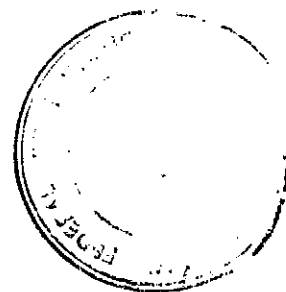


23 JUN. 198
CATALUADO

26052

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

APROVECHAMIENTO INDUSTRIAL DE ENERGIA
ELECTRICA, GAS Y PETROLEO
EN LA PROVINCIA DEL NEUQUEN



H. 22213
H. 22212
H. 22214

Expte. N° 186
Resol. N° 81093

C
H. 22213
519
I

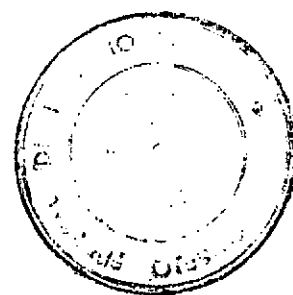
Víctor P. Silber
Ingeniero Químico



26053

Silber, Victor

ANEXOS GAS Y PETROLEO



0
H. 22213
S19
II

DESTILERIA PLAZA HUINCUL

MANUTENCION DE EQUIPOS

A título informativo se explicitan los días que estuvieron en paro programado durante el año 1980 las distintas - plantas y equipos de la Destilería Plaza Huincul.

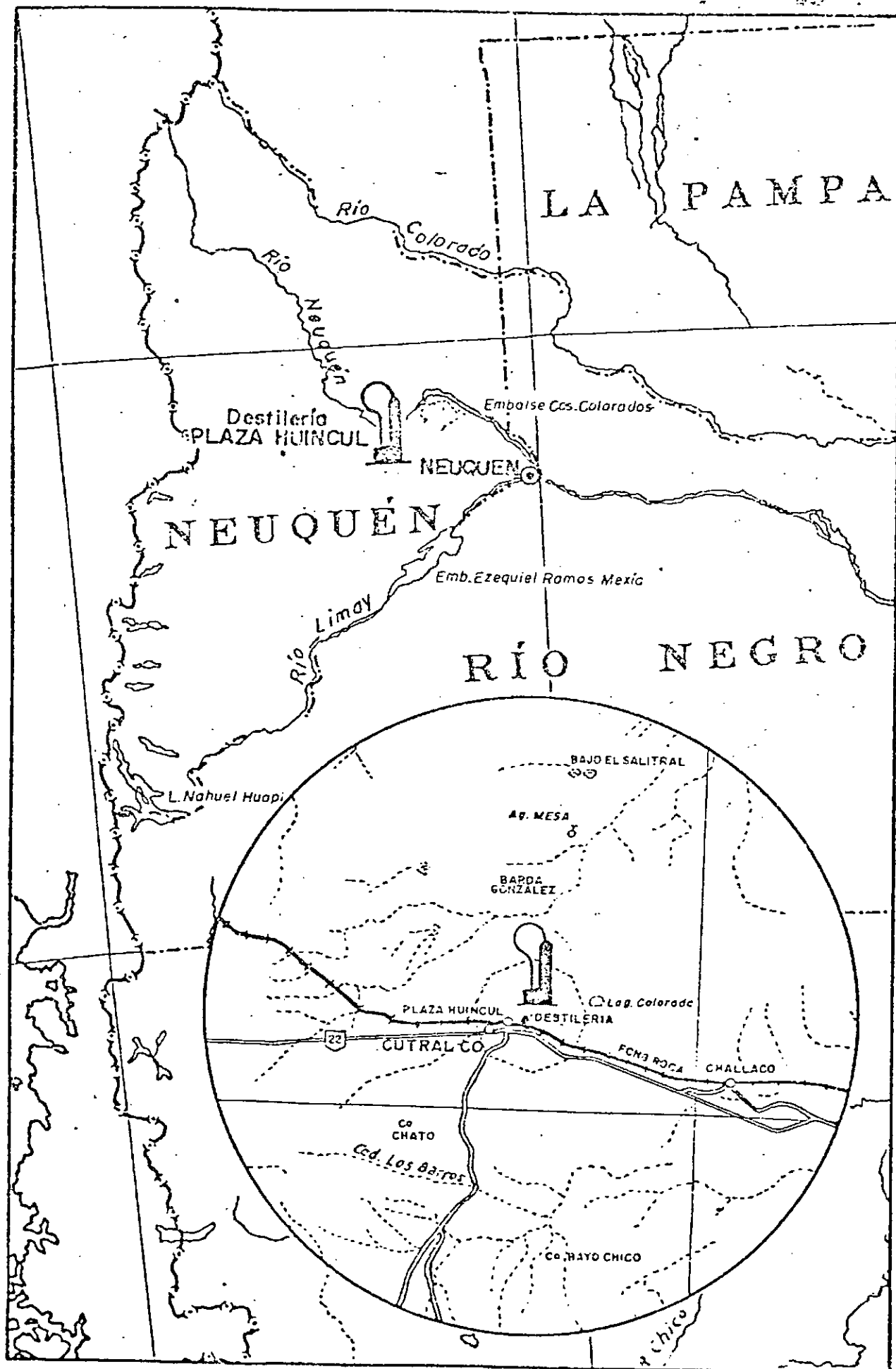
Unidad de destilación Atmosférica o Topping: 6 días en seiteembre.

Unidad de Reformación Catalítica o Platforming: 4 días en marzo; 3 días en abril; 12 días en junio; 5 días en setiembre.

Unidad de tratamiento de Kerosene o Merox: 3 días en mayo.

Caldera B 601 : 1 día en enero, 5 días en agosto.

Caldera B 602 : 3 días en febrero.



DESTILERIA PLAZA HUINCUL

POSIBILIDADES DE EXPANSION

El primer estudio denominado: aumento de conversión en D.P.H. fue realizado a fines de 1979.

Tenía como objetivo lograr una mayor conversión de residuos pesados y aumentar la producción de subproductos livianos.

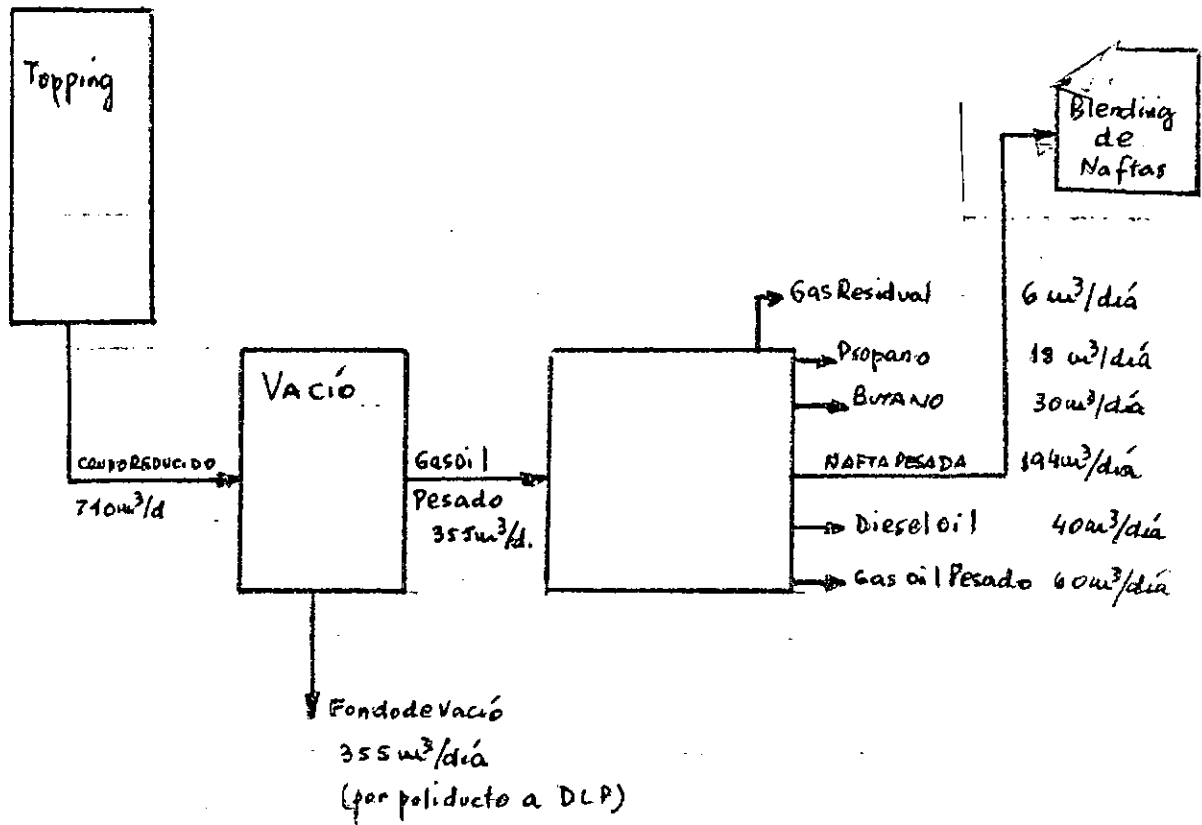
Básicamente consistía en la instalación de una unidad de Destilación al vacío y otra de Cracking Catalítico.

En la primer alternativa de dicho estudio la unidad de vacío tendría una capacidad de diseño de 1500 m³/día, pero procesaría en los primeros años 710 m³/día. El producto de fondo de esta unidad apto para la elaboración de asfaltos se enviaría a la Destilería La Plata por el poliducto.

El corte lateral, gas oil pesado alimentaría la unidad de Cracking catalítico de 750 m³/día de capacidad de diseño pero que comenzaría procesando 355 m³/día. El producto fundamental de esta unidad sería nafta de cracking catalítico - (corte apto para nafta super) que iría a la unidad de Blending a razón de 194 m³/día. (ver diagrama adjunto).

DIAGRAMA DE PROYECTO

Aumento de Conversión en D.P.H.



Las capacidades fueron proyectadas, previendo futuros incrementos en las cargas.

El monto de la Inversión sumaba en diciembre de 1979 21.660.000 U\$S. De ellos 7.340.000 U\$S correspondían a la unidad de Destilación al Vacío y 1.430.000 U\$S a la unidad de - Crocking Catalítico.

El estudio se realizó con un factor de servicio de 0,94 (340 días/año) y considerando una vida útil de 10 años.

Exigía un incremento de personal de 12 operadores y cuatro supervisores por turno. Se consideraron cuatro turnos.

El resultado de este estudio fue negativo. Dió una tasa interna de retorno de la inversión negativa y un Valor Actual Neto negativo con un período de repago superior a la vida útil estimada.

Se pasó entonces a considerar una alternativa de mínima inversión reduciendo las capacidades de las unidades al procesamiento estimado para los primeros años de operación. Se consideró así una unidad de Destilación de Vacío de 710 m3/día y una unidad de Crocking Catalítico de 355 m3/día de capacidad instalada.

Esta alternativa mínima demandaba una inversión a dólar de diciembre de 1979 de 12.361.000 U\$S; correspondiendo 4.589.000 U\$S a la unidad de Vacío y 7.772.000 a la unidad de Crocking Catalítico. Como la anterior esta alternativa demandaba tres años hasta la puesta en marcha de las unidades.

El resultado también fue negativo tanto en lo que a la tasa interna de retorno de la inversión como al valor actual

neto de la misma se refiere.

Estos resultados motivaron que se archivara el proyecto.

Nuevo Estudio

En 1980 se comenzó un nuevo estudio sobre la D.P.H. de objetivos más limitados.

Básicamente consiste en la construcción de una unidad de destilación al vacío de 400 m³/día de capacidad y un tanque de almacenaje de asfaltos.

El objetivo es también aprovechar el crudo reducido que actualmente se envía por oleoducto a reprocesar en Destilería La Plata e incorporar el asfalto como producción de la Destilería Plaza Huincul.

La unidad de vacío producirá por su fondo asfaltos que se comercializarán en la zona de influencia de la D.P.H. El G. Oil pesado, corte lateral de la unidad de vacío se volcaría al oleoducto con destino a Destilería La Plata. Este es un corte apto para la elaboración de bases lubricantes.

De esta manera se elimina la posibilidad de construir un cracking catalítico (que podría procesar el Gas oil pesado porque requiere una inversión grande y a la vez volcaría al saturado mercado zonal más volumen de productos livianos.

Este proyecto en estudio habría dado una tasa interna de retorno de la inversión del 6%.

Los cálculos efectuados permitirían llegar a la conclusión de que se necesitaría comercializar el asfalto un 10% más caro que en el resto del país.

Esto podría no ser un obstáculo insalvable porque el precio del asfalto no es fijado por decreto por la Secretaría de Estado de Energía y a la vez se podría justificar un precio diferencial con el ahorro de fletes que significaría poder adquirirlo en la zona.

Un inconveniente serio que presenta este proyecto es que la unidad de vacío con la capacidad prevista se encuentra prácticamente en el límite fijado por economía de escala.

A la fecha no hay resolución definitiva sobre este - proyecto.

DESTILERIA PLAZA HUINCUL

Condiciones Climáticas

Generalidades.

La zona de Cutral C6 - Plaza Huincul se encuentra en el confín por el oeste, del Clima Semiárido, casi en la transición hacia el árido Patagónico (dentro del cual se ubica Zapala). Dentro del semiárido también se encuentran: Senillosa, Neuquén Plottier, etc, aunque con características locales distintas.

La influencia local que ejerce sobre el clima el amplio espejo del complejo Chocón - Cerros Colorados ha iniciado su ciclo: más evaporación, mayor nubosidad, mayor índice de humedad relativa, leve aumento de la tensión de vapor de agua con su considerable acción sobre el organismo humano (sobre la transpiración, la circulación, la digestión, etc.), la tensión de vapor demasiado baja de esta región produce un efecto de desecación sobre la piel.

Temperatura

Su situación Continental (aislada por Cordilleras de la influencia del Pacífico, a unos 625 km. y sin influencia de vientos favorables del Atlántico) hace que la amplitud diaria de temperaturas que oscila alrededor de los 14° C . En verano aparece una mínima de 13°C y una máxima de 27°C . Cutral-C6 tiene una media anual de 10° C. Según cartas isoternas de los meses extremos vemos que en enero corresponde la de 21° C y en julio la de 5°C.

Los descensos de temperaturas son bruscos y muy intensos especialmente durante el verano. Estos cambios tienen un alto valor desde el punto de vista antropoclimático ya que esos cambios actúan a veces como un estimulante y suelen determinar el carácter de los habitantes.

Presiones y Vientos

Plaza Huincul está dentro de una área de alta presión permanente. Está sometida a Altas Presiones invernales de 763 mm Hg. (1.017,3 milibares) y a muy relativas Bajas Presiones estivales de 758mm Hg (1-016,6 milibares). Está huérfana de vientos del Atlántico y recibe menguada la influencia del Pacífico porque los vientos del N.O., O. y S.O. condensan su humedad en los altos relieves nevados y llegan desecados.

Las variaciones de Presión durante el año no son importantes. A veces el aire frío del Pacífico logra irrumpir por los valles cordilleranos. También avanza el aire frío cuando se produce una Sudestada, recibiendo de la Patagonia.

Humedad:

La zona tiene un promedio anual de humedad relativa del 55% (48% promedio de enero y 65% promedio de julio). El aire se considera medicamente seco cuando oscila entre 55 y 75%.

El calor se soporta aquí mejor que en las regiones húmedas. Hay mayor grado de nubosidad en invierno que en verano época en que la heligonia alcanza valores altos.

Lluvias:

La zona de Cutral-Có Plaza Huincul tiene un promedio anual que oscila entre 200 y 250 mm. Se caracteriza tanto por lo exiguo como por la uniformidad de su distribución a lo largo del año (no más de 20mm en julio y unos 25 mm en enero). Hay que tener en cuenta que la próxima región cordillerana constituye al límite oriental de una de las zonas de mayores precipitaciones de la tierra y la máxima conocida en la República (4500 mm de media en el lago Quillén y el máximo absoluto en Lago Tromen con 6251,6 mm en 1946). De todo esto la zona

en cuestión solo se beneficio de la posibilidad de aguas subterráneas, y desde hace poco tiempo de las grandes obras del Complejo Chocón - Cerros Colorados y se beneficiará de las futuras obras (Alicurá, Piedra del Aguila, etc.).

Heliofonía:

La zona tiene teóricamente 14h 58' de luz solar directa durante el solsticio de verano y 9h 25' durante el solsticio de invierno. El relieve y la nubosidad modifican sensiblemente estos valores pero aquí ni uno ni otra influyen marcadamente sobre la heliofonía efectiva. En enero se registra un promedio muy alto que se aproxima a las 300hs. de sol consecuencia de la extrema sequedad y la máxima duración del día. La atmósfera debido a las condiciones desérticas, a la falta de lluvias y a la excesiva insolación concurren en una atmósfera diáfana y diatérmica la mayor parte del año.

Síntesis:

Predominio de lluvias invernales de régimen Pacífico. Humedad relativa alrededor del 55% por lo tanto gran sequedad. Tensión de vapor agua muy baja. Por la noche se produce una acentuada disminución de la temperatura. Heladas frecuentes. Altos valores de Heliofonía. Precipitación anual alrededor de los 200mm, sin períodos lluvioso y seco aunque en primavera (octubre) se registran las mayores precipitaciones. Predominan los vientos del Sud Oeste y del Oeste, secos y fríos durante todo el año.

Condiciones Geológicas

Generalidades:

La zona de Plaza Huincul pertenece a la denominada Cuenca Neuquina, cuyo límite Nororiental lo determina el Sistema de la Sierra Pintada que constituye la prolongación de la Precordillera mendo-

cina-Sanjuanina.

Dicha provincia geológica está integrada por rocas precámbricas (granitos y metamorfitos), cambro ordovícias (Formación San Jorge: cuarcibas y calizas), silúricas y devoníca. (Formación Carapacha: basaltos, chabajas, lutitas, grauvacas y brechas sedimentarias), carboníferas altas (Formación Agua La Escondida: cuarcitas y calizas fosilíferas) y tricísicas (Formación Lihuel Calel: tobas y riolitas).

El borde austral de la cuenca estaría dado por el Macizo Nor Putagónico, integrado por rocas precámbricas, paleozoicas y triásicas.

Estratigrafía.

En la provincia de Neuquén afloran rocas cuya edad varía entre el Precámbrico y el Cuaternario, pero sin lugar a dudas las correspondientes al Mesozoico, son las mejor representadas y a las que mayor atención, por razones fundamentalmente petroleras, se les ha prestado.

Dentro del Mesozoico y del período triásico se encuentra el llamado grupo Choiyoi, cuyo sustrato está dado por metamorfitas, plutonitas y sedimentitas piroclásicas de edad precámbrica y la paleozoica, carbonífera medio superior, y permíca inferior a medio.

Aquellos terrenos que suprayacen al Grupo Choiyoi se denominan Cubierta del Grupo Choiyoi y pertenecen al triásico alto.

Dentro del período Jurásico tenemos los depósitos del Lias-Dogger con los cuales se inicia un largo período de sedimentación principalmente marina, que perduró con determinadas interrupciones, hasta el mesocretácico.

El Lias Dogger está integrado por numerosas Formaciones:

Formación Los Molles, Formación Sanicó, Formación Lajas, Formación Lotena, Formación Chacay Melehve, etc.

En la región de Plaza Huincul a la Formación Los Molles le sucede en transición gradual, la sección aresniscosa superior de la "Serie de California", la "serie de Baguales" que se integra con arcillitas oscuras y abundantes areniscas y conglomerado y lo que se ha denominado impropriamente, Formación "Petrolífera".

La Formación Loma Negra, en su localidad tipo, Yacimiento Loma Negra, esta compuesta por areniscas grises y blanquecinas, intercaladas entre arcilitas grises, verdes o castañas, frecuentemente arenosas, que hacia la base van adquiriendo tonalidades cada vez más oscuras.

La Formación Challacó cuyo nombre proviene del yacimiento homónimo está integrada fundamentalmente por capas de areniscas y conglomerados feldespáticos de un color rojo bien típico, intercaladas con arcilitas castaño rojizas, las que a medida que se descende en la columna se tornan gris verdosas hasta gris oscuras.

Al oxfordiano pertenecen las formaciones de La Manga y Auquilco donde se registra un nuevo y corto período de instauración marina. Afloran al oeste, desde algo al norte de Zapala hasta las cercanías del Río Barrancas.

Durante el período Kimeridgiano se inicia en el Centro y Norte de Neuquén un prolongado ciclo marino que perdurará durante el Titoniano y Cretácico inferior. Pertenecen a este período las Formaciones: Tordillo y Quebrada del Sapo.

Durante el Titoniano el régimen marino iniciado en el Kimeridgiano se continúa con la depositación de las formaciones Vaca Muerta, Quintuco, Mutichinco y Agrio que constituyen el Medociano o grupo

Mendoza.

En el cretácico medio la sedimentación marina pacífica de la Cuenca Neuquina, concluye con los depósitos francamente regresivos del Grupo de La Amarga y Formación Huitrín. El Grupo La Amarga está formado por las formaciones Pichi Picún Leufú, Ortiz y Limay.

Al retirarse definitivamente el mar, en el cretácico superior, la subsidencia en la cuenca continúa, depositándose concordantemente sobre la Formación Huitrín una espesa sección de sedimentitas preponderantemente continentales, salvo las de la base, que son de carácter transicional y/o lagunas ("salinense" y "Rinconensa"). Dicha sección se conoce con los nombres de formaciones Bajada Colorada y Rayoso, al sur y al norte de la dorsal respectivamente.

Con posterioridad a la depositación de la Formación Rayoso tienen lugar los movimientos intersenonianos cuya influencia ha sido reconocida en todo el territorio neuquino. A tales eventos siguió un intenso período erosivo de las áreas tectónicas, depositándose principalmente en la mitad oriental de la provincia, una espesa secuencia de sedimentitas continentales constituídas por conglomerados, areniscas gruesas, medianas y finas, y arcilitas de tonos generalmente rojizos. Esta serie es la llamada Grupo Neuquén y está limitada en su base por la concordancia intercretácica y en su techo por los depósitos lagunares y/o marinos de la Formación Jaguel. La casi totalidad de las perforaciones realizadas en el ámbito del Neuquén extrandino han comprobado al Grupo Neuquén en el Subsuelo al cual se lo podría ubicar dentro del Senoniano.

A fines del cretácico y comienzos del Terciario han tenido lugar dos transgresiones marinas. Durante la primera se habrán depositado las Formaciones Jaguel y Huantraico del Maestrichtiano infe-

rior a medio.

Estructura:

En la Cuenca Neuquina, se han distinguido cuatro unidades tectónicas sobre la base de los alineamientos estructurales de superficie o de subsuelo, estos últimos, determinados con métodos geofísicos (Ver Fig. 1).

La Unidad 1 (Zona dorsal), indiscutiblemente está asociada o forma parte del "Macizo" Nord Patagónico. Su elemento más conspicuo es la dorsal Charahuilla-Plottier que ha jugado un rol muy importante en la distribución y acumulación de hidrocarburos. Otra anomalía de singular valor petrolero es el eje Aguada Villanueva-Sierra Barrrosa-Centenario, que se tiende al norte de la dorsal acompañandola en su trayectoria. Al sur de la dorsal aparece un sinclinal regional, que constituye el mínimo de lo que se llamó cubeta austral.

La Unidad 2 o Zona Chihuido comprende la región de los pliegues submeridionales y constituye el ambiente de Cordillera Principal en territorio Neuquino. El eje de Chihuido parece prolongarse desde Chihuido Norte hacia el gran anticlinal de Cerro Bayo o Chihuido de la Sierra Negra.

En la Unidad 3 o Zona Catriel, la estructura en su gran mayoría de bloques que degradan desde los bordes de la cuenca se amolda perfectamente a la trayectoria de la Sierra Pintada. Los ejes positivos de mayor significación de esta rica región petrolera, son el del Caracol- Entre Lomas - Charco Bayo y el que contiene los yacimientos de Piedras Negras, Señal Picada, Catriel Oeste y Divisadero Catriel.

Por último la Unidad 4 o Zona Oriental, es la menos conocida del Neuquén extrandino. Se han comprobado una serie de estructuras del mismo tipo de la Zona Catriel, cuyas orientaciones deben es-

tar relacionadas con la proximidad del umbral que separa la Cuenca Neuquina de la del Colorado.

El perfil Los Guanacos -Valle Verde (Fig. 12), da una idea bastante concreta de la conformación actual de la cuenca.

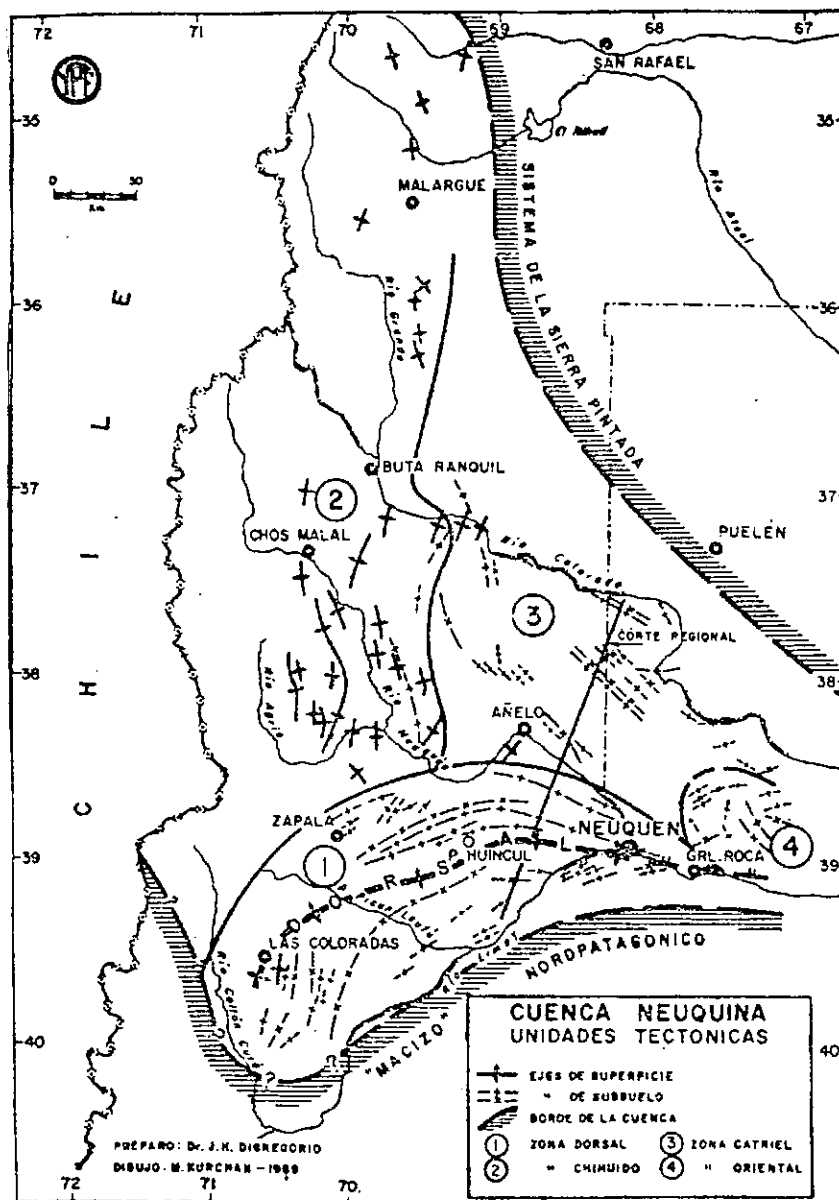


Fig. 1

Fig. 13

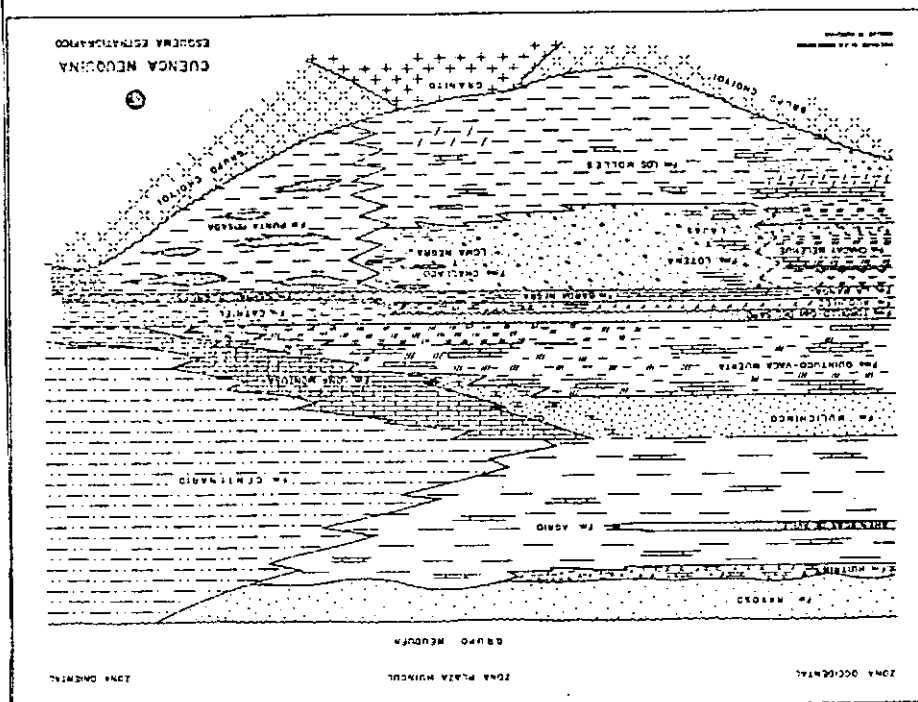
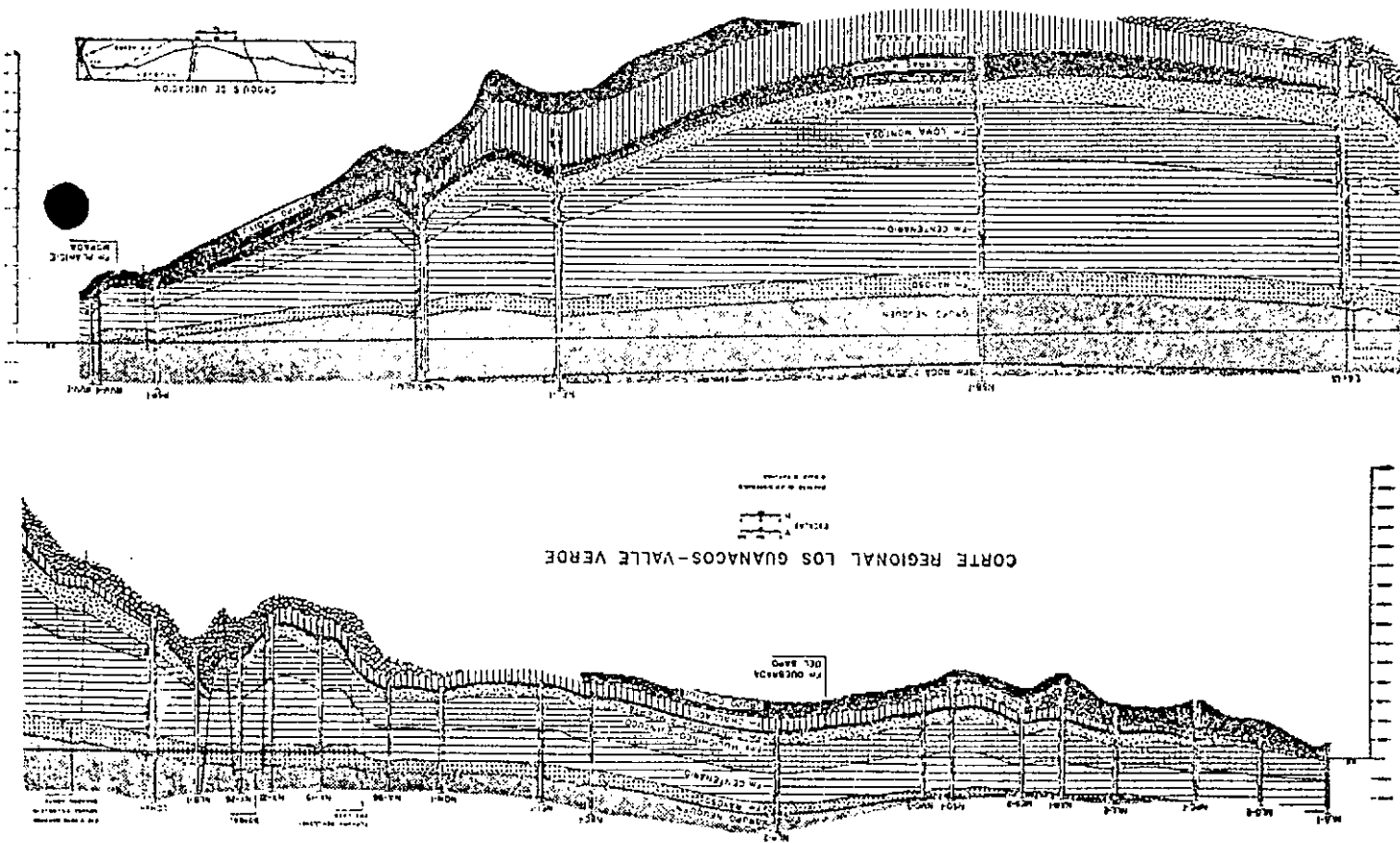


Fig. 12



DESCUBRIMIENTO PETROLIFERO

IMPORTANTE EN LOMA LA LATA

El 7/05/81 entró en surgencia el pozo YPF Lg LLLA-827 del Yacimiento Loma de La Lata, perforación de avanzada de la formación petrolífera Quintuco.

Al alcanzar los 2.287 m. de profundidad su caudal de petróleo llegó a los 1.650 m³/día. Opera con una línea de dos pulgadas de diámetro, su presión de surgencia es de 45 kg/cm².

La perforación en la margen izquierda del Río Neuquén está a 97 km. al noroeste de la ciudad de Neuquén, a 5 km. al oeste de la pequeña localidad de Añelo.

Su realización fue contratada a la firma Bidas.

Este caudal es el mayor entre los que se encuentran en actividad en el país y también el mayor en la historia de las explotaciones petrolíferas en el país ya que duplica el rendimiento inicial que tuvieron en su oportunidad los pozos del Yacimiento El Caimancito (Jujuy).

Sin embargo los responsables de Yacimiento Huincul consideran que no hay que tener excesivas esperanzas de que se pueda mantener este rendimiento. El manto es heterogéneo, dada su distribución en rocas calcáreas que presentan un grado de fisuramiento muy irregular y su rendimiento declina rápidamente.

Se puso como ejemplo el caso del pozo 31 en la misma zona que de más de 500 m³ de producción inicial ha declinado a 50 metros cúbicos por día.

El Yacimiento Loma La Lata fundamentalmente gasífero fue descubierto el 12/03/77 cuando el pozo "Nq LLLX1" halló la formación Sierras Blancas con fondo en los 3.299 m.

La cuarta perforación encontró la formación Quintuco con petróleo a 2.300 m. con 25 m³/día. El número 23 de la serie terminó en feb/79 con 223 m³/día.

La zona de Loma La Lata se extiende desde el norte de los lagos Los Barreales y Mari Menuco hasta el sector austral del desértico departamento de Añelo.

Desde allí se está tendiendo el gasoducto centro oeste que abastecerá las provincias de La Pampa, San Luis, Mendoza, San Juan, Córdoba, Santa Fe y Entre Ríos e incluso se piensa exportar a Uruguay y Brasil. Su reserva comprobada es de - 380.000.000.000 m³.

PETROLEO EN NEUQUEN

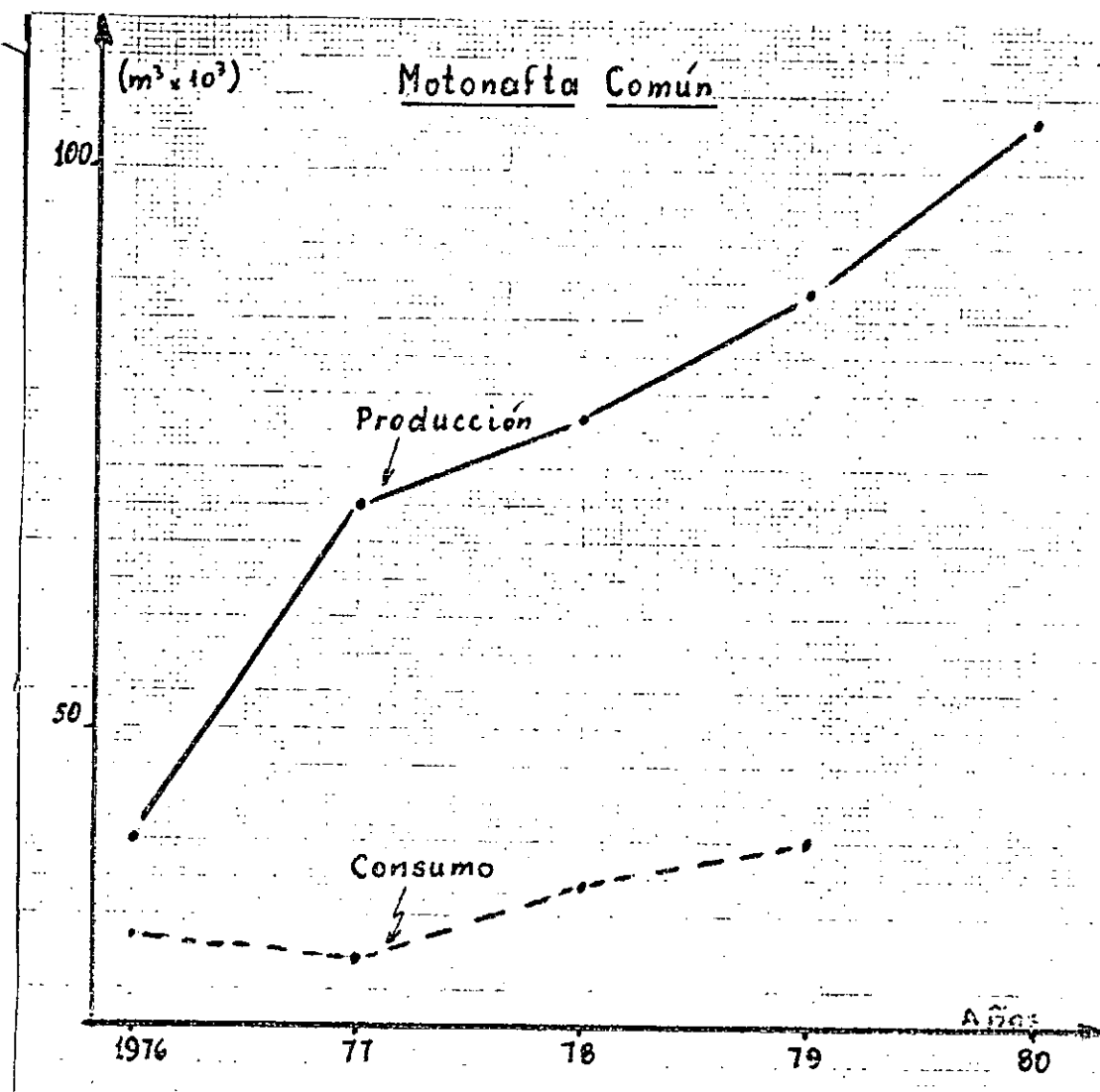
La exploración científica de la cuenca neuquina comenzó en 1912 con los primeros estudios e informes del Dr. Anselmo Windhausen, ampliados y completados posteriormente por el Dr. Juan Keidel, quien aconsejó realizar la primera perforación en un paraje denominado Plaza Huincul.

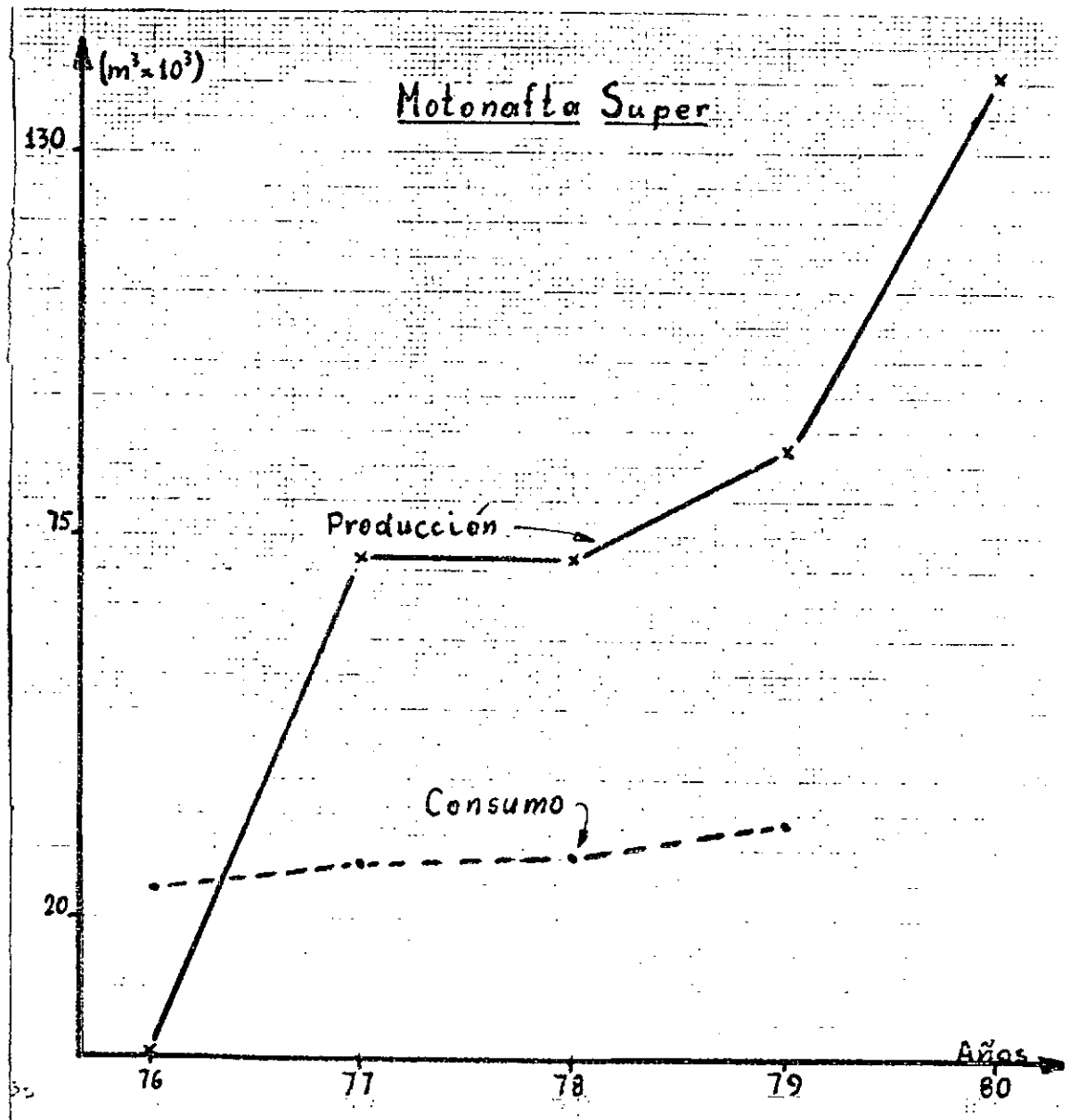
Siguiendo esas directivas y con la supervisión del Ing. Enrique P. Cánepa se comenzó a perforar el 17 de febrero de 1916 "en el alto de un morro, al lado de una mata verde". Tras muchos meses de duras jornadas de labor y venciendo dificultades de toda índole, la máquina perforadora "Patria" alcanzó el horizonte petrolífero un 29 de octubre de 1918.

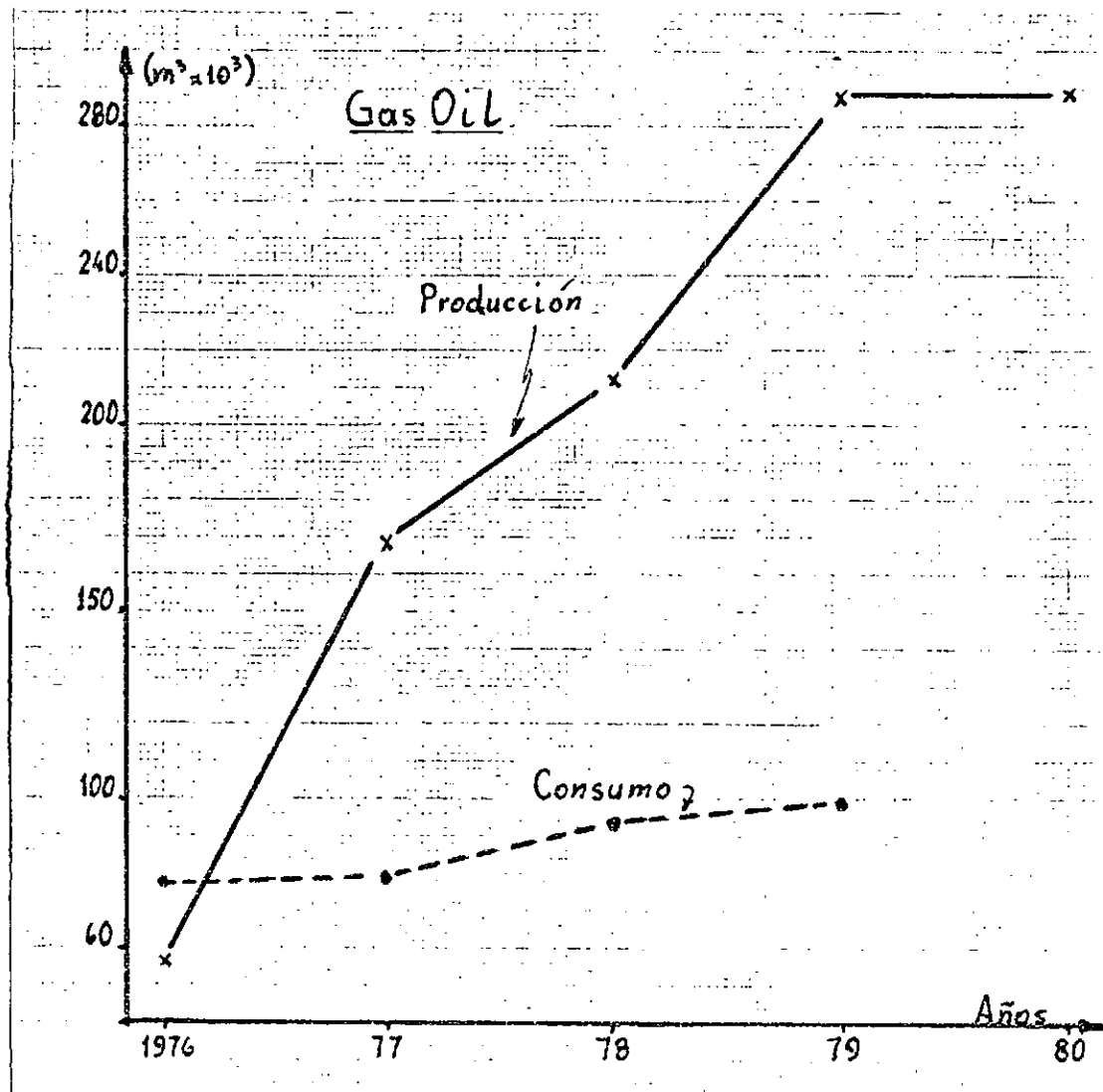
El descubrimiento posterior de los Yacimientos de Chacabuco, Cerro Bandera, Catriel Oeste, Centenario, el Medanita, Rincón de los Sauces, Aguada de Baguales, Fernández Oro y tantos otros, extendió el foco primitivo de irradiación del Pozo N° 1 de Plaza Huincul, llegándose hasta los ámbitos de las vecinas provincias de Río Negro, La Pampa y Mendoza.

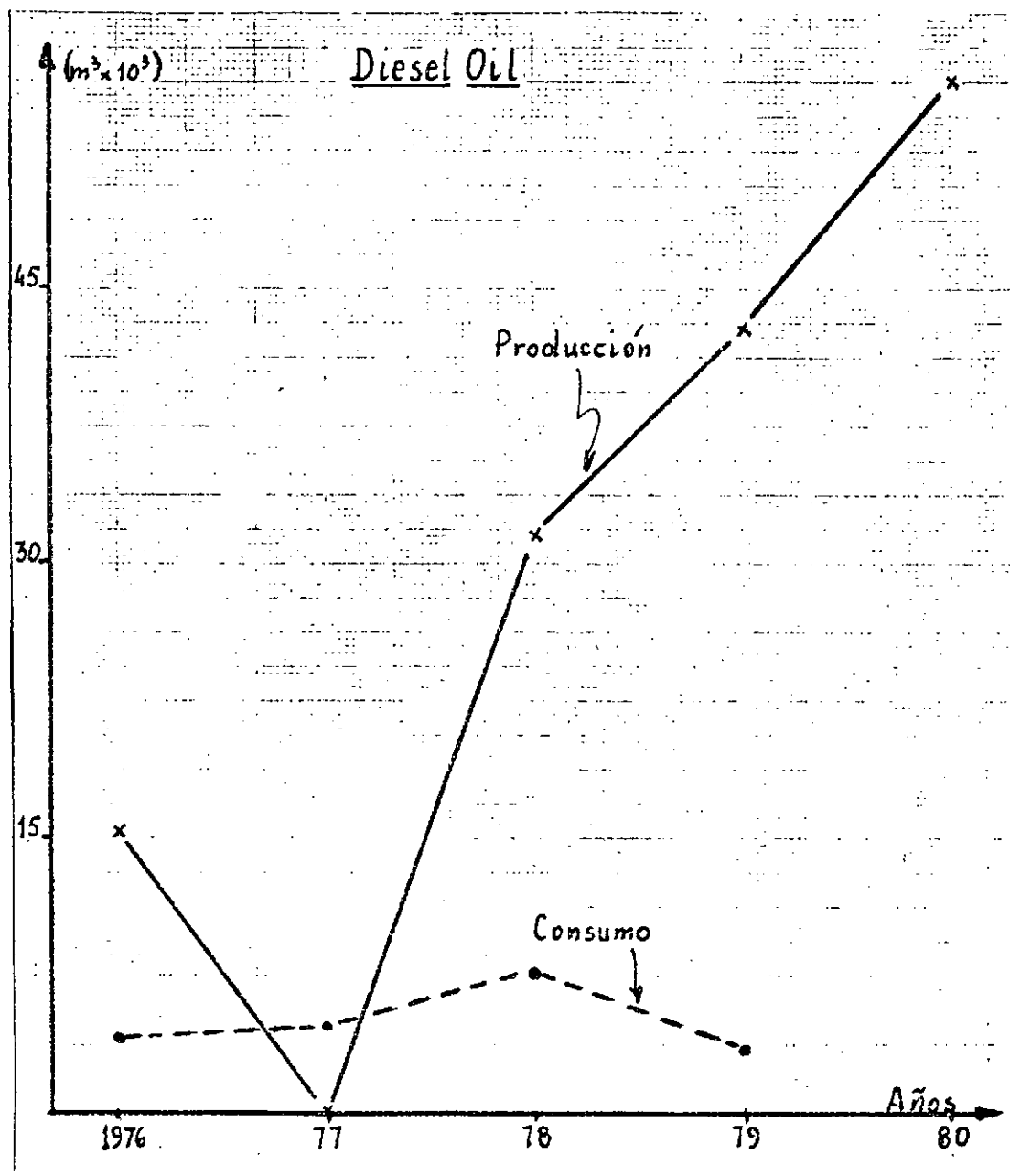
CURVAS PRODUCCION - CONSUMO EN

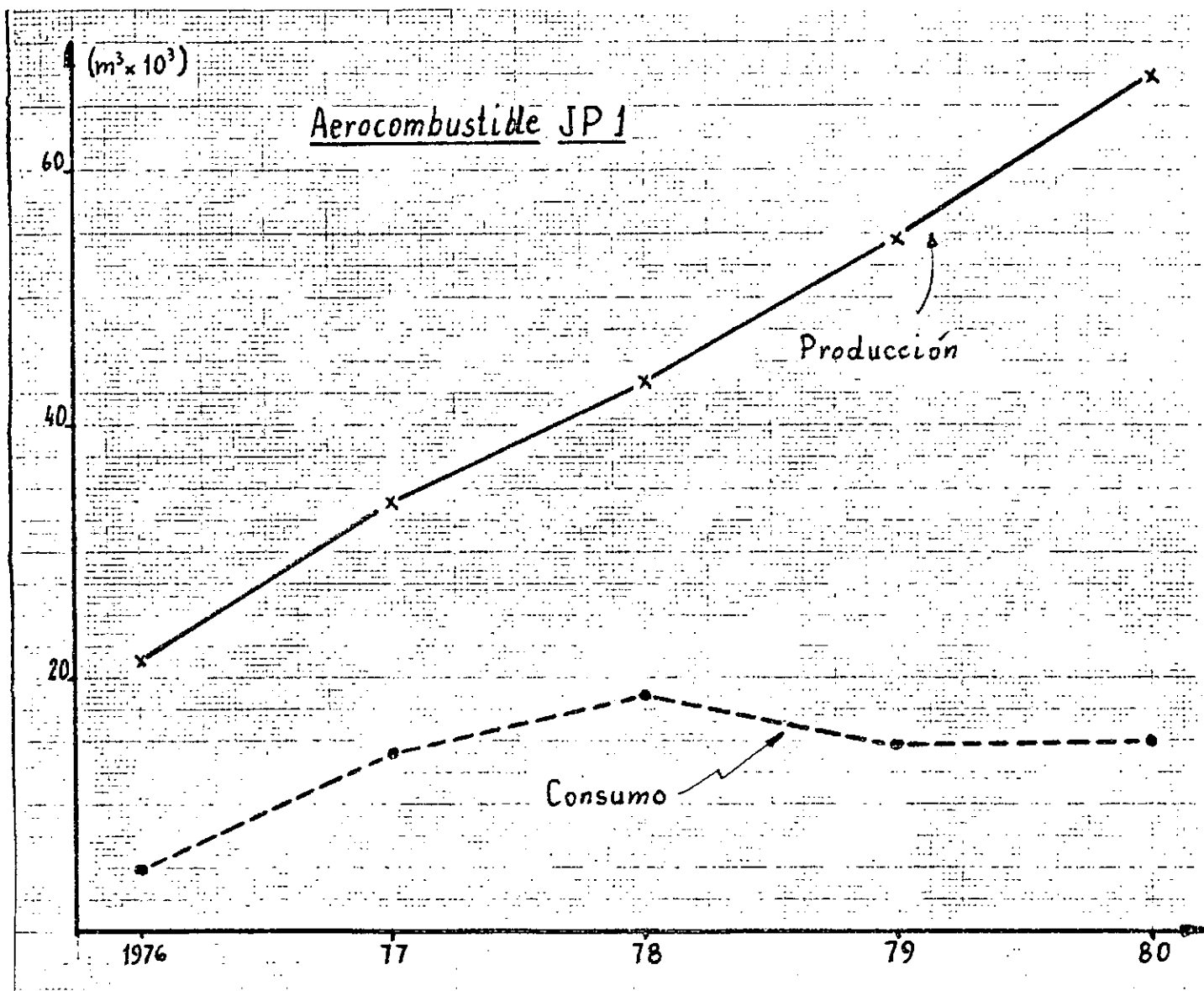
LA PCIA. DEL NEUQUEN

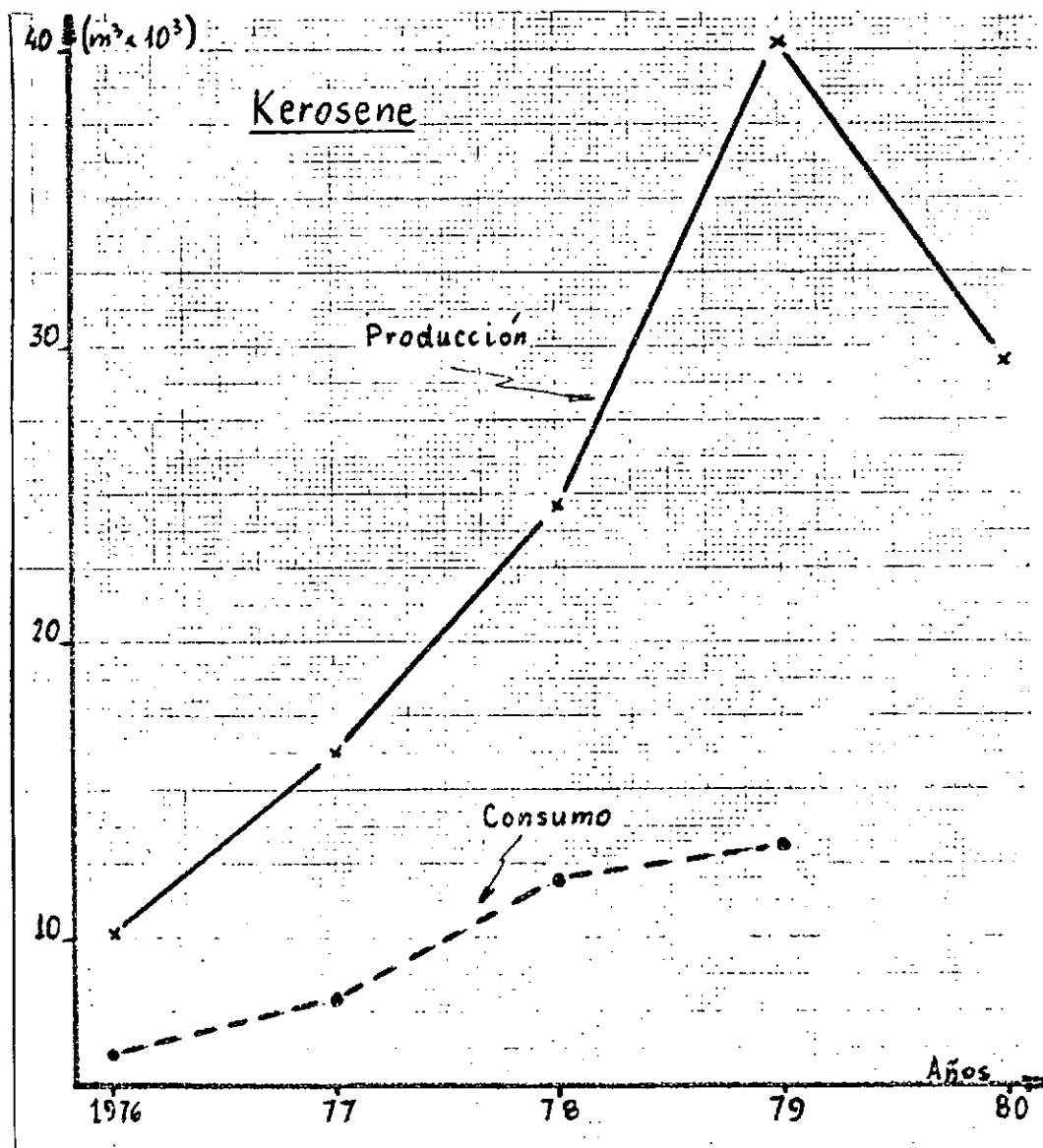


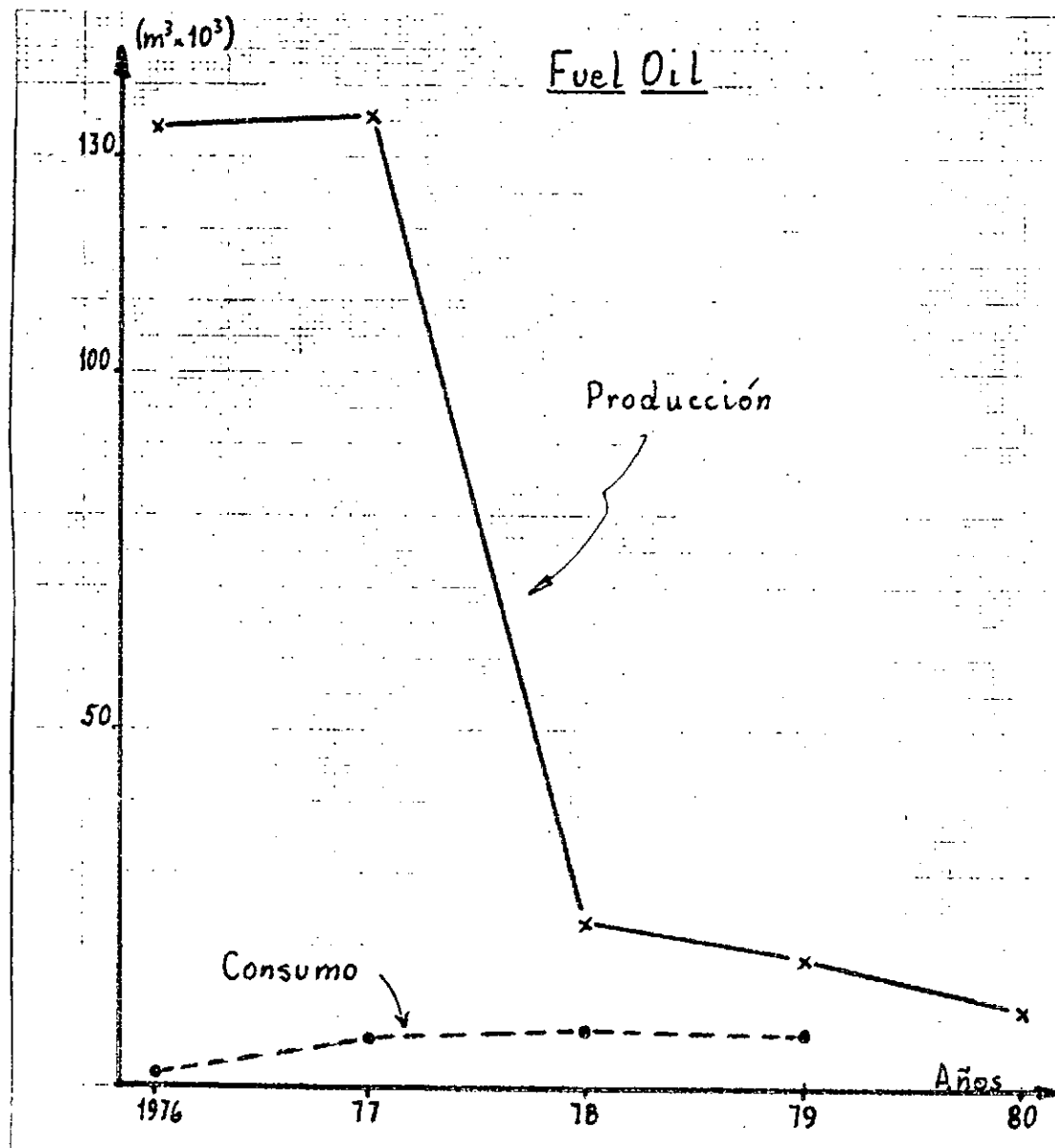












s/LEY DE HIDROCARBUROS No. 17.319

REGLAMENTACION ARTICULOS Nos. 59 y 62.

RIO GALLEGOS, 9 de abril de 1969.

VISTA la necesidad de reglamentar la Ley No. 17.319, en lo referente a la liquidación y percepción de las regalías, y

CONSIDERANDO:

Que es menester adecuar al régimen instituido por el ordenamiento legal de los hidrocarburos, los procedimientos de liquidación y percepción de las regalías que deben tributar los titulares de los derechos sobre los yacimientos;

Que el cuerpo normativo que se sanciona alcanza tanto a las Empresas Estatales como a los concesionarios sujetos al régimen legal mencionado en el exordio;

Que el sistema que se estructura persigue conferir corteza a la relación que vincula al Estado con los sujetos pasivos de la obligación tributaria aludida;

Que asimismo, se establece que las provincias destinatarias de la participación estatal en el producido de los yacimientos, percibirán las sumas que les corresponda en forma directa y en plazos breves;

Por ello, lo propuesto por la SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA Y MINERIA, lo aconsejado por el señor MINISTRO DE ECONOMIA Y TRABAJO y lo establecido en los artículos 48o. y 92o. inciso b) de la Ley No. 17.319,

**EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA
D E C R E T A ;**

ARTICULO 1o. - Las regalías establecidas en los artículos 59o. y 62o. de la Ley No. 17.319 se pagarán conforme a las disposiciones del presente decreto.

CAPITULO I - Definiciones.

ARTICULO 2o. - Formúlanse a los efectos de esta Reglamentación las siguientes definiciones:

I - Hidrocarburos líquidos:

a) **Petróleo crudo:** Hidrocarburos extraídos del subsuelo que mantienen el estado líquido a presión de 760 mm. de Hg. y temperatura de 15,6°C.

2. -

b) Gasolina: Aquellos recuperados del gas natural en separadores sin proceso de elaboración o tratamiento en plantas especiales, que se estabilizan a temperatura de 15,6° C y presión de 760 mm. de Hg.

II - Gas natural: Hidrocarburos gaseosos extraídos del subsuelo, una vez separada la gasolina que mantienen ese estado a presión de 760 mm. de Hg. y temperatura de 15,6° C.

III - Producción computable:

a) Para los hidrocarburos líquidos: la que resulta de deducir de la producción total, de acuerdo a las normas que fije la Autoridad de aplicación:

1) El agua e impurezas que contengan los hidrocarburos extraídos.

2) El volumen cuyo uso sea justificadamente necesario para el desarrollo de las explotaciones y exploraciones en cualquiera de las áreas en que el concesionario fuere titular de derechos regidos por la Ley No. 17.319.

3) El volumen de las pérdidas producidas por caso fortuito o de fuerza mayor, debidamente comprobadas y aceptadas por la Autoridad de aplicación, ocurridas durante la extracción de los hidrocarburos o su traslado hasta el lugar de medición.

b) Para el gas natural: Los volúmenes que el concesionario vendiere, cuyo usufructo permitiese a terceros, o cualquier otro volumen efectivamente aprovechado en actividades que no sean necesarias a la explotación o exploración en cualquiera de las áreas en que aquél fuere titular de derechos regidos por la Ley No. 17.319. Cuando se tratare de un yacimiento declarado como prevalentemente gasífero por la Autoridad de aplicación, se presumirá que el concesionario aprovecha efectivamente la totalidad del gas natural extraído, incumbiendo a éste la prueba de que ha sido empleado en requerimientos propios o se ha perdido por caso fortuito o de fuerza mayor.

c) Los sistemas de medición aplicables serán determinados por la Autoridad de aplicación.

IV - Boca de pozo:

A los efectos de la valuación de la regalía y de la determinación del lugar en que el Estado puede percibirla sin computar costo alguno de transporte, se entenderá por "boca de pozo" el lugar donde concurren los hidrocarburos de uno o varios pozos que conformen una unidad de

explotación, caracterizada por la calidad similar de su producción y donde se puedan efectuar las mediciones en las condiciones técnicas que determine la Autoridad de aplicación.

V - Lugar de medición de la producción computable:

- a) de petróleo crudo: en boca de pozo.
- b) de gasolina: a la salida de los separadores, siempre que no sea incorporada al petróleo crudo.
- c) de gas natural: donde pueda efectuarse la medición de los volúmenes producidos, luego de la extracción de la gasolina.

El concesionario, de acuerdo a los sistemas de medición determinados por la Autoridad de aplicación, someterá a la aprobación de ésta, los lugares de medición, la que dará su consentimiento si reúnen condiciones técnicas y prácticas que aseguren la efectividad del control.

CAPITULO II. - Liquidación de la regalía.

ARTICULO 3o. - El monto de la regalía de los hidrocarburos es del 12% y se determinará mensualmente sobre la producción computable. El concesionario podrá solicitar la reducción del porcentaje de la regalía aplicable a cada boca de pozo (artículos 59o. y 62o. de la Ley No. 17.319), cuando acredite fehacientemente que la producción obtenida no resulta económicamente explotable en virtud de la cantidad y calidad de los hidrocarburos extraídos, la profundidad de los estratos productivos o la ubicación de los pozos. La Autoridad de aplicación estudiará la solicitud y propondrá al Poder Ejecutivo el temperamento a adoptar.

ARTICULO 4o. - El concesionario practicará una liquidación bajo declaración jurada, de la regalía correspondiente a cada mes calendario, por cada concesión de la que fuere titular, de acuerdo a las normas que al efecto se dicten. Esa liquidación será presentada a la Autoridad de aplicación dentro de los TREINTA (30) días siguientes al vencimiento del mes al que corresponda dicha liquidación.

La calidad de los hidrocarburos que se declaren representará con relación a cada "boca de pozo", el promedio ponderado de la calidad de la producción mensual, la que se determinará por la densidad de los hidrocarburos líquidos o el poder calorífico del gas natural.

ARTICULO 5o. - Al sólo efecto del pago de la regalía en efectivo o para su valorización en el caso de pago en especie, los concesionarios tomarán como valor "boca de pozo" el que fije la Autoridad de aplicación conforme al artículo 61o. de la Ley No. 17.319.

Para su determinación, podrá aplicar métodos de cálculo simplificado y operar con cifras promedios sean regionales o nacionales según corresponda. En los casos en que así lo estime necesario, la Autoridad de aplicación establecerá el valor "boca de pozo" teniendo en consideración, entre otros factores la calidad de los hidrocarburos, el proceso de industrialización, el valor de los productos derivados de aquellos petróleos, la ubicación de la "boca de pozo" con relación a los lugares de industrialización y comercialización y en su caso, de los centros de consumo de los productos derivados de los crudos originados de aquellos y el valor de los transportes.

CAPITULO III.- Pago en efectivo.

ARTICULO 6o. - El pago de la regalía en efectivo se practicará en el plazo establecido en el artículo 4o. de esta Reglamentación y su cumplimiento se justificará con la presentación de la constancia de pago conjuntamente con la declaración jurada que allí se menciona.

ARTICULO 7o. - El importe de la regalía en efectivo no pagada en término devengará, sin necesidad de interpelación alguna, un interés igual al que rija para las operaciones de descuento general en el Banco de la Nación Argentina.

CAPITULO IV - Pago en especie.

ARTICULO 8o. - La voluntad del Estado de percibir la regalía en especie, se manifestará por notificación fehaciente al concesionario.

Dicha notificación se efectuará teniendo en cuenta el plazo mínimo de NOVENTA (90) días señalado en el primer párrafo del artículo 60o. de la Ley No. 17.319 y contendrá:

- a) Fecha a partir de la cual se recibirá la regalía y plazo de mantenimiento del régimen de pago en especie, el que podrá ser ampliado notificando con NOVENTA (90) días de anticipación al vencimiento del mismo.
- b) Lugar donde se hará dicha recepción de conformidad a lo establecido en el artículo 12o. de la presente Reglamentación.
- c) Modalidad de la entrega, de conformidad a normas que fije la Autoridad de aplicación, las que tendrán en cuenta las instalaciones de despacho que disponga el concesionario.

ARTICULO 9o. - Los hidrocarburos que se entreguen en pago de la regalía, serán de "condición comercial" determinada por el uso corriente en el mercado nacional, cuyas especificaciones serán precisadas por la Autoridad de aplicación teniendo en cuenta, entre otros requisitos:

- 1) Para hidrocarburos líquidos, contenido máximo de agua y otras impurezas.
- 2) Para gas natural, contenido máximo de agua, sulfuro de hidrógeno, azufre libre, anhídrido carbónico, aire, nitrógeno e impurezas, como asimismo la presión necesaria para su inyección en gasoductos.

ARTICULO 10o. - La obligación de almacenar, establecida en el segundo párrafo del artículo 60o. de la Ley No. 17.319, se entenderá cumplida siempre que el concesionario esté en condiciones de entregar, de su producción mensual de hidrocarburos, la parte que le corresponda tributar como regalía. El requerimiento de entrega de la regalía será comunicado por la Autoridad de aplicación, con un mínimo de CINCO (5) días de anticipación a la fecha en que se efectuará el retiro total o parcial de la misma.

Esta disponibilidad a favor del Estado Nacional debe mantenerse desde la fecha de presentación de la declaración jurada a que se refiere el artículo 4o. de esta Reglamentación y por el plazo de TREINTA (30) días que fija el artículo 60o. de la Ley No. 17.319.

ARTICULO 11o. - Si en el plazo en que el concesionario deba mantener a favor del Estado Nacional la disponibilidad de los hidrocarburos correspondientes a la regalía, la Autoridad de aplicación no retirara la totalidad de la misma, sin que mediare culpa del concesionario, caso fortuito o fuerza mayor, se entenderá producida la manifestación del Estado de percibir en efectivo la regalía no retirada. En tal caso el concesionario recobrará la disponibilidad de los volúmenes afectados y aplicará las normas del pago de la regalía en efectivo, acreditando el pago del monto respectivo dentro de los TREINTA (30) días siguientes.

En lo sucesivo el concesionario pagará la regalía de conformidad con lo establecido en los artículos 6o. y 7o. de esta Reglamentación. Cuando el Estado Nacional desee percibir nuevamente el pago en especie, deberá participar, con NOVENTA (90) días de anticipación, la notificación prescripta en el artículo 8o. de esta Reglamentación.

ARTICULO 12o. - El lugar de entrega de la regalía será aquel en que se efectúe la medición de los hidrocarburos o en cualquier otro lugar que se fijare, previo acuerdo entre la Autoridad de aplicación y el concesionario, de lo que resulte necesario ajustar como consecuencia de la variación del lugar de entrega.

ARTICULO 13o. - En el caso de que la calidad de los hidrocarburos líquidos que el concesionario entregue como regalía en especie, difiera de la calidad promedio mensual, declarada según el artículo 4o. de esta Reglamentación, se efectuará un reajuste en efectivo o en especie, calculado sobre la base del ajuste por variación de calidad que fije la Autoridad de aplicación.

ARTICULO 14o. - Para la recepción de hidrocarburos gaseosos correspondientes al pago de regalía en especie, la Autoridad de aplicación contemplará las circunstancias especiales de cada caso, acordando con el concesionario las modalidades de su entrega.

ARTICULO 15o. - El incumplimiento de lo determinado en el artículo 10o. de esta Reglamentación, exteriorizado por el requerimiento infructuoso de la Autoridad de aplicación, el que se documentará levantando el acta pertinente, importará la mora del concesionario y el volumen de la regalía no entregado devengará un interés igual al que rija las operaciones de descuento general del Banco de la Nación Argentina, el que se calculará sobre su valor "boca de pozo" fijado por la Autoridad de aplicación, sin perjuicio de que mantenga la obligación del concesionario respecto de la modalidad del pago principal.

CAPITULO V - Contralor y sanciones.

ARTICULO 16o. - La Autoridad de aplicación obtendrá, con la frecuencia que juzgue conveniente, muestras representativas de la producción de los distintos hidrocarburos, que serán analizadas en presencia de un representante del concesionario, quien tendrá un plazo máximo de CINCO (5) días para manifestar por escrito su disconformidad con el resultado. En tal supuesto se procederá a realizar, un nuevo análisis dentro de los QUINCE (15) días de presentado el reclamo, cuyo resultado se tendrá por definitivo. Corresponde a la Autoridad de aplicación dictar las normas relativas a la toma de muestras y a los análisis.

ARTICULO 17o. - El concesionario que no acompañe la constancia de pago conforme a lo establecido en el artículo 6o., que no presente la declaración jurada pertinente o la presentare fuera de término o con omisiones o falsedades, o que no cumpliera con las demás obligaciones que impone esta reglamentación, se hará pasible, siempre que no se haya configurado causal de caducidad, de las sanciones y multas que prescribe el artículo 87o. y 88o. de la Ley No. 17.319.

ARTICULO 18o. - Cuando los concesionarios no presentaren la declaración jurada a que alude el artículo 4o. de esta reglamentación, o la presentaren con errores, omisiones o falsedades, la Autoridad de aplicación procederá, sin perjuicio de la aplicación de las sanciones pertinentes y previa vista de las actuaciones al concesionario por el término de DIEZ (10) días para que presente los descargos y aclaraciones correspondientes, a determinar de oficio el monto de la regalía impago, a través de las atribuciones conferidas por los artículos 75o., 77o. y 78o. de la Ley No. 17.319.

Determinado el monto resultante se intimará en su caso al concesionario por un plazo de DIEZ (10) días su pago o entrega, bajo apercibimiento de procederse de conformidad a lo dispuesto por el artículo 84o. de la Ley No. 17.319.

ARTICULO 19o. - En el supuesto del artículo 80o. inciso b) de la Ley No. 17.319, la Autoridad de aplicación intimará en forma fehaciente al concesionario para que dentro de los DIEZ (10) días de notificado pague el importe de las regalías adeudadas o, en su caso, ponga los volúmenes correspondientes a su disposición, bajo apercibimiento de declarar la caducidad del derecho, todo ello sin perjuicio de reclamar por la vía correspondiente el importe de la regalia e intereses adeudados o de las multas de que se hubiere hecho pasible.

CAPITULO VI - Participación de las Provincias.

ARTICULO 20o. - Cuando el Estado Nacional perciba el monto de la regalia en efectivo, la participación de las provincias en el producido de dicha actividad (artículo 12o. de la Ley No. 17.319), será satisfecha mediante el pago directo a las mismas del monto resultante de la liquidación mencionada en el artículo 4o. de la presente reglamentación, por los concesionarios y empresas estatales, respecto de sus áreas de explotación por cuenta y orden del Estado Nacional, salvo comunicación en contrario emanada de la Autoridad de aplicación.

Quando el Estado Nacional perciba el monto de la regalia en especie, acordará con las provincias correspondientes la forma de abonar la participación respectiva que efectivizará dentro de los TREINTA (30) días siguientes a la fecha de percibir la regalia.

ARTICULO 21o. - A los efectos del pago a las provincias de la participación del producido de la explotación de los hidrocarburos realizada dentro de los límites, en yacimientos que abarquen más de una provincia, la Autoridad de aplicación acordará con las mismas el porcentaje de regalia que corresponda a cada una de ellas.

CAPITULO VII-Disposiciones generales.

ARTICULO 22o - Las unidades de medida se expresarán en el sistema métrico decimal, con excepción de las que por su uso y práctica sean expresamente aceptadas por la Autoridad de aplicación.

ARTICULO 23o. - Los plazos contenidos en la presente reglamentación se computarán por días corridos.

ARTICULO 24o. - Las empresas estatales (artículo 96o. de la Ley No. 17.319) se sujetarán a las disposiciones de esta reglamentación para determinar el monto en efectivo de la participación que deben abonar de conformidad a lo establecido en el artículo 93o. de la Ley No. 17.319.

ARTICULO 25o. - Son aplicables a los titulares de permisos de exploración las disposiciones de esta reglamentación con exclusión del sistema de reducción del porcentaje (artículo 3o. párrafo segundo de la presente reglamenta-

8. -

ción), debiendo los permisionarios en todos los casos, abonar el 15% de su producción computable.

ARTICULO 26o. - El presente decreto será refrendado por los señores MINISTROS DE ECONOMIA Y TRABAJO y del INTERIOR y firmado por el señor SECRETARIO DE ESTADO DE ENERGIA Y MINERIA.

ARTICULO 27o. - Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCION NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese.

DECRETO No. 1671/69.

Fdo. ONGANIA

Adalbert KRIEGER VASENA

Guillermo A. BORDA

Luis María GOTELLI



Ministerio de Economía

Secretaría de Estado de Energía

MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

BUENOS AIRES, 7 ABR 1981

VISTO el actual cuadro tarifario de los combustibles, y

CONSIDERANDO:

Que debe procederse a reajustar los precios de venta de los sub-productos derivados de petróleo.

Que asimismo deben reajustarse los gravámenes sobre el aguarrás, solventes y productos similares.

Que el Decreto N° 42 de fecha 29 de marzo de 1981, Anexo IX, atribuye competencia en la materia.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ESTADO DE COMBUSTIBLES

RESUELVE:

ARTICULO 1° - FIJANSE a partir de la CERO (0) hora del día 8 de Abril de 1981, los precios de venta que se indican en el Anexo de esta Resolución para los productos contemplados en el Artículo 1°, apartado a), c) y d) y artículo 9° de la Resolución M.E. N° 1.195/77, y artículo 3° apartado a), b), c) y d) de la Resolución M.E. N° 1.197/77.

ARTICULO 2° - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SSC. N° 7


ING GUILLERMO A WALLBRUCHER
SUBSECRETARIO DE COMBUSTIBLES

ANEXO A LA RESOLUCION SSC. N° 17

	PRODUCTO	PRECIO
RES.ME. N° 1195/77 - ARTICULO 1° - Apartado A (Consumidores en General)	Motonafta Super Motonafta Común Kerosene Gas Oil Diesel Oil Fuel Oil	1.680.-\$/litro 1.380.-\$/litro 1.010.-\$/litro 1.010.-\$/litro 547.-\$/litro 323.-\$/Kgr.
RES.ME. N° 1195/77 - ARTICULO 1° - Apartado C (Aerokerosenes- Vuelos de Cabotaje)	JP1 JP4	790.-\$/litro 800.-\$/litro
RES.ME. N° 1195/77 - ARTICULO 1° - Apartado D (Aerokerosenes-Vuelos Internacionales- Costado de ala)		el equivalente de 0,36 u\$s/litro
RES.ME. N° 1195/77 - ARTICULO 9°		<u>GRAVAMEN</u> 208.-\$/litro
RES.ME. N° 1197/77 - ARTICULO 3° - Apartado a) y b) Empleo como combustible Destilerías Campana-La Plata Luján de Cuyo y Comodoro Rivadavia	Aguarrás y productos similares Solventes y productos similares	236.-\$/litro
c) y d) Empleo en siderurgia Destilerías Campana-La Plata, Luján de Cuyo y Comodoro Rivadavia	Carbón residual	240.-\$/Kgr.
	Carbón residual	161.-\$/Kgr.

[Handwritten signature]



Ministerio de Economía
Secretaría de Estado de Energía

MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

ANEXO III A LA RESOLUCION SSC. N° 37

PRODUCTO

Precio de transferencia
Gas Natural

107,50 \$/Unidad de 9.300 cal.

Precio de transferencia
Gas Licuado

433.700.- \$/Tonelada

Gas



Ministerio de Economía
Secretaría de Estado de Energía

MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

BUENOS AIRES, 31 MAR 1981

VISTO el actual cuadro de retenciones y precios de los petróleos
crudos nacionales, y

CONSIDERANDO:

Que es necesario efectuar el reajuste de los precios de venta FOB
para los petróleos crudos nacionales.

Que por lo tanto deben modificarse las retenciones vigentes para
los combustibles líquidos.

Que asimismo corresponde fijar el precio de transferencia del gas
natural y el precio de transferencia para el gas licuado.

Que el Decreto N° 42 de fecha 29 de marzo de 1981, Anexo IX, atri
buye competencia en la materia.

Por ello,

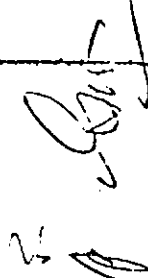
EL SUBSECRETARIO DE ESTADO DE COMBUSTIBLES

PRESUELVE:

ARTICULO 1° - FIJANSE a partir de la CERO (0) hora del día 1° de Abril de
1981 las retenciones para los combustibles líquidos que figuran en el Anexo
I, los precios FOB de los petróleos crudos nacionales que figuran en el An
exo II, los precios de transferencia del gas natural y licuado de producción
nacional que figuran en el Anexo III.

FIJACION Y DISCRIMINACION DE VALORES DE RETENCION CORRESPONDIENTES A LOS DERIVADOS PRINCIPALES DEL PETROLEO

SUBPRODUCTO	MOTONAFTA SUPER	MOTONAFTA COMUN	KEROSENE	GAS OIL	DIESEL OIL	FUEL OIL	NAFTA
N° OCT. MIN. NR.	93	83	-	-	-	-	-
DENSIDAD MEDIA	0,740	0,730	0,800	0,840	0,860	0,950	0,720
CONCEPTO	\$/litro	\$/litro	\$/litro	\$/litro	\$/litro	\$/Kgr.	\$/litro
Valor en tanque de Refinería	465,90	403,00	398,00	398,00	369,60	275,10	370,50
Comercialización	149,90	149,90	110,40	110,40	43,00	32,60	-
Valor de retención	615,80	552,90	508,40	508,40	412,60	307,70	370,50





Ministerio de Economía
Secretaría de Estado de Energía

MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

ANEXO II A LA RESOLUCION SSC. N° 5

PRECIO DE VENTA FOB DE LOS PETROLEOS CRUDOS NACIONALES

<u>PETROLEO TIPO</u>	<u>PRECIO DE VENTA F.O.B. \$/m3</u>
CHUBUT	210.800.-
SANTA CRUZ	222.500.-
MENDOZA	214.100.-
CUENCA NEUQUINA	237.300.-
SALTA	243.700.-
JUJUY	229.500.-
TIERRA DEL FUEGO	246.700.-

VARIACION DE GRADO API . \$/m3 941.-.

[Handwritten signature]



Ministerio de Economía
Secretaría de Estado de Energía

MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS

Los Anexos I, II y III forman parte de la presente Resolución.

ARTICULO 2° - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SSC. N° 5

GUILLERMO A. WALLER
SECRETARIO DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS



Ministerio de Economía

Secretaría de Estado de Energía

MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

BUENOS AIRES, 31 MAR 1981

VISTO el actual cuadro tarifario de GAS DEL ESTADO, SOCIEDAD DEL ESTADO, y

CONSIDERANDO:

Que corresponde a esta SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES efectuar el reajuste de las tarifas por los servicios que presta GAS DEL ESTADO SOCIEDAD DEL ESTADO.

Que el Decreto N° 42 de fecha 29 de Marzo de 1981, Anexo IX, atribuye competencia en la materia.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ESTADO DE COMBUSTIBLES

RESUELVE:

ARTICULO 1° - FIJANSE a partir de la CERO (0) hora del día 1° de Abril de 1981 las siguientes tarifas para los servicios de gas natural por redes que presta GAS DEL ESTADO SOCIEDAD DEL ESTADO en las zonas que a continuación se indican:

ZONA I - Comprende Capital Federal y Provincias de: Buenos Aires (excepto los Partidos de Patagones, Villarino, Bahía Blanca y Coronel de Marina Leonardo Rosales), Córdoba, Santa Fe, Entre Rios, Corrientes y Misiones:

Se aplicarán las tarifas establecidas en la planilla Anexa N° 1, que forma parte integrante de esta Resolución.

ZONA II - Comprende Provincias de: La Pampa (excepto Departamento de Puelén), Mendoza, San Luis, San Juan, La Rioja, Catamarca, Tucumán, Santiago del Estero, Chaco, Formosa y Buenos Aires (Partidos de Villarino, Bahía Blanca y Coronel de Marina Leonardo Rosales).



Ministerio de Economía

Secretaría de Estado de Energía

MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS

Se aplicará el 90% de las tarifas establecidas en la planilla

Anexa N° 1, cualquiera fuere el carácter del consumo.

ZONA III - Comprende Provincias de: Salta y Jujuy.

Se aplicará el 80% de las tarifas establecidas en la planilla

Anexa N° 1, cualquiera fuere el carácter del consumo.

ZONA IV - Comprende Provincias de: Neuquén, Río Negro y Chubut; Partido de Patagones de la Provincia de Buenos Aires y Departamento de Puelén de la Provincia de La Pampa.

Se aplicará el 55% de las tarifas establecidas en la planilla

Anexa N° 1, para consumos domésticos y el 80% de las establecidas para otros consumos.

ZONA V - Comprende Provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego:

Se aplicará el 40% de las tarifas establecidas en la planilla

Anexa N° 1 para consumos domésticos y el 60% de las establecidas para otros consumos.

ARTICULO 2° - Establécense para los servicios de gas propano y/o butano in diluido distribuido por redes, cualquiera fuere el tipo de consumo para el cual se destine, -con la misma vigencia que la determinada en el artículo 1° - las tarifas que se indican en la planilla Anexa N° 2, que también forma parte integrante de esta Resolución.

ARTICULO 3° - En todas las localidades en que fuere necesario, para atender el consumo, complementar el caudal de gas natural con la inyección de propano y/o butano indiluido, los consumos domésticos excedentes de 150 u-

nidades/bimestre de 9.500 calorías se facturarán de acuerdo con el importe indicado en la planilla Anexa N° 2 - Tarifa I.

ARTICULO 4° - Establécese como importe mínimo a facturar bimestralmente a

Handwritten signature



Ministerio de Economía

Secretaría de Estado de Energía

MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

cada cliente de gas por redes, exista o no consumo comprobado, el valor que se consigna en la planilla Anexa N° 1, el que será de aplicación cualquiera fuere el carácter del consumo, salvo en aquellos casos en que Gas del Estado convenga otros regímenes sobre el particular. Sobre dicho valor corresponde aplicar los porcentajes indicados para "consumos domésticos" en el artículo 1° de esta Resolución, conforme con la zona en que esté radicado el consumo.

ARTICULO 5° - En los servicios domésticos de gas natural y en los consumos de propano y/o butano indiluido distribuido por redes, así como también en el importe mínimo a facturar bimestralmente a cada cliente de gas por redes, las tarifas regirán para la facturación que se emita con toma de estado de medidores efectuados a partir de la fecha indicada en el artículo 1°.

ARTICULO 6° - Para los servicios no domésticos de gas natural por redes, las tarifas se aplicarán a los consumos que se realicen a partir de la fecha expresada en el artículo 1°. En aquellos casos en que por la modalidad de la medición no sea factible determinar con precisión las fechas de los consumos, se promediarán las cantidades resultantes en base al número de días que abarque el período correspondiente, a los efectos de la aplicación de las tarifas respectivas.

ARTICULO 7° - Los usuarios industriales y las usinas térmicas del servicio público, situadas en zonas productoras que utilicen gas natural tratado antes de su inyección a gasoducto troncal, abonarán el 60% de la tarifa vigente en Zona I para "Otros consumos de gas natural por redes".

ARTICULO 8° - ~~Facúltase a GAS DEL ESTADO SOCIEDAD DEL ESTADO a determinar~~ sobre la base de las tarifas indicadas en la planilla Anexa N° 1, y con los porcentajes fijados en el artículo 1° de esta Resolución, los valores

[Firma manuscrita]



Ministerio de Economía
Secretaría de Estado de Energía
MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

a aplicar en las restantes zonas tarifarias. Las cifras resultantes se expresarán por cantidades enteras, sin fracciones de peso, redondeando los valores pertinentes en más cuando la fracción iguale o supere la suma de CINCUENTA CENTAVOS (\$ 0,50) y en menos cuando sea inferior a dicha suma.

ARTICULO 9° - Autorízase a GAS DEL ESTADO SOCIEDAD DEL ESTADO a aplicar - desde la fecha que dicha Sociedad determine, a partir de la mencionada en el artículo 1° de la presente Resolución - la tarifa que se indica en la planilla Anexa N° 3 para el gas licuado con destino a consumidores directos en cilindros y/o domésticos a granel distribuido en zona organizada en todo el país, excepto en el Territorio Nacional de la Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, y a reajustar proporcionalmente los importes en vigor para las restantes condiciones y zonas en que se realiza esta modalidad de comercialización del gas licuado. Para el resto de las ventas de gas licuado los valores vigentes se incrementarán en 2,5% desde la fecha expresada en el Artículo 1° de esta Resolución.

ARTICULO 10 - Las tarifas a aplicar a Centrales Eléctricas de Servicio Público, serán coincidentes con las de otros consumos de gas natural por Redes, de acuerdo con la escala de consumos que para su zona resulte de la planilla Anexa I.

Para las Centrales Eléctricas de Servicio Público, que no reemplacen en los equipos de generación a combustibles líquidos más livianos que el Fuel Oil y a quienes sea necesario restringir la provisión de gas natural en el período Mayo/Setiembre, la tarifa a aplicar en ese período se determinará de la siguiente forma: en el período mensual de facturación respectivo se tomará la tarifa promedio que resulte de considerar el consu



Ministerio de Economía

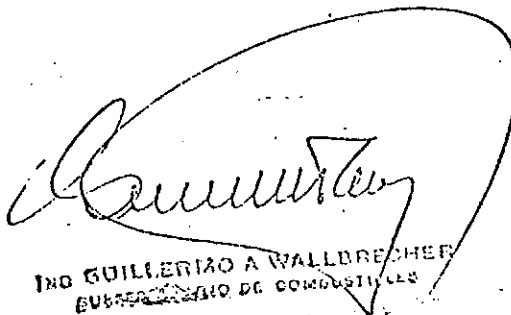
Secretaría de Estado de Energía

MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS

no promedio diario del ciclo mensual de mayor consumo, entre Noviembre y Fe
brero inmediatos anteriores, ambos inclusive, siempre que ésta resulte me-
nor.

ARTICULO 11 - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Re
gistro Oficial y archívese.

RESOLUCION SSC. Nº 6


ING GUILLERMO A WALLBRECHER
SUBSECRETARIO DE COMBUSTIBLES



Ministerio de Economía y Finanzas

Secretaría de Estado de Energía

Ministerio de Obras y Servicios Públicos

PLANILLA ANEXA N° 1 A LA RESOLUCION SSC. N° 13

ZONA I

CONSUMOS DOMESTICOS DE GAS NATURAL POR REDES

Escala de consumos en unidades/bimestre de 9.300 calorías		Importe Fijo	Tarifa por unidad sobre excedente límite inferior escala de consumos
De más de	Hasta	\$	\$
0	30	19.980.-	-.-
30	60	19.980.-	387.-
60	600	31.590.-	424.-
600	-	260.550.-	370.-

OTROS CONSUMOS DE GAS NATURAL POR REDES

Escala de consumos en unidades/día (Prom.) de 9.300 calorías		Importe Fijo	Tarifa por unidad sobre excedente límite inferior escala de consumos
De más de	Hasta	\$	\$
0	100	-.-	370.-
100	1.000	37.000.-	318.-
1.000	10.000	323.200.-	275.-
10.000	100.000	2.798.200.-	248.-
100.000	300.000	25.118.200.-	228.-
300.000	500.000	70.718.200.-	221.-
500.000	-	114.918.200.-	217.-

IMPORTE MINIMO A FACTURAR BIMESTRALMENTE A CADA CLIENTE DE GAS POR REDES

DIECINUEVE MIL NOVECIENTOS OCHENTA PESOS (\$ 19.980.-)

[Handwritten signature]



Ministerio de Economía
Secretaría de Estado de Energía

MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

PLANILLA ANEXA N° II A LA RESOLUCION SSC. N° 8

GAS PROPANO Y/O BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES

TARIFA I

Comprende Bragado y Daircaux (Provincia de Buenos Aires), Rufino y Venado Tuerto (Provincia de Santa Fe) y San Juan (Provincia de San Juan).

SETECIENTOS TREINTA Y NUEVE PESOS (\$ 739.-) la unidad de 9.300 calorías.

TARIFA II

Comprende San Carlos de Bariloche (Provincia de Río Negro), San Martín de los Andes y Junín de los Andes (Provincia del Neuquén).

Escala de consumos en unidades/bimestre de 9.300 calorías		Importe	Tarifa por unidad sobre excedente límite inferior escala de consumos
De más de	Hasta	Fijo	
		\$	\$
0	200	-.-	412.-
200	500	82.400.-	650.-
500	-	277.400.-	732.-

TARIFA III

Comprende Puerto Deseado (Provincia de Santa Cruz).

CUATROCIENTOS DOCE PESOS (\$ 412.-) la unidad de 9.300 calorías.

TARIFA IV

Comprende Ushuaia (Territorio Nacional de la Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur).

TRESCIENTOS CUARENTA Y UN PESOS (\$ 341.-) la unidad de 9.300 calorías.

[Handwritten signature]



Ministerio de Economía

Secretaría de Estado de Energía

MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

PLANILLA ANEXA N° III A LA RESOLUCION SSC. N° 8

GAS LICUADO A CONSUMIDORES DIRECTOS EN CILINDROS Y/O

DOMESTICOS A GRANEL

TARIFA

MIL QUINIENTOS SETENTA Y CINCO PESOS (\$ 1.575.-) por kilogramo

[Handwritten signature]

depósitos se realicen conforme lo previsto por los arts. 34, 39 y 42 de la ley 20.643 y el art. 13 del decreto reglamentario, a la orden de los depositantes y a nombre de los comitentes.

Que las particularidades del presente régimen exigen que el directorio y el personal de la Caja de Valores guarden secreto de todas las actuaciones y documentación vinculadas a la actividad que la presente ley otorga a la Caja, asimilándose sus integrantes a la categoría de funcionarios públicos.

Por ello, el Presidente de la Nación Argentina, decreta:

Art. 1° — Delégase en la Comisión Nacional de Valores la facultad de autorizar el funcionamiento de una Caja de Valores, que, dentro del plazo improrrogable de sesenta (60) días, se ajuste a los requisitos que prevé la ley 20.643, y el dec. 659 de agosto 29 de 1974, así como las restantes normas legales y reglamentarias dando especial cumplimiento al registro individualizador de derechos y al sistema de sub-cuentas, de los arts. 34, 38 y 42 del texto legal citado.

Art. 2° — A los efectos previstos por los arts. 34, 38 y 42 de la ley 20.643, la Caja podrá utilizar transitoriamente código numéricos. Cada comitente podrá tener registrado solamente un número de código en la Caja, debiendo utilizar los depositantes únicamente ese número de código cuando realicen la operación prevista por el art. 32 de la ley.

Art. 3° — El número de código único transitorio que corresponda a cada comitente será otorgado por el presidente de la Caja de Valores o quien lo reemplace en sus funciones conforme al estatuto social, el que deberá llevar un registro de los números otorgados en relación con los comitentes que representen cada uno de ellos.

Art. 4° — El presidente de la Caja o su reemplazante para otorgar un número de código deberá previamente contar con los datos de identidad del comitente, establecidos en el art. 13 del citado decreto.

Art. 5° — Vencido el plazo improrrogable a que se hace referencia en el art. 1°, sin que se hayan cumplido los requisitos fijados en el mismo, la Comisión Nacional de Valores deberá promover y autorizar el funcionamiento de un sistema de Caja de Valores a través de una de las siguientes alternativas:

1. Formación de una entidad cuyo capital esté suscrito preferiblemente, por las entidades mencionadas en el art. 57 de la ley 20.643, u otras que la Comisión Nacional de Valores considere aptas para cumplir esa función, y en las proporciones que fije el mencionado organismo estatal. 2. Autorizar a las

entidades financieras comprendidas en la ley 21.576, y/o a la Caja Nacional de Ahorro y para ejercer las funciones de Caja de Valores.

Art. 6° — Los miembros del órgano de administración del de fiscalización y el personal de la Caja de Valores deben guardar secreto de todas las actuaciones y documentación vinculadas a la actividad de la entidad.

Sólo se exceptúan de tal deber los Informes que regulan:

a) Los jueces en causas judiciales con recaudados establecidos en las leyes respectivas.

b) La Comisión Nacional de Valores en el ejercicio de sus funciones.

c) Los organismos recaudadores de impuestos nacionales, provinciales o municipales sobre la base de las siguientes condiciones:

— debe referirse a un responsable determinado.

— debe encontrarse en curso una verificación impositiva con respecto a ese responsable.

— debe haber sido requerido formal y previamente.

Art. 7° — A efectos del cumplimiento del decreto establecido en el art. 6°, las personas allí mencionadas quedan asimiladas a la categoría de funcionarios públicos, y en caso de violación del mismo, están sujetos a las prescripciones penales correspondientes.

Art. 8° — El plazo improrrogable establecido en el presente decreto, se contará a partir del día siguiente al de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 9° — Comuníquese, etc. — Videla. — Martínez de Hoz

DECRETO 2227

Hidrocarburos líquidos y gaseosos — Regalías
— Precio de referencia del petróleo y gas natural para determinar el valor "boca de pozo" a los efectos del pago.

Fecha: 24 octubre 1980.
Publicación: B. O. 31/X/80.

Citas legales: ley 17.319: XXVII-B, 1486; ley 21.776: XXXVIII-B, 1385; D. 1671/69: XXIX-B, 1612.

Art. 1° — Al solo efecto de la determinación del valor "boca de pozo" de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, para el pago de las regalías establecidas por los arts. 5° y 6° de la ley 17.319 adoptante como "precio de referencia" del petróleo y gas natural los siguientes:

Precio de referencia del petróleo: Precio F.O.B. de exportación por metro cúbico, del petróleo denominado "Arabian Medium" (31° API), expresado en dólares estadounidenses, puerto de embarque Ras Tanura, Arabia Saudita, según publicación del "Platt's Oilgram Price Report" en la tabla denominada "World Crude Oil Price".

Precio de referencia del gas natural: El valor que resulte de equiparar en precio, a equivalencia calorífica, al petróleo "Arabian Medium" (31° API) utilizado como precio de referencia del petróleo.

Art. 2° — La aplicación del "precio de referencia" a que se refiere el artículo anterior será gradual, estableciéndose los siguientes porcentajes para el período 1981 a 1987:

Año	Por ciento del precio de referencia
1981	58 %
1982	65 %
1983	72 %
1984	79 %
1985	86 %
1986	93 %
1987	100 %

Art. 3° — En el caso en que el país se convierta en exportador de petróleos crudos, al haberse logrado el autoabastecimiento en concordancia con lo establecido en el art. 4° de la ley 21.776, se tomará como "precio de referencia" el valor F.O.B. promedio de los petróleos que se exporten.

Art. 4° — Los "precios de referencia" de los hidrocarburos líquidos y gaseosos se calcularán para el mes de enero de cada año tomando como base los precios de dichos hidrocarburos, según la modalidad determinada en el presente decreto, para el promedio del mes de diciembre del año anterior al de su aplicación.

Dichos "precios de referencia" expresados en u\$s/m³ se convertirán en \$/m³, de acuerdo con el tipo de cambio vigente al cierre del último día hábil del mes de diciembre, para el tipo vendedor del Banco de la Nación Argentina.

Art. 5° — Los "precios de referencia" serán ajustados dentro de cada año de vigencia de la siguiente forma:

Precio de referencia del petróleo: Con iguales incrementos porcentuales con que se actualizan los precios de los petróleos crudos nacionales, excluidos los impuestos, y a partir de la misma fecha.

Precio de referencia del gas: Con iguales incrementos porcentuales con que se actualizan los precios de transferencia de este hidrocarburo, excluidos los impuestos, y a partir de la misma fecha.

Los "precios de referencia" del petróleo y gas natural que resulten de estos ajustes, no podrán superar el que surge de aplicar lo establecido en el art. 1° para el mes anterior al del ajuste y para la escala inmediata superior fijada en el art. 2°, convertidos a pesos, de acuerdo al tipo de cambio vigente al cierre del último día hábil del mes, para el tipo vendedor del Banco de la Nación Argentina.

Art. 6° — En caso que los precios fijados por el Poder Ejecutivo nacional para los petróleos nacionales y el gas natural, excluidos impuestos, resultaren superiores a los precios de referencia determinados de acuerdo con la modalidad adoptada en el presente decreto, serán aquellos los que se consideren para el cálculo de regalías y de la participación que les cabe a las provincias productoras.

Art. 7° — Si los "precios de referencia" del petróleo y gas natural, se incrementaren significativamente por circunstancias excepcionales, no serán considerados para la determinación del "valor boca de pozo". En este caso la Secretaría de Estado de Energía determinará los precios de referencia, partiendo del último adoptado, y teniendo en cuenta la tendencia de los últimos años.

Art. 8° — Determinados los "precios de referencia" del petróleo y gas natural de acuerdo con lo establecido en los artículos precedentes, la autoridad de aplicación de la ley 17.319 fijará mensualmente los "valores boca de pozo" que se utilizarán para efectuar las liquidaciones a las provincias.

Art. 9° — A los efectos del cálculo del valor "boca de pozo" del petróleo, la autoridad de aplicación, en base a la calidad de los distintos crudos de producción nacional, asimilará el "precio de referencia" a cada uno de ellos, procediendo además a descontar los gastos incurridos por el productor para colocar el producto en condiciones de comercialización, concordante con lo establecido por el dec. 1671/69 y el anexo I del presente decreto.

Art. 10. — A los efectos del cálculo del valor "boca de pozo" del gas natural se descontará del "precio de referencia" el costo promedio de transporte de gas natural, por gasoductos troncales, según los costos informados por Gas del Estado Sociedad del Estado, y los gastos incurridos por el productor, para colocar el producto en condiciones de comercialización, concordante con lo establecido por el dec. 1671/69 y el anexo II del presente decreto.

Art. 11. — El valor "boca de pozo" determinado de acuerdo a lo señalado en el art. 9° también se aplicará sobre los volúmenes de gas licuado, convertidos a metros cúbicos de nueve mil trescientas calorías (9300 calorías) para el propano y butano

extraídos del gas natural que luego se reinyecta o venta en San Sebastián (Territorio Nacional de la Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur).

Art. 12. — El Ministerio de Economía compensará a las empresas productoras comprendidas en el régimen de la ley 17.319 de los mayores costos que en concepto de regalías pudieran derivarse de la aplicación del presente decreto, mediante el establecimiento de adicionales al precio de los hidrocarburos.

Art. 13. — Comuníquese, etc. — Videla. — Martínez de Hoz. — Harguindeguy.

Planilla anexo I al dec. 2227

Petróleo tipo	
Año	% del precio de referencia
Mes	% de ajuste
Precio de referencia	\$/m
Precio de referencia ajustado	\$/m
Precio de referencia ajustado máximo (art. 5°)	\$/m
Petróleo nacional equivalente	\$/m
Menos:	
Gastos de movimiento, deshidratación	\$/m
Valor boca de pozo	\$/m
Ajuste por gravedad API: 0,4 % del precio por grado entero de diferencia.	

Planilla anexo II al dec. 2227

Cálculo del valor "boca de pozo" del gas natural

Año	% del valor de referencia
Mes	% de ajuste
Precio de referencia	\$/m
Precio de referencia ajustado	\$/m
Precio de referencia ajustado máximo (art. 5°)	\$/m
Menos:	
Costo promedio de transporte por gasoductos troncales	\$/m
Gastos de movimiento, deshidratación	\$/m
Valor "boca de pozo"	\$/m

DECRETO 2230

Personal de la Comisión Nacional de Energía Atómica — Suplementos — Modificación del estatuto y escalafón.

Fecha: 24 octubre 1980.
Publicación: B. O. 29/X/80.

Citas legales: D. 7801/61 (estatuto y escalafón): XXI-A, 615;
D. 1457/64: XXIV-A, 272.

Art. 1° — Reemplazar el punto 2 del ap. f) del anexo IV - Servicios en campaña, del estatuto y escalafón del personal de la Comisión Nacional de Energía Atómica, conforme los términos del dec. 1330/75, por el siguiente: 2. El personal que cumpla las tareas mencionadas en 1 percibirá el treinta por ciento (30 %) del viático que corresponde a su categoría de revista, en concordancia con las disposiciones que sobre el particular rigen en el ámbito de la Administración pública nacional.

Ministerio de Economía
Secretaría de Estado de Energía

BUENOS AIRES, 27 MAR 1981

VISTO la Resolución M.E. N° 324 de fecha 17 de Marzo de 1981, y

CONSIDERANDO:

Que la mencionada Resolución fija una nueva metodología para la determinación de las retenciones y precios de venta para los insumos petroquímicos.

Que de acuerdo con lo establecido en su artículo 12, los mismos serán de aplicación a partir del día 23 de Marzo de 1981.

Que de acuerdo con las facultades conferidas por el Ministro de Economía en el artículo 10 de la mencionada Resolución corresponde proceder en consecuencia.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ESTADO DE ENERGIA

Y EL

SECRETARIO DE ESTADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL

RESUELVEN:

ARTICULO 1° - FIJANSE a partir de la (6) hora del día 23 de Marzo de 1981 los valores de retención y los precios de venta de los insumos petroquímicos, los que constan en el Anexo I.

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Ministerio de Economía
Secretaría de Estado de Energía

que forma parte de la presente Resolución.

ARTICULO 2° - Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION M.E. SED. N° 324/81

EXPEDIENTE N° 684.349/01

LIC. ALBERTO L. GRIMOLOI
SECRETARIO DE ESTADO DE ENERGIA

ING. DANIEL A. FRUNELLA
SECRETARIO DE ESTADO DE ENERGIA

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

SECRETARIO DE ESTADO DE ENERGIA

*Comisión de Comercio
Externa de Uruguay*

ANEXO I A LA RESOLUCION SET/SEMI N° 160

PRODUCTO	RETENCION	PRECIO DE VENTA
NAFTA VIRGEN 3/4".	514.600.-	362.200.-
GAS OIL \$/tn.	455.600.-	342.600.-
KEROSENE \$/tn.	478.400.-	360.200.-
FUEL OIL \$/tn.	264.500.-	236.400.-
ETANO-PROPANO		
BUTANO (de refinería) \$/tn.	417.050.-	362.200.-
PROPILENO-BUTILENO		
(de refinería) \$/tn.	479.600.-	362.200.-
GAS DE REFINERIA \$/105 Cal.	22.580.-	22.570.-
GAS NATURAL \$/m3 de 9.300 Cal.		
Buenos Aires	210.-	208.-
Rio Tercero	166,81	164,81
Campana	206,38	204,38
Pilar	207,72	205,72
Bahía Blanca	161,78	159,78
FIANO (de gas natural) \$/tn.		
Buenos Aires	421.600.-	345.000.-
Bahía Blanca	357.300.-	280.700.-
PROPANO-BUTANO		
(de gas natural) \$/tn.	412.600.-	345.000.-
* Petroquímica Bahía Blanca		221.700.-

ES COMA FUEL DEL CRUCERO

La industria en producción
de 1973-74. Se estima
que el 1973-74 se va a
producir un total de 400
mil toneladas de gas natural
en Rio. (1973-74)

18 Nueva

100 \$



Ministerio de Economía

Secretaría de Estado de Energía

MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

BUENOS AIRES, 31 MAR 1981

VISTO los actuales precios de los combustibles a Usina, y

CONSIDERANDO:

Que es necesario efectuar el reajuste de dichos precios.

Que el Decreto N° 42 de fecha 29 de Marzo de 1981, Anexo IX, atribuye competencia en la materia.

Por ello,

EL SUBSECRETARIO DE ESTADO DE COMBUSTIBLES

RESUELVE:

ARTICULO 1° - FIJANSE a partir de la CERO (0) hora del día 1° de Abril de 1981 los precios de venta de los combustibles con destino a Usinas Térmicas del Servicio Público, que se detallan en planilla anexa.

ARTICULO 2° - Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION SSC. N° 2

A

GUILLERMO A. WALLBRECHER
SUBSECRETARIO DE COMBUSTIBLES



Ministerio de Economía
Secretaría de Estado de Energía

MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

ANEXO I A LA RESOLUCION SSC. N° 2

PRECIO DE VENTA DE LOS COMBUSTIBLES CON DESTINO
A CENTRALES ELECTRICAS DE SERVICIO PUBLICO

PRODUCTO

PRECIO DE VENTA

DIESEL OIL

412,60 \$/litro en Destilería

FUEL OIL

293,80 \$/Kgr. en Destilería

FUEL OIL "R" (Destilería Luján de Cuyo)

235,10 \$/Kgr. en Destilería

en su favor, las que inicialmente quedan definidas en el Anexo Unico que integra esta ley. En el futuro el Poder Ejecutivo, en relación con los planes de acción, podrá asignar nuevas áreas a esas empresas, las que podrán ejercer sus actividades directamente o mediante contratos de locación de obra y de servicios, integración o formación de sociedades y demás modalidades de vinculación con personas físicas o jurídicas que autoricen sus respectivos estatutos.

ARTICULO 12º — El Estado Nacional reconoce en beneficio de las provincias dentro de cuyos límites se explotaren yacimientos de hidrocarburos por empresas estatales, privadas o mixtas una participación en el producido de dicha actividad pagadera en efectivo y equivalente al monto total que el Estado Nacional perciba con arreglo a los artículos 59º; 61º; 62º y 93º.

ARTICULO 13º — Es Estado Nacional destinará al desarrollo del Territorio Nacional de la Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, un porcentaje de la regalía que perciba por la explotación de los yacimientos de hidrocarburos ubicados en dicho territorio.

TITULO II

Derechos y obligaciones principales

SECCION 1ª

Reconocimiento Superficial

ARTICULO 14º — Cualquier persona civilmente capaz puede hacer reconocimientos superficiales en busca de hidrocarburos en el territorio de la República incluyendo su plataforma continental, con excepción de las zonas cubiertas por permisos de exploración o concesiones de explotación, de las reservadas a las empresas estatales y de aquellas en las que el Poder Ejecutivo prohíba expresamente tal actividad.

El reconocimiento superficial no genera derecho alguno con respecto a las actividades referidas en el artículo 2º, ni el de repetición contra el Estado Nacional de sumas invertidas en dicho reconocimiento.

Los interesados en realizarlos deberán contar con la autorización previa del propietario superficial y responderán por cualquier daño que le ocasionen.

ARTICULO 15º — No podrán iniciarse los trabajos de reconocimiento sin previa aprobación de la Autoridad de aplicación. El permiso consignará el tipo de estudio a realizar, el plazo de su vigencia y los límites y extensión de las zonas donde serán realizados.

El reconocimiento superficial autoriza a efectuar estudios geológicos y geofísicos y a emplear otros métodos orientados a la exploración petrolera, levantar planos, realizar estudios y levantamientos topográficos y geodésicos y todas las demás tareas y labores que se autoricen por vía reglamentaria.

Al vencimiento del plazo del permiso, los datos primarios del reconocimiento superficial serán entregados a la Autoridad de aplicación, la que podrá elaborarlos por sí o por terceros y usarlos de la manera que más convenga a sus necesidades. No obstante, durante los dos (2) años siguientes no deberá divulgarlos, salvo que medie autorización expresa del interesado en tal sentido o adjudicación de permisos o concesiones en la zona reconocida.

aconsejable. Consecuentemente, las nuevas refinerías o ampliaciones se adecuarán al uso racional de los petróleos nacionales.

Si en dicho período el Poder Ejecutivo fijara los precios de comercialización en el mercado interno de los petróleos crudos, tales precios serán iguales a los que se establezcan para la respectiva empresa estatal, pero no inferiores a los niveles de precios de los petróleos de importación de condiciones similares. Cuando los precios de petróleos importados se incrementaren significativamente por circunstancias excepcionales, no serán considerados para la fijación de los precios de comercialización en el mercado interno, y, en ese caso, éstos podrán fijarse sobre la base de los reales costos de explotación de la empresa estatal, las amortizaciones que técnicamente correspondan, y un razonable interés sobre las inversiones actualizadas y depreciadas que dicha empresa estatal hubiere realizado. Si fijara precios para subproductos, éstos deberán ser compatibles con los de petróleos valorizados según los criterios precedentes.

El Poder Ejecutivo permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables y podrá fijar en tal situación, los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno, a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país.

La producción de gas natural podrá utilizarse, en primer término, en los requerimientos propios de la explotación de los yacimientos de que se extraiga y de otros de la zona, pertenezcan o no al concesionario y considerando lo señalado en el artículo 31º. La empresa estatal que preste servicios públicos de distribución de gas tendrá preferencia para adquirir, dentro de plazos aceptables, las cantidades que excedieran del uso anterior a precios convenidos que aseguren una justa rentabilidad a la inversión correspondiente, teniendo en cuenta las especiales características y condiciones del yacimiento.

Con la aprobación de la Autoridad de Aplicación, el concesionario podrá decidir el destino y condiciones de aprovechamiento del gas que no fuere utilizado en la forma precedentemente indicada.

La comercialización y distribución de hidrocarburos gaseosos estará sometida a las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo Nacional.

ARTICULO 7º — El Poder Ejecutivo establecerá el régimen de importación de los hidrocarburos y sus derivados asegurando el cumplimiento del objetivo enunciado por el artículo 3º y lo establecido en el artículo 6º.

ARTICULO 8º — Las propiedades mineras sobre hidrocarburos constituidas a favor de empresas privadas con anterioridad a la fecha de vigencia de esta ley, continuarán rigiéndose por las disposiciones que les dieron origen, sin perjuicio de la facultad de sus titulares para acogerse a las disposiciones de la presente ley conforme al procedimiento que establecerá el Poder Ejecutivo.

ARTICULO 9º — El Poder Ejecutivo determinará las áreas en las que otorgará permisos de exploración y concesiones de explotación, de acuerdo con las previsiones del Título II, Sección 5ª.

ARTICULO 10º — A los fines de la exploración y explotación de hidrocarburos del territorio de la República y de su plataforma continental, quedan establecidas las siguientes categorías de zonas:

I. — Probadas: Las que correspondan con trampas estructurales, sedimentarias o estratigráficas donde se haya comprobado la existencia de hidrocarburos que puedan ser comercialmente explotables.

II. — Posibles: Las no comprendidas en la definición que antecede.

ARTICULO 11º — Las empresas estatales constituirán elementos fundamentales en el logro de los objetivos fijados en el artículo 3º y desarrollarán sus actividades de exploración y explotación en las zonas que el Estado reserve

LEY DE HIDROCARBUROS No. 17319

• • •

En uso de las atribuciones conferidas por el artículo 5º del Estatuto de la Revolución Argentina,

EL PRESIDENTE DE LA NACION ARGENTINA
SANCIONA Y PROMULGA CON FUERZA DE LEY:

TITULO I

Disposiciones Generales

ARTICULO 1º — Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional.

ARTICULO 2º — Las actividades relativas a la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas, conforme a las disposiciones de esta ley y las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo.

ARTICULO 3º — El Poder Ejecutivo Nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el artículo 2º, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

ARTICULO 4º — El Poder Ejecutivo podrá otorgar permisos de exploración y concesiones temporales de explotación y transporte de hidrocarburos, con los requisitos y en las condiciones que determine esta ley.

ARTICULO 5º — Los titulares de los permisos y de las concesiones, sin perjuicio de cumplir con las demás disposiciones vigentes, constituirán domicilio en la República y deberán poseer la solvencia financiera y la capacidad técnica adecuadas para ejecutar las tareas inherentes al derecho otorgado. Asimismo, serán de su exclusiva cuenta los riesgos propios de la actividad minera.

ARTICULO 6º — Los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, cumpliendo las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo sobre bases técnico-económicas razonables que contemplen la conveniencia del mercado interno y procuren estimular la exploración y explotación de hidrocarburos.

Durante el período en que la producción nacional de hidrocarburos líquidos no alcance a cubrir las necesidades internas será obligatoria la utilización en el país de todas las disponibilidades de origen nacional de dichos hidrocarburos, salvo en los casos en que justificadas razones técnicas no lo hicieran

La Autoridad de aplicación estará facultada para inspeccionar y controlar los trabajos inherentes a esta actividad.

SECCION 2ª

Permisos de exploración

ARTICULO 16º — El permiso de exploración confiere el derecho exclusivo de ejecutar todas las tareas que requiera la búsqueda de hidrocarburos dentro del perímetro delimitado por el permiso y durante los plazos que fija el artículo 23º.

ARTICULO 17º — A todo titular de un permiso de exploración corresponde el derecho de obtener una (1) concesión exclusiva de explotación de los hidrocarburos que descubre en el perímetro delimitado por el permiso, con arreglo a las normas vigentes al tiempo de otorgarse este último.

ARTICULO 18º — Los permisos de exploración serán otorgados por el Poder Ejecutivo a las personas físicas o jurídicas que reúnan los requisitos y observen los procedimientos especificados en la Sección 5ª.

ARTICULO 19º — El permiso de exploración autoriza la realización de los trabajos mencionados en el artículo 15º y de todos aquellos que las mejores técnicas aconsejen y la perforación de pozos exploratorios, con las limitaciones establecidas por el Código de Minería en sus artículos 31º y siguientes, en cuanto a los lugares en que tales labores se realicen.

El permiso autoriza asimismo a construir y emplear las vías de transporte y comunicación y los edificios o instalaciones que se requieran, todo ello con arreglo a lo establecido en el Título III y las demás disposiciones que sean aplicables.

ARTICULO 20º — La adjudicación de un permiso de exploración obliga a su titular a deslindar el área en el terreno, a realizar los trabajos necesarios para localizar hidrocarburos con la debida diligencia y de acuerdo con las técnicas más eficientes y a efectuar las inversiones mínimas a que se haya comprometido para cada uno de los períodos que el permiso comprenda.

Si la inversión realizada en cualquiera de dichos períodos fuera inferior a la comprometida, el permisionario deberá abonar al Estado la diferencia resultante, salvo caso fortuito o de fuerza mayor. Si mediaren acreditadas y aceptadas dificultades técnicas a juicio de la Autoridad de aplicación, podrá autorizarse la sustitución de dicho pago por el incremento de los compromisos establecidos para el período siguiente en una suma igual a la no invertida.

La renuncia del permisionario al derecho de exploración le obliga a abonar al Estado el monto de las inversiones comprometidas y no realizadas que correspondan al período en que dicha renuncia se produzca.

Si en cualquiera de los períodos las inversiones correspondientes a trabajos técnicamente aceptables superaran las sumas comprometidas, el permisionario podrá reducir en un importe igual al excedente las inversiones que correspondan al período siguiente, siempre que ello no afecte la realización de los trabajos indispensables para la eficaz exploración del área.

Cuando el permiso de exploración fuera parcialmente convertido en concesión de explotación, la Autoridad de aplicación podrá admitir que hasta el cincuenta por ciento (50 %) del remanente de la inversión que corresponda a la superficie abarcada por esa transformación sea destinado a la explotación de la misma, siempre que el resto del monto comprometido incremente la inversión pendiente en el área de exploración.

ARTICULO 21º — El permisionario que descubriere hidrocarburos deberá efectuar dentro de los treinta (30) días, bajo apercibimiento de incurrir en las sanciones establecidas en el Título VII, la correspondiente denuncia ante la Autoridad de aplicación. Podrá disponer de los productos que extraiga en el curso de los trabajos exploratorios, pero mientras no dé cumplimiento a lo exigido en el artículo 22º no estará facultado para proceder a la explotación del yacimiento.

Los hidrocarburos que se extraigan durante la exploración estarán sometidos al pago de una regalía del quince por ciento (15 %), con la excepción prevista en el artículo 63º.

ARTICULO 22º — Dentro de los treinta (30) días de la fecha en que el permisionario, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, determine que el yacimiento descubierto es comercialmente explotable, deberá declarar ante la Autoridad de aplicación su voluntad de obtener la correspondiente concesión de explotación, observando los recaudos consignados en el artículo 33º, párrafo 2º. La concesión deberá otorgársele dentro de los sesenta (60) días siguientes y el plazo de su vigencia se computará en la forma que establece el artículo 35º.

El omitir la precitada declaración u ocultar la condición de comercialmente explotable de un yacimiento, dará lugar a la aplicación de la sanción prevista y reglada en el artículo 80º, inc. e) y correlativos.

El otorgamiento de la concesión no comporta la caducidad de los derechos de exploración sobre las áreas que al efecto se retengan, durante los plazos pendientes.

ARTICULO 23º — Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada concurso con los máximos siguientes:

- Plazo básico — 1er. período hasta cuatro (4) años.
- 2do. período hasta tres (3) años.
- 3er. período hasta dos (2) años.
- Período de prórroga: hasta cinco (5) años.

Para las exploraciones en la plataforma continental cada uno de los períodos del plazo básico podrá incrementarse en un (1) año.

La prórroga prevista en este artículo es facultativa para el permisionario.

La transformación parcial del área del permiso de exploración en concesión de explotación realizada antes del vencimiento del plazo básico del permiso, conforme a lo establecido en el artículo 22º, autoriza a adicionar al plazo de la concesión el lapso no transcurrido del permiso de exploración, excluido el término de la prórroga.

En cualquier momento el permisionario podrá renunciar a toda o parte del área cubierta por el permiso de exploración, sin perjuicio de las obligaciones prescritas en el artículo 20º.

ARTICULO 24º — Podrán otorgarse permisos de exploración solamente en zonas posibles. La unidad de exploración tendrá una superficie de cien (100) km².

ARTICULO 25º — Los permisos de exploración abarcarán áreas cuya superficie no exceda de cien (100) unidades. Los que se otorguen sobre la plataforma continental no superarán las ciento cincuenta (150) unidades.

Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco (5) permisos de exploración, ya sea en forma directa o indirecta.

ARTICULO 26º — Al fenecer cada uno de los períodos primero y segundo del plazo básico de un permiso de exploración el permisionario reducirá su área, como mínimo, al cincuenta por ciento (50 %) de la superficie remanente del permiso al concluir el respectivo período. El área remanente será igual a

la original menos las superficies restituídas con anterioridad o transformadas en lotes de una concesión de explotación.

Al término del plazo básico el permisionario restituirá el total del área remanente, salvo si ejercitara el derecho de utilizar el período de prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedará limitada al 50 % del área remanente antes del fenecimiento del último período de dicho plazo básico.

SECCION 3ª

Concesiones de explotación

ARTICULO 27º — La concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión, durante el plazo que fija el artículo 35º.

ARTICULO 28º — A todo titular de una concesión de explotación corresponde el derecho de obtener una concesión para el transporte de sus hidrocarburos, sujeta a lo determinado en la Sección 4ª del presente título.

ARTICULO 29º — Las concesiones de explotación serán otorgadas por el Poder Ejecutivo a las personas físicas o jurídicas que ejerciten el derecho acordado por el artículo 17º, cumpliendo las formalidades consignadas en el artículo 22º.

El Poder Ejecutivo, además, podrá otorgar concesiones de explotación sobre zonas probadas a quienes reúnan los requisitos y observen los procedimientos especificados por la Sección 5ª del presente Título. Esta modalidad de concesión no implica en modo alguno garantizar la existencia en tales áreas de hidrocarburos comercialmente explotables.

ARTICULO 30º — La concesión de explotación autoriza a realizar dentro de los límites especificados en el respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas; y dentro y fuera de tales límites, aunque sin perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios, autoriza asimismo a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos, y, en general, cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades. Todo lo anteriormente autorizado lo será con arreglo a lo dispuesto por ésta y otras leyes, decretos o reglamentaciones nacionales o locales de aplicación al caso.

ARTICULO 31º — Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con las características y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas.

ARTICULO 32º — Dentro de los noventa (90) días de haber formulado la declaración a que se refiere el artículo 22º y posteriormente en forma periódica, el concesionario someterá a la aprobación de la Autoridad de aplicación los programas de desarrollo y compromisos de inversión correspondientes a cada uno de los lotes de explotación. Tales programas deberán cumplir los requisitos establecidos en el artículo 31º y ser aptos para acelerar en todo lo posible la delimitación final del área de concesión con arreglo al artículo 33º.

ARTICULO 33º — Cada uno de los lotes abarcados por una concesión deberá coincidir lo más aproximadamente posible, con todo o parte de trampas productivas de hidrocarburos comercialmente explotables.

El concesionario deberá practicar la mensura de cada uno de dichos lotes, debiendo reajustar sus límites conforme al mejor conocimiento que adquiera de las trampas productivas.

En ningún caso los límites de cada lote podrán exceder el área retenida del permiso de exploración.

ARTICULO 34º — El área máxima de concesión de explotación que no provenga de un permiso de exploración, será de doscientos cincuenta (250) km².

Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco (5) concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen.

ARTICULO 35º — Las concesiones de explotación tendrán una vigencia de veinticinco (25) años a contar desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23º. El Poder Ejecutivo podrá prorrogarlas hasta por diez (10) años, en las condiciones que se establezcan al otorgarse la prórroga y siempre que el concesionario haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes de la concesión. La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor de seis (6) meses al vencimiento de la concesión.

ARTICULO 36º — La Autoridad de aplicación vigilará el cumplimiento por parte de los concesionarios de las obligaciones que esta ley les asigna, conforme a los procedimientos que fije la reglamentación.

Vigilará, asimismo, que no se causen perjuicios a los permisionarios o concesionarios vecinos, y, de no mediar acuerdo entre las partes, impondrá condiciones de explotación en las zonas limítrofes de las concesiones.

ARTICULO 37º — La reversión total o parcial al Estado de uno o más lotes de una concesión de explotación comportará la transferencia a su favor, sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión. Se excluyen de la reversión al Estado los equipos móviles no vinculados exclusivamente a la producción del yacimiento y todas las demás instalaciones relacionadas al ejercicio por el concesionario de los derechos de industrialización y comercialización que le atribuye el artículo 6º o de otros derechos subsistentes.

ARTICULO 38º — El concesionario de explotación que en el curso de los trabajos autorizados en virtud de esta ley descubriera sustancias minerales no comprendidas en este ordenamiento, tendrá el derecho de extraerlas y apropiárselas cumpliendo en cada caso, previamente, con las obligaciones que el Código de Minería establece para el descubridor, ante la Autoridad Minera que corresponda por razones de jurisdicción.

Cuando en el área de una concesión de explotación terrenos ajenos a ella descubrieran sustancias de primera o segunda categoría, el descubridor podrá emprender trabajos mineros, siempre que no perjudiquen los que realiza el explotador. Caso contrario, y a falta de acuerdo de partes, la Autoridad de aplicación, con audiencia de la Autoridad Minera jurisdiccional, determinará la explotación a que debe acordarse preferencia, si no fuera posible el trabajo simultáneo de ambas. La resolución respectiva se fundará en razones de interés nacional y no obstará al pago de las indemnizaciones que correspondan por parte de quien resulte beneficiario.

Para las sustancias de tercera categoría es de aplicación el artículo 252º del Código de Minería.

Cuando el propietario de una mina, cualesquiera sea la categoría de las

sustancias, hallare hidrocarburos, sin perjuicio de disponer de los mismos únicamente en la medida requerida por el proceso de extracción y beneficio de los minerales, lo comunicará a la Autoridad de aplicación dentro de los quince (15) días del hallazgo, a fin de que decida sobre el particular conforme a la presente ley.

SECCION 4ª

Concesiones de Transporte

ARTICULO 39º — La concesión de transporte confiere, durante los plazos que fija el artículo 41º, el derecho de trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes, pudiéndose construir y operar a tal efecto oleoductos, gasoductos, poliductos, plantas de almacenaje y de bombeo o compresión; obras portuarias, viales y férreas; infraestructuras de aeronavegación y demás instalaciones y accesorios necesarios para el buen funcionamiento del sistema con sujeción a la legislación general y normas técnicas vigentes.

ARTICULO 40º — Las concesiones de transporte serán otorgadas por el Poder Ejecutivo a las personas físicas o jurídicas que reúnan los requisitos y observen los procedimientos que la Sección 5ª especifica.

Los concesionarios de explotación que, ejercitando el derecho conferido por el artículo 28º, dispongan la construcción de obras permanentes para el transporte de hidrocarburos que excedan los límites de alguno de los lotes concedidos, estarán obligados a constituirse en concesionarios de transporte, ajustándose a las condiciones y requisitos respectivos, cuya observancia verificará la Autoridad de aplicación. Cuando las aludidas instalaciones permanentes no rebasen los límites de alguno de los lotes de la concesión, será facultativa la concesión de transporte y, en su caso, el plazo respectivo será computado desde la habilitación de las obras.

ARTICULO 41º — Las concesiones a que se refiere la presente Sección serán otorgadas por un plazo de treinta y cinco (35) años a contar desde la fecha de adjudicación, pudiendo el Poder Ejecutivo, a petición de los titulares, prorrogarlos por hasta diez (10) años más por resolución fundada. Vencidos dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado Nacional sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho.

ARTICULO 42º — Las concesiones de transporte en ningún caso implicarán un privilegio de exclusividad que impida al Poder Ejecutivo otorgar iguales derechos a terceros en la misma zona.

ARTICULO 43º — Mientras sus instalaciones tengan capacidad vacante y no existan razones técnicas que lo impidan, los concesionarios estarán obligados a transportar los hidrocarburos de terceros sin discriminación de personas y al mismo precio para todos en igualdad de circunstancias, pero esta obligación quedará subordinada, sin embargo, a la satisfacción de las necesidades del propio concesionario.

Los contratos de concesión especificarán las bases para el establecimiento de las tarifas y condiciones de la prestación del servicio de transporte.

La Autoridad de aplicación establecerá normas de coordinación y complementación de los sistemas de transporte.

ARTICULO 44º — En todo cuanto no exista previsión expresa en esta ley, su reglamentación o los respectivos contratos de concesión, con relación a

transporte de hidrocarburos fluidos por cuenta de terceros, serán de aplicación las normas que rijan los transportes.

SECCION 5ª

Adjudicaciones

ARTICULO 45º — Los permisos y concesiones regulados por esta ley serán adjudicados mediante concursos en los cuales podrá presentar ofertas cualquier persona física o jurídica que reúna las condiciones establecidas en el artículo 5º y cumpla los requisitos exigidos en esta Sección.

Las concesiones que resulten de la aplicación de los artículos 29º, párrafo 1º y 40º, 2º párrafo, serán adjudicadas conforme a los procedimientos establecidos en las Secciones 2ª y 4ª del Título II.

ARTICULO 46º — El Poder Ejecutivo determinará en la oportunidad que estime más conveniente para alcanzar los objetivos de esta ley, las áreas a que alude el artículo 9º con respecto a las cuales la Autoridad de aplicación dispondrá la realización de los concursos destinados a otorgar permisos y concesiones.

Sin perjuicio del procedimiento previsto en el párrafo anterior, los interesados en las actividades regidas por esta ley podrán presentar propuestas a la Autoridad de aplicación especificando los aspectos generales que comprendería su programa de realizaciones y los lugares y superficies requeridos para su desarrollo. Si el Poder Ejecutivo estimare que la propuesta formulada resulta de interés para la Nación, autorizará someter a concurso el respectivo proyecto en la forma que esta Sección establece. En tales casos, el autor de la propuesta será preferido en paridad de condiciones de adjudicación.

ARTICULO 47º — Dispuesto el llamado a concurso en cualquiera de los procedimientos considerados por el artículo 46º, la autoridad de aplicación confeccionará el pliego respectivo, el que consignará a título ilustrativo y con mención de su origen, las informaciones disponibles concernientes a la presentación de propuestas.

Asimismo, el pliego contendrá las condiciones y garantías a que deberán ajustarse las ofertas y enunciará las bases fundamentales que se tendrán en consideración para valorar la conveniencia de las propuestas, tales como el importe y los plazos de las inversiones en obras y trabajos que se comprometan y ventajas especiales para la Nación incluyendo bonificaciones, pagos iniciales diferidos o progresivos, obras de interés general, etc.

El llamado a concurso deberá difundirse durante no menos de diez (10) días en los lugares y por medios que se consideren idóneos para asegurar su más amplio conocimiento, debiéndose incluir entre éstos, necesariamente, al Boletín Oficial. Las publicaciones se efectuarán con una anticipación mínima de sesenta (60) días al indicado para el comienzo de recepción de ofertas.

ARTICULO 48º — La Autoridad de aplicación estudiará todas las propuestas y podrá requerir de aquellos oferentes que hayan presentado las de mayor interés, las mejoras que considere necesarias para alcanzar condiciones satisfactorias. La adjudicación recaerá en el oferente que haya presentado la oferta que a criterio debidamente fundado del Poder Ejecutivo, resultare en definitiva la más conveniente a los intereses de la Nación.

Es atribución del Poder Ejecutivo rechazar todas las ofertas presentadas o adjudicar al único oferente en el concurso.

ARTICULO 49º — Hasta treinta (30) días antes de la fecha en que se inicie la recepción de ofertas, quienes se consideren lesionados por el llamado a

concurso, sea cual fuere la razón que invoquen, podrán formular oposición escrita ante la Autoridad de aplicación acompañando la documentación en que aquélla se funde.

- Dicha Autoridad podrá dejar en suspenso el concurso si, a su juicio, la oposición se fundara documentada y suficientemente.

No se admitirán oposiciones del propietario superficiario de la zona a que se refiere el llamado, basadas solamente en los daños que le pudiese ocasionar la adjudicación, sin perjuicio de lo dispuesto en el Título III de esta misma ley.

ARTICULO 50º — Podrán presentar ofertas las personas inscriptas en el registro que la Autoridad de aplicación habilitará al efecto y aquellas que, sin estarlo, inicien el correspondiente trámite antes de los diez (10) días de la fecha en que se inicie la recepción de las propuestas y cumplan los requisitos que se exijan.

ARTICULO 51º — No podrán inscribirse en el registro preeitado ni presentar ofertas válidas para optar a permisos y concesiones regidas por esta ley, las personas jurídicas extranjeras de derecho público en calidad de tales.

ARTICULO 52º — Los interesados presentarán juntamente con sus ofertas, una garantía de mantenimiento de sus propuestas en las formas admitidas y por los montos fijados en la reglamentación o en los pliegos de condiciones.

ARTICULO 53º Pendiente de adjudicación un concurso, no podrá llamarse otro sobre la misma área. En caso de que así ocurriera, los afectados podrán hacer valer sus derechos mediante oposición al llamado, en la forma y tiempo previstos por el artículo 49º.

ARTICULO 54º — Cualquiera sea el resultado del concurso, los oferentes no podrán reclamar válidamente perjuicio alguno indemnizable por el Estado con motivo de la presentación de propuestas, ni repetir contra éste los gastos irrogados por su preparación o estudio.

ARTICULO 55º — Toda adjudicación de permisos o concesiones regidos por esta ley y la aceptación de sus cesiones será protocolizada o, en su caso, anotada marginalmente, sin cargo, por el escribano general de Gobierno en el Registro del Estado Nacional, constituyendo el testimonio de este asiento el título formal del derecho otorgado.

SECCION 6ª

Tributos

ARTICULO 56º — Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación estarán sujetos, mientras esté vigente el permiso o concesión respectivo, al régimen fiscal que para toda la República se establece seguidamente:

- a) Tendrán a su cargo el pago de todos los tributos provinciales y municipales existentes a la fecha de la adjudicación. Durante la vigencia de los permisos y concesiones, las Provincias y Municipalidades no podrán gravar a sus titulares con nuevos tributos ni aumentar los existentes, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras o incremento general de impuestos.
- b) En el orden nacional estarán sujetos, con arreglo a las normas de aplicación respectivas y en cuanto correspondiere, al pago de derechos aduaneros, impuestos u otros tributos que graven los bienes importados al país y de recargos cambiarios. Asimismo, estarán obligados al pago del impuesto a las ganancias eventuales; al canon

establecido por el artículo 57º para el período básico y para la prórroga durante la exploración y por el artículo 58º para la explotación; a las regalías estatuidas por los artículos 21º, 59º y 62º; al cumplimiento de las obligaciones a que se refiere el artículo 64º y al pago del impuesto que estatuye el inciso siguiente.

- c) La utilidad neta que obtengan en el ejercicio de su actividad como permisionarios o concesionarios, queda sujeta al impuesto especial a la renta que se fija a continuación. A tal efecto, dicha utilidad neta se establecerá con arreglo a los principios que rigen la determinación del rédito neto para la liquidación del impuesto a los réditos estatuido por la Ley Nº 11.682 (t. o. 1960 y sus modificaciones) cuyas normas serán aplicables en lo pertinente con sujeción a las siguientes disposiciones especiales:

I. — El precio de venta de los hidrocarburos extraídos será el que se cobre en operaciones con terceros. En caso de que exista vinculación económica entre el concesionario y el comprador, no se fije precios o se destine el producto a ulteriores procesos de industrialización, el precio se fijará conforme al valor corriente del producto en el mercado interno al tiempo de enajenarse o industrializarse.

En caso de exportación de hidrocarburos, su valor comercial a los efectos de este artículo se fijará en cada oportunidad sobre la base del precio real obtenido por el concesionario en la exportación o, de no poder determinarse o no ser razonable, fundándose en precios de referencia que se establecerán periódicamente y para lo futuro sobre bases técnicamente aceptables.

II. — Podrán deducirse de las utilidades del año fiscal, las sumas efectivamente invertidas en gastos directos de exploración a que se refiere el art. 62º inc. n) de la Ley Nº 11.682 (t. o. 1960 y sus modificaciones) solamente durante el primer período del plazo básico del correspondiente permiso, sin perjuicio del tratamiento que le corresponda como costo susceptible de amortización. No se consideran gastos de exploración las inversiones en máquinas, equipos y demás bienes del activo fijo sujetos al tratamiento establecido en el apartado siguiente.

III. — Sin perjuicio de la amortización ordinaria que técnicamente corresponda, podrá deducirse de las utilidades del año fiscal y durante el primer período del plazo básico de la exploración, un importe equivalente al cien por ciento de las cuotas de amortización ordinaria que corresponda a las inversiones en máquinas, equipos y otros bienes del activo fijo utilizados en las tareas de exploración de dicho primer período.

IV. — Los permisionarios podrán optar entre el sistema que se fija en los apartados anteriores II y III o la deducción simple, contra cualquier tipo de renta de fuente argentina que les correspondiere, de las sumas efectivamente invertidas en gastos directos de exploración durante el primer período del plazo básico y las amortizaciones ordinarias que técnicamente correspondan en inversiones en máquinas, equipos y demás bienes de activo fijo aplicados a dichos trabajos de exploración durante el citado primer período. En caso de hacer uso de esta opción, los gastos directos y las amortizaciones así tratadas no podrán ser nuevamente considerados como gastos ni inversiones amortizables, a los efectos de la determinación

de la utilidad fiscal neta a que se refiere el apartado V del presente artículo.

- V. — Para la determinación de la utilidad fiscal neta no podrán deducirse: los tributos provinciales o municipales, salvo que se trate de tasas retributivas de servicios o contribuciones de mejoras; el canon correspondiente al período básico de exploración y el relativo a la explotación; las regalías previstas en los artículos 59º y 62º; el saldo del impuesto especial a la renta, ni los gastos directos en exploración o las inversiones amortizables, cuando se hiciere uso de la opción acordada en el apartado IV del presente artículo.
- VI. — Sobre la utilidad fiscal neta determinada según las cláusulas que anteceden se aplicará la tasa del cincuenta y cinco por ciento (55 %), estableciéndose así el monto del impuesto especial a la renta.
- VII. — Del monto del impuesto así determinado se deducirá el importe: de los tributos provinciales o municipales, salvo que se trate de tasas retributivas de servicios o contribuciones de mejoras; del canon correspondiente al período básico de exploración y del relativo a la explotación y de las regalías previstas en los artículos 59º y 62º. Si el saldo resultante, fuera positivo, deberá ser ingresado en la forma y plazo que determina la Dirección General Impositiva. En caso contrario, los permisionarios o concesionarios acreditarán el excedente como pago a cuenta del presente impuesto especial, correspondiente a los ejercicios fiscales siguientes.
- En ningún caso este excedente podrá ser objeto de devolución o transferencia.
- VIII. — La Dirección General Impositiva tendrá a su cargo la aplicación, percepción y fiscalización de este impuesto, con arreglo a las disposiciones de la Ley 11.683 (t. o. 1960 y sus modificaciones) y sus reglamentaciones.
- IX. — El Poder Ejecutivo con intervención de la Autoridad de aplicación de esta ley y de la Dirección General Impositiva, reglamentará el tratamiento fiscal de los cargos que puedan ser diferidos; los regímenes especiales de amortización y los métodos de distribución y cómputo de los gastos o bienes comunes cuando los permisionarios o concesionarios desarrollen contemporáneamente otras actividades además de las comprendidas en esta ley. Las ventajas especiales para la Nación a que alude el artículo 64º, podrán ser consideradas como inversiones amortizables.
- X. — Los saldos recaudados de acuerdo al punto VII serán distribuidos de acuerdo con el régimen de coparticipación del impuesto a los réditos establecido por la ley 14.788 y sus disposiciones modificatorias o complementarias.
- d) En virtud de las estipulaciones que anteceden, los permisionarios o concesionarios quedan exentos del pago de todo otro tributo nacional, presente o futuro, de cualquier naturaleza o denominación —incluyendo los tributos que pudieran recaer sobre los accionistas u otros beneficiarios directos de estas rentas— que tengan vinculación con la actividad a que se refiere este artículo. No gozan de esta exención por las tasas retributivas de servicios, por las contribuciones de mejoras y por los impuestos atribuibles a terceros que los permisionarios o concesionarios hayan tomado a su cargo. Cuan-

do hubieren tomado a su cargo el pago de impuestos correspondientes a los intereses de financiaciones del exterior bajo forma de préstamos, créditos u otros conceptos con destino al desarrollo de su actividad, la renta sujeta al gravamen, a los fines de establecer el monto imponible, no será acrecentada con el importe de dichos impuestos.

ARTICULO 57° — El titular de un permiso de exploración pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la siguiente escala:

a) Plazo básico:

1er. período —quinientos pesos moneda nacional (m\$n. 500.—).

2do. período —mil pesos moneda nacional (m\$n. 1.000.—);

3er. período —mil quinientos pesos moneda nacional (m\$n. 1.500.—).

b) Prórroga:

Durante el primer año de su vigencia abonará por adelantado cien mil pesos moneda nacional (m\$n. 100.000.—) por km² o fracción, incrementándose dicho monto en el 50 % anual acumulativo.

El importe de este tributo podrá reajustarse compensándolo con las inversiones efectivamente realizadas en la exploración de la fracción remanente, hasta la concurrencia de un canon mínimo de diez mil pesos moneda nacional (m\$n. 10.000.—) por km² que será abonado en todos los casos.

ARTICULO 58° — El concesionario de explotación pagará anualmente y por adelantado por cada kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área un canon de veinte mil pesos moneda nacional (m\$n. 20.000.—).

ARTICULO 59° — El concesionario de explotación pagará mensualmente al Estado Nacional, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, un porcentaje del doce por ciento (12 %), que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta el cinco por ciento (5 %) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

ARTICULO 60° — La regalía será percibida en efectivo, salvo que noventa (90) días antes de la fecha de pago, el Estado exprese su voluntad de percibirla en especie, decisión que se mantendrá por un mínimo de seis (6) meses.

En caso de optarse por el pago en especie, el concesionario tendrá la obligación de almacenar sin cargo alguno durante un plazo máximo de treinta (30) días, los hidrocarburos líquidos a entregar en concepto de regalía.

Transcurrido ese plazo, la falta de retiro de los productos almacenados importa la manifestación del Estado de percibir en efectivo la regalía.

La obligación de almacenaje no rige respecto de los hidrocarburos gaseosos.

ARTICULO 61° — El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que se determinará mensualmente por la Autoridad de aplicación restando del fijado según las normas establecidas en el inciso c) apartado I del artículo 56°, el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. Si la Autoridad no lo fijara, regirá el último establecido.

ARTICULO 62° — La producción de gas natural tributará mensualmente, en concepto de regalía, el doce por ciento (12 %) del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, porcentaje que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta el cinco por ciento (5 %) teniendo en cuenta los factores que menciona el artículo 59°.

Para el pago de esta regalía el valor del gas será fijado conforme al procedimiento indicado para el petróleo crudo en el artículo 61°.

El pago en especie de esta regalía sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable.

ARTICULO 63º — No serán gravados con regalías los hidrocarburos usados por el concesionario o permisionario en las necesidades de las explotaciones y exploraciones.

ARTICULO 64º — Las ventajas especiales para la Nación que los concesionarios hayan comprometido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 47º, serán exigibles en la forma y oportunidad que en cada caso se establezca.

ARTICULO 65º — Los hidrocarburos que se pierdan por culpa o negligencia del concesionario serán incluidos en el cómputo de su respectiva producción, a los efectos tributarios consiguientes, sin perjuicio de las sanciones que fuere del caso aplicar.

TÍTULO III

Otros Derechos y Obligaciones

ARTICULO 66º — Los permisionarios y concesionarios instituidos en virtud de lo dispuesto en las Secciones 2ª, 3ª y 4ª del Título II de esta ley, a los efectos del ejercicio de sus atribuciones tendrán los derechos acordados por el Código de Minería en los artículos 42º y siguientes, 48º y siguientes, y concordantes de ambos, respecto de los inmuebles de propiedad fiscal o particular ubicados dentro o fuera de los límites del área afectada por sus trabajos.

Las pertinentes tramitaciones se realizarán por intermedio de la Autoridad de aplicación, debiendo comunicarse a las autoridades mineras jurisdiccionales, en cuanto corresponda, las resoluciones que se adopten.

La oposición del propietario a la ocupación misma o su falta de acuerdo con las indemnizaciones fijadas, en ningún caso será causa suficiente para suspender o impedir los trabajos autorizados, siempre que el concesionario afiance satisfactoriamente los eventuales perjuicios.

ARTICULO 67º — El mismo derecho será acordado a los permisionarios y concesionarios cuyas áreas se encuentren cubiertas por las aguas de mares, ríos, lagos o lagunas, con respecto a los terrenos costeros colindantes con dichas áreas o de la costa más cercana a éstas, para el establecimiento de muelles, almacenes, oficinas, vías de comunicación y transporte y demás instalaciones necesarias para la buena ejecución de los trabajos.

ARTICULO 68º — La importación de materiales, equipos, maquinarias y demás elementos necesarios para el desarrollo de las actividades regladas en esta ley, se sujetará a las normas que dicte la autoridad competente, las que asegurarán el mismo tratamiento a las empresas estatales y privadas.

ARTICULO 69º — Constituyen obligaciones de permisionarios y concesionarios, sin perjuicio de las establecidas en el Título II:

- a) Realizar todos aquellos trabajos que por aplicación de esta ley les corresponda, observando las técnicas más modernas, racionales y eficientes.
- b) Adoptar todas las medidas necesarias para evitar daños a los yacimientos, con motivo de la perforación, operación, conservación o abandono de pozos, dando cuenta inmediata a la Autoridad de aplicación de cualquier novedad al respecto.
- c) Evitar cualquier desperdicio de hidrocarburos; si la pérdida obedeciera a culpa o negligencia, el permisionario o concesionario responderá por los daños causados al Estado o a terceros.
- d) Adoptar las medidas de seguridad aconsejadas por las prácticas aceptadas en la materia, a fin de evitar siniestros de todo tipo, dando cuenta a la Autoridad de aplicación de los que ocurrieren.

- e) Adoptar las medidas necesarias para evitar o reducir los perjuicios a las actividades agropecuarias, a la pesca y a las comunicaciones, como así también a los mantos de agua que se hallaren durante la perforación.
- f) Cumplir las normas legales y reglamentarias nacionales, provinciales y municipales que les sean aplicables.

ARTICULO 70º — Los permisionarios y concesionarios suministrarán a la Autoridad de aplicación en la forma y oportunidad que ésta determine, la información primaria referente a sus trabajos y, asimismo, la demás necesaria para que cumpla las funciones que le asigna la presente ley.

ARTICULO 71º — Quienes efectúen trabajos regulados por esta ley contemplarán preferentemente el empleo de ciudadanos argentinos en todos los niveles de la actividad, incluso el directivo y en especial de los residentes en la región donde se desarrollen dichos trabajos.

La proporción de ciudadanos nacionales referida al total del personal empleado por cada permisionario o concesionario, no podrá en ningún caso ser inferior al setenta y cinco por ciento (75 %), la que deberá alcanzarse en los plazos que fije la reglamentación o los pliegos.

Igualmente capacitarán al personal bajo su dependencia en las técnicas específicas de cada una de sus actividades.

TITULO IV

Cesiones

ARTICULO 72º — Los permisos y concesiones acordados en virtud de esta ley pueden ser cedidos, previa autorización del Poder Ejecutivo, en favor de quienes reúnan y cumplan las condiciones y requisitos exigidos para ser permisionarios o concesionarios, según corresponda.

La solicitud de cesión será presentada ante la Autoridad de aplicación, acompañada de la minuta de escritura pública.

ARTICULO 73º — Los concesionarios de explotación podrán contratar préstamos bajo la condición de que el incumplimiento de tales contratos por parte de ellos, importará la cesión de pleno derecho de la concesión en favor del acreedor. Dichos contratos se someterán a la previa aprobación del Poder Ejecutivo, la que sólo será acordada en caso de garantizarse satisfactoriamente el cumplimiento de las condiciones exigidas en el artículo 72º.

ARTICULO 74º — Los escribanos públicos no autorizarán ninguna escritura de cesión sin exigir del cedente una constancia escrita de la Autoridad de aplicación, acreditando que no se adeudan tributos de ninguna clase por el derecho que se pretende ceder. Tal constancia y el decreto que la autorice en copia auténtica, quedarán incorporados en el respectivo protocolo.

TITULO V

Inspección y Fiscalización

ARTICULO 75º — La Autoridad de aplicación fiscalizará el ejercicio de las actividades a que se refiere el artículo 2º de la presente ley, a fin de asegurar la observancia de las normas legales y reglamentarias correspondientes.

Tendrá acceso, asimismo, a la contabilidad de los permisionarios o concesionarios.

ARTICULO 76º — Las facultades acordadas por el artículo precedente no obstan al ejercicio de las atribuciones conferidas al Estado por otras leyes,

con cualquier objetivo de gobierno, cuyo cumplimiento también autorice inspecciones o controles oficiales.

ARTICULO 77º — Los permisionarios y concesionarios facilitarán en la forma más amplia el ejercicio por parte de los funcionarios competentes de las tareas de inspección y fiscalización.

ARTICULO 78º — Para el ejercicio de sus funciones de inspección y fiscalización, la Autoridad de aplicación podrá hacer uso de los medios que a tal fin considere necesarios.

TITULO VI

Nulidad, caducidad y extinción de los permisos y concesiones

ARTICULO 79º — Son absolutamente nulos:

- a) Los permisos o concesiones otorgados a personas impedidas, excluidas o incapaces para adquirirlos, conforme a las disposiciones de esta ley.
- b) Las cesiones de permisos o concesiones realizadas en favor de las personas aludidas en el inciso precedente.
- c) Los permisos y concesiones adquiridos de modo distinto al previsto en esta ley.
- d) Los permisos y concesiones que se superpongan a otros otorgados con anterioridad o a zonas vedadas a la actividad petrolera, pero sólo respecto del área superpuesta.

ARTICULO 80º — Las concesiones o permisos caducan:

- a) Por falta de pago de una anualidad del canon respectivo, tres (3) meses después de vencido el plazo para abonarlo.
- b) Por falta de pago de las regalías, tres (3) meses después de vencido el plazo para abonarlas.
- c) Por incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia de productividad, conservación, inversiones, trabajos o ventajas especiales.
- d) Por transgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la Autoridad de aplicación o de observar las técnicas adecuadas en la realización de los trabajos.
- e) Por no haberse dado cumplimiento a las obligaciones resultantes de los artículos 22º y 32º.
- f) Por haber caído su titular en estado legal de falencia, conforme con la resolución judicial ejecutoria que así lo declare.
- g) Por fallecimiento de la persona física o fin de la existencia de la persona jurídica titular del derecho, salvo acto expreso del Poder Ejecutivo manteniéndolo en cabeza de los sucesores, si éstos reunieran los requisitos exigidos para ser titulares.
- h) Por incumplimiento de la obligación de transportar hidrocarburos de terceros en las condiciones establecidas en el artículo 43º o la reiterada infracción al régimen de tarifas aprobado para estos transportes.

Previamente a la declaración de caducidad por las causales previstas en los incisos a), b), c), d), e) y h) del presente artículo, la Autoridad de aplicación intimará a los permisionarios y concesionarios para que subsanen dichas transgresiones en el plazo que fije.

ARTICULO 81º — Las concesiones y permisos se extinguen:

- a) Por el vencimiento de sus plazos.
- b) Por renuncia de su titular, la que podrá referirse a solamente una parte de la respectiva área, con reducción proporcional de las obli-

gaciones a su cargo, siempre que resulte compatible con la finalidad del derecho.

ARTICULO 82º — La extinción por renuncia será precedida, inexcusablemente, de la cancelación por el titular de la concesión o permiso de todos los tributos impagos y demás deudas exigibles.

ARTICULO 83º — Comprobada la causal de nulidad o caducidad con el debido proceso legal, el Poder Ejecutivo dictará la pertinente resolución fundada.

ARTICULO 84º — Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 56º, inc. c), apartado VIII, el cobro judicial de cualquier deuda o de las multas ejecutoriadas, se hará por la vía de apremio establecida en el título XXV de la ley 50, sirviendo de suficiente título a tal efecto la pertinente certificación de la Autoridad de aplicación.

ARTICULO 85º — Anulado, caducado o extinguido un permiso o concesión revertirán al Estado las áreas respectivas con todas las mejoras, instalaciones, pozos y demás elementos que el titular de dicho permiso o concesión haya afectado al ejercicio de su respectiva actividad, en las condiciones establecidas en los artículos 37º y 41º.

ARTICULO 86º — En las cláusulas particulares de los permisos y concesiones se podrá establecer, cuando el Poder Ejecutivo lo considere pertinente, la intervención de un tribunal arbitral para entender en cuanto se relacione con la declaración administrativa de caducidad o nulidad, efectuada por el Poder Ejecutivo según lo previsto en el artículo 83º, en sus consecuencias patrimoniales. Igual tratamiento podrá acordarse respecto de las divergencias que se planteen entre los interesados y la Autoridad de aplicación sobre determinadas cuestiones técnicas, especificadas al efecto en cada permiso o concesión.

El tribunal arbitral estará constituido por un árbitro designado por cada una de las partes y el tercero por acuerdo de ambos o, en su defecto, por el Presidente de la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

TITULO VII

Sanciones y Recursos

ARTICULO 87º — El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones emergentes de los permisos y concesiones que no configuren causal de caducidad ni sea reprimido de una manera distinta, será penado por la Autoridad de aplicación con multas que, de acuerdo con la gravedad e incidencia del incumplimiento de las actividades respectivas, oscilarán entre cien mil (m\$u. 100.000.—) y diez millones de pesos moneda nacional (m\$u. 10.000.000.—). Dentro de los diez (10) días de pagada la multa, los permisionarios o concesionarios podrán promover su repetición ante el tribunal competente.

ARTICULO 88º — El incumplimiento de sus obligaciones por parte de los oferentes, permisionarios o concesionarios, facultará en todos los casos a la aplicación por la Autoridad de apercibimiento, suspensión o eliminación del Registro a que se refiere el artículo 50º, en la forma que se reglamente. Estas sanciones no enervarán otros permisos o concesiones de que fuera titular el causante.

ARTICULO 89º — Con la declaración de nulidad o caducidad a que se refiere el artículo 83º, se tendrá por satisfecho el requisito de la ley 3.952 (modificada por la ley 11.634) sobre denegación del derecho controvertido por parte del Poder Ejecutivo, y el interesado podrá optar entre la pertinente demanda judicial contra la Nación o la intervención, en su caso, del tribunal

arbitral que menciona el artículo 86º. La acción del interesado en uno u otro sentido prescribirá a los seis (6) meses, contados desde la fecha en que se le haya notificado la resolución del Poder Ejecutivo.

ARTICULO 90º — La autoridad de aplicación contará con representación directa en sede judicial en toda acción derivada de esta ley en que el Estado Nacional sea parte.

TITULO VIII

Empresas Estatales

ARTICULO 91º — Las zonas inicialmente reservadas para ser exploradas y explotadas por las empresas estatales se detallan en el Anexo Unico que forma parte de esta ley.

ARTICULO 92º — Las áreas reservadas a la exploración por parte de las empresas estatales estarán sometidas a las reducciones que establece el artículo 26º en los plazos fijados por el artículo 23º, los que se computarán, por vez primera a partir de la fecha de vigencia de la presente ley. Esta norma no obstará a la aplicación del artículo 11º.

ARTICULO 93º — A los fines señalados en los artículos 12º y 13º las empresas estatales abonarán al Estado Nacional, en efectivo, el doce por ciento (12 %) del producido bruto en boca de pozo de los hidrocarburos que extraigan de los yacimientos ubicados en las áreas reservadas a dichas empresas, con la eventual reducción prevista en los artículos 59º y 62º.

ARTICULO 94º — Las empresas estatales quedan sometidas en el ejercicio de sus actividades de exploración, explotación y transporte, a todos los requisitos, obligaciones, controles e inspecciones que disponga la Autoridad de aplicación, gozando asimismo de los derechos atribuidos por esta ley a los permisionarios y concesionarios.

ARTICULO 95º — De conformidad con lo que establece el artículo 11º, las empresas estatales quedan facultadas para convenir con personas jurídicas de derecho público o privado las vinculaciones contractuales más adecuadas para el eficiente desenvolvimiento de sus actividades, incluyendo la integración de sociedades.

El régimen fiscal establecido en el Título II, Sección 6ª, de la presente ley, no será aplicable a quienes suscriban con las empresas estatales contratos de locación de obras y servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, o con igual fin se asocien con ellas sin constituir personas jurídicas distintas de las de sus integrantes, los que quedarán sujetos, en cambio, a la legislación fiscal general que les fuere aplicable.

Toda sociedad integrada por una empresa estatal con personalidad jurídica distinta de la de sus integrantes, que desarrolle actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, estará sujeta al pago de los tributos previstos en el Título II, Sección 6ª de esta ley.

ARTICULO 96º — A los efectos de la presente ley se entenderá por empresas estatales a Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Gas del Estado y aquellas que, con cualquier forma jurídica y bajo contralor permanente del Estado, las sucedan o reemplacen en el ejercicio de sus actuales actividades.

TITULO IX

Autoridad de aplicación

ARTICULO 97º — La aplicación de la presente ley compete a la Secretaría

de Estado de Energía y Minería o a los organismos que dentro de su ámbito se determinen, con las excepciones que determina el artículo 98º.

ARTICULO 98º — Compete al Poder Ejecutivo Nacional, en forma privativa, la decisión sobre las siguientes materias:

- a) Determinar las zonas del país en las cuales interese promover las actividades regidas por esta ley.
- b) Otorgar permisos y concesiones, prorrogar sus plazos y autorizar sus cesiones.
- c) Estimular soluciones arbitrales y designar árbitros.
- d) Anular concursos.
- e) Asignar y modificar las áreas reservadas a las empresas estatales
- f) Determinar las zonas vedadas al reconocimiento superficial.
- g) Aprobar la constitución de sociedades y otros contratos celebrados por las empresas estatales con terceros a los fines de la explotación de las zonas que esta ley reserva a su favor.
- h) Fijar las compensaciones reconocidas a los propietarios superficiarios.
- i) Declarar la caducidad o nulidad de permisos y concesiones.

ARTICULO 99º — Los fondos que la Autoridad de aplicación recaude por aplicación de esta ley en concepto de regalías, canones, sumas comprometidas y no invertidas, multas y otros pagos o contribuciones vinculados con la obtención de permisos y concesiones, serán destinados por dicha Autoridad en forma directa a solventar los gastos derivados del ejercicio de las funciones que se le atribuyen y a la promoción de actividades mineras, incluidas las vinculadas con hidrocarburos, sin perjuicio de los recursos que presupuestariamente se le asignen.

En cuanto corresponda, los ingresos derivados de las regalías serán aplicados al destino fijado en los artículos 12º y 13º.

TITULO X

Normas complementarias

ARTICULO 100º — Los permisionarios y concesionarios deberán indemnizar a los propietarios superficiarios de los perjuicios que se causen a los fundos afectados por las actividades de aquéllos. Los interesados podrán demandar judicialmente la fijación de los respectivos importes o aceptar —de común acuerdo y en forma optativa y excluyente— los que hubiere determinado o determinare el Poder Ejecutivo con carácter zonal y sin necesidad de prueba alguna por parte de dichos propietarios.

ARTICULO 101º — Facúltase al Poder Ejecutivo para efectuar concursos con la participación exclusiva de empresas de capital predominantemente argentino, conforme a la reglamentación que se dicte. Asimismo podrá establecer normas y franquicias, incluso impositivas que promuevan la participación de dichas empresas en la actividad petrolera del país.

ARTICULO 102º — Los valores en pesos moneda nacional que esta ley asigna al canon de exploración y explotación y a las multas, podrán ser actualizadas con carácter general por el Poder Ejecutivo sobre la base de las variaciones que registre el precio del petróleo crudo nacional en el mercado interno.

Igualmente podrán estipularse en los permisos y concesiones, sistemas de ajuste de las inversiones que se comprometan en moneda nacional o extranjera, a fin de mantener su real valor.

TITULO XI

Normas transitorias

ARTICULO 103º — El Poder Ejecutivo podrá reducir hasta en ocho (8) puntos el porcentaje fijado en el artículo 56, inc. c), apartado VI y durante los diez (10) años siguientes a la respectiva adjudicación, en favor de las empresas que dentro de los dieciocho (18) meses de la fecha de vigencia de esta ley obtengan permisos de exploración y las concesiones de explotación que sean su consecuencia, cualquiera fuere la fecha de estas últimas.

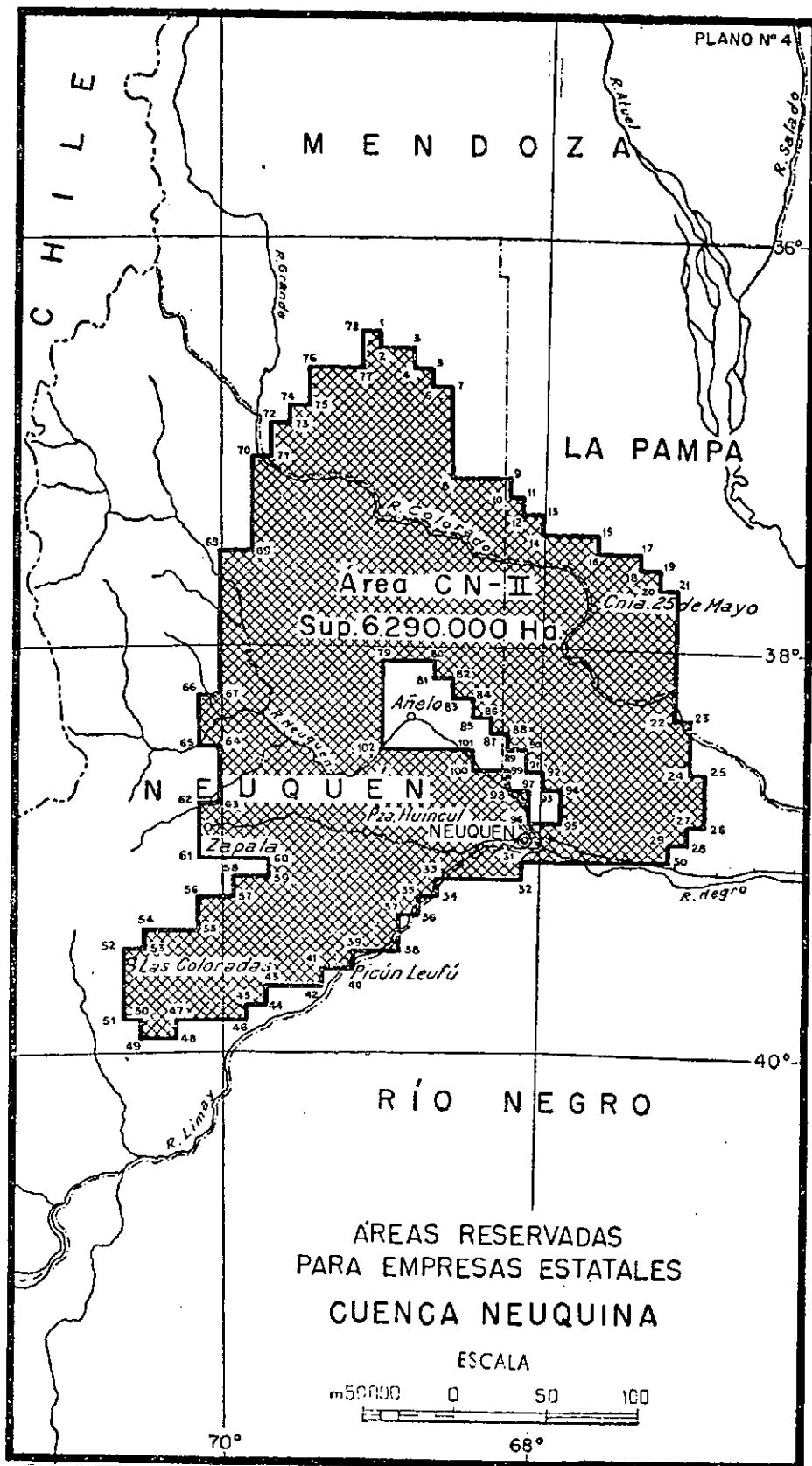
ARTICULO 104º — El Poder Ejecutivo dictará, dentro de los ciento ochenta (180) días de sancionada esta ley, la reglamentación a que alude en el párrafo final del artículo 6º. Mientras tanto se mantendrá la modalidad y régimen actual de comercialización y distribución de hidrocarburos gaseosos.

ARTICULO 105º — Derógase la Ley Nº 14.773 y toda otra disposición que se oponga a la presente.

ARTICULO 106º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

LEY Nº 17319

Juan Carlos ONGANIA
Adalbert Krieger Vasena



PRECIO Y RETENCION PETROQUIMICA

RIGE UN NUEVO METODO PARA LOS INSUMOS

Las secretarías de Energía y Desarrollo Industrial, por medio de las resoluciones SDE-SEDI 160 y SEDI 240, resolvieron fijar una nueva metodología para la determinación de las retenciones y precios de venta para los insumos petroquímicos, con vigencia a partir del 23 de marzo último.

El anexo correspondiente a la medida apuntó los siguientes datos (precio por tonelada): nafta virgen, retención 514.600 pesos, precio de venta 362.200 pesos; gas oil, 455.600 y 342.600; kerosene, 478.400, 360.200; fuel oil, 264.500 y 236.400; etano-propano y butano (de refinaria), 417.050 y 362.200, y propileno-butileno

(de refinaria), 479.600 y 362.200 pesos.

El gas de refinaria observará un precio de retención de 22.580 pesos y de venta de 22.370 pesos por 10 a la sexta de caloría. El gas natural (por metro cúbico de 9.300 calorías), tendrá en Buenos Aires 210 pesos de retención y 208 de venta; en Río Tercero, 166,81 y 164,81; Campana, 206,38 y 204,38; Pilar, 207,72 y 205,72, y B. Blanca, 161,78 y 159,78 pesos.

El etano (de gas natural) precio por tonelada: 421.600 y 345.000 en Buenos Aires, y 357.300 y 280.700 en Bahía Blanca, en tanto que el butano (de gas natural) tendrá un precio de retención de 412.600 y de venta de 345.000 pesos.

VIGENTE DESDE 23/3/81

LOS AIRES, 17 MAR 1981

Decreto N° 814/79, y

Res ME 324

2/4/81

Que la referida norma establece que el precio de los hidrocarburos empleados por dicho sector serán fijados con carácter general, pero en ningún caso podrán ser superiores al del uso alternativo descontando los gravámenes establecidos por las Leyes Nros. 16.656 (Artículo 21, inciso b) y 17.597 y Decreto N° 3.616/76 o los que los sustituyen.

Que los estudios realizados acerca de las disponibilidades de gas y otros hidrocarburos hacen conveniente ajustar los valores de retención de los hidrocarburos utilizados como materia prima para uso petroquímico.

Que es asimismo conveniente fijar la política en dicha materia para conocimiento y seguridad de los posibles inversores.

Que los valores máximos fijados para el año 1986, de acuerdo a la presente resolución, inducirán a una mejor asignación de los recursos disponibles mediante la formulación de nuevos proyectos con tecnología, escala y localización adecuadas para competir en el mercado mundial.

Que la determinación de dichos valores máximos constituye solamente una garantía para el sector respecto del nivel máximo que podrán alcanzar los precios de sus insumos y no compromete la política de precios que efectivamente fije la Autoridad competente para la industria instalada, que se registrará de

87



Ministerio de Economía

acuerdo al principio de indiferencia para el proveedor.

Que las diferencias relativas entre los valores máximos de los distintos insumos deben fijarse, entre otros, en función del equivalente calórico y las relaciones de precios que rigen el mercado internacional.

Que el Complejo Petroquímico de Bahía Blanca ha sufrido considerables demoras en su concreción, implicando ello un incremento sustancial de los costos de producción de su planta de etileno.

Que en consecuencia, es conveniente determinar para dicho Complejo un valor máximo del etano distinto del fijado con carácter general, por un tiempo limitado.

Que las resoluciones M.E. N° 737/77 y M.E. N° 1.198/77, el Decreto N° 814/79 y la Resolución M.E. N° 947/79 consagran el principio de indiferencia para el proveedor del insumo, el que resulta adecuado mantener.

Que la presente resolución se dicta en función de las facultades conferidas por el artículo 9° del Decreto N° 814/79.

Por ello,

EL MINISTRO DE ECONOMIA

RESUELVE:

ARTICULO 1°.- A partir de la fecha de la presente resolución los precios de venta de los hidrocarburos que se utilicen como materia prima petroquímica serán iguales al menor de los siguientes valores:

a) Los valores de retención de los productores, que se fijen de

87
7
3
1



Ministerio de Economía

acuerdo con lo establecido en el Artículo 2° de esta resolución, o bien,

b) Los valores máximos que se calculen de acuerdo con lo establecido en los artículos 3° y 4° de la presente.

ARTICULO 2°.- Los valores de retención de los hidrocarburos que se utilicen como materia prima petroquímica tendrán carácter general y serán iguales al valor o ingreso que reciba el proveedor para el uso alternativo de los mismos, tal como se indica en el Anexo I que forma parte de esta resolución.

ARTICULO 3°.- Los valores máximos citados en el Artículo 1° inciso b) se determinarán a partir de los valores de referencia establecidos en el Anexo II de la presente. Los mismos se reajustarán según la variación porcentual del precio internacional de venta de los petróleos crudos, la variación del tipo de cambio y por aplicación del factor correspondiente a cada período, de acuerdo con lo señalado en dicho Anexo II.

ARTICULO 4°.- Los valores máximos aplicables al gas natural, etano, propano y butano, para localizaciones distintas a las indicadas en el Anexo II, serán los que surjan de descontar al valor máximo aplicable a la terminal de gasoducto troncal en Gran Buenos Aires los costos que demande el transporte de dichos insumos entre dicha localización y la de la planta, a razón del equivalente de U\$S 0,01 (UN CENTESIMO DE DOLAR) por 9.300 calorías de producto, por cada 300 kilómetros de gasoducto. El descuento señalado no excederá del 40% (CUARENTA POR CIENTO) del valor máximo del gas natural con destino petroquímico en Gran Buenos Aires. En los productos obtenidos a partir de gas natural el descuento se apli

47



Ministerio de Economía

cará sobre la porción que representa el valor de las calorías contenidas, hasta el máximo señalado.

ARTICULO 5°.- Las retenciones y los valores máximos para los de rivados de petróleo serán uniformes cualquiera fuere la localiza ción de la refinería.

ARTICULO 6°.- En industrias que produzcan metanol y sus deriva dos y amoníaco y sus derivados, lo establecido por esta resolu ción tendrá vigencia para el gas de proceso, hasta un límite de 950 m3 de gas natural de 9.300 calorías por tonelada de metanol, o de 1.050 m3 de gas natural de 9.300 calorías por tonelada de amoníaco producido.

ARTICULO 7°.- Fíjase para el etano a ser suministrado a Petroquí mica Bahía Blanca S. A. una bonificación transitoria equivalente a U\$S 25 (VEINTICINCO DOLARES)- por tonelada métrica respecto de los valores máximos que regirán de acuerdo con la presente reso lución. Dicha bonificación caducará el 31 de diciembre de 1984, rigiendo a partir de entonces las normas generales.

ARTICULO 8°.- Si los precios de venta de los citados hidrocarbu ros resultaren inferiores a los valores de retención en virtud de lo dispuesto en el artículo 1°, el Tesoro Nacional compensa rá a las empresas productoras la diferencia correspondiente.

ARTICULO 9°.- Las diferencias resultantes por aplicación del ar tículo 8° podrán ser compensadas por las empresas proveedoras, sobre los fondos que percibiesen en concepto de impuestos a los combustibles, de acuerdo con lo previsto en el artículo 21 de la Ley N° 20.954. En caso que la empresa proveedora no esté sujeta al pago de esos impuestos, o sus montos fuesen insuficientes,

87 1



Ministerio de Economía

las compensaciones podrán efectuarse a través de otras empresas.

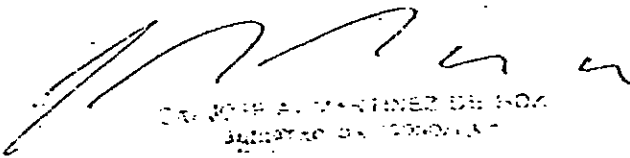
ARTICULO 10.- Las Secretarías de Estado de Energía y de Desarrollo Industrial actuarán conjuntamente como Autoridad de Aplicación de esta resolución.

ARTICULO 11.- Derógase la Resolución M.E. N° 947/79.

ARTICULO 12.- La presente Resolución tendrá vigencia a partir de la fecha de su publicación.

ARTICULO 13.- Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

RESOLUCION M.E. N°: 324


CARLOS A. MARTINEZ DE BOA
MINISTRO DE ECONOMÍA

*Ministerio de Economía*

BUENOS AIRES,

ANEXO IPAUTAS PARA LA FIJACION DE LOS VALORES DE RETENCION DE LOS
HIDROCARBUROS UTILIZADOS COMO MATERIA PRIMA PETROQUIMICA

<u>DENOMINACION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>VALOR DE RETENCION</u>	<u>PUNTO DE ENTREGA</u>
NAFTA VIRGEN	Tonelada	Ochenta y cinco por ciento de la retención industrial o valor en tanque de destilería, de la nafta súper (93 R.O.N.) para uso como combustible, expresado en pesos/tonelada.	En tanque de destilería.
GAS OIL	Tonelada	Valor de la retención industrial o valor en tanque de destilería del gas oil para uso combustible, expresado en pesos/tonelada.	En tanque de destilería.
KEROSENE	Tonelada	Valor de la retención industrial o valor en tanque de destilería	En tanque de destilería.

82 1
11

Ministerio de Economía

<u>DENOMINACION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>VALOR DE RETENCION</u>	<u>PUNTO DE ENTREGA</u>
		del kerosene para uso combustible, ex presado en pesos/to nelada.	
FUEL OIL	Tonelada	Valor de la retención industrial o valor en tanque de destilería del fuel oil para uso combustible, expresa- do en pesos/tonelada.	En tanque de destilería.
GAS NATURAL	Metro Cú	Valor de la tarifa indus- trial en Buenos Aires, <u>últi</u> 9.300 Cal. <u>ma</u> escala, y descuento por transporte según Art. 4° de esta resolución.	En planta del consumidor, en punto de medi- ción.
ETANO, PROPA- NO-BUTANO (de gas natural)	Tonelada	Valor resultante del equivalente calórico del correspondiente producto al gas natu- ral, más el costo de extracción promedio que se determine en base a los costos de plantas	



Ministerio de Economía

<u>DENOMINACION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>VALOR DE RETENCION</u>	<u>PUNTO DE ENTREGA</u>
		eficientes en opera ción o contratadas.	En tanque de planta separa dora.
ETANO, PROPANO- BUTANO (de refi nería)	Tonelada	Valor del precio de transferencia o de realización del pro ductor para uso com bustible, expresado en pesos/tonelada.	En tanque de destilería.
PROPILENO- BUTILENO (en corriente re finería)	Tonelada	1,15 del valor corres pondiente a propano- etano de refinería.	En tanque de destilería
GAS DE REFI- NERIA	10 ⁶ Cal.	Valor del equivalente calórico de la frac ción etano-etileno e hidrocarburos superiores contenida en la corrien te de gas de refinería, al aplicable de gas natu ral para consumos indus triales, última escala.	En destilería, en punto de me dición.



Ministerio de Economía

ANEXO II

Inciso 1º) Los valores máximos para cada producto y oportunidad se determinarán por aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Pr} = \text{Po} \cdot \text{K} \cdot \frac{\text{Ci}}{\text{Co}} \cdot \frac{\text{Di} \cdot 2400}{\text{Do} \cdot 2340}$$

donde:

Pr = Valor reajustado del producto.

Po = Valor de referencia del producto que figura en el Inciso 2º.

K = Factor, según tabla Inciso 3º.

Co = Promedio aritmético de los precios oficiales publicados de los siguientes tipos de petróleo crudo en los seis meses anteriores al previo al de vigencia de esta Resolución.

Isthmus (México) 34° API

Tía Juana (Venezuela) 31° API

Forties (Mar del Norte) 46° API

Sahara Blend (Argelia) 55° API

Arabian Light (A. Saudita) 34° API

Ci = Promedio aritmético de los precios oficiales publicados de los mismos tipos de petróleo crudo, durante los seis meses anteriores al previo.

f 8 1/2

Ministerio de Economía

al de vigencia del reajuste.


Do = \$ 2340 por dólar estadounidense 23/3/84.

Di = Cotización del Banco de la Nación Argentina para transferencias, tipo vendedor, del dólar estadounidense el día 15 del mes previo al de vigencia del reajuste.

NOTA: los precios oficiales de los petróleos crudos se tomarán de Platt's Oilgram Price Report, o similar.

Inciso 2º) Valores de referencia (Po) para la determinación de los valores máximos de venta para los hidrocarburos que se utilicen como materia prima petroquímica:

<u>DENOMINACION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>VALOR DE REFERENCIA (Po)</u>
Nafta Virgen	t	\$ 740.000
Gas Oil	t	\$ 700.000
Kerosene	t	\$ 736.000
Fuel Oil	t	\$ 483.000
Gas Natural (en terminal de gasoducto troncal Gran Buenos Aires)	m ³ de 9300 Cal.	\$ 425 → 255 18 1/2
Etano (en terminal de gasoducto troncal Gran Buenos Aires)	t	\$ 705.000
Propano-Butano (de refinería).	t	\$ 740.000
PROPANO-ETANO (de gas natural, en Buenos Aires).	t	\$ 740.000



Ministerio de Economía

<u>DENOMINACION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>VALOR DE REFERENCIA (P.s.)</u>
Propileno-Butileno	t	\$ 740.000
Gas de refinería	106 Cal.	\$ 45.700

Inciso 3°) Valores del factor K a aplicar en la fórmula del inciso 1°):

	<u>TRIMESTRE</u>	<u>FACTOR K</u>
1981	1°	0,4894
	2°	0,5000
	3°	0,5108
	4°	0,5218
1982	1°	0,5330
	2°	0,5446
	3°	0,5563
	4°	0,5633
1983	1°	0,5805
	2°	0,5931
	3°	0,6059
	4°	0,6189
1984	1°	0,6323
	2°	0,6459
	3°	0,6598
	4°	0,6741
1985	1°	0,6886
	2°	0,7035
	3°	0,7186
	4°	0,7341

A partir del 1° de Enero de 1986 el valor será 0,75.

ANEXOS ENERGIA ELECTRICA

COSTOS COMPARATIVOS DE CENTRALES T.G. y DIESEL

(Cifras a Diciembre 1978)

	Centrales	Centrales
	<u>Turbo Gas</u>	<u>Diesel</u>
- Costo de Inversión	320 U\$S/KW	900 U\$S/KW
- Gastos Anuales de Operación y Mantenimiento	7 U\$S/KW	13 U\$S/KWh (1)
- Uso propio (2)	-	-
- Consumo específico	(3) 3500 KCal/KWh	3000KCal/KWh (4)
- Vida útil	18 años	25 años

1) Excluye costo de lubricantes.

2) Despreciado por su baja incidencia.

3) Promedio a plena carga.

4) Incluye consumo de lubricantes.

CARACTERISTICAS DE LOS RIOS LIMAY Y NEUQUEN

En función de sus regímenes de alimentación y las particularidades de sus cuencas, los ríos patagónicos muestran diferentes modalidades.

Comentaremos aquí sólo lo relacionado con los Ríos Limay y Neuquén, que alimentan las Centrales El Chocón y Plancie Banderita.

El área drenada por estos ríos fue inicialmente identificada bajo la denominación de Comahue, vocablo indígena que luego se extendió a un territorio mucho más amplio, y que la Ley 17.574 precisa sólo a los fines de la jurisdicción de Hidronor S.A.

Desde los primeros estudios para aprovechar en forma integral los recursos hídricos del Comahue se comprendió la conveniencia de hacerlo simultáneamente en los ríos Limay y Neuquén, con lo que las obras se integraron en un Complejo que se denominó desde entonces "Chocón-Cerros Colorados".

Ambos ríos tienen características diferenciales que incidieron sobre la concepción de las obras. Mientras el Río Limay constituye aproximadamente dos tercios del caudal del Río Negro, formado por su confluencia con el Neuquén, éste último aporta el tercio restante, con lo cual se verifica una relación de caudales de dos a uno entre ellos.

El Río Limay drena una cuenca de 56.185 km² de los que 26.420 km². corresponden a la zona cordillerana entre el Lago Aluminé y el Cerro Tronador, constituyendo el desague natural

de unos 30 lagos. Es emisario del Nahuel Huapí, en el que nace a 760 metros de altura sobre el nivel del mar, con un caudal medio (Q_m) de 211 m³/S.

Como es sabido, el N. Huapí es uno de los grandes lagos de nuestro país, con una superficie estimada en 557 km². y numerosas ramificaciones: los lagos Espejo, Correntoso y Rincón al N.O.; brazos Blest y Tristeza, al O.; lagos Moreno al S.O. y Gutierrez al Sur.

Aguas abajo se engrosa su caudal con los aportes del Traful en el Valle Encantado (60 m³/S) y los del Collón Curá (467 m³/S), que aumentan notoriamente su caudal.

El Collón Curá nace en el Lago Aluminé con 38 m³/S, y recibe por el Río Pulmarí los desagües de los lagos Pilhué, Norquenco y Pulmarí, del lago Rucachorsy y del Quillén por los ríos homónimos, del Tronen por el Malleo, del Huechulafquen por el Chinuhuin (128 m³/S), del Lolog por el Quilquihue y finalmente de los Hermoso, Meliquina, Villarino y Falkner por el Caleufú (73 m³/S).

Estos ríos desaguan el sector cordillerano que se caracteriza por la mayor intensidad de las precipitaciones nivales que exceden los 1.000 mm, y en el lago Quillén alcanzan valores superiores a los 4.000 mm.

Por su margen izquierda el Collén Curá recibe el aporte del Catán Lil (19 m³/S) y otros de menor importancia.

Aguas abajo de su confluencia con el Collén Curá, la estación de aforo de Paso Limay acredita un caudal medio de 760 m³/S. Se puede decir que allí termina la cuenca activa siendo

do el único aporte digno de mención el arroyo Comallo que ingresa por su margen derecha con un $Q_m = 35 \text{ m}^3/\text{S}$. Luego recorre 460 km. hasta su unión con el Neuquén para formar el río Negro.

Los lagos ubicados en la subcuenca lacustre del Limay tienen apreciable efecto regulador en sus caudales a diferencia de lo que sucede con el Río Neuquén, que tiene crecidas invernales y primaverales muy marcadas, por no tener lagos con efecto moderador en la Alta Cuenca.

El nivel del agua varía desde la cota 1.145 m. - sobre el nivel del mar - (Aluminé) hasta la de 760 m (Nahuel Huapí). A lo largo del Aluminé - Collón Curá, y en los tributarios que reciben de los lagos, las pendientes varían entre 9 y 2 por mil, en tanto que aguas abajo de la unión con el Collón Curá, donde prácticamente termina la cuenca activa, el Limay reduce su pendiente a menos de 0,9 por mil.

En lo que al río Neuquén se refiere, la cuenca que - drena abarca 32.450 km².

La "alta cuenca" del Neuquén, la de mayor aporte, está constituida por la cuenca propia del río hasta Chos Malal (aproximadamente un 30% del total) y por la cuenca superior del Río Agrio, principal afluente del Neuquén, hasta Las Lajas (con un 20% de la superficie total).

Su nacimiento se encuentra a 2.300 m. sobre el nivel del mar en el Paso de Portezuelo de Valdés, lo que establece la - primera diferencia significativa en el Limay.

También son aquí menos copiosas las precipitaciones, lo que se traduce en menor cuantía de los caudales.

Entre los afluentes que aportan al curso superior se cuenta el Huarbuarco (o Varvarco) que desagua los lagos de Varvarco Campos y Varvarco Tapia.

Luego de recorrer un cajón formado por las Cordilleras del Viento y del Límite, se engrosa su caudal con la afluencia del Lileo, del Reñilenvú y del Trocomán en su margen occidental, luego de lo cual su curso cambia abruptamente hacia el Este.

En el tramo de su recorrido hasta Chos Malal (punto límite de la Alta Cuenca) aún recibe el caudal del Curreleo.

El resto de la cuenca activa cuenta, en la margen derecha, con los aportes de los ríos Agrio, Covunco y Pichi Neuquén y en la izquierda pequeños afluentes cuyo aporte sólo se produce con las lluvias del invierno que suman alrededor de 200 mm.

El mencionado río Agrio es el desague del lago formado en el cráter del volcán de Copahue (inactivo), y atraviesa en su recorrido la laguna Agria o de Caviahue, cuyo nombre se origina en el sabor de sus aguas, debido a la presencia de compuestos de amonio, clorados y sulfurosos, resultado de la primitiva actividad volcánica.

El caudal medio detectado en la estación de aforo de Paso de los Indios es de unos 360 m³/S.

ANEXO

BOLETIN SEMANAL DEL

MINISTERIO DE ECONOMIA

Síntesis de informaciones y comentarios

ISSN 0325-383X

SECRETARIA DE ESTADO DE PROGRAMACION Y COORDINACION ECONOMICA

Nº 375

2 de Febrero de 1981

PAUTAS TARIFARIAS PARA LAS EMPRESAS PRESTATARIAS DEL SERVICIO ELECTRICO

El Ministerio de Economía de la Nación, con fecha 16 de diciembre de 1980, aprobó las pautas y recomendaciones fijadas por la Comisión creada por la Resolución M.E. Nº 663/80 para la prestación de los servicios eléctricos en el ámbito nacional y en especial para el servicio prestado a las empresas industriales. Damos a conocer a continuación el texto de la Resolución M.E. Nº 2095 y el informe de la comisión mencionada.

Resolución ME Nº 2095

Buenos Aires, 16 de diciembre de 1980

VISTO la Resolución ME Nº 663 del 16 de mayo de 1980 creando una Comisión para el análisis de las tarifas de energía eléctrica consideradas como insumo industrial;

CONSIDERANDO:

Que resulta conveniente adoptar formalmente las recomendaciones elevadas por la citada comisión a efectos de fijar la política que deberán instrumentar las empresas prestadoras del servicio eléctrico bajo jurisdicción del Gobierno Nacional y solicitar su adopción por parte de los Gobiernos Provinciales.

Por ello,

EL MINISTRO DE ECONOMIA

RESUELVE:

Artículo 1º — Aprobar las recomendaciones efectuadas por la Comisión creada por la Resolución ME Nº 663 de fecha 16 de mayo de 1980, que se agregan como anexo de la presente resolución.

Art. 2º — La Secretaría de Estado de Energía tomará los recaudos pertinentes para lograr la efectiva aplicación de las pautas adoptadas por parte de las empresas prestadoras del servicio de la energía eléctrica sujetas a jurisdicción federal.

Art. 3º — Comuníquese al Ministerio de Interior, solicitándole la adopción de las recomendaciones propuestas en el ámbito de sus respectivas jurisdicciones.

Art. 4º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese.

Martínez de Hoz

A N E X O

PAUTAS TARIFARIAS RESPECTO DE LAS EMPRESAS INDUSTRIALES

1. Continuar la aplicación de la política actualmente vigente que tiende a que las tarifas eléctricas aplicadas a cada categoría de usuarios cubran los costos de su prestación, y en función de éstos, continuar perfeccionando el mecanismo de bonificaciones y recargos incluidos en las tarifas para mejorar la utilización de la energía.

2. Continuar con la política tendiente a aumentar la eficiencia en la explotación del sector eléctrico, incorporando asimismo las ventajas resultantes de la incorporación al sistema interconectado de las fuentes de generación óptimas de gran escala previstas en el Plan Nacional de Equipamiento para los sistemas de Generación y Transmisión, con el propósito de lograr una oferta de energía adecuada, al menor costo.

3. Procurar la uniformidad de las tarifas industriales en todas las regiones del país, habida cuenta de los costos diferenciales de transmisión, en la medida en que la ampliación del Sistema Interconectado Nacional permita la equiparación de los costos de generación. En este sentido se recomienda que la promoción industrial que ejerzan las distintas jurisdicciones no se realice mediante la aplicación por los prestadores del servicio de tarifas diferenciales que no reflejen los costos.

4. Los grandes consumidores industriales, y los parques industriales ubicados muy próximos a las grandes centrales gozarán de una menor tarifa dado que a los costos de generación del Sistema Interconectado Nacional, deberán sumarse menores costos de transmisión.

Las tarifas a aplicar deberían establecerse con la debida anticipación a fin de fijar pautas para la decisión empresarial.

5. Los impuestos de orden local aplicados a los consumos industriales de energía eléctrica producen muy importantes distorsiones que hacen imprescindible su eliminación. Esta medida puede adoptarse mediante la reforma del artículo 99, inciso b) de la Ley Nº 20.221 de coparticipación federal. Resultaría conveniente que esta política se adoptase a partir de la elaboración del Presupuesto Nacional para el año 1981.

COMISION RESOLUCION M.E. Nº 663/80 INFORME FINAL

1. — INTRODUCCION

La política económica vigente tiene por principal propósito lograr una mayor productividad mediante la modernización global del aparato productivo y la optimización en el uso de los recursos disponibles.

A estos efectos, se tiende a lograr una racionalización del sector industrial mediante una filosofía de gradual apertura económica, instrumentada fundamentalmente a través de la liberación del comercio exterior y la reducción de gravámenes sobre el mismo.

En la medida en que un programa así definido exige al sector industrial un mayor nivel de competitividad, esta exigencia requiere una reducción de los costos de producción.

La incidencia de los insumos energéticos en general, y de los eléctricos en particular, en los procesos productivos hace necesario un análisis profundo a efectos de verificar que el nivel de costos exigido no encuentre obstáculos en la propia gestión del Estado mediante la correcta y racional estructura de las tarifas eléctricas y los impuestos que las gravan.

Con tal fin, la Resolución M.E. 663/80 dispuso la creación de una Comisión, formada por representantes de las Secretarías de Estado de Programación y Coordinación Económica, de Energía y de Desarrollo Industrial, como así también del Ministerio del Interior, con el objeto de analizar la estructura tarifaria del sector eléctrico.

Para la elaboración del presente informe, que es el resultado del trabajo de esa Comisión, se estudiaron las estructuras tarifarias actuales de las distintas empresas prestadoras del servicio eléctrico y sus relaciones con los costos de producción y se las comparó con las vigencias en otros países; se revisó la política de precios en curso, que viene siendo aplicada desde 1977, destinada al gradual ajuste y perfeccionamiento de los cuadros tarifarios.

Se consideraron asimismo los impuestos de orden nacional y provincial que gravan los consumos eléctricos industriales.

Oportunamente se analizó el caso especial de los consumidores denominados electrointensivos, lo que dio lugar a las disposiciones que fueron aprobadas por la Resolución del Ministerio de Economía Nº 961/80, complementaria de la Resolución ME 1300/78, que disponen el régimen tarifario respectivo.

Por último, se establecieron las perspectivas tarifarias futuras en vista de las previsiones del Plan Nacional de Equipamiento para los Sistemas de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica 1979-2000.

2. — COMPOSICION ACTUAL Y FUTURA DE LA PRODUCCION Y EL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

La producción de energía eléctrica alcanzó en 1979 cerca de los 38.000 GWh con una participación del 87,7 % de los servicios públicos y del 12,3 % de la autogeneración. La energía de origen hidráulico alcanzó al 28 % del total generado.

La industria es el usuario más importante de electricidad con un 48 % de consumo total, siguiéndole el sector residencial con el 29 %. El resto corresponde al comercio y a otros usos de menor peso relativo.

Conforme a las actuales proyecciones se espera que en 1990 el consumo de electricidad por parte de la industria ascienda al 60 % del total, mientras que el sector residencial consumirá el 21 %, correspondiendo el resto a otros usos.

Para los próximos 15 años se prevén importantes aumentos en la producción de energía eléctrica de origen hidráulico y nuclear que alcanzará una participación del 73 y 15 %, respectivamente, en la generación total, con la consiguiente disminución relativa de la energía de origen térmico convencional, que hoy alcanza al 63 %, al 13 por ciento.

La mayor producción resultará de la expansión prevista del sistema interconectado que, regulado por el Despacho de Cargas, extenderá a mediano plazo a casi todo el territorio del país los beneficios del suministro de energía en bloque proveniente de los grandes aprovechamientos hidroeléctricos y de las centrales nucleares y térmicas convencionales de escala nacional. La distribución de esta energía quedará a cargo de las empresas provinciales existentes y de las que se

creen sobre la base de los servicios transferidos por Agua y Energía Eléctrica.

Actualmente el 70 % de la energía generada por el servicio público de electricidad se produce en el sistema interconectado que abastece el Gran Buenos Aires y las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa, Buenos Aires, Santa Fe y Entre Ríos.

El área abastecida desde el sistema interconectado aumentará en forma gradual abarcando a breve plazo Córdoba y San Luis y en 1983 se extenderá a las provincias de Mendoza, San Juan, Tucumán, Jujuy, Salta, Santiago del Estero, Catamarca, Formosa, Chaco y Corrientes.

Durante este período se prevé que el crecimiento del consumo de electricidad será mayor en el interior del país, cuya participación en el consumo nacional total pasará del 55 % actual al 70 % hacia fines de siglo.

En 1995, conforme al Plan Nacional de Equipamiento, la casi totalidad del país se encontrará interconectada, como lo muestra el Mapa A.

3 — ASPECTOS JURISDICCIONALES

La Secretaría de Estado de Energía ejerce jurisdicción y fija las tarifas, conforme a las pautas del Ministerio de Economía, para los usuarios de las siguientes empresas de propiedad del Estado Nacional: Agua y Energía Eléctrica (A y E), Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA) y Administración Servicios Eléctricos ex CIAE. Asimismo, dispone el régimen de funcionamiento y fija las tarifas en el Despacho Unificado de Cargas que está integrado actualmente por las empresas antes mencionadas y la Dirección de Electricidad de la provincia de Buenos Aires (DEBA), HIDRONOR S.A. y la Comisión Nacional de Energía Atómica.

Los gobiernos de provincias ejercen jurisdicción sobre las empresas y organismos locales que prestan servicios, como son los casos, entre otros, de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), la Dirección de Energía de la provincia de Buenos Aires (DEBA) y Electricidad de Misiones S.A. (EMSA).

4. — ESTRUCTURAS TARIFARIAS

Las empresas eléctricas aplican cuadros tarifarios cuya estructura y valores procuran reflejar los costos de prestación del servicio a cada categoría de usuarios.

Las tarifas destinadas a los consumos residenciales, comerciales e industriales actualmente aplicadas por las principales empresas se indican en los cuadros 1 al 3.

Las tarifas residenciales están constituidas por una cuota fija, que se factura haya o no consumo, y cuotas de energía proporcionales al consumo, cuyo valor aumenta por escalones, uno para consumo de 0 a 110 kWh por mes y el otro para el consumo excedente.

Las tarifas aplicadas a los consumos generales (comercio y pequeña industria) —denominadas generalmente tarifas comerciales— constan igualmente de una cuota fija y de cuotas de energía en este caso decrecientes por escalones de consumo. Agua y Energía Eléctrica aplica una cuota de energía para los primeros 4.000 kWh por mes y otro menor para el consumo excedente.

Los grandes consumos, a los que se aplican las denominadas tarifas industriales, abonan una cuota fija establecida en base a la capacidad de suministro contratada y cuotas de energía por horas de utilización de dicha capacidad (A y E), por escalones de consumo (SEGBA, ASE ex CIAE y DEBA) o por la energía consumida, sin variación por escalones (EPEC).

Con el propósito de alentar el mejoramiento de las curvas de carga (modulación) se aplican recargos y se penalizan los excesos de demanda en horas de punta y se contemplan descuentos a los consumos nocturnos.

Asimismo, se bonifican las entregas en alta tensión y se penalizan los factores de potencia bajos.

El esquema tarifario citado tiende a beneficiar el uso racional de la infraestructura eléctrica por parte de la industria, alentando los consumos realizados fuera de los horarios de pico, especialmente los nocturnos. De este modo el sector eléctrico refleja en la estructura tarifaria sus costos fijos y variables penalizando aquellos consumos cuya demanda de potencia a la hora del pico obliga a ampliaciones de la capacidad y bonificando a aquellos que por realizarse fuera de esas horas originan costos menores a las empresas que prestan el servicio.

Es necesario continuar profundizando la conveniencia de incrementar los recargos y bonificaciones contenidos en las tarifas en función de los costos y de las posibilidades del sector industrial de modificar efectivamente sus pautas de consumo para optimizar las tarifas abonadas.

5. — EVOLUCION DE LAS TARIFAS EN RELACION A LOS COSTOS

Las modificaciones tarifarias realizadas en los últimos cuatro años han tenido como objetivo básico cubrir los costos de prestación de cada categoría de suministro y, dentro de cada una de ellas, los de los distintos tipos de consumo.

En el caso de las tarifas residenciales, por ejemplo, el gráfico 3-1 ilustra acerca de las modificaciones introducidas desde 1976, y que aún continúan con el propósito señalado.

En el punto 6 se analizarán, asimismo, las modificaciones introducidas en los niveles relativos de las tarifas abonadas por los consumidores residenciales y los industriales.

Recientemente la Fundación Mediterránea hizo una estimación de los costos marginales del servicio en diciembre de 1978, a medio camino del proceso de reestructuración tarifaria que aquí se analiza. Con el propósito de verificar la evolución de las tarifas entre diciembre de 1978 y junio de 1980,

en función de esos costos estimados se han preparado los cuadros 4 a 7 correspondientes a las tarifas residenciales e industriales aplicadas en el Gran Buenos Aires.

Tarifas residenciales

En diciembre de 1978, las tarifas cubrían, según los distintos tipos de consumo, entre el 49 % y el 105 % de los costos, y en junio de 1980 entre el 67 % y el 119 % (cuadros 4 y 5). Para las mismas fechas, las tarifas de los consumos típicos (132 kWh por mes) cubrían el 70 y el 88 % de los costos, respectivamente.

El nivel de cobertura ha mejorado, habiendo aumentando más en términos relativos en los consumos bajos que los altos. En diciembre de 1978 la tarifa aplicada a los consumos de 250 kWh/mes era 11 % más cara que la de los consumos de 50 kWh/mes; en junio de 1980 aquélla era 17 % más barata.

La progresión de las medidas en curso, permitirá, a la vez que se mejora la cobertura global de los costos, continuar reduciendo en términos relativos las tarifas de los consumos mayores, según lo señalado en el gráfico 3-1.

Tarifas industriales

En cuanto a las tarifas industriales —cuadros 6 y 7—, entre diciembre de 1978 y junio de 1980 ha habido, en general, un aumento en la cobertura de los costos de los consumos menores y una ligera disminución en los mayores, lo que ha producido una cierta equiparación tarifaria.

En los consumos menores ha aumentado la relación tarifa/costo en el 12 % alcanzando al 65 %, mientras que los mayores han pasado de cubrir el 100 % de los costos al 90 %, con una disminución del 10 %.

Adicionalmente, los usuarios industriales electrointensivos han sido bonificados con descuentos tarifarios de hasta el 30 % en función de la incidencia del insumo eléctrico en el precio final del producto elaborado y del factor de utilización de la capacidad contratada.

Los valores analizados resultan por una parte de reestructuración interna de las tarifas industriales y del proceso de modificación de la relación entre éstas y las residenciales indicado en el punto 6 siguiente.

6. — EVOLUCION RELATIVA DE LAS TARIFAS RESIDENCIALES E INDUSTRIALES

La adecuación de las tarifas a los costos de cada tipo de prestación permitió corregir paulatinamente el desajuste producido en los años 1973 a 1975 entre los usos residenciales e industriales.

El gráfico 8 muestra que con la política aplicada desde 1976 la relación entre el precio por kWh para consumos industriales y residenciales típicos ha venido disminuyendo en forma sostenida desde 1,2 a menos de 0,4, o sea que el consumidor industrial que antes pagaba la energía el 20 % más

cara, paga ahora menos del 40 % del precio abonado por el residencial.

7. — TARIFAS APLICADAS EN LAS DISTINTAS REGIONES DEL PAIS

Las planillas 9 a 11 y los gráficos 12 a 17, muestran la evolución relativa de las tarifas para las mismas prestaciones en las distintas regiones del país, medida en términos de la relación entre la tarifa más cara y la más barata.

Puede apreciarse que en 1976 en todo el país, excepto zonas especiales, las empresas propiedad del Estado Nacional aplicaban a los consumos residenciales típicos tarifas cuya relación entre la más cara y la más barata alcanzaba valores de 2,8 ó 2,3 según se consideraran o no los impuestos provinciales. Esa diferencia se ha reducido actualmente al 30 % o se ha anulado, según se consideren o no los impuestos provinciales. Para los consumos industriales las diferencias, que eran del 80 % y el 40 %, se han reducido al 30 %.

Si se considera el conjunto de las grandes empresas provinciales y nacionales las diferencias entre tarifas también se han reducido apreciablemente, aunque se ha obtenido menos éxitos en las tarifas industriales y la situación se agrava si se consideran los impuestos provinciales, cuya incidencia se analizará en el punto 9.

Los precios por kWh de los consumos típicos, vigentes en mayo de 1980, con impuestos, se indican en el mapa 18.

8. — COMPARACIONES INTERNACIONALES

a) Resultados de las encuestas realizadas

Con la colaboración de las representaciones diplomáticas argentinas en el exterior, la Secretaría de Estado de Energía ha actualizado los estudios internacionales comparativos de las tarifas eléctricas.

El análisis se ha orientado a revisar las estructuras tarifarias y los niveles correspondientes.

Las planillas 19 a 21 indican la estructura de las tarifas industriales de la Argentina y de los 17 países que respondieron a la encuesta, no encontrándose criterios diferentes en cuanto a la manera de alentar la modulación de los consumos.

Las planillas 22 a 27 y los gráficos 28 a 31 indican los resultados de las encuestas tarifarias de 1979 y 1980, apreciándose que las tarifas en la Argentina mantienen, en general, un nivel competitivo con el resto del mundo —excepto con Brasil, Canadá, México y Australia—, si no se toman en cuenta en las comparaciones los impuestos de orden provincial. Debe señalarse que la ligera desmejora relativa respecto de 1979 no es representativa de la tendencia a largo plazo, ya que las tarifas eléctricas en la Argentina registran valores descendentes en moneda constante, como lo señala la planilla 32. La conversión a dólares estadounidenses de las tarifas vigentes en los distintos países se hizo utilizando el tipo de cambio financiero, que es inferior al tipo de cambio pro-

medio efectivo resultante de considerar los aranceles de importación y los reembolsos a la exportación. En la medida en que estos aranceles y reembolsos son en la Argentina superiores a los de muchos países, si la comparación de tarifas se hiciera tomando en consideración los tipos de cambio efectivos, las tarifas en nuestro país resultarían relativamente menores que las mostradas.

Se ha analizado, asimismo, la variación de los precios industriales en función de la utilización de la potencia demandada (gráfico 33) encontrándose que la estructura tarifaria en la Argentina se encuentra dentro de niveles razonables, disminuyendo más los precios con las horas de utilización en Canadá, Australia y Brasil por las razones que se explican en el punto b) siguiente.

En la Argentina, la tarifa aplicada a los consumidores electrointensivos, varía más acentuadamente que la mostrada en el gráfico 33, siendo inferior en un 15 % respecto de la indicada para una utilización de 700 horas.

b) Causas de las diferencias de tarifas con ciertos países

Se ha señalado en el punto a) que las tarifas industriales, sin los impuestos provinciales, se encuentran en la Argentina a un nivel, si no bajo, tampoco muy por encima de las de otros países, con la excepción de algunos que, además de menores niveles, presentan estructuras de precios más decrecientes a medida que aumenta el factor de utilización.

Dentro del conjunto de países analizados, están en esta situación Brasil, México, Canadá y Australia. La razón de sus menores precios, más que una mayor eficiencia en la prestación del servicio eléctrico, radica en que subsidian las tarifas eléctricas industriales trasladando a ellas las ventajas resultantes de la disponibilidad de recursos energéticos valuados a bajo precio.

Dado que esos menores costos se originan en precios menores de los combustibles o en el aprovechamiento de recursos hidráulicos baratos, resultan estructuras tarifarias con una componente variable reducida que, por lo tanto, beneficia a los consumos de alta utilización.

En efecto, los precios del gas natural y del combustible líquido destinados a las usinas eléctricas en México son del orden de la quinta parte de los vigentes en la Argentina con el mismo destino. Australia, donde el 92 % de la generación de energía eléctrica se realiza con carbón, tiene fijado un precio para este producto también próximo a la quinta parte del que rige en nuestro país (Planilla 34). En cuanto a Canadá y Brasil, tienen una muy fuerte proporción de hidroelectricidad, 70 % y 90 %, respectivamente, originada en aprovechamientos convenientes y cercanos a los mercados de consumo, es decir con costos de transmisión proporcionalmente más reducidos.

En esos países, por lo señalado, el criterio de fijación de los precios de los insumos eléctricos

y de las tarifas de electricidad aparenta ser el de los costos de producción y generación. Desde el punto de vista del crecimiento económico y en la hipótesis de que las decisiones de producción las adoptara el mercado, este criterio es lógico para bienes no comerciables internacionalmente, o con una demanda externa rígida que llevara a una depresión de los precios ante un aumento de la oferta. Pero sería un criterio equivocado para bienes colocables en el exterior a precios que no se alterarían por una mayor oferta.

En el caso de los países de la OPEP, que mantienen el precio del petróleo que venden a través de una restricción de la oferta, el destinar a sus mercados internos petróleo a precios menores, que simplemente cubren sus costos de extracción, lo que equivale a un subsidio respecto de los precios internacionales, puede ser razonable desde el punto de vista de la asignación de recursos. Pero para la Argentina, cuya eventual oferta de petróleo en los mercados internacionales no afectaría los precios mundiales, la fijación de precios inferiores para el consumo interno y en particular para el destinado a la generación de energía eléctrica supondría una mala asignación de recursos. Tal decisión sería semejante a la de fijar en nuestro país retenciones a la exportación de productos de la zona pampeana: el país perdería la posibilidad de expandir esa producción en la que se tiene una ventaja comparativa, o sea un menor costo, y mejorar como resultado de esta expansión la productividad media de la economía.

Podría pensarse que las consideraciones anteriores pierden relevancia cuando el volumen de la producción depende de decisiones del Gobierno en lugar de derivar de las fuerzas del mercado. Pero en tal caso, la mejor decisión estatal desde el punto de vista de la asignación de recursos sería actuar como lo haría el mercado en materia de precios y de producción. Si por razones de política de distribución del ingreso se opta por un menor crecimiento, el costo es menor si se siguen otras políticas de producción que si se cambia los niveles de precios que surgirían del mercado; ello es así porque en este último caso, además de no asignar recursos al sector con ventaja comparativa, para no aumentar su producción, se fomentan actividades en la etapa siguiente de producción sobre bases artificiales.

Si se decide que un sector tiene muchas ganancias (la pampa húmeda o la producción de hidrocarburos), es preferible poner un impuesto a la producción de los bienes del sector, que reducir su precio; en este último caso se beneficiarían sólo los usuarios de los productos del sector, mientras que en el caso del impuesto se puede beneficiar todo el país bajando otros impuestos generales, sin alterar artificialmente los precios relativos.

Por ejemplo la fijación de precios inferiores para los combustibles orientaría al propio sector eléctrico, si se atuviera a esos precios, a incrementar la potencia instalada térmica convencional en desmedro de la hidroeléctrica, aumentando así la utilización de recursos no renovables escasos y postergándose la utilización de los reno-

vables cuyo costo es menor al costo de oportunidad de aquéllos.

La existencia de países que aplican subsidios de diversa índole no debe llevar a hacer lo mismo como mecanismo de defensa. Más bien debería pensarse en instrumentos antidumping o derechos compensatorios específicos si fuera del caso.

9. — ASPECTOS IMPOSITIVOS

Conforme se señaló en los puntos 7 y 8 precedentes los impuestos de orden provincial producen distorsiones que impiden el objetivo de alcanzar tarifas industriales relativamente uniformes en todo el país que respondan a costos, y colocan a la industria en situación desventajosa respecto de otros países.

Los gravámenes de orden nacional, que suman en total el 15 %, han sido dispuestos por las leyes 15.336, 17.574 y 19.287 que crearon los Fondos Nacionales de la Energía Eléctrica, El Chocón - Cerros Colorados - Alicopá, de Grandes Obras Eléctricas.

Los impuestos provinciales difieren para cada provincia, según se comprueba en los cuadros 35 a 37 siendo las industrias radicadas en Buenos Aires y Santa Fe las más afectadas por el monto de los mismos.

En el cuadro 38 se detallan los ingresos provinciales originados en los gravámenes a los consumos industriales de electricidad, resultando estos últimos más importantes en las provincias de Buenos Aires y Santa Fe. Esos valores, no obstante ser los mayores, tienen una incidencia presupuestaria muy reducida, que alcanza sólo al 1,7 y al 0,9 % en las provincias citadas.

La distorsión introducida por los impuestos provinciales resulta altamente inconveniente para la política de equidad tarifaria, siendo aconsejable suprimirlos a los efectos de asegurar un tratamiento igualitario a las industrias de todo el país y la reducción de un costo industrial cuya carga debe ser compartida por toda la comunidad, dada la naturaleza del recurso.

Desde el punto de vista de su incidencia sobre la política de apertura de la economía, los impuestos provinciales, sobre todo los de Buenos Aires y Santa Fe, gravitan negativamente al elevar por sobre los valores internacionales las tarifas industriales, desvirtuando y neutralizando los esfuerzos que se realizan para trasladar a ese sector los resultados de la paulatina mayor eficiencia de las empresas eléctricas.

Desde el punto de vista jurídico, la derogación podría llevarse a cabo mediante el agregado de las palabras "... e insumos energéticos..." al art. 9º, inc. b) de la Ley 20.221 de Coparticipación Federal.

La reducción de los impuestos al consumo de electricidad, especialmente los industriales, es de vital importancia para no alentar por vía fiscal la autogeneración de energía eléctrica.

10. — PERSPECTIVAS FUTURAS

— Funcionamiento del sistema interconectado

La progresiva interconexión del sistema eléctrico nacional, conduce necesariamente a la consolidación de los costos de generación y, por lo tanto, a una mayor uniformidad en los precios de la energía en bloque, habida cuenta de los costos de transmisión. De ello resultarán tarifas para la industria sensiblemente similares en todas las regiones atendidas por el sistema interconectado dependiendo de los costos de las etapas agregadas por las empresas distribuidoras.

Sin embargo, es posible analizar, como una cuestión independiente, el caso de aquellas empresas industriales que se instalen próximas a las usinas, tomando su energía en barras de la central y con una menor dependencia de la red interconectada.

— La provincialización de servicios

En la medida en que se realice la provincialización de los servicios eléctricos y la paulatina interconexión del territorio, las empresas provinciales se irán haciendo cargo de las etapas de distribución y comercialización de la energía, recibiendo energía en bloque del sistema interconectado.

Al precio abonado por la energía en bloque, que será sensiblemente similar en todo el país, excepto eventualmente los costos diferenciales de transmisión, las empresas provinciales deberán sumarle sus costos de distribución y comercialización para establecer sus cuadros tarifarios. Dado que estos costos, en el caso de los usuarios industriales son de menor magnitud que para el resto de los consumidores, las tarifas en bloque serán orientadoras de las tarifas industriales.

Por otra parte, son objetivos de política industrial que ninguna provincia grave con impuestos el consumo de energía de la industria y que se apliquen criterios tarifarios uniformes para dichas actividades en todas las jurisdicciones.

Lo expuesto aclara el panorama futuro de las tarifas industriales dentro del sistema interconectado.

— Usuarios instalados próximos a las grandes centrales

Cabe analizar si corresponde dar un tratamiento diferencial a los usuarios de alto consumo que se instalen muy próximos a las centrales de generación de energía, por ejemplo, a las usinas hidroeléctricas.

El sistema eléctrico planifica las instalaciones de generación y transmisión en función del conjunto del mercado que abastece y las opera procurando optimizar en todo momento los costos totales.

Un nuevo suministro o un incremento de la demanda no se satisface por lo tanto, mediante la central de generación más próxima, sino con la que origina los menores costos adicionales en el conjunto del sistema. Una vez producido el au-

mento de demanda y la mayor generación citadas se establece una nueva situación de flujo de cargas en el sistema interconectado entre las fuentes de generación y los diferentes consumidores y es probable que la mayor demanda o el nuevo usuario quede abastecido desde una central próxima, pero no necesariamente habrá sido esta central la que incrementó su generación.

Por ejemplo, si el nuevo usuario se conectara directamente a las barras de una central generadora sería alimentado directamente desde ella pudiendo producirse las siguientes situaciones:

a) que la central en cuestión sea de bajo costo, por ejemplo, un aprovechamiento hidroeléctrico. En este caso la central habrá estado trabajando hasta el momento de la conexión del nuevo usuario a su máxima capacidad compatible con las condiciones del sistema, debido a su menor costo. La mayor generación del sistema para atender al nuevo usuario provendrá, por lo tanto, de otras fuentes de generación alternativas que no estuvieran operando o lo estuvieran haciendo por debajo de su capacidad máxima. No obstante, la economía del transporte hará que el nuevo usuario quede físicamente alimentado desde la central a la que se conectó, la que disminuirá por lo tanto su entrega de energía al resto de la red; las centrales que aumenten su generación alimentarán a su vez a usuarios próximos a ellas.

En resumen, el nuevo usuario recibirá la energía de la central a la que se conecta pero el costo será el de las fuentes de generación que incrementen su producción.

b) que la central sea de alto costo. En este caso, sería operada hasta ese momento generando la mínima cantidad de energía compatible con el funcionamiento del sistema interconectado y la conexión del nuevo usuario no modificaría su estado de funcionamiento, ya que la mayor generación provendría de otras instalaciones alternativas que serían las mismas que en el caso a), resultando el mismo costo para atender al nuevo usuario, no obstante provenir físicamente la energía de una central de mayor costo.

c) el costo de la energía generada para atender a usuarios alimentados desde varias centrales, resulta, por extensión el mismo que en los casos anteriores.

Adicionalmente al costo de generación citado deben agregarse los costos de transmisión que varían con el lugar de radicación del consumo en proporción a la mayor o menor utilización que se haga de las redes de transporte y las instalaciones de transformación.

Desde otro punto de vista, para el sistema interconectado rige el denominado "principio de indiferencia" por el que debe ser igualmente rentable la facturación a un usuario ya sea que éste se conecte a las barras de una central o a cualquier otro punto de la red. De acuerdo a este principio, la única diferencia tarifaria radica en los diferentes costos de transmisión en que el sistema incurre.

Por otro lado, redes y centrales forman parte,

en general, de un sistema único donde cada componente requiere del otro para su operación, concurriendo a la formación de un costo sensiblemente uniforme que sólo difiere en función del mayor o menor uso que se haga del conjunto de las instalaciones.

Lineamientos tarifarios regionales

En síntesis, pueden formularse los siguientes lineamientos básicos vinculados a la política tarifaria regional futura:

a) La ampliación en curso del Sistema Interconectado Nacional permitirá reducir los costos regionales al contarse con energía producida por centrales térmicas e hidráulicas de mayor escala. La tarifa resultante en cada región resultará de los costos de generación del sistema Interconectado y los costos de transmisión que correspondan.

b) Los usuarios instalados muy cerca de las grandes centrales, incurrirán en costos de transmisión en la medida en que la red actúe como reserva y abastecedora de energía desde otras centrales cuando no opere la central próxima, pero esos costos serán menores.

Las tarifas serán, por lo tanto, equivalentes al costo del conjunto del sistema interconectado pero con una mayor proporción de los costos de transmisión, lo que alentará la radicación de grandes usuarios industriales en las zonas señaladas.

Sería aconsejable que esta menor tarifa se aplicara en parques industriales que permitieran obtener menores costos de infraestructura, aparte de la eléctrica, que beneficiarían los costos industriales finales.

El parque industrial posibilita, además, un mejor ordenamiento territorial y limita el otorgamiento de la tarifa adecuada al área precisa donde se registran los menores costos evitando los riesgos de su extensión indiscriminada a zonas que demandan una mayor infraestructura, tal el caso actual de la zona del Comahue que se extiende hasta muy lejos de los aprovechamientos hidráulicos. Permite, asimismo, la aplicación de la menor tarifa a usuarios industriales de menor envergadura pero concentrados en una sola área y que, de tener que ser abastecidos de energía dispersos obligarían a incurrir en mayores costos.

c) Las provincias en cuyos territorios se hubiesen construido o en el futuro se construyesen obras hidroeléctricas y desearan aplicar incentivos para la promoción industrial, podrán asignar al cumplimiento de este objetivo, los fondos percibidos en concepto de las regalías establecidas por la Ley 15.336 de Energía Eléctrica.

11. — CONCLUSIONES

Por las razones analizadas en el presente informe, la Comisión Resolución M.E. Nº 663/80 recomienda las siguientes pautas tarifarias respecto de las empresas industriales:

1. Continuar la aplicación de la política actualmente vigente que tiende a que las tarifas eléc-

tricas aplicadas a cada categoría de usuarios cubran los costos de su prestación, y, en función de éstos, continuar perfeccionando el mecanismo de bonificaciones y recargos incluidos en las tarifas para mejorar la utilización de la energía.

2. Continuar con la política tendiente a aumentar la eficiencia en la explotación del sector eléctrico, incorporando, asimismo, las ventajas resultantes de la incorporación al sistema interconectado de las fuentes de generación óptimas de gran escala previstas en el Plan Nacional de Equipamiento para los sistemas de Generación y Transmisión, con el propósito de lograr una oferta de energía adecuada, al menor costo.

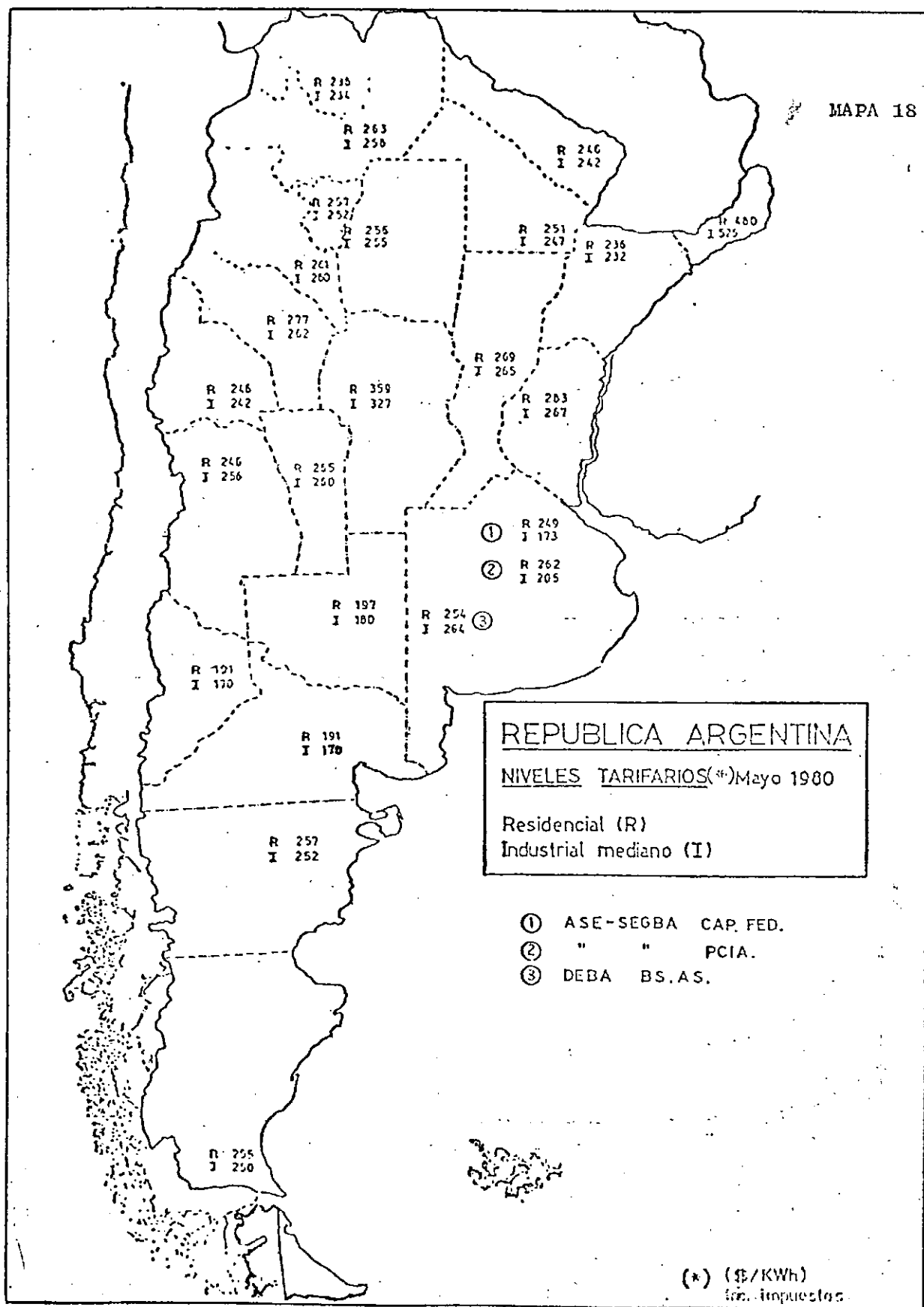
3. Procurar la uniformidad de las tarifas industriales en todas las regiones del país, habida cuenta de los costos diferenciales de transmisión, en la medida en que la ampliación del Sistema Interconectado Nacional permita la equiparación de los costos de generación. En este sentido se recomienda que la promoción industrial que ejerzan las distintas jurisdicciones no se realice mediante

la aplicación por los prestadores del servicio de tarifas diferenciales que no reflejen los costos.

4. Los grandes consumidores industriales, y los parque industriales, ubicados muy próximos a las grandes centrales gozarán de una menor tarifa dado que a los costos de generación del Sistema Interconectado Nacional, deberán sumarse menores costos de transmisión.

Las tarifas a aplicar deberían establecerse con la debida anticipación a fin de fijar pautas para la decisión empresarial.

5. Los impuestos de orden local aplicados a los consumos industriales de energía eléctrica producen muy importantes distorsiones que hacen imprescindible su eliminación. Esta medida puede adoptarse mediante la reforma del artículo 9º, inciso b) de la Ley Nº 20.221 de coparticipación federal. Resultaría conveniente que esta política se adoptase a partir de la elaboración del Presupuesto Nacional para el año 1981.



PRODUCTOS QUE QUEDAN EXCEPTUADOS DE LA PRESENTE RESOLUCION:

Correas para relo.
Tipicos bordados a mano.
Cierres a cremallera.
Botones y hebillas ferradas.
Cubre teleros y cafeteras,
Juguets.
Corones de zapalos.
Estuches y elementos de empaque.
Flores artificiales.
Alfileras.
Aguarraderas.
Bilquetas e insignias.
Pantallas de lamparas.
Tapex de piso.
Rillete y uniones.
Pasamaneria.
Cinturones.
Ligas y tiradores.
Cintas.
Elasticos.
Accesorios de fantasias.

Y todo producto textil complementario a un producto principal, que no haga el uso del mismo por ser decorativo y no lo afecte. Ej.: Forros de perchas.

TARIFAS

Autorízase a las Empresas Agua y Energía Eléctrica, y Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima, a aplicar nuevos cuadros tarifarios.

№ 4

As. 31/3/81
 ESTO el Expediente Reservado N° 55.118/79 del Registro de la ex Secretaría de Estado de Energía, y
 CONSIDERANDO:
 Que se hace necesario el ajuste de las tarifas de los servicios públicos de electricidad que prestan Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado y Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima.
 Que el artículo 25, inciso 5° de la Ley N° 22.430 faculta a este Ministerio de Instrucción Pública la elaboración y ejecución de la política tarifaria de los servicios públicos de su competencia, que comprende la aprobación de las tarifas eléctricas.
 Por ello.

El Ministro
de Obras y Servicios Públicos
Resuelve:

Artículo 1º — Autorizar a las Empresas Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado y Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima a aplicar los cuadros tarifarios que agregados forman parte de la presente resolución, a partir de la facturación que incluya fechas de lectura de medidores posteriores a la cero hora del 1º de abril de 1931.

Art. 2.º — Notifíquese a las Empresas Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado y Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima, Dese a continuación de las Gobernaciones de las provincias de: Catamarca, Corrientes, Córdoa, Cúmbut, Entre Ríos, Formosa, Jujuy, La Rioja, Mendoza, Neuquén, Río Negro, San Juan, San Luis, Santa Cruz, Santa Fe, Santiago del Estero, Tucumán y a las Municipalidades de la Ciudad de Buenos Aires y de los Partidos de: Almirante Brown, A. B. Borden, Berazategui, Berisso, Cañuelas, Cornejo Brandsen, Escobar, Ezza, General Beltrán, Ezeiza, Florencio Varela, General Las Heras, General Sarmiento, General Urquiza, Hurlingham, José C. Paz, Lomas de Zamora, La Plata, Luján, Magdalena, Mar del Plata, Merlo, Morón, Pilar, Quilmes, San Martín, San Nicolás, San Vicente, San Andrés Bello, Tigre y Vicente López de la Provincia de Buenos Aires y a la Dirección General de Aduanas.

Art. 3º — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección Nacional del Registro Civil y Archivos.

CUADROS DE TARIFAS A APLICAR POR SEGBA

	Unidad	Importe a partir del 1 ^{ra} 1981
Tarifa N° 1		
Cargo Fijo (haya o no consumo)	\$ por bim.	18.400,00
Los primeros 120 kwh/bimestre	\$ por kwh	366,00
Los siguientes 240 kwh/bimestre	\$ per kwh	355,00
Excedente de 360 kwh/bimestre	\$ por kwh	444,00
Tarifa N° 2		
Cargo Fijo (haya o no consumo)	\$ por bim.	18.400,00
Los primeros 2.600 kwh/bimestre	\$ por kwh	484,00
Excedente de 2.600 kwh/bimestre	\$ por kwh	342,00
Tarifa N° 3		
Servicio Total		
Lámpara de 100 w	\$ por mes	33.900,00
por cada \pm 1 w	\$ por mes	132,00
Lámp. de 160 w, por cada \pm 100 hlaño	\$ por mes	262,00
Servicio Parcial	\$ por kwh	315,00
Tarifa N° 4		
Inciso 1) acápite a) y b)		
Cargo Fijo (haya o no consumo)	\$ por bim.	18.400,00
Los primeros 2.000 kwh/bimestre	\$ por kwh	124,00
Excedente de 2.000 kwh/bimestre	\$ por kwh	342,00
Inciso 1) acápite c)		
Cargo Fijo (haya o no consumo)	\$ por bim.	18.400,00
Los primeros 120 kwh/bimestre	\$ por kwh	366,00
Los siguientes 240 kwh/bimestre	\$ por kwh	355,00
Excedente de 360 kwh/bimestre	\$ por kwh	444,00
Tarifa N° 5		
Por cada, de suministro: En Baja Tensión	\$kw y mes	13.100,00?
Por cada, de suministro: En Media Tensión (*)	\$kw y mes	12.700,00
Por cada, de suministro: En 132 kv	\$kw y mes	3.000,00
Por cada, en líneas de punta	\$ por kwh	132,50
Los primeros 40 kwh/mes	\$ por kwh	103,50
Los siguientes 300 kwh/mes	\$ por kwh	22,70
Excedente de 340 kwh/mes	\$ por kwh	9,40
Descuento por entrega en Media Tensión	\$ por kwh	15,80
Descuento por entrega en 132 kv	\$ por kwh	11,20
Descuento valle nocturno	\$ por kwh	0,87
Descuento por tg 0 menor de 0,7 entre 0,65 y 0,7	\$ por kwh	7,83
entre 0 y 0,1	%	7,00
Descuento inciso 11º		
Recargo por tg 0 mayor de 0,75 por cada 0,01 de diferencia	\$ por kwh	0,53

	Unidad	Importe a Pagar del 1949
Tarifa N° 6		
Los primeros 400.000 kWh/mes	\$ por kwh	299.00
Los siguientes 1.200.000 kWh/mes	\$ por kwh	111.00
Excedente de 1.600.000 kWh/mes	\$ por kwh	137.30
Descuento por entrega en Media Tension	\$ por kwh	9.40
Recargo por entrega en c. continua	\$ por kwh	16.20

Tarifa N° 7		\$ por kwh	19,25
Consumos entre las 17 y 22.30 horas	\$ por kwh	212,00	
Consumos entre las 22.30 y 6.30 horas del día siguiente	\$ por kwh	91,00	
Consumos entre las 6.30 y 17 horas	\$ por kwh	128,500	
Descuento por entrega en Media Tensión	\$ por kwh	9,40	
Gratía por Rehabilitación			
Por cada servicio	\$	34,150,00	
(*) Media Tensión: Comprende las siguientes tensiones: 33 - 27,5 - 20 - 13,2 - 6,6 kV.			

CONEXIONES DOMICILIARIAS A PARTIR DEL 17/4/1931

Inclso 1) Previo a la conexión de sus instalaciones los usuarios deberán abonar a SEGBA el importe que corresponda en concepto de Conexión Domiciliaria según el cuadro siguiente:

Costo de Conexiones Domiciliarias

a) Conexiones comunes por usuario		en miles de \$
Áreas monofásicas	652
Subterráneas monofásicas	1.430
Áreas trifásicas	881
Subterráneas trifásicas	1.596
b) Conexiones especiales por usuario		
Áreas monofásicas	769
Subterráneas monofásicas	0.513
Áreas trifásicas	1.198
Subterráneas trifásicas	2.642

c) Conexión aérea complementaria

Adaptación de monofásica a trifásica	752
Inciso 2) No obstante regular los siguientes casos especiales:	

a) Para las conexiones residenciales que comprendan hasta cuatro unidades de vivienda se aplicará el importe que resulte de multiplicar el quinto (15) de costo de la conexión correspondiente por el número de unidades comprendidas.

b) Para el caso de prestaciones encuadradas en la tarifa Nº 2 con una potencia instalada de hasta 2 kw se aplicará un quínto (1/5) del costo de la conexión que corresponda.

CUADRO DE TARIFAS A APLICAR POR AGUA Y ENERGIA ELECTERICA
SOCIEDAD DEL ESTADO

a) SERVICIOS DEL S.E.R. COMAHUE: PROVINCIAS DE RIO NEGRO Y NEUQUEN

	Unidad	Importe a partir del 1º de 1981
Tarifa N° 1		
C.F.M. por suministro	\$	12.400.—
Primeros 110 kwh mensuales	\$kwh	368.00
Excedente de 110 kwh mensuales	\$kwh	578.00
Tarifa N° 2-A		
C.F.M. por suministro	\$	13.400.—
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$kwh	546.00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$kwh	462.00
Tarifa N° 2-B		
C.F.M. por suministro	\$	13.400.—
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$kwh	288.00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$kwh	258.00
Tarifa N° 3		
Sin reposición de lámpara	\$kwh	454.00
Con rep. lámp. incandescente	\$kwh	57.00
Con rep. lámp. mezcladora o fluorescente	\$kwh	623.00
Con rep. lámp. vapor de mercurio	\$kwh	670.00
Con rep. lámp. vapor de sodio	\$kwh	984.00
Tarifa N° 4		
C.F.M. por suministro	\$	13.400.—
Todo el consumo mensual	\$kwh	468.00
Tarifa N° 5 (Baja Tensión)		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro ..	\$	12.650.—
Primeros 100 kw/kw o fracción	\$kwh	140.00
Siguientes 100 kw/kw o fracción	\$kwh	139.00
Siguientes 200 kw/kw o fracción	\$kwh	165.00
Excedente de 400 kw/kw o fracción	\$kwh	85.00
Tarifa N° 6		
66 kv o más	\$	31.700.—
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro ..	\$	39.700.—
Todo el consumo mensual	\$kwh	40.00
33 kv o menos de 66 kv	\$	19.100.—
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro ..	\$	19.100.—
Todo el consumo mensual	\$kwh	41.00
Menos de 33 kv	\$	20.500.—
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro ..	\$	20.500.—
Todo el consumo mensual	\$kwh	42.00
Tarifa N° 7 (Menor de 12 mw)		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro ..	\$	16.900.—
Todo el consumo mensual	\$kwh	39.00
Tarifa N° 8 (De 12 mw o más)		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro ..	\$	15.700.—
Todo el consumo mensual	\$kwh	35.00
Recargo por transformación adicional T.6, T.7 y T.8		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro ..	\$	1.400.—
Todo el consumo mensual	\$kwh	2.00
Tarifa N° 9 (Zona de Frontera)		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro ..	\$	5.600.—
Todo el consumo mensual	\$kwh	61.00
Recargos según art. 1º de la Ley, M. E. N° 1.663.78.		
Inc. 1º Por error: 10% sobre el importe total de la factura.		
Inc. 2º \$ 22.900.— y \$ 31.600.— según se haya retirado o no el medidor.		

CUADRO DE TARIFAS A APLICAR POR AGUA Y ENERGIA ELECTRICA
SOCIEDAD DEL ESTADO

b) SERVICIOS DEL S.E.R. CUYO: PROVINCIAS DE MENDOZA, SAN JUAN Y SAN LUIS

	Unidad	Importe a partir del 1°4 1951
Tarifa N° 1		
C.F.M. por suministro	\$	12.180.—
Primeros 110 kwh mensuales	\$kwh	379.00
Excedente de 110 kwh mensuales	\$kwh	457.00
Tarifa N° 2-A		
C.F.M. por suministro	\$	13.400.—
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$kwh	374.00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$kwh	429.00
Tarifa N° 2-B		
C.F.M. por suministro	\$	13.400.—
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$kwh	375.00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$kwh	274.00
Tarifa N° 3		
Sin reposición de lámpara	\$kwh	454.00
Con rep. lámp. incandescente	\$kwh	572.00
Con rep. lámp. mezcladora o fluorescente	\$kwh	623.00
Con rep. lámp. vapor de mercurio	\$kwh	676.00
Con rep. lámp. vapor de sodio	\$kwh	934.00
Tarifa N° 4		
C.F.M. por suministro	\$	13.400.—
Todo el consumo mensual	\$kwh	479.00
Tarifa N° 5 (Baja Tensión)		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro	\$	12.700.—
Primeros 100 kwh kw o fracción	\$kwh	219.00
Siguientes 100 kwh kw o fracción	\$kwh	184.00
Siguientes 200 kwh kw o fracción	\$kwh	150.00
Excedente de 400 kwh kw o fracción	\$kwh	88.00
Tarifa N° 6		
66 kv o más		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:		
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	26.100.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$	25.700.—
Excedente de 10.000 kw	\$	25.500.—
Consumo mensual de energía:		
Primeros 350 kwh kw o fracción	\$kwh	50.00
Excedente de 350 kwh kw o fracción	\$kwh	57.50
33 kv o menos de 66 kv		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:		
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	27.500.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$	27.100.—
Excedente de 10.000 kw	\$	26.900.—
Consumo mensual de energía:		
Primeros 350 kwh kw o fracción	\$kwh	60.00
Excedente de 350 kwh kw o fracción	\$kwh	58.50
Menos de 33 kv		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:		
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	28.900.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$	28.500.—
Excedente de 10.000 kw	\$	28.300.—
Consumo mensual de energía:		
Primeros 350 kwh kw o fracción	\$kwh	61.00
Excedente de 350 kwh kw o fracción	\$kwh	59.50
Tarifa N° 7		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:		
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	28.000.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$	27.600.—
Excedente de 10.000 kw	\$	27.400.—
Consumo mensual de energía:		
Primeros 350 kwh kw o fracción	\$kwh	57.00
Excedente de 350 kwh kw o fracción	\$kwh	55.50
Recargo por transformación adicional T.6 y T.7		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro	\$	1.400.—
Todo el consumo mensual	\$kwh	2.00
Recargos según art. 1º) Resol. M. E. N° 1.063.78.		
Inc. 1º) Por mora: 10% sobre el importe total de la factura.		
Inc. 2º) \$ 22.900.— y \$ 11.600.— según se haya retenido o no el medidor.		
Descuento según punto 2º) Normas de Aplicación Resol. M. E. N° 98.76: D = O.		

Tarifa N° 6

66 kv o más		
C. F. M. por kw o fracción de cap. de suministro:		
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	26.100.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$	25.700.—
Excedente de 10.000 kw	\$	25.500.—
Consumo mensual de energía:		
Primeros 350 kwh kw o fracción	\$kwh	50.00
Excedente de 350 kwh kw o fracción	\$kwh	57.50
33 kv o menos de 66 kv		
C. F. M. por kw o fracción de cap. de suministro:		
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	27.500.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$	27.100.—
Excedente de 10.000 kw	\$	26.900.—
Consumo mensual de energía:		
Primeros 350 kwh kw o fracción	\$kwh	60.00
Excedente de 350 kwh kw o fracción	\$kwh	58.50
Menos de 33 kv		
C. F. M. por kw o fracción de cap. de suministro:		
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	28.900.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$	28.500.—
Excedente de 10.000 kw	\$	28.300.—
Consumo mensual de energía:		
Primeros 350 kwh kw o fracción	\$kwh	61.00
Excedente de 350 kwh kw o fracción	\$kwh	59.50
Tarifa N° 7		
C. F. M. por kw o fracción de cap. de suministro:		
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	28.900.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$	28.500.—
Excedente de 10.000 kw	\$	28.300.—
Consumo mensual de energía:		
Primeros 350 kwh kw o fracción	\$kwh	57.00
Excedente de 350 kwh kw o fracción	\$kwh	55.50
Recargo por transformación adicional T.6 y T.7		
C. F. M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	1.400.—
Todo el consumo mensual	\$kwh	2.00

Recargos según art. 1º) Resol. M. E. N° 1.063.78.

Inc. 1º) Por mora: 10% sobre el importe total de la factura.

Inc. 2º) \$ 22.900.— y \$ 11.600.— según se haya retenido o no el medidor.

Descuento según punto 2º) Normas de Aplicación Resol. M. E. N° 98.76: D = O.

CUADRO DE TARIFAS A APLICAR POR AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO

d) SERVICIOS DEL S. E. R. LITORAL - PROVINCIA DE SANTA FE.

	Unidad	Importe a partir del 1°4 1951
Tarifa N° 1		
C. F. M. por suministro	\$	12.180.—
Primeros 110 kwh mensuales	\$kwh	379.00
Excedente de 110 kwh mensuales	\$kwh	457.00
Tarifa N° 2-A		
C. F. M. por suministro	\$	13.400.—
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$kwh	374.00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$kwh	429.00
Tarifa N° 2-B		
C. F. M. por suministro	\$	13.400.—
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$kwh	375.00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$kwh	274.00
Tarifa N° 3		
Sin reposición de lámpara	\$kwh	454.00
Con rep. lámp. incandescente	\$kwh	572.00
Con rep. lámp. mezcladora o fluorescente	\$kwh	623.00
Con rep. lámp. vapor de mercurio	\$kwh	676.00
Con rep. lámp. vapor de sodio	\$kwh	934.00
Tarifa N° 4		
C. F. M. por suministro	\$	13.400.—
Todo el consumo mensual	\$kwh	479.00
Tarifa N° 5 (Baja Tensión)		
C. F. M. por kw o fracción de cap. de suministro	\$	12.700.—
Primeros 100 kwh kw o fracción	\$kwh	219.00
Siguientes 100 kwh kw o fracción	\$kwh	184.00
Siguientes 200 kwh kw o fracción	\$kwh	150.00
Excedente de 400 kwh kw o fracción	\$kwh	88.00
Tarifa N° 6		
66 kv o más		
C. F. M. por kw o fracción de cap. de suministro:		
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	26.100.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$	25.700.—
Excedente de 10.000 kw	\$	25.500.—
Consumo mensual de energía:		
Primeros 350 kwh kw o fracción	\$kwh	50.00
Excedente de 350 kwh kw o fracción	\$kwh	57.50
33 kv o menos de 66 kv		
C. F. M. por kw o fracción de cap. de suministro:		
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	27.500.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$	27.100.—
Excedente de 10.000 kw	\$	26.900.—
Consumo mensual de energía:		
Primeros 350 kwh kw o fracción	\$kwh	60.00
Excedente de 350 kwh kw o fracción	\$kwh	58.50
Menos de 33 kv		
C. F. M. por kw o fracción de cap. de suministro:		
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	28.900.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$	28.500.—
Excedente de 10.000 kw	\$	28.300.—
Consumo mensual de energía:		
Primeros 350 kwh kw o fracción	\$kwh	61.00
Excedente de 350 kwh kw o fracción	\$kwh	59.50
Tarifa N° 7		
C. F. M. por kw o fracción de cap. de suministro:		
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	28.900.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$	28.500.—
Excedente de 10.000 kw	\$	28.300.—
Consumo mensual de energía:		
Primeros 350 kwh kw o fracción	\$kwh	57.00
Excedente de 350 kwh kw o fracción	\$kwh	55.50
Recargo por transformación adicional T.6 y T.7		
C. F. M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	1.400.—
Todo el consumo mensual	\$kwh	2.00
Recargos según art. 1º) Resol. M. E. N° 1.063.78.		
Inc. 1º) Por mora: 10% sobre el importe total de la factura.		
Inc. 2º) \$ 22.900.— y \$ 11.600.— según se haya retenido o no el medidor.		
Descuento según punto 2º) Normas de Aplicación Resol. M. E. N° 98.76: D = O.		

CUADRO DE TARIFAS A APLICAR POR AGUA Y ENERGIA ELECTRICA
SOCIEDAD DEL ESTADO

a) SERVICIOS DEL S.E.R. NORESTE: PROVINCIAS DE CHACO Y FORMOSA

	Unidad	Importe a partir del 1°/4/81
Tarifa N° 1		
C.F.M. por suministro	\$	12.100 —
Primeros 110 kwh mensuales	\$kwh	373.00
Excedente de 110 kwh mensuales	\$kwh	457.00
Tarifa N° 2-A		
C.F.M. por suministro	\$	13.400 —
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$kwh	571.00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$kwh	439.00
Tarifa N° 2-B		
C.F.M. por suministro	\$	13.400 —
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$kwh	571.00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$kwh	439.00
Tarifa N° 3		
Sin reposición de lámpara	\$kwh	401.00
Con rep. lámp. incandescente	\$kwh	572.00
Con rep. lámp. mezcladora o fluorescente	\$kwh	622.00
Con rep. lámp. vapor de mercurio	\$kwh	672.00
Con rep. lámp. vapor de sodio	\$kwh	932.00
Tarifa N° 4		
C.F.M. por suministro	\$	13.400 —
Todo el consumo mensual	\$kwh	469.00
Tarifa N° 5 (Baja Tensión)		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro	\$	12.700 —
Primeros 100 kwh/kw o fracción	\$kwh	219.00
Siguientes 100 kwh/kw o fracción	\$kwh	181.00
Siguientes 200 kwh/kw o fracción	\$kwh	150.00
Excedente de 400 kwh/kw o fracción	\$kwh	93.00
Tarifa N° 6		
66 kv o más		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	26.100 —
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	21.700 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	25.500 —
Excedente de 10.000 kw	\$	
Consumo mensual de energía:	\$kwh	71.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	70.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	
33 kv o menos de 66 kv		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	27.500 —
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	27.100 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	26.900 —
Excedente de 10.000 kw	\$	
Consumo mensual de energía:	\$kwh	72.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	71.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	
Menos de 33 kv		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	23.000 —
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	23.500 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	23.500 —
Excedente de 10.000 kw	\$	
Consumo mensual de energía:	\$kwh	72.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	72.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	
Tarifa N° 7		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	25.000 —
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	24.700 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	23.900 —
Excedente de 10.000 kw	\$	
Consumo mensual de energía:	\$kwh	70.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	69.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	72.00
Recarga por transformación adicional T.6 y T.7	\$	1.400 —
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro	\$kwh	2.00
Todo el consumo mensual	\$kwh	

Recargos según art. 1° Res. M.E. N° 1.063/78.
Inc. 1° Por mora: 10% sobre el importe total de la factura.
Inc. 2° y 3° 22.000 — y \$ 11.000 — según se haya retirado o no el medidor.
Descuento según punto 2° Normas de Aplicación Res. M.E. N° 98/76: D = 0.

CUADRO DE TARIFAS A APLICAR POR AGUA Y ENERGIA ELECTRICA
SOCIEDAD DEL ESTADO

b) SERVICIOS DEL S.E.R. NORESTE: PROVINCIA DE CORRIENTES

	Unidad	Importe a partir del 1°/4/81
Tarifa N° 1		
C.F.M. por suministro	\$	12.300 —
Primeros 115 kwh mensuales	\$kwh	385.00
Excedente de 115 kwh mensuales	\$kwh	470.00
Tarifa N° 2-A		
C.F.M. por suministro	\$	13.500 —
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$kwh	576.00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$kwh	491.00
Tarifa N° 2-B		
C.F.M. por suministro	\$	13.500 —
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$kwh	576.00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$kwh	491.00
Tarifa N° 3		
Sin reposición de lámpara	\$kwh	461.00
Con rep. lámp. incandescente	\$kwh	572.00
Con rep. lámp. mezcladora o fluorescente	\$kwh	622.00
Con rep. lámp. vapor de mercurio	\$kwh	672.00
Con rep. lámp. vapor de sodio	\$kwh	932.00
Tarifa N° 4		
C.F.M. por suministro	\$	13.500 —
Todo el consumo mensual	\$kwh	473.00
Tarifa N° 5 (Baja Tensión)		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro	\$	12.700 —
Primeros 100 kwh/kw o fracción	\$kwh	219.00
Siguientes 100 kwh/kw o fracción	\$kwh	181.00
Siguientes 200 kwh/kw o fracción	\$kwh	150.00
Excedente de 400 kwh/kw o fracción	\$kwh	93.00
Tarifa N° 6		
66 kv o más		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	26.100 —
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	25.700 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	25.500 —
Excedente de 10.000 kw	\$	
Consumo mensual de energía:	\$kwh	71.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	70.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	
33 kv o menos de 66 kv		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	27.500 —
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	27.100 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	26.900 —
Excedente de 10.000 kw	\$	
Consumo mensual de energía:	\$kwh	72.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	71.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	
Menos de 33 kv		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	23.000 —
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	23.500 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	23.500 —
Excedente de 10.000 kw	\$	
Consumo mensual de energía:	\$kwh	72.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	71.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	

	Unidad	Importe a partir del 1°/4/81
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	27.500 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	27.100 —
Excedente de 10.000 kw	\$	26.900 —
Consumo mensual de energía:	\$kwh	71.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	70.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	71.00
Menos de 33 kv		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	23.000 —
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	23.500 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	23.500 —
Excedente de 10.000 kw	\$	
Consumo mensual de energía:	\$kwh	72.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	71.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	
Tarifa N° 7		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	25.000 —
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	24.700 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	23.900 —
Excedente de 10.000 kw	\$	
Consumo mensual de energía:	\$kwh	70.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	69.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	72.00
Recarga por transformación adicional T.6 y T.7	\$	1.400 —
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro	\$kwh	2.00
Todo el consumo mensual	\$kwh	

Recargos según art. 1° Res. M.E. N° 1.063/78.
Inc. 1° Por mora: 10% sobre el importe total de la factura.
Inc. 2° y 3° 22.000 — y \$ 11.000 — según se haya retirado o no el medidor.
Descuento según punto 2° Normas de Aplicación Res. M.E. N° 98/76: D = 0.

CUADRO DE TARIFAS A APLICAR POR AGUA Y ENERGIA ELECTRICA
SOCIEDAD DEL ESTADO

g) SERVICIOS DEL S.E.R. NORTE: PROVINCIAS DE CATAMARCA, JUJUY, LA RIOJA Y TUCUMAN.

	Unidad	Importe a partir del 1°/4/81
Tarifa N° 1		
C.F.M. por suministro	\$	12.100 —
Primeros 110 kwh mensuales	\$kwh	373.00
Excedente de 110 kwh mensuales	\$kwh	457.00
Tarifa N° 2-A		
C.F.M. por suministro	\$	13.400 —
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$kwh	571.00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$kwh	439.00
Tarifa N° 2-B		
C.F.M. por suministro	\$	13.400 —
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$kwh	571.00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$kwh	439.00
Tarifa N° 3		
Sin reposición de lámpara	\$kwh	454.00
Con rep. lámp. incandescente	\$kwh	572.00
Con rep. lámp. mezcladora o fluorescente	\$kwh	622.00
Con rep. lámp. vapor de mercurio	\$kwh	672.00
Con rep. lámp. vapor de sodio	\$kwh	924.00
Tarifa N° 4		
C.F.M. por suministro	\$	13.400 —
Todo el consumo mensual	\$kwh	469.00
Tarifa N° 5 (Baja Tensión)		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro	\$	12.700 —
Primeros 100 kwh/kw o fracción	\$kwh	219.00
Siguientes 100 kwh/kw o fracción	\$kwh	181.00
Siguientes 200 kwh/kw o fracción	\$kwh	150.00
Excedente de 400 kwh/kw o fracción	\$kwh	93.00
Tarifa N° 6		
66 kv o más		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	26.100 —
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	25.700 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	25.500 —
Excedente de 10.000 kw	\$	
Consumo mensual de energía:	\$kwh	59.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	57.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	
33 kv o menos de 66 kv		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	27.500 —
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	27.100 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	26.900 —
Excedente de 10.000 kw	\$	
Consumo mensual de energía:	\$kwh	60.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	58.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	
Menos de 33 kv		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	23.000 —
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	23.500 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	23.500 —
Excedente de 10.000 kw	\$	
Consumo mensual de energía:	\$kwh	61.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	59.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	
Tarifa N° 7		
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$	25.000 —
Primeros 2.000 kw o fracción	\$	24.700 —
Siguientes 3.000 kw o fracción	\$	23.900 —
Excedente de 10.000 kw	\$	
Consumo mensual de energía:	\$kwh	57.00
Primeros 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	55.00
Excedente de 350 kwh/kw o fracción	\$kwh	
Recarga por transformación adicional T.6 y T.7	\$	1.400 —
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro	\$kwh	2.00
Todo el consumo mensual	\$kwh	
Recargos según art. 1° Res. M.E. N° 1.063/78. Inc. 1° Por mora: 10% sobre el importe total de la factura. Inc. 2° y 3° 22.000 — y \$ 11.000 — según se haya retirado o no el medidor. Descuento según punto 2° Normas de Aplicación Res. M.E. N° 98/76: D = 0.		

CUADRO DE TARIFAS A APLICAR POR AGUA Y ENERGIA ELECTRICA
SOCIEDAD DEL ESTADO

h) SERVICIOS DEL S.E.R. NORTE: PROVINCIA DE SANTIAGO DEL ESTERO.

	Unidad	Importe a partir del 1°/4/81
Tarifa N° 1		
C.F.M. por suministro	\$	12.100 —
Primeros 110 kwh mensuales	\$kwh	373.00
Excedente de 110 kwh mensuales	\$kwh	457.00
Tarifa N° 2-A		

Unidad	Importe a partir del 19481
C.F.M. por suministro	\$ 13.400.—
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$ 374,00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$ 489,00
Tarifa N° 2-B	
C.F.M. por suministro	\$ 13.400.—
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$ 374,00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$ 489,00
Tarifa N° 3	
Sin reposición de lámpara	\$ 464,00
Con rep. lámp. incandescente	\$ 572,00
Con rep. lámp. mezcladora o fluorescente	\$ 623,00
Con rep. lámp. vapor de mercurio	\$ 670,00
Con rep. lámp. vapor de sodio	\$ 984,00
Tarifa N° 4	
C.F.M. por suministro	\$ 13.400.—
Todo el consumo mensual	\$ 469,00
Tarifa N° 5 (Baja Tensión)	
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro	\$ 12.700.—
Primeros 100 kw/kw o fracción	\$ 219,00
Siguientes 100 kw/kw o fracción	\$ 184,00
Siguientes 200 kw/kw o fracción	\$ 150,00
Excedente de 400 kw/kw o fracción	\$ 98,00
Tarifa N° 6	
66 kv o más	
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	
Primeros 2.000 kw o fracción	\$ 25.700.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$ 25.700.—
Excedente de 10.000 kw	\$ 25.500.—
Consumo mensual de energía:	
Primeros 350 kw/kw o fracción	\$ 59,00
Excedente de 350 kw/kw o fracción	\$ 57,50
33 kv o menos de 66 kv	
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	
Primeros 2.000 kw o fracción	\$ 27.500.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$ 27.100.—
Excedente de 10.000 kw	\$ 26.900.—
Consumo mensual de energía:	
Primeros 350 kw/kw o fracción	\$ 60,00
Excedente de 350 kw/kw o fracción	\$ 58,50
Menos de 33 kv	
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	
Primeros 2.000 kw o fracción	\$ 28.900.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$ 28.500.—
Excedente de 10.000 kw	\$ 28.300.—
Consumo mensual de energía:	
Primeros 350 kw/kw o fracción	\$ 61,00
Excedente de 350 kw/kw o fracción	\$ 59,50
Tarifa N° 7	
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	
Primeros 2.000 kw o fracción	\$ 25.000.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$ 24.700.—
Excedente de 10.000 kw	\$ 23.500.—
Consumo mensual de energía:	
Primeros 350 kw/kw o fracción	\$ 57,80
Excedente de 350 kw/kw o fracción	\$ 55,80
Recargo por transformación adicional T.6 y T.7	
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	\$ 1.400.—
Todo el consumo mensual	\$ 2,00
Recargos según art. 1º Resol. M. E. N° 1.053/78	
Inc. 1º) Por mora: 10% sobre el importe total de la factura.	
Inc. 2º) \$ 22.900.— y \$ 11.600.— según se haya retirado o no el medidor.	
Descuento según punto 2º Normas de Aplicación Resol. M. E. N° 98/76: D = 0.	

**CUADRO DE TARIFAS A APLICAR POR AGUA Y ENERGIA
ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO**

1) SERVICIOS DEL S.E.R. PATAGONICO: PROVINCIAS DE SANTA CRUZ Y CHUBUT

Unidad	Importe a partir del 19481
Tarifa N° 1	
C.F.M. por suministro	\$ 12.100.—
Primeros 10 kwh mensuales	\$ 379,00
Excedente de 110 kwh mensuales	\$ 467,00
Tarifa N° 2-A	
C.F.M. por suministro	\$ 13.400.—
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$ 574,00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$ 489,00
Tarifa N° 2-B	
C.F.M. por suministro	\$ 13.400.—
Primeros 4.000 kwh mensuales	\$ 365,00
Excedente de 4.000 kwh mensuales	\$ 274,00
Tarifa N° 3	
Sin reposición de lámpara	\$ 464,00
Con rep. lámp. incandescente	\$ 572,00
Con rep. lámp. mezcladora o fluorescente	\$ 623,00
Con rep. lámp. vapor de mercurio	\$ 670,00
Con rep. lámp. vapor de sodio	\$ 984,00
Tarifa N° 4	
C.F.M. por suministro	\$ 13.400.—
Todo el consumo mensual	\$ 469,00
Tarifa N° 5 (Baja Tensión)	
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro	\$ 12.700.—
Primeros 100 kw/kw o fracción	\$ 219,00
Siguientes 100 kw/kw o fracción	\$ 184,00
Siguientes 200 kw/kw o fracción	\$ 150,00
Excedente de 400 kw/kw o fracción	\$ 98,00
Tarifa N° 6	
66 kv o más	
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	
Primeros 2.000 kw o fracción	\$ 24.600.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$ 24.200.—
Excedente de 10.000 kw	\$ 24.000.—
Consumo mensual de energía:	
Primeros 350 kw/kw o fracción	\$ 59,00
Excedente de 350 kw/kw o fracción	\$ 57,50
33 kv o menos de 66 kv	
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	
Primeros 2.000 kw o fracción	\$ 26.600.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$ 26.200.—
Excedente de 10.000 kw	\$ 25.400.—
Consumo mensual de energía:	
Primeros 350 kw/kw o fracción	\$ 60,00
Excedente de 350 kw/kw o fracción	\$ 58,50
Menos de 33 kv	
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	

Unidad	Importe a partir del 19481
Primeros 2.000 kw o fracción	\$ 27.400.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$ 27.000.—
Excedente de 10.000 kw	\$ 26.800.—
Consumo mensual de energía:	
Primeros 350 kw/kw o fracción	\$ 61,00
Excedente de 350 kw/kw o fracción	\$ 59,50
Tarifa N° 7	
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro:	
Primeros 2.000 kw o fracción	\$ 23.000.—
Siguientes 8.000 kw o fracción	\$ 22.700.—
Excedente de 10.000 kw	\$ 22.500.—
Consumo mensual de energía:	
Primeros 350 kw/kw o fracción	\$ 57,80
Excedente de 350 kw/kw o fracción	\$ 55,80
Recargo por transformación adicional T.6 y T.7	
C.F.M. por kw o fracción de cap. de suministro	\$ 1.400.—
Todo el consumo mensual	\$ 2,00
Recargos según art. 1º Resol. M. E. N° 1.053/78	
Inc. 1º) Por mora: 10% sobre el importe total de la factura.	
Inc. 2º) \$ 22.900.— y \$ 11.600.— según se haya retirado o no el medidor.	
Descuento según punto 2º Normas de Aplicación Resol. M. E. N° 98/76: D = 0.	

SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES

TARIFAS

Reajústanse las tarifas de los servicios que presta Gas del Estado.

RESOLUCION

Nº 6

Ba. As., 31/3/31

VISTO el actual cuadro tarifario de Gas del Estado, Sociedad del Estado, y

CONSIDERANDO:

Que corresponde a esta Subsecretaría de Combustibles efectuar el reajuste de las tarifas por los servicios que presta Gas del Estado Sociedad del Estado.

Que el Decreto Nº 42 de fecha 29 de marzo de 1931, Anexo IX, atribuyo competencia en la materia.

Por ello,

**El Subsecretario
de Combustibles
Resuelve:**

Artículo 1º — Fijarse a partir de la cero (0) hora del día 1º de abril de 1931 las siguientes tarifas para los servicios de gas natural por redes que presta Gas del Estado Sociedad del Estado en las zonas que a continuación se indican:

ZONA I — Comprende Capital Federal y Provincias de: Buenos Aires (excepto los Partidos de Patagones, Villarino, Bahía Blanca y Coronel de Marina Leonardo Rosales), Corrientes, Santa Fe, Entre Ríos, Corrientes y Chubut.

Se aplicarán las tarifas establecidas en la planilla Anexo Nº 1, que forma parte integrante de esta Resolución.

ZONA II — Comprende Provincias de: La Pampa (excepto Departamento de Puén), Mendoza, San Luis, San Juan, La Rioja, Catamarca, Tucumán, Salta, o del Estero, Chaco, Formosa y Buenos Aires (Partidos de Villarino, Bahía Blanca y Coronel de Marina Leonardo Rosales).

Se aplicará el 80% de las tarifas establecidas en la planilla Anexo Nº 1, cualquiera fuere el carácter del consumo.

ZONA III — Comprende Provincias de: Salta y Jujuy.

Se aplicará el 80% de las tarifas establecidas en la planilla Anexo Nº 1, cualquiera fuere el carácter del consumo.

ZONA IV — Comprende Provincias de: Neuquén, Río Negro y Chubut; Partido de Patagones de la Provincia de Buenos Aires y Departamento de Puén de la Provincia de La Pampa.

Se aplicará el 55% de las tarifas establecidas en la planilla Anexo Nº 1, para consumos domésticos y el 80% de las establecidas para otros consumos.

ZONA V — Comprende Provincias de Santa Cruz y Chubut.

Se aplicará el 40% de las tarifas establecidas en la planilla Anexo Nº 1 para consumos domésticos y el 60% de las establecidas para otros consumos.

Art. 2º — Establécense para los servicios de gas natural por redes, el tipo de distribución por redes, cualquiera fuere el tipo de consumo para el cual se aplica, con la misma vigencia que la determinada en el artículo 1º — las tarifas que se indican en la planilla Anexo Nº 2, que también forma parte integrante de esta Resolución.

Art. 3º — En todas las localidades en que fuere necesario, para atender el consumo, complementar el caudal de gas natural con la inyección de propano u octano.

Art. 4º — Establécense como importe mínimo a facturar bimestralmente a cada cliente de las por redes, existo o no consumo complementario, el carácter del consumo, salvo en aquellos casos en que Gas del Estado converja otros consumos sobre el particular. Sobre dicho valor correspondiente aplicar los porcentajes indicados para "consumos domésticos" en el artículo 1º de esta Resolución, conforme con la zona en que está radicado el consumo.

Art. 5º — En los servicios domésticos de gas natural y en los consumos de propano u octano individual, distribuido por redes así como los consumos de propano u octano bimestralmente a cada cliente de gas por redes, las tarifas registrarán para la facturación, que se emita con toma de estado de medidores, a partir de la fecha indicada en el artículo 1º.

Art. 6º — Para los servicios no domésticos de gas natural por redes las tarifas se aplicarán a los consumos que se realicen a partir de la fecha expresada en el artículo 1º. En aquellos casos en que por la modalidad de la medición no sea factible determinar con precisión las fechas de los consumos, se promediarán los valores resultantes en base al número de días que abarque el período correspondiente, a los efectos de la aplicación de las tarifas respectivas.

Art. 7º — Los usuarios industriales y las usinas térmicas del servicio público, situadas en zonas productoras que utilicen gas natural tratado antes de su inyección a gasoducto troncal, abonarán el 60% de la tarifa vigente en Zona I para "Otros consumos de gas natural por redes".

Art. 8º — Facúltase a Gas del Estado Sociedad del Estado a determinar sobre la base de los datos consignados en la planilla Anexo Nº 1, los consumos mínimos en el artículo 1º de esta Resolución, los valores a aplicar en las restantes zonas tarifarias. Las cifras resultantes se expresarán por cantidades enteras, sin fracciones de peso, redondeando los valores pertinentes en más cuando la fracción igual o supere la suma de cincuenta centavos (\$ 0.50) y en menor cuando sea inferior a dicha suma.

Art. 9º — Autorízase a Gas del Estado Sociedad del Estado a aplicar desde la fecha que dicha Sociedad determine, a partir de la mencionada en el artículo 1º de la presente Resolución, la tarifa que se indica en la planilla Anexo Nº 3 para el gas vendido en destino a consumos no directos en el caso de los usuarios a granel distribuido en zona organizada en base al gas vendido en el Transporte Nacional de la Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, y a distribuir proporcionalmente los importes en vigor para las restantes condiciones y zonas.

LEY 17.574 (*). — Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima; concesión para la construcción y explotación de las obras del complejo El Chocón-Cerros Colorados (L. O. 26/XII/67).

Art. 1º.— Otórgase a Hidronor, S. A. Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima, la concesión para construir y explotar las obras del Complejo El Chocón-Cerros Colorados a realizarse sobre los ríos Limay y Neuquén en las provincias de Neuquén y Río Negro, incluidas las líneas de transmisión de la energía con sus instalaciones complementarias desde las centrales del Complejo hasta el sistema eléctrico Gran Buenos Aires-Litoral y otros sistemas eléctricos y centro de consumo que la Secretaría de Estado de Energía y Minería autorice. La presente concesión se sujetará a las bases contractuales desarrolladas en el Anexo I.

Art. 2º.— Créase el Fondo El Chocón-Cerros Colorados, que será administrado por la Secretaría de Estado de Energía y Minería y mediante el cual el Poder Ejecutivo, directamente, o a través de organismos estatales o empresas que controle el Estado, integrará sus aportes en Hidronor, S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima y proveerá las sumas necesarias para la construcción de las obras.

(*) Nota al Poder Ejecutivo acompañando el proyecto de ley.

Buenos Aires, 21 de diciembre de 1967.

Al Excmo. señor Presidente de la Nación:

La ley 16.882 [XXVI-B, 761], encomendó a Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado, la ejecución de las obras del Complejo El Chocón-Cerros Colorados, sobre los ríos Limay y Neuquén en las provincias de Neuquén y Río Negro y de las líneas de transmisión con sus instalaciones complementarias, desde las centrales hidroeléctricas del Complejo hasta el Sistema Eléctrico Gran Buenos Aires-Litoral.

La multiplicidad de tareas a cargo de dicha empresa de Estado que cumple su importante función a través de gran parte del territorio nacional, nos ha llevado al convencimiento que, para abordar en condiciones adecuadas una obra de esa envergadura, resulta más conveniente la creación de una nueva empresa específicamente destinada a tal propósito.

La sanción de la ley 17.318 [v. p. 1480], otorga al Estado nacional un instrumento legal particularmente apto para generar entidades que, con permanente control mayoritario estatal, resulten apropiadas para la ejecución de ciertas obras públicas cuyo desarrollo y operación requieren un muy alto grado de flexibilidad y fluidez operativa, al mismo tiempo que se posibilita una mayor agilidad de funcionamiento y una fácil determinación de sus recursos y responsabilidad económica, con lo que se

El Fondo se integrará con los siguientes recursos:

a) Los montos ya recaudados y los devengados por aplicación del art. 2º de la ley 16.882 [XXVI-B, 761].

b) Un recargo por kW/h establecido sobre el precio de venta de la electricidad, hasta de un 5% de las tarifas vigentes en cada período y en cada zona del país, aplicada al consumidor final.

c) Un recargo de hasta un 5% sobre el petróleo crudo que se elabore en el país, aplicado sobre los valores que fije la Secretaría de Estado de Energía y Minería.

d) Asignaciones anuales del Fondo Nac. de la Energía y del Fondo Nac. de la Energía Eléctrica.

e) Aportes del Poder Ejecutivo destinados a costear las partes de las obras vinculadas con el riego y la regulación de los cursos de aguas.

f) Otros recursos impositivos que se crearen con destino a las obras.

El Poder Ejecutivo fijará los porcentajes aplicables en concepto de los recargos indicados en los incs. b) y c) y mantendrá la vigencia total o parcial de dichos gravámenes por el tiempo y en la medida en

facilita su gestión financiera dentro de adecuados marcos de control y la obtención de los créditos y recursos indispensables para llevar a cabo dichas obras.

El proyecto de ley que se eleva a la consideración de V. E. confiere la concesión para la ejecución y operación de las obras de El Chocón-Cerros Colorados a Hidronor, S. A. —Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima, de cuya acta de fundación y estatutos surge su constitución en los términos de la ley 17.318.

Al margen de esta modificación la ley que se propicia sigue en sus lineamientos las características de la ley 16.882, que ella deroga pero conservando sus disposiciones fundamentales. En su art. 2º crea el Fondo El Chocón-Cerros Colorados, disponiendo que será administrado por la Secretaría de Estado de Energía y Minería a cuya competencia corresponde ejecutar la política de la Nación en materia energética de conformidad con lo que dispone la ley 17.271 [v. p. 271]. Los recursos del fondo se destinarán a integrar, directa o indirectamente, aportes en la sociedad concesionaria y a proveer las demás necesidades financieras que requiera la construcción de las obras. Para la integración de tal Fondo se prevén distintas clases de recursos financieros provenientes principalmente de recargos de hasta un 5% sobre el precio de venta en la electricidad y sobre los valores que la Secretaría de Estado de Energía y Minería fije para el petróleo crudo que se elabore en el país.

que lo exijan los trabajos a que se refiere la presente ley y la puesta en explotación comercial de las instalaciones.

Los agentes de retención de las contribuciones fijadas en los incs. b) y c) del presente artículo deberán ingresar mensualmente los fondos provenientes de las mismas, en una cuenta especial en el Banco de la Nación Argentina.

Art. 3°—En los casos en que el Fondo no cuente transitoriamente con recursos y que los mismos sean indispensables para cubrir compromisos emergentes de la construcción de las obras, el Tesoro Nacional le adelantará, en carácter de préstamo, las sumas requeridas para satisfacer aquellos compromisos.

Art. 4°—El Poder Ejecutivo otorgará la garantía de la Nación a las obligaciones que, en moneda nacional o extranjera, emita Hidronor, S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima, en las cantidades y condiciones que aquél haya autorizado previamente.

Art. 5°—El Poder Ejecutivo arbitrará los medios para que Hidronor, S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima, pue-

da obtener la financiación de los bienes y servicios que deban ser importados, cuidando de asegurar la adecuada participación de la industria nacional en los suministros, mediante la aplicación de la legislación promocional pertinente.

Art. 6°—La Secretaría de Estado de Hacienda establecerá un régimen especial de fiscalización aduanera para la introducción de los elementos a que se refiere el artículo anterior, a fin de impedir demoras que puedan gravitar sobre los plazos de ejecución de las obras.

Art. 7°—Decláranse de interés nacional los trabajos y obras correspondientes al Complejo El Chocón-Cerros Colorados.

Art. 8°—Queda autorizada Hidronor, S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica, S. A., para girar al extranjero con sujeción a las disposiciones legales y reglamentarias, los importes en divisas que correspondan a las amortizaciones e intereses de los créditos que se otorguen para la ejecución de las obras y las cuotas de pago correspondientes a compra de bienes que se utilicen o incorporen a las mismas, como así también los importes correspondientes a gastos y hono-

La trascendencia de las obras de El Chocón-Cerros Colorados y la necesidad de que las distintas etapas de las mismas se cumplan dentro de los plazos previstos determinan la previsión del art. 3°, que permite adelantar el Fondo en carácter de préstamo a través del Tesoro Nacional las sumas requeridas para el cumplimiento de compromisos que aquél no pueda cubrir por no contar transitoriamente con recursos. Asimismo, por iguales razones se autoriza al Poder Ejecutivo para otorgar la garantía de la Nación a las obligaciones que emita Hidronor, S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima, se lo faculta para arbitrar los medios para que la concesionaria pueda obtener la financiación de los bienes y servicios que deban ser importados—cuidando de asegurar la adecuada participación de la industria nacional en los suministros—se dispone que la Secretaría de Estado de Hacienda dispondrá un régimen especial de fiscalización aduanera y se declaren de interés nacional los trabajos y obras correspondientes al Complejo Hidroeléctrico.

Atento que el costo de las obras demandará un significativo aporte de financiación extranjera y que, indudablemente por la naturaleza de las mismas, habrán de participar empresas extranjeras en la provisión de equipos y materiales y en algunas etapas de la construcción, se autoriza a la concesionaria a girar al exterior, con sujeción a las normas aplicables, las divisas necesarias para efectuar los pagos pertinentes.

La evaluación de los beneficios que la obra ha de reportar, ha determinado la conveniencia de liberar derechos, impuestos y

gravámenes a los bienes y equipos que se destinen a las obras, en los términos que señala el art. 9°.

Considerando la diversa extensión que se ha asignado a la Región del Comahue, según los efectos para los cuales se la designa en documentos oficiales y privados se ha estimado prudente determinar con precisión el área que a los fines de la ley que se propicia debe recibir esa denominación. Los fines de fomento a esa Región que para facilitar su promoción y desarrollo corresponde tener en cuenta, se traducen en la prioridad que se le asigna en el abastecimiento de potencia y energía eléctrica proveniente de las centrales de El Chocón-Cerros Colorados y en las tarifas preferenciales que regirán hasta que el Poder Ejecutivo considere cumplidos tales fines.

La construcción de las obras y el movimiento de las aguas que resultará de su embalse, origina la necesidad de ocupar tierras de propiedad de la Nación, de las provincias de Neuquén y Río Negro y de particulares. El art. 13 dispone a tal efecto la expropiación de los inmuebles ya determinados por el dec. 4274/66. Teniendo en cuenta el siempre dificultoso encuadre constitucional de fórmula genéricas de calificación de bienes expropiables por causa de utilidad pública, se ha considerado conveniente, dado que tales inmuebles se encuentran ya determinados, otorgar certeza al derecho de propiedad precisando por ley los bienes que se expropiarán.

Dios guarde a V. E. — Adalberto Krieger Vasena. — Luis M. Gotelli. — Luis S. D'Imperic.

rarios por servicios y a beneficios por la ejecución de las obras eventualmente contratadas con empresas extranjeras. El Poder Ejecutivo arbitrará los medios que aseguren oportunamente la disponibilidad de las divisas en que deban efectuarse los pagos.

Art. 9.º — Exímese a Hidronor, S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima, del pago de derechos de importación de impuesto a las ventas y de todo otro gravamen, con excepción de los que revistan el carácter de tasas retributivas de servicios, con respecto a los bienes que se introduzcan al país para ser incorporados a las obras del complejo o para ser utilizados en su ejecución.

Las empresas nacionales proveedoras de obras, bienes y/o servicios para la construcción del Complejo gozarán, respecto de esos suministros además de los beneficios otorgados por el párrafo anterior, de la exención del impuesto a las ventas y de los reintegros impositivos que prevé el régimen de la ley 16.879 [XXV-C, 2192].

La determinación de los bienes sujetos a las franquicias indicadas en el presente artículo y las normas de tramitación de las respectivas solicitudes de exención serán establecidas previamente por resolución conjunta de las secretarías de Estado de Energía y Minería, de Industria y Comercio y de Hacienda.

Art. 10. — A los fines de la presente ley, denominase Región del Comahue al territorio integrado por las jurisdicciones completas de Neuquén y Río Negro, por los departamentos Puelén, Cura-co, Lihuel-Lalél y Caleu-Caleu de la provincia de La Pampa y por el partido de Patagones de la provincia de Buenos Aires.

Art. 11. — Hidronor, S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima librará al servicio las instalaciones a medida que ellas puedan suministrar energía, de manera que se asegure permanente prioridad en el abastecimiento de potencia y energía eléctrica proveniente de las centrales de la Región del Comahue. A tal efecto, en el caso que el desarrollo de la Región lo haga necesario, el reintegro de la energía entregada fuera de ella será obligatorio, debiendo mediar una notificación de Hidronor, S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima a los distribuidores o usuarios hecha con no menos de 4 años de anticipación, a fin de que éstos adopten las medidas necesarias para sustituirla.

Art. 12. — El precio medio de venta de la energía a proveer por Hidronor, S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima a la Región del Comahue con destino

a servicios públicos en esa Región, resultará de las normas tarifarias establecidas en el art. 29 de la ley 15.336 [XX-A, 67], pero sin incluir los intereses del capital.

En los casos de muy grandes consumidores podrán establecerse tarifas especiales previa intervención de la Secretaría de Estado de Energía y Minería con prescindencia del régimen preferencial antes establecido.

Las tarifas preferenciales no regirán cuando el Poder Ejecutivo considere cumplidos los fines de promoción y desarrollo de la Región del Comahue.

El Poder Ejecutivo compensará a Hidronor, S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima, con recursos del Tesoro Nacional, las sumas no percibidas por la aplicación de las tarifas preferenciales en la Región del Comahue a que hace referencia el primer párrafo del presente artículo.

Art. 13. — Declárase de utilidad pública a los efectos del cumplimiento de la presente ley y sujetos a expropiación los bienes inmuebles cuya ubicación, denominación catastral, inscripción en los respectivos registros de propiedad y superficie afectada se determina en el anexo II de la presente.

Art. 14. — Autorízase a Hidronor, S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima a promover los pertinentes juicios de expropiación con respecto a los bienes afectados por la declaración contenida en el art. 13.

Art. 15. — En todo lo no previsto por la presente ley será de aplicación la ley 15.335.

Art. 16. — Derógase la ley 16.882 y toda otra norma legal que se oponga a las normas contenidas en esta ley.

Art. 17. — Comuníquese, etc.

Sanción y promulgación: 21 diciembre 1967. A

Entre el Gobierno de la Nación, representado en este acto por S. E. el señor Secretario de Estado de Energía y Minería e Hidroeléctrica Norpatagónica, S. A. en adelante Hidronor, representada en este acto por a fin de establecer las normas y condiciones de la concesión otorgada a esa empresa por la presente ley se resuelve celebrar el presente convenio:

ARTICULO 1

Objeto de la concesión

Hidronor toma a su cargo, en las condiciones y términos establecidos en la presente ley, y en el presente contrato, la construcción y explotación de las obras integrantes

del Complejo El Chocón-Cerros Colorados a realizarse sobre los ríos Limay y Neuquén, en las provincias de Neuquén y Río Negro, incluidas las líneas de transmisión de la energía con sus instalaciones complementarias desde las centrales del Complejo hasta el sistema eléctrico Gran Buenos Aires-Litoral y los demás sistemas eléctricos y centros de consumo que la Secretaría de Estado de Energía y Minería autorice.

El objeto principal de la concesión otorgada a Hidronor es la producción de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de los saltos formados por las obras previstas, el transporte de la misma y su venta en masa en los mencionados centros de consumo, luego de asegurada la permanente prioridad del abastecimiento a la Región del Comahue. Conforme a lo previsto por el art. 15 de la ley 15.336 [XX-A, 67], dicho aprovechamiento deberá ajustarse a las normas reglamentarias del uso del agua enunciadas en el art. 3 del presente contrato, con miras a la atenuación de crecidas e irrigación.

ARTICULO 2

Descripción de las obras; normas para su ejecución

I—Obras central El Chocón

—Presa de tierra de materiales graduados con núcleo impermeable con una altura máxima aproximada de 70.0 m. sobre el lecho del río y una longitud aproximada en su coronamiento de 2300 m.

—Vertedero en la margen derecha del río, de hormigón armado equipado con 4 compuertas sector de 16.5 m. por 15.4 m. y 15 m. de radio y un juego de ataguías de 16.5 m. por 15.40 m.

—Estructura de la central de hormigón armado sobre la margen izquierda del río compuesta de una obra de ocho tomas de agua con una capacidad máxima de 280 m³/s. cada una; cada toma está equipada con rejas, compuertas de guardia tipo vagón de 8.0 m por 10.0 m y un juego de compuertas de mantenimiento también tipo vagón. La denominada toma 7 tendrá un caudal máximo de 300 m³/s.

—Ocho tuberías de presión de un diámetro interior de 10.0 m. de 200 m. de longitud cada una, con revestimiento metálico.

—Una central tipo semiintemperie en la margen izquierda del río al pie de la presa. El edificio cubre un área de unos 8.100 m² y la altura de las obras civiles es de 35 m. La central está equipada con 8 grupos de 150 MW cada uno con turbinas Francis, para caídas brutas entre 65.9 m. y 57.2 m. Los mismos están agrupados de

modo que cada par de ellos se vinculan a un transformador elevador de 316 MVA, 525kV tensión secundaria.

—Un campamento de explotación.

II—Obras Cerros Colorados

A) Obras Portezuelo Grande, que aseguran la derivación del río Neuquén hacia las cuencas Los Barreales y Mari Menuco y que comprende:

—Obra de cabecera de la derivación de hormigón armado con 12 compuertas sector de 14.0 m por 8.4 y 9 m de radio cada una y un juego de ataguías.

—Canal de derivación de 1.900 m de longitud para el ingreso de las aguas a las cuencas Los Barreales y Mari Menuco.

—Azud sobre el río Neuquén de 3000 m de longitud construido por un umbral de hormigón armado en el lecho del río de 100 m de longitud con 6 compuertas sector de 14.0 m por 8.4 m idénticas a las de la obra de derivación. A ambos lados, el umbral de hormigón se prolonga en diques homogéneos de aluviones.

—Cierres de Painemil de una altura máxima de 4 a 5 m y una longitud de los 2 terraplenes de 600 m.

—Cierre Sudeste constituido por un terraplén de una altura máxima de 12 m y una longitud de 11.000 m, que permiten llevar la capacidad de las cuencas Los Barreales y Mari Menuco a 43.000 Hm³.

—Un campamento de explotación.

B) Obras Central, Planicie Banderita que incluyen:

—Obras de cabecera o de guardia del canal alimentador de la Central consistente en una estructura de hormigón armado que forma 4 vanos, con compuertas de guardia tipo vagón de 8.0 m por 11.0 m. Esta estructura está flanqueada por endicamientos de tierra para completar el cierre.

—Canal de alimentación que llevará el agua desde las obras de toma hasta la cámara de carga, de una longitud de 2700 m. El ancho de su solera será de 10 m y la profundidad media de 24 m.

—Cámara de carga que consiste en un ensanchamiento del canal de alimentación situada inmediatamente aguas arriba de la estructura de toma. Su forma es aproximadamente prismática con 340 m de largo, 320 m de ancho y una profundidad media de 26 m.

—Estructura de hormigón armado compuesta de 3 tomas de agua provistas de rejas y compuertas principales.

—Tres tuberías de presión de 8 m de diámetro, de chapa de acero soldado, con

una capacidad nominal de 235 m³/s cada una.

—Una central, tipo convencional cubierta, que estará equipada con 3 grupos, con turbinas Francis, de 150 MW cada una y caída nominal de 74.5 m; canal de fuga de una longitud de 2800 m.

—Un grupo auxiliar hidráulico de 3000 kVA, turbina Francis.

—Dos transformadores, uno de 316 MVA, 525 kV de salida y otro de 158 MVA, 525 kV.

—Un campamento de explotación.

III — Sistema de transmisión que comprende

—Dos líneas principales a 50 kV que parten, una de la estación de la Central El Chocón y la otra de la estación de la central Planicie Banderita, llegando a las estaciones Florencio Varela y Riachuelo en las cercanías de la ciudad de Buenos Aires a 1100 km de las centrales aproximadamente. Estas líneas pasan por las estaciones intermedias de Puelches y Henderson.

—Una línea de 500 kV entre las estaciones de la Central El Chocón y de la Central Cerros Colorados.

—Una línea de 500 kV entre las estaciones de llegada de Riachuelo y Florencio Varela.

—La longitud total de líneas es de 2200 km. Las estructuras de soporte serán de acero galvanizado y los conductores de aluminio-acero de 327,9 mm² (sección de aluminio 282 mm²). Cada línea está protegida por 2 cables de guardia de acero galvanizado de 93,27 mm² de sección.

—Dos estaciones de salida (El Chocón y Cerros Colorados), con transformadores 500/132/13.8 kV, 100 MVA y sus equipos de interruptores seccionadores, etcétera.

—Dos estaciones intermedias (Puelches y Henderson).

—Dos estaciones de llegada (Riachuelo y Florencio Varela) con transformadores reductores 500/132/13.8 kV, 300 MVA y sus equipos de protección.

a) La enunciación anterior es meramente enunciativa: se consideran comprendidas en la misma, entre otras, las obras preliminares y transitorias, tales como campamentos, obradores, talleres, depósitos, vías temporales de acceso a la obra, etcétera.

b) En la programación y ejecución de las obras, Hidronor contará con la colaboración de ingenieros consultores de acreditada competencia, especialización y experiencia, cuya designación requerirá la previa conformidad de la Secretaría de Estado de Energía y Minería.

c) Antes del 30 de setiembre de cada año Hidronor someterá a la aprobación de la Dirección Nac. de la Energía su plan de obras para el año siguiente, encuadrado en el plan general de las mismas, y si aquella Dirección Nacional no lo observara dentro de los 60 días de haberlo recibido, se considerará definitivamente aprobado.

d) Hidronor comunicará trimestralmente a la precitada Dirección Nacional el estado de ejecución de las obras y a la terminación de cada una de ellas enviará a la misma copia de los planos, memoria descriptiva y resumen de la inversión respectiva.

ARTICULO 3

Normas reglamentarias del uso del agua

I. — Definiciones: A los efectos de esta concesión se entenderá por:

Embalse de El Chocón: El lago artificial que se formará aguas arriba de la presa de El Chocón y cuya función consistirá en regular los aportes del río.

Presa de El Chocón: La obra de retención de las aguas del río Limay que se construirá en el lugar denominado Bajada del Chocón Chico, con el objeto de formar un embalse regulador de los aportes del río.

Central de El Chocón: La central que se construirá sobre la margen izquierda del río Limay al pie de la presa de El Chocón.

Evacuador de crecidas: La obra controlada por compuertas, que se construirá sobre la margen derecha del río Limay, destinada a evacuar los excedentes de crecidas y cuya capacidad será de 8000 m³/s.

Azud de Portezuelo Grande: La obra de retención que se construirá sobre el río Neuquén en las inmediaciones del lugar denominado Portezuelo Grande con el fin de facilitar la derivación de las aguas del río hacia las depresiones naturales de Cerros Colorados y Mari-Menuco.

Obra de derivación de Portezuelo Grande: El edificio de toma que se construirá sobre la margen derecha del río Neuquén destinado a controlar el canal de alimentación de las citadas depresiones.

Canal de alimentación: El canal que comunicará la obra de derivación de Portezuelo Grande con la depresión de Cerros Colorados, con el fin de llenar las depresiones de Cerros Colorados y Mari-Menuco.

Embalse de Cerros Colorados: El lago artificial que se formará una vez llenadas las depresiones y cuya función consistirá en regular los aportes del río.

Obra de cabecera de Planicie Banderita: El edificio de toma destinado a controlar

el canal de aducción a la central de Planicie Banderita.

Canal de aducción a la central de Planicie Banderita: El canal que se iniciará en la Obra de Cabecera y estará destinado a alimentar la central y el conducto para riego que se mencionan más abajo, a través de la meseta denominada Planicie Banderita.

Central de Planicie Banderita: La central que se construirá sobre la margen derecha del río Neuquén, al pie de la meseta denominada Planicie Banderita.

Conducto para riego: La tubería que conducirá el agua para riego cuando no funcione la central de Planicie Banderita y que estará ubicada junto a la central.

Lago Pellegrini: La depresión natural hacia la que se derivan las aguas de crecida del río Neuquén mediante la obra de desviación existente junto al dique de Contralmirante Cordero.

Cero de referencia de los niveles altimétricos: En toda mención de cotas de nivel altimétricas se entenderán éstas referidas al cero de la Nivelación de Presión de la República (Marcógrafo del Riachuelo).

II— Normas de explotación del embalse de El Chocón para retención de crecidas.

A los efectos de asegurar el volumen de retención necesario para reducir la máxima crecida previsible de 3000 m³/s. a no más de 3000 m³/s restituidos al valle del río Limay, el nivel del embalse que permite la explotación libre, medido en una escala apropiada que se instalará junto a las tomas de los grupos hidroeléctricos, no deberá sobrepasar los valores indicados en el cuadro 1 al 1° de cada mes.

Fecha	Cota máx. admisible
1° de enero	381.00
1° de febrero	381.00
1° de marzo	380.00
1° de abril	379.00
1° de mayo	378.00
1° de junio	378.00
1° de julio	378.00
1° de agosto	378.00
1° de septiembre	378.60
1° de octubre	379.20
1° de noviembre	379.80
1° de diciembre	380.40

Fuente: Proyecto Ejecutivo Chocón - Capítulo 2

En el caso de sobrepasarse las cotas arriba indicadas, se seguirán las siguientes normas:

Del 1° de mayo al 1° de agosto:

Cuando el nivel supere la cota 378.00 deberá evacuarse un caudal de 1600 m³/s, o sea 133 hm³/día.

Cuando el nivel agua arriba continúe elevándose y alcance la cota 378.50, el caudal evacuado deberá aumentarse hasta 2000 m³/s, o sea 175 hm³/día, utilizándose a tal fin tanto las turbinas como el evacuador de crecidas.

Cuando el nivel alcanza la cota 379.80, deberá elevarse el caudal evacuado hasta 2500 m³/s, o sea 216 hm³/día.

Cuando el nivel alcanza la cota 380.80, el caudal evacuado se aumentará a 3000 m³/s, o sea 259 hm³/día.

Si el nivel alcanza la cota de 381.50, el caudal evacuado deberá ser igual al caudal natural afluente en cada instante a menos que se decida tolerar una cierta sobre-elevación adicional del nivel sobre la revancha de seguridad, que es de 5.10 m sobre la cota 381.50. Esta decisión sólo podrá tomarse en base a los informes sobre la marcha de la crecida suministrados por las estaciones de aforos de aguas arriba.

Del 1° de agosto al 1° de enero:

La ley que determina los caudales de restitución en función del nivel alcanzado, será la siguiente:

a) Si el 1° de setiembre, octubre, noviembre, diciembre o enero, el nivel de embalse alcanza respectivamente las cotas 378.60, 379.20, 379.80, 380.40 o 381.00, deberán descargarse 1600 m³/s, o sea 133 hm³/día.

b) Si el 1° de setiembre, octubre, noviembre, diciembre o enero, el nivel de embalse alcanza respectivamente las cotas 379.20, 379.80, 380.40, 381.00 o 381.50, deberán descargarse 2000 m³/s o sea 175 hm³/día.

c) Si el 1° de setiembre, octubre, noviembre, diciembre o enero, el nivel de embalse alcanza respectivamente las cotas 380.00, 380.75, 381.50, 381.50, o 381.50, deberán descargarse 2500 m³/s, o sea 216 hm³/día.

d) Si el 1° de setiembre o el 1° de octubre el nivel de embalse alcanza respectivamente las cotas 380.00 o 381.50, deberán descargarse por lo menos 3000 m³/s, evacuándose un caudal igual al caudal afluente mientras el nivel se mantenga a cota de 381.50.

Del 1° de enero al 1° de mayo:

Durante este periodo de estiaje el volumen acumulado en el periodo precedente será vaciado progresivamente por la central sin que, normalmente sea necesaria la apertura del evacuador. Será obligatorio alcanzar la cota 378.00 o menor, el 1° de mayo, para que la reserva de atenuación de crecidas se encuentre nuevamente disponible en su totalidad a la iniciación del periodo de crecida siguiente.

III—Normas de explotación del embalse de Cerros Colorados para la retención de crecidas.

A los efectos de asegurar el volumen de retención necesario para reducir la máxima crecida previsible de 9600 m³/s a no más de 3500 m³/s restituidos al valle del río Neuquén —de los cuales 2000 m³/s serán a su vez desviados hacia el Lago Pellegrini, los niveles de embalse en el lago de Cerros Colorados, medidos en una escala apropiada que se instalará junto a la obra de cabecera no deberán exceder los valores indicados en el cuadro N° 2 el día 1° de cada mes.

CUADRO N° 2

Fecha	Cota máx. admisible
Enero	442.00
Febrero	429.75
Marzo	419.50
Abril	418.25
Mayo	417.00
Junio	417.00
Julio	417.00
Agosto	417.00
Setiembre	418.00
Octubre	419.00
Noviembre	420.00
Diciembre	421.00

Fuente: Proyecto Ejecutivo de Cerros Colorados.

En caso de alcanzarse o sobrepasarse las cotas indicadas, por causa del aporte del río, se evacuará por las turbinas, por el conducto para riego y por el Azud sobre el río Neuquén un caudal de 3500 m³/s como máximo. Pero, mientras el nivel de embalse no descienda de la cota 422.00 el caudal evacuado deberá ser igual al caudal afluente en cada instante, a menos que se decida tolerar una cierta sobreelevación adicional sobre la revancha de seguridad que es de 4.00 m sobre la cota 422.00. Esta decisión

sólo podrá tomarse en base a los informes sobre la marcha de la crecida suministrados por las estaciones de aforos de aguas arriba.

Después del pasaje de la crecida, se hará descender el nivel de embalse hasta la cota prescripta, de modo de reconstruir el volumen de retención previsto en cada época del año.

IV—Normas para la explotación en período seco de los embalses de El Chocón y Cerros Colorados.

La norma común de explotación de los embalses para la satisfacción de las necesidades de agua de los valles será la siguiente:

—Los caudales utilