

00.73.05

Comisión Nacional
de
Energía Atómica

C.N.E.A. Biblioteca	
ARCHIVO PUBLICACIONES	
Nº 1	AÑO 1973

ANÁLISIS ELECTROENERGÉTICO ARGENTINO

diciembre 1973

Ing. Bela José CSIK
Gerente - Centrales Nucleares

Cap.Nav.Ing.El. Héctor M. MARRERO
Ing.M y E. Hugo SARRAILLET

- INDICE -

	Pag.
1. SINTESIS GENERAL	1
2. ANALISIS ELECTROENERGETICO DEL AÑO 1973	4
2.1 Mercado eléctrico, sistemas interconectados	4
2.2 Demanda	6
2.3 Abastecimiento del mercado	7
2.4 Apreciación de la situación (1973)	8
3. ANALISIS ELECTROENERGETICO A LARGO PLAZO	10
3.1 Objetivos y definición del plazo del análisis	10
3.2 Mercado eléctrico	10
3.3 Proyección de demanda	11
3.4 Recursos energéticos	12
3.5 Resultado del análisis y política del abastecimiento de la demanda	19
4. ANALISIS ELECTROENERGETICO 1974-1980	20
4.1 Mercado eléctrico	20
4.2 Demanda prevista y criterio de reserva adoptado	21
4.3 Equipamiento previsto	21
4.4 Plazo de realización de centrales	25
4.5 Criterios de equipamiento	27
4.6 Programación del equipamiento	29
4.7 Calidad del abastecimiento eléctrico	30
4.8 Acción recomendada	32
5. ANALISIS ELECTROENERGETICO 1980-1990	33
5.1 Mercado eléctrico	33
5.2 Proyección de la demanda	34
5.3 Criterios de equipamiento	35
5.4 Programa de equipamiento 1980-1990	38
5.5 Composición y análisis del equipamiento programado	39
5.6 Programa de decisiones y de estudios	46
5.7 Acción recomendada	49

	Pag.
6. REQUERIMIENTOS DE COMBUSTIBLES 1974-1990	52
6.1 Período 1974-1980	53
6.2 Período 1980-1990	53
7. REQUERIMIENTOS ECONOMICOS	54
7.1 Aprovechamientos hidroeléctricos	55
7.2 Centrales Nucleares	55
7.3 Centrales térmicas convencionales	55
7.4 Interconexiones	55
7.5 Resumen del programa de inversiones en generación e interconexiones	56
7.6 Transmisión y distribución	56
7.7 Combustible e industrias complementarias	56
7.8 Resumen de requerimientos de inversión	57

LISTA DE CUADROS Y FIGURAS

- Cuadro 1. Centrales térmicas a vapor (1973).
- Cuadro 2. Turbinas de Gas y Máquinas de C.I. (1973).
- Cuadro 3. Centrales Hidráulicas (1973).
- Cuadro 4. Centrales en construcción y con principio de deci
sión.
- Cuadro 5. Consumo aparente de hidrocarburos y carbón-usinas.
- Cuadro 6. Reservas de mineral de uranio.
- Cuadro 7. Reservas y recursos uraníferos argentinos.
- Cuadro 8. Proyección y clasificación de la demanda máxima
(1973-1980).
- Cuadro 9. Proyección y clasificación de la demanda de energ
ía (1973-1980).
- Cuadro 10. Equipamiento eléctrico, composición y análisis
(1973-1980).
- Cuadro 11. Resumen del equipamiento eléctrico (1973-1980).
- Cuadro 12. Proyección de energía, factor de carga, demanda
máxima y mínima (1980-1990).
- Cuadro 13. Proyección y clasificación de la demanda de potenc
ia (1980-1990).
- Cuadro 14. Proyectos hidroeléctricos utilizados.
- Cuadro 15. Oferta Equipamiento eléctrico (1980-1990).
- Cuadro 16. Equipamiento eléctrico, composición y análisis.
- Cuadro 17. Programa de decisiones, equipamiento (1980-1990).
- Cuadro 18. Evolución de la energía producida y consumo de
combustibles.
- Cuadro 19. Estructura del consumo de combustibles e hidro-
electricidad.
- Cuadro 20. Programa de Inversiones en aprovechamientos hidroe
léctricos.
- Cuadro 21. Programa de Inversiones en Centrales Nucleares.

Cuadro 22. Programa de Inversiones en Centrales térmicas convencionales.

Cuadro 23. Programa de Inversiones en interconexiones.

Cuadro 24. Programa de Inversiones en generación e interconexiones.

Cuadro 25. Inversiones complementarias al programa de Centrales Nucleares a corto plazo.

Figura 1. Mercados eléctricos.

Figura 2. Curva de duración de cargas (1973).

Figura 3. Plazos de construcción de centrales.

Figura 4. Análisis de la demanda (1975-1985).

Figura 5. Monótona del sistema interconectado y su configuración en 1990.

1. SINTESIS GENERAL

En el presente trabajo, tal como lo indica el título, se analiza la situación electroenergética actual y futura del país. Las partes principales del trabajo abarcan:

- 1 - Síntesis General, que contiene la descripción de los aspectos fundamentales del estudio y el resumen de las principales conclusiones y recomendaciones.
- 2 - Análisis Electroenergético 1973, que constituye el punto de partida del estudio.
- 3 - Análisis Electroenergético a Largo Plazo, que permite establecer un marco de referencia en el que se desarrollará el mercado eléctrico del país.
- 4 - Análisis Electroenergético 1974-1980, que constituye el estudio de la evolución del sector a corto plazo.
- 5 - Análisis Electroenergético 1980-1990, que contiene la planificación del abastecimiento del mercado a mediano plazo.
- 6 - Requerimientos de Combustibles 1974-1990, que analiza el abastecimiento de combustibles del sector electroenergético.
- 7 - Requerimientos Económicos, que plantea las necesidades de inversión del sector hasta 1990.

Los resultados del análisis de la situación actual, no son halagüeños. Existe un considerable déficit energético, agravado por distorsiones del mercado. Estas consisten principalmente en: la distribución desigual del consumo per cápita del país en perjuicio del interior; un deficiente aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos; un parque de generación térmica insuficiente y desequilibrado que no puede abastecer los diferentes tipos de demanda (base, semi-base, semipunta, punta, reserva) con máquinas aptas para cada servicio específico; el mantenimiento en servicio de numerosas máquinas obsoletas que hace años excedieron su vida útil; la falta de un ordenamiento del sector electroenergético del país.

En consecuencia, el desarrollo futuro del sector no sólo tendrá que abastecer los crecientes requerimientos del mercado, sino también encarar la difícil tarea de corregir o eliminar gradualmente las distorsiones existentes, a los efectos de asegurar la eficiente prestación de este servicio público esencial.

El análisis electroenergético del país a largo plazo, es el segundo aspecto estudiado. Complementa al análisis de la situación

actual y permite trazar los lineamientos de una política energética adecuada a la defensa de los intereses de la nación.

Los resultados del análisis de la evolución futura de la demanda del mercado y las posibilidades y limitaciones que surgen de la evaluación de las diversas fuentes de energía con que se cuenta, permiten concluir que la complementación adecuada de generación hidroeléctrica y nuclear brinda al mercado un abastecimiento óptimo y a la vez, única solución viable a largo plazo. Centrales de acumulación por bombeo y unidades a combustible fósil constituirán un aporte, en la medida que razones técnicas y económicas o situaciones coyunturales justifiquen su instalación.

Las ventajas inherentes de los recursos hidroeléctricos aconsejan la conveniencia de su desarrollo intensivo. Estos recursos, aún cuando resulten importantes en relación con la demanda actual, no lo son frente a la demanda a largo plazo; además, la mayor parte de los mismos son aprovechamientos de punta y semipunta.

Por tanto, sólo pueden brindar una solución parcial del problema del abastecimiento energético del país.

Se impone la necesidad de una política de sustitución de hidrocarburos y de implementación de un intenso programa de capacitación del país en tecnologías correspondientes a componentes y servicios propios de las centrales hidroeléctricas y las nucleares.

El análisis a corto plazo (1974-1980), en la práctica consiste en estudiar la manera en que el equipamiento existente, en construcción y con principio de decisión será capaz de abastecer la demanda del mercado.

Los resultados obtenidos muestran que el mercado estará obligado a soportar restricciones y deficiencias durante los próximos cinco años y en particular en 1977 y 78. La situación recién se mejorará a fines del período considerado. Sólo la adopción de soluciones de emergencia consistente en la instalación inmediata de adicionales turbinas de gas podría mitigar las restricciones previsibles, pero a costa de incrementar la distorsión actual del parque de generación.

Para evitar problemas aún mayores de los previstos, se recomienda continuar todas las obras en construcción y que cuentan con principio de decisión, con máxima celeridad y eficiencia, asegurando que los entes responsables de su ejecución cuenten con todos los medios técnicos, económicos, financieros y administrativos necesarios para cumplir su cometido. Las centrales eléctricas que entrarán en servicio entre 1974 y 1980 significan agregar al sistema unos 4.500 MW

hidráulicos, 900 MW nucleares y 1.500 MW térmicos convencionales, vale decir un total de casi 7.000 MW.

A partir de 1981, ya resulta posible programar un equipamiento eléctrico que satisfaga sin restricciones ni distorsiones la demanda prevista del mercado. Tal programación se realizó previa adopción de ciertos criterios, fundamentados en la intención de prestar un servicio eficiente sin distorsiones y concordante con una política de sustitución de hidrocarburos y correspondiente prioridad de la hidroelectricidad y centrales nucleares.

Durante la década, de acuerdo con lo programado, entraría en servicio un equipamiento compuesto de unos 12.000 MW hidroeléctricos y 5.800 MW nucleares. Realizándose los retiros de equipos obsoletos, el total neto agregado sería del orden de 17.000 MW. La participación hidroeléctrica en la potencia total instalada resulta importante a lo largo de todo el período. De un 45% de participación inicial, pasa a superar el 60% durante los últimos cinco años de la década.

Condición esencial de la oportuna entrada en servicio del equipamiento programado es el establecimiento y cumplimiento de un correspondiente programa de decisiones y tareas previas a las mismas. Tal programa se plantea observándose que ya en el año 1974 se requiere adoptar decisiones y realizar estudios y gestiones respecto a obras programadas para después de 1980.

Para asegurar el correcto abastecimiento futuro de la demanda del mercado, se recomienda: intensificar los estudios previos de los proyectos hidroeléctricos; analizar y plantear alternativas de equipamiento en previsión de eventuales demoras; ajustar periódicamente el programa de equipamiento; cumplir el programa de decisiones y el de la construcción de las obras; y, procurar el máximo aprovechamiento de los recursos con que cuenta el país, planificando en conjunto con el equipamiento eléctrico la implementación de la participación nacional y los programas de investigación y desarrollos científicos y técnicos.

El análisis del requerimiento de combustible del sector electroenergético demuestra la consistencia entre la programación del equipamiento y una política de uso prioritario de hidroelectricidad y energía nuclear, combinado con la política de sustitución de hidrocarburos.

Efectivamente, la participación de la generación hidroeléctrica crece continuamente partiendo de 16,7% en 1974 hasta 66,3% en 1990; asimismo, la energía nuclear incrementa su participación partiendo de 6,4% en 1974 hasta 30,8% en 1990. Correspondien-

temente, se observa una reducción gradual de la participación porcentual de combustibles convencionales y en particular del fuel-oil, que disminuye de un 75% inicial (1974) hasta el 1,4% en 1990.

Finalmente, se analizan los requerimientos de inversiones reales brutas del sector electroenergético entre 1974 y 1990, en forma global y aproximada. Los resultados obtenidos indican un requerimiento total de casi 30.000 millones de dólares equivalentes (valor 1973).

El equipamiento programado y las interconexiones requerirán una inversión total del orden de 10.000 millones de dólares equivalentes, monto que se incrementa a 12.600 millones con el agregado de las inversiones a realizar al final del período, en concepto de obras que entren en servicio después de 1990. De este monto, el 60% y el 30% corresponde a centrales hidroeléctricas y nucleares respectivamente. Las inversiones en transmisión y distribución se estiman en el orden de 15.000 millones de dólares equivalentes, mientras que en combustible nuclear se requerirán unos 400 millones.

Del punto de vista económico, la evolución electroenergética del país sobre la base de centrales hidroeléctricas y nucleares implica mayores inversiones en el equipamiento de generación, pero habrá compensación por menores gastos de explotación, disminuyendo además los requerimientos de inversión en el sector de combustibles convencionales, en particular en petróleo.

2. ANÁLISIS ELECTROENERGÉTICO DEL AÑO 1973

El estudio del plan de equipamiento eléctrico del país se inicia analizando el punto de partida, que corresponde a la situación vigente en el año 1973.

2.1 Mercado eléctrico, sistemas interconectados

Para el presente estudio se han tenido en cuenta los mercados eléctricos considerados por el Ministerio de Obras y Servicios Públicos, la Secretaría de Planeamiento y Acción de Gobierno y la Comisión Nacional de Energía Atómica al efectuar la "Evaluación de la Política Eléctrica y de su Proyección Futura" para el período 1973-2000, elevado a la Presidencia de la Nación en el mes de octubre de 1972 (Actuación Nº 39.833 de 1972). Asimismo, esta configuración fue adoptada por estos Organismos durante la revisión y ajuste de dicho estudio,

que culminó en un nuevo "Programa de Equipamiento de Generación Eléctrica" para el período 1973-1982, finalizado en el mes de marzo de 1973.

Los mercados eléctricos considerados son: (Fig.1)

- 1) Gran Buenos Aires-Litoral (GBA-L), (incluyendo las ventas de energía a DEBA Norte).
- 2) Córdoba.
- 3) Cuyo (Mendoza y San Juan).
- 4) Buenos Aires Sur (comprende el resto del mercado servido por DEBA y el partido General Pueyrredón a cargo de A y E).
- 5) DEBA Norte (sin incluir las compras al GBA-L).
- 6) Comahue (hasta el año 1980 se considera solamente la oferta del complejo El Chocón-Cerros Colorados, según un programa pre-establecido. A partir de 1981 se lo analiza incorporado al sistema interconectado).
- 7) Patagónico Centro.

El conjunto de estos mercados representa aproximadamente el 92% del mercado eléctrico total del país. Tal participación se irá incrementando gradualmente en virtud de que son los de mayor ritmo de crecimiento. Antes de finalizar la presente década, de acuerdo con los planes, es previsible que el conjunto de estos mercados se operará en forma interconectada, formando un sistema unificado.

El resto de los mercados existentes son: NOROESTE ARGENTINO (N.O.A.) (Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca y Santiago del Estero); PATAGONICO SUR (Santa Cruz y Tierra del Fuego); NORESTE ARGENTINO (N.E.A.) (Chaco y Corrientes) y cuatro Provincias no interconectadas (Misiones, La Rioja, San Luis y La Pampa). Estos mercados también se irán integrando gradualmente al Sistema Interconectado Nacional, pero eso previsiblemente sucederá recién después de 1980. Sin desmerecer la importancia de la solución del problema energético local de cada uno de estos mercados, dado su volumen relativamente reducido respecto al total del país y el objetivo global y general del presente análisis, los mismos no han sido considerados. Se deja expresa constancia que el problema energético y el equipamiento eléctrico de estos mercados debe ser objeto de un análisis particular, que escape al alcance del presente estudio.

Durante el año 1973, los mercados analizados en el estudio

no han constituido un sistema único interconectado, pero previendo su futura integración, se utilizó la información de la Subsecretaría de Energía que los analizó separadamente y se los consideró, por simplificación metodológica, como si se comportaran ya interconectados desde 1973 en adelante, para poder realizar así el estudio del sistema y obtener los parámetros necesarios para la planificación del equipamiento de los mismos.

2.2 Demanda

2.2.1 Curva de duración de cargas (monótona) adoptada

La monótona adoptada para el año 1973 (fig.2) se confeccionó sobre la base de los datos de la Subsecretaría de Energía para el año 1971, considerando el mismo valor del factor de carga.

La compensación gráfica de la monótona determinó:

- a) La base rectangular, formada por el valor de la demanda mínima (D_{mi}) equivalente al 32,7% de la demanda máxima.
- b) La base trapezoidal, que queda comprendida entre los límites horarios de 8.760 hs. y 5.840 hs., le corresponde una demanda de potencia del $50,0 - 32,7 = 17,3\%$ de la demanda máxima.
- c) La franja de semi-base comprendida entre los límites horarios de 5.840 hs. y 4.380 hs., correspondiéndole una demanda de potencia del $61,5 - 50,0 = 11,5\%$ de la demanda máxima.
- d) La franja de semipunta, que conjuntamente con la anterior (c) forma la zona llamada "de seguimiento" comprendida entre los límites horarios de 4.380 y 1.460 hs., correspondiéndole una demanda de potencia del $73,6 - 61,5 = 12,1\%$ de la demanda máxima.
- e) El triángulo de punta ubicado entre los límites de 1.460 hs. y 0 hs. correspondiéndole una demanda de potencia de $100,0 - 73,6 = 26,4\%$ de la demanda máxima.

A los efectos de determinar la energía correspondiente a esta zona del diagrama, se ha compensado el área con una hipotenusa comprendida entre las coordenadas de 1.460 hs., (73,6%) y la de cero horas (92,6%).

2.2.2 Demanda de potencia máxima (D_{mx})

Se adoptó para el conjunto de los mercados considerados como sistema unificado el valor estimado por la Subsecretaría de Energía para el año 1973 de 4.260 MW, valor al que por razones de método

logía se le descontó la demanda máxima del Comahue (74 MW), obteniéndose así el valor de 4.186 MW.

2.2.3 Demanda de energía

Para el año 1973, de acuerdo a la caracterización adoptada para la monótona y a las demandas resultantes para cada zona de la misma, se efectuó el cálculo para cada una de estas últimas, obteniéndose por sumatoria de los mismos el valor resultante de la energía total, 21.795 GWh.

2.3 Abastecimiento del mercado

Se procedió al relevamiento y clasificación del parque de generación existente en 1973 empleando para ello:

- a) la información disponible en la oportunidad de la confección de los trabajos mencionados en el punto 2.1;
- b) los datos contenidos en el informe del Modelo Matemático para el equipamiento eléctrico realizado en la Subsecretaría de Energía;
- c) el inventario de los recursos hidroeléctricos de la República Argentina relevado por Agua y Energía en el año 1969;
- d) otras informaciones pertinentes.

2.3.1 Centrales de Servicio Público en operación

El parque térmico del mercado considerado constituido por centrales a vapor, turbinas de gas y máquinas de combustión interna, se ha clasificado como muestran los cuadros 1 y 2.

En cuanto a la potencia de origen hidráulico, se la ha clasificado según su posibilidad de funcionamiento como se detalla en el cuadro 3.

El parque de generación que corresponde a Cooperativas no ha sido incluido en el relevamiento, por considerarlo de poca relevancia a los efectos del análisis del equipamiento futuro del sistema.

2.3.2 Centrales en construcción y con principio de decisión

Las centrales hidráulicas, térmicas convencionales y nucleares que se encuentran en diversas etapas de realización se detallan en el cuadro 4, donde también figuran los respectivos cronogramas previstos de entrada en servicio. Respecto a este último aspecto cabe se--

ñalar que se trata de cronogramas que no incluyen la consideración de eventuales demoras tanto en la iniciación de las obras como en la construcción y puesta en marcha de los mismos, a partir de la fecha del presente informe. Se deja constancia que tal criterio resulta optimista en vista de la experiencia pasada en éstos y similares proyectos.

2.3.3 Autoproducción

En los estudios mencionados en el párrafo 2.1 se consigna "el total de energía generada en el país en el año 1971 (último valor disponible) fue de 23.654 GWh de los cuales 18.654 GWh (79%) correspondía al Servicio Público (SP) y alrededor de 5.000 GWh (21%) a la Autoproducción (AP)".

Las cifras provisionales estimadas por la Subsecretaría de Energía consignan como valor de la energía generada por la autoproducción para el año 1972 del orden de 4.900 GWh y habiendo sido la producción del SP del orden de 20.500 GWh, resulta una participación de la AP del orden del 19,3% de la energía total generada (SP + AP).

Asimismo, debe destacarse que siendo la potencia total instalada de la AP (1972) del orden de 1.800 MW, resulta un factor de utilización de 2.722 hs., lo que revela un relativamente bajo nivel de aprovechamiento de dicha potencia instalada.

La potencia instalada en AP se discrimina en 927 MW turbinas de vapor, 848 MW máquinas de combustión interna y 25 MW centrales hidráulicas.

La desproporción evidente entre la potencia de combustión interna (47% del total) frente a la de vapor (51%), demuestra un bajo grado de utilización.

2.4 Apreciación de la situación (1973)

2.4.1 Calidad del abastecimiento eléctrico

El análisis de la situación del año 1973 muestra serias deficiencias en cuanto al abastecimiento de los requerimientos del mercado, en particular de las diferentes zonas definidas de la curva de duración de carga.

Suponiendo que los mercados considerados en 2.1 se encontrasen interconectados (lo que no es el caso real) beneficiándose mutuamente por un despacho optimizado de cargas y la unificación de la reserva, la utilización del parque de generación sería como sigue:

- a) en la franja de base se emplearían 132 MW hidráulicos, 1.468 MW del denominado equipamiento térmico de rendimiento bueno, además 477 MW de rendimiento medio y 365 MW de rendimiento malo;
- b) la franja de seguimiento se satisfaría con 59 MW hidráulicos; 194 MW de rendimiento malo; 614 MW de equipo obsoleto y 120 MW de equipamiento de punta;
- c) en la zona de punta se emplearían 198 MW hidráulicos; 736 MW de turbinas de gas y combustión interna, debiéndose recurrir además a los 104 MW de equipos que están calificados como de reserva;
- d) la reserva sólo dispone de 144 MW de origen hidráulico que representa el 17,2% de la reserva requerida, resultando un déficit de reserva del 82,8%, equivalente a 693 MW.

Se observa que en el caso hipotético de la operación unificada de los sistemas aislados, el abastecimiento sería deficiente. En la realidad, el problema es aún más grave. Prueba de ello: interrupciones de servicio, baja tensión y variación de frecuencia más allá de los límites admisibles, demanda insatisfecha, alto costo de generación, imposibilidad de mantenimiento correcto, operación de máquinas fuera de su zona de utilización adecuada.

2.4.2 Distorsiones

Además de las deficiencias del servicio señaladas anteriormente, el análisis somero de la situación muestra una serie de anomalías y distorsiones, cuya corrección debe constituir uno de los objetivos a encarar al planificar la evolución del mercado abastecedor de energía eléctrica del país. Sin entrar a discutir las causas o motivos que originaron tales anomalías o distorsiones, se señalan a continuación las principales:

- Existe desproporción en el consumo de energía eléctrica per cápita de las diversas regiones que forman el conjunto del país, siendo el mismo, en general, menor en el interior y habiendo varias provincias con consumos unitarios excesivamente reducidos;
- El aprovechamiento del potencial hidráulico es sumamente reducido;
- El parque de generación muestra una fuerte distorsión con un exceso de utilización de derivados de petróleo (fuel-oil y diesel-oil) y gas natural;
- Existe exceso de turbinas de gas, que además son operadas con alto factor de utilización en forma inadecuada, fuera de su zona de aprovechamiento correcta (punta o reserva);
- Se encuentran en servicio activo numerosas unidades obsoletas que hace años excedieron su vida útil;
- Subsisten zonas aisladas cuya interconexión sería perfectamente justificable;
- Existen sistemas interconectados que sin embargo no se operan con un despacho unificado de cargas;
- Falta coordinación en la programación de obras de las empresas prestatarias del servicio público;

- Se mantienen tarifas "políticas" sin compensar con recursos económicos provenientes de otras fuentes, los requerimientos económicos de las empresas de electricidad, dificultándose en consecuencia su expansión necesaria.

3. ANALISIS ELECTROENERGETICO A LARGO PLAZO

3.1 Objetivos y definición del plazo del análisis

El objetivo principal del estudio electroenergético a largo plazo, es establecer un marco de referencia en el que se desarrollará el mercado eléctrico del país. La planificación del equipamiento a corto y mediano plazo debe encuadrarse en dicho marco de referencia, ya que las decisiones de hoy afectan la estructura futura del mercado y viceversa, aspectos particulares y problemas que sólo aparecerán más adelante - pero que hoy pueden preverse - inciden en la optimización de la acción inmediata.

