se incluyen las proyecciones de potencia y energía por sistema y el total del servicio público de acuerdo con el cuadro anterior.

En cuanto a los posibles errores de la distribución regional se corregirán considerablemente mediante la adecuación del sistema de interconexiones y transmisión, lo que demanda menos tiempo de construcción que los grandes apro-

vechamiento, hidroeléctricos y demás obras que surjan del plan.

Como es posible observar, las tasas de crecimiento a largo plazo son diferentes entre regiones y sus valores más altos se hallan en el interior del país.

Es así como para el Gran Buenos Aires-Litoral se ha supuesto un 8 % a. ac., 18,75 % para Cuyo, 22 % para el Patagónico Centro, 12 % para el Noroeste y 14 % para la Provincia de Buenos Aires y Centro, Comahue 18 % y Noroeste 12 %.

Estas tasas no son constantes sino que varían en el tiempo pero los valores indicados corresponden al período 1972/1985, son aproximados y para energía.

Tal como ya se ha expresado no es convenient-

te hacer correlaciones de crecimiento energético global. No obstante, un análisis preliminar y cuyos resultados deben tomarse con el cuidado del caso, indica que para los valores de demanda eléctrica adoptados en la hipótesis de trabajo (tasa aproximada del 11 % a.ac.) el P.B.I. podría crecer con una tasa del 7.5 % anual acumulado aproximadamente. Cabe destacarse que durante la preparación de este plan se dieron a conocer las Metas Físicas del Programa Económico (Ministerio de Hacienda y Finanzas) que asigna al P.B.I. un crecimiento algo menor (Ver Anexo A).

Sin embargo, realizados los cálculos también aproximados y con la misma metodología se puede decir que la tasa de crecimiento de la energía eléctrica para ese supuesto se reducirá solamente en un 0,6 % a.ac.

CUADRO 17
PROYECCION DE ENERGIA
(Producción GWh)

Año	Serv. Púb. Sistema Interconec.	Interconectado Serv. Púb. %	Total Servicio Público	Autoproducción	Total Serv. Público + Autoprod.	Autoprod. %
1972	13.630	66,6	20.473	4.000	25.373	19,8
1973	14.713	63,3	23.252	5.224	28.478	18,8
1974	18.041	68,4	25.961	5.006	31.957	18,7
1975	21.644	75,4	28.986	6.342	35.328	17,8
1976	23.672	73,1	32.352	6.684	39.056	17,1
1977	30.181	83,5	36.133	7.043	43.176	16,3
1978	33.555	83,1	40.342	7.432	47.774	15,5
1979	42.338	94,0	45.042	7.825	52.867	14,8
1980	46.834	93,1	50.289	8.218	58.507	14,0
1981	52.554	93,6	56.148	8.780	64.937	13,5
1982	58.504	93,3	62.689	9.384	72.073	13,0
1983	65.388	93,4	68.992	10.000	79.882	12,5
1984	73.347	93,9	78.087	10.864	88.951	12,2
1985	82.800	95,0	87.120	11.794	98.814	11,8

CUADRO 18
PROYECCION DE GENERACION DE ENERGIA
(En GWh)

Subsistema	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
G. B. AL.	13.540	14.611	15.767	17.014	18.359	19.812	21.379	23.088	24.895	26.864	28.989	31.400	33.756	36.640
DEBA N.	90	102	116	132	150	170	194	220	236	253	270	290	310	330
B. A Sud	1.231	1.434	1.671	1.947	2.269	2.644	3.080	3.590	4.092	4.665	5.317	6.060	7.177	8.500
Comahue	350	413	487	575	678	800	945	1.100	1.316	1.552	1.832	2.135	2.551	3.000
Centro	1.326	1.508	1.714	1.949	2.216	2.520	2.865	3.220	3.704	4.211	4.788	5.440	6.190	7.000
Cuyo	1.758	2.096	2.499	2.979	3.552	4.235	5.092	6.020	7.153	8.500	10.101	12.000	14.244	16.900
Patag. Centro	313	347	386	2.188	3.125	3.177	3.235	3.380	3.511	3.791	4.162	4.653	5.298	6.150
NOA	568	665	779	913	1.070	1.253	1.468	1.720	1.927	2.159	2.419	2.710	3.036	3.400
NEA	177	202	230	263	300	342	390	446	499	559	626	700	785	880
Interconec.	13.630	14.713	18.041	21.617	23.672	30.181	33.555	42.338	46.834	52.554	58.504	65.388	73.347	82.800

CUADRO 19

PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA

(MW)

Subsistema	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
G. Bal	2.551	2.767	3.002	3.257	3.533	3.833	4.158	4.512	4.872	5.263	5.684	6.136	6.629	7.160
Deba M.	56	64	72	81	92	98	105	112	120	129	138	148	158	168
B. A. Sud	312	356	406	464	529	605	690	788	898	1.024	1.167	1.330	1.575	1.866
Comahue	61	72	87	104	124	148	176	210	248	293	346	408	484	574
Centro	285	325	370	422	481	549	625	713	813	927	1.056	1.205	1.368	1.550
Cuyo	315	418	495	585	692	818	968	1.145	1.360	1.617	1.922	2.283	2.709	3.215
Patag. Centro	51	78	85	312	430	438	448	458	488	526	572	630	718	833
NOA	140	161	184	212	243	279	320	368	413	464	522	586	655	735
NEA	44	49	55	62	70	78	88	99	111	124	139	155	174	195
Total Interconec. ¹	2.607	2.831	3.567	4.328	4.759	6.051	6.722	8.306	9.212	10.367	11.546	12.881	14.471	16.297

(1) Suma de las cargas máximas sin considerar la simultaneidad

IV. EQUIPAMIENTO PARA SATISFACER LA DEMANDA

La Política General es la de que el Sector Energía tenderá a utilizar al máximo los recursos energéticos renovables (hidroelectricidad) los combustibles sólidos (carbón nacional) y el uranio.

Ello permitirá corregir la actual situación de exagerado consumo de los derivados de petróleo en usos que son sustitutivos, reduciéndose en todo lo posible la utilización de derivados de petróleo y gas para generar electricidad, ya que, como se observó en el Cuadro 1 nuestro balance energético se basa en el consumo de hidrocarburos y dentro de la generación eléctrica, ocurre lo mismo a expensas del desaprovechamiento del recurso hidroeléctrico.

Esta política implicará la necesidad de incrementar la participación de la energía eléctrica dentro del total de la energía, es decir la llamada "electrificación de la energía", basándose ésta en la hidroelectricidad. Se sabe, además, de las ventajas que posee la realización de obras hidráulicas desde el punto de vista de los usos energéticos (navegación, riego, eliminación de crecidas, etc.).

Planteadas las demandas como se hizo en el respectivo capítulo, se admite la posibilidad

de que la distribución regional de la demanda pudiese estar sujeta a errores. No obstante, al quedar establecida la estrategia de máxima integración a través de la interconexión de los sistemas, serán las líneas de interconexión y transmisión, las que permitirán llegar con la energía allí donde sea necesario. Para ello se establece que para 1980 el 92 % de la demanda estará dentro del sistema interconectado y para 1985 el 95 %.

La estrategia del máximo uso del carbón se compatibilizó con las metas de producción del mismo, vigentes en la actualidad y se logrará con el parque térmico existente así como las necesarias adecuaciones de aquellas centrales térmicas ubicadas en el litoral marítimo o fluvial.

En cuanto a las centrales nucleares, éstas se localizarán allí donde técnica y económicamente sean convenientes en los sistemas del interior del país. El plan nuclear será también consecuencia de las políticas industrial y científica, dentro de las cuales la construcción de centrales nucleares es una parte.

Para la determinación del equipamiento óptimo, dentro de las políticas y estrategias establecidas, se emplea como herramienta el Modelo Matemático para Optimización del

Equipamiento Eléctrico, elaborado por técnicos de la Subsecretaría de Energía, Recursos Hídricos, Comisión Nacional de Energía Atómica y las Empresas Agua y Energía Eléctrica, Segba e Hidronor.

Las obras hidroeléctricas son seleccionadas de un amplio catálogo de proyectos con sus características técnico económicas que deberá a su vez ir ampliándose y perfeccionándose (en el Anexo B se adjuntan las fichas de tales proyectos, además de las características técnicas económicas de las centrales térmicas y atómicas y de las líneas de transmisión). El resultado es la determinación del equipamiento óptimo para generación e interconexiones entre los sistemas eléctricos para un período que tiene como horizonte el año 1985.

También se definen los retiros de equipos obsoletos y antieconómicos.

En Anexo C se describe la metodología empleada.

RETIROS

Como ya se vio en el Cuadro 12 (Diagnóstico) existe en la actualidad un total aproximado de 630 MW en máquinas instaladas antes de 1940, de las cuales aproximadamente, 600 MW son térmicas (vapor, diesel). A su vez, de ellas aproximadamente 240 MW son anteriores al año 1930, de las cuales solamente 5 máquinas poseen potencias unitarias superiores a los 20 MW. Además uno 223 MW son anteriores al año 1935 de las cuales 5 máquinas son superiores a los 20 MW de potencia unitaria. El resto, como ya se dijo, es anterior a 1940 e importa unos 136 MW.

Además de este equipamiento existe otro con fecha posterior de habilitación pero antieconómico según los primeros estudios realizados. Si bien tales estudios deberán perfeccionarse, se puede estimar la potencia total a retirar en unos 1.200 MW, es decir otros 600 MW adicionales a los anteriores.

El programa tentativo de retiros es el siguiente:

Año	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Retiro (MW)	100	100	100	150	150	200	200	200

Sin perjuicio de lo expresado, la Empresa Segba está analizando la posibilidad de incorporar para 1976 una máquina de 350 MW gemela a la N° 6 de Costanera que entre otras representaría las siguientes ventajas:

- Al reemplazar unos 360 MW obsoletos del parque existente con un consumo específico promedio de 3720 Kcal/KWh se ahorrarían como mínimo unas 200.000 toneladas de fuel oil por año.

CUADRO 20

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO - ALTERNATIVA NUCLEAR

Potencia tipo	GBAL	Comahue B	A Sud	Centro	Cuyo	NOA	Patagonia	NEA	TOTAL	%
Hidro	—	18		173	355	83	47		676	14,0
Térmica C	2.546	30	390	157	120 *	70	50	67	3.430	71,0
T. Gas	371	—	130	60	85	68	13	—	727	15,0
Nuclear	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total por Sist.	2.917	48	520	390	560	221	110	67	4.833	
%	60,3	1	10,7	8,1	11,6	4,6	2,3	1,4	—	—

(*) Sin considerar equipamiento Diesel 38 MW.

CUADRO 21

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO - ALTERNATIVA NUCLEAR

Potencia (MW) - Año 1973

Potencia tipo	GBAL	Comahue	B.A. Sud	Centro	Cuyo	NOA	Patagonia	NEA	TOTAL	%
Hidro	—	18	—	173	372(1)	83	47	—	693	13,7
Térmica C.	2.546	30	460(2)	157	120	70	50	67	3.500	68,9
T. Gas	483	16	130	60	85	68	43	—	885	17,4
Nuclear	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
TOTAL por Sist.	3.029	64	590	390	577	221	140	67	5.078	
%	59,6	1,7	11,6	7,7	11,3	4,3	2,7	1,3		

(1) El Carrizal 2 x 8,5 MW
 (2) Necochea 1 x 70 MW

CUADRO 22

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO - ALTERNATIVA NUCLEAR

Potencia (MW). Año 1974

Potencia tipo	GBAL	Comahue	B.A. Sud	Centro	Cuyo	NOA	Patagonia	NEA	TOTAL	%
Hidro	—	818(1)	—	173	372	98(2)	47	—	1.508	22,7
Térmica C.	2.546	30	460	229(3)	120	70	50	67	3.572	53,8
T. Gas	650	16	145	120	85	104	103	20	1.243	18,7
Nuclear	320(4)	—	—	—	—	—	—	—	320	4,8
TOTAL por Sist.	3.516	864	605	522	577	272	200	87	6.643	
%	52,9	13,0	9,2	7,8	8,7	4,1	3,0	1,3		

(1) Chocón 4 x 200 MW
 (2) Río Hondo 2 x 7,5 MW
 (3) Pilar 1 x 72 MW
 (4) Atucha 320 MW

CUADRO 23

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO - ALTERNATIVA NUCLEAR

Potencia (MW) - Año 1975

Potencia tipo	GBAL	Comahue	B.A. Sud	Centro	Cuyo	NOA	Patagonia	NEA	TOTAL	%
Hidro	—	818	—	173	372	200(1)	271(2)	—	1.834	24,5
Térmica C.	2.896(3)	30	460	301(4)	120	120(5)	50	82(6)	4.059	54,2
Nuclear	650	16	145	120	85	141	103	20	1.280	17,1
T. Gas	320	—	—	—	—	—	—	—	320	4,3
TOTAL por Sist.	3.866	864	605	594	577	461	424	102	7.493	
%	51,6	11,5	8,1	7,9	7,7	6,2	5,7	1,4	—	

(1) Cabra Corral	3 x 34 MW
(2) Futaleufú	2 x 112 MW
(3) Costanera	350 MW
(4) Pilar	72 MW
(5) Independencia	2 x 29 MW
(6) Barranqueras	15 MW

CUADRO 24

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO - ALTERNATIVA NUCLEAR

Potencia (MW) - Año 1976

Potencia tipo	GBAL	Comahue	B.A. Sud	Centro	Cuyo	NOA	Patagonia	NEA	TOTAL	%
Hidro	—	1.218(1)	—	185(2)	414(3)	200	495(4)	—	2.512	30,2
Térmica C.	3.056(5)	30	460	301	120	120	50	82	4.219	50,6
T. Gas	650	16	145	120	85	141	103	20	1.280	15,4
Nuclear	320	—	—	—	—	—	—	—	320	3,8
TOTAL por Sist.	4.026	1.264	605	606	619	461	648	102	8.331	—
%	48,3	15,2	7,2	7,3	7,4	5,5	7,8	1,2	—	—

(1) Chocón	2 x 200 MW
(2) Piedras Moras	2 x 6 MW
(3) Ullún	42 MW
(4) Futaleufú	2 x 112 MW
(5) Sorrento	160 MW

CUADRO 25

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO - ALTERNATIVA NUCLEAR

Potencia (MW) - Año 1977

Potencia tipo	GBAL	Comahue	B.A. Sud	Centro	Cuyo	NOA	Patagonia	NEA	TOTAL	%
Hidro	—	1.443(1)	—	185	616(2)	230(3)	495	—	2.969	32,4
Térmica C.	3.406(4)	30	460	301	120	120	80(5)	82	4.599	50,2
T. Gas	650	16	145	120	85	141	103	20	1.280	14
Nuclear	320	—	—	—	—	—	—	—	320	3,15
TOTAL por Sist.	4.376	1.489	605	606	821	491	678	102	9.168	—
%	47,7	16,2	6,6	6,6	9	5,3	7,4	1,1	—	—

- (4) San Nicolás 350 MW
- (1) Planicie Banderita 225 MW
- (2) Agua del Toro 2 x 65 MW
- Los Reyunos 1 x 72 MW
- (3) Las Maderas 30 MW
- (5) C. Rivadavia 30 MW

CUADRO 26

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO - ALTERNATIVA NUCLEAR

Potencia (MW) - Año 1978

Potencia tipo	GBAL	Comahue	B.A. Sud	Centro	Cuyo	NOA	Patagonia	NEA	TOTAL	%
Hidro	—	1.918(1)	—	185	760(2)	230	495	—	3.588	35,3
Térmica C.	3.406	30	460	301	470(3)	120	80	122(4)	4.989	49,0
T. Gas	650	16	145	120	85	141	103	20	1.280	12,6
Nuclear	320	—	—	—	—	—	—	—	320	3,1
TOTAL por Sist.	4.376	1.964	605	606	1.315	491	678	142	10.177	—
%	43,0	19,3	5,9	6,0	12,9	4,8	6,7	1,4	—	—

- (1) Planicie Banderita 225 MW
- Alicura 250 MW
- (2) Los Reyunos 2 x 72 MW
- (3) Luján de Cuyo 350 MW
- (4) Barranqueras 40 MW

CUADRO 27

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO - ALTERNATIVA NUCLEAR

Potencia (MW) - Año 1979

Potencia tipo	GBAL	Comahue	B A Sud	Centro	Cuyo	NOA	Patagonia	NEA	TOTAL	%
Hidro	270(1)	2.668(2)	—	560(3)	926(4)	230	495	—	5.149	43,8
Térmica C.	3.406	30	460	301	470	120	80	152(5)	5.019	42,6
T. Gas	650	16	145	120	85	141	103	20	1.280	10,9
Nuclear	320	—	—	—	—	—	—	—	320	2,7
Total por Sistema	4.646	2.714	605	981	1.481	491	678	172	11.768	
%	39,5	23,0	5,1	8,3	12,6	4,2	5,8	1,5		

- (1) Salto Grande 2 x 135 MW
- (2) Alcurá 3 x 250 MW
- (3) Río Grande 2 x 187,5 MW
- (4) Los Blancos 2 x 28 MW
- (5) Térmica 30 MW

CUADRO 28

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO - ALTERNATIVA NUCLEAR

Potencia (MW) - Año 1980

Potencia tipo	GBAL	Comahue	B A Sud	Centro	Cuyo	NOA	Patagonia	NEA	TOTAL	%
Hidro	1.350(1)	2.668	—	945(2)	1.246(3)	230	495	—	6.934	49,0
Térmica C.	3.406	30	460	301	470	120	80	152	5.019	35,5
T. Gas	650	16	145	120	85	141	103	20	1.280	9,0
Nuclear	320	—	—	600(4)	—	—	—	—	920	6,5
Total por Sist.	5.726	2.714	605	1.966	1.801	491	678	172	14.153	
%	40,4	19,2	4,3	13,9	12,7	3,5	4,8	1,2		

- (1) Salto Grande 8 x 135 MW
- (2) Río Grande 2 x 187,5 MW + 10 MW
- (3) Potrerillos 3 x 70 MW
- Alvarez Condarco 1 x 27 MW
- Los Blancos 1 x 83 MW
- (4) Nuclear Río Tercero 600 MW

CUADRO 29

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO - ALTERNATIVA NUCLEAR

Potencia (MW) - Año 1981

Potencia tipo	GBAL	Comahue	B.A Sud	Centro	Cuyo	NOA	Patagonia	NEA	TOTAL	%
Hidro	1.350	2.968(1)		945	1.246	230	495	1.250(2)	8.484	54,0
Térmica C.	3.406	30	460	301	470	120	80	152	5.019	32,0
T. Gas	650	16	145	120	85	141	103	20	1.280	8,2
Nuclear	320			600					920	5,8
Total por Sist.	5.726	3.014	605	1.966	1.801	491	678	1.422	15.703	
%	36,5	19,2	3,8	12,5	11,5	3,1	4,3	9,1		

(1) Collón Curá 2 x 150 MW
 (2) Apipé 10 x 125 MW

CUADRO 30

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO - ALTERNATIVA NUCLEAR

Potencia (MW) - Año 1982

Potencia tipo	GBAL	Comahue	B.A Sud	Centro	Cuyo	NOA	Patagonia	NEA	TOTAL	%
Hidro	1.350	2.968		945	1.246	230	495	2.375(1)	9.609	55,1
Térmica C.	3.406	30	460	301	470	120	80	152	5.019	28,8
T. Gas	650	16	145	120	85	141	103	20	1.280	7,3
Nuclear	320			600	600(2)	—			1.520	8,7
Total por Sist.	5.726	3.014	605	1.966	2.401	491	678	2.547	17.428	
%	32,9	17,3	3,5	11,3	13,8	2,8	3,9	14,6		

(1) Apipé 9 x 125 MW
 (2) Nuclear Cuyo 600 MW

CUADRO 31

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO - ALTERNATIVA NUCLEAR

Potencia (MW) - Año 1983 1987

Potencia tipo	GBAL	Comahue	B.A. Sud	Centro	Cuyo	NOA	Patagonia	NEA	TOTAL	%
Hidro	1.215(1)	6.028(2)		945	3.296(3)	230	1.495(4)	6.875(5)	20.084	70,5
Térmica C.	3.406	30	460	301	470	120	80	152	5.019	17,6
T. Gas	650	16	145	120	85	141	103	20	1.280	4,4
Nuclear	320		600(6)	600	600	—			2.120	7,4
Total por Sist.	5.591	6.074	1.205	1.966	4.451	491	1.678	7.047	28.503	
%	19,6	21,3	4,2	6,9	15,6	1,7	5,9	24,7		

- (1) Salto Grande 1 x 135 MW (pase a Uruguay).
- (2) Chihuido 960 MW
Piedra del Aguila 2'00 MW
- (3) Cordón del Plata 1.200 MW
El Tontal 850 MW
- (4) Santa Cruz 1.000 MW
- (5) Corpus 18 x 250 MW
- (6) Nuclear B.A. Sud 600 MW

b) Al redistribuir el personal que atiende actualmente los 360 MW a reemplazar, se ahorrarían 51 millones de pesos anuales una vez finalizada la redistribución del personal.

c) Se lograría una disminución apreciable en los gastos de mantenimiento a la vez que un menor porcentaje de reserva rotante.

RESULTADOS OBTENIDOS

En los Cuadros 20 al 31 se incluyen los resultados obtenidos tanto para los años de corte enumerados precedentemente como las incorporaciones de los proyectos seleccionados año por año de acuerdo con los tamaños de las máquinas cuando éstas eran conocidas y con cronogramas según estudios específicos cuando se contó con ellos o por medio de estimaciones.

CUADRO 32

PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO

Potencia instalada (MW)

Año	Total Sistema Interconectado	Retiros Anuales	Total Retiros	TOTAL
1972	4.833	—	—	4.833
1973	5.078	—	—	5.078
1974	6.643	—	—	6.643
1975	7.493	—	—	7.493
1976	8.331			8.331
1977	9.168	100	100	9.068
1978	10.177	100	200	9.977
1979	11.768	100	300	11.478
1980	14.153	150	450	13.703
1981	15.703	150	600	15.103
1982	17.428	200	800	16.628
1983-1987	28.503	800	1.600	26.903

CUADRO 33

OBRAS PROGRAMADAS HASTA 1979

Empresa	Tipo	Potencia Total Nom. MW	Canti- dad Grupos	Nombre de la Central	Ubicación	73 MW	74 MW	Habilitación				
								75 MW	76 MW	77 MW	78 MW	79 MW
Segba	T.G.	36	2	Dique	Gran Buenos Aires	36	—	—	—	—	—	—
Segba	T.G.	90	3	Dock Sud	Gran Buenos Aires	90	—	—	—	—	—	—
Segba	T.G.	54	3	Morón	Gran Buenos Aires	36	18	—	—	—	—	—
Deba	V.	70	1	Necochea	Prov. Buenos Aires (Bs. As. - Sud)	70	—	—	—	—	—	—
A y EE	T.G.	15	1	San Martín	Paraná (E. Ríos)	15	—	—	—	—	—	—
A y EE	T.G.	16	1	Alto Valle	Neuquén (Comahue)*	15	—	—	—	—	—	—
Ciae	T.G.	30	2	Pedro Mendoza	Capital Federal	—	30	—	—	—	—	—
Epec	T.G.	30	2	Ría IV	Córdoba (Centro)	15	15	—	—	—	—	—
Epec	T.G.	15	1	San Francisco	Córdoba (Centro)	15	—	—	—	—	—	—
A y EE	T.G.	19,6	1	Corrientes	Corrientes (NEA)	—	19,6	—	—	—	—	—
A y EE	T.G.	18,4	1	Palpalá	Jujuy (NOA)	—	18,4	—	—	—	—	—
A y EE	T.G.	36	2	Salta-La Banda	NOA	—	36	—	—	—	—	—
Hidronor	H.	1200	6	El Chocón	Neuquén (Comahue)	—	800	—	400	—	—	—
A y EE	T.G.	15	1	Sierra Grande	Río Negro (P. Centro)	—	15	—	—	—	—	—
A y EE	T.G.	45,6	2	Sierra Grande	Río Negro (P. Centro)	—	45,6	—	—	—	—	—
A y EE	H.	15	2	Río Hondo	Santiago del Estero (NOA)	—	15	—	—	—	—	—
A y EE	T.G.	15	1	Independencia	Tucumán (NOA)	—	18,4	—	—	—	—	—
CNEA	N.	320	1	Atucha	Gran Buenos Aires (GBAL)	—	320	—	—	—	—	—
EPEC	V.	150	2	Pilar	Córdoba (Centro)	—	72	72	—	—	—	—
A y EE	V.	15	1	Barranqueras	Chaco (NEA)	—	—	15	—	—	—	—
A y EE	H.	448	4	Futaleufú	Chubut (P. Centro)	—	—	224	224	—	—	—
A y EE	H.	102	3	Cabra Corral	Salta (NOA)	—	—	102	—	—	—	—
A y EE	V.	50	2	Independencia	Tucumán (NOA)	—	—	50	—	—	—	—
SEGBA	V.	350	1	Costanera	Capital Federal	—	—	350	—	—	—	—
A y EE	H.	12	2	Piedras Moras	Córdoba (Centro)	—	—	—	12	—	—	—
A y EE	V.	160	1	Sorrento 'B'	Santa Fe (GBAL)	—	—	—	160	—	—	—
A y EE	V.	350	1	San Nicolás	Bs. Aires (GBAL)	—	—	—	—	350	—	—
A y EE	V.	30	1	C. Riv. (km 5)	Chubut (P. Centro)	—	—	—	—	30	—	—
A y EE	H.	30*	1	Las Maderas	Jujuy (NOA)	—	—	—	30	—	—	—

* Obra terminada al 31-8-73

* Valor definitivo en estudio

(CONTINUACION CUADRO 33)

Empresa	Tipo	Potencia Total Nom. MW	Cantidad Grupos	Nombre de la Central	Ubicación	73 MW	74 MW	Habilitación				
								75 MW	76 MW	77 MW	78 MW	79 MW
A y EE	H.	130	1	Agua del Toro	Mendoza (Cuyo)	—	—	130	—	—	—	—
A y EE	V.	350	1	Luján de Cuyo	Mendoza (Cuyo)	—	—	—	350	—	—	—
A y EE	H.	216	3	Los Reyunos	Mendoza (Cuyo)	—	—	72	144	—	—	—
A y EE	H.	42	2	Puente Ullun	San Juan (Cuyo)	—	—	42	—	—	—	—
A y EE	T.G.	15	1	C. Rivadavia	Chubut (P. Ctro.)*	15	—	—	—	—	—	—
A y EE	T.G.	15	1	Pico Truncado	Santa Cruz (P. Centro)*	15	—	—	—	—	—	—
A y EE	T.G.	38	2	Sta. Fe (Oeste)	Santa Fe (GBAL)	38	—	—	—	—	—	—
A y EE	V.	40	—	Barranqueras	Chaco (NEA)	—	—	—	40	—	—	—
CNEA	N.	600	1	Córdoba	Córdoba (Centro)	—	—	—	—	—	—	600
EPEC	T.G.	15	1	Villa María	Córdoba (Centro)	—	15	—	—	—	—	—
Hidronor	H.	450	2	P. Banderita	Neuquén (Comahue)	—	—	—	225	225	—	—
CTM S.G.	H.	1350	8	Salto Grande	Entre Ríos (GBAL)	—	—	—	—	1.080	270	—
DPE	H.	9,6	2	Los Divisaderos	La Pampa	9,6	—	—	—	—	—	—
DPE	H.	17	2	El Carrizal	Mendoza	17	—	—	—	—	—	—
A y EE	T.G.	6	1	San Luis	San Luis	—	6	—	—	—	—	—
A y EE	T.G.	15	1	Caseros	Entre Ríos (Concepción)	—	15	—	—	—	—	—
DEBA	T.G.	15	1		Siste. Este (DEBA)	—	15	—	—	—	—	—
A y EE				La Rioja	La Rioja	—	—	—	30	—	—	—

* Obras terminadas al 31 8-73

En las mismas planillas se totalizan la potencia instalada por sistema y por tipo de generación y su participación en el total.

Es de hacer notar que las obras que entran en servicio hasta 1978 y la Central Nuclear de Río Tercero que lo hará en 1979 se han incluido de acuerdo con la programación que se indica en la planilla .

Por otra parte, las obras que entrarían en servicio en fecha posterior a 1983 se han incluido en conjunto ya que no es oportuna su distribución año por año en función de la incertidumbre que sobre ellas existe, especialmente por carecerse de estudios concretos.

En el Cuadro 32 se resumen todas las adiciones y, además, los retiros con lo cual se aprecia la evolución del total de la potencia instalada.

Los gráficos 1, 2 y 3 representan el balance de potencia y energías para el total del sistema en los años 1979, 1983 y 1987. En ellos los distintos subsistemas se hallan recuadrados y para cada uno de ellos se indica la potencia instalada existente, la que se incorporará por medio de proyectos decididos (decid.) y la adicional (nuevo), además se compara este valor

con la demanda y la diferencia es el superávit o déficit por sistema (exced.).

En cuanto a las líneas de transmisión los valores recuadrados indican la capacidad de transmisión de líneas existentes en las fechas de los respectivos estudios.

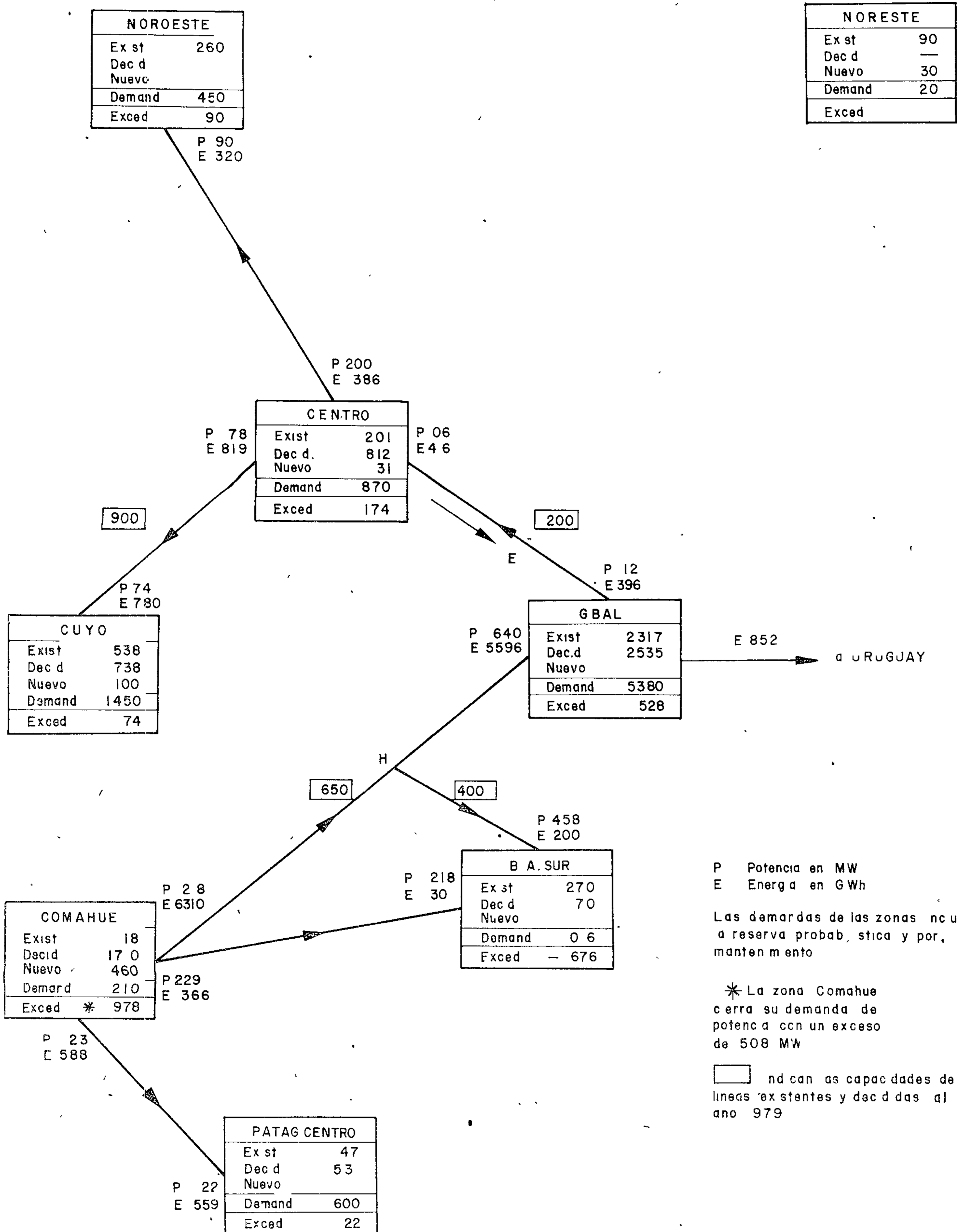
También se indican las potencias (P) y energías (E) que reciben o entregan los distintos subsistemas a través de las interconexiones. Las diferencias entre los valores de salida y los de entrada representan las pérdidas por transmisión.

Los valores de potencias a transmitir deben interpretarse como teóricos y serían las capacidades mínimas sobre las cuales se harían los estudios específicos que definirían sus valores compatibles con las posibilidades técnicas de normalización, etc.

Obviamente, los planes de equipamiento enunciados deberán ejecutarse de acuerdo con lo que de estos cuadros surge para garantizar la satisfacción de la demanda, reducción del uso de hidrocarburos, calidad de servicios, reducción de autoproducción, etc. En tal sentido deberá procurarse el cumplimiento exacto de

MODELO DE EQUIPAMIENTO TRANSVARIANTES
ALTERNATIVA BASICA
PERIODO 1979

Gráfico 1



P Potencia en MW
E Energia en GWh

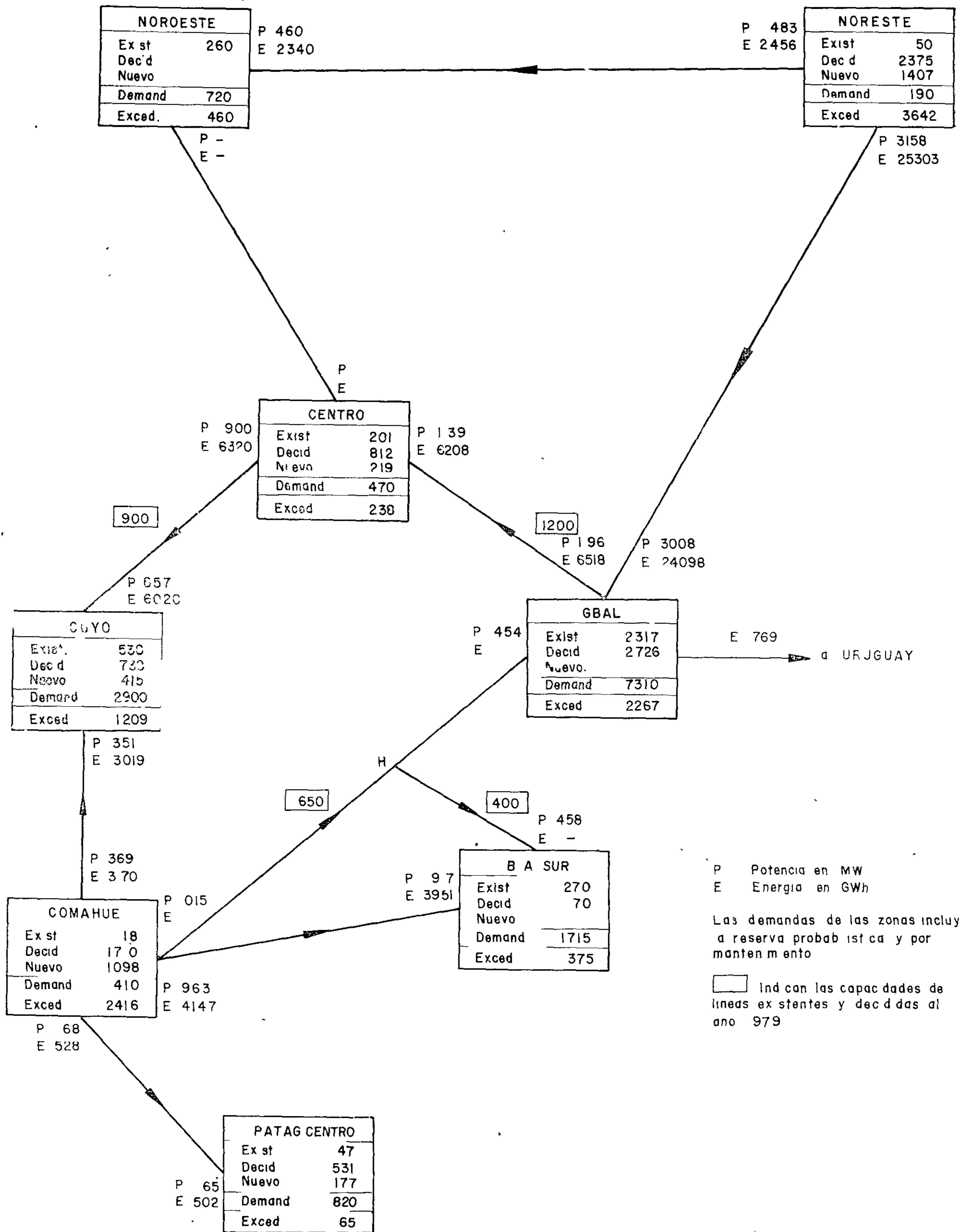
Las demandas de las zonas incluyen a reserva probable, stica y por mantenimiento

* La zona Comahue cerra su demanda de potencia con un exceso de 508 MW

Indican las capacidades de líneas existentes y decididas al año 1979

MODELO DE EQUIPAMIENTO: TRANSMISIONES
 ALTERNATIVA: BASICA
 PERIODO 1983

Gráfico 2



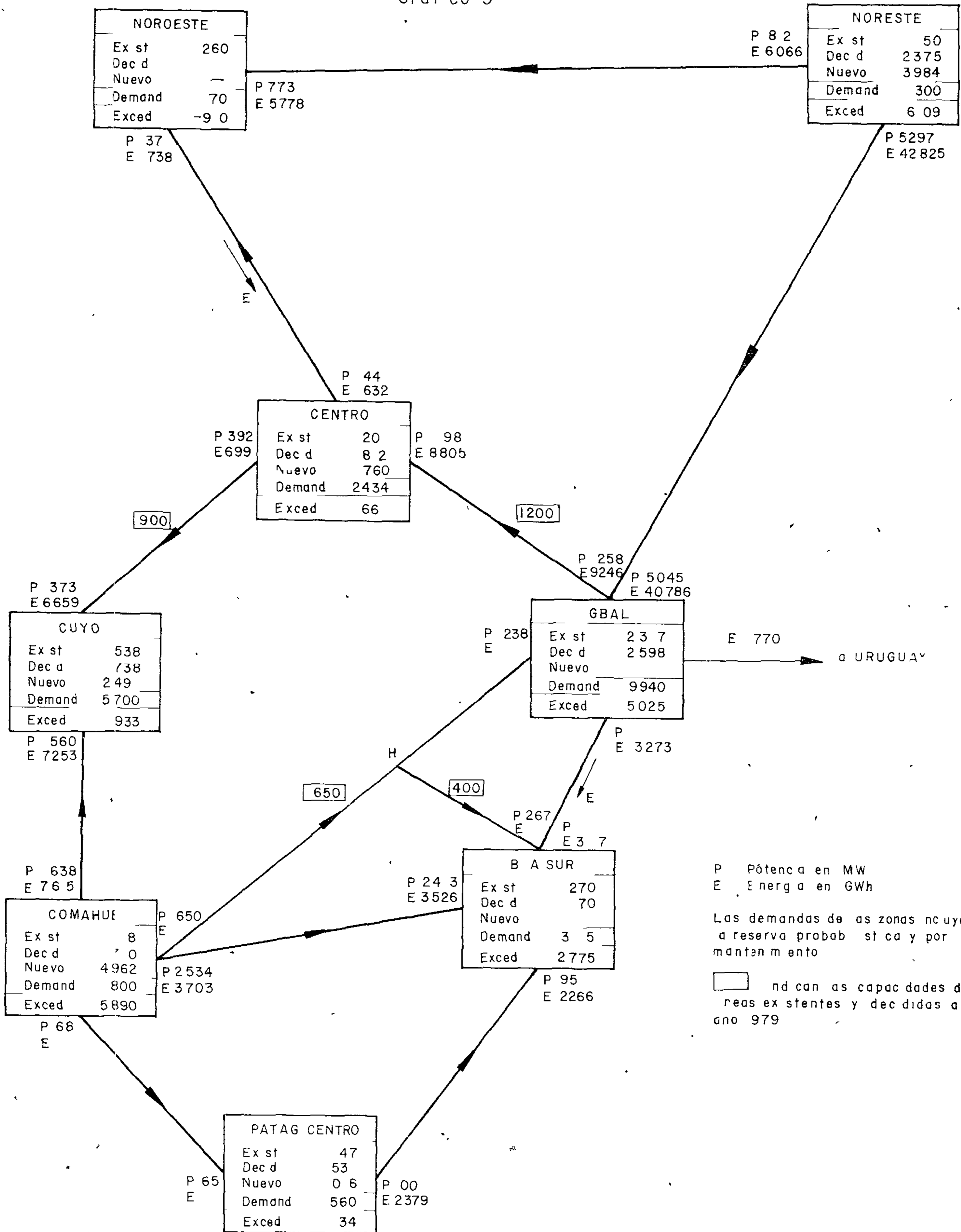
P Potencia en MW
 E Energia en GWh

Las demandas de las zonas incluyen a reserva probabilística y por mantenimiento

Indican las capacidades de líneas existentes y decididas al año 1979

MODELO DE EQUIPAMIENTO TRANSMISIONES
ALTERNATIVA BASICA
PERIODO 1987

Gráfico 3



las obras programadas hasta el año 1979 (Cuadro 33), la mayoría de las cuales se hallan en construcción o en proceso de licitación. Con respecto a las obras que abarcan el período hasta 1983 cada una de ellas posee fecha de toma de decisiones que oscila principalmente entre 1973 y 1975 por lo cual en estos años será fundamental adoptar las medidas como para que se pueda contar con las obras enumeradas en la fecha prevista.

En cuanto a los proyectos restantes, (Cuadro 33a) se han agrupado y dependerá de la continuación de los estudios generales y particulares la explicitación de la fecha de ingreso de cada uno de ellos o aún nuevos proyectos alternativos que surjan en los próximos años. Debe ponerse especial énfasis en que tales proyectos se hallan muy poco estudiados desde el punto de vista técnico y económico, razón por la cual los costos empleados poseen un valor relativo y solamente cuando se cuenta con buenos proyectos y costos homogéneos será válida la comparación y la selección de los proyectos y su fecha de incorporación.

En el Anexo D se han expresado los cronogramas sintéticos de los proyectos incluidos en el plan. En los mismos se han indicado las fechas de iniciación y finalización de los anteproyectos, proyectos ejecutivos y las licitaciones y contrataciones pertinentes. También se incluyen el comienzo de la construcción y la finalización de la misma para lo cual se llegó únicamente hasta la finalización de las obras civiles correspondientes exclusivamente a la puesta en valor de la primer máquina.

Con respecto a las obras que entrarán en servicio entre 1983 y 1987 se han elaborado los cronogramas de manera tal que sea posible la entrada de la primera máquina a partir de 1983.

Debe tenerse en cuenta que las distintas etapas de estos cronogramas poseen cierta elasticidad, y reflejan la mejor información con que se cuenta hasta el momento. Ella deberá adecuarse a las conclusiones que necesariamente surgirán de los estudios más avanzados que realicen las Empresas responsables de su ejecución.

ESTRUCTURA DE LA GENERACION

Ya se observó la estructura del parque de generación del Sistema Interconectado y del

total del país habiendo prestado especial atención en el elevado consumo de derivados de petróleo para generar electricidad a raíz de la gran preponderancia de la capacidad térmica y la exigua hidroeléctrica.

Tal como fue expresado, se procura mediante este plan incrementar la generación hidroeléctrica, térmica a carbón y nuclear disminuyendo el consumo de fuel-oil y gas natural. Es así como, tomando años de referencia, para condiciones de hidroelectricidad media, los consumos de combustibles fósiles serán los siguientes:

Año	Fuel Oil (tn)	Carbón (tn)	Gas Natural (10 ⁶ m ³)
1972	3.250.000	354.000	1.234
1979	540.000	3.000.000	1 000
1983	170.000	3.000.000	720
1987	170.000	3.000.000	720

El consumo de fuel oil es el mínimo compatible, con los requerimientos de regiones y/o instalaciones en los que no existe la posibilidad de usar carbón.

En cuanto al carbón, la meta se halla aún en estudio en Yacimientos Carboníferos Fiscales pero se consideró razonable ya que es compatible con las transformaciones de calderas ya realizadas y las instalaciones que se hallan en ejecución siendo menester realizar pocas inversiones adicionales, tales como las de la Central Necochea, por ejemplo.

En lo que se refiere al gas natural, existen condiciones técnicas que obligará a quemar un mínimo en centrales térmicas.

En el Cuadro 34 se indican las estructuras porcentuales de generación por tipo de fuente, para los años 1972, 1979, 1983 y 1987.

Estos valores porcentuales han sido obtenidos en toneladas equivalentes de petróleo de cada tipo de generación, utilizando los coeficientes de conversión adecuados al tipo de generación que cada central hidroeléctrica o nuclear reemplaza en el diagrama de cargas.

Es observable a primera vista como se produce un verdadero cambio estructural que es coincidente con la anunciada política de sustitución de derivados de petróleo.

ANÁLISIS DE HIDRAULICIDAD CONJUNTA

Uno de los datos más influyentes en los resultados del problema de programación lineal en la energía disponible en cada aprovechamiento hidroeléctrico, y esta situación se acentúa al tratar un sistema con gran participación de generación hidráulica, la cual se ve incrementada desde 1979, hasta convertirse en preponderante a partir de 1983.

Es necesario analizar por lo tanto, más a fondo la disponibilidad conjunta de energía hidráulica. En condiciones de baja hidraulicidad se pueden producir dos efectos de importancia en el sistema: el primero derivado de la imposibilidad de las centrales hidráulicas de operar a plena potencia en horas de punta, —lo cual depende además de las características de la demanda en horas pico— con la consiguiente disminución de potencia disponible en el

sistema y por ende insatisfacción de la demanda en horas de punta. El segundo efecto, ya extremo, resulta si bajo ciertas condiciones el parque térmico existente no puede, compensar el déficit en horas pico, o más aún, sea insuficiente fuera de dichas horas.

Como los aprovechamientos hidroeléctricos de mayor importancia se encuentran situados sobre los Ríos Limay y Paraná, las condiciones más desfavorables se presentarían por años de baja hidraulicidad conjunta en esos ríos. Se agregan a estos cursos de agua el Río Uruguay, donde Salto Grande tiene gran influencia sobre el abastecimiento de GBAL en los años 1979-1980 y 1981 y los aprovechamientos de la Cuenca Cuyana que, si bien están distribuidos sobre varios ríos, sus regímenes están fuertemente correlacionados. Sobre el Río Neuquén y Santa Cruz se agregan también aprovechamientos de importancia.

CUADRO 33 a

Empresa	Tipo	Potencia Nominal (MW)	Cant. Grupos	Nombre de la Central	Ubicación	78	79	Habitación (1)			
								80	81	82	83/87
A y EE	H	248		Los Blancos	Mendoza (Cuyo)		X	—		—	
A y EE	H	227	3	Potreros	Mendoza (Cuyo)			X	—	—	—
A y EE	H	1200		Cordón del Plata	Mendoza (Cuyo)		—	—		X	
A y EE	H	834	9	El Tontal	San Juan (Cuyo)	—	—	—	—		X
A y EE	H	760		Río Grande	Córdoba (Centro)	X					
CMT	H	5500		Corpus	Misiones (NEA)						X
CMT	H			Yacyretá Apipé	Corrientes (NEA)				X	—	—
A y EE	H	600		Santa Cruz I	S. Cruz (Patag. Sur)			—		—	X
Hidronor	H	1000		Alicurá	Neuquén (Comahue)	X		—		—	—
A y EE	H	2000		El Chihuido	Neuquén (Comahue)		—		X	—	—
A y EE	H	600		Collón Curá	Neuquén (Comahue)			X		—	
Hidronor	H			Piedra del Aguila	Neuquén (Comahue)						X
Hidronor	H	120		Arroyito	Neuquén (Comahue)	X ⁽²⁾					

1 Se considera habitación a entrada de la primera máquina

2 Fecha probable de entrada como central. El compensador estará habilitado en 1976.

De estos ríos, merece especial atención el Paraná porque además de lo significativo de sus aprovechamientos se agrega la capacidad de regulación prácticamente nula de sus respectivos embalses. No ocurre lo mismo con el Río Limay ya que tiene aprovechamientos con gran capacidad de embalse. Sin embargo,

al encontrarse equipados como centrales de punta pueden acarrear dificultades en períodos de baja hidraulicidad, sobre todo si estos ocurren en correspondencia con alguna otra cuenca. Para el primer análisis de este problema se ha optado por un método muy pragmático, que se describe a continuación.

CUADRO 35

INVERSIONES EN MONEDA LOCAL Y DIVISAS

(en millones de \$ 1973)

	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83
TOTAL	6.265	7.372	8.230	8.923	9.681	9.321	10.134	10.437	10.437	10.667
Moneda Nacional	5.504	5.889	6.344	7.263	7.955	7.781	8.529	9.575	9.251	9.376
Divisas (*)	761	1.483	1.886	1.660	1.726	1.540	1.605	726	1.186	1.291

(*) No incluye aranceles de importación por suponerse desgravada

ESTRUCTURA PORCENTUAL DE LA GENERACION

	1972	1979	1983	1987
Carbón	4,3	19,4	11,6	—
Gas Natural	22,0	9,0	4,1	—
Fuel-Oil	65,4	5,4	1,2	—
Sub-Total Térmico	91,7	83,8	16,9	10,8
Hidro	8,3	51,4	75,6	83,4
Nuclear	—	14,8	7,5	5,8
TOTAL	100	100	100	100

Dadas las series históricas de caudales del Río Paraná, de los ríos de la Cuenca del Río Negro y de los ríos cuyanos, es posible, mediante simulación con programas de computadoras ya elaborados, obtener series de energías producidas de acuerdo con estas series hidrológicas.

Para el período en el cual se dispone simultáneamente de estas series, que es de 35 años, se sumaron estas series de energías, obteniéndose así la energía total del sistema. La mínima energía total del período, o mejor aún la energía correspondiente a un nivel de disponibilidad del 90 % para esa serie histórica, darán la distribución de energía a introducir en el modelo lineal.

Es de hacer notar, sin embargo, que el método es muy simplificado al contemplar una serie excesivamente corta, por lo cual se propone como trabajo futuro la generación sintética y simultánea de caudales.

Las verificaciones preliminares de la energía conjunta de las Cuencas del Plata, Cuyo y Comahue arrojan los siguientes valores:

Energía Media:	83130 GWh
Energía Mínima (año 1944):	56468 GWh
Energía con probabilidad 90 %	67765 GWh

Luego, para la hidraulicidad mínima la energía disminuye al 66 % de la media y para un valor de hidraulicidad del 90 %, la energía es un 80 % de la media.

Se ha verificado también la capacidad de las centrales térmicas para subsanar el déficit de energía —no de potencia— en caso de bajas condiciones de hidraulicidad.

Para el período 1983-1987 la capacidad ociosa de las centrales térmicas puede generar unos 17700 GWh anuales aproximadamente, compensando entonces una disminución de energía hidráulica al valor de probabilidad del 90 %.

A partir de dichos años y para energías hidráulicas disponibles menores se deberá recurrir a nuevas centrales térmicas.

V. INVERSIONES

El Plan de Inversiones comprende las inversiones en los tres rubros principales: generación, alta transmisión (referida a las interconexiones entre los grandes sistemas eléctricos, en tensiones superiores a 220 kV), y transmisión y distribución.

Para concretar el Plan de Inversiones se ha partido de un catálogo de proyectos que se encuentran en distintos grados de estudio, a cargo de las empresas Agua y Energía Eléctrica, SEGBA S. A., EPEC, DEBA, HIDRONOR S. A., CIAE S.A., Comisiones de Salto Grande y Apipé y de la Comisión Nacional de Energía Atómica en lo referente a las centrales nucleares. De este catálogo se seleccionan las obras necesarias para cubrir el incremento previsto de la demanda de manera de minimizar el costo, optimizando entre el total de proyectos hidroeléctricos, térmicos y nucleares disponibles. En base a estas obras seleccionadas y los cronogramas de inversiones para cada una de ellas (suministradas por las empresas responsables de los proyectos), se construye el calendario de inversiones para el período, como puede verse en el Cuadro 36

desagregado en generación hidroeléctrica, térmica y nuclear, alta transmisión y transmisión y distribución. La apertura de estas inversiones en construcción, equipos (componente nacional e importada) e imprevistos se indica en el Cuadro 37 (1).

Cabe señalar que las inversiones correspondientes a los años 1974, 1975 y 1976 están compatibilizadas con los reajustes de costos y de calendario de inversión.

Para el período 1984-1987 se consideran como un paquete de inversiones los siguientes proyectos: Cordón del Plata, El Tontal, Chihuido, Piedra del Aguila, Santa Cruz y Corpus, estos dos últimos aprovechamientos con parte de sus potencias instaladas incorporadas al parque de generación antes del año 1984. Cabe destacar que parte de las inversiones de los equipamientos a incorporarse con posterioridad a 1987 deberían ser incluidas en el período 1984-1987, pero dado que se desconocen cuáles son dichos equipamientos, esto no se puede hacer y se ha creído conveniente no estimarlo.

La apertura en construcción y equipos de las inversiones de la parte de generación se hace también en base a la información suministrada por las Empresas.

(1) Y en el Cuadro 35 su resumen general

CUADRO 36
DEMANDA DE INVERSION REAL
Resumen

		1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1984-87	Total	
GENERACION	Vapor	587	818	811	394	85	21					2.716	
	Gas	284										284	
	Nuclear	123	345	657	1.034	1.450	1.085	1.328	807	756	916	340	8.841
	Hidro	2.372	2.722	2.719	3.211	3.117	2.703	3.346	2.732	3.003	3.031	12.161	41.117
	Total	3.366	3.885	4.187	4.639	4.652	3.809	4.674	3.539	3.759	3.947	12.501	52.958
Alta Transmisión		70	567	599	682	735	787	840	892	903	840	3.055	9.970
Transmisión y - Distribución		2.829	2.920	3.444	3.602	4.294	4.725	4.620	5.870	5.775	5.880	27.048	71.007
(*) TOTAL		6.265	7.372	8.230	8.923	9.681	9.321	10.134	10.301	10.437	10.667	42.604	133.935

(*) Las diferencias con respecto a las inversiones que figuran en el Cuadro de Financiamiento se deben a redondeo.

CUADRO 37

DEMANDA DE INVERSION REAL

(en millones de \$ 1973)

	Hidro	GENERACION Térmica	Nuclear	Total	Alta Trans.	Trans y Dist.	Total
Construcción	1.370	315		1.685	4	256	1.945
nac.	497	226	58	781	43	2.447	3.271
Equipos							
1974 imp.	392	290	59	741	20	—	761
Imprev. 5 %	113	40	6	159	3	126	288
Total	2.372	710	123	3.366	70	2.829	6.265
Construcción	1.243	154	80	1.482	30	240	1.752
nac.	402	349	130	886	360	2.560	3.806
Equipos							
1975 imp.	948	276	109	1.333	150	—	1.483
Imprev. 5 %	123	39	16	184	27	120	331
Total	2.722	818	345	3.885	567	2.920	7.372
Construcción	1.022	92	60	1.174	30	330	1.534
nac.	520	368	209	1.097	370	2.950	4.417
Equipos							
1976 imp.	1.047	312	357	1.716	170	—	1.886
Imprev. 5 %	130	39	31	200	29	164	393
Total	2.719	811	657	4.187	599	3.444	8.230
Construcción	1.576	27	191	1.794	30	340	2.164
nac.	519	154	489	1.162	420	3.090	4.672
Equipos							
1977 imp.	963	192	305	1.460	200	—	1.660
Imprev. 5 %	153	21	49	223	32	172	427
Total	3.271	394	1.034	4.639	682	3.602	8.923
Construcción	1.496	9	111	1.616	40	410	2.066
nac.	556	47	667	1.270	450	3.680	5.400
Equipos							
1978 imp.	888	25	603	1.516	210	—	1.726
Imprev. 5 %	177	4	69	250	35	204	489
Total	3.117	85	1.450	4.652	735	4.294	9.681
Construcción	1.290		106	1.396	40	450	1.886
nac.	384	10	527	921	480	4.050	5.451
Equipos							
1979 imp.	900	10	400	1.310	230		1.540
Imprev. 5 %	129	1	52	182	37	225	444
Total	2.703	21	1.085	3.809	787	4.725	9.321

(CONTINUACION CUADRO 37)

		Hidro	Generación Térmica	Nuclear	Total	Alta Transms	Transms. y Distrib.	Total
	Construcción	2.019	—	136	2.155	40	440	2.635
	nac.	346	—	604	950	520	3.960	5.430
	Equipos							
1980	imp.	840	—	525	1.365	240	—	1.605
	Imprev. 5 %	141	—	63	204	40	220	464
	Total	3.346	—	1.328	4.674	840	4.620	10.134
	Construcción	2.197	—	60	2.257	40	560	2.857
	nac.	234	—	410	644	550	5.030	6.224
	Equipos							
1981	Imp.	167	—	299	466	260	—	726
	Imprev. 5 %	134	—	38	172	42	280	494
	Total	2.732	—	807	3.539	892	5.870	10.301
	Construcción	1.786	—	106	1.892	40	550	2.482
	nac.	386	—	376	762	560	4.950	6.272
	Equipos							
1982	imp.	688	—	238	926	260	—	1.186
	Imprev. 5 %	143	—	39	179	43	275	497
	Total	3.003	—	756	3.759	903	5.775	10.437
	Construcción	1.757	—	51	1.808	40	560	2.408
	nac.	400	—	500	900	520	5.040	6.460
	Equipos							
1983	imp.	730	—	321	1.051	240	—	1.291
	Imprev. 5 %	144	—	44	188	40	280	508
	Total	3.031	—	916	3.947	840	5.880	10.667
	Construcción	5.989	—	—	5.989	150	2.580	8.719
	nac.	1.647	—	203	1.850	1.900	23.180	26.930
	Equipos							
1984/87	imp.	3.946	—	121	4.067	860	—	4.927
	Imprev. 5 %	579	—	16	595	145	1.288	2.028
	Total	12.161	—	340	12.501	3.055	27.048	42.604
	Construcción	15.756	597	906	17.259	334	4.136	21.729
Total	nac.	4.244	1.154	3.975	9.373	4.273	37.757	51.403
	Equipos							
74/83	imp.	7.563	1.105	3.216	11.884	1.980	—	13.864
	Imprev. 5 %	1.393	144	404	1.941	328	2.066	4.335
	Total	28.956	3.000	3.501	40.457	6.915	43.959	91.331
	Construcción	21.745	597	906	23.248	484	6.716	30.448
Total	nac.	5.891	1.154	4.178	11.223	6.713	60.937	78.333
	Equipos							
74/87	imp.	11.509	1.105	3.337	15.951	2.840	—	18.791
	Imprev. 5 %	1.972	144	420	2.536	473	3.354	6.363
	Total	41.117	3.000	8.841	52.958	9.970	71.007	133.935

Para el rubro Alta Transmisión (Ver Cuadro 38) se considera una componente importada relativamente baja (30 %), por cuanto una vez en producción la planta de aluminio de Puerto Madryn se incrementará la participación nacional. Los costos estimados de las líneas responden a valores internacionales, con cargas de costos por transformadores y aparatos de maniobra necesarios de acuerdo al flujo de potencia y energías a transmitir.

En cuanto a la Alta Transmisión y Transmisión y Distribución, en el período 1974-1983 representa aproximadamente un 56 % del total mientras que Generación insume el 44 % restante. Estos porcentajes surgen de una estimación, considerados normales de acuerdo a los antecedentes internacionales. Para Transmisión y Distribución la inversión correspondiente e insumos importados es nula, y la parte correspondiente a construcción se estima en un 10 %.

Tanto las inversiones correspondientes a Generación, como a Alta Transmisión y Transmisión y Distribución se han incrementado en un 5 % en concepto de imprevistos.

Como puede verse en los Cuadros mencionados anteriormente, la demanda de inversión crece durante el período desde aproximadamente 630 millones de dólares para el año 1974, hasta aproximadamente 1.100 millones de dólares para el año 1983, mientras que en el período 1974-1987 son necesarios alrededor de 13.400 millones de dólares, de los cuales 1.900 corresponden a la componente en divisas (aproximadamente un 13 %) y los 11.500 restantes a moneda local.

Para el período 1974-1983 el total alcanza aproximadamente a 9.200 millones de dólares, lo que implica una inversión anual promedio de 920 millones de dólares, valor que se eleva a 1.060 millones de dólares para el período 1984-1987. Este hecho se produce debido a que en este último período se incorporan obras hidroeléctricas que representan unos 9.700 MW de potencia instalada, es decir un 35 % de la que tendrá el sistema interconectado nacional en el año 1987.

Es interesante observar que la potencia instalada en todo el país es en la actualidad de 5.830 MW, referido a la cual el incremento en el período 1984-1987 por el último concepto representa un 166 %, cifras que indican que la base tarifaria incorporada en dicho lapso es del mismo orden que el actual.

Es de destacar la fuerte incidencia de la generación hidroeléctrica, que constituye para el período 1974-1987 un 78 % del total de la inversión destinada a generación.

CUADRO 38
PRINCIPALES LINEAS ALTA TRANSMISION

Líneas	Fecha de entrada	Tensión	Distanc. km	Invers. u\$s x 10 ⁶
GBAL-Bahía Blanca	1987	500 kV	400	30
GBAL-NEA	1981	750 kV	1.000	560
Cuyo Comahue	1983	500 kV	700	40
B. Blanca-Patagonia Centro	1987	330 kV	580	37
NOA NEA	1983 y 1987	500 kV	650	76
Comahue-Bahía Blanca	1979 y 1987	500 kV	575	72
Centro-NOA	1979	220 kV	120	7
Centro-Cuyo	1987	500 kV	500	33

Por otra parte en el año 1981 se observa un valor comparativamente bajo de la inversión en divisas, que se debe a que dicho año separa dos etapas definidas, ya que los cronogramas de una cantidad importante de obras finalizan en 1980, y además, los proyectos incorporados en el último período del plan (1984-1987) inciden en el año considerado con una pequeña parte de su costo debido a la primera parte de sus respectivos calendarios de inversiones.

Si bien se consideran únicamente las inversiones en obras para el sub-sector electricidad, la Empresa AGUA Y ENERGIA ELECTRICA, en su plan trienal incluye un conjunto de obras con fines no eléctricos que se indica en el Anexo E.

VI. FINANCIAMIENTO DEL EQUIPAMIENTO FUTURO

Conocido el Plan de Inversiones que demanda el país en el período considerado se hace necesario estudiar la estructura del financiamiento del mismo.

—Fondos Energéticos.

—Fondo Chocón-Cerros Colorados y Fondo de Grandes Obras Eléctricas.

Para energía eléctrica se parte de las tarifas medias de A y EE, SEGBA S.A. y CIAE que representan más del 85 % de la generación del país, efectuándose una estimación para DEBA, EPEC y Cooperativas.

Estas tarifas medias a su vez se ponderarán en función de la participación que en la demanda tienen llegándose a una tarifa media global de 0,3500 \$/kWh para 1973. Para 1974 y años subsiguientes le corresponde un valor de 0,3700 \$/kWh.

En petróleo se parte de las metas físicas de Yacimientos Petrolíferos Fiscales hasta 1977, incluyendo la hipótesis de sustitución gas petróleo llegándose a 43 millones de m³, en 1985.

Se adoptó una estructura de mercado equivalente a la actual por lo tanto, teniendo en cuenta las sustituciones previstas para el fuel oil en razón de la mayor participación del gas natural, la entrada de los grandes aprovechamientos hidroeléctricos a partir de 1979/80, carbón y energía nuclear, da como resultado una hipótesis de mínima.

El crudo nacional (YPF más contratistas) se valoriza en 22 u\$s/m³ y el importado a 30 u\$s/m³ para 1973. Para el período 1974/85 se estableció un valor único para el nacional e importado de 30 u\$s el m³ de crudo procesado.

Los montos recaudados por dichos fondos son los reales para el año 1973, que resultan un 60 % aproximadamente de lo que tendría que haber sido recaudado (devengado), y los proyectados para el período 1974/85 los que realmente de acuerdo a las leyes se deberán recaudar (devengar) por tales conceptos.

FONDO NACIONAL DE ENERGIA

Con referencia al Fondo Nacional de la Energía de acuerdo a las cifras presentadas se parte de la hipótesis de otorgarle el 50 % de los montos a ser recaudados (devengados) al sector eléctrico, debiéndose mencionar que para el período histórico 1964/72 la mayor participación correspondió para el sector eléctrico.

Como resultado de esta proyección se puede observar en el Cuadro N° 41 que los Fondos Especiales participan en la estructura de financiamiento desde un 16,5 % para 1973, hasta un 25,3 % para el período analizado.

RECURSOS PROPIOS

Rentabilidad: Se considera razonable una tasa de rentabilidad para la Base Tarifaria Unica del 8 %. Solamente tres empresas en el país

SEGBA S.A., HIDRONOR S.A. y CIAE tienen asegurada por Contrato de Concesión el 8 % A y EE cuenta con un régimen especial creado en 1967 pero que nunca ha sido cumplido y el resto de las empresas no cuentan con ninguna previsión de esta naturaleza. Mucho se ha discutido sobre cual debe ser la real tasa de rentabilidad, criterio que en algunos casos se analiza en función de un único proyecto relacionado con el análisis clásico beneficio-costò, y en otros en un conjunto de donde resulta difícil la solución por la eterogeneidad de los proyectos.

En el presente análisis se ha incorporado una rentabilidad del 3,2 % para 1974 como resultado de las informaciones suministradas por las empresas; del 3 % para 1975 y del 4 % para el período 1976/83. Se parte por lo tanto de la hipótesis que solamente el 50 % de la rentabilidad se incorpora a la tarifa. Para 1973 se incluyen los valores reales dados por las empresas.

FONDOS DE RENOVACION

Se establece una hipótesis conservadora por concepto de fondos tanto de amortización como de reposición o renovación.

La evolución histórica para las dos empresas más grandes A y EE y Segba que en conjunto representan más del 80 % de los activos y fondos totales indicada un promedio por concepto de fondos de renovación en el período 1967/73 del 4,2 % sobre la Base Tarifaria Unica.

Este valor relativo proviene de utilizar las siguientes tasas:

Instalaciones en servicio	3 %
Muebles, útiles e instalaciones y comunicaciones	10 %
Aparatos, herramientas, medios de transporte y varios	20 %

Este análisis es válido para 1973. Para el período 1974/83 se ha fijado un 3 % por todo concepto aplicado sobre la Base Tarifaria Unica.

Estos dos conceptos desarrollados, Fondos Energéticos y Recursos Propios, son los que conforman el autofinanciamiento del sistema, en los fondos energéticos se incluyen tributos al procesamiento de petróleo crudo y consumo de combustibles, es decir la participación que los usuarios aportan al mantenimiento y expansión

de las distintas empresas eléctricas. Esta participación es de un 34 % para 1973 y de un 47 % promedio anual para el período 1974/83, que permite considerarse como buena para este período y de baja para el corriente año.

CREDITOS EXTERNOS

Proveedores: Se considera que el total de equipos importados es financiado por proveedores extranjeros, a una tasa del 8,5 % anual y amortizable en 12 años.

ORGANISMOS INTERNACIONALES

Se establece para el presente trabajo una participación por préstamos netos a ser recibidos anualmente por organismos internacionales de un 15 % de la inversión total anual excluidos los equipos importados y el monto financiado con créditos internos con un interés del 8 % anual amortizable en 15 años con 5 años de gracia.

Cabe por último hacer referencia al Cuadro N° 16 del Diagnóstico del Sector en donde se puede observar la evolución de los préstamos externos para el período 1967/72.

CREDITOS INTERNOS

Se parte de la hipótesis de que el Sector Eléctrico recibirá como financiamiento interno ban-

cario los montos asignados en 1973, excluido todo aporte del Tesoro Nacional. Los montos para este año son por Circular B-618 de \$ 335 millones y de \$ 588 millones por Circular B-1001.

Asimismo se considera, para el resto del período, la hipótesis del financiamiento bancario local de \$ 1.000 millones anuales con una tasa del 8 % amortizable en 5 años.

FINANCIAMIENTO DEL DEFICIT

Como se puede observar en los Cuadros N° 40 y N° 41 para el decenio considerado los usuarios participan directamente con un 52% del financiamiento (sería del mismo orden del promedio de Electricité de France y Electrobrás) (1). Los créditos externos 20 % y los créditos

bancarios internos 9 %, indican que se puede considerar como una alternativa aceptable. Queda de todas maneras un déficit de 20 % a financiar.

Referente a Usos, las erogaciones en inversiones ascienden a 75 % promedio para el período considerado, siendo la componente importada (divisas) de solamente un 12 %

(1) Se considera: Fuentes más Déficit. En los Fondos Energéticos se incluyen tributos al procesamiento de petróleo crudo y consumo de combustibles.

CUADRO 39 PLAN NACIONAL ELECTRICO - FINANCIAMIENTO

(en millones de \$ 1973)

	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84-87
Base Tarifaria	17.906	22.467	26.854	31.776	37.146	42.642	47.972	63.272	72.490	82.813	90.001	114.949
Ventas (GWh)	16.670	18.504	20.539	22.798	25.305	28.088	31.177	34.606	38.412	42.637	47.327	
Ingresos por Ventas	5.835	6.847	7.599	8.435	9.363	10.393	11.536	12.804	14.212	15.776	17.511	
1. FUENTES	6.584	6.081	7.187	8.317	8.807	9.575	9.938	11.423	11.570	12.970	13.832	64.251
1.1 Fondos Energéticos	1.087	2.252	2.359	2.405	2.608	2.821	3.023	3.260	3.483	3.749	3.978	18.088
1.2 Recursos Propios	1.162	1.392	1.612	2.224	2.600	2.985	3.358	4.429	5.075	5.797	6.307	32.184
1.2.1 Rentabilidad	201	719	806	1.271	1.486	1.706	1.919	2.531	2.900	3.313	3.604	18.392
1.2.2 Fondos de Renovación	961	674	806	953	1.114	1.279	1.439	1.898	2.175	2.484	2.703	13.792
1.3 Créditos	3.597	2.437	3.216	3.688	3.599	3.769	3.557	3.734	3.012	3.424	3.547	13.979
1.3.1 Externos	1.232	1.437	2.216	2.688	2.599	2.769	2.557	2.734	2.012	2.424	2.547	9.979
1.3.1.1 Proveedores	782	761	1.483	1.886	1.660	1.726	1.540	1.605	726	1.186	1.291	4.927
1.3.1.2 Org. Internac.	450	676	733	802	939	1.043	1.017	1.129	1.286	1.238	1.256	5.052
1.3.2 Internos	2.365	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	4.000
1.3.2.1. C.B.-518-1001, etc.	1.745	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	4.000
1.3.2.2. Tesoro	620	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.4. Otros	738	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

(CONTINUACION CUADRO 39)

	78	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84-87
2. USOS	6.584	8.071	9.332	10.341	11.497	12.613	12.557	13.737	14.123	14.472	14.936	61.881
2.1 Inversión Real	4.523	6.265	7.372	8.230	8.923	9.681	9.321	10.134	10.301	10.437	10.667	42.604
2.1.1 En Moneda Local	3.848	5.504	5.889	6.344	7.263	7.955	7.781	8.529	9.575	9.251	9.376	37.677
2.1.2 En Divisas	675	761	1.483	1.886	1.660	1.726	1.540	1.605	726	1.186	1.291	4.927
2.2 Servicio de Deuda	1.811	1.711	1.860	2.006	2.462	2.814	3.112	3.473	3.686	3.892	4.119	18.566
2.2.1 Deudas contraídas	1.811	1.711	1.407	1.000	900	700	600	500	400	300	200	200
2.2.1.1 En Moneda Local Int.	204	160	38	10	9	7	6	5	4	3	2	
2.2.1.2 En Moneda Local Amort.	553	483	244	60	54	42	36	30	24	18	12	
2.2.1.3 En Divisas Int.	315	278	239	240	216	168	144	120	96	72	48	
2.2.1.4 En Divisas Amort.	739	790	886	690	621	483	414	345	276	207	138	
2.2.2 Deudas a Contraer			453	1.006	1.562	2.114	2.512	2.973	3.286	3.592	3.919	18.366
2.2.2.1 En Moneda Local Int.			80	144	192	224	240	240	240	240	240	960
2.2.2.2 En Moneda Local Amort			200	400	600	800	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	4.000
2.2.2.3 En Divisas Int.		—	114	272	453	606	733	846	948	1.003	1.066	4.958
2.2.2.4 En Divisas Amort.			59	190	317	484	539	887	1.098	1.349	1.613	8.448
2.3 Capital Circulante	90	95	100	105	112	118	124	130	136	143	150	711
2.4 Adelanto a Proveedores	160	—										—

CUADRO 40

PLAN NACIONAL ELECTRICO: FINANCIAMIENTO DEL DEFICIT

	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83
Déficit	—	(1.990)	(2.145)	(2.024)	(2.690)	(3.038)	(2.619)	(2.314)	(2.553)	(1.502)	(1.104)
% Incremento sobre tarifa actual \$ 0.3700	—	27,7	26,9	22,8	27,4	27,8	21,6	17,2	17,1	9,1	6,0*
Nuevo Valor de la Tarifa (\$/kWh)	—	0,4724	0,4695	0,4543	0,4713	0,4728	0,4499	0,4336	0,4332	0,4036	0,3922

* % promedio 18,3 % con una tarifa media de 0,4377 \$/kWh.

CUADRO 41

FINANCIAMIENTO - Participación Relativa

	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	74-83 10
1. FUENTES	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1.1 Fondos Energéticos	16,5	27,9	25,3	23,3	22,7	22,4	24,1	23,7	24,7	25,9	26,6	24,7
1.2 Recursos Propios	17,7	17,2	17,3	21,5	22,6	23,7	26,7	32,2	35,9	40,0	42,2	27,9
1.2.1 Rentabilidad	3,1	8,9	8,6	12,3	12,9	13,5	15,3	18,4	20,5	22,9	24,1	15,7
1.2.2 Fondos de Renovación	14,6	8,3	8,7	9,2	9,7	10,2	11,4	13,8	15,4	17,1	18,1	12,2
1.3 Créditos	54,6	30,2	34,5	35,7	31,3	29,9	28,3	27,2	21,3	23,6	23,7	28,6
1.3.1 Créditos Externos	18,7	17,8	23,7	26,0	22,6	21,9	20,4	19,9	14,2	16,7	17,0	20,0
1.3.1.1 Proveedores	11,9	9,4	15,9	18,2	14,4	13,7	12,3	11,7	5,1	8,2	8,6	11,7
1.3.1.2 Organismos internacion.	6,8	8,4	7,8	7,8	8,2	8,2	8,1	8,2	9,1	8,5	8,4	8,3
1.3.2 Créditos Internos	35,9	12,4	10,8	9,7	8,7	8,0	7,9	7,3	7,1	6,9	6,7	8,6
1.3.2.1 CB 618-1001 BND CNAS	26,5	12,4	10,8	9,7	8,7	8,0	7,9	7,3	7,1	6,9	6,7	8,6
1.3.2.2 Tesoro	9,4	—										—
1.4 Otros	11,2											—
DEFICIT		24,7	22,9	19,5	23,4	24,0	20,0	16,9	18,1	10,5	7,5	18,8

(CONTINUACION CUADRO 41)

	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	74-83 10
2. USOS	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2.1 Inversión Real	68,7	77,6	79,0	79,8	77,6	76,7	74,2	73,8	72,9	72,1	71,4	75,5
2.1.1 En Moneda Local	58,4	68,2	63,1	61,3	63,2	63,1	62,0	62,1	67,8	63,9	62,8	63,8
2.1.2 Divisas	10,3	9,4	15,9	18,3	14,4	13,6	12,2	11,7	5,1	8,2	8,6	11,7
2.2 Servicio de Deuda	27,5	21,2	19,9	19,4	21,4	22,3	24,8	25,3	26,1	26,9	27,6	23,5
2.2.1 Deudas Contraídas	27,5	21,2	15,1	9,7	7,8	5,5	4,8	3,6	2,8	2,1	1,3	7,4
2.2.1.1 En Moneda Local Int.	3,1	2,0	0,4	0,1	0,1	0,1	—	—	—	—	—	0,3
2.2.1.2 En Moneda Local Amort.	8,4	6,0	2,6	0,6	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	1,1
2.2.1.3 En Divisas Int.	4,8	3,4	2,6	2,3	1,9	1,3	1,1	0,9	0,7	0,5	0,3	1,5
2.2.1.4 En Divisas Amort.	11,2	9,8	9,5	6,7	5,3	3,8	3,4	2,5	1,9	1,5	0,9	4,5
2.2.2 Deudas a contraer	—	—	4,8	9,7	13,6	16,8	20,0	21,6	23,3	24,8	26,2	16,1
2.2.2.1 En Moneda Local Int.	—	—	0,9	1,4	1,7	1,8	1,9	1,7	1,7	1,7	1,6	1,4
2.2.2.2 En Moneda Local Amort.	—	—	2,1	3,9	5,2	6,3	8,0	7,3	7,1	6,9	6,7	5,4
2.2.2.3 En Divisas Int.	—	—	1,2	2,6	4,0	4,8	5,8	6,1	6,7	6,9	7,1	4,5
2.2.2.4 En Divisas Amort.	—	—	0,6	1,8	2,7	3,9	4,3	6,5	7,8	9,3	10,8	4,8
2.3 Capital Circulante	1,4	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
2.4 Adelantos a Proveedores	2,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

No se descartan otras posibilidades de financiar el déficit, pero se expresa únicamente —lo que no implica una recomendación sino un simple ejemplo— la de incorporar a la tarifa la totalidad del déficit, teniendo en cuenta que al incrementarse la tarifa se incrementa la recaudación por fondos eléctricos. De esta manera, para solventar el déficit resultante sería preciso incrementar las tarifas en 18,3 % promedio anual para el período, lo que sobre la tarifa actual básica usada para proyección de 0,3700 \$/KWh da una nueva tarifa de 0,4377 \$/KWh.

NOTA

Hay dos Capítulos que necesariamente deben formar parte importante de este plan, ellos son: requerimientos de ingeniería y aporte de la industria nacional a los servicios, equipos y obras civiles del plan.

Si bien hay alguna información disponible en las empresas, ella es insuficiente para las formulaciones que aquí se requieren. Es por ello que estos dos Capítulos no se incluyen en el presente trabajo, no obstante se comienza a analizarlo, estudiarlo y a la brevedad se dará a conocimiento como un Anexo de este plan.

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En los distintos capítulos precedentes se han indicado sin reserva alguna las hipótesis y restricciones que han ido delimitando el ámbito de los estudios y de la información disponible. No obstante, dada la extensión del tema, parece necesario y conveniente antes de entrar a la exposición de las conclusiones y recomendaciones hacer una breve recapitulación, no sin señalar que todo el trabajo ha sido desarrollado en un plazo muy breve y mientras en forma simultánea las empresas preparaban la información básica requerida para el Plan Trienal 1974/76, que recién comienza a recibirse.

- a) El presente es un plan del subsector energía eléctrica. Su compatibilización con un plan global del que no se dispone— excede los términos de referencia del estudio.
- b) El crecimiento de la demanda para el total del país está compatibilizado con las tendencias de los últimos años y el mantenimiento prolongado de una vigorosa tasa de crecimiento del PBI.

En cambio, las tasas de crecimiento de los sistemas regionales responden a una formulación política en procura de un desarrollo económico social más armónico del conjunto del país, lo que implica que de-

berán tener apoyo en medidas políticas de desarrollo agroindustrial, infraestructura y recursos humanos en el orden regional.

No obstante, el sólido sistema de interconexiones programado permitirá corregir cualquier sobreestimación o subestimación regional mediante la operación adecuada de los flujos de energía.

- c) Se ha trabajado con la mejor información disponible en cuanto a costos, la que en todos los casos ha emanado de las propias empresas y organismos. Dicha información lamentablemente no es homogénea, debiendo recordarse que estaba prevista de tiempo atrás la constitución de un grupo de expertos para analizar y homogeneizar costos, la que por distintas razones nunca se pudo constituir.

En cualquier forma los proyectos ya decididos y los que se incorporarán hasta el año 1980 no dan lugar a alternativas.

- d) Se ha operado únicamente con una tasa de actualización del 8 %, no habiéndose podido desarrollar los análisis de sensibilidad pertinentes.
- e) La fijación del costo de las distintas calorías ha perdido mucho de la importancia que se le adjudicó en principio dada la alta participación hidroeléctrica resultante. En cualquier forma es un tema que deberá ser objeto de mayor investigación y estudio con relación al plan total energético.
- f) El estudio del esquema financiero se basa en una serie de supuestos que están señalados en forma clara y concreta.

La metodología es correcta y válida para un plan de largo plazo y tiene especial valor en cuanto a fijación de políticas. No obstante, la comparación con situaciones coyunturales o con la posición individual de las empresas puede dar lugar a apreciaciones confusas si se olvidan dichos supuestos, en especial en lo que hace a los requerimientos para 1974.

CONCLUSIONES

1. La utilización de los recursos naturales no guarda relación con las reservas de los mis-

mos, observándose una fuerte distorsión en cuanto al excesivo uso de petróleo para generación eléctrica y el desaprovechamiento de los recursos hidroeléctricos.

2. Los consumos actuales son bajos en general y sumamente bajos en ciertas regiones constituyendo un factor de atraso social así como una fuerte limitación al desarrollo industrial.
3. No es fácil pronosticar la demanda a largo plazo y mucho menos en distribución regional, razón por la cual se ha trabajado con una hipótesis considerada razonable y con un programa de interconexiones que permita corregir errores de proyección regional.
4. Dentro del parque de generación existe una proporción de equipo obsoleto que incrementa los costos de producción al mismo tiempo que imposibilita el uso racional de los recursos por razones de ineficiencia.
5. Se observa una elevada proporción de turbinas de gas en el parque existente, concentradas en su mayoría en el Gran Buenos Aires-Litoral.
6. Se carece de cierta información para la formulación precisa de un plan eléctrico, destacándose fundamentalmente la carencia de proyectos con un adecuado grado de confiabilidad.
7. La inversión realizada en el pasado no ha sido equitativa desde el punto de vista regional creando situaciones de desequilibrio en ese sentido.
8. El plan debe asumirse como un programa esencialmente dinámico que deberá ser permanentemente actualizado.
9. El plan asegura una demanda sostenida de bienes y las inversiones previstas para su cumplimiento ponen de relieve una muy alta componente nacional. Ello implica que los organismos respectivos deberían promover el desarrollo industrial pertinente.
10. El cumplimiento del plan hará necesario un aporte considerable de servicios de ingeniería tanto para las obras hidroeléctricas en sí como para sistemas de transmisión.

11. En la evolución histórica del autofinanciamiento, éste es inferior al 40 %. Además el financiamiento externo no ha sido suficiente de acuerdo a la evolución de los últimos años.
12. El informe se basa en el desarrollo y análisis de la alternativa que incluye la concreción de los proyectos Yaciretá-Apipé.

De operarse demoras en estos proyectos deberán considerarse alternativas a ellos. A tal efecto se ha estudiado una alternativa que implica la entrada del proyecto Paraná Medio así como de un importante equipamiento termoeléctrico.

13. Una política de equipamiento eléctrico no puede independizarse de una política nuclear, más aún teniendo presente la importancia que, sin duda alguna, adquirirá el equipamiento nuclear más allá de 1985. Sin perjuicio de que deberá delinearse una política al respecto, se presenta una alternativa denominada nuclear, la cual incluye dos centrales nucleares del módulo de 600 MW, una en Cuyo, en el año 1982, y la otra en Buenos Aires Sud, en el período 1983-1987.
14. Las obras de Futaleufú, El Chocón-Cerros Colorados, el Complejo Alicopá, Chihuido, etc., están ubicadas sobre cursos hídricos de distinta naturaleza y sus características son distintas al igual que los mercados a los cuales sirven y/o servirán.

Por otra parte, todas estas obras y su posible interconexión serán parte importante del Sistema Nacional, razón por la cual es imprescindible analizar su esquema de interconexión, acelerando los estudios ya iniciados.

RECOMENDACIONES

1. Debe estudiarse con atención el potencial hidroeléctrico tanto a nivel de cuenca como de proyectos individuales enmarcados dentro de un Plan Nacional de Energía y compatibilizado con los otros usos del recurso hídrico (riego, navegación, control de creciente, turismo, etc.).
2. Constituir un grupo de trabajo para homogeneizar criterios técnicos, precios unitarios y costos de los distintos proyectos.

3. El plan propone un cambio estructural en cuanto al uso de los recursos y debe implementarse el mismo, ajustando los valores de fuel-oil y gas natural a los mínimos que por razones técnicas deben consumirse y las metas de carbón de acuerdo con los objetivos generales del sector y de la empresa respectiva.
4. Para la concreción del cambio estructural precitado es imprescindible la puesta en marcha de las obras incluidas en el plan, especialmente hidroeléctricas y nucleares, para la mayoría de las cuales los programas son muy exigentes en cuanto al tiempo de ejecución.
5. Para mejorar la condición de oferta de energía en todas las regiones debe ejecutarse el plan de interconexiones que permita satisfacer la demanda allí donde sea necesaria. Planteando similares condiciones para el sector doméstico de las distintas regiones, al mismo tiempo que satisfaciendo las demandas industriales propias de cada una de ellas.
6. Como complemento del punto anterior es indispensable poner igual énfasis que en la generación en los programas de transmisión, subtransmisión y distribución para asegurar que realmente la capacidad de generación pueda ser puesta al servicio de todos aquellos usuarios que lo requieran.
7. Asimismo es necesario poner énfasis en los programas de electrificación rural que complementarían lo expresado en los puntos anteriores, incorporando anualmente al sistema nacional los usuarios potenciales que lograrán así, además de la posibilidad de mejor bienestar, una mayor tecnificación del agro.
8. Se plantea un programa de retiros de equipos obsoletos y/o antieconómicos, los que deberán individualizarse a nivel de empresa para su implementación.
9. A medida que vaya avanzando la ejecución del plan es conveniente estudiar la redistribución regional del equipamiento en turbinas de gas aprovechando sus condiciones de relativa facilidad de traslado y las necesidades de sistemas aislados que los requieran por mejores condiciones de operación y/o calidad de servicio.

10. Proseguir los estudios del grupo de trabajo de modo de completarlos con los análisis de sensibilidad que estaban programadas así como avanzar en los estudios de hidráulidad conjunta y reserva ya programados.
11. Analizar las posibilidades de la mayor participación de la industria nacional a cuyo efecto podrá constituir un punto de arranque el Simposio sobre participación de la Industria y la Tecnología Nacional en el Equipamiento del Sector que está organizando la Oficina Sectorial de Desarrollo de Energía conjuntamente con la Fundación Bariloche.
12. Arbitrar todos los medios necesarios para mejorar y reforzar los servicios de ingeniería propios de las empresas del sector, sin perjuicio de impulsar el desarrollo de la ingeniería consultora nacional.
13. Promover el conocimiento del plan entre las distintas Universidades, de modo que sirva de base para una política de reestructuración de planes de estudio que contribuya a la formación de profesionales que serán requeridos en el período.
14. Es imprescindible dar prioridad absoluta a los estudios tendientes a establecer la factibilidad técnica y económica de los aprovechamientos del Río Paraná en el tramo argentino.
15. Se recomienda realizar urgentemente los estudios necesarios que permitan fijar una política nuclear en el largo plazo.
16. Acelerar los estudios, ya iniciados, sobre interconexión de los sistemas Patagónico Centro Comahué-Pcia. de Buenos Aires y las obras de Futaleufú, El Chocón-Cerros Colorados, Complejo Alicopá, etc.
17. Varias provincias adolecen agravado el problema eléctrico por características especiales. Se cree oportuno concretar en un ejemplo cuáles pueden ser las soluciones a este problema y para ello se ha elegido a la Provincia de La Pampa.

La solución del problema eléctrico de la Provincia de La Pampa puede encararse mediante alternativas en el futuro inmediato que luego podrán converger a más largo plazo.

Por una parte es posible transformar la actual estación compensadora "Puelches" de la línea Comahue-Buenos Aires, en estación de rebaje y desde allí realizar la interconexión con las principales poblaciones.

Otra solución es tomar la energía desde prolongación del actual sistema Norte de la Dirección de la Energía de la Pcia. de Buenos Aires que se reforzará con el suministro en la estación de rebaje "Henderson" de la misma línea Comahue-Buenos Aires.

Finalmente otra solución es realizar los aprovechamientos del Río Colorado que se están estudiando no sólo desde el punto de vista hidroeléctrico sino también de los otros usos del agua.

Como ya se dijo, a largo plazo estas soluciones, además de otras posibles, serán complementarias y permitirán contar con un anillo "Puelches-La Pampa-Henderson" que formará parte del sistema nacional así como con la conexión de las obras del Río Colorado al mismo sistema. No obstante, en estos momentos debe comenzarse con una de las alternativas para solucionar en el más corto plazo posible esta situación tan deficitaria para la provincia.

18. Se han tomado decisiones sobre la incorporación de algunos aprovechamientos hidroeléctricos, frente a las exigencias imposterables de la demanda, en base al mayor grado de avance de los estudios de ingeniería y en razón de la casi total inexistencia de proyectos alternativos.

Se recomienda realizar un esfuerzo importante en estudios teniendo como objetivo el de disponer de un catálogo de proyectos que por lo menos oferten el doble de las distintas calidades de energía eléctrica que el país requiera. De esta manera se podrá realizar una verdadera selección de los proyectos en base a su conveniencia.

19. Se encuentra actualmente en estudio el Río Colorado (Subsecretaría de Recursos Hídricos y Provincias interesadas) y el Alto Uruguay (Agua y Energía Eléctrica y Electrobras). Se aconseja avanzar en estos estudios hasta disponer de recomendaciones sobre proyectos concretos que pasarían a integrar inmediatamente el catálogo de proyectos para establecer el posible error de estas obras dentro del equipamiento eléctrico nacional.

20. Se propone aumentar el autofinanciamiento del sistema algo más del 50 % promedio para el período considerado 1974-1983, de acuerdo a lo que se desprende del Cuadro N° 41. Asimismo será conveniente aumentar la participación externa que de 62.000.000 de dólares estadounidenses para el promedio del pe-

ríodo 67-73 llegará a unos 240.000.000 de dólares estadounidenses promedio para el período considerado. Cabe destacar que no solamente cubre la componente importada sino un porcentaje (15 %) de la componente nacional.

ANEXO A

METODOLOGIA EMPLEADA PARA LA DETERMINACION DEL EQUIPAMIENTO

Se ha utilizado el "Modelo Matemático para Optimización del Equipamiento Eléctrico", cuya descripción se sintetiza a continuación:

La dificultad en la obtención de un Modelo Matemático que contemple simultáneamente los aspectos más importantes del planeamiento eléctrico, condujo a una división del problema en un conjunto de subproblemas, cada uno de los cuales fue tratado como un submodelo que realimenta datos o restricciones a los demás.

En la Figura A.1. se encuentra esquematizado el modelo y sus submodelos y la forma de interacción entre ellos.

Tras una etapa de elaboración de datos y formulación de restricciones se comienza la operación del modelo a través de una primera optimización del equipamiento a instalar.

Utilizando programación lineal el submodelo de optimización obtiene el equipamiento que minimiza los costos de capital, operación y combustible del sistema interconectado de la República Argentina.

Sin embargo, este submodelo requiere una serie de hipótesis simplificadoras que pueden alejar a la solución lograda del óptimo bajo las condiciones reales. Por lo tanto se agregan los submodelos que verifican la adecuación a la realidad de la salida del programa lineal.

En tal forma puede ser verificada las siguientes simplificaciones:

a) El submodelo de programación lineal es esencialmente determinístico, pero sin embargo, la mayoría de las variables intervinientes son de carácter estocástico.

En efecto, la disponibilidad de las máquinas y líneas, los aportes de los ríos, la demanda, etc., constituyen variables de las cuales sólo se conocen valores medios y en algunos casos las leyes de distribución.

Sin embargo, las desviaciones de éstas alrededor de un valor medio pueden en algunos casos conducir a condiciones anormales de funcionamiento de todo el sistema eléctrico.

En particular merecen un tratamiento especial las siguientes variables:

a.1. Disponibilidad de máquinas y líneas todos los equipos que constituyen un sistema de generación y transmisión de energía eléctrica deben salir de servicio periódicamente para recibir mantenimiento, y además están sujetos a fallas que pueden forzar su retiro en forma intempestiva o no postergable.

Se deben prever entonces equipos de reserva tales que permitan mantener la continuidad del servicio cuando se dan algunas de las condiciones antes mencionadas.

En el submodelo de optimización se impone la restricción de que la potencia instalada pueda satisfacer la demanda máxima de potencia y además cubrir un margen de reserva

va adecuado a una calidad del servicio especificada.

Pero este margen depende de la constitución del parque de generación y transmisión, por lo que la reserva introducida como dato puede no concordar con la realmente necesaria. La función del submodelo

de reserva es entonces la verificación, para el parque resultante, de que el margen de reserva permita obtener la calidad del servicio preestablecida. De no ser así, se realimentan nuevos valores de reserva en el programa lineal hasta lograr una concordancia razonable entre los datos de entrada y salida.

a.2. Hidraulicidad individual y conjunta de las centrales hidráulicas:

Siendo los aportes de los ríos variables aleatorias, resulta natural que las energías producidas por las centrales hidráulicas también lo sean.

En el submodelo de optimización se introducen estas energías como valores medios para cada aprovechamiento, lo cual conduce a una forma de operación que puede diferir bastante de la real cuando la disponibilidad de energía se aparta del valor medio.

Es de tener presente que este valor medio corresponde al total de la oferta hidráulica en el sistema interconectado y como la misma está compuesta por ofertas de distintas cuencas con regímenes hidrológicos distintos, la situación global, contemplada en el submodelo de optimización (P.L.) no tiene en cuenta las características zonales de cada cuenca. Por tal motivo, cuando se consideran años de baja hidraulicidad conjunta, no todas las cuencas se encuentran en el mismo año característico, poseyendo los aprovechamientos emplazados en cada una de ellas, un régimen de desembalse particular. En estas condiciones, la operación de las centrales debe estar íntimamente ligada a las características operativas impuestas por el ré-

gimen hidrológico (oferta) y la demanda del sistema.

En años de baja hidraulicidad se impone el empuntamiento de las centrales con embalse, y la demanda por su parte, limita la oferta en pico; ambas situaciones llevan a la superposición de oferta, siendo necesario el desplazamiento de las centrales hacia zonas de semipico, situación ésta que impone contemplar las características de las instalaciones térmicas. Bajo estas condiciones las centrales hidroeléctricas no podrán operar utilizando plenamente la potencia instalada, y por lo tanto se producirá un déficit de potencia en el sistema.

Se debe procurar entonces considerar la potencia hidráulica a aquella realmente producible en períodos de baja hidraulicidad.

Se produce un hecho similar en años de alta hidraulicidad, donde el aprovechamiento de los altos caudales hace conveniente la operación en base de las centrales hidráulicas. Pero, puesto que en esas horas de valle también habría un funcionamiento obligado de centrales térmicas convencionales y nucleares en sus mínimos técnicos, puede tener que llegarse, en caso de insuficiencia de demanda, a tener que verter agua sin producir energía.

Este hecho, de ocurrir frecuentemente puede cambiar los valores medios de energía conjunta de origen hidráulico.

Los inconvenientes anteriormente mencionados se ven atenuados en centrales hidráulicas con embalse. Como el submodelo de optimización no contemple de modo alguno la capacidad reguladora de dichos embalses, resultaría de interés buscar un tratamiento particular a este tipo de centrales a fin de considerar su regulación.

El submodelo de hidraulicidad conjunta procura solucionar los problemas antes mencionados analizan-

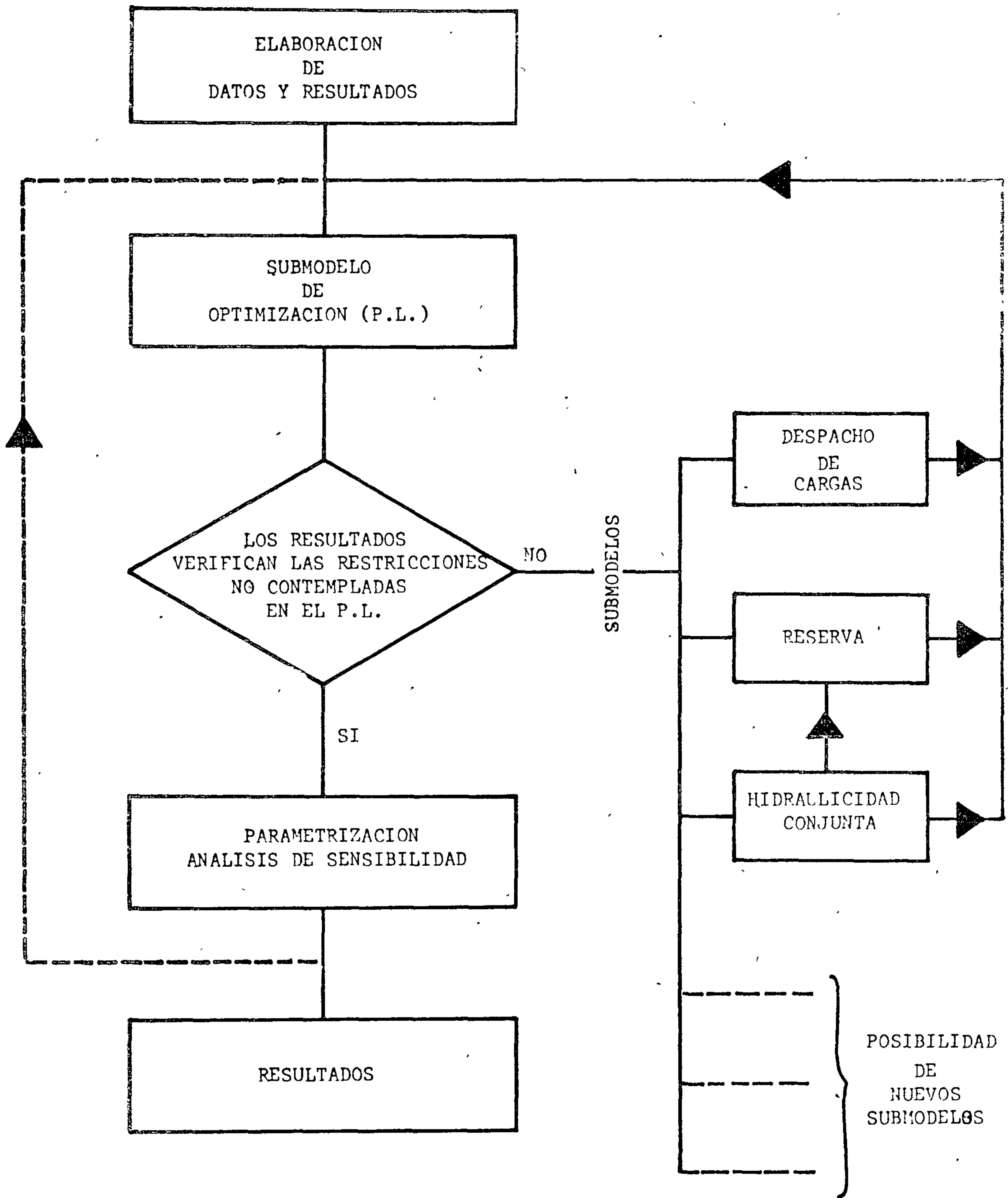


Fig.A .1

do la operación integrada del sistema resultante del submodelo de optimización en años no medios agregando, en caso de necesidad, nuevas restricciones que eviten parques hidráulicos excesivos.

Además, se procura analizar las condiciones particulares en cada aprovechamiento, buscando algunos valores característicos como energía garantida y potencia máxima instalada —exclusivamente por razones de hidráulicidad— considerando así en cierta forma la capacidad reguladora de cada uno.

a.3. Datos proyectados.

La mayoría de los datos sobre costos y demandas se han proyectado o estimado sobre la base de valores compilados.

El error en esta estimación es difícilmente acotable, aunque en algunos casos por ejemplo precio del

combustible— su valor en un horizonte prolongado puede tener una incertidumbre considerable.

Este problema es prácticamente insalvable en un modelo determinístico por lo que sólo resulta admisible verificar las modificaciones de la solución óptima ante variaciones de los parámetros con incertidumbre, mediante el procedimiento de parametrización.

- b. El submodelo de programación lineal considera en forma simplificada el funcionamiento del sistema eléctrico, pudiéndose en algunos casos obtenerse modalidades operativas de los equipos muy distintas de las reales.

Entre las principales simplificaciones se cuentan las siguientes:

- b.1. En el programa lineal se considera la curva monótona de carga reducida a tres bloques, tal como se muestra en la Figura A.2. Esta sim

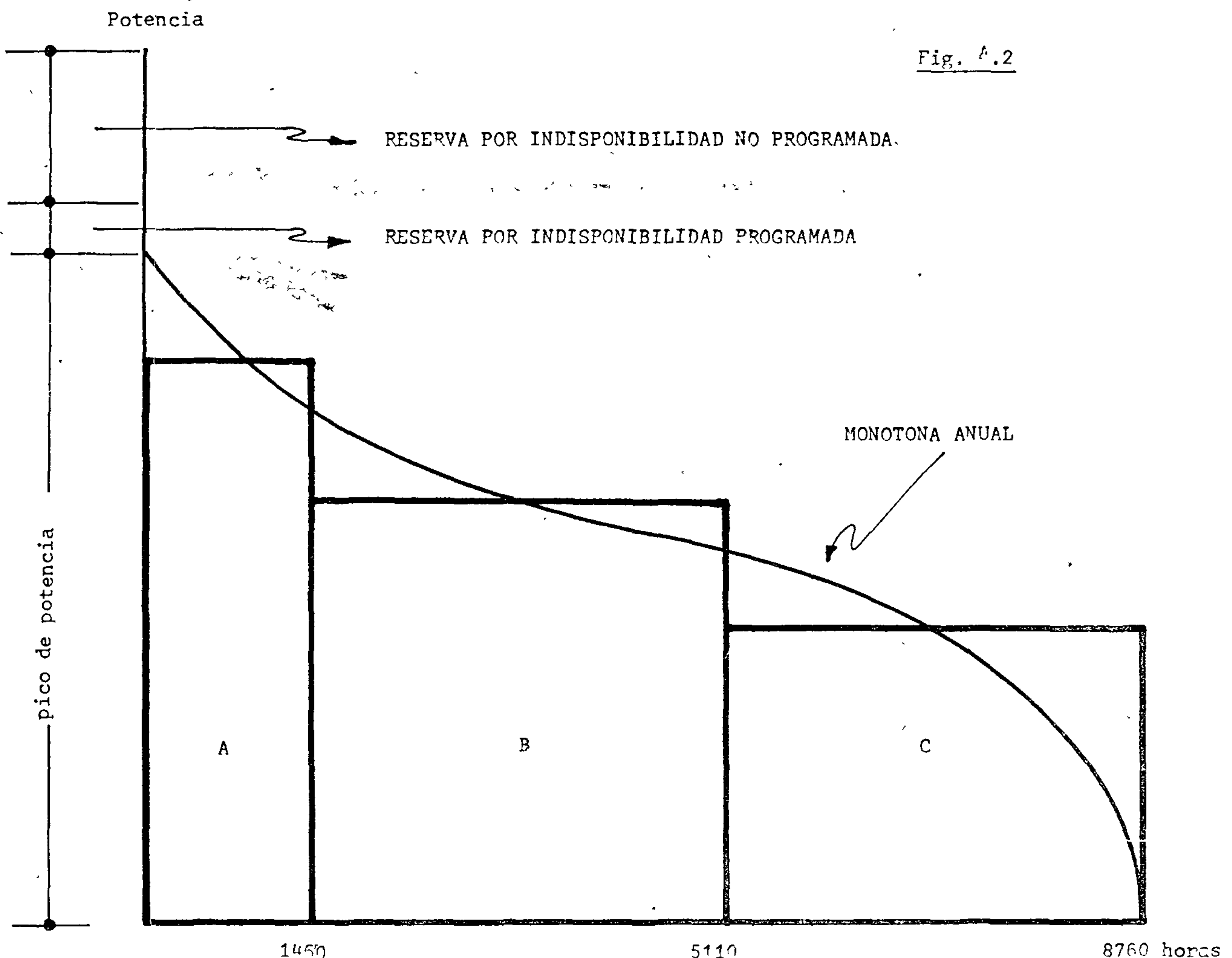


Fig. A.2

plificación conduce necesariamente a valores de energía producidos por las centrales diferentes de los que se obtendrían de la curva real.

Así, por ejemplo, la potencia máxima necesaria para cubrir el bloque A. en el programa lineal va a resultar menor que en la curva real, y por lo tanto, aparecerán centrales sin producción de energía, que en la realidad deberían operar.

b.2. Se supone que las curvas de costo-potencia de las máquinas térmicas y nucleares son rectas que pasan por el origen. Esta hipótesis conduce a un error en el costo total del sistema ya que los costos adoptados corresponden a equipamientos de módulos preestablecidos, que el programa lineal ignora por trabajar con variables continuas.

Un submodelo de despacho económico de cargas verifica la operación del parque óptimo en base a condiciones más próximas a las reales, sirviendo para introducir nuevas restricciones y realimentar costos variables.

En general, para subsanar los problemas marcados en b.1. se deben limitar las energías a producir por algunas centrales en cada bloque. En cambio las limitaciones señaladas en b.2. se encajan realimentando los costos de inversión con los valores correspondientes a las potencias seleccionadas y los costos variables de cada equipo, en cada bloque, de acuerdo con el despacho de cargas.

En la forma explicada se logra interrelacionando todos los submodelos un parque optimizado según las hipótesis del programa lineal y que cumple con todas las restricciones que éste no considera directamente, verificadas por los submodelos de reserva, hidráulica conjunta y despacho de cargas.

DESCRIPCION DEL SUBMODELO DE OPTIMIZACION (P. L.)

Un modelo de programación lineal queda definido dada una función objetivo de n variables que se desea optimizar sujeta a un conjunto de ecuaciones lineales en dichas variables que re-

presentan restricciones de carácter físico y económico.

La programación lineal implica la hipótesis de que todas las funciones intervinientes en el estudio se pueden expresar como combinación lineal de las variables a optimizar.

Las ecuaciones lineales de restricción limitan entonces las combinaciones de valores posibles a un poliedro convexo; se busca a continuación aquella combinación de valores que minimice la función objetivo dentro de dicho convexo.

Las limitaciones consiguientes de linealidad y continuidad linealidad de la función objetivo y de las ecuaciones de restricción y continuidad en las variables del problema no son fundamentales y pueden ser obviadas en ciertos casos, mediante la utilización de funciones lineales por tramos (o método de variables separables) teniendo en cuenta de esta manera economías de escala en la inversión y otros fenómenos no lineales de la tecnología que se considera, por ejemplo las interconexiones entre subsistemas cuyo costo de inversión no es función lineal de la potencia transmitida sino que resulta independiente de la misma para cada nivel de tensión elegido, pues la inversión inicial es igual al costo total de la línea.

Por otro lado, dadas las características del sistema en estudio la función objetivo es suma de funciones cóncavas, el conjunto de restricciones que conforman el sistema de soluciones básicas factibles es convexo, y se trata de determinar un mínimo no se puede asegurar la obtención de un óptimo global siendo probable la aparición de óptimos locales.

En el método de programación lineal con variables separables pueden aparecer estas condiciones y por lo tanto existe la posibilidad de obtener esos óptimos locales tal cual ha ocurrido en los primeros procesos.

El uso de variables separables en nuestro caso conduce a la obtención de óptimos locales y no de un mínimo global dificultando entonces inclinarse por una u otra solución (en general bastante disímiles) sin algún otro elemento de juicio.

Este hecho ha promovido que el método anterior fuera modificado y que todas aquellas funciones no lineales (es decir las representadas por tramos lineales) fueron linealizadas.

ANALISIS MULTIPERIODO

La optimización del equipamiento para un solo año tiene el inconveniente de no tener en cuenta el desarrollo posterior del sistema y lo que resulte óptimo para el período en estudio puede no serlo para un análisis que contemple un horizonte económico prolongado.

Se optó entonces por plantear el modelo de modo que optimice 3 años simultáneamente, pero teniendo en cuenta que el parque resultante para el último año en estudio no tiene la misma validez que el correspondiente al primero. Los años analizados fueron 1979, 1983 y 1987.

A diferencia del caso que se optimiza un solo año se plantean ahora ecuaciones de satisfacción de demanda para cada uno de los períodos en estudio, siendo las incógnitas las potencias a instalar y las energías a producir. En tanto la función objetivo aparece como sumatoria de los valores presentes de los costos anuales totales de los períodos.

Si bien el planteo es lo suficientemente general como para considerar un número mayor de períodos esto acarrea un incremento del número de variables y restricciones en el programa lineal, por lo que se estima haber llegado al número máximo de años a analizar simultáneamente.

PLANTEO GENERAL DE LAS INECUACIONES: VARIABLES, RESTRICCIONES Y FUNCION OBJETIVO

Se consideran como variables del problema:

- La potencia (GW) sea de un aprovechamiento hidráulico o de una central térmica (vapor, nuclear o gas) a instalar en cada uno de los sistemas en los períodos anuales bajo estudio. También puede considerarse el retiro de equipamiento existente.
- La energía (TWh) generada por las instalaciones anteriormente mencionadas, así como los del equipamiento existentes.
- La capacidad (GW) de líneas de interconexión entre subsistemas.

En primer término se consideran ecuaciones de satisfacción de la demanda de potencia y de energía para cada subsistema y para los períodos considerados.

PLAN TRIENAL

La forma particular de la curva de demanda hace conveniente una clasificación de las energías demandadas según la potencia asociada a su satisfacción. Esto se materializa dividiendo la curva monótona de demanda anual en bloques, cada uno de los cuales lleva asociada una duración y una energía.

Se decidió dividir en tres bloques la curva de demanda como solución de compromiso ya que la mayor precisión asociada a un número alto de divisiones acarrea un elevado tiempo de preparación de los datos de procesamiento.

La forma de división y su denominación puede apreciarse en la figura A.2. en la cual se ha tenido en cuenta que la energía de cada bloque debe ser igual a la demanda en ese intervalo. Los datos de las demandas regionales están incluidos en el Capítulo III.

Respecto a la duración de los bloques fueron analizadas las características que deben cumplir cada uno, habiéndose adoptado duraciones de los bloques A, B y C de 1460, 3650 y 3650 horas respectivamente, valores que están sujetos a revisión.

Es conveniente también que los bloques A, B y C sean múltiplos de las divisiones de la monótona utilizadas por el despacho (24 divisiones de 365 horas cada una).

La ecuación de satisfacción de demanda de potencia plantea que la potencia instalada en una zona más la potencia que está en condiciones de recibir de las zonas adyacentes interconectadas y deducida la que oferta a dichas zonas, debe ser suficiente para cubrir la demanda propia y mantener un margen de reserva

Es decir:

$$\sum_k P_{kj} + \sum_j PR_{ij} - \sum_j \frac{1}{\eta_{ij}} PR_{ij} \geq D_i + P_i$$

i: zona de estudio

j: zona adyacente a la zona i

η_{ij} : rendimiento de la línea de interconexión entre zona i y zona j

P_{ki} : potencia del equipamiento k en zona i

PR_{ij} : potencia recibida en zona i de zona j

D_i : demanda de potencia de la zona i

R_i : reserva de la zona i.

La ecuación de satisfacción de la demanda de energía por zona y bloque implica una condición de equilibrio entre la energía producida en el bloque, la energía recibida y transmitida de y a zonas adyacentes y la demanda en dicho bloque.

$$\sum_k E_{kib} + \sum_j ER_{ijb} - \sum_j \frac{1}{n_{ij}} ER_{jib} \geq DE_{ib}$$

b = A, B, C
i = 1, ... 7

E_{kib} : energía generada por equipo K de la zona i en bloque b

ER_{ijb} : energía recibida en el bloque b de la zona i desde las zonas adyacentes j

DE_{ib} : demanda de energía en zona i y bloque b.

Otras ecuaciones corresponden a restricciones de orden físico de cada tipo de equipamiento y serán explicadas en los puntos subsiguientes.

En cuanto a la función objetivo la misma tiene en cuenta los costos de instalación de centrales nuevas y sus respectivos costos de operación y mantenimiento y los costos de combustible de equipos nuevos y existentes. Se busca minimizar las cuotas anuales equivalentes correspondientes a cada uno de los años que se analizan actualizadas todas al primero de esos años (valor presente).

Se incluyen solamente las cargas de capital correspondientes a centrales a incorporar a la oferta y se excluyen las existentes a la fecha puesto que el equipamiento de estas últimas no es una variable sino un dato del problema y no afecta por tanto el proceso de optimización.

La función objetivo es, entonces, de la forma:

$$\sum_k \left\{ \frac{v_k \left[f(I, t_k) + COV_k \right] P_{kt} + \sum_{b,k} E_{kbt} \cdot P_{kbt} + \sum_{i,j>1} \alpha_{ij} CL_{ijt}}{(1+I)^{T-t} T_0} \right.$$

donde el subíndice k corresponde a la totalidad de las máquinas y el subíndice k' recorre sola-

mente el conjunto de máquinas nuevas a incorporar al sistema; P representa la potencia instalada en cada central, f el factor de recuperación del capital (que depende de la tasa de actualización I y de la vida útil t_k'), v el costo unitario anual de la inversión, GOM el costo unitario anual de explotación (excepto combustible), E_b la energía producida en el bloque b, p_b el costo unitario de la misma; α_{ij} el costo unitario anual de inversión en líneas de transmisión y CL_{ijt} la capacidad adicionada en el año t de la interconexión entre los subsistemas "i" y "j".

Como se efectúa un análisis multiperíodo, I representa la tasa de actualización de capital, T_t el año medio o final del período t y T_0 el primer año considerado.

TRATAMIENTO DE LAS CENTRALES TERMICAS

Dada la diversidad y heterogeneidad de las máquinas que componen el parque térmico existente se las agrupó según su consumo específico a plena carga de la siguiente manera:

- a) Máquinas de rendimiento bueno con un consumo específico menor que 2.200 kCal/kWh.
- b) Máquinas de rendimiento medio con un consumo específico entre 2.200 kCal/kWh y 2.700 kCal/kWh.
- c) Máquinas de rendimiento bajo con un consumo específico mayor que 2.700 kCal/kWh.
- d) Máquinas de punta (Turbogas y Diesel) sólo generan energía en el bloque A.
- e) Arranque rápido.

Se establecieron las siguientes ecuaciones por cada uno de los grupos de máquinas.

- a) Máximas energías producibles por las centrales. Cada máquina sale periódicamente de servicio por razones de mantenimiento o por fallas. Estas restricciones tienen en cuenta las limitaciones en la capacidad de producción de cada equipo, dadas por la duración de los bloques y la disponibilidad de las máquinas.

El coeficiente de disponibilidad de cada grupo de máquinas se define como:

$$\alpha_k = \frac{TD}{8760}$$

donde TD es el número medio de horas anuales disponibles de cada equipo.

En el caso de máquinas térmicas se adoptó TD = 7.000 horas anuales y $\alpha_k = 0,8$

Debe verificarse:

$$E_{kib} \leq \alpha_k HO_b \cdot P_{ki}$$

$$b = A, B, C$$

E_{kib} : energía generada por el equipo K de zona i en el bloque b.

HO_b : horas de bloque b.

P_{ki} : potencia del equipo K de la zona i.

b) Energías mínimas producibles por las centrales.

Las características de ciertas máquinas existentes, o presentadas como alternativas al modelo no permiten un funcionamiento discontinuo tal que implique arranques y paradas diarias de las mismas. Por tanto se impone una producción mínima de cada uno de los equipos correspondiente al funcionamiento en el mínimo técnico durante el tiempo en que se encuentran disponibles.

La ecuación de restricción se expresa como:

$$E_{kib} \geq \alpha_k HO_b \cdot \beta_k \cdot P_{ki}$$

$$b = A, B, C,$$

β_k : coeficiente de mínimo técnico del equipo k.

Este coeficiente β_k adopta distintos valores según el grupo de máquinas considerado:

β_k : 0,22 para máquinas de rendimiento bueno.

β_k : 0,30 para máquinas de rendimiento medio.

β_k : 0,00 para máquinas de rendimiento bajo, turbinas de gas y arranque rápido.

β_k : 0,17 para equipos nuevos a instalar.

Cabe aclarar que no se realizó un estudio técnico-económico sobre la conveniencia del arranque y parada diaria de las máquinas de base (equipo de rendimiento bueno y medio).

En cuanto a las opciones de equipamiento nuevo a instalar en los subsistemas se establecieron:

- Centrales de vapor con módulos de 350 MW a combustible carbón nacional.
- Turbinas de gas, en módulos de 30 MW con combustible gas natural o diesel oil.
- Centrales de vapor de ciclo simplificado (arranque rápido) de módulo de 200 MW y combustible fuel-oil.

En el caso especial de las máquinas de rendimiento bajo y turbinas de gas se introdujo la posibilidad de ser eliminadas en cualquiera de los períodos estudiados. A tal efecto se incorporaron los gastos de operación y mantenimiento de los mismos.

TRATAMIENTO PARTICULAR DE LAS CENTRALES NUCLEARES

Análogamente al tratamiento de las centrales térmicas las centrales nucleares deben cumplir una restricción de energía máxima y otra de energía mínima.

Debe verificarse entonces:

$$E_{kib} \leq \alpha_k HO_b \cdot P_{ki}$$

$$E_{kib} \geq \alpha_k HO_b \cdot \beta_k \cdot P_{ki}$$

b = A, B, C

i = 1, ..., 7

k identifica la central.

$$\alpha_k = \frac{TD}{8760} = \frac{8000}{8760} = 0.91 \quad (\text{coeficiente de disponibilidad})$$

El coeficiente de mínimo técnico y los costos de inversión de las centrales nucleares están re-

lacionados en forma inversa, es decir, a menor β_k mayores costos de instalación.

A fin de dar una mayor elasticidad en la operación a las centrales nucleares, se adopta $\beta_k = 0,50$ a pesar de que los valores de costo considerados corresponden a $\beta_k = 0,60$. En el caso que las centrales nucleares trabajen cerca de su mínimo técnico se hace necesario la revisión de los datos empleados.

TRATAMIENTO PARTICULAR DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Para todo aprovechamiento hidroeléctrico puede establecerse distintas alternativas de equipamiento con miras a reflejar su operación como central de base, semibase o punta.

La energía media anual de un aprovechamiento hidráulico se expresa como:

$$E = kQh$$

Q aporte medio

h salto útil

k — cte. de proporcionalidad.

Siendo Q dependiente en forma exclusiva del régimen fluvial, resulta que la energía es proporcional al salto útil.

La producción de energía E requiere una obra civil básica (presa, conducciones, etc.) y la instalación de una potencia mínima capaz de generarla con el tiempo de utilización máximo disponible (central de base).

A partir de este esquema se puede considerar un sobreequipamiento de la central que puede, en general, llevar asociado un cierto aumento de energía media, teniendo en cuenta que la mayor capacidad de las turbinas de la central permite evitar el derrame de agua por vertedero (central de semibase).

Cuando se alcanza cierto grado de sobreequipamiento este efecto desaparece y un incremento adicional de potencia trae aparejado solamente un empuntamiento de la central.

Para tener en cuenta todos los factores antes mencionados se consideran para representar a cada central hidroeléctrica tres variables P_1 ,

P_2 y P_3 cada una asociada a una de las alternativas antes mencionadas.

1) Variable P_1

Esta variable tiene en cuenta el equipamiento y la obra civil básica para lograr una energía mínima E.

Si el tiempo de utilización máxima de la central es TU_1 , la potencia mínima para obtener E resulta:

$$P_1 = \frac{E}{TU_1}$$

A su vez E se encuentra ligada a un salto para el cual se requiere una determinada obra civil (presa, conducciones, aliviadero, etc.). El costo asignado a esta variable es entonces el correspondiente a la obra civil mencionada más el de la central y equipo electromecánico asociado a la potencia P.

2) Variable P_2

Una vez fijado el salto y la obra civil básica se considera la variable P_2 que lleva asociada un incremento de energía.

Puesto que este incremento es debido solamente al mayor aprovechamiento del agua en períodos húmedos, el incremento de energía por unidad incremental de potencia es menor que en el primer tramo.

Se verifica entonces:

$$\frac{E_2}{P_2} = TU_2$$

donde TU_2 resulta asimilable a un tiempo de utilización ficticio del sobreequipamiento. Su costo es el incremental de la obra cuando se aumenta la potencia manteniendo el salto constante

3) Variable P_3

Tiene en cuenta el sobreequipamiento a partir del momento en que éste ya no produce un incremento de la energía del aprovechamiento.

Su costo asociado es el mismo que el correspondiente a P_2 .

Para evitar la selección de las variables P_2 ó P_3 sin antes haberse realizado la obra civil básica correspondiente, es decir sin tomar nada de P_1 , se hace necesario vincular entre sí a las variables.

Sean P_{1M} , P_{2M} y P_{3M} los máximos valores posibles de P_1 , P_2 y P_3 , los cuales surgen de limitaciones físicas y operativas.

Se plantea entonces una ecuación que impide la selección de la potencia P_2 mayor que P_1 .

$$\frac{P_1}{P_{1M}} \geq \frac{P_2}{P_{2M} - P_{1M}}$$

$$\frac{P_2}{P_{2M} - P_{1M}} \geq \frac{P_3}{P_{3M} - P_{2M}}$$

Se plantean ecuaciones para evitar que la producción de energía supere a la disponibilidad.

$$\sum_b E_b \leq TU_1 P_1 + TU_2 P_2$$

y además se limita la producción en cada bloque según la potencia instalada.

$$E_b = \alpha HO_b P_1 + \alpha HO_b P_2 + \alpha HO_b P_3$$

donde α tiene en cuenta la indisponibilidad de las máquinas hidráulicas y HO_b es la cantidad de horas de cada bloque.

$$\text{Se adoptó } \alpha = \frac{8.400}{8.700} = 0,96$$

Como en muchos casos se disponía solamente del proyecto para una única potencia y salto de cada aprovechamiento, los costos se obtuvieron a través de un esquema simplificado, donde no se tenía en cuenta la variable P_2 y se asignaban a P_1 y P_3 los costos de determinados rubros de la obra.

Así a P_1 correspondían los costos independientes de la potencia instalada (obras accesorias, aliviadero, etc.) y las obras civiles y equipos electromecánicos mínimos para operar como central de base (presa, conducciones, etc.) mientras que a P_3 correspondieron los costos de sobreequipamiento (conducciones, equip. electromecánico, etc.).

TRATAMIENTO PARTICULAR DE CENTRALES DE ACUMULACION POR BOMBEO

Las centrales de bombeo pueden ofertar energía generalmente en el bloque punta (bloque A) y en determinados casos en el bloque B pero demandan energía térmica (convencional o nuclear) en el bloque C (de base).

a) Máxima energía a generar en el año

$$\sum_b EB_{kb} \leq LEB_k$$

EB_{kb} : Energía de bombeo generada por la central de bombeo k en el bloque b

LEB_k : Máxima energía anual que puede generar la central de bombeo k

b) Para que la central de bombeo pueda generar debe satisfacerse

$$\frac{1}{\gamma_k} \sum_b EB_{kb} - BE_i = 0$$

BE_i : energía térmica demandada por la central de bombeo k ubicada en la zona i.

$\sum_b EB_{kb}$: como antes

γ_k : rendimiento de la central k: se tomó 0,75 en forma general aunque depende del tipo de central.

c) Las centrales de bombeo pueden ser mixtas o de bombeo puro. Si son mixtas pueden generar, en los bloques A, B y C con los aportes naturales del río (energía convencional). Dado que esta energía es limitada debe cumplirse:

$$\sum_{b=a}^c EC_{kb} \leq LEC_k$$

EC_{kb} : energía convencional generada por la central k en el bloque b

LEC_k : máxima energía anual generada por la central k con los aportes naturales del río.

d) Por otra parte es necesario limitar la generación de energía en cada bloque de acuerdo con la potencia instalada en la central.

$$EB_{kb} + EC_{kb} - \alpha_k HO_b \cdot P_k \leq 0$$

α_k : coeficiente de disponibilidad de la central k; se tomó:

$$\alpha_k = \frac{8.400}{8.760} = 0,96$$

HO_b: horas del bloque b

P_k: potencia instalada en la central k

EB_{kb} y EC_{kb}: como antes

TRATAMIENTO PARTICULAR DE LAS LINEAS DE TRANSMISION.

ESQUEMA DE CONFIGURACION

Para cada uno de los años en estudio se adoptó como posible la configuración del sistema que aparece en Figuras 1, 2 y 3.

Para una nueva interconexión entre los subsistemas "i" y "j" se tomó como variable la capacidad máxima adicionada de transmisión entre dichos subsistemas (CL_{ij}).

a) La potencia transmitida no debe superar la máxima capacidad de transmisión.

$$\frac{1}{\eta_{ij}} PR_{ij} + \frac{1}{\eta_{ij}} PR_{ji} - CL_{ij} \leq CLE_{ij}$$

η_{ij} : rendimiento de la línea i - j

PR_{ij}: potencia recibida en la zona i desde j

CL_{ij}: capacidad máxima adicional de la línea i - j

CLE_{ij}: capacidad de la línea existente que interconecta el subsistema "i" con el "j" (cuando no existe se toma igual a cero).

b) La energía transmitida por la línea no puede superar la capacidad de la misma

$$\frac{1}{\eta_{ij}} ER_{ijb} + \frac{1}{\eta_{ij}} ER_{jib} - \alpha HO_b \cdot CL_{ij} \leq \alpha HO_b \cdot CLE_{ij}$$

α : factor de disponibilidad de la línea; se toma igual a 0,98

HO_b: horas del bloque b

ER_{ijb}: energía recibida en zona i desde zona j en el bloque b

ANALISIS DE SENSIBILIDAD Y/O PARAMETRIZACION

La mayoría de los parámetros que juegan en el modelo matemático, deben ser estimados en base a proyecciones e hipótesis que, es previsible se encuentran acompañadas de errores importantes como consecuencia de la complejidad e incertidumbre de los factores intervinientes y de la lejanía del horizonte de estimación.

La programación lineal provee métodos para analizar los alcances de los resultados, tanto en forma estática, analizando los límites dentro de los cuales una determinada solución sigue siendo óptima, como en forma dinámica al proveer las nuevas soluciones cuando se varían determinados parámetros seleccionados.

El primer método, conocido como análisis de sensibilidad provee los siguientes datos:

Para variables al límite superior o inferior:

1. Variación de la función objetivo por variación unitaria del término independiente o de un coeficiente tecnológico de la restricción que limita la variable.
2. Límites del parámetro que se analiza dentro de los cuales se mantiene el valor señalado en 1.
3. Para aquellas variables que hayan tomado valor nulo en la solución, cuánto tienen que disminuir su coeficiente en la función objetivo para que pasen a formar parte de la solución, y con qué valor lo hacen en dicho caso.

Para variables de un valor intermedio:

- 1 Variación de la función objetivo cuando se impone a la variable a tomar un

valor superior o inferior en una unidad a los del óptimo.

2. Límites dentro de los cuales puede variar su coeficiente en la función objetivo sin que varíe el valor señalado en 1.
3. Valores que tomaría la variable cuando su coeficiente en la función objetivo toma los límites previstos por 2.

El segundo procedimiento es la parametrización, que resuelve el problema cuando se dan variaciones especificadas a ciertos parámetros de las restricciones o coeficientes de la función objetivo previamente seleccionados.

En base a la experiencia anterior en este mismo trabajo y evaluando los factores que entran en el modelo se considera conveniente parametrizar los siguientes parámetros:

- a) costos de instalación centrales hidráulicas y nucleares
- b) costos de combustible
- c) tasa de actualización
- d) tasa de crecimiento de la demanda.

CALCULO DE LA RESERVA

DESCRIPCION DEL SUBMODELO

El planeamiento de grandes sistemas eléctricos, incluye un importante capítulo dedicado al análisis de la reserva de capacidad instalada. La determinación del valor de la reserva surge de un compromiso entre la economía y la confiabilidad del sistema.

En nuestro país, la metodología utilizada para la estimación de la reserva ha ido evolucionando desde métodos empíricos y determinísticos a técnicas matemáticas de carácter probabilístico que son las utilizadas en la actualidad.

El objetivo es fundamentalmente determinar la capacidad instalada de reserva, es decir aquella potencia que excediendo la demanda, deberá estar en servicio para cubrir la eventualidad de la puesta fuera de servicio intempestiva o no postergable de alguno o al-

gunos de los generadores, sin que ello afecte el suministro.

El estudio de optimización del equipamiento eléctrico del sistema interconectado nacional trajo aparejada la necesidad de establecer la magnitud de la reserva con un criterio de aproximación probabilístico que contemple las características particulares del sistema global tanto por la nutrida constitución del parque de máquinas y su variada distribución en los distintos subsistemas, como por las grandes distancias entre estos últimos, lo que implica una fuerte dependencia de la calidad del servicio respecto de las líneas de transmisión.

Así, el modelo que se usa exige tener en cuenta no sólo la indisponibilidad de los equipamientos en generación sino también y simultáneamente la correspondiente a las líneas de transporte de energía.

El método parte de datos estadísticos sobre indisponibilidades de máquinas y líneas de transmisión y proyecta, sobre la base de estos datos históricos, las probabilidades de satisfacción de las demandas futuras.

Teniendo en cuenta, por otra parte, las demandas previstas, determina la probabilidad de que éstas sean satisfechas.

La demanda de cada subsistema deberá ser satisfecha con una probabilidad mínima prefijada; en caso de que no puedan alcanzarse estas condiciones mínimas, existirá una probabilidad de que el subsistema pueda ser auxiliado por el resto del sistema. Si aún así la calidad del servicio se encuentra por debajo de límites prefijados corresponderá agregar nuevos equipamientos con los que se logrará la calidad de servicio deseada.

Los equipamientos previstos en base al programa lineal más aquellos existentes, conforman los datos básicos del problema analizado.

El valor de reserva se analiza probabilísticamente a partir de los coeficientes de indisponibilidad de máquinas y de líneas, datos estos obtenidos de registros históricos para los equipamientos existentes, y estimados para los equipamientos nuevos.

El modelo persigue además una distribución óptima del parque que sale fuera de servicio por mantenimiento programado. A tales efec-

tos se realizó un programa de computadora que determina las fechas en que cada máquina debe salir de servicio para su mantenimiento anual, de manera de maximizar la mínima diferencia en la potencia del parque que queda en servicio y la demanda de potencia, a lo largo del período considerado.

Conociendo el equipamiento instalado, los coeficientes de indisponibilidad, la reserva por mantenimiento y la demanda, mediante un programa de computadora se determina la calidad de servicio del sistema y eventualmente, de no ser ésta satisfactoria, la potencia adicional que deberá instalarse para cumplimentar una calidad de servicio prefijada.

Este nuevo valor de potencia realimenta iterativamente el programa lincal de referencia a efectos de obtener tipo, potencia y ubicación de los equipamientos que se adicionen.

Los primeros modelos de reserva probabilística, como el de Calabrese, permiten calcular la reserva de una zona aislada, tendiendo a satisfacer los requerimientos de la demanda con una calidad de servicio preestablecida. Ignoran por lo tanto las ventajas de las interconexiones que hacen posible que dos zonas o subsistemas compartan la reserva, reduciendo de este modo las inversiones en equipamiento.

Los modelos posteriores aumentan la cantidad de zonas analizadas a dos o tres, pero en general no consideran la indisponibilidad de las líneas.

Este tipo de modelos se adapta bien a sistemas mallados entre los cuales, al existir líneas paralelas o alternativas para la transmisión de la energía, se hace poco probable una insatisfacción de la demanda por fallas en los sistemas de transmisión.

En el caso de la República Argentina, estas hipótesis resultan poco realistas pues la gran dispersión geográfica de los centros de consumo determina interconexiones de gran longitud; es por eso que la utilización de transmisiones alternativas o sobredimensionadas resultan poco económicas.

Luego la indisponibilidad de las líneas de transmisión y la dispersión de las zonas que componen el sistema, juegan un papel muy importante dentro del sistema argentino, obli-

gando a adaptar los modelos existentes a estas particularidades

El análisis de los resultados permite apreciar cuantitativamente como las interconexiones reducen las necesidades totales de reserva con respecto a los subsistemas puntuales.

ANEXO B

FICHA TECNICA DE OBRAS HIDRAULICAS Y MODULOS TERMICOS

En el presente Anexo están incluidas las fichas técnicas de las obras hidráulicas que se han considerado en el modelo matemático. Se incluye para la mayoría de ellos una descripción de las características, volumen de obras, finalidades y costos.

Los gastos de operación y mantenimiento para centrales hidroeléctricas son tomados a un costo de 1,5 u\$s/kWh valor éste generalizado para todos los aprovechamientos.

En lo que se refiere a equipamiento térmico son considerados los siguientes módulos:

- a) Nuclear: módulo de 600 MW. Uranio natural.
- b) Térmico convencional: módulo de 350 MW a carbón.
- c) Turbogas: módulo de 30 MW.

Los costos fijos y variables correspondientes a estos equipamientos se detallan a continuación:

- a) Nucleares a uranio natural 600 MW
Costo de inversión: 440 u\$s/kW (1)
Costo de combustible: 1,16 Mills/kWh
Gastos de operación y mantenimiento: 5,28 u\$s/kW año
- b) Turbovapor a carbón 350 MW
Costo de inversión 203 u\$s/kW
Costo de combustible: 4,20 Mills/kWh
Gastos de operación y mantenimiento: 6,0 u\$s/kW año

Nota: En el presente Anexo se incluyen únicamente las fichas correspondientes a proyectos incorporados al Plan (1) Incluye la carga de combustible.

c) Turbogas - 30 MW

Costos de inversión: 125 u\$s/kW

Costo de combustible: 15,2 Mills/kWh

Gastos de operación y mantenimiento:
4,0 u\$s/kW año.

CENTRAL DE BOMBEO LOS REYUNOS

1. UBICACION GEOGRAFICA:

1.1. Región Cuyo

1.2. Provincia de Mendoza

Esta central está ubicada próxima a la presa de Los Reyunos, cuya ejecución ha sido contratada recientemente, sobre el río Diamante a 30 km al oeste de la ciudad de San Rafael y a 9 km de Colonia 25 de Mayo.

2. CARACTERISTICAS TECNICAS:

Potencia instalada: 216 MW

— Generación media anual: 302 GWh

— Salto neto: 85,6 m

Número de máquinas: 3 (2 reversibles)

— Tipo de central: pie de presa con cerco de protección

— Túnel de conducción a la central: 406 m de longitud y de 8 y 9 m de diámetro

— Estación transformadora con doble juego de barras y dos salidas de línea en 220 kV.

— Esta central será telecomandada y teleseñalizada desde Agua del Toro.

3. DATOS PARA EL MODELO:

Potencia: 216 MW

Demanda para bombeo: 180 GWh

Generación convencional: 167 GWh

Generación de bombeo: 135 GWh

Generación total: 302 GWh

4. FINALIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO:

Este aprovechamiento es muy interesante, no sólo por su magnitud, sino también porque su central de bombeo funcionará como un "cliente intermedio" del lado de la demanda de energía cuando así se requiera, será el "cliente ideal" pues demandará energía sobrante de base, que se usará para bombeo y producirá energía de punta de alto valor.

Cabe destacar que la presa Los Reyunos, cuya ejecución ha sido contratada recientemente, creará el embalse que será el compensador del sistema hidroeléctrico del río Diamante y permitirá trabajar en forma plena y eficiente a las centrales ubicadas aguas arriba (El Baqueano y Agua del Toro).

CENTRAL HIDROELECTRICA AGUA DEL TORO

1. UBICACION GEOGRAFICA:

1.1. Región Cuyo

1.2. Provincia de Mendoza

Este aprovechamiento está ubicado sobre el río Diamante, en el paraje Agua del Toro, distrito 25 de Mayo, Departamento San Rafael.

2. CARACTERISTICAS TECNICAS:

Potencia instalada: 130 MW

Generación media anual: 244 GWh

Número de grupo: 2

Grupos tipo Francis

— Dos hidroalternadores de eje vertical de 74.000 kVA c/u.

3. DATOS PARA EL MODELO:

Potencia de referencia: 130 MW

Generación: 244 GWh

4. FINALIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO:

Este proyecto está vinculado a la presa Agua del Toro, la primera que se realiza para la regulación por medio de su embalse, del Río Diamante. Está destinado a producir energía eléctrica de primera calidad ya que la existencia agua abajo de la presa compensadora Reyunos, independiza sus erogaciones de los requerimientos para riego existentes aguas abajo.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO "LOS BLANCOS"

1. UBICACION GEOGRAFICA:

- 1.1. Región Cuyo
- 1.2. Provincia de Mendoza

Este aprovechamiento está emplazado sobre el río Tunuyán, en el Departamento de San Carlos.

2. CARACTERISTICAS TECNICAS:

- Potencia instalada: 248 MW
- Generación media anual: 869 GWh
- Tipo de presa: escollera
- Altura máxima de la presa: 129 m sobre el cauce
- Longitud de coronamiento: 230 m
- Volumen de presa: 5.700.000 m³
- Ancho de coronamiento: 10 m
- Volumen total del embalse: 100,6 Hm³
- Salto bruto máximo: 385 m
- Túnel de presión: 9,15 km
- Tipo de central: Subterránea

3. DATOS PARA EL MODELO:

- Energía: 869 GWh (media)
- Potencia de referencia: 248 MW horas utilización: 3500
- Potencia mínima: (P₁): 133 MW horas utilización: 6500

Potencia máxima (P₂ 579 MW * horas utilización: 1500

* No es asegurable esta potencia

4. FINALIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO:

Este aprovechamiento está destinado a incrementar la oferta de energía a la Red Nacional de Interconexión y presenta una solución muy interesante por su magnitud y bajo costo.

5. COSTO DEL PROYECTO:

Concepto	miles de u\$s	
	1 u\$s	10,00 \$
COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL		
Presa		20.405
Obras de conducción		16.176
Obra civil de la Central		4.200
Turbinas, alternadores, transformadores y auxiliares		8.680
<hr/>		
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL		49.461
DIRECCION, INSPECCION E IMPREVISTOS		7.430
<hr/>		
TOTAL PRESA Y CENTRAL		56.891
Costo unitario (u\$s/kW)		229,3*
SISTEMA DE TRANSMISION		3.610
<hr/>		
COSTO TOTAL DEL APROVECHAMIENTO		60.501
<hr/>		
COSTO UNITARIO CON SISTEMA DE TRANSMISION (u\$s/kW)		244
AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO		1979

* Costo considerado en el programa lineal

PRESA Y CENTRAL HIDRAULICA POTRERILLOS Y AMPLIACION ALVAREZ CONDARCO

1. UBICACION GEOGRAFICA:

- 1.1. Región Cuyo
- 1.2. Provincia de Mendoza

Este aprovechamiento hidroeléctrico está ubicado sobre el río Mendoza en el Departamento de Luján.

2. CARACTERISTICAS TECNICAS:

Los elementos principales son: embalse, presa, galería de presión, tubería forzada, central subterránea y contraembalse de Cacheuta.

— Potencia instalada: Potrerillo 200 MW (3 grupos reversibles). Alvarez Condarco 27.000 kW.

— Energía media anual: 525 GWh (Potrerillos más Alvarez Condarco).

— Presa de materiales sueltos con núcleo impermeable.

— Volumen de presa: 10.000.000 m³

Altura máxima de la presa: 115 m

Longitud de coronamiento: 610 m

— Superficie del embalse: 1.379 Ha.

Volumen útil del embalse: 27 Hm³

Central en caverna

— Salto bruto máximo: 176,8 m

Capacidad máxima de evacuación del vertedero: 1.500 m³/seg.

La presa de Cacheuta es de escollera de 41 m de altura máxima y 140 m de longitud de coronamiento. Volumen útil del contraembalse: 3 Hm³.

3. DATOS PARA EL MODELO:

Energía natural: 404 GWh (media) más 29 GWh (Alvarez Condarco). Potencia de referencia: 200 MW (Potrerillos), 27 MW (Alvarez Condarco). Energía generada: 525 GWh. Energía demandada: 123 GWh.

4. FINALIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO HIDRICO:

La presa permite crear un embalse suficiente para regular el Río Mendoza y facilitar el aprovechamiento integral de sus aguas.

Estas obras permitirán irrigar 94.000 Has. aptas para el cultivo de vid de alto rendimiento.

Energético

La central hidráulica de 200.000 KW compuesta por 3 grupos reversibles, permitirá ofertar energía de pico en los meses de riego. La oferta durante los meses de corte la efectuará demandando energía de base para bombeo, generando energía de pico de bajo costo y alto valor. Las demandas de energía de base (de reducido costo marginal) durante los períodos de riego se reducirán al mínimo dando el carácter mínimo de la instalación (generación convencional y de bombeo).

5. COSTO DEL PROYECTO:

Conceptos	Miles de u\$s	1 u\$s	8,46	Apropiación energética
COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL				
Embalse		41.757		2.683
Contraembalse		4.400		4.400
Galería forzada		7.520		3.760
Chimenea de equilibrio		1.210		1.210
Tubería forzada		1.700		850
Turbinas, válvulas, alternadores, transformadores y otros		7.260		7.260
Obra civil Central y accesos		3.153		3.153
Ampliación Alvarez Condarco		2.205		2.205
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL				
		69.205		25.521
Dirección, Inspección e Impre vistos		9.862		3.828
TOTAL PRESA Y CENTRAL				
		79.067		29.349
Año de entrada en servicio		1980		
APROPIACION DE COSTOS				
Costo total Potrerillos		67.000		10 ³ u\$s
Aprop. no energética		43.864		10 ³ u\$s
Apropiac. energética		23.316		10 ³ u\$s
COSTO UNITARIO (u\$s/KW)				
			129	3

REGION DE CUYO

NOMBRE: TRASVASE RIO TORDILLO AL ATUEL

Año de entrada 1933	Energía	1000 GWh
COSTOS		
ITEM		10 ³ u\$s
Presa		10.000
Toma		1.000
Impermeabilización		1.500
Conducción		12.500
SUBTOTAL		25.000

TRASVASE RIO TORDILLO AL ATUEL

Metodología de cálculo del costo anual:

Para calcular el costo anual, como primer paso, se convirtió la inversión (25 mill. u\$s) en una serie de cuotas anuales iguales, mediante la utilización de la fórmula siguiente:

$R = \frac{P}{i} (f.r.c.) I$, siendo $P = 25$ mill. dólares; R pagos anuales iguales. f.r.c. — el factor de recuperación de capital, que incluye la tasa de rentabilidad. Conocidos el período de vida útil de la obra (50 años) y la tasa de rentabilidad (8 %) el factor de recuperación se obtuvo de la tasa financiera.

Reemplazan en $I: R = 25.000.000$ dól. por 0,082 igual 2.050.000 dólares.

Teniendo en cuenta que la energía anual a generarse es de 1000 GWh, su costo unitario será 0,00205 u\$s.

TRASVASE RIO TORDILLO AL ATUEL

CONCEPTO	miles de u\$s	1 u\$s	8 46 \$
COSTOS DIRECTOS PRESAS Y CONDUCCION			
Presa		10.000	
Toma		1.000	
Impermeabilización		1.500	
Conducción		12.500	
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS PRESAS Y CONDUCCION		25.000 *	
Dirección, Inspección e imprevistos		3.750	
TOTAL PRESAS Y CONDUCCION		28.750	
Año de entrada en servicio		1983	

* Monto adoptado para el cálculo del costo de la energía

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO "CORDON DEL PLATA"

1. UBICACION GEOGRAFICA:

1.1. Región Cuyo

1.2. Provincia de Mendoza

Este aprovechamiento está ubicado en la confluencia de los ríos Cuevas, de las Vacas y Tupungato.

2. CARACTERISTICAS TECNICAS

Potencia instalada: 1200 MW

— Generación media anual: 1800 GWh

Presa reguladora sobre río Tupungato

— Azudes de derivación en los ríos Mendoza y de las Vacas

— Túnel en lámina libre: 38,9 km

— Cámara de carga en el arroyo El Telégrafo

— Galería de presión de 5,1 km de longitud

— Central Subterránea

Salto bruto de la central: 790 m

3. DATOS PARA EL MODELO:

Energía: 1800 GWh (media).

Potencia de referencia: 1200 MW, horas utilización: 1500.

Potencia mínima (P_1): 277 MW, horas utilización: 6500.

Potencia máxima (P_2): 1200 MW, horas utilización, 1500.

4. FINALIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO:

Este aprovechamiento regulará los caudales del río Tupungato permitiendo la producción con destino al Sistema Interconectado Nacional de energía de alta calidad.

Mediante el mismo podrá también ampliarse la actual zona bajo riego.

5. COSTO DEL PROYECTO

CONCEPTO	miles de u\$s	1 u\$s	10,00 \$
COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL			
Embalse Tupungato		17.228	
Camino de acceso		563	
Azud de Punta de Vacas		2.500	
Azud de derivación		1.000	
Cámara de carga		8.133	
Conducción en lámina libre		65.500	
Conducción forzada		18.300	
Obra civil de la central		23.000	
Turbinas, alternadores, transformadores y otros		48.000	
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL		184.224	
Dirección, Inspección e imprevistos		27.600	
TOTAL PRESA Y CENTRAL		211.824	
Costo unitario (u\$s/kW)		176,5	
SISTEMA DE TRANSMISION		4.110	
COSTO TOTAL DEL APROVECHAMIENTO		215.934	
COSTO UNITARIO (u\$s/kW)		180	
Año de entrada en servicio		1982	

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO EL TONTAL

1. UBICACION GEOGRAFICA:

1.1. Región Cuyo

1.2. Provincia de San Juan

Este aprovechamiento parte de un contraembalse, sobre el río San Juan.

2. CARACTERISTICAS TECNICAS:

Central en caverna

Potencia instalada: 9 x 927 MW 834 MW

Generación media anual: 2085 GWh

Longitud de conducción: 45 Km

Desnivel aprovechable: 867,5 m

Embalse útil: 3,7 Hm³

Caudal turbinado: 128 m³/seg

PLAN TRIENAL

3. DATOS PARA EL MODELO:

Energía: 2085 GWh (media).

Potencia de referencia: 834 MW, horas utilización: 2500.

Potencia mínima (P₁): 321 MW, horas utilización: 6500.

Potencia máxima (P₂): 1390 MW, horas utilización: 1500.

4. FINALIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO:

Este aprovechamiento, que resulta muy interesante por su magnitud y bajo costo, está destinado a incrementar la oferta de energía hidroeléctrica a la Red Nacional de Interconexión.

5. COSTO DEL PROYECTO:

CONCEPTO	Miles de u\$s	1 u\$s	10,00 \$
COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL			
Cámara de contraembalse de boca de río		3,600	
Conducción en lámina libre		93.509	
Cámara de carga		4.150	
Tubería forzada		7.866	
Central		52.316	
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL		161.441	
Dirección, Inspección e imprevistos		24.186	
TOTAL PRESA Y CENTRAL		185.627	
Costo unitario (u\$s/kW)		222,6 *	
Sistema de transmisión		2755	
COSTO TOTAL DEL APROVECHAMIENTO		188.382	
Costo unitario (u\$s/kW)		226	
Año de entrada en servicio		1983	

* Costo considerado en el programa lineal

COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE Nº 1 CON CENTRAL DE BOMBEO

1. UBICACION GEOGRAFICA:

1.1. Región Centro

1.2. Provincia de Córdoba

Este aprovechamiento se encuentra ubicado sobre el río Grande, principal afluente del Río III, en el departamento de Calamuchita.

2. CARACTERISTICAS TECNICAS:

- Central en caverna :
Potencia instalada: 750 MW + 10 MW en contraembalse
Generación media anual: 1.050 GW + 22 GWh
- Presa Cerro Pelado.
Tipo: materiales sueltos
Long. de coronamiento: 410,50 m
Volumen: 3.676.295 m³
Altura: 104 m
- Presa lateral de margen derecha embalse Cerro Pelado:
Tipo: materiales sueltos
Long. de coronamiento: 1.476 m
Altura: 50 m
- Presa del contraembalse Arroyo Corto:
Tipo: materiales sueltos
Long. de coronamiento: 1.616 m
Volumen: 2.366.229 m³
Altura: 44 m.
- Volumen de embalse: 371 hm³

3. DATOS PARA EL MODELO:

Energía natural: 128 GWh + 22 GWh*
150 GWh

Energía generada: 105 GWh + 22 GWh*
1072 GWh

Energía demandada: 1230 GWh

Potencia: 760 MW

4. FINALIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO:

Obra de aprovechamiento múltiple.

Hídrico

Las presas que forman este proyecto, permiten crear un embalse de 371 Hm³ de capacidad y 1.200 Ha de superficie, suficiente para regular el río y crear una importante reserva de agua de forma tal de atenuar las crecidas evitando la pérdida de agua por el vertedero del embalse del Río III.

Estas obras permiten además ampliar la zona de riego en 7.000 Ha.

Energético

Cubrimiento de la demanda de punta de energía del sistema interconectado Gran Buenos Aires-Litoral Centro.

Esta energía es de muy bajo costo por las siguientes razones: a) carácter mixto de la central con generación por aporte natural sin consumo de combustibles; b) implantación decidida (actualmente en adjudicación) de una central nuclear de 600 MW, al lado de la central de bombeo, con aporte de energía en valle a costos y pérdidas prácticamente nulos; c) inversión en transmisión para demanda para bombeo prácticamente nula.

De lo dicho se deduce que permitirá también la optimización de la operación económica de la Central Nuclear Río III.

Otros beneficios serían los siguientes:

- a) Aumento de la generación en centrales aguas abajo Río III (22 GWh);
- b) Reserva instantánea de potencia;
- c) Reserva energética en el embalse superior (80 GWh).

5. COSTOS DEL PROYECTO:

CONCEPTO	Miles de u\$s	1 u\$s	10,00 \$
COSTO DIRECTO PRESA Y CENTRAL			
Presa de materiales sueltos		19.500	
Central (obra civil, toma, conducto forzado, túnel de restitución, chimenea de equilibrio, etc.)		21.777	
Generador, motor, turbina, bomba		24.000	
Estación transformadora		4.273	
Equipo hidromecánico		3.750	
Central Arroyo Corto		625	
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL			
		73.925	
Dirección, Inspección e imprevistos		11.200	
TOTAL PRESA Y CENTRAL			
		85.125	
Sistema de Transmisión		578	
COSTO TOTAL DEL APROVECHAMIENTO			
		85.703	
COSTO UNITARIO (u\$s/kW)			
		112,8	
Fecha de entrada en servicio		1978	
Estado actual del proyecto: Proyecto ejecutivo desarrollado			

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO "CORPUS" (*)

1. UBICACION GEOGRAFICA:

1.1. Región Noreste

1.2. Provincia de Misiones

Este aprovechamiento está ubicado sobre el río Paraná cerca de la localidad de San Ignacio, en el tramo que sirve de límite con la República de Paraguay.

2. CARACTERISTICAS TECNICAS:

Potencia instalada: 6.000 MW

Generación media anual: 36.000 GWh

Central de pasada incorporada a la presa

Presa: tipo Ambursen o bóvedas múltiples

Salto nominal de la central: 40 m

—Módulo del río: 11,827 m³/seg.

3. FINALIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO:

Se trata de un aprovechamiento del tipo de beneficios múltiples, siendo los principales:

- 1) Generación de energía de "base";
- 2) Atenuación parcial de crecidas;
- 3) Navegación;
- 4) Comunicaciones viales (Puente internacional con la Rep. de Paraguay);
- 5) Saneamiento;
- 6) Turismo.

Posiblemente permitirá de alguna manera independizar el tramo argentino del río Paraná de los posibles efectos que sobre su caudal pudiesen ocasionar aprovechamientos aguas arriba tales como Sete Quedas.

Además de producir energía en forma masiva, será de decisiva importancia en el desarrollo de la zona Noreste del país. Su utilización en mayor parte y hasta que sea requerida to

(*) Obra conjunta con la República del Paraguay.

talmente en la zona, se destinará básicamente al mercado del Sistema Interconectado Nacional (Gran Buenos Aires - Litoral - Córdoba), al cual tendrá acceso mediante líneas en muy alta tensión en corriente continua.

4. COSTO DEL PROYECTO:

CONCEPTO	Miles de u\$s	1 u\$s	10,00 \$
COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL		720.000	
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL		720.000	
Dirección, inspección e imprevistos		135.000	
TOTAL PRESA Y CENTRAL		855.000	
Sistema de transmisión		487.000	
COSTO TOTAL DE APROVECHAMIENTO		1.342.000	
COSTO UNITARIO (u\$s/kW)		224	
Año de entrada en servicio		1983	

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO YACYRETA APIPE

1. UBICACION GEOGRAFICA:

1.1. Región Noreste.

1.2. Provincia de Corrientes.

Aprovechamiento ubicado sobre el Alto Paraná en la zona de la isla Apipé-Yacyretá. Estudio conjunto con la República del Paraguay.

2. CARACTERISTICAS TECNICAS:

— Potencia instalada: 4 alternativas de:
Generación de energía:

1280 MW	10.200 GWh
2500 MW	16.500 GWh
3440 MW	17.300 GWh
4540 MW	17.400 GWh

Central en la presa, grupos Kaplan.

Presa de materiales sueltos.

Módulo del río: 11.000 m³/s.

3. DATOS PARA EL MODELO

a) Este aprovechamiento entra en el modelo como variable separable con cuatro alternativas distintas de potencia.

Debido a que el estudio de Harza y Asociados presenta cuatro equipamientos (10, 20, 30 y 40 unidades) para dos alternativas (cota embalse 79 y 82).

Se decidió trabajar con cota 82 y se promediaron los costos directos para cada una de las cuatro alternativas, excluyéndose el recargo de costos indirectos que para el estudio es del 7%.

A ese costo directo se le recargó el 15% por estudios, ingeniería e, imprevistos y, posteriormente se le agregó el costo por transmisión.

El cuadro quedó conformado de la siguiente manera: (en u\$s)

Potencia	Costo unitario Total (sin transm)	Costo de Transmisión p/kW	Costo Unitario Total
1.280 MW	440,8	146,6	587,4
2.500 MW	304,2	107,8	412,0
3.440 MW	276,3	92,8	369,1
4.540 MW	253,0	88,2	341,2

b) Los Gastos de Operación y Mantenimiento fue considerado al igual que los demás aprovechamientos a razón de 1,5 u\$s/kW.

4. FINALIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO

Por las características generales del proyecto, ésta es una central de pasadá, aunque dentro de ciertos límites tiene posibilidades de emputamiento. En base a ello las finalidades principales por orden de importancia son:

4.1. Navegación

Permite la navegabilidad del río aguas abajo de la presa durante todo el año.

4.2. Generación de energía

Generación de energía de base (908 MW durante 8.760 horas) y posibilidades de empuntamiento durante la mayor parte del tiempo.

La potencia máxima posible según los estudios realizados llegaría a 4.000 MW durante el 1% del tiempo. (Ver gráfico).

5. AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO: 1980

APROVECHAMIENTO DEL RIO SANTA CRUZ (1ª ETAPA)

1. UBICACION GEOGRAFICA

1.1. Región Patagonia.

1.2. Provincia Santa Cruz.

Este aprovechamiento se halla ubicado sobre el río Santa Cruz Superior, en Cerro fortaleza Km. 257.

2. CARACTERISTICAS TECNICAS

Potencia instalada: 600 MW.

Generación media anual: 3.038 GWh.

— Presa: de escollera.

Altura de presa: 74,5 m.

Altura de salto medio aprovechable: 61,5 metros.

Volumen de embalse: 12.000 hm³.

3. DATOS PARA EL MODELO

Energía: 3.028 GWh.

Potencia de referencia: 600 MW - horas utilización: 5.063.

4. FINALIDADES DEL PROYECTO

Mediante la construcción de la presa de 1.712 m de longitud se logrará sobreelevar el nivel de agua del lago Argentino en 7 m lo que daría lugar a un embalse de 1.400 km² permitiendo la amortiguación de cualquier pico de crecida y regularidad de caudales, de manera que las presas no requieran vertederos. Además permitirá más producción de energía de acuerdo a cualquier diagrama, diario, estacional o anual con generación continua o discontinua, es decir energía de la más alta calidad.

5. COSTO DEL PROYECTO

CONCEPTO	Miles de u\$s	1 u\$s	10,00 \$
COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL			
Dique		33.086	
Canales de derivación		4.272	
Conductos forzados		11.880	
Obra de toma		5.656	
Centrales		6.735	
Caminos		2.329	
Equipo electromecánico		24.832	
<hr/>			
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL		88.790	
Dirección, Inspección e imprevistos		13.320	
<hr/>			
TOTAL PRESA Y CENTRAL		102.110	
Costo unitario (u\$s/kW)		170,1	
SISTEMA DE TRANSMISION		62.580	
<hr/>			
COSTO TOTAL DEL APROVECHAMIENTO		164.690	
<hr/>			
COSTO UNITARIO (u\$s/kW)		274	
Año de entrada en servicio		1982	

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO "ALICURA"

1. *Central*: Central - Presa materiales sueltos.
2. *Curso de agua*: Río Limay, aguas arriba del río Pichi Leufú
3. *Módulo del río*: 270 m³/s.
4. *Salto nominal de la Central*: 100 m (aprox. por ser el salto variable).
5. *Tipo de Central*: pie de presa.
6. *Potencia instalada*: 600 ó 900 MW.
7. *Producción anual*: 1.600 GWh (media).
8. *Potencia garantida*: depende del mercado.
9. *Fecha más próxima de entrada en servicio*: 1977.

Costos

De la evaluación técnico-económica para alternativa de 600 MW. Cota máxima embalse 690 m s.n.m - Emplazamiento "C".

PLAN TRIENAL

10 COSTO DEL PROYECTO

CONCEPTO	Miles de u\$s	1 u\$s	4 \$
COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL			
Reubicación y construcción de caminos		5.400	
Desvío del río		2.000	
Presa		14.600	
Central, tomas, equipo hidromecánico		14.000	
Vertedero		4.000	
Túneles		11.700	
Equipo electromecánico		21.000	
Línea a Chocón		9.000	
<hr/>			
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL		81.700	
Dirección, Inspección e Imprevistos		12.255	
<hr/>			
TOTAL PRESA Y CENTRAL		93.955	
Costo unitario (u\$s/kW)		156,5	
Año de entrada en servicio		1977/78	

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO "EL CHIHUIDO"

1. UBICACION GEOGRAFICA

- 1.1. Región Comahue.
- 1.2. Provincia de Neuquén.

Este aprovechamiento está ubicado sobre el río Neuquén, cerca de la bajada del Agrio, a unos 70 km al norte de Zapala, entre los ríos Agrio y Covunco.

2. CARACTERISTICAS TECNICAS

- Potencia instalada: 2.000 MW.
 - Generación media anual: 3.000 GWh.
- Central clásica a pie de presa alimentada por embalse de regulación.
- Presa de materiales sueltos.
 - Módulo del río 300 m³/seg.
 - Salto nominal de la Central: 120 m.

3. DATOS PARA EL MODELO

- Energía: 3.000 GWh.
- Potencia de referencia: 2.000 MW.
- horas utilización: 1.500.

Potencia máxima: 2.000 MW.
horas utilización: 1.500.

Potencia mínima: 461 MW.
horas utilización: 6.500.

4. FINALIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO

Este aprovechamiento hidroeléctrico está destinado a generar energía en las horas de pico de demanda y presenta una solución de sumo interés por su magnitud y bajo costo.

5. COSTOS

Costo total: 262 500 10³ u\$s.

Costo unitario: 175 u\$/kW.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO COLLON CURA

1. UBICACION GEOGRAFICA

1.1. Región Comahue.

1.2. Provincia de Neuquén.

El emplazamiento se encuentra ubicado sobre el río Collón Curá de unos 6 km aguas arriba de la desembocadura del río Caleufú en el Collón Curá.

2. CARACTERISTICAS TECNICAS

Potencia instalada: 600 MW.

— Generación media anual: 2.200 GWh.

— Tipo de presa: materiales sueltos.

Volumen de presa: 12.000.000 m³.

Longitud de coronamiento: 1.300 m.

— Central a pie de presa.

— Módulo del río: 358 m³/s.

Salto bruto máximo: 83 m. Se están estudiando dos alternativas.

3. DATOS PARA EL MODELO

Energía: 2.200 GWh.

• Potencia de referencia: 600 MW.
horas utilización: 3.600.

4. FINALIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO

Este aprovechamiento, que está destinado a generar energía en las horas de pico de demanda, posibilitará una mejora en la operación del embalse El Chocón por atenuación de las crecidas del río Collón Curá.

5. COSTO DEL PROYECTO

CONCEPTO	1 u\$s 8,46 \$ Miles de u\$s
COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL	
Expropiaciones	46
Reubicaciones	5.000
Presa	21.596
Conducción	10.590
Central	9.646
Aliviadero	5.021
Equipamiento hidromecánico	1.604
Turbinas, alternadores y reguladores auxiliares	21.000
Campamentos provisorios y definitivos	5.845
Línea a Chocón	9.000
<hr/>	
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL	89.348
Dirección, inspección e imprevistos	13.402
<hr/>	
TOTAL PRESA Y CENTRAL	102.750
Costo unitario (u\$/kW)	171,25
Año de entrada en servicio	1980

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO PIEDRA DEL AGUILA

1. UBICACION GEOGRAFICA

1.1. Región Comahue.

1.2. Provincias Neuquén - Río Negro.

Este aprovechamiento está emplazado sobre el río Limay en el paraje denominado Piedra del Aguila a 258 km de la confluencia con el río Neuquén.

2. CARACTERISTICAS TECNICAS

— Potencia instalada: 2.400 a 4.000 MW Depende de la alternativa.

Generación anual: 5.500 GWh.

Presa de materiales graduados a través del río Limay de 155 m de altura.

— Embalse de 25.200 hm³ de capacidad y 562 km² de superficie.

Módulo del río: 711 m³/s.

Canal de aducción en la margen derecha.

— Central hidráulica a pie de presa tipo semi-intemperie.

Salto nominal de la Central: 110 m.

— Evacuador de crecidas superficial, con capacidad de 8.000 m³/s.

— Tubería de presión que vincula la toma con la Central.

3. DATOS PARA EL MODELO

Potencia de referencia: 2.400 MW.
horas utilización: 2.290

Potencia máxima: 4.000 MW.

Potencia mínima: 2.400 MW.

4. FINALIDAD Y BENEFICIOS DEL PROYECTO

Este aprovechamiento ha sido concebido como una central hidráulica de regulación, que asegure la adaptación de la producción a las rápidas fluctuaciones de potencia impuestas por la irregularidad de la demanda y cubra la punta del diagrama de cargas de la Red Nacional de Interconexión.

La existencia de un embalse aguas abajo de la magnitud de El Chocón y la carencia de restricciones importantes en el tramo intermedio, proporcionan la necesaria independencia para encarar el proyecto sin otras limitaciones que las impuestas por las propias condiciones naturales y la factibilidad económica.

5. COSTO DEL PROYECTO

CONCEPTO	Miles de u\$s	
	1 u\$s	4 \$
COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL		
Obra civil (presa, toma y central)	227.000	
Instalaciones electromecánicas	68.000	
<hr/>		
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS PRESA Y CENTRAL	295.000	
Dirección, inspección e imprevistos	44.250	
<hr/>		
TOTAL PRESA Y CENTRAL	339.250	
Costo unitario (u\$s/kW)	141,5	
Año de entrada en servicio	1983	

ANEXO C

SOBRE LA RELACION ENTRE LA DEMANDA DE ENERGIA Y LA TASA DE CRECIMIENTO DEL PBI

El método utilizado consiste en ajustar por cuadrados mínimos la elasticidad media anual con la inversa de la tasa media anual de crecimiento del PBI.

$$E_n = K P_n^e \cdot E_{n+1}/E_n = (P_{n+1}/P_n)^e \cdot (1+d) \cdot (1+r)^c$$

Donde

$$E_{n+1}/E_n = 1+d \quad y \quad P_{n+1}/P_n = 1+r$$

Es: E_n : Energía de año n (GWh) tomada como ventas de Servicio Público, más producción de Autoproducción, menos ventas de AP a SP.

P_n : PBI (\$) de 1960 a p.d.m. del año n.

e : Elasticidad producto.

d : Tasa anual acumulativa de la energía.

r : Tasa anual acumulativa del PBI.

Se acepta que

$$e = (A/r) + B$$

donde A y B se calculan por regresión cuadrada.

tica lineal entre los valores medios anuales de e y 1/r.

En el Cuadro C.1. se muestran los valores de E_n , P_n y e para cada año entre 1961 y 1971.

Así por ejemplo para la serie 1961-1971 resulta

$$e = (0,0399 / r) + 0,58095$$

con un coeficiente de correlación de R = 0,97556

A pesar del alto valor de R el método tiene el inconveniente de que el valor de A tiene muy baja confiabilidad. Por ejemplo para una tasa del PBI del 7% al 60% de confiabilidad resulta:

$$|\Delta| = t_{0,8} \cdot \sqrt{(1 - R^2) / (N - 2)} = 0,069064$$

Los valores superiores, medios e inferiores son

$$e_s = \frac{A + |\Delta|}{r} + B = 2,138$$

$$e_m = \left(\frac{A}{r} + B\right) = 1,151$$

$$e_i = \frac{A - |\Delta|}{r} + B = 0,164$$

$$\log(1+r) = \log(1,07) = 0,02938 \text{ y}$$

$$\log(1+d) = \log(1+r)$$

tenemos

$\log(1 + d_s)$	0,06291	$\therefore 1 + d_s$	1,156	$\therefore d_s\%$	15,6
$\log(1 + d_m)$	0,03331	$\therefore 1 + d_m$	1,081	$\therefore d_m\%$	8,1
$\log(1 + d_i)$	0,00481	$\therefore 1 + d_i$	1,011	$\therefore d_i\%$	1,1

El principal problema radica en que la serie confiable de valores E_n es corta. Por otro lado una serie más larga no haría aumentar la confiabilidad por los cambios de la estructura del consumo.

Los cálculos se efectuaron con un programa de computación de la OSDE (*) "Ajuste hiper-

* Oficina Sectorial de Desarrollo de Energía.

bólico de la elasticidad". Los valores que se mencionan en el párrafo III corresponden a la serie parcial 1964-1971 ya que si bien es menos confiable desde el punto de vista estadístico tiene la ventaja de no contener los años de subconsumo por escasez de oferta y entonces la estructura es más homogénea.

En el caso mencionado resulta:

$$e = \frac{0,03209}{r} + 1,02405$$

Si tomamos el crecimiento energético previsto

$$\frac{E_{85}}{E_{72}} = (1 + d)^{13} = \frac{98.914}{25.373} = 3,8984$$

$$13 \lg(1+d) = \lg 3,8984 = 0,59088$$

$$\therefore \lg(1+d) = \frac{1}{13} \cdot 0,59088 = 0,0454$$

$$\therefore 1 + d = 1,1077 \quad \therefore d = 0,1077$$

es decir el crecimiento del PBI es de 6,86% es de 10,77% anual acumulativa.

Este valor le corresponde a una tasa anual acumulativa del PBI del 7,46%.

En efecto

$$r = 0,0746 \quad \therefore e = \frac{0,03209}{r} + 1,02405 = 1,45421$$

$$\lg(1+d) = r \cdot \lg(1+r) = 1,45421 \cdot 0,03125 = 0,0454$$

$$\therefore d = 10,77\%$$

Si partimos del crecimiento del PBI dado por el plan del Ministerio de Hacienda y Finanzas (Programa económico) tenemos que por habitante es

$$\frac{P_{85}}{P_{72}} = \frac{2.300}{1.178} = 1,9525 = (1 + r)^{13}$$

$$\therefore \lg(1+r) = \frac{1}{13} \cdot 0,29048 = 0,02235$$

$$1 + r = 1,0528$$

y pasando de valores por habitantes a valores brutos será

$$1 + r = 1,0686$$

es decir el crecimiento del PBI es de 6,86 % anual acumulativo.

Resulta

$$e = \frac{0,03209}{0,0686} + 1,02405 = 1,4918$$

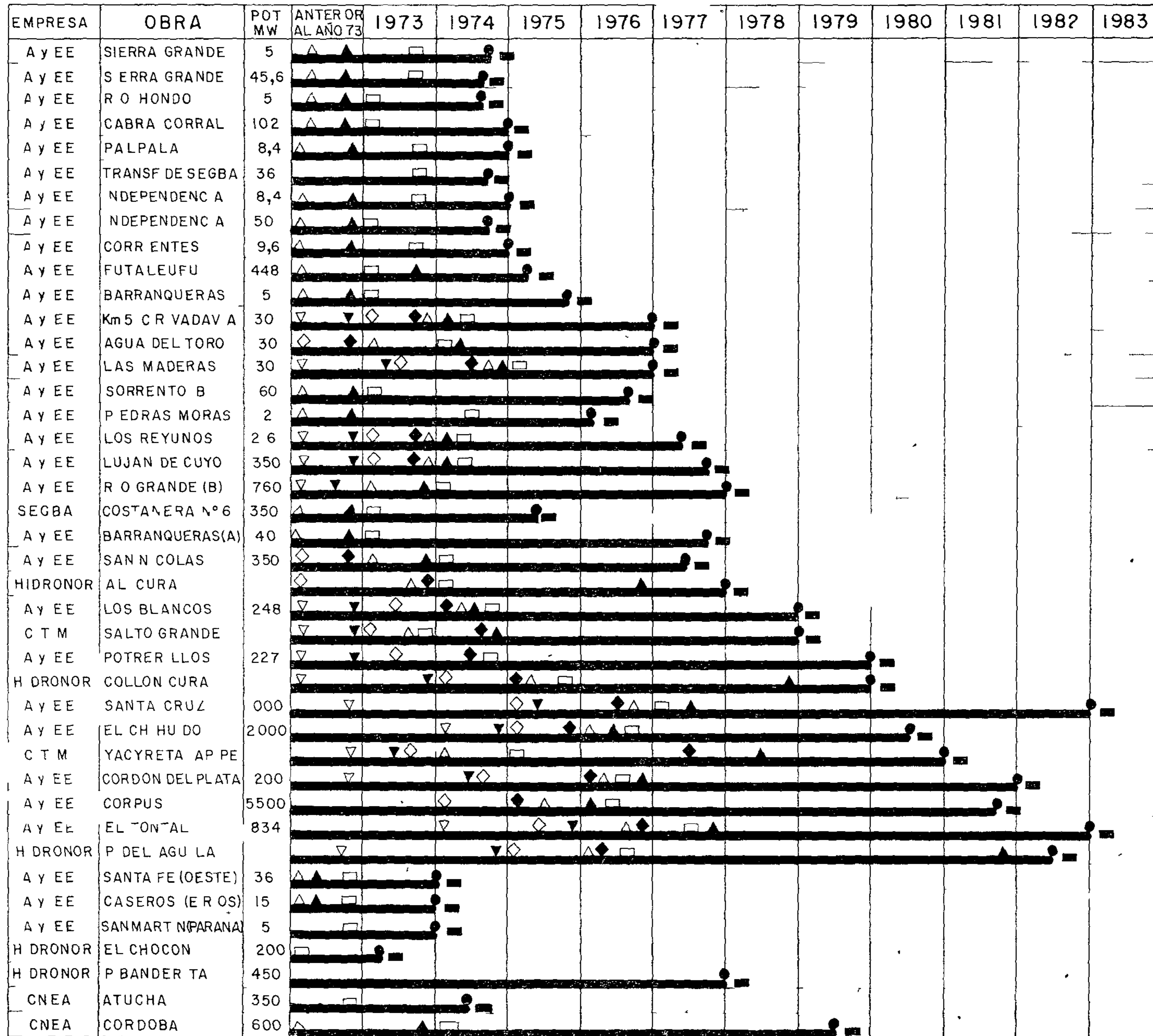
$$\lg(1 + d) - e \lg(1 + r) = 1,4918$$

$$0,02882 = 0,043$$

$$\therefore 1 + d = 1,104 \quad \therefore = 10,4\%$$

valor ligeramente inferior al dado anteriormente

Año	Energía (GWh)	Indicador (PBI)	Elasticidad Media Anual
1961	9.663,90	10.778,00	2,21846
1962	10.033,90	10.597,00	-1,80381
1963	10.479,10	10.345,00	1,15015
1964	11.743,40	11.422,00	1,18214
1965	13.026,30	12.469,00	5,49186
1966	13.551,10	12.559,00	1,90582
1967	14.199,90	12.871,00	1,68659
1968	15.322,70	13.465,00	1,38691
1969	17.032,00	14.532,00	2,22733
1970	18.624,40	15.127,00	2,14972
1971	20.096,80	15.672,00	



ANEXO D

NOTA La barra termina con la entrada de la primera máquina

ESTADO	COM	FN
ANTEPROYECTO	▼	▼
PRÓYECTO EJEC	◆	◆
LCT Y CONTR	▲	▲
CONSTRUCC ON	■	■
ENTRADA ° MAQU NA		●

Anexo E

AGUA Y ENERGIA ELECTRICA

Inversiones no eléctricas

	1974	1975	1976
Regulación	321	248	177
Riego	236	156	141
Saneamiento, desagües y defensas	8	5	7
Edificios	47	66	92
Inversiones ordinarias	170	200	230
TOTAL	782	675	647