La vida útil generalmente aceptada de una central hidroeléctrica es del orden de 50 años; la de una central térmica convencional al igual que la de una central nuclear, es de 30 años; 20 años corresponden a una turbina de gas y unos 25 años a líneas de transmisión. Si se agrega a la vida útil de una instalación el plazo que requiere su estudio previo, gestiones para llegar a la iniciación de la obra y el plazo de construcción y habilitación de la misma, resulta que prácticamente cualquier decisión presente afecta la estructura del mercado eléctrico del país, por lo menos hasta el fin del siglo y en algunos casos, considerablemente más allá. Recursos energéticos complementarios que difieren en magnitud y calidad, requieren para su correcto análisis a largo plazo, que la demanda exceda significativamente a los recursos más limitados y que, por consiguiente, primero se agotarían, a los efectos de facilitar la evaluación de la participación de cada tipo de recurso en el abastecimiento de dicha demanda. También esta condición se cumpliría hacia fines del siglo, en el caso particular de la República Argentina.

Considerando los factores que anteceden y el hecho que las proyecciones y previsiones futuras tienden a perder confiabilidad y exactitud a medida que se prolonguen los plazos, incrementándose consecuentemente la probabilidad de apartarse de la realidad, se adopta como horizonte para el análisis a largo plazo, el año 2.000.

3.2 Mercado eléctrico

En el punto 2.1 se definió como mercado eléctrico con-

siderado en el estudio, un conjunto de regiones correspondientes a sendos sistemas eléctricos, cuya integración formando un sistema interconectado nacional se completaría antes del fin de la presente década.

Este mercado abarca del orden del 92% del mercado eléctrico total del país.

Es de esperar que en las dos décadas siguientes otros mercados - por ahora aislados - se integren al sistema interconectado, incrementando de esta forma el mercado abarcado del mismo por encima del 95%, lo que en la práctica equivale a considerar la totalidad del país.

3.3 Proyección de la demanda

En el presente estudio se consideraron por separado las proyecciones de la demanda hasta 1980 y entre 1981 y 1990.

La demanda máxima de potencia prevista para 1980 resultó ser del orden de 9.000 MW. Para 1990 se llegó a 22.000 MW sobre la base de una tasa de crecimiento para la demanda de energía de 10,45% anual acumulativo a partir de 1980, lo que corresponde a 125.000 GWh en 1990.

Parece razonable suponer que en la última década del plazo del análisis (1991-2000) se vuelva a notar cierto amortiguamiento en la velocidad de crecimiento de la demanda, de manera que ésta resulta ser del orden del 9% anual acumulativo (a.ac.) en promedio.

Con esta hipótesis se llega a una demanda máxima proyectada para el año 2000, del orden de 52.100 MW, que a su vez significa un requerimiento de potencia instalada, del orden de 62.500 MW (criterio de reserva 20% de demanda máxima).

Si el crecimiento de la demanda fuese del 10% o bien del 8% a.ac. (para asignar a la proyección un margen de error), los resultados obtenidos con el 9% de crecimiento (52.100 MW de demanda máxima) corresponderían al año 1999 o bien al año 2001, respectivamente. Tal dispersión en un análisis a largo plazo carece de significado práctico.

El orden de magnitud de la capacidad de generación a instalar en la década 1991-2000, sería de unos 40.000 MW.

Como el incremento anual de la demanda es proporcio-

cional a la demanda misma, resulta que para fines del siglo la capacidad de generación a agregar anualmente será del orden de magnitud de la potencia total disponible actualmente.

Un requerimiento de 100.000 MW de potencia total instalada aparece hacia el año 2005, o sea dentro de poco más de 30 años.

Estos resultados obtenidos de proyecciones a largo plazo, cumplen con el objetivo principal de tal análisis, o sea el establecimiento de un marco de referencia en el que se desarrollará el mercado eléctrico del país.

3.4 Recursos Energéticos

La estructura del abastecimiento energético argentino (expresado como consumo aparente), fue el siguiente en el año 1971:

Derivados del petróleo	71,9%
Gas natural	17,7%
Carbón	2,8%
Uranio	---
Combustibles Vegetales	6,3%
Hidroelectricidad	1,3%
	100,0%

En cuanto a la tendencia que señalan los datos correspondientes a la evolución del sector durante la década pasada, se observa que la participación porcentual de los derivados del petróleo se mantuvo prácticamente constante; la participación del gas natural se incrementó triplicándose mientras que la del carbón y la de los combustibles vegetales se redujo a la mitad; en la hidroelectricidad también se nota una merma (1,6% en 1960 a 1,3% en 1971).

Como se observa en el cuadro 5 de los derivados de petróleo, que ocupan un lugar preponderante, los combustibles destinados al "consumo de usinas" representaron en 1972 alrededor del 20% del consumo total, lo que en cifras absolutas significó alrededor de 4,6 millones toneladas equivalente petróleo (tep); a ello se agrega el consumo de gas natural en usinas, que aproximadamente era de 1,1 millones tep y el carbón nacional (220.000 tep), lo que

suma un equivalente de casi 6 millones de tep, o sea del orden del 20% del consumo total de hidrocarburos y carbón-vapor del país.

Es de notar que en 1972 el país importó del orden de 3 millones tep (60% petróleo y 40% gas); en 1973 las importaciones posiblemente serán del orden de 5 millones tep.

Observando las estructuras del abastecimiento energético y electroenergético del país y en particular la incidencia de los hidrocarburos, se requiere analizar los recursos a los efectos de poder plantear una política de combustibles a largo plazo, como parte integrante de la política electroenergética.

3.4.1 Recursos hidroeléctricos

Los recursos hidroeléctricos del país han sido relevados en varias oportunidades.

En el año 1963, el Ing. Carlos A. VOLPI en su trabajo "La potencia hidroeléctrica en la República Argentina" llega a la cifra de 10.237,8 MW como la potencia hidroeléctrica instalable del país, en condiciones económicas competitivas. En el trabajo "Los recursos hidráulicos de Argentina" realizado en 1963 por CEPAL-CFI, se estima como potencial técnica y económicamente aprovechable 22.785 MW con una capacidad de generación de 91.644 GWh.

En 1969, la empresa A y E en su "Inventario de los Recursos Hidroeléctricos de la República Argentina" llega a un potencial de 31.535 MW capaz de generar anualmente 151.748 GWh. Este relevamiento se refiere al potencial bruto y no tiene en cuenta el factor de competitividad económica ni factibilidad técnica en algunos casos.

En 1973, el Comité Argentino de la Conferencia Mundial de la Energía, en el trabajo "Desarrollo Energético Argentino" cita como Recursos Hidroeléctricos una potencia total de 44.949 MW con una capacidad de generación de 172.526 GWh. Tampoco este relevamiento aplica el concepto de "económicamente aprovechable" y/o técnicamente realizable.

Por supuesto, el incremento de los recursos hidroeléctricos del país, que surge del análisis de los estudios realizados que anteceden, es sólo aparente. Los criterios empleados para definir el límite de competitividad económica varían o bien, como en los últimos dos estudios de relevamiento citados, no se aplican. Por otra parte, estudios más profundos pueden lograr una mejor optimización de las distintas cuencas, tanto en la capacidad de generación de energía, co-

mo en la potencia instalable.

Analizando los recursos hidroeléctricos del país desde el punto de vista de su aprovechamiento en un programa a largo plazo con una correspondiente expansión del mercado, se acepta que prácticamente todos entran en la categoría de "económicamente aprovechable".

Tal criterio se adopta en vista de los costos de combustible constantemente crecientes y considerando los beneficios adicionales que los aprovechamientos hidráulicos son capaces de brindar, tales como abastecimiento de agua potable y para usos industriales, riego, regulación de crecidas, transporte, etc.

Se acepta en consecuencia, que los recursos hidroeléctricos del país son capaces de generar del orden de 150-170.000 GWh anualmente. La potencia instalable es más difícil de definir, dado que existe la posibilidad de "empuntar" o sobredimensionar una central hidráulica, con un consiguiente aumento en su potencia instalada, pero con un incremento de potencia del orden de 42%, acompañado con un incremento de energía de sólo el 14%. Considerando que la posibilidad de "empuntar" o sobredimensionar también tiene su límite, parece razonable aceptar por ahora las cifras que surgen de los relevamientos realizados.

Esto significa una utilización anual promedio del orden de las 3.500 horas por año.

Sólo una parte - del orden de 10-12.000 MW - de los recursos hidroeléctricos relevados del país corresponden a aprovechamientos para generar energía de base; el resto, por sus características técnicas es apto para generar energía de punta, semipunta y algo de semibase, siendo su utilización promedio del orden de 2.000 a 2.500 hs./año.

Los aprovechamientos de acumulación por bombeo, no se consideran en la categoría de "Recursos hidroeléctricos", dado su característica de transformar energía eléctrica de base en energía eléctrica de punta y no de generar energía.

3.4.2 Recursos de petróleo y gas natural

Las reservas de petróleo del país, de acuerdo con los últimos datos de YPF, son del orden de 390 millones de metros cúbicos. Siendo el consumo actualmente de unos 25 millones de metros cúbicos por año, las reservas equivaldrían a 15 años de consumo sin considerar el incremento anual del mismo.

Suponiendo que el 20% del consumo de petróleo se emplearía para la producción de energía eléctrica y dedicando por ende el 20% de las reservas a esta finalidad, esto equivaldría a abastecer durante 30 años unos 2.000 MW funcionando en la base del diagrama de cargas.

El incremento de las reservas, además de depender de las características propias del país, es función del ritmo de exploración, lo que a su vez implica las correspondientes inversiones de capital no siempre redituables, dado el cada vez mayor riesgo minero involucrado.

En el análisis de los recursos petrolíferos, debe tenerse en cuenta además de la situación propia del país, también la situación mundial. Esta fuente energética difiere fundamentalmente de los recursos hidroeléctricos anteriormente considerados, las que o bien se aprovechan en el país o se dejan de utilizar. El petróleo que el país produce podría ser exportado si hubiese excedentes, mientras que resulta necesario recurrir a la importación, si la producción propia no alcanza a cubrir la demanda, tal como sucede en la situación actual.

El problema energético y en particular el del petróleo, que el mundo enfrenta actualmente, es bien conocido y no requiere mayores comentarios. Incremento de precios y escasez caracterizan la situación. La conclusión general válida para cualquier país excepto el que sea gran productor y exportador de petróleo, es implementar en lo posible una política de sustitución de petróleo y sus derivados.

Tal política ya ha sido adoptada en nuestro país, reconociendo que es necesario y prudente restringir al máximo el uso de los hidrocarburos como combustibles en la generación de energía eléctrica, reservándolos para otros usos más nobles como ser petroquímica y otros destinos.

En cuanto al gas natural, las últimas estimaciones dan para las reservas comprobadas, un valor del orden de 190.000 millones de metros cúbicos (1.000 m³ gas equivalen a 1 m³ petróleo).

La producción de gas natural del país en 1971 era de 8.000 millones de metros cúbicos. En 1972 se importaron 1.000 millones de metros cúbicos de gas natural más 360.000 toneladas de gas licuado.

En cuanto al eventual empleo de gas para ser quemado en centrales, a éstas les queda reservado el papel que han ejercido hasta el momento: "de pulmón" en los casos circunstanciales de excesos de la oferta de gas. En las turbinas de gas se seguirá usando Diesel-oil, salvo que una política protectora del sector petróleo disponga lo contrario.

3.4.3 Recursos de carbón

Las reservas de carbón mineral están prácticamente en su totalidad concentradas en los yacimientos de Río Turbio, ubicados en la provincia de Santa Cruz.

De acuerdo con la información disponible de YCF, las reservas correspondientes a las distintas categorías de mineral medido, indicado e inferido, serían de 374, 48 y 33 millones de toneladas de carbón bruto respectivamente, lo que sumado llega a un total de 455 millones de toneladas. La producción bruta y comerciable en 1972 fue de 1.184.000 toneladas y de 675.000 toneladas respectivamente. El poder calorífico superior es del orden de 6.000 kcal/kg.

El carbón de Río Turbio se utiliza principalmente en Siderrurgia (mezclado con carbón importado) y como combustible de centrales eléctricas.

Las reservas conocidas, de utilizarse íntegramente en centrales eléctricas, equivalen al abastecimiento de unos 4.000 MW durante 30 años operando en la base del diagrama.

Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF), además del esfuerzo que está realizando en laboreo minero, transporte, purificación y facilidades de embarque marítimo, ha efectuado diversos estudios para determinar el punto de equilibrio económico de la producción y provisión de carbón como sustituto del fuel-oil en centrales eléctricas.

Hasta hace poco, dicho punto de equilibrio económico se ubicaba alrededor de una producción anual superior a 1,5 millones de toneladas.

Posteriores estudios contratados ubicarían dicho punto de equilibrio a metas superiores de producción (2 a 2,5 millones de toneladas anuales).

Tales estudios, sin embargo, son previos a la reciente crisis de petróleo, uno de cuyos efectos consiste en un incremento sustancial de los precios internacionales de los hidrocarburos. En estas nuevas condiciones y aceptando la hipótesis de que no se trata de una crisis momentánea cuyos efectos desaparecerán en corto plazo volviéndose a los precios anteriores, los puntos de equilibrio económico citados pierden vigencia.

Aún sin recurrir a argumentos derivados de la escasez actual y previsible de petróleo, por razones de economía, se acepta la conveniencia de emplear carbón nacional en donde eso resulte factible, como sustituto de hidrocarburos quemados en centrales eléctricas.

Como la producción comerciable de YCF ha alcanzado hasta el momento, valores que no sobrepasan 700.000 toneladas anuales, se infiere que deberían realizarse ingentes esfuerzos en inversiones de capital y dejar pasar un apreciable lapso antes de poder alcanzar las metas de producción propuestas, a los efectos de posibilitar la satisfacción de la demanda del mercado tanto en siderurgia, como en centrales eléctricas a carbón.

Teniendo en cuenta las centrales en servicio aptas para quemar carbón y las disposiciones adoptadas para convertir las instalaciones actuales que consumen fuel-oil en las centrales de Necochea de DEBA, grupos 7 y 8 de SEGBA y el nuevo grupo de San Nicolás, las necesidades de carbón serían del orden de 2 millones de toneladas anuales, lo que representa un severo compromiso, aún sin considerar la demanda de la siderurgia.

3.4.4 Recursos de Combustibles Nucleares

Con respecto a los recursos argentinos de uranio y de acuerdo con la composición geológica del país y los conceptos que actualmente rigen sobre la génesis de los depósitos uraníferos, puede establecerse que de los 2.800.000 km² que cubren el territorio continental argentino, cerca de la mitad presenta posibilidades favorables para la existencia de tales yacimientos.

Dentro del área así señalada, se estima que ciertas regiones que en conjunto abarcan unos 400.000 km² ofrecen perspectivas de mayor interés en tal sentido. Hasta la fecha, ya se reconocieron 200.000 km² de las mismas, de los cuales 150.000 km² lo fueron mediante prospección aérea semi-regular (expeditiva).

En los cuadros 6 y 7 se resumen las reservas de mineral de uranio y las reservas y los recursos uraníferos argentinos tabulados por costos y categorías respectivamente.

Debe destacarse que los valores tabulados para las categorías "recursos razonablemente asegurados" y "recursos adicionales posibles" hasta U\$S 15/lb de U₃O₈ son muy conservativos, pues se prefiere mantener a los mismos con alto grado de seguridad.

El proceso de elaboración del uranio a ser usado como combustible en las centrales nucleares comprende una serie de etapas, cuya realización requiere un tiempo relativamente largo.

Estas etapas son: prospección, estudio de las manifestaciones, desarrollo del yacimiento, explotación minera, elaboración

química del concentrado, purificación y transformación a dióxido o bien a hexafluoruro de uranio, enriquecimiento y reconversión (cuando corresponda) y por último, la fabricación de los elementos combustibles.

La secuencia necesaria de estas etapas da como resultado que deban transcurrir por lo menos 12 a 14 años desde el descubrimiento de una manifestación y el uso del uranio.

Este lapso, en sí grande, significa la necesidad de determinar una política de prospección, extracción y elaboración anticipada y coherente con la política de instalaciones de generación planificada a mediano y largo plazo. De no hacerse así, no se podrán satisfacer los requerimientos de uranio con provisión nacional.

La capacidad actual de elaboración de concentrado de uranio en el país está concentrada en las plantas Malargüe, cuya capacidad de elaboración es de 100 t de mineral por día, con una producción del orden de 25 t de U_3O_8 por año; la planta de Córdoba y la estación de lixiviación Don Otto que en conjunto pueden elaborar minerales a razón de 2000 t por mes con una producción de 15 t anuales de U_3O_8 , previsiblemente hasta el año 1978 inclusive. La planta de Córdoba, actualmente en proceso de adecuación para la construcción de las instalaciones de purificación nuclear, dispone de una capacidad de refinación de hasta 2 t de uranio por mes trabajando en dos turnos o de 3 t de uranio por mes con tres turnos. Esta capacidad adicional podría ser saturada mediante la refinación de concentrados provenientes de estos yacimientos.

A los efectos de poder abastecer de uranio al país, resulta necesario iniciar de inmediato la instalación y explotación de un complejo minero-fabril de tamaño industrial (San Rafael), con una capacidad de producción inicialmente de 600 t por año.

Para evaluar el significado de los recursos uraníferos del país, es necesario tener en cuenta ante todo, que el único uso pacífico de este material es servir de combustible de los reactores.

Las 15.500 t de uranio calificadas como reservas a un costo de extracción inferior a 30 dólares (equivalentes) por libra de U_3O_8 (cuadro 6) permiten generar 820.000 GWh, o sea alimentar 4000 MW durante 30 años, funcionando en la base del diagrama. Las reservas y recursos (cuadro 7) alcanzarían para alimentar unos 16.000 MW en las mismas condiciones.

Lo que antecede no es suficiente para expresar el contenido energético del uranio, porque al quemarse este combustible en un reactor se produce plutonio, que a su vez es combustible nuclear (a expensas del isótopo U^{238} que se transmuta). El plutonio producido puede "reciclarse" tanto en los reactores del tipo actualmente empleado,

como en los reactores reproductores rápidos en desarrollo y cuyo ingreso en el mercado se espera hacia fines de la década del ochenta. Reciclando el plutonio en reactores actuales (similares a Atucha o Córdoba) la equivalencia energética del uranio se multiplica por un factor del orden de 3; con reactores reproductores rápidos, el factor de multiplicación podría llegar a 30 ó más.

El reactor de la Central Nuclear Atucha (320 MW), requiere anualmente del orden de 50 t de uranio.

3.5 Resultado del análisis y política de abastecimiento de la demanda

El análisis efectuado de la evolución del mercado eléctrico del país y sus requerimientos, como así también las posibilidades y limitaciones que surgen de la evaluación de las diversas fuentes de energía con que se cuenta, permiten formular una política de abastecimiento de la demanda a largo plazo.

Las Centrales hidroeléctricas y las nucleares surgen como la respuesta al futuro requerimiento de capacidad de generación del país. Las centrales térmicas convencionales, en el marco de una política de sustitución de hidrocarburos que se impone y las limitaciones existentes de los recursos carboníferos, sólo podrán servir de cierto complemento de los anteriores en algunos casos donde su empleo se justifique.

En cuanto a los recursos hidroeléctricos, sus ventajas inherentes aconsejan la conveniencia de su desarrollo intensivo. Sin embargo, es necesario considerar dos factores, intrínsecos a este tipo de generación, a los efectos de acotar la medida en que la hidroelectricidad pueda realizar su aporte al país. Estos factores son:

- a) los recursos hidroeléctricos al presente muy poco aprovechados, aún cuando resultan importantes en relación con la demanda actual, no lo son frente a la demanda a largo plazo; además su magnitud limitada prácticamente no ofrece la posibilidad de incrementos futuros. Por lo tanto, a largo plazo sólo pueden brindar una solución parcial al problema del abastecimiento energético del país;
- b) la mayor parte, del orden del 70-75% de los recursos hidroeléctricos del país son aprovechamientos de punta y semipunta, siendo el resto, que es apta para generar energía de base y semibase insuficiente para abastecer totalmente aún a corto y mediano plazo, la demanda del mercado en este tipo de equipamiento.

Por lo que antecede y dada la característica de las centrales nucleares de constituir fundamentalmente un equipamiento de base, la complementación adecuada de generación hidroeléctrica y nuclear brinda al mercado un abastecimiento óptimo y a la vez, única solución viable a largo plazo.

Centrales de acumulación por bombeo y unidades a combustible fósil constituirán un complemento, en la medida que razones técnicas y económicas o situaciones coyunturales justifiquen su instalación.

Aceptando una evolución futura del parque de generación acorde con los conceptos anteriormente vertidos, se requiere implementar un programa intenso de capacitación del país, concentrando el esfuerzo en las tecnologías correspondientes a componentes y servicios propios de las centrales hidroeléctricas y las nucleares. Resulta esencial asegurar la creciente participación nacional en estas obras, tanto en la ingeniería, como en la construcción y erección de los equipos y componentes.

Se hace notar que la evolución del mercado abastecedor sobre la base de generación hidroeléctrica y nuclear, dado que en ambos casos se trata de instalaciones capital-intensivas, significa importantes inversiones a realizar, pero también es necesario tener en cuenta que éstas se verán compensadas por menores gastos de explotación.

4 ANALISIS ELECTROENERGETICO 1974-1980

4.1 Mercado eléctrico

Para este período se ha considerado el mercado eléctrico conformado por los sistemas indicados en el párrafo 2.1.

El Gran Buenos Aires - Litoral, sistema más importante del mercado, ya se encuentra interconectado con el Comahue y con DEBA-Norte. Asimismo está siendo conectado con Buenos Aires Sur, por intermedio del rebaje en Henderson de la línea El Chocón - Buenos Aires. La interconexión con Córdoba está programada para 1975/76 y con Cuyo, que se conectaría con Córdoba, en 1977/78. Patagonia Centro a su vez se ligaría previsiblemente con el Comahue hacia 1977.

Coincidentemente con la entrada de la primera etapa de las centrales hidráulicas Alicurá y Collón Curá en los años 1979 y 1980 respectivamente, se acepta la operación de una línea de transmisión

de 500 kV entre Comahue - Bahía Blanca y eventualmente la interconexión Bahía Blanca - Gran Buenos Aires, con capacidad de transmitir la energía generada por dichos aprovechamientos.

Por razones de metodología de trabajo, en este período no se considera la demanda de potencia del Comahue al determinar la demanda máxima del sistema considerado. El Comahue se autoabastece y exporta sus excedentes. La oferta procedente del complejo Chocón - Cerros Colorados, se ajusta a un programa preestablecido.

Se hace notar, que algunas conexiones entre sistemas, en particular las que unen Buenos Aires Sur con el GBA - L y Patagonia Centro con el Comahue, inicialmente son débiles, sin permitir la operación unificada de los mismos.

4.2 Demanda prevista y criterio de reserva adoptado

Para el período 1973/80, se adoptó el crecimiento de la demanda máxima del sistema considerado, tal como fué estimado en el estudio mencionadc en el párrafo 2.1. La tasa de crecimiento anual acumulativa (a.ac.) resultante es del 11,36%.

Adoptando el factor de carga del año 1973 como constante, se elaboró la proyección de la demanda de potencia y de la energía para el período, discriminando cada zona considerada de la curva de duración de carga. Los resultados se encuentran en los cuadros 8 y 9.

Para estimar la reserva necesaria del sistema, se adoptó el criterio de tomar el 20% de la demanda máxima. Se Hace notar que cálculos basados en un criterio de reserva más sofisticado, tal como el probabilístico, indican valores de reservas requeridas superiores a los aquí considerados.

4.3 Equipamiento previsto

El Cuadro 4 contiene la lista de centrales que en 1973 se encuentran en construcción o con principio de decisión y que previsiblemente entren en servicio entre 1974 y 1980.

En cuanto a la fecha de la entrada en servicio de una central, se considera el año en el que tal puesta en operación se produce antes del pico de invierno.

4.3.1 Centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas incluídas en el cuadro 4, son las siguientes:

a) Obras en construcción:

Complejo El Chocón - Cerros Colorados, ubicado sobre el río Limay (Neuquén). De acuerdo a un programa preestablecido hasta el año 1980, se ha reservado cierta cantidad de potencia de base y de punta para el mercado local, de modo que el excedente queda disponible para el mercado GBA-L en las cantidades y calidades fijadas para cada año en la forma señalada en el cuadro 4. Se estima que a partir del año 1980 se demandará mayor cantidad de energía para el mercado local, por lo que a partir de dicho año es aconsejable a los efectos del análisis, incorporar al sistema interconectado el mercado del Comahue.

Futaleufú, cuya producción de energía se destina a satisfacer la demanda de la fábrica de aluminio de Puerto Madryn. Esta oferta se ha considerado como equivalente de 8.400 hs. al año, representando un total de 290 MW, que se supone se incorporan durante los años 1975 y 1976 en partes iguales.

Puente Ullún, que es una pequeña central sobre el río San Juan de 42 MW efectivos y 157 GWh de generación de energía anual, ubicada en la zona de semipunta de la monótona. Se incorporaría en el año 1976.

Agua del Toro, ubicada sobre el río Diamante en Mendoza, de 124 MW y 244 GWh efectivos. Opera en la zona de semipunta y se incorporaría en el año 1976.

Piedras Moras, pequeño aprovechamiento sobre el río 3º (Córdoba), de 12 MW y 46 GWh efectivos, que entraría a operar también en el año 1976.

Los Reyunos, sobre el río Diamante (Mendoza) central compensadora de la central Agua del Toro ya mencionada, dispone de 207 MW y 302 GWh efectivos, lo que la hace apta para operar en punta. Entraría en operación en el año 1978. Es una central combinada, empleando parcialmente acumulación por bombeo.

b) Obras con principio de decisión:

Salto Grande, ubicada sobre el río Uruguay, aprovechamiento internacional y proyecto largamente postergado, de 1.620 MW ins

talados, de los cuales son disponibles para la República Argentina 996 MW garantizados en el centro de carga (5.000 GWh), de acuerdo con lo convenido, hasta el año 1984 inclusive. A partir de 1985 se irá cediendo un grupo cada dos años a la República del Uruguay hasta el año 1991, en que se dispondría la mitad para cada país (810 MW inst.). Este aprovechamiento que ingresaría en el año 1979 al mercado, operaría en 1980 hasta 398 MW (4 grupos), de base de 8.400 hs. equivalentes y 404 MW (4 grupos) en semi-base de 4.000 hs. equivalentes.

Alicurá, ubicada sobre el río Limay (Neuquén - Río Negro), de 934 MW efectivos y que opera en la zona de semipunta. Se incorporaría al sistema en dos etapas iguales de 467 MW cada una, en los años 1979 y 1980 respectivamente. En noviembre de 1973 se realizó el llamado a precalificación de contratistas para obras civiles. Con Collón Curá y Piedra del Aguila forma parte del complejo Alicopá.

Collón Curá, sobre la misma cuenca que Alicurá (Neuquén) de 560 MW efectivos y que opera también en semipunta. Se incorporaría al sistema en dos etapas de 280 MW cada una, en los años 1980 y 1981 respectivamente. Se encuentra en estudio.

Los Blancos, sobre el río Tunuyán (Mendoza), de 239 MW y 830 GWh efectivos y que operaría en semibase. Ingresaría al mercado en el año 1979.

4.3.2 Centrales Nucleares

Se prevé la entrada en servicio de la Central Atucha de 319 MW en 1974, la que servirá directamente al mercado GBA - L y por sucesivas interconexiones, al sistema interconectado en consideración. Se supone que su ingreso se hará en la zona de semibase, ya que se le asigna una expectativa de utilización menor que 65% para el primer año de funcionamiento; luego podrá alcanzar factores de utilización del 75 y 80%, lo que la colocaría en la base de la curva de duración de cargas.

La pronta decisión que deberá recaer sobre el contrato de construcción de la Central Nuclear Córdoba de 600 MW de potencia, determinará que en el año 1980 pueda disponerse de esta potencia en la Provincia de Córdoba y en el sistema interconectado. Se la considera actuando durante el primer año en la semibase, con un factor de utilización de 65/70%. A partir del año siguiente (1981), se acepta que podrá operar en la base rectangular.

4.3.3 Centrales Térmicas Convencionales a vapor

a) En construcción:

Ampliación de Pilar. Se encuentra en ejecución por EPEC en Córdoba; consiste de dos grupos de vapor de 72 MW efectivos cada uno, que deberían ingresar al mercado en los años 1974 y 1975 respectivamente.

Se trata de dos unidades de rendimiento medio ($\eta=2.500$ kcal/kWh), que habrán de reforzar el equipamiento térmico de la Provincia para satisfacer la demanda regional hasta el advenimiento de la Central Nuclear Córdoba.

Ampliación de Costanera. En Buenos Aires se está constituyendo la ampliación de la Central térmica Costanera de SEGBA, que consiste en la instalación de un grupo monoblock de 334 MW efectivos, cuyo rendimiento estarán entre los mejores obtenibles para este tipo de máquina ($\eta=1990$ kcal/kWh). Esta unidad podrá consumir fuel-oil o gas natural, según sea la disponibilidad de ambos en plaza. Se espera su habilitación en el año 1975.

Sorrento B, se trata de la instalación de una máquina monoblock de 152 MW efectivos de buen rendimiento, del tipo de arranque rápido. Estaría habilitada en el año 1976 y por sus características actuará en la zona de base.

b) Con principio de decisión:

San Nicolás N°7, es ampliación de la central de San Nicolás con la instalación de una unidad monoblock de buen rendimiento de 334 MW efectivos, consumiendo carbón proveniente de los yacimientos de Río Turbio. Ingresaría en el mercado en el año 1978, trabajando en la base de la monótona. Adjudicada en noviembre de 1973.

Luján de Cuyo, será ampliada una unidad monoblock de 334 MW efectivos de buen rendimiento y que ingresaría en el mercado en el año 1978. Este equipo estará preparado para consumir combustible pesado del tipo de residuos asfálticos provenientes de la destilería ubicada en la misma zona. En previsión de que la producción de dicho combustible no alcanzare, también podrá consumir fuel-oil parafínico. Estará ubicada en la zona de base de la monótona. Se encuentra en licitación.

Comodoro Rivadavia km 5, es una máquina de 28 MW efectivos, que será instalada en la antigua central de vapor de Y.P.F., la

que pasará a depender de la empresa A. y E. Su rendimiento es medio y se espera habilitarlo en el año 1977. Constituirá una oferta regional de base.

4.3.4 Turbinas de gas

En el año 1974 se complementará el plan de instalación de las turbinas de gas comprometidas anteriormente en una cantidad de diez unidades y por un total de 169 MW. Dichas máquinas consumirán diesel-oil y/o gas natural, según la oferta circunstancial.

Por ahora no se ha previsto la instalación de máquinas de este tipo.

4.4 Plazo de realización de centrales

A los efectos de poder planificar correctamente el equipamiento eléctrico del mercado, es esencial considerar los reales plazos de ejecución de las obras. Cada central eléctrica, cualquiera que sea su tipo o potencia, pasa necesariamente por una serie de etapas desde su concepción inicial, hasta su puesta en operación comercial. Estas etapas son similares en cuanto a las tareas que se realizan en cada una, variando los plazos para cada proyecto particular. A los efectos del presente análisis, se definen las siguientes tres etapas principales:

a) Etapas 1 - Estudios previos

Consiste en la realización de todos los estudios, análisis, investigaciones y gestiones necesarios para poder llegar a la decisión de realizar la obra, que es el acto final de esta etapa y simultáneamente inicial de la siguiente. Estudios de pre factibilidad, o de factibilidad técnico-económico-financiero, an te proyecto o proyecto de la obra, gestiones de programación, negociaciones internacionales, etc., son tareas típicas de la etapa.

El plazo, en el caso de centrales hidroeléctricas, puede variar entre límites muy amplios; cuando la obra es de envergadura, es por lo menos de unos dos años y puede insumir varios más, en función de la complejidad del aprovechamiento y de su integración dentro de la cuenca regional.

En el caso de proyectos internacionales -de acuerdo

con la experiencia en la materia-, resulta imposible prever plazos con un razonable grado de seguridad.

Para centrales térmicas nucleares o convencionales, alrededor de un año es generalmente el plazo adecuado para completar todos los estudios previos, salvo alguna complicación extraordinaria en cuanto a la ubicación de la central o bien la realización del proyecto de obra sin previa experiencia. En estos últimos casos, puede requerir hasta 2 años. Turbinas de gas no requieren más que unos meses de estudios y gestiones previas.

- b) Etapla 2. Una vez decidida la realización de la central, se preparan los documentos de la licitación, se realiza el llamado y se preparan y reciben las ofertas que luego se evalúan adjudicándose la obra. Se negocian los contratos de obra y de financiación y la etapa termina con la firma y entrada en vigencia del contrato, que a su vez marca la iniciación de la construcción.

Un año a un año y medio es normalmente el plazo necesario para cumplir con todas las tareas y gestiones correspondientes a esta etapa para cualquier tipo de central, salvo algún problema especial, como por ejemplo dificultad de obtener la financiación adecuada, impugnación de alguna gestión, problemas de índole política, etc. En tales casos, los plazos pueden llegar a prolongarse considerablemente.

- c) Etapla 3. Superadas exitosamente las etapas anteriores, la construcción de la central de acuerdo con el programa de la obra respectiva, requiere del orden de 6 años para una central nuclear, 4 años para una central térmica convencional o 2 años para una turbina de gas. Para una central hidráulica de envergadura, el plazo de construcción varía según el proyecto entre unos 5 a 8 años, entrando la central en funcionamiento generalmente por etapas.

Además del plazo programado de construcción, es necesario tener en cuenta situaciones y problemas imprevistos, casos de fuerza mayor que retrasen la construcción, ajustes en la puesta en punto del equipo de generación, transformación, transmisión, maniobra, etc. La incidencia de lo anterior en cuanto a demoras previsibles es difícil estimar, ya que puede variar entre límites amplios. A los efectos del presente planeamiento se adopta un plazo de 6 meses indistintamente del tipo de central, para prevenir atrasos en la real disponibilidad del servicio.

Con el objeto de ilustrar los conceptos arriba expresados, en la Fig. 3 se grafican varios cronogramas de realización para distintos tipos de obras consideradas.

4.5 Criterios de equipamiento

4.5.1 Máxima utilización de centrales hidroeléctricas.

Las centrales hidroeléctricas han sido calificadas por sus características de funcionamiento en forma de establecer más precisamente su mejor aprovechamiento tanto en potencia como en generación de energía, lo que permitió seleccionar las para cubrir los requerimientos de la demanda donde mejor se adapten.

La diferencia entre la potencia instalada y la garantizada de la central, se ha computado (cuando fue posible) como reserva hidráulica del sistema.

La potencia y la energía de procedencia hidráulica se consideró como puesta en los respectivos centros de consumo, vale decir se descontaron las eventuales pérdidas por transmisión.

4.5.2 Disponibilidad y factores de utilización

a) Centrales hidroeléctricas:

En cuanto a la disponibilidad de las mismas, se consideró que en todo momento se cuenta con las potencias garantizadas de cada aprovechamiento hidráulico.

Los factores de utilización surgen de la relación entre la energía y la potencia garantizada, en términos de energía media sin considerar ningún grado de hidraulicidad conjunta.

Las potencias de base de las centrales hidroeléctricas se han ajustado para una utilización de 8.400 horas por año.

b) Centrales térmicas:

Los factores de disponibilidad y de utilización se adoptaron sobre la base de la experiencia conocida sobre este

tipo de centrales, en cuanto a la operación y requerimientos de mantenimiento se refiere. Para todas las centrales térmicas, tanto convencionales como nucleares, se adoptó un factor de utilización máxima del 85% y un factor de utilización promedio de 7.000 horas por año operando en la base del diagrama.

Para las dos primeras centrales nucleares, se previó para el primer año de entrada en servicio un factor de utilización menor, en virtud de la posible disminución inicial de su disponibilidad.

4.5.3 Despacho de cargas

Se efectuó con el criterio de ubicar sobre la curva de variación de la demanda las centrales de modo tal de obtener el óptimo empleo de cada una de ellas. La metodología simplificada empleada consistió en principio en establecer y analizar por separado las siguientes zonas determinadas según el tipo de demanda: base (rectangular y trapecial), seguimiento (semibase y semipunta), punta y reserva. Se estableció asimismo un orden de prioridad en el empleo de las centrales en cada zona.

A las centrales hidroeléctricas se les asignó la primera prioridad en todas las zonas, luego siguen las centrales nucleares y las térmicas convencionales en función de sus rendimientos respectivos. En la zona de punta, se asignó a las turbinas de gas prioridad respecto a máquinas de vapor obsoletas o de mal rendimiento.

Se consideró la demanda rectangular de base como equivalente a una demanda de 8.400 hs. A esta demanda se le descontó la oferta hidroeléctrica equivalente, obteniéndose así la demanda térmica, que a su vez, se convirtió en demanda de base rectangular de 7.000 hs. La demanda de base trapecial de 7.300 hs. se convirtió a la equivalente de 7.000 hs. Sumadas estas dos, integran la demanda total térmica de 7.000 hs. Este requerimiento se satisface en primer término con oferta nuclear si la hubiera y luego con centrales térmicas convencionales de vapor en función del rendimiento de las unidades.

La demanda del sector semi-base, se cubre con la oferta hidroeléctrica de semi-base si la hubiera, constituyendo el saldo la primer parte de la demanda térmica de seguimiento. Para la demanda de semi-punta se procede de igual forma, ubicándose primeramente la oferta hidroeléctrica. Los dos saldos se cubren con el parque térmico a vapor restante. Si aún así,

dicho parque no alcanzara se incorporan equipos de punta como solución de emergencia.

Para la demanda de punta se procedió como en los casos anteriores, pero si el equipamiento térmico de punta (TG y CI) no fuera suficiente, se recurre al equipamiento sobrante de rendimiento muy malo y en su defecto a la reserva térmica.

El requerimiento de la reserva se cubre primeramente con la reserva hidráulica y el resto con las térmicas de que se disponga al efecto.

4.5.4 Criterio de retiros

El criterio de retiros seguido fue, en principio, retirar del parque de reserva las máquinas de peor rendimiento o más antiguas, siempre y cuando no aparezca la existencia de déficit de reserva.

De hecho, hasta el año 1979 se debió mantener en operación todo el equipo obsoleto existente. Recién en el año 1980, se produce un superávit de reserva de 250 MW, razón por la que se puede proceder al retiro de algunos de los equipos más obsoletos.

4.6 Programación del equipamiento

El cuadro 10 muestra la programación del equipamiento realizado sobre la base de las premisas señaladas anteriormente. Se tuvo en cuenta la entrada en servicio de las centrales en construcción y con principio de decisión, según la lista del cuadro 4. Otras unidades eventuales no han sido consideradas, debido a los plazos de realización correspondientes, según lo expresado en el punto 4.4, de acuerdo con los cuales, no se llegaría a tiempo para resolver los problemas emergentes. La instalación de turbinas de gas como solución de emergencia, no ha sido considerada.

El resumen y diagnóstico de la programación se indica en el cuadro 11. Algunas observaciones de carácter general serían:

a) Base

El equipamiento de base de origen hidráulico se ve incremen-

tado de 132 MW en 1973 a 1085 MW en el año 1980. Es de notar el importante mejoramiento del aporte de este tipo de a-provechamiento.

Con respecto al equipamiento térmico utilizado en base a este mismo lapso, se observa un incremento de la participación de las centrales de buen rendimiento desde el 63,6% hasta el 72,3%; sin embargo, es de notar que siguen operando equipos de rendimiento medio y malo.

El aporte de energía por potencia nuclear llega a 919 MW en 1980.

b) Seguimiento (Semi-base y semi-punta)

Es de notar que el aporte hidroeléctrico llega a ser considerable; 1500 MW en el año 1980, respecto a sólo 59 MW en 1973.

En lo que al equipamiento térmico se refiere, es de notar que del orden de 900 MW requeridos en 1973 y sucesivos incrementos hasta el año 1978, se llega a prescindir en 1980 de todo el parque térmico.

c) Punta

También en este caso el aporte hidroeléctrico se ha incrementado notablemente, pasando de unos 200 MW en 1973 a 2.100 MW en 1980. En cambio el equipamiento térmico operando en punta, se reduce considerablemente, de 840 MW hasta 250 MW en el mismo lapso.

d) Reserva

A pesar del equipamiento programado, que incorpora importantes aportes de potencia de origen hidráulico, térmico y nuclear, se pone en evidencia un déficit de reserva, que en algunos años alcanza niveles excesivamente altos. Recién en el año 1980 se logra un superávit de unos 255 MW, que permite realizar algunos retiros.

4.7

Calidad del abastecimiento eléctrico

Los déficit de reserva que se presentarán a lo largo del período considerado, tal como se señaló en el punto precedente, son acompañados por diferencias que se acusan en el cubrimiento de las distintas zonas de la curva de duración de cargas. Las consecuencias para la calidad de servicio a prestar

son previsibles. Tal como se señalan en el punto 2.4.1 al analizar la situación del año 1973, el mercado eléctrico tendrá interrupciones de servicio, baja tensión y variación de frecuencia más allá de los límites admisibles, demanda insastifecha, alto costo de generación, imposibilidad de mantenimiento correcto, operación de máquinas fuera de su zona de utilización adecuada.

En 1974, la situación global mejora respecto a 1973. El déficit de reserva se reduce a 230 MW y la demanda de punta se abastece con las máquinas adecuadas. En seguimiento siguen operando unos 500 MW de equipos obsoletos como así también en base unos 870 MW de máquinas térmicas de rendimiento medio y malo. Se observa un déficit de equipos de base.

En 1975, el déficit de reserva vuelve a subir a unos 500 MW (prácticamente el 50% de la reserva requerida); en punta no hay problemas; en seguimiento sigue operando equipo térmico obsoleto (500 MW); en base la situación mejora al dejar de operar equipamiento de rendimiento malo.

En 1976, el déficit de reserva es de 380 MW (30% de la reserva requerida); el abastecimiento de la demanda de punta es adecuado; en seguimiento y en base la situación se presenta similar al observado en el año anterior.

En 1977, el déficit de reserva alcanza a casi 1000 MW (75% de la reserva requerida), presentándose de este punto de vista un cuadro similar al del año 1973; en punta sin problemas; en seguimiento vuelven a operar todos los equipos obsoletos y además se requiere el funcionamiento en esta zona de unos 300 MW de equipos térmicos de punta. En base también vuelven a operar unos 140 MW de equipos de rendimiento malo.

En 1978, el déficit de reserva es menor, 800 MW, que equivale al 55% de la reserva total requerida. La demanda de punta, como en los años anteriores, se abastece adecuadamente; en seguimiento sigue operando todo el equipamiento obsoleto y además unos 200 MW de equipos térmicos de punta; en base la situación mejora, al no operar equipos de rendimiento malo.

En 1979, el déficit de reserva se reduce a unos 200 MW (12% de la reserva requerida), lo que resulta soportable.

Punta, como siempre, sin problemas; seguimiento mejora sustancialmente al no requerirse la operación de equipos térmicos de punta y reducirse la participación de los equipos obsoletos a unos 80 MW; en base la situación es similar a la del año anterior.

En 1980, finalmente se obtiene un superávit de unos 250 MW, que permite iniciar el retiro de algunas máquinas obsoletas. La demanda de punta se abastece con generación hidroeléctrica, salvo unos 250 MW de turbinas de gas que siguen operando. En seguimiento de carga, la demanda se abastece sin tener que recurrir a centrales térmicas de rendimiento malo u obsoletos. En base sigue operando equipamiento térmico de rendimiento medio y malo, además de unos 2600 MW de máquinas térmicas convencionales a vapor, de rendimiento bueno.

En la realidad, la situación del mercado eléctrico en cuanto a la calidad del servicio se presentará peor de lo arriba descrito, en razón de producirse las interconexiones con sus efectos beneficiosos sólo gradualmente. Regiones autoabastecidas se verán menos afectadas mientras que en las demás sucede lo inverso.

4.8 Acción recomendada

El análisis realizado del abastecimiento eléctrico hasta el año 1980, muestra que el mercado estará obligado a soportar restricciones y deficiencias durante los próximos cinco años y en particular en 1977 y 1978. La adopción de soluciones de emergencia consistente en la adquisición e instalación inmediata de turbinas de gas, podría mitigar las restricciones previsibles, pero incrementaría la distorsión actual del parque de generación. Para evitar problemas aún mayores de los aquí previstos, la acción recomendada sería la siguiente:

a) Obras en construcción:

Continuar todas las obras en marcha con máxima urgencia y eficiencia, asegurando que los entes responsables de su ejecución cuenten con todos los medios técnicos, económicos, financieros y administrativos necesarios para cumplir su cometido.

b) Obras con principio de decisión:

Realizar sin demora las gestiones previas a la iniciación de las obras dentro de los plazos previstos; adoptar las decisiones finales sin dilaciones y realizarlas estableciéndose las condiciones según lo arriba expresado para las obras en construcción.

c) Nuevas obras:

En previsión de los requerimientos del abastecimiento del mercado después del año 1980, realizar los estudios y gestiones correspondientes a las nuevas obras necesarias e iniciar su construcción en las fechas previstas de acuerdo con los cronogramas respectivos.

Es esencial adoptar plazos realistas, incluyendo prevenciones para eventuales demoras causadas por problemas técnicos, imprevistos, fuerza mayor, etc.

d) Participación nacional:

Procurar la máxima intervención de los recursos con que cuenta el país tanto en los estudios previos como en las gestiones de licitación, adjudicación y contratación de las obras, su ingeniería, ejecución, construcción, componentes, equipos, control, etc. La implementación de la capacitación técnica del país merece particular énfasis.

e) Investigación y desarrollo:

Para posibilitar una real independencia tecnológica del país y asegurar la máxima participación nacional en las obras, se requiere realizar esfuerzos de investigación y de desarrollo científicos y técnicos, en particular en hidroelectricidad y centrales nucleares.

A estos efectos se requiere elaborar planes y programas concretos, asignar las correspondientes responsabilidades y medios necesarios.

5 ANALISIS ELECTROENERGETICO 1980-1990

5.1 Mercado eléctrico

El mercado eléctrico unificado que se considera

para esta década, está compuesto por los mismos mercados componentes analizados para la década anterior, incluyéndose en los cálculos también el mercado del Comahue.

Para esta época, ya se estima completada la interconexión de los mercados del Gran Buenos Aires - Litoral, Córdoba, Cuyo, el Comahue, Buenos Aires Norte y Sur (Bahía Blanca) y Patagónico Centro. Se espera además, el refuerzo de la línea de transmisión del complejo Chocón - Cerros Colorados al GBA - L por otro circuito de 500 kV y eventualmente la conexión entre Comahue y Cuyo.

Por otra parte, es probable que el mercado así descrito también se interconecte parcial o totalmente, durante el período analizado, con los sistemas Noroeste y Noreste Argentino, por gravitación de los grandes aprovechamientos hidroeléctricos. Sin embargo, a los efectos del presente estudio, se supone que dichos mercados podrán equiparse y abastecerse regionalmente, por lo que no se los incluye en la demanda y equipamiento programado e inversiones previstas, las que deberán incrementar convenientemente.

5.2 Proyección de la Demanda

Para el período 1973-1980 (punto 4.2), se adoptó para la evolución de la demanda máxima la tasa anual acumulativa del 11,36%, resultante de los datos contenidos en los estudios mencionados en el punto 2.1.

Para estudiar la década 1980-1990, se procedió a analizar los datos correspondientes para distintos quinquenios. Como se observa en la figura 4, para el quinquenio 1975-1980 la tasa de crecimiento de la energía resultó ser del 10,48% y para el quinquenio 1980-1985 del 11,25%; la tasa resultante de 1975-1985 era del 10,84%. Se estudiaron dos casos: continuar con la tarea del quinquenio 1975-1980 (caso 1) o adoptar la tasa del quinquenio 1980-1985 (caso 2).

En lo que sigue, se adoptó el caso 1, es decir la tasa del quinquenio anterior, redondeada al 10,45%.

A los efectos de determinar las demandas máximas anuales, caben dos suposiciones. Una de ellas es seguir considerando constante el valor del factor de carga del período 1973-1980 y la otra suponer un paulatino mejoramiento del

mismo en función de la mayor interconexión y gradual unificación del sistema, contemplando además el mejoramiento de la base de la monótona a causa del empleo de centrales de bombeo.

Se adoptó el segundo temperamento, suponiendo una evolución exponencial del factor de carga desde el valor del período 1973-1980 ($f_c = 0,584$) a un valor de $f_c = 0,640$ para 1990. La tasa de crecimiento para dicha evolución es del 0,9% a.a.

Los valores proyectados de la energía, así como los del factor de carga para cada año, se observan en el cuadro 12. Sobre la base de estos valores se determinaron los de la demanda máxima y de la demanda mínima, que también figuran en el mismo cuadro.

Determinados los valores del cuadro 12, se procedió a calcular la variación de la curva de duración de cargas para cada año, resultando los valores contenidos en el cuadro 13.

En la figura 5, se indican las monótonas correspondientes al año inicial y final del período en estudio.

5.3 Criterios de equipamiento

Se adoptaron los mismos criterios considerados para el período 1973-1980 y que figuran en el punto 4.5 (máxima utilización de centrales hidroeléctricas, disponibilidad y factores de utilización, despacho de cargas, criterio de retiro, etc.).

Además estos criterios se complementaron con los que se mencionan en los puntos siguientes, a efectos de superar los déficit de reservas y las distorsiones y lograr una mejor calidad y mayor seguridad del servicio. Estos últimos no fue posible aplicarlos en el período 1974-1980, porque las limitaciones derivadas del plazo de realización de los proyectos, impedían resolver los problemas de déficit de reservas y otras distorsiones.

5.3.1 Abastecimiento de la demanda, calidad de servicio

Se proyecta realizar el abastecimiento de la demanda imponiendo exigencias de calidad y seguridad del servicio, de modo que no se produzcan déficit de potencia ni las distor-

siones observadas en el período anterior ya analizado.

Se tiende a obtener una composición equilibrada del equipamiento, que sea apta para abastecer los diferentes tipos de demanda del mercado (base; semibase; semipunta; punta; reserva) con máquinas adecuadas para cada zona, sin exceso ni déficits.

Se realizan los retiros de los equipos obsoletos, incluidas las turbinas de gas de mayor utilización.

5.3.2 Prioridades según el tipo de generación

Se impuso una política de sustitución de petróleo para la generación eléctrica, por lo que no se considera la entrada de nuevas centrales convencionales alimentadas a fuel oil.

Se recurrió prioritariamente a los recursos hidroeléctricos y a centrales nucleares para abastecer los nuevos requerimientos del mercado.

No se programaron centrales alimentadas a carbón, pues subsiste por el momento la incertidumbre de lograr la producción de la cantidad comprometida para las centrales ya previstas en el período anterior.

En la eventualidad de que el sector del carbón nacional alcanzara una producción en cantidad suficiente y de lograrse condiciones técnicas económicas competitivas con la oferta de centrales nucleares equivalentes, algunas de éstas podrán ceder su instalación a las convencionales a carbón.

5.3.3 Prioridades en generación hidroeléctrica

Un primer examen del catálogo de recursos hidroeléctricos mostró su riqueza en la parte de oferta de semipunta y punta, y que dichos aprovechamientos eran totalmente nacionales.

Parte importante de la oferta de base hidroeléctrica corresponde a recursos presumiblemente aprovechables y actualmente en estudio, sobre el alto Paraná y el alto Uruguay, pero con la complicación de su internacionalidad.

La larga historia de los proyectos más avanzados de este tipo, Salto Grande y Yaciretá, demuestra que no es posible prever plazos de realización con un razonable grado de seguridad.

Por tanto, hasta que no se cuente con la certidumbre de la posibilidad de su realización, esto es, que se hayan celebrado los acuerdos internacionales que dispongan su ejecución, y estén satisfechas de algún modo las exigencias financieras superiores que estas obras representan, se ha preferido no incluir su consideración. En cambio, y a fin de no descartar ningún tipo de oferta hidráulica de base, se planteó la posibilidad de que aprovechamientos del tipo Paraná medio, pudieran instalarse en la década 1980/90. La forma de que esta suposición pueda desarrollarse, depende de la realización inmediata de los estudios respectivos, hasta llegar lo más pronto posible al proyecto definitivo, que permita conocer sus requerimientos de inversión y la factibilidad técnica de su construcción.

El análisis de la evolución de la demanda durante la década en estudio, permitió determinar la potencia total a agregar para abastecer los requerimientos de semibase, semipunta y punta. De acuerdo con el criterio de asignar prioridad absoluta a la generación hidroeléctrica para este tipo de generación, se calculó la potencia total a instalar en centrales hidráulicas adecuadas.

El cuadro 14 contiene la lista de los proyectos hidroeléctricos utilizados en la programación del equipamiento, con los que se abastece prácticamente en su totalidad la demanda de seguimiento y de punta. Estos proyectos fueron seleccionados entre los contenidos en el catálogo de proyectos en virtud de contarse para los mismos con ciertos estudios primarios o avanzados y presentar condiciones adecuadas al tipo de demanda.

Se deja constancia que existen otros proyectos hidroeléctricos aquí no incluidos, que eventualmente podrían presentar condiciones más favorables que los mencionados y por lo tanto, reemplazarlos en cuanto a la prioridad de realización. Sin embargo, al no contarse con estudios previos confiables, en particular en lo que se refiere a costos, por ahora no resulta posible aplicar criterios de prioridad o selección económica.

5.4 Programa de equipamiento 1980-1990

La programación del equipamiento se realizó sobre la base de la proyección y clasificación de la demanda según el cuadro 13 y los criterios anteriormente descriptos. Los resultados obtenidos se presentan en los cuadros 15 y 16.

5.4.1 Oferta hidroeléctrica

Obviamente siguen existiendo como oferta todos los aprovechamientos hidroeléctricos empleados en el período anterior, operando de la misma manera, salvo algunas modificaciones que se comentan a continuación.

Complejo El Chocón-Cerros Colorados. Al analizarse el Comahue integrado al sistema, se computa ahora como oferta la potencia destinada al mercado local del Alto Valle. Esta oferta adicional es de 90 MW en base (equivalente a 8.400 hs.) y de 48 MW en punta. En consecuencia, la oferta total es de 355 MW de base y 1.144 MW de punta.

Salto Grande. En este caso, los 190 MW que se habían considerado como reserva hasta el año 1980, son absorbidos por la punta a partir del año 1981. En mérito a la demanda prevista en la República del Uruguay, se procede a descontar un grupo de 99 MW de semipunta en el año 1985 y otro en el año 1987. En el año 1989 se descuenta otro grupo de 99 MW que operaba en base, quedando por descontar otro grupo similar para 1991.

Las centrales hidráulicas programadas para entrar en servicio en el plazo del análisis son:

Collón Curá aporta en el año 1981 la segunda mitad (280 MW) de su potencia en semibase (la primera se emplea en 1980).

Central de Bombeo Río Grande (Córdoba) incorpora en 1981 una primera etapa de 450 MW y en 1982 los otros 300 MW restantes.

Yaciretá. Se prevé su habilitación en el año 1982 con 10 grupos, que aportan 1.130 MW en base equivalentes a 8.400 hs. En el año siguiente, 1983, se agrega el aporte de 10 grupos, con 226 MW en base, 452 MW en semibase y 452 MW en punta. En el año 1984 en virtud de estar en servicio ya 20 grupos, queda una potencia remanente con respecto a la garantizada en la central de 192 MW, que se computa como reserva hidráulica. En 1985 se habilitan los últimos 10 grupos (de un total de 30) que adicionan 1.131 MW en semipunta, quedando remanente otros 200 MW para la reserva hidráulica.

Central de Bombeo Potrerillos (Mendoza), en 1984 aporta 227 MW en punta.

Paraná Medio I, aporta 600 MW de base (equivalente de 8.400 hs) en el año 1985; en 1986 aporta otros 600 MW también de base equivalente de 8.400 hs. y en 1987 otros 600 MW de base equivalente a 7.000 hs. Lo mismo ocurre con el aprovechamiento similar Paraná Medio II, que aportaría en 1989 1.200 MW de base (de 8.400 hs. equivalentes) y en el año 1990 unos 600 MW más de base equivalente a 7.000 hs. Ambos aprovechamientos aportan una reserva hidráulica de 200 MW cada uno en 1987 y 1990 respectivamente.

Cordón del Plata, sobre el Río Mendoza, en 1986 aportaría 120 MW en base de 8.400 hs. equivalentes y 500 MW de punta. En 1987 aportaría otros 520 MW en punta.

Piedra del Aguila, sobre el río Limay (Comahue) aportaría en 1988, 210 MW en base de 8.400 hs. equivalentes y 864 MW en semipunta. En 1989 aportaría otros 900 MW también en semipunta.

5.4.2 Centrales Nucleares

En el año 1981 se habilita una central de 600 MW. En 1984 se incorporan dos centrales de 600 MW. En 1986 y 1987 una central de 600 MW cada año. En 1988 dos centrales de 600 MW y en 1990 se incorporarían 1.600 MW distribuidos en dos centrales, una de 600 MW y otra de 1.000 MW. El aporte nuclear en el período sería de 5.800 MW.

5.4.3 Centrales Térmicas convencionales

Se mantiene el parque térmico existente en el año 1980, efectuándose durante el período sólo los retiros programados. No se prevén instalaciones nuevas.

5.5 Composición y análisis del equipamiento programado

Año 1980

El agregado de la demanda y abastecimiento del Comahue prácticamente no modifica la situación, que fue analizada en el punto 4.7.

A los efectos de unificar la metodología de la programación en el período, se consideró la entrada de la central nuclear programada para este año directamente en base (como sucede para las siguientes centrales) y no en semibase, como figuraba en el caso del análisis 1973/80. Tal criterio introduce cierta modificación en los resultados cualitativos del análisis. La calidad de servicio en base mejora, al no requerirse la operación de 600 MW de unidades térmicas convencionales de rendimiento malo y medio, las que pasarán a formar parte de la reserva. La zona de seguimiento se abastece íntegramente con generación hidroeléctrica, pero esto resta potencia hidroeléctrica de punta, que a su vez requiere la operación de las turbinas de gas disponibles.

Se retiran 200 MW de máquinas obsoletas.

Año 1981

Base. Operan 1.175 MW hidroeléctricos y 1.500 MW nucleares por la incorporación de una central nuclear de 600 MW. La oferta térmica contribuye con todo el parque de buen rendimiento y parte del equipo de rendimiento bueno.

Semibase y semipunta (seguimiento) es totalmente cubierta por generación hidroeléctrica.

Punta, se cubre casi totalmente con oferta hidráulica y la primera etapa de bombeo, quedando un pequeño remanente (300 MW) a cubrir con equipo térmico de punta.

Reserva, queda constituida con el equipamiento restante de rendimiento medio, malo, de punta y un mínimo de obsoleto (15,7% del total de la reserva).

Retiros, alcanzan unos 200 MW.

El balance disponible por un total de 12.628 MW se distribuye en la siguiente forma:

Hidráulica:	46,7%
Nuclear:	12,1%
Térmica:	41,2%

Año 1982

Base. Operan 2.300 MW hidroeléctricos, mientras que la potencia nuclear no se incrementa en este año. La demanda térmica

se cubre con la oferta de equipos de buen rendimiento, cuyo excedente pasa a seguimiento y reserva respectivamente.

Seguimiento (semibase y semipunta), se cubre con la oferta hidroeléctrica, salvo unos 50 MW de equipos térmicos convencionales de buen rendimiento.

La punta se cubre con equipamiento hidroeléctrico con la segunda etapa de bombeo (Río Grande) y un mínimo aporte del equipamiento térmico de punta (350 MW).

Reserva. Se cubre con los excedentes térmicos de buen rendimiento, medio, malo y de punta, verificándose un déficit de unos 26 MW.

Retiros. El equipamiento obsoleto se retira (450 MW) con lo que la situación queda normalizada desde ese punto de vista.

Balance:

Hidráulica:	53,9%
Nuclear:	11,2%
Térmica:	34,9%

Siendo el total de 13.604 MW.

Año 1983

Base. Se cubren 2.500 MW con centrales de origen hidráulico. La demanda térmica se cubre con la totalidad del equipamiento de buen rendimiento y un mínimo de rendimiento medio (150 MW).

Seguimiento. Es totalmente cubierto por oferta hidroeléctrica.

Punta. Se cubre con 2.402 MW de origen hidroeléctrico y las centrales de bombeo (687 MW), no siendo necesario ningún aporte térmico.

Reserva. La hidráulica permanece invariable. La térmica se compone con equipamiento de rendimiento medio, malo y de punta.

Además, cuenta con un pequeño excedente de bombeo (63 MW). Se verifica un déficit de algo más de 200 MW (10% aprox. del total de la reserva).

Balance:

Hidráulica:	57,5%
Nuclear:	10,3%
Térmica:	32,2%

Siendo el total instalado de 14.706 MW.

Año 1984

Base. Se cubre con 2.500 MW de origen hidráulico. La demanda térmica se abastece con equipamiento de buen rendimiento sin recurrir a su totalidad. Se incorporan dos centrales nucleares de 600 MW cada una.

Seguimiento. Se cubre totalmente con hidroelectricidad.

Punta. Se cubre con equipamiento hidráulico de punta y de bombeo que se incrementa con la central Potrerillos. El resto (200 MW) se cubre con equipamiento térmico de punta.

Reserva. El aporte hidroeléctrico crece a 337 MW. El equipamiento térmico se compone de equipos de buen rendimiento, medio, malo y el excedente del equipamiento de punta. Se verifica un déficit de 100 MW (5% aproximadamente).

Balance:

Hidráulica:	54,5%
Nuclear:	16,7%
Térmica:	28,8%

Siendo el total instalado de 16.308 MW.

Año 1985

Base. La instalación hidráulica crece a 3.131 MW, mientras la nuclear permanece en las cifras del año anterior (2.700 MW). La demanda térmica se cubre con una cifra inferior a la totalidad de la oferta del equipamiento de buen rendimiento, liberándose el excedente hacia la reserva.

Seguimiento. La semibase y la semipunta se satisfacen totalmente con equipamiento disponible.

Punta. Se cubre totalmente con instalación hidráulica y de bombeo disponible.

Reserva. Queda constituida por el sobrante de buen rendimiento, por el equipo de medio y mal rendimiento y por la totalidad del equipamiento térmico de punta. Se observa un excedente de 229 MW.

Balance:

Hidráulico:	59,0%
Nuclear:	15,0%
Térmico:	26,0%

Sobre un total de 18.140 MW disponibles.

Año 1986

Base. La oferta hidráulica crece hasta 3.850 MW y la nuclear a 3.300 MW, incrementándose esta última en una unidad de 600 MW, respecto del año anterior.

Los requerimientos térmicos se reducen a menos de 2.000 MW de equipo de buen rendimiento, cuyo excedente pasa directamente a Reserva.

Seguimiento. Las demandas de semibase y semipunta se abastecen íntegramente con instalaciones hidroeléctricas.

Punta. La zona de punta queda cubierta con oferta hidráulica y de bombeo.

Reserva. Se satisface con aporte hidráulico, y el sobrante del equipo térmico de rendimiento bueno, medio y malo y con el equipo térmico para punta. Se registra un superávit de 290 MW.

Retiros. Aquel saldo favorable permite retirar cómodamente el equipamiento térmico de punta más antiguo, de aproximadamente 130 MW.

Balance:

Hidráulica:	60,2%
Nuclear:	16,7%
Térmica:	23,1%

Sobre un total de 19.831 MW.

Año 1987

Base. La instalación hidráulica alcanza el nivel de 4.450 MW y la nuclear crece en otra unidad modular de 600 MW.

El equipamiento térmico necesario para esta zona es reducido a 1.790 MW de buen rendimiento, siendo la oferta de 2.622 MW; el sobrante pasa directamente a Reserva.

Seguimiento. La zona de semibase y semipunta sigue atendándose íntegramente con instalaciones hidráulicas.

Punta. Se abastece con la oferta hidráulica disponible y casi todo el bombeo.

Reserva. La reserva está constituida por la hidráulica y equipos térmicos de buen, medio y mal rendimiento más el equipamiento térmico de punta sobrante. Queda un ligero superávit de 18 MW.

Retiros. Pasan a retiro unos 140 MW de equipos excedidos de su vida útil.

Balance:

Hidráulica:	61,2%
Nuclear:	18,2%
Térmica:	20,6%

Sobre un total de 21.509 MW disponibles.

Año 1988

Base. La instalación de potencia hidráulica crece hasta 4.660 MW, y también la nuclear se incrementa en dos módulos de 600 MW cada uno. Queda para el equipo térmico la atención de alrededor de 1.500 MW frente a una oferta superior de 2.600 MW de buen rendimiento. El saldo se ubica en Reserva directamente.

Seguimiento. La demanda de semibase y semipunta sigue cubriéndose con instalaciones hidráulicas únicamente.

Punta. La oferta hidroeléctrica y de bombeo satisfacen toda la demanda prevista.

Reserva. Se cubre con instalación hidráulica, con el sobrante del equipamiento térmico y de bombeo. Se dispone este año de un leve superávit. 93 MW.

Retiros. Se proyecta el retiro de 98 MW de turbinas de gas de las más antiguas, que junto con los anteriormente retirados alcanzan un total de 223 MW, cifra que coincide con las instaladas hasta 1972.

Balance:

Hidráulica:	60,1%
Nuclear:	21,6%
Térmica:	18,3%

Sobre un total de 23.685 MW totales disponibles.

Año 1989

Base. La instalación hidráulica alcanza el nivel de 5.762 MW y la nuclear queda en el valor de 1988: 5.120 MW. El requerimiento térmico de buen rendimiento es similar a 1989, quedando un sobrante para punta y reserva.

Seguimiento. La zona de semibase y semipunta queda cubierta totalmente con instalaciones hidráulicas,

Punta. Operan las instalaciones hidráulicas, mientras que resulta menor el requerimiento de bombeo, cuya parte no utilizada pasa a reserva.

Reserva. La reserva queda constituida por idéntica reserva hidráulica del año anterior y por los sobrantes de equipamiento térmico, además de alrededor de 400 MW procedentes de bombeo. El resultado arroja un déficit del orden del 8% (330 MW).

Balance:

Hidráulicas:	63,2%
Nucleares:	19,9%
Térmicas:	16,9%

Sobre un total de 25.686 MW de potencia disponible.

Año 1990

Base. En el último año del período, las instalaciones hidráulicas y nucleares alcanzan valores similares: 6.362 MW y 6.719 MW respectivamente. El equipamiento térmico de buen rendimiento necesario, se reduce a sólo 630 MW y su excedente pasa directamente a reserva.

Seguimiento. Sus dos franjas: semibase y semipunta se cubren con equipamiento hidráulico.

Punta. Este año, además de la oferta hidráulica y de bombeo es necesario recurrir a algún equipo térmico específico (373 MW) para satisfacer la demanda correspondiente.

Reserva. La reserva hidráulica se ve reforzada por un nuevo aporte hasta 937 MW y con dicha oferta y los sobrantes de los equipos térmicos se satisface prácticamente esa demanda. Resta un déficit de 206 MW y no hay retiros.

Balance:

Hidráulica:	60,6%
Nuclear:	23,9%
Térmica:	15,5%

Sobre un total de 28.086 MW disponibles.

Resumen

Entre 1980 y 1990 se observa la siguiente evolución para las distintas fuentes de generación:

- a) Las centrales hidráulicas adicionarían unos 12.000 MW de potencia y su participación porcentual se incrementa desde el 44,9 al 60,6%.
- b) Las centrales nucleares agregan 5.800 MW de potencia y su participación crece desde un 8% al 23,9% dentro de la distribución resultante.
- c) Las centrales térmicas convencionales a vapor y turbinas de gas reducen su aporte original en unos 1.000 MW debido a retiros, pasando desde una participación del 47,1% al 15,5%.

La potencia instalada guarda relación con la requerida sin que se produzca déficit o superávit de la reserva en exceso. Tanto la base como las zonas de seguimiento, punta y reserva se satisfacen gradualmente con las máquinas más aptas para el servicio que deban prestar.

Distorsiones del mercado que aún subsisten en 1980 se van corrigiendo durante la década, obteniéndose gradualmente un servicio equilibrado y adecuado a su fin.

5.6

Programa de decisiones y de estudios

Prácticamente todos los problemas existentes (déficits y distorsiones) y que aparecerán durante los próximos años en el mercado eléctrico se deben - por lo menos en parte - a imprevisiones en programar las tareas necesarias para asegurar la puesta en servicio de las obras requeridas en las fechas oportunas, o a la falta de realización en término de dichas tareas en caso de haber sido programadas.

La fijación de plazos no realistas, demoras injustificadas en las decisiones, subestimación de la importancia de estudios y gestiones previos, falta de medios económicos y financieros o ineficiencia empresarial, son causas típicas que requieren soluciones de emergencia para evitar o mitigar sus efectos. Tales soluciones de emergencia siempre involucran a la larga mayores costos, además de introducir distorsiones indeseables.

A los efectos de posibilitar el cumplimiento de un programa de equipamiento se requiere plantear el correspondiente programa de decisiones y tareas previas a las mismas.

El programa que corresponde al plan de equipamiento 1980-90 propuesto en el punto 5.4 se analiza a continuación y se resume en el cuadro 17.

Se hace notar que el programa de decisiones y estudios aquí presentado es resumido y aproximado, en particular en lo referente a las centrales hidroeléctricas, debido a la falta de estudios de factibilidad técnico-económico-financieros completos referentes a los proyectos incluidos en el equipamiento 1980/90, salvo Yacyretá. La programación definitiva de la ejecución de los proyectos requiere la realización previa de dichos estudios, tarea cuya realización urge.

Año 1974

a) Centrales hidroeléctricas

El proyecto que mayor urgencia presenta y que simultáneamente resulta ser el de mayor envergadura entre los considerados, es el aprovechamiento hidroeléctrico de carácter internacional, Yacyretá.

A los efectos de permitir la entrada en servicio de su primera etapa en 1982, durante el año 1974 se deberán cumplir las etapas de realización del proyecto ejecutivo y la iniciación de la preparación de la documentación para el llamado a licitación. Además, se requiere realizar las gestiones para asegurar la financiación de la obra.

En cuanto a los demás proyectos hidroeléctricos programados (Río Grande, Potrerillos, Paraná Medio, Cordón del Plata, Piedra del Aguila), se requiere seguir con los estudios preliminares, con la intensidad necesaria que permita adoptar la decisión de su realización en la fecha oportuna.

b) Centrales Nucleares

Se recomienda adoptar la decisión en forma inmediata (enero 1974) para la realización de la Central Nuclear III, a los efectos de poder poner en funcionamiento dicha central en 1981. Durante el año 1974 se deberán realizar todas las tareas y gestiones necesarias para posibilitar la iniciación de la obra antes del mes de marzo de 1975.

Se recomienda ubicar la Central Nuclear III adyacente a la Central Nuclear Atucha, próxima a ser terminada. Esta ubicación cuenta con los estudios previos necesarios como así también con la infraestructura adecuada para facilitar la construcción de la central. El aporte de la energía y potencia de la Central Nuclear III se haría principalmente al mercado del GBA-L reforzando la oferta de potencia de base que para dicha época se vería sensiblemente disminuida.

En el año 1974, se requiere además definir la política en materia de desarrollo nucleoelectrico, en particular en lo referente a tipo y módulo de reactor y el plan de instalación de las centrales futuras, a los efectos de permitir la programación definitiva del abastecimiento de combustible de dichas centrales y la implementación de la participación nacional.

Año 1975

Yacyretá sigue siendo el proyecto más crítico. En el mes de enero de 1975 se debe lograr el estado que corresponde, de acuerdo con los criterios adoptados en el presente estudio, a la decisión de la realización de la obra y durante el año 1975, las tareas previas a la iniciación de la construcción deben quedar concluidas, de manera que dicha construcción efectivamente se pueda iniciar en enero de 1976.

Se estima oportuno aclarar lo que antecede. La decisión política de realizar una obra puede ser adoptada, en principio, en prácticamente cualquiera de sus etapas de estudio y desarrollo, inclusive antes de contar con el estudio de factibilidad técnico-económico-financiero.

Sin embargo, tal decisión política no puede suplantarse la necesidad de cumplir con las tareas previas a la iniciación de la construcción. En el caso particular de Yacyretá, la decisión de su realización ya ha sido adoptada y en consecuencia, la decisión a que se hace referencia en el párrafo anterior, debe entenderse como representativo de haberse alcanzado una determinada etapa en el desarrollo del proyecto.

Los estudios, tareas y gestiones previas a la decisión de realizar la obra de la Central de Bombeo Río Grande deben quedar completados durante el año, a los efectos de poder pasar luego de la decisión de realizar la obra, en enero de 1976, a la siguiente etapa de su desarrollo.

Los demás proyectos hidráulicos siguen en sus respectivas etapas de estudios y análisis previos.

En cuanto a centrales nucleares, la construcción de la tercera central se iniciará en marzo. Además, durante el transcurso de este año, se deben realizar y concluir los estudios y gestiones previos (factibilidad, etc.) de las unidades IV y V.

Año 1976

Se debe iniciar la obra de Yacyretá en el mes de enero.

Durante el año debe quedar completada la fase previa a la iniciación de la construcción de la Central de Bombeo Río Grande.

Los estudios previos de Paraná Medio I se deben intensificar a los efectos de poder quedar terminados para mediados de 1977.

Decidida la realización de las centrales nucleares IV y V, se debe realizar la elaboración del anteproyecto e iniciar el proyecto de los mismos, que quedará completado en el año 1977.

Años 1977-1984

En el cuadro 17 se indican las fechas correspondientes al programa de decisiones e iniciaciones de las obras contempladas. Estas fechas, a medida que se aproximen, deberán ser revisadas y de ser necesario ajustadas de acuerdo con los nuevos elementos de juicio que se obtengan.

5.7 Acción recomendada

5.7.1 Estudios previos

En el presente estudio fue necesario recurrir a elementos de juicio e informaciones en parte incompletas, en virtud de que numerosos proyectos carecen de los correspondientes estudios previos completos y confiables.

Por tal razón, varios proyectos incluidos en el equipamiento programado no tienen el carácter de recomendaciones firmes, sino el de opciones, cuya prioridad y conveniencia queda sujeto a los resultados que se obtengan de sus estudios y el de otros proyectos competitivos, capaces de reemplazarlos.

En consecuencia, se recomienda acelerar los estudios en marcha, en particular respecto a los aprovechamien-

tos hidroeléctricos, completándolos con la inclusión de los estudios de factibilidad técnico-económico-financieros pertinentes.

5.7.2

Análisis y planteo de alternativas

El programa de equipamiento elaborado en el presente estudio no necesariamente es el que en definitiva se llevará adelante. Puede haber cambios motivados por las más diversas causas justificadas o no, inclusive causas que escapen al poder de decisión propia de las autoridades del país, tratándose de un proyecto internacional.

En el caso del incumplimiento en los plazos previstos de las etapas determinadas para la realización de algún proyecto, se requeriría introducir inmediatamente los cambios necesarios en el programa de equipamiento, a los efectos de asegurar la satisfacción de la demanda.

La realización de tales cambios con el mínimo de perturbaciones posibles, sólo es factible si se cuenta con alternativas de equipamiento analizadas y preparadas con suficiente anticipación. Por lo tanto, se recomienda el planteo y análisis de programas de equipamiento alternativos, en particular para proyectos cuyas fechas de decisiones resulten relativamente próximas.

Tal es el caso de la Central Nuclear III y del apovechamiento hidroeléctrico Yacyretá. Un atraso en la decisión de la nuclear repercutiría en un apreciable déficit de generación en el año 1981; al no haber ningún proyecto hidroeléctrico capaz de suplantar en tiempo dicha central, sólo cabría reemplazarla por una potencia equivalente térmica convencional, probablemente a fuel-oil, cuyo contrato debería estar firmado a fines de 1976.

Demoras en la realización de Yacyretá, proyecto que no cuenta con alternativas hidráulicas para el año 1982 (fecha prevista para su entrada en servicio), requeriría la instalación de dos centrales nucleares de 600 MW cada una para dicho año.

La decisión de instalar estas centrales debería ser adoptada en enero de 1975, iniciándose su construcción en marzo de 1976.

Se hace notar que las alternativas de equipamiento a que se tendría que apelar en caso de demora de un proyecto programado son muy rígidas, siendo los plazos de realización de los diferentes tipos de central el factor que más limita su posible selección.

5.7.3 Ajuste periódico del programa de equipamiento

Dada la característica esencialmente dinámica de todo programa de desarrollo electroenergético, se recomienda realizar periódicamente la revisión y ajuste del programa de equipamiento que se adopte, adecuándolo a las nuevas informaciones disponibles. Se debería realizar tal revisión cada año y/o cuando se produce alguna demora en el programa de decisiones que obligue a introducir cambios o alternativas.

5.7.4 Cumplimiento del programa de decisiones

El cumplimiento del programa de decisiones es la condición esencial para evitar caer en el error de adoptar soluciones menos convenientes o bien de provocar estados deficitarios y distorsiones del abastecimiento eléctricos del mercado. El efecto de la demora en la decisión de un proyecto incide inexorablemente en la correspondiente demora en su puesta en servicio.

5.7.5 Cumplimiento de los programas de construcción

Se recomienda establecer las condiciones que aseguren que los entes responsables de la ejecución de las obras cuenten con todos los medios técnicos, económicos, financieros y administrativos necesarios para cumplir eficientemente su cometido. Se recomienda asimismo, prever programas de construcción realistas, que consideren la probabilidad de ocurrencia de causas inevitables de demoras.

5.7.6 Participación nacional y programa de investigación y desarrollo

Procurar el máximo aprovechamiento de los recursos con que cuenta el país debe ser parte esencial del programa de desarrollo electroenergético. A su vez, el establecimiento de un programa de equipamiento es condición esencial para poder promover el desarrollo de la capacidad nacional de realización.

Similarmente, la realización de un programa de investigación y desarrollo científico y técnico condiciona la obtención de la real independencia tecnológica del país. De esta manera, el programa de equipamiento eléctrico y su participación nacional e investigación y desarrollo, deben formar un conjunto armoniosamente relacionado, cuya planificación no debe realizarse por separado.

6. REQUERIMIENTOS DE COMBUSTIBLES 1974-1990

Sobre la base del programa de equipamiento planteado y con el criterio adoptado por el despacho de cargas, se analiza la producción de energía anual discriminada según el tipo de central y correspondiente tipo de combustible.

Mediante el empleo de los coeficientes de conversión detallados a continuación, se obtuvo la energía (térmica) producida por cada tipo de combustible convencional.

- Centrales a vapor de buen rendimiento (fuel-oil) - 2178 kcal/kWh
- Centrales a vapor de rendimiento medio (fuel-oil) - 2552 kcal/kWh
- Centrales a vapor de rendimiento malo (fuel-oil) - 3169 kcal/kWh
- Centrales a vapor nuevas (350 MW) (fuel-oil) - 1990 kcal/kWh
- Centrales a vapor nuevas (arranque rápido) (fuel-oil) - 2140 kcal/kWh
- Centrales a vapor nuevas (350 MW) (residuo asfáltico) - 2100 kcal/kWh
- Centrales a vapor de rendimiento malo (carbón) - 2800 kcal/kWh
- Centrales a vapor nuevas (350 MW) (carbón) - 2100 kcal/kWh
- Centrales a vapor excedidas de vida útil (fuel-oil o carbón) - 3504 kcal/kWh
- Turbinas a gas (diesel-oil o gas natural) - 4000 kcal/kWh.

Para evaluar la producción de energía (térmica) del combustible nuclear en condiciones equivalentes, se empleó el método de sustitución con centrales a vapor de rendimientos específicos de 2000 kcal/kWh.

Las equivalencias obtenidas son:

- Central Nuclear tipo Atucha - 1 tU = 8507 tep = 89.320×10^6 kcal
- Central Nuclear tipo Córdoba - 1 tU = 10.000 tep = 105.000×10^6 kcal.

Mediante la utilización de los coeficientes de conversión arriba indicados, se obtuvieron los valores calóricos para cada combustible, convirtiendo también la energía hidroeléctrica en su contenido calórico.

Los cuadros 18 y 19 contienen los resultados obtenidos. En el primero se encuentran los valores de la producción de energía eléctrica y el consumo de combustibles en valor absoluto.

En el cuadro 19 se muestra la participación relativa de cada combustible y de la hidroelectricidad, todo reducido a una unidad homogénea, la kilocaloría.

6.1 Período 1974-1980

Los resultados obtenidos indican que el fuel-oil, que exhibe en 1974 una alta participación calórica (casi 75%), decrece sostenidamente hasta un 47% en el año 1980. El gas natural se mantiene en una proporción inferior al 3% y no representa un consumo significativo.

El carbón nacional se incrementa desde un 2% hasta el orden de 7-8% y contribuye levemente al reemplazo de hidrocarburos.

La participación porcentual del uranio que inicialmente resulta superior al 6%, disminuye gradualmente hasta que ocurra la entrada en servicio de la Central Nuclear Córdoba, lo que produciría un incremento de hasta el 11%.

En lo que se refiere a hidroelectricidad, sus calorías equivalentes demuestran que de una participación del 16,6% en 1974, alcanzan una notable posición del 34,1% en 1980, lo que se valora como muy efectivo.

Siempre dentro de este período 1974-1980, se observa que la demanda de fuel-oil en valor absoluto, crece sostenidamente hasta un máximo de 5.800.000 t en 1978, y luego declina convenientemente. La necesidad de gas natural, es oscilante, y sólo llega a ser importante en 1977 con 360 millones de m³, pero debe tenerse en cuenta que dicha demanda energética puede reemplazarse en parte con diesel-oil en turbinas de gas o bien el gas natural puede reemplazar al fuel oil en centrales a vapor.

El consumo de carbón se incrementa en forma sostenida de 200.000 t en 1974 hasta 1.250.000 t en 1980.

En lo relativo al uranio, su demanda en valor absoluto se mantiene constante (50 T) desde 1974 a 1979, incrementándose a 130 t en 1980.

6.2 Período 1980-1990

El cálculo de la distribución de energía generada según tipo de central y combustible, como así también los requerimientos de combustible y la estructura del consumo, se realizó en concordancia con el programa de equipamiento adoptado por este

período. Como consecuencia de la diferencia de criterio metodológico empleado en cuanto a la consideración del mercado eléctrico y el factor de utilización de las centrales nucleares en su primer año de funcionamiento, aparecen ciertas modificaciones en los valores del año 1980, respecto a las cifras obtenidas del análisis del período anterior.

Dada la tendencia sostenida de la evolución del parque de generación en este período, se realizó el cálculo cada cinco años.

Se verifica una declinación definitiva de la participación de fuel-oil, desde 40,3% en 1980 hasta 1,4% en 1990. El gas natural no incide significativamente. El carbón natural decrece desde 4,8% hasta 1,4%.

La participación del uranio en este período, se incrementa significativamente al crecer desde el 13,3% hasta 30,8% lo que implica un sustancial reemplazo de hidrocarburos. El valor de la participación hidroeléctrica equivalente sigue creciendo desde 38,9% hasta el 66,3% en 1990. Esto, comparado con el 33,7% correspondiente a todos los combustibles, demuestra su favorable predominio en el balance calórico de la generación.

Observando la evolución de los valores absolutos en el período, se constata la disminución del consumo de fuel-oil de 4.000.000 t a 400.000 t. El gas natural también disminuye a valores prácticamente sin importancia. El consumo de carbón nacional se mantiene constante en unas 800.000 t anuales y finalmente, el consumo de uranio se incrementa de 130 t en 1980 a más de 900 t en 1990.

7. REQUERIMIENTOS ECONOMICOS

Para complementar el análisis electroenergético del país y el programa de equipamiento analizado anteriormente, se han estimado los requerimientos de inversiones reales brutas correspondientes.

Se adoptó el criterio general de expresar todos los valores en millones de dólares equivalentes, sin discriminar entre montos a invertir en moneda argentina y divisas.

Se hace la salvedad que esta parte del análisis es sólo aproximada, siendo su objetivo presentar un cuadro global, que contenga el orden de magnitud de los requerimientos económicos.

7.1 Aprovechamientos hidroeléctricos

De acuerdo con el programa de equipamiento adoptado, se estimaron los requerimientos de inversiones reales brutas de los aprovechamientos hidroeléctricos a instalar (cuadro 20). A tal efecto, hubo que adoptar ciertos criterios generales.

Para los aprovechamientos en construcción y los que cuentan con estudios técnico-económico-financieros, se adoptaron los datos disponibles reajustados a 1973.

Para los demás proyectos, se recurrió en principio a la información empleada en los estudios realizados en oportunidad de elaborarse el modelo matemático en elaboración en la Subsecretaría de Energía (1972/73). Los datos se ajustaron en función de la fecha de su origen, la profundidad y confiabilidad de su procedencia y la experiencia en obras similares.

Se deja la salvedad que aún así, el grado de confiabilidad de los resultados obtenidos es muy relativo. Teniendo en cuenta que los requerimientos de inversión en obras hidroeléctricas del período analizado (1974-1990) representan más del 60% del total a invertir en obras de generación e interconexión, también a los resultados totales obtenidos les corresponde similar grado de confiabilidad.

7.2 Centrales Nucleares

El cuadro 21 contiene el programa de inversiones en Centrales Nucleares. La inversión correspondiente a la Central Nuclear Córdoba ha sido adoptada como base para el cálculo y se supuso que las siguientes unidades serán similares.

7.3 Centrales térmicas convencionales

Tal como muestra el cuadro 22, las inversiones correspondientes son relativamente de poca importancia, salvo en los primeros años.

7.4 Interconexiones

El cuadro 23 contiene el correspondiente programa de inversiones. Sobre la base de costos unitarios actuales, se han computado los totales en función de la longitud de las líneas previstas.

7.5 Resumen del programa de inversiones en generación e Interconexiones

Se presenta en el cuadro 24. Se observa que el programa de generación e interconexión requiere en el lapso 1974-90, del orden de 10.000 millones de dólares equivalentes; más del 60% corresponde al programa hidroeléctrico, mientras que las centrales nucleares representan del orden del 30% del total.

Es necesario tener en cuenta además, que en la parte final del período analizado habrá necesidad de realizar inversiones en obras que recién entrarán en servicio después del año 1990. A los efectos de considerar dichas inversiones, se realizó la compensación correspondiente de las cifras obtenidas, extrapolando el crecimiento de los requerimientos en el quinquenio 1980-1985.

Incluido el efecto de esta compensación, las inversiones totales del período 1974-90 alcanzarían el orden de 12.600 millones de dólares equivalentes. A este monto deberán agregarse las inversiones que corresponderán al mercado no incluido en el análisis.

7.6 Transmisión y distribución

En el sector electroenergético, además de las inversiones correspondientes al equipamiento de generación y a las interconexiones analizadas en los puntos anteriores, es necesario considerar también las que se requieren para las instalaciones de la transmisión y la distribución de energía. El programa de inversiones correspondiente a estos últimos conceptos es proporcional al crecimiento de la demanda del mercado. Adoptando costos unitarios de acuerdo con la experiencia en la materia, se obtiene que en el período considerado (1974-90) se requiere prever una inversión total del orden de 15.000 millones de dólares equivalentes, monto que se debería agregar al anterior.

7.7 Combustible e industrias complementarias

De acuerdo con los resultados del análisis de los requerimientos de combustible del sector electroenergético (punto 6), se observa que el uranio adquiere creciente importancia a partir del año 1980. El consumo de hidrocarburos por otra parte, luego de un incremento inicial en el próximo quinquenio, tiende a disminuir a partir de 1979. También la demanda de carbón, luego de un incremento inicial, decrece.

Consecuentemente, interesa primordialmente estimar las inversiones necesarias para asegurar el abastecimiento de combustible nuclear. El cuadro 25 contiene las previsiones a corto plazo (hasta 1980), resultando un total del orden de 125 millones de dólares equivalentes. Durante la década 1980-90 habrá que realizar inversiones adicionales, que llevarían a un total para el período 1974-90 del orden de 400 millones de dólares equivalentes.

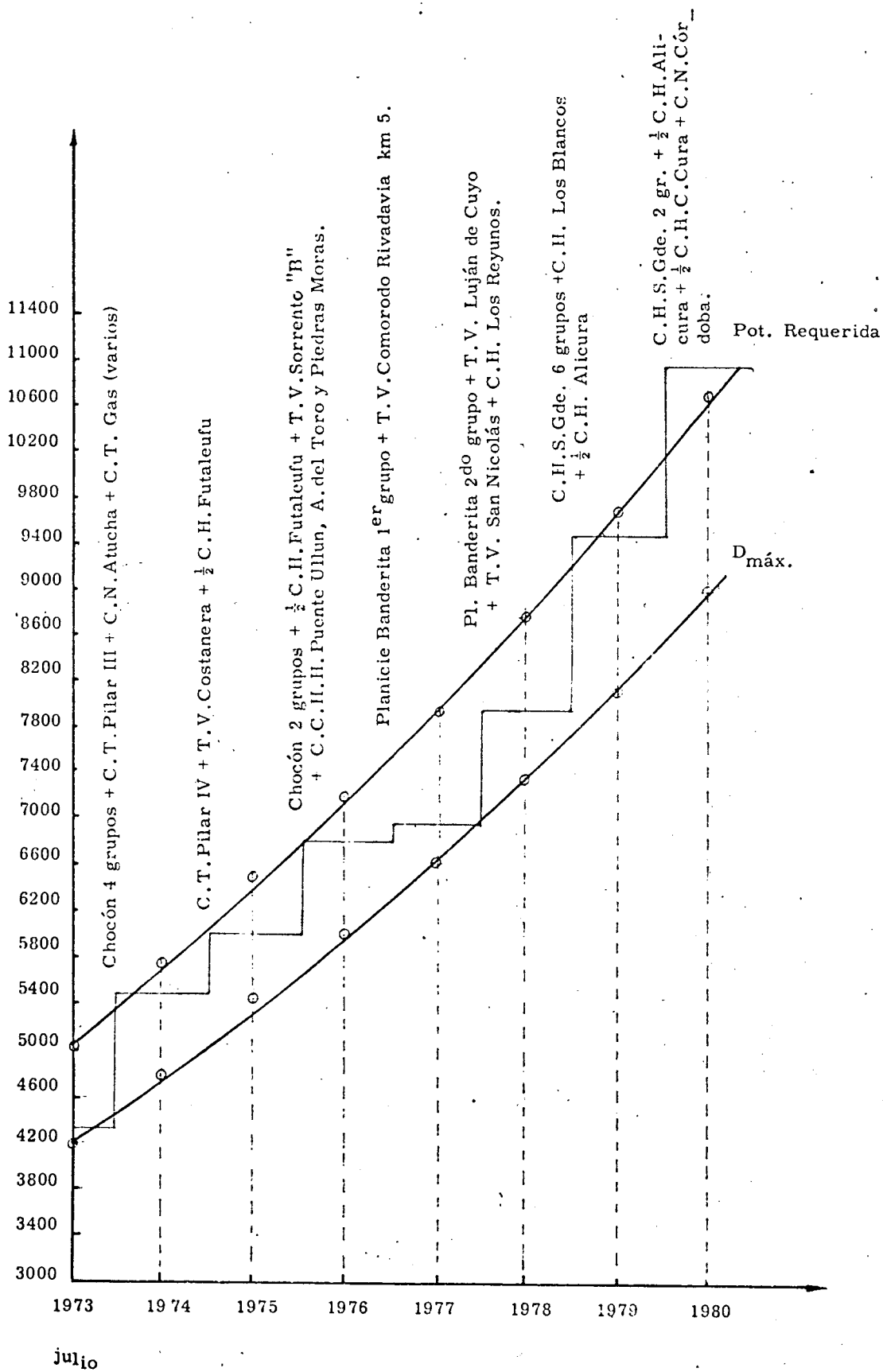
Las inversiones a corto plazo en plantas de agua pesada (industria complementaria del programa nuclear) se han incluido en el cuadro 25 junto con el combustible nuclear (90 millones de dólares equivalentes). Considerando el período completo 1974-90, se prevén inversiones totales por este concepto del orden de 200 millones de dólares equivalentes.

Considerando la intención de implementar la participación nacional en el programa electroenergético, habrá necesidad de realizar inversiones en industrias tanto del estado como privadas. Tales inversiones no han sido analizadas ni estimadas por falta de elementos de juicio, pero se deja constancia de la existencia de los requerimientos correspondientes.

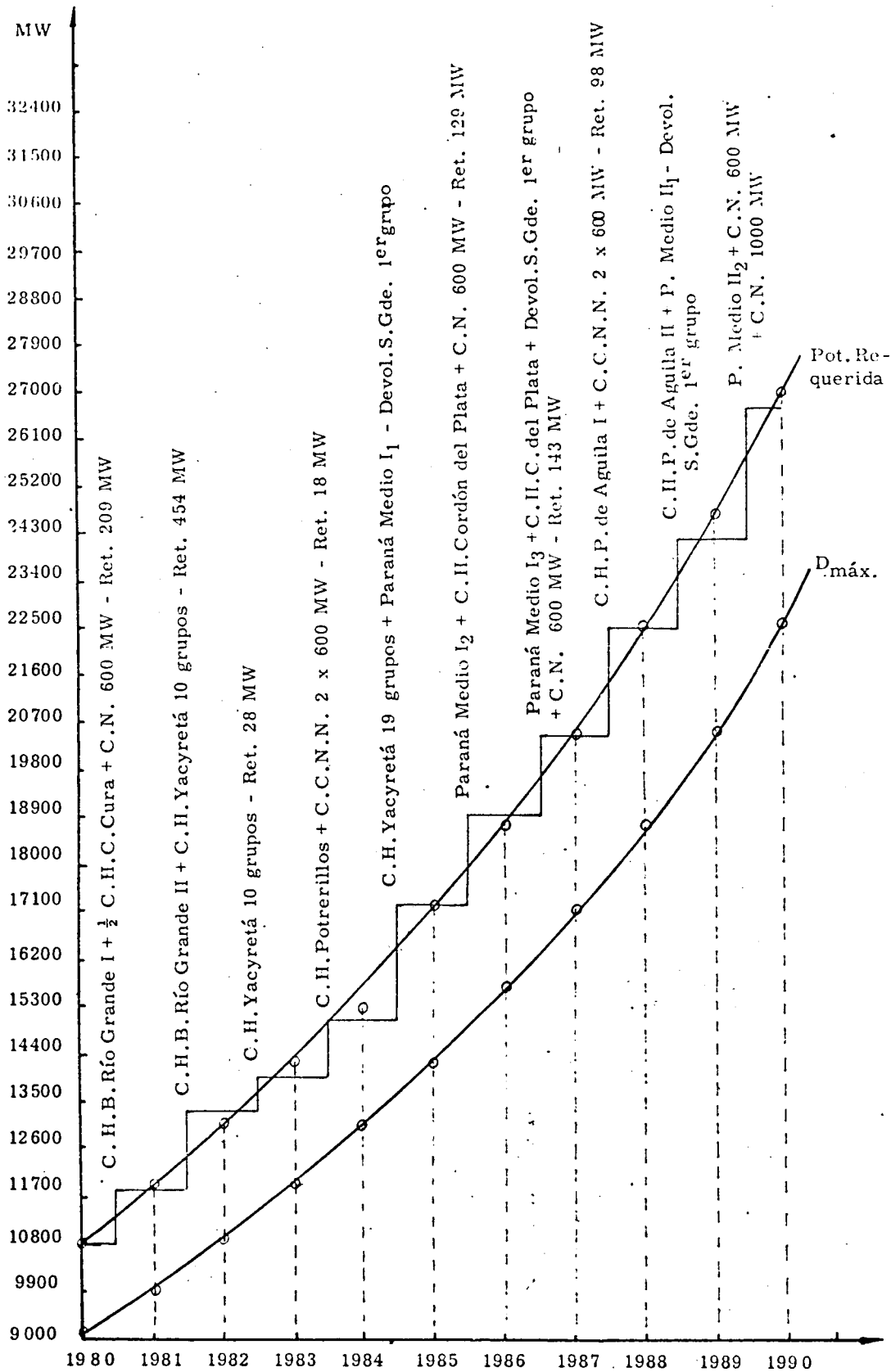
7.8 Resumen de requerimientos de inversión

De acuerdo con lo que antecede, los requerimientos totales de inversión real bruta del sector electroenergético en el período 1974-1990, llegarían a casi 30.000 millones de dólares equivalentes, cifra que demuestra ampliamente la importancia de dicho sector en el cuadro global de la economía del país.

POTENCIA DISPONIBLE PARA CUBRIR LA DEMANDA MAXIMA (MW).



POTENCIA DISPONIBLE PARA CUBRIR LA DEMANDA MAXIMA (MW).



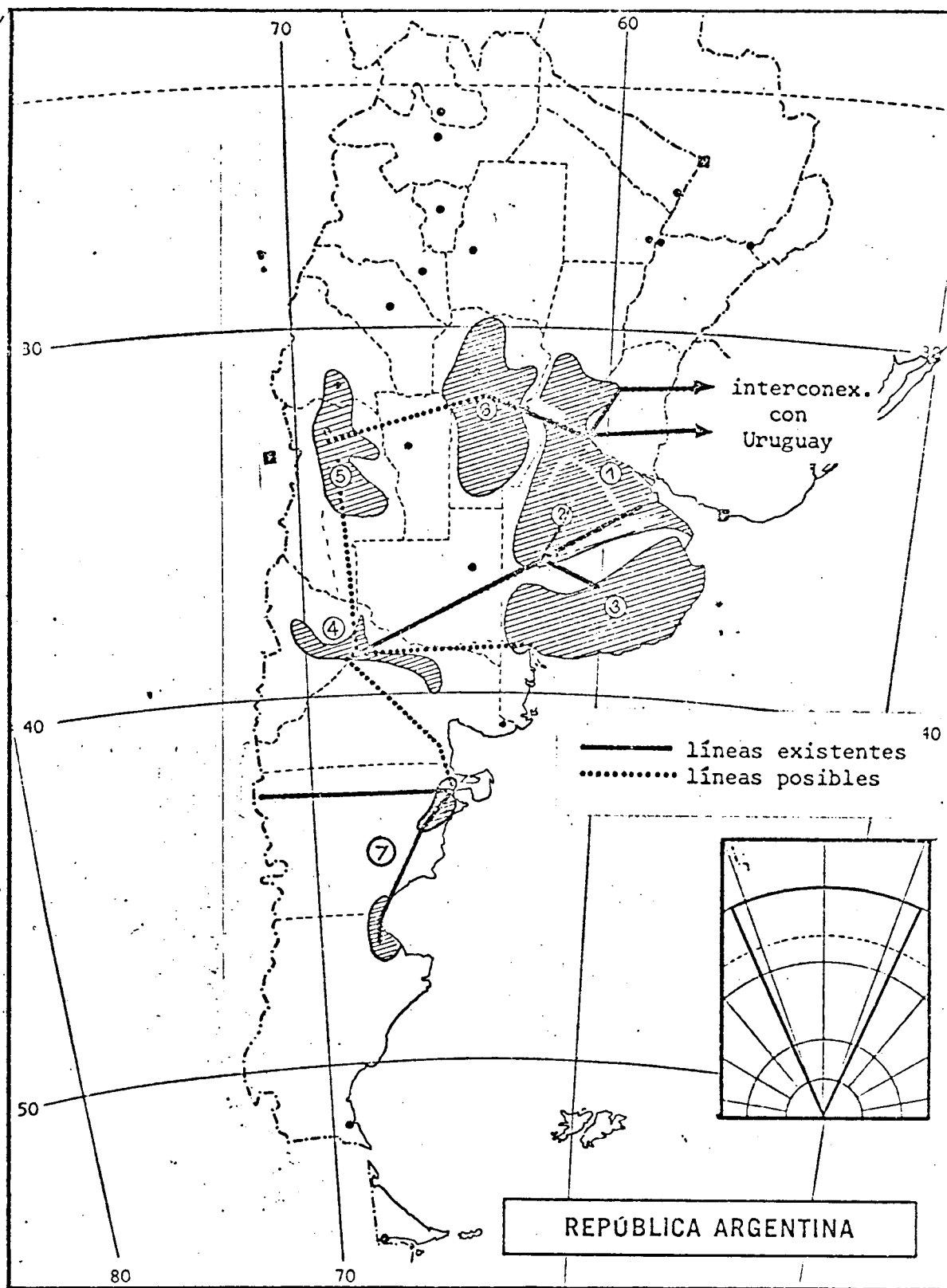


Fig. 1 .-

SISTEMA INTERCONECTADO

- 1 - Gran Buenos Aires-Litoral
- 2 - Buenos Aires Norte (DEBA)
- 3 - Buenos Aires Sud

- 4 - Comahue
- 5 - Cuyo
- 6 - Córdoba
- 7 - Patagónico Centro

Fuente S.S.E.

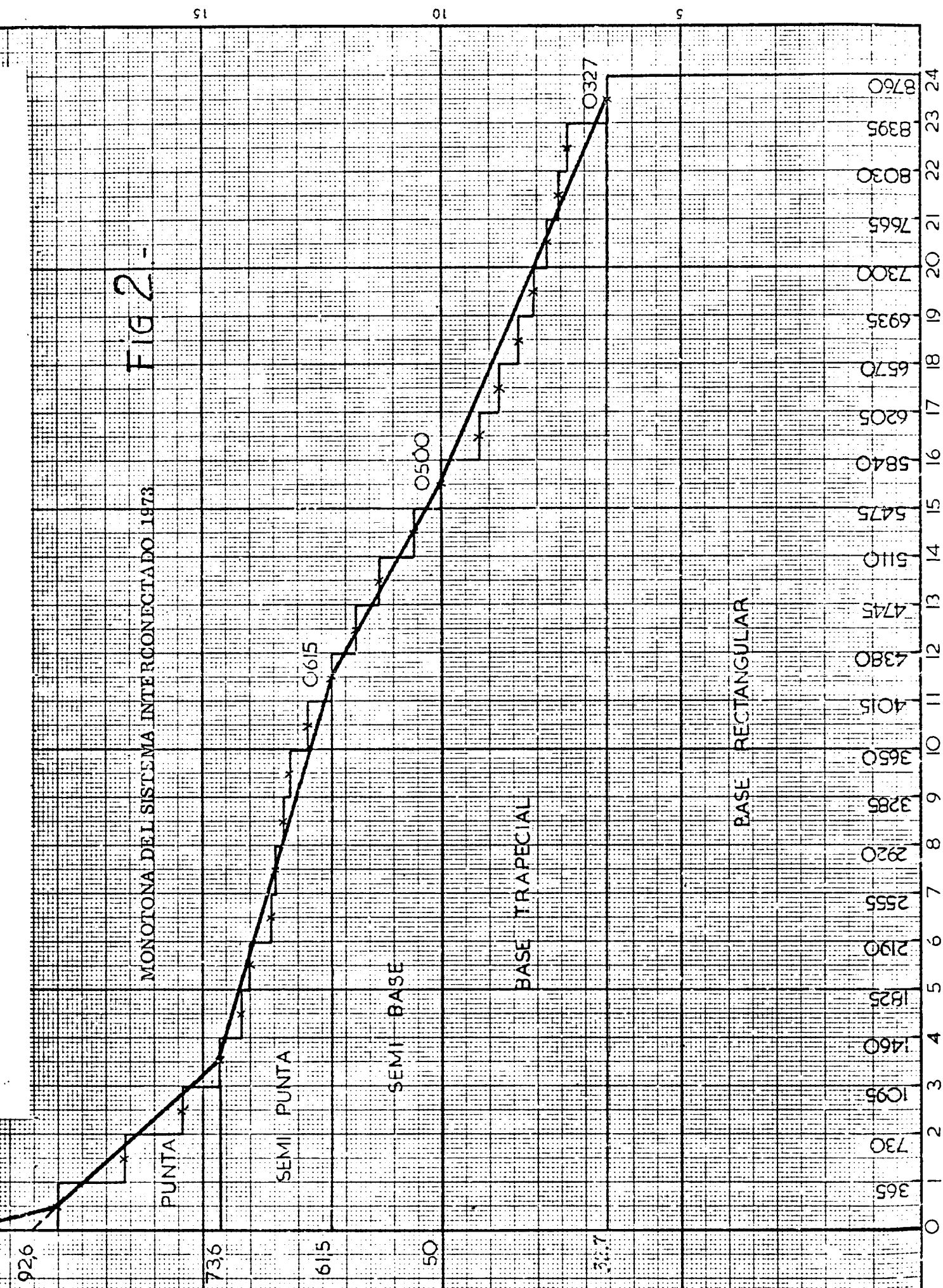
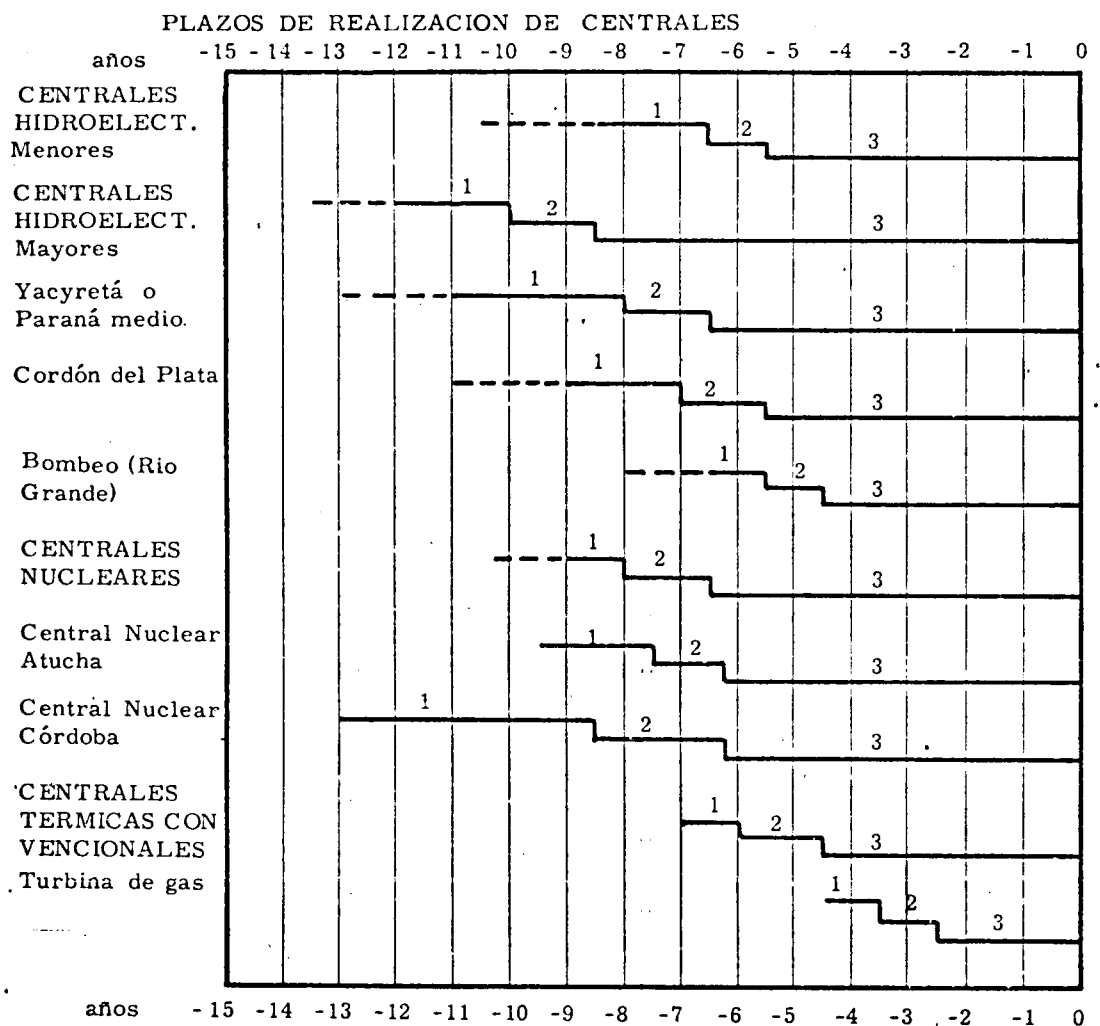


FIG 2 -



Etapas 1.- Estudios previos

- Análisis previos
- Estudios de prefactibilidad
- Estudios de factibilidad
- Anteproyecto
- Proyecto
- Gestiones
- Etc.

Decisión de realizar la obra.

Etapas 2.- Gestión de contratación

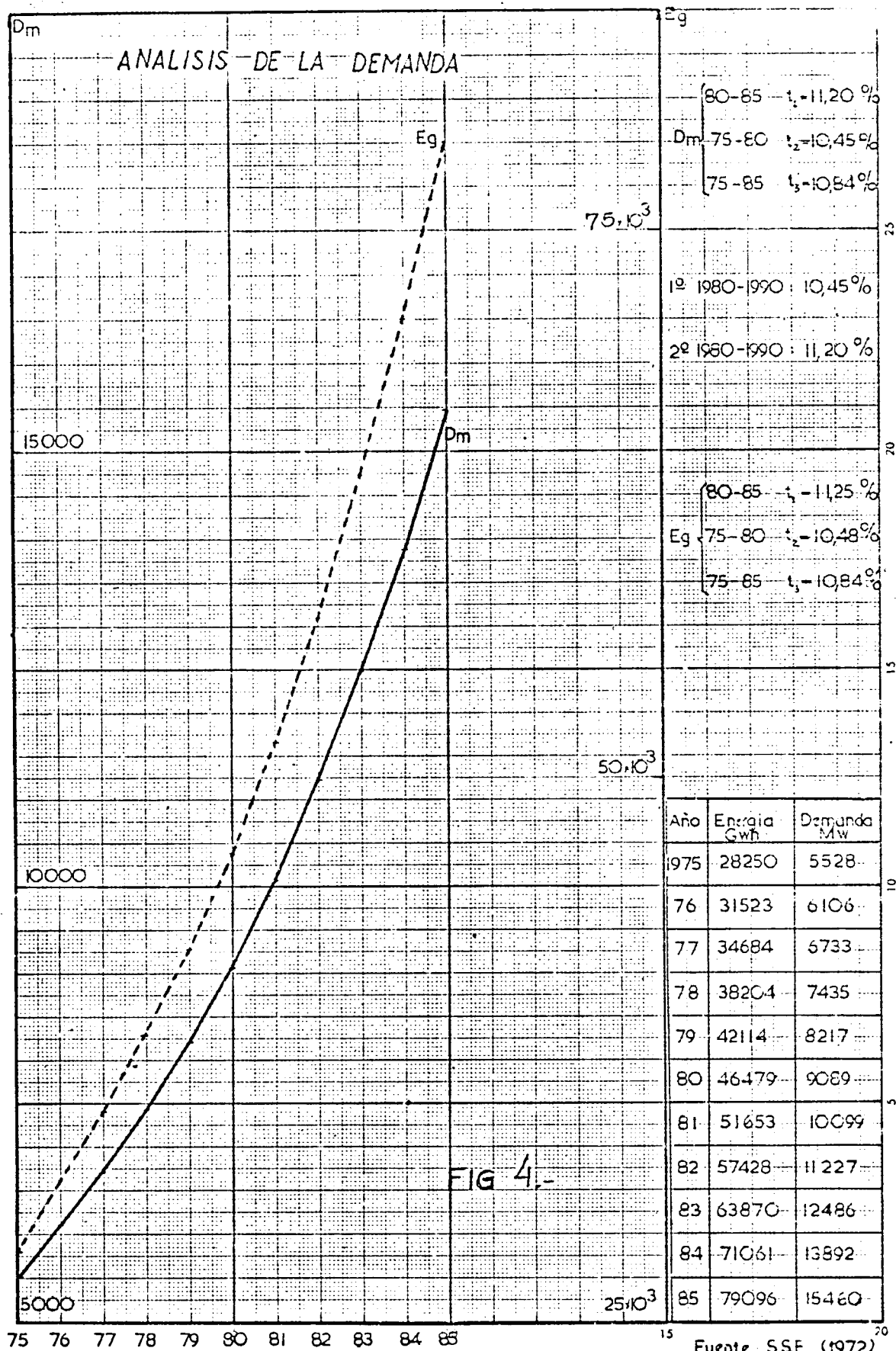
- Preparación de pliegos
- Licitación
- Evaluación de ofertas
- Adjudicación
- Contratación
- Obtención de financiación

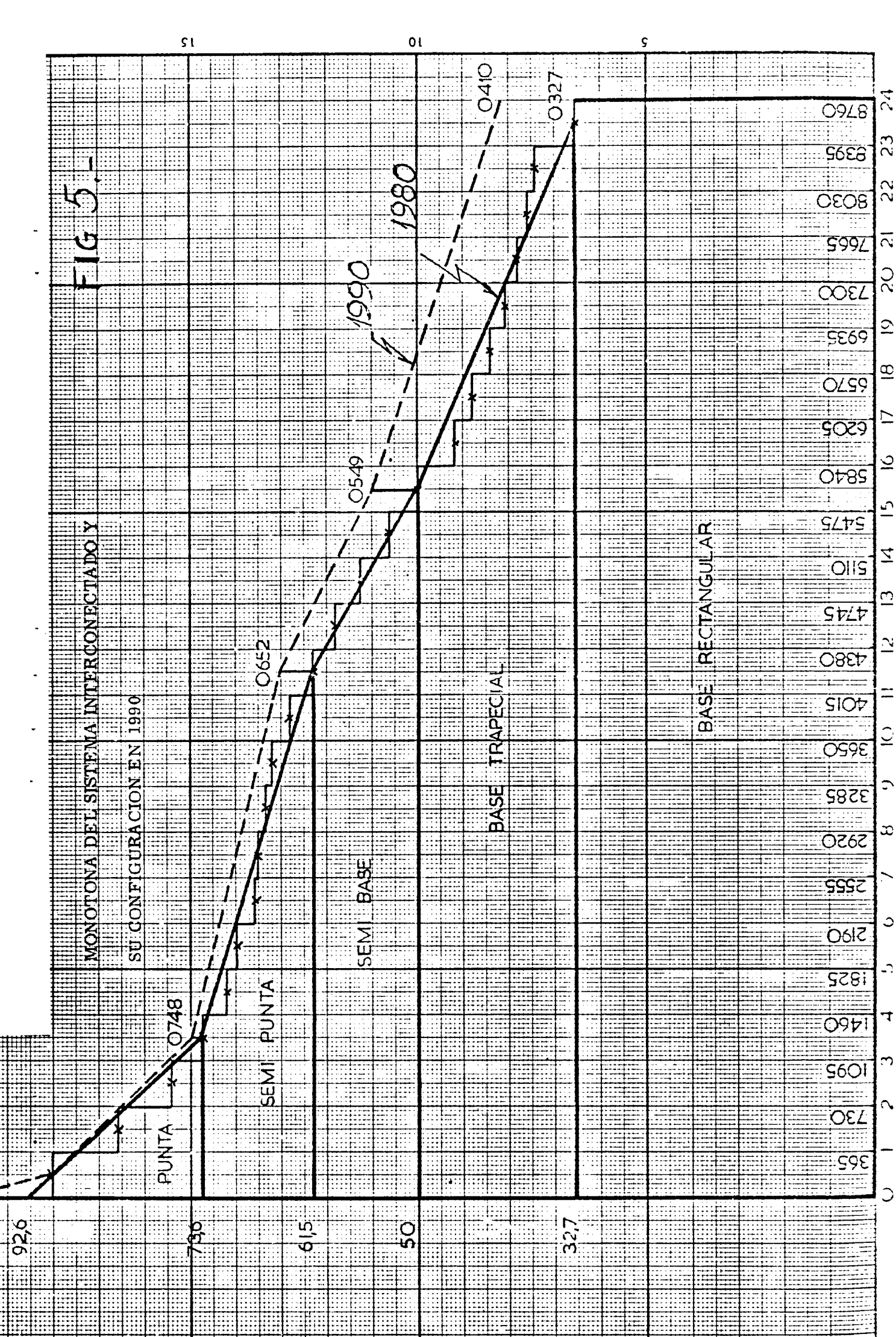
Iniciación de obra

Etapas 3.- Instalación

- Construcción
- Montaje
- Habilitación
- Marcha de prueba
- Ajustes y puesta en servicio

FIGURA 3





CENTRALES TERMICAS A VAPOR. (Año 1973)

Cuadro 1

(Servicio Público)

Calificación	Nombre	Potencia efectiva	Año de instalac.	Cons. esp. kcal/kWh
> 100 MW Buen rendim. Consumo <2300 kcal/kWh	SEGBA P.N.no 9(1x250 MW)	238 MW	1970	2010
	CIAE N.P.no 6(1x250 MW)	238 MW	1969	2120
	SEGBA P.N.no7 (1x145 MW)	133 MW	1961	2190
	SEGBA P.N. no8 (1x195 MW)	184 MW	1963	2230
	CIAE N.P. no5(1x110 MW)	105 MW	1965	2300
	SEGBA Costanera(5x120 MW)	570 MW	1963	2230
	Sub-total	1468 MW		
Rendimiento medio Consumo 2300 - 2700 kcal/kWh	Necochea no4 (1 x 72 MW)	67 MW	1973	2470
	Necochea no 3(1 x 72 MW)	67 MW	1972	2470
	Mar del Plata (2 x 30 MW)	57 MW	1972	2560
	San Nicolas no 1y4(2 x 75 MW)	143 MW	1957	2550
	Lujan de Cuyo (2 x 60 MW)	114 MW	1972	2610
	Mar del Plata (1 x 30 MW)	29 MW	1964	2700
	Sub-total	477 MW		
Rendimiento malo Consumo > 2700 kcal/kWh y menor de 30 años	Calchines no 4 (1 x 30 MW)	29 MW	1965	2750
	San Nicolas no2y3(2 x 75 MW)	143 MW	1957	2800
	Necochea no 1 y 2 (2 x 33 MW)	63 MW	1963	2870
	CIAE N.P. no 4	60 MW	1952	2950
	Caseros no 1 y 2 (2 x 7,5 MW)	13 MW	1968	3000
	Pilar no 1 y 2 (2 x 30 MW)	57 MW	1965	3000
	Deán Funes no 1 (1 x 30 MW)	28 MW	1964	3000
	Mar del Plata (1 x 12 MW)	10 MW	1953	3130
	Bahía Blanca no3y4(2 x 25 MW)	48 MW	1961	3500
	P. de Mendoza	25 MW	1950	3550
	Mar del Plata (1 x 10 MW)	9 MW	1954	3670
	Comod. Rivadavia*(2 x 10 MW)	18 MW	1953	3700
	Calchines no11 y 12(2 x 5 MW)	14 MW	1950/56	4100
	Calchines no13 (1 x 10 MW)	9 MW	1954	4000
	Sorrento no 3 (1 x 35 MW)	33 MW	1948	3200
	* pasa a obsoleto en 1978			
	Sub- total	559 MW		

CENTRALES TERMICAS A VAPOR. (Año 1973)

Continuación del Cuadro 1

Calificación	Nombre	Potencia efectiva	Año de instalac.	Cons. esp. kcal./kWh
Rendimiento malo Consumo > 3200 kcal/kWh y mayor de 30 años	P.N. viejo (3 x 52,5 MW)	147,5MW	1934/49	3250
	P.N. viejo (3 x 50 MW)	142,5MW	1928/31	3350
	Dock Sud, sala 6	120,0MW	1926/54	3425
	N.P. n° 1, 2 y 3 (3 x 30 MW)	90,0MW	1933/34	3580
	Comod. Rivadavia (1 x 10 MW)	9,0MW	1938	3700
	Dock Sud, sala 2 n° 1 y 2	40,0MW	1939/56	4220
	Varias anteriores 1938 C. Rivad.	10,0MW	-	4500
	Sorrento n° 4 (1 x 10 MW)	9,0MW	1926	4600
	Calchines n° 1 y 2 (2 x 7,5MW)	13,0MW	1926	5450
	Sorrento n° 2 (1 x 35 MW)	33,0MW	1937	3100
	Sub-total	614 MW		
Reserva fría	San Nicolás (2 x 10 MW)	19 MW	1954	3700
	Bahía Blanca (2 x 7,5 MW)	12 MW	1931	5450
	Mar del Plata, Puerto	8 MW	-	-
	DEBA SUR Cooperativas C I	17 MW	-	-
	Comod. Rivadavia, Rawson, CI	16 MW	-	-
	DEBA NORTE C I	32 MW	-	-
	Sub- total	104 MW		
	TOTAL	3222 MW		

TURBINAS DE GAS Y MAQUINAS DE COMBUSTION INTERNA

1 9 7 3 (Servicio Público) (MW)

CUADRO 2

1. Turbinas de gas instaladas por SEGBA y CIAE hasta 1972	227
2. Turbinas de gas instaladas fuera del GBA hasta 1972:	
DEBA NORTE	27
NECOCHEA	23
BAHIA BLANCA	32
OLAVARRIA	32
MAR DEL PLATA	54
CUYO	77
SAN JUAN	10
PICO TRUNCADO	18
	273
3. Turbinas de gas en instalación entrando en servicio en 1973:	
SEGBA	162
EPEC	60
PARANA	15
SANTA FE	38
COMODORO RIVADAVIA	15
PICO TRUNCADO	15
	305
4. C.I. instalado en el interior hasta 1972	
CHASCOMUS	15
PARANA	5
ISLA VERDE	12
SARMIENTO	19
	51
TOTAL EN 1973	856

CENTRALES HIDRAULICAS 1 9 7 3 (MW)

CUADRO 3

NOMBRE O REGION	Energía Promedio GWh	Potencia Nominal MW	Base MW Potencia equiv. 8400 hs	Seguimiento MW	Punta MW	Reserva MW
Centro (Varios AYE y EPEC)	315	177	22		120	
Cuyo (AYE Varios)	1021	365	95	59	48	144
F.Ameghino	204	45	15		30	
TOTAL	1540	587	132	59	198	144

CENTRALES EN CONSTRUCCION Y CON PRINCIPIO DE DECISION - 1973 Potencia Efectiva MW

CUADRO 4 (b)

CENTRALES		1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
EN LICITACION PARCIAL	SALTO GRANDE (10x135) (194 MW a RES.TEC.HIDRO) (996 MW en MERCADO) (HIDRAULICA)						BASE S.BASE 398 206 399 404 4 GR. 2GR. 4GR. 2GR. 3343 825 3343 1660 GWh GWh GWh GWh		
EN ADJUDICACION	SAN NICOLAS N° 7 (CARBON)			-	-	334 2110 kcal/kwh			
EN LICITACION	LUJAN DE CUYO (RESID.ASF. 80%)	-	-	-	-	334 2110 kcal/kwh			
PREVISTA EN PLANES A Y E	COMODORO RIVADAVIA Km.5 (FUEL-OIL)				28 2550 kcal/kwh				
EN CONTRATACION	CENTRAL NUCLEAR CORDOBA (NUCLEAR)							600	
EN ESTUDIO	ALICURA (5x200 MW) 2670 GWh HIDR.S.PUNTA						467	467	
EN ESTUDIO	COLLON CURA (3x200 MW) 2060 GWh HIDR.S.BASE							280	280
EN ESTUDIO	LOS PLANCOS (HIDRAULICA SEMI BASE)						239 830 GWh		

1972: CONSUMO APARENTE DE HIDROCARBUROS Y CARBON-USINAS - miles de TEP CUADRO 5

CONCEPTO	Consumo en TEP	Agrop.	Industr.	Transp.	Bunker	Consumo Propio	Usin. Serv. P. Gen. Aut. P.	GENERACION ELECTRICA Tot. Gener.	miles de TEP	Domesticos y Gobierno	Comercial
Aeronafta	38,2			38,2							
Motonafta Com.	2780,0			2780,0							
Motonafta Esp.	1935,0			1935,0							
Kerosene	802,0		92,0							710,0	
Comb. p/retroprop.	365,0			365,0							
Gas - Oil	3890,0 e)	1380,0 e)	260,0	2240,0			10,0	10,0			
Diesel - Oil	1923,0		600,0	261,0	153,0	133,0	516,0	773,0			
Fuel - Oil	8655,3		2910,0	590,0	140,0	1405,0	3249,2	3610,0			
Residuos Pesados	726,0		478,0			151,0	97,1	97,0			
Coque y Carbón res.	414,0		314,0				100,0	100,0			
Gas Seco resid. de refin.	511,0		51,0						460,0		
Gas Licuado: Propano	487,0		50,0						437,0		
Gas Licuado: Butano	507,0		57,0						450,0		
Petróleo consum. c/tal	100,0					100,0					
Hidroc. resid. petroquím.	-										
SUB-TOTAL EN DERIV. DE PETROLEO	23133,5 100%	1380,0 5,96%	4812,0 20,8%	8212,2 35,4%	293,0 1,25%	1789,0 7,75%	3972,3	618,0	4590,0 19,85%	2057,0 8,9	
Gas Natural	6170,0	-	2840,0	-	-	700,0	1090,0	-	1090,0	1310,0	230,0
TOTAL HIDROCARBUROS	29303,5 100%	1380,0 4,71%	7652,0 26,1%	8212,2 28,1%	293,0 1%	2489,0 8,5%	5062,3	618,0	5680,0 19,4%	3367,0 11,5	230,0
Carbón nacion. p/vapor e)	370,0	-	e) 50,0	-	-	e) 60,0	220,0	-	220,0	-	40,0
TOTAL HIDROCARBUROS Y CARBON-VAPOR	29673,5 100%	1380,0 4,65%	7702,0 25,95	8212,2 27,7%	293,0 0,99%	2549,0 8,6%	5282,0	618,0	5900,0 19,9%	3367,0 11,4	270,0 0,9%

e) valor estimado.-

RESERVAS DE MINERAL DE URANIO

EN t U (valores acumulados) AL 30 - IX - 1973

CUADRO 6

DISTRITO URANIFERO CATEGORIA COSTOS: en US\$ / lb U3O8		(1) APROVECHAMIENTO INMEDIATO						(2) APROVECHAMIENTO MEDIANO						TOTALES	
		MED. IND.		INFERIDO		SUB - TOTAL		MED. IND.		INFERIDO		SUB - TOTAL			
		< 15	< 30	< 15	< 30	< 15	< 30	< 15	< 30	< 15	< 30	< 15	< 30		
TONCO		210	210	-	-	210	210	410	420	90	90	500	510	710	720
COMECHINGONES		90	90	100	200	190	290	-	-	-	-	-	-	190	290
COSQUIN		-	-	-	-	-	-	1280	1730	250	1000	1530	2730	1530	2730
GUANDACOL		-	-	-	-	-	-	70	70	20	30	90	100	90	100
MALARGUE		30	30	-	-	30	30	-	-	-	-	-	-	30	30
SIERRA PINTADA		5110	5110	4850	5700	9960	10810	-	-	100	680	100	680	10060	11490
RIO CHUBUT		120	120	-	-	120	120	-	-	-	-	-	-	120	120
TOTALES		5560	5560	4950	5900	10510	11460	1760	2220	460	1800	2220	4020	12730	15480

NOTAS: (1) Producción ó puesta en operación en menos de 5 años

(2) Producción a partir de 5 años

RESERVAS Y RECURSOS URANIFEROS ARGENTINOS

Al 30-IX-1973 y en t U no acumuladas

CUADRO 7

CATEGORIA	Hasta 15 U\$\$ /lb U3O8	Entre 15 y 30 U\$\$ /lb U3O8	TOTALES POR CATEGORIAS SUCEсивAS
R RESERVAS (I) (sin inferido)	7.300	500	7.800
RRA RECURSOS RAZONABLEMENTE ASEGURADOS (II) (incluye I)	12.800	4.500	17.300
RAP RECURSOS ADICIONALES (III) POSIBLES	19.000	25.000	44.000
TOTALES (II + III)	31.800	29.500	61.300

NOTA: Las cifras de RAP están sujetas a revisión.

PROYECCION Y CLASIFICACION DE LA DEMANDA MAXIMA (en MW)

CUADRO 8

	Horas año promedio	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
BASE RECTANGULAR	8760	1369	1558	1776	1958	2163	2382	2631	2908
BASE TRAPECIAL	7300	724	824	939	1036	1144	1261	1392	1538
BASE		2093	2382	2715	2994	3307	3643	4023	4446
SEMI-BASE	5110	481	548	624	689	761	838	925	1023
SEMI-PUNTA	2920	507	576	657	725	800	882	974	1076
SEGUIMIENTO		988	1124	1281	1414	1561	1720	1899	2099
PUNTA	730	1105	1258	1434	1580	1746	1924	2124	2347
DEMANDA MAXIMA		4186	4764	5430	5988	6614	7287	8046	8892
RESERVA		837	953	1086	1198	1323	1457	1609	1778
DEMANDA TOTAL DE POTENCIA		5023	5717	6516	7186	7937	8744	9655	10670

NOTA: no incluye COMAHUE y se consideró constante el factor de carga.

La serie de demandas máximas corresponde a estimaciones de la Subsecretaría de Energía durante el año 1972.

PROYECCION Y CLASIFICACION DE LA DEMANDA DE ENERGIA (en GWh)

CUADRO 9

FRANJAS DE LA MONOTONA	Horas promedio año	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
BASE RECTANGULAR	8760	11992	13648	15558	17152	18948	20866	23048	25474
BASE TRAPECIAL	7300	5285	6015	6855	7563	8351	9205	10162	11227
BASE		17277	19663	22413	24715	27299	30071	33210	36071
SEMI-BASE	5110	2458	2800	3189	3521	3889	4282	4727	5228
SEMI-PUNTA	2920	1480	1682	1918	2117	2336	2575	2844	3142
SEGUIMIENTO		3938	4482	5107	5638	6225	6857	7571	8370
(1) (0.19%) (MW)		(795)	(905)	(1032)	(1138)	(1257)	(1385)	(1529)	(1689)
PUNTA	730	580	661	753	831	918	1011	1116	1233
DEMANDA TOTAL		21795	24806	28273	31184	34442	37939	41897	46304

(No incluye COMAHUE)

NOTA: La serie de energía total corresponde a estimaciones de la Subsecretaría de Energía durante 1972.

(1) Los valores entre paréntesis corresponden al cálculo de la potencia equivalente en punta, solamente válida para el cálculo de la energía en punta.

Frangia Monotona	PERIODO	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
		4.186	4.764	5.430	5.988	6.614	7.287	8.046	8.892
BASE	DEMANDA MAXIMA (No incluye Comahue)								
	1. Demanda (D) 8.760 hs	1.369	1.558	1.776	1.950	2.163	2.383	2.631	2.908
	2. Dem. equivalente 8.400 hs(1 x 1,043)	1.428	1.625	1.852	2.042	2.256	2.485	2.744	3.033
	3. Instalación Hidro (8.400 hs)	132	395	522	574	697	687	1.085	1.085
	4. Demanda Térmica 8.400hs (2 - 3)	1.296	1.230	1.330	1.468	1.559	1.798	1.659	1.948
	5. Dem. térmica equiv. 7.000hs (4 x 1,2)	1.555	1.476	1.596	1.762	1.871	2.158	1.991	2.338
	6. Dem. franja trapecial (7.300hs)	724	824	939	1.036	1.144	1.261	1.392	1.538
	7. Dem. térmica equiv. 7.000hs (6 x 1,043)	755	859	979	1.081	1.193	1.315	1.452	1.604
	8. Dem. térmica equiv. 7.000 hs total (5 + 7)	2.310	2.335	2.575	2.843	3.064	3.473	3.443	3.942
	9. Instalación Nuclear	-	-	319	319	319	319	319	319
SEMI BASE	10. Demanda térmica Vapor (8 - 9)	2.310	2.335	2.256	2.524	2.745	3.154	3.124	3.623
	11.Inst.Térmica Vapor	rendimiento bueno	1.468	1.802	1.954	1.954	2.622	2.622	2.622
		rendimiento medio	477	454	570	649	532	502	649
		rendimiento malo	365	318	-	142	-	-	352
	12. Demanda Semi base	481	548	624	689	761	838	925	1.023
	13. Instalación Nuclear en maduración	-	319	-	-	-	-	-	500
	14. Requerimientos Hidro + Vapor (12 - 13)	481	229	624	689	761	838	925	423
	15. Instalación Hidro Semi base	-	-	-	-	-	-	175	423
	16. Demanda Vapor en Semi base (14 - 15)	481	229	624	689	761	838	750	-

PERIODO		1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	
SEGUIMIENTO: Semipunta	17. Demanda Semi punta	506	576	657	725	800	882	974	1.076	
	18. Instalación Hidro en Semi punta	59	59	59	237	237	237	974	1.076	
	19. Demanda Térmica Semi punta (17 - 18)	447	517	598	488	563	645	-	-	
	20. Demanda Térmica Seguimiento (16 + 19)	928	746	1.222	1.177	1.324	1.483	750	-	
	21. Instalación Térmica de Vapor	rendimiento medio		-	167	51	-	117	147	-
rendimiento malo		194	241	559	559	417	526	526	-	
equipo obsoleto		614	505	496	567	614	647	77	-	
equipo de punta		120	-	-	-	293	193	-	-	
PUNTA	22. Demanda de punta	1.105	1.258	1.434	1.581	1.746	1.924	2.124	2.347	
	23. Instalación Hidro punta	198	599	615	1.079	1.099	1.501	1.501	2.096	
	24. Demanda Térmica (22 - 23)	907	659	819	502	647	423	623	251	
	25. Instalación Térmica (TG + C1)	736	659	819	502	647	423	623	251	
	26. Instalación Vapor con rendim. muy malo	104	-	-	-	-	-	-	-	
	27. Déficit o Superávit	-	-	-	-	-	-	-	-	
	28. Demanda Reserva	837	953	1.086	1.198	1.323	1.457	1.609	1.778	
RESERVA	29. Instalación Hidro con Reserva	144	144	144	144	144	144	334	334	
	30. Demanda Térmica para Reserva	693	809	942	1.054	1.179	1.313	1.275	1.444	
	31. Instalación Térmica	rendimiento malo	-	84	84	84	84	84	84	258
		equipo obsoleto	-	129	138	67	20	20	590	412
		equipo de punta	-	366	206	523	85	409	402	774
	32. Superávit o Déficit de Reserva	- 693 (82,8 %)	- 230 (24,1 %)	- 514 (47,3 %)	- 380 (31,7 %)	- 990 (74,8 %)	- 800 (54,9 %)	- 199 (12,4 %)	+ 255 (14,4 %)	

RESUMEN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO 1973 - 1980 (en MW)

CUADRO 11 (a)

SINTESIS DE RESULTADOS		1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
ADICIONES	CENTRALES HIDRAULICAS EN BASE	-	263	127	52	123	10	398	-
	CENTRALES HIDRAULICAS EN SEMIBASE	-	-	-	-	-	-	-	-
	CENTRALES HIDRAULICAS EN SEMIPUNTA	-	-	-	178	-	-	912	945
	CENTRALES HIDRAULICAS EN PUNTA	-	401	16	464	20	402	-	-
	CENTRALES HIDRAULICAS EN RESERVA TECNICA	-	-	-	-	-	-	190	-
	SUB-TOTAL DE CENTRALES HIDRAULICAS	-	664	143	694	143	392	1500	945
	CENTRALES NUCLEARES	-	319	-	-	-	-	-	600
	CENTRALES TERMICAS CONVENCIONALES EN BASE	-	72	406	152	28	668	-	-
CENTRAL TURBINA DE GAS EN PUNTA		-	169	-	-	-	-	-	-
TOTAL		-	1224	549	846	171	1060	1500	1545
RETIROS		-	-	-	-	-	-	-	-
POTENCIA INSTALADA	EN CENTRALES HIDRAULICAS	533 11,6	1197 20,6	1340 21,0	2034 28,1	2177 29,4	2566 30,3	4069 40,8	5014 43,6
	EN CENTRALES NUCLEARES		319 5,5	319 5,0	319 4,4	319 4,3	319 3,8	319 3,2	919 8,0
	EN CENTRALES TERMICAS	4078 88,4	4319 73,9	4725 74,0	4877 67,5	4905 66,3	5573 65,9	5573 56,0	5573 48,4
TOTAL		4611	5835	6384	7230	7401	8461	9961	11506

RESUMEN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO 1973 - 1980 (en MW) CUADRO 11 (b)

SINTESIS DE RESULTADOS		1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
DIAGNOSTICO PARA EL EQUIPO TERMICO	DEFICIT (-), SUPERAVIT (+) DE RESERVA	-693	-230	-514	-380	-990	-800	-199	+255
	% CON RESPECTO AL TOTAL DE LA RESERVA	-82,8	24,1	47,3	31,7	74,8	54,9	12,4	
	EQUIPO OBSOLETO EN OPERACION	634	634	634	634	634	667	667	667
	% CON RESPECTO AL TOTAL INSTALADO	13,7	10,9	9,9	8,8	8,6	7,9	6,7	5,8
	EQUIPO TERMICO EN BASE % con respecto al total término en base.	1468	1468	1802	1954	1954	2622	2622	2622
		63,6	62,8	79,8	77,4	71,1	83,1	83,9	72,3
		477	549	454	570	649	532	502	649
	RENDIMIENTO MEDIO %	20,6	23,5	20,2	22,6	23,6	16,9	16,1	17,9
	EQUIPO TERMICO EN SEGUIMIENTO % con respecto al total en seguimiento	365	318	-	-	142	-	-	352
		15,8	13,7			5,3			9,8
		-	-	167	51	-	117	147	-
	RENDIMIENTO MEDIO %	-	-	13,7	4,5	-	7,9	19,6	
	RENDIMIENTO MALO %	194	241	559	559	417	526	526	-
	% con respecto al total en seguimiento	20,9	32,4	45,7	47,4	31,4	35,4	70,1	
	EQUIPO OBSOLETO %	614	505	496	567	614	647	77	-
	%	66,1	67,6	40,6	48,1	29,4	43,6	10,3	
	EQUIPO PUNTA %	120	-	-	-	233	193	-	-
	%	13,0	-	-	-	22,2	13,1	-	-

PROYECCION DE ENERGIA, FACTOR DE CARGA, DEMANDA MAX. Y MINIMA

Parámetro	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990		
Energía (gwh)	1	t= 10,45%	46.479	51.336	56.700	62.626	69.170	76.398	84.832	93.200	102.939	113.697	125.577
	2	t= 11,2%	46.479	51.685	57.473	63.910	71.068	79.018	87.879	97.721	108.867	120.837	134.370
Factor de carga f _c		0,584	0,589	0,595	0,600	0,606	0,611	0,617	0,623	0,628	0,634	0,640	
Horas equivalentes		5116	5160	5212	5256	5309	5352	5405	5457	5501	5554	5606	
Demanda máxima D _{máx} MW	1	9089	9948	10878	11915	13029	14275	15612	17078	18713	20471	22400	
	2	9089	10.016	11.027	12.159	13.379	14.766	16.259	17.907	19.790	21.757	23.969	
Demanda mínima D _{mín} MW	1	3058	3452	3851	4289	4782	5325	5943	6626	7373	8229	9184	
	%	0,336	0,347	0,354	0,360	0,365	0,373	0,381	0,388	0,394	0,402	0,410	
	2	3058	3476	3904	4377	4910	5508	6195	6948	7797	8746	9827	
	%	0,336	0,347	0,354	0,360	0,365	0,373	0,381	0,388	0,394	0,402	0,410	

Nota: Incluye Comahue

PROYECCION Y CLASIFICACION DE LA DEMANDA MAXIMA. Caso 1 (Incluye Comahue)

Parámetros	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	Tasa %
Base rectangular (8760 hs. MW)	0,3364 1)											
	3058 2)	3413	3810	4253	4747	5298	5914	6601	7368	8225	9184	11,62
Base trapecial (7300 hs.) MW	0,1698											
	1544	1664	1792	1928	2072	2225	2387	2557	2736	2923	3114	7,26
Base MW	0,5062											
	4602	5077	5602	6181	6819	7523	8301	9158	10104	11148	12298	10,33
Semibase MW	0,1134											
	1030	1117	1210	1312	1422	1542	1671	1812	1964	2129	2307	8,40
Semipunta MW	0,1180											
	1072	1148	1233	1321	1417	1518	1628	1744	1869	2003	2150	10,71
Seguimiento MW	0,2314											
	2102	2265	2443	2633	2839	3069	3299	3556	3833	4132	4457	7,80
Punta MW	0,2624											
	2385	2600	2834	3089	3367	3670	4000	4360	4752	5180	5645	9,00
Demanda máxima	9089	9948	10.878	11.915	13.029	14.275	15.612	17.078	18.713	20.471	22.400	9,44
Reserva MW	1818	1990	2176	2383	2606	2855	3122	3416	3743	4094	4480	-
Potencia Tot. MW	10.907	11.938	13.054	14.298	15.635	17.130	18.734	20.494	22.456	24.565	26.880	-

NOTA: 1) Valor relativo de la Demanda máx.

2) Valor absoluto de la Demanda máx.

CUADRO 14

PROYECTOS HIDROELECTRICOS UTILIZADOS

PROYECTOS	BASE	SEMIBASE		SEMIPUNTA	PUNTA	RESERVA
		SEGUIMIENTO				
YACYRETA $P_i = 4050 \text{ MW}$ $P_{gce} = 3391 \text{ MW}$; $E_{gce} = 17070 \text{ GWh}$	$P_b = 1356 \text{ MW}$ $f_{ub} = 8400 \text{ hs}$ $E_{gb} = 11390 \text{ GWh}$	$P_{sb} = 452 \text{ MW}$ $f_{usb} = 4425 \text{ hs}$ $E_{gsb} = 2000 \text{ GWh}$	$P_{sp} = 1583 \text{ MW}$ $f_{usp} = 2325 \text{ hs}$ $E_{gsp} = 3680 \text{ GWh}$		$P_r = 393 \text{ MW}$	
PIEDRA DEL AGUILA $P_i = 2100 \text{ MW}$ $P_{gce} = 1974 \text{ MW}$; $E_{gce} = 5115 \text{ GWh}$	$P_b = 210 \text{ MW}$ $f_{ub} = 8400 \text{ hs}$ $E_{gb} = 1764 \text{ GWh}$		$P_{sb} = 1764 \text{ MW}$ $f_{usb} = 1900 \text{ hs}$ $E_{gsb} = 3351 \text{ GWh}$			
POTRERILLOS (Bombeo) $P_i = P_{gce} = 227 \text{ MW}$; $E_{gce} = 400 \text{ GWh}$ Consumo p bombeo: 534 GWh				$P_p = 227 \text{ MW}$ $f_{up} = 1762 \text{ hs}$ $E_{gp} = 400 \text{ GWh}$		
CORDON DEL PLATA; $P_i = 1200 \text{ MW}$ $P_{gce} = 1140 \text{ MW}$ $E_{gce} = 1710 \text{ GWh}$	$P_b = 120 \text{ MW}$ $f_{ub} = 8400 \text{ hs}$ $E_{gb} = 1008 \text{ GWh}$			$P_p = 1020 \text{ MW}$ $f_{up} = 688 \text{ hs}$ $E_{gp} = 702 \text{ GWh}$	$P_r = 200 \text{ MW}$	
PARANA MEDIO I $P_i = 2000 \text{ MW}$ $P_{gce} = 1506 \text{ MW}$ $E_{gce} = 14200 \text{ GWh}$	$P_b = 1200 \text{ MW}$ $f_{ub} = 8400 \text{ hs}$ $E_{gb} = 10080 \text{ GWh}$ $P_b T = 600 \text{ MW}$ $f_{ub} T = 6867 \text{ hs}$ $E_{gb} T = 4120 \text{ GWh}$					
PARANA MEDIO II Se supone una versión similar a PARANA MEDIO I	(repite los valores de PARANA MEDIO I)					
RIO GRANDE (Bombeo) $P_i = 760 \text{ MW}$; $E_{gce} = 1070 \text{ GWh}$ Consumo p bombeo: 1430 GWh				$P_p = 760 \text{ MW}$ $f_{up} = 1408 \text{ hs}$ $E_{gp} = 1070 \text{ GWh}$	$P_r = 200 \text{ MW}$	

NOTA: P_i = Potencia total instalada; P_{gce} = Pot. garant. e/centro consumo; E_{gce} = Energía en centro de consumo

OFERTA EQUIPAMIENTO ELECTRICO 1980 - 1990 en MW (Incluye Comahue) Cuadro

OFERTA	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
BASE 8.400 hs.	1.175	1.175	+ 1.130 2.305	+ 226 2.531	2.531	+ 600 3.131	+ 720 3.851	3.851	+ 210 4.061	+ 1.101 5.162	5.162
BASE 7.000 hs.	-	-	-	-	-	-	-	600	600	600	+ 600 1.200
S. BASE	995	+ 280 1.275	1.275	+ 452 1.727	1.727	1.727	1.727	1.727	1.727	1.727	1.727
S. PUNTA	1.117	1.117	1.117	+ 452 1.569	1.569	+ 1.032 2.601	2.601	- 99 2.502	+ 864 3.366	+ 900 4.266	4.266
PUNTA	1.549	+ 190 1.739	1.739	1.739	1.739	1.739	+ 500 2.239	+ 520 2.759	2.759	2.759	2.759
BOMBEO	-	+ 450 450	+ 300 750	750	+ 227 977	977	977	977	977	977	977
RESERVA	334	- 190 144	144	144	+ 193 337	+ 200 537	537	+ 200 737	737	737	+ 200 937
Sub-TOTAL	5.170	5.900	7.330	8.460	8.880	10.712	11.932	13.153	14.227	16.228	17.028
Rendimiento Bueno	2.622	2.622	2.622	2.622	2.622	2.622	2.622	2.622	2.622	2.622	2.622
Rendimiento Medio	677	677	677	677	677	677	677	677	- 143 a medio 534	534	534
Rendimiento Malo	526	- 35 a obs 491	- 60 a obs 431	431 - 28 a ret	403 - 18 a ret	385	385 - 4 a ret	381 - 143 a ret	+ 143 de medio 381	381	381
Obsoleto	647 - 183 ret	+ 35 = 499 - 209 ret	+ 60 = 350 - 350 ret	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina Gas y Combustion Interna	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	900	900	802	802
Reserva	124 - 20 ret	104	104 - 104 ret	-	-	-	-	-	-	-	-
Sub- TOTAL	56.211	5.418	5.209	4.755	4.727	4.709	4.709	4.580	4.437	4.339	4.339
NUCLEAR	919	+ 600 1.519	1.519	1.519	+ 2 x 600 2.719	2.719	+ 600 3.319	+ 600 3.919	+ 2 x 600 5.119	5.119	+ 1.600 6.719
TOTAL BRUTO	11.710	12.837	14.058	14.734	16.326	18.140	19.960	21.652	23.783	25.686	21.367
RETIROS	203	209	454	28	18	-	129	143	98	-	-
TOTAL NETO	11.507	12.628	13.604	14.706	16.308	18.140	19.831	21.509	23.685	25.686	28.086

CENTRALES DECIDIDAS Y PREVISITAS (en MW) Cuadro 15 (continuación)

CENTRALES ELECTRICAS		1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
En Licitac. parcial	Central de Bombeo Río Grande	450 (610 GWh)	300 (430 GWh)								
En Gestiones Previas	Central Hidroeléctrica Yaciretá		B 1.130 (94.92 GWh) (1898 GWh)	226							
			SB -	452 (2000 GWh)							
			SP -	452 (1000 GWh)		1.130 (2.680 GWh)					
En Estudio	Collón Curá (3 x 200 MW) 1 250 2.000 GWh Hidro S. Base; 25 m/s										
En Estudio	Central de Bombeo Potrerillos c.p.b. 534 GWh				227 (400 GWh)						
En Estudio Previo	Paraná Medio I					B 600 8400 (5040 GWh) (5040 GWh)	600				
						B 7000 hs.	-	600 (4.120 GWh)			
En Estudio Previo	Paraná Medio II									B 1.200 8400 (1008 GWh)	600
										B 7000 hs.	(4.120 GWh)
En Estudio	Central Hidroeléctrica Cordon del Plata						B 120 8400 (1008 GWh)				
							P 500 (350 GWh) (352 GWh)	520			
En Estudio	Central Hidroeléctrica Piedra del Aguila								B 210 (1764 GWh)		
									864 SP (16416 GWh) (1710 GWh)	900	
En Licitac. Parcial	Central Hidroeléctrica Salto Grande (Reintegros a Uruguay)					B -	-	-	-	- 99 (- 500 GWh)	-
						SB - 99	-	- 99			
						SP (- 500 GWh)	-	(- 500 GWh)			
Sub - TOTAL Centrales Hidroeléctricas Adicionado por Año		730	1.430	1.130	227	1.631	1.220	1.021	1.074	2.001	600
Centrales Nucleares		1 x 600	-	-	2 x 600	-	1 x 600	1 x 600	2 x 600	-	1 x 600 1 x 1000
TOTAL de POTENCIA ADICIONADA por Año		1.330	1.430	1.130	1.427	1.631	1.820	1.621	2.274	2.001	2.200

EQUIPAMIENTO ELECTRICO : Composición y análisis (Caso 1) en MW. Cuadro 16

PERIODO	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
DEMANDA MAXIMA (Incluye Comahue)	9.089	9.948	10.878	11.915	13.029	14.275	15.612	17.078	18.713	20.471	22.400
1. Demanda (8760 hs)	3.058	3.413	3.810	4.253	4.747	5.298	5.914	6.601	7.368	8.225	9.184
2. Demanda equiv. 8.400 hs:1 x 1,043	3.189	3.560	3.974	4.436	4.951	5.526	6.168	6.885	7.685	8.579	9.579
3. Inst. Hidro (8.400 hs)	1.175	1.175	2.305	2.531	2.531	3.131	3.851	3.851	4.061	5.162	5.162
4. Demanda Térmica 8.400 hs. (2 - 3)	2.014	2.385	1.669	1.905	2.420	2.395	2.317	3.034	3.624	3.417	4.417
5. Dem. Térm. equiv. 7.000 hs (4 x 1,2)	2.417	2.862	2.003	2.286	2.904	2.874	2.780	3.641	4.349	4.100	5.300
6. Dem. Trapecial 7.300 hs.	1.544	1.664	1.792	1.925	2.072	2.225	2.387	2.557	2.736	2.923	3.114
7. Dem. Trap. equiv. 7.000 hs (6 x 1,043)	1.610	1.736	1.869	2.011	2.161	2.321	2.490	2.667	2.854	3.049	3.248
8. Inst. Hidro 7.000 hs	-	-	-	-	-	-	-	600	600	600	1.200
9. Dem. Térm. en 7.000 hs (5,47 - 8)	4.027	4.598	3.872	4.297	5.065	5.195	5.270	5.709	6.603	6.549	7.348
10. Instalac. Nuclear	919	1.519	1.519	1.519	2.719	2.719	3.319	3.919	5.119	5.119	6.719
11. Dem. Térm. Vapor (9 - 10)	3.108	3.079	2.353	2.778	2.346	2.476	1.951	1.789	1.484	1.430	629
12. Inst. { rendimiento bueno	2.622	2.622	2.353	2.622	2.346	2.476	1.951	1.789	1.484	1.430	629
Térm { rendimiento medio	486	457	-	156	-	-	-	-	-	-	-
Vapor { rendimiento malo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13. Demanda Semi Base	1.030	1.117	1.210	1.312	1.422	1.542	1.671	1.812	1.964	2.129	2.307
14. Inst. Hidro Semi Base	1.030	1.117	1.210	1.312	1.422	1.542	1.671	1.812	1.964	2.129	2.307
15. Dem. Térm. Vapor (13 - 14)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

BASE

SEMI BASE

EQUIPAMIENTO ELECTRICO : Composición y análisis (Caso 1) en MW. Cuadro 16.(Continuación

PERIODO		1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
SEMI PUNTA	16. Demanda Semi Punta	1.072	1.148	1.233	1.321	1.417	1.518	1.628	1.744	1.869	2.003	2.150
	17. Inst. Hidro S. Punta	1.072	1.148	1.182	1.321	1.417	1.518	1.628	1.744	1.869	2.003	2.150
	18. Dem. Térm. en S. Punta (16 - 17)	-	-	51	-	-	-	-	-	-	-	-
SEGUIMIENTO	19. Dem. Térm. (15 + 18)	-	-	51	-	-	-	-	-	-	-	-
	20. Inst. (rendimiento bueno	-	-	51	-	-	-	-	-	-	-	-
	Térm. } rendimiento medio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Vapor } rendimiento malo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PUNTA	21. Dem. de Punta	2.385	2.600	2.834	3.089	3.367	3.670	4.000	4.360	4.752	5.180	5.645
	22. Inst. Hidro Punta	1.559	1.866	1.739	2.402	2.196	2.693	3.023	3.432	4.019	4.620	4.295
	23. Inst. para Bombeo	-	450	750	687	977	977	977	928	733	560	977
	24. Dem. Térm. (21 - 22 - 23)	826	284	345	-	194	-	-	-	-	-	373
	25. Dem. Térm. (IG + CI)	826	284	345	-	194	-	-	-	-	-	373
RESERVA	26. Dem. Reserva	1.818	1.990	2.176	2.383	2.606	2.855	3.122	3.416	3.743	4.094	4.480
	27. Reserva Hidro	334	144	144	144	337	851	782	737	737	737	937
	28. Dem. Reserva Térmica	1.484	1.846	2.032	2.239	2.269	2.004	2.340	2.679	3.006	3.357	3.543

////

EQUIPAMIENTO ELECTRICO: Composición y análisis (Caso 1) en MW. Cuadro 16 (continuación)

RESERVA												
PERIODO		1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
29.	{ rendimiento bueno	-	-	218	-	276	146	671	833	1.138	1.192	1.993
Instal.	rendimiento medio	191	220	677	321	677	677	677	677	534	534	534
Térmico	rendimiento malo	630	595	431	403	385	156	92	220	288	381	381
	equipo de punta	199	741	680	1.025	831	1.025	900	900	802	802	429
	{ equipo obsoleto	464	290	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30.	Equipo de Bombeo	-	-	-	63	-	-	-	49	244	418	-
31.	Retiros	203	209	454	28	18	-	129	143	98	-	-
32.	Superávit o déficit	-	-	- 25	- 227	- 100	+ 229	+ 289	+ 18	+ 93	- 330	- 206

BALANCE DE POTENCIA DISPONIBLE (en MW)

TOTAL INSTALADO	HIDRAULICA	5.170 44,9 %	5.900 46,7 %	7.330 53,9 %	8.460 57,5 %	8.880 54,5 %	10.712 59,0 %	11.932 60,2 %	13.153 61,2 %	14.227 60,1 %	16.228 63,2 %	17.028 60,6 %
	NUCLEAR	919 8,0 %	1.519 12,1 %	1.519 11,2 %	1.519 10,3 %	2.719 16,7 %	2.719 15,0 %	3.319 16,7 %	3.919 18,2 %	5.119 21,6 %	5.119 19,9 %	6.719 23,9 %
	TERMICA	5.418 47,1 %	5.209 41,2 %	4.755 34,9 %	4.727 32,2 %	4.709 28,8 %	4.709 26,0 %	4.580 23,1 %	4.437 20,6 %	4.339 18,3 %	4.339 16,9 %	4.339 15,5 %
	TOTAL	11.507	12.628	13.604	14.706	16.308	18.140	19.831	21.509	23.655	25.686	28.086

PROGRAMA DE DECISIONES, EQUIPAMIENTO 1980-90

OBRA	Fecha de adop- ción de la de- cisión de rea- lización	Fecha de ini- ciación de la obra	Fecha de habi- litación de la obra
Central Nuclear III	Enero 1974	Marzo 1975	Junio 1981
Central hidroeléctrica Yacyretá	Enero 1975	Enero 1976	Junio 1982 (1a. etapa)
Central de Bombeo Río Grande	Enero 1976	Enero 1977	Julio 1981 (1a. etapa)
Centrales Nucleares IV y V	Enero 1976	Marzo 1978	Junio 1984
Central hidroeléctrica de Paraná Medio I	Julio 1977	Enero 1979	Junio 1985 (1a. etapa)
Nuclear VI	Enero 1978	Marzo 1980	Junio 1986
Central hidroeléctrica Bombeo Potrerillos	Enero 1979	Enero 1980	Junio 1984
Nuclear VII	Enero 1979	Marzo 1981	Junio 1987
Central hidroeléctrica Cordón del Plata	Agosto 1979	Enero 1981	Junio 1986 (1a. etapa)
Nuclear VIII y IX	Enero 1980	Marzo 1982	Junio 1988
Central hidroeléctrica de Paraná Medio II	Agosto 1981	Enero 1983	Junio 1989 (1a. etapa)
Nuclear X y XI	Enero 1982	Marzo 1984	Junio 1990
Central hidroeléctrica Piedra del Aguila	Agosto 1982	Enero 1984	Junio 1988 (1a. etapa)

ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALORIAS (En 10⁶ kcal.)

Cuadro 18

Combustible	1974	%	1975	%	1976	%	1977	%	1978	%	1979	%	1980	%
Fuel-oil	42.383.478	74,3	49.629.337	72,0	53.083.653	71,1	57.535.125	66,7	60.396.073	65,5	52.967.685	54,3	50.377.724	46,1
Gas natural	332.000	0,6	392.000	0,6	172.000	0,2	3.356.000	3,9	2.220.000	2,4	1.244.000	1,3	1.011.200	0,9
Carbón	1.267.500	2,2	1.485.250	2,1	2.234.400	3,0	2.802.800	3,2	7.059.260	7,7	7.325.990	7,5	7.735.980	7,1
Sub-total Comb. convenc.	43.982.978	77,1	51.506.637	74,7	55.490.053	74,3	63.713.925	73,8	69.675.333	75,6	61.537.675	63,1	59.124.904	54,1
Uranio	3.572.000	6,3	4.466.000	6,5	4.466.000	6,0	4.466.000	5,2	4.466.000	4,8	4.466.000	4,6	12.866.000	11,8
Sub total	47.554.978	83,4	55.972.637	81,2	59.956.053	80,3	68.179.925	79,0	74.141.333	80,4	66.003.675	66,7	71.990.904	65,9
Hidroeléctrici- dad equivalente	9.474.179	16,6	13.043.250	18,8	14.680.860	19,7	18.133.416	21,0	18.033.024	19,6	31.540.068	32,3	37.348.564	34,1
TOTAL	57.029.157	100,0	69.015.887	100,0	74.636.913	100,0	86.313.341	100,0	92.174.357	100,0	97.543.743	100,0	109.339.468	100,0

ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN CALORIAS - PERIODO 1980 - 1990 (En 10⁶ kcal.)

Cuadro 18
Continuación

Combustible	1980	%	1985	%	1990	%
Fuel-oil	42.865.570	41,5	31.938.000	19,8	4.420.500	1,4
Gas natural	5.260.000	5,1	-	-	748.000	0,2
Carbón	4.933.180	4,8	4.933.180	3,1	4.431.000	1,4
Sub-total Comb. convencionales	53.058.750	51,4	36.871.180	22,9	9.599.500	3,0
Uranio	12.866.000	12,4	38.066.000	23,6	95.186.000	30,6
Sub-total	65.924.750	63,8	74.937.180	46,5	104.785.500	33,6
Hidroelectricidad equivalente	37.400.179	36,2	86.603.790	53,5	206.447.362	66,4
TOTAL	103.324.929	100,0	161.540.970	100,0	311.232.862	100,0

EVOLUCION DE LA ENERGIA PRODUCIDA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES

Cuadro 19

Combustible	1974			1975			1976			1977		
	Energía producida		Cantidad de combustibles	Energía producida		Cantidad de combustibles	Energía producida		Cantidad de combustibles	Energía producida		Cantidad de combustibles
	GWh	%		GWh	%		GWh	%		GWh	%	
Fuel - oil	18.617	75,0	4.036.522 t	19.824	71,1	4.726.608 t	22.618	70,8	5.055.566 t	23.134	67,1	5.481.440 t
Gas natural	83	0,3	35.700.000 m ³	98	0,4	42.150.500 m ³	43	0,1	18.494.600 m ³	839	2,4	360.860.000 m ³
Carbón	390	1,6	204.435 t	457	1,6	239.556 t	798	2,5	360.387 t	1.001	2,9	452.065 t
Sub-total Comb. convenc.	19.090	76,9	-	20.379	73,1	-	23.459	73,4	-	24.974	72,4	-
Uranio	1.595	6,4	40 t	2.233	8,0	50 t	2.233	7,0	50 t	2.233	6,5	50 t
Hidroeléctrica	4.121	16,7	-	5.270	18,9	-	6.290	19,6	-	7.236	21,1	-
TOTAL	24.806	100,0	-	27.882	100,0	-	31.982	100,0	-	34.443	100,0	-

Combustible	1978			1979			1980		
	Energía producida		Cantidad de combustibles	Energía producida		Cantidad de combustibles	Energía producida		Cantidad de combustibles
	GWh	%		GWh	%		GWh	%	
Fuel - oil	24.868	65,2	5.752.122 t	22.772	54,0	5.044.541 t	22.001	47,4	4.797.878 t
Gas natural	555	1,5	238.709.670 m ³	311	0,7	133.763.440 m ³	126	0,3	108.731.182 m ³
Carbón	3.031	7,9	1.138.590 t	3.215	7,6	1.181.611 t	3.339	7,2	1.247.739 t
Sub-total Comb. convenc.	28.454	74,6	-	26.298	62,3	-	25.466	54,9	-
Uranio	2.233	5,9	50 t	2.233	5,3	50 t	5.118	11,0	130 t
Hidroeléctrica	7.464	19,5	-	13.636	32,4	-	15.866	34,1	-
TOTAL	38.151	100,0	-	42.167	100,0	-	46.450	100,0	-

EVOLUCION DE LA ENERGIA PRODUCIDA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES - PERIODO 1980 - 1990

Cuadro 19
Continuación

Combustibles	1980				1985				1990			
	Energía producida		Cantidad de combustibles		Energía producida		Cantidad de combustibles		Energía producida		Cantidad de combustibles	
	GWh	%			GWh	%			GWh	%		
Fuel - oil	19.406	40,3	4.082.843 t		14.968	19,5	3.041.714 t		2.105	1,4	421.000 t	
Gas natural	1.315	2,7	565.591.300 m ³		-	-	-		187	0,1	75.000.000 m ³	
Carbón	2.338	4,8	795.674 t		2.338	3,0	795.674 t		2.100	1,4	714.677 t	
Sub-total Comb. convenc.	23.059	47,8	-		17.306	22,5	-		4.392	2,9	-	
Uranio	6.433	13,3	130 t		19.033	24,8	370 t		47.033	30,8	890 t	
Hidroeléctrica	18.698	38,9	-		40.545	52,7	-		101.299	66,3	-	
TOTAL	48.190	100,0	-		76.884	100,0	-		152.724	100,0	-	

(Nota: incluye Comahue)

PROGRAMA DE INVERSIONES EN APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS (en millones de Dól. 1973)

CUADRO 20

APROVECHAMIENTOS	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
C.H. Futaleufú	39,4	46,0	6,6														
C.H. Puente Ullún	4,3	5,0	0,7														
C.H. Agua del Toro	13,0	15,2	2,1														
C.H. Piedras Moras	12,6	9,8	4,3														
C.H. Allicurá	0,5	19,2	38,4	57,6	67,3	9,7											
C.H. Collón Curá	0,5	0,5	0,5	10,9	21,9	32,8	38,3	5,5									
C.H. Salto Grande (Invers.)	29,7	36,9	66,7	74,6	51,8	14,8	13,1	5,7									
(Pago por energía)	-	-	-	-	-	8,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	10,8	10,8	7,2	7,2	3,6	3,6
C.H. Los Reyuncs	14,9	22,4	26,3	3,8													
C.H. Los Blancos	-	7,9	15,8	23,7	27,6	3,8											
C.H. Chocón Cerros Col.	51,3	31,7	31,0	22,3	11,5	4,0	1,3										
C.H. Yacyretá (Invers.)	2,0	1,0	16,0	98,5	194,5	203,0	131,0	69,5	41,5	12,0	34,0						
(Pago por energía)	-	-	-	-	-	-	-	-	30,8	46,8	46,8	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5
C.H. Paraná Medio I	-	-	2,0	2,0	1,0	29,0	176,0	348,0	363,0	235,0	124,0	74,0	21,0	60,0			
C.H. Paraná Medio II						2,0	2,0	1,0	29,0	176,0	348,0	363,0	235,0	124,0	74,0	21,0	60,0
C.H. Cordón del Plata					1,5	1,0	0,5	28,0	55,0	83,0	97,0	14,0					
C.H. Piedra del Aguila								0,5	0,5	0,5	39,0	58,0	135,0	77,0	58,0	20,0	
C.H. Bombo Río Grande		1,0	1,0	10,0	20,0	30,0	35,0	5,0									
C.H. Bombo Potrerillos					0,5	0,5	7,0	10,0	13,0	3,0							

TOTALES 168,2 196,6 211,4 303,4 397,6 339,0 418,6 487,6 547,2 570,7 703,2 575,3 457,3 323,7 194,7 100,1 119,1

PROGRAMA DE INVERSIONES EN CENTRALES NUCLEARES. (en millones de dólares 1973)

Cuadro No.21

CENTRAL NUCLEAR	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
No.2 Córdoba 600MW	12,3	33,9	52,4	67,8	84,3	26,7	5,8										
No.3 600 MW	1,0	12,3	33,9	52,4	67,8	84,3	26,7	5,8									
No.4 y 5 2 x 600 MW			1,5	1,6	24,7	67,8	104,8	135,7	168,6	53,4	11,7						
No.6 600MW					1,0	1,1	12,3	33,9	52,4	67,8	84,3	26,7	5,8				
No.7 600 MW							1,0	1,1	12,3	33,9	52,4	67,8	84,3	26,7	5,8		
No.8 y 9 2 x 600 MW									1,5	1,6	24,7	67,8	104,8	135,7	168,6	53,4	11,7
No.10 600 MW									* 1,5	* 1,6	12,3	33,9	52,4	67,8	84,3	26,7	5,8
No.11 1000 MW											17,5	50,4	78,1	101,8	127,5	40,1	10,0
TOTAL	13,3	46,2	87,8	121,8	177,8	179,9	150,6	176,5	236,3	158,3	202,9	246,6	325,4	332,0	386,2	120,2	27,5

Nota: * incluye los estudios de la Central No.11

PROGRAMA DE INVERSIONES EN CENTRALES TERMICAS CONVENCIONALES

(en millones de dólares de 1973)

Cuadro No22

CENTRAL TERMICA	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
PILAR 2 x 75 MW	28,1 65,6	28,1					
COSTANERA 1 x 350 MW	27,0	11,5					
SORRETO B (de arranque rápido)	11,5	19,2	7,7				
LUJAN DE CUYO 1 x 350 MW (de residuos asfálticos)		16,5	24,7	28,8	12,3		
SAN NICOLAS No7 1 x 350 MW (a carbón)		17,4	26,1	30,5	13,1		
COMODORO RIVADAVIA km 5 1 x 30 MW	1,6	2,5	2,9	1,2			
TURBINA DE GAS (10 unidad.)	12,2						
TOTAL	146,0	95,2	61,4	60,5	25,4		

PROGRAMA DE INVERSIONES en INTERCONEXIONES. (en millones de dólares de 1973)

Cuadro No.23

RUBRO	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
GRAN BUENOS AIRES LITORAL - CENTRO 1 x 500kV (350 km)	8,0	8,0	8,0											
CENTRO - CUYO 1 x 500 kV (500 km)		8,0	9,0	9,0	9,0									
COMAHUE - BAHIA BLANCA 1 x 500 kV (575 km)			9,0	9,0	9,0	9,0								
COMAHUE - CUYO 1 x 500 kV (700 km)							10,0	10,0	10,0	10,0				
COMAHUE - BAHIA BLANCA 1 x 500 kV (575 km)											9,0	9,0	9,0	9,0
BAHIA BLANCA - GRAN Bs.As. LITORAL 1 x 500 kV (500 km)					10,0	10,0	10,0							
BAHIA BLANCA - PATAGONIA CENTRO 1 x 500 kV (580 km)											9,0	9,0	9,0	10,0
COMAHUE - GRAN Bs.As. LITORAL 1 x 500 kV (1100 km)											14,0	14,0	14,0	19,0
TOTAL Línea de alta tensión. Interconex.	8,0	16,0	25,0	18,0	28,0	19,0	20,0	10,0	10,0	10,0	32,0	32,0	32,0	38,0

PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION E INTERCONEXION

(en millones de DOL.de 1973)

RUBRO	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	TOTALES
Centrales hidroeléc.	168,2	196,6	211,4	303,4	397,6	339,0	418,6	487,6	547,2	579,7	707,2	575,3	457,3	323,7	194,7	100,1	119,1	6.117,7
Centrales Nucleares	13,5	46,2	87,8	121,8	177,8	179,9	150,6	176,5	236,3	158,3	202,9	246,6	325,4	332,0	386,2	120,2	27,5	2.989,3
Centrales Térm. conv.	146,0	95,2	61,4	60,5	25,4													383,5
Sub-Total Centrales	327,5	333,0	360,6	485,7	600,8	518,9	569,2	664,1	783,5	729,0	910,1	821,9	782,7	655,7	580,9	220,3	146,6	9.425,5
(valores para compensar inversiones por obras posteriores a 1990). 98,8 291,9 437,8 874,8 1030,6 2.733,9																		
Líneas de Interconex.	8,0	16,0	26,0	18,0	28,0	19,0	20,0	10,0	10,0	10,0	32,0	32,0	32,0	39,0	25,0	25,0	25,0	299,0
(valores, id, id.....)																		
TOTAL	335,5	354,0	386,6	503,7	628,8	537,9	589,2	674,1	793,5	739,0	942,1	853,9	814,7	693,7	580,9	220,3	146,6	9.794,5
(valores, id, id.....)																		
													98,8	291,9	462,8	899,8	1055,6	2.808,9

INVERSIONES COMPLEMENTARIAS AL PROGRAMA DE CENTRALES NUCLEARES A CORTO PLAZO.
(en millones de U\$S y millones de pesos)

	1974		1975		1976		1977		1978		1979		1980	
	U\$S	Pesos	U\$S	Pesos	U\$S	Pesos	U\$S	Pesos	U\$S	Pesos	U\$S	Pesos	U\$S	Pesos
Prospección y desarrollo de reservas.	1	45	0,5	50	0,5	55	0,5	60	0,5	60	0,5	65	0,5	65
Plantas de concentración Sierra Pintada	2	50	3	85	3	140	3	145	1	50	-	-	-	-
Planta Refinación Córdoba	1	5	0,5	10	0,5	15	-	-	-	-	-	-	-	-
Fábrica de elementos combustib.	1,5	5	1,5	25	3	40	2	10	-	-	-	-	-	-
Sub - Total Combustible	5,5	105	5,5	170	7	250	5,5	215	1,5	110	0,5	65	0,5	65
Agua pesada	-	-	10	180	20	240	10	80	-	-	-	-	-	-
TOTAL	5,5	105	15,5	350	27	490	15,5	295	1,5	110	0,5	65	0,5	65

TOTAL U\$S 1974 - 1980	66
TOTAL PESOS	1.480
TOTAL EN PESOS EQUIVA- LENTES (1 U\$S = 10 pesos)	2.140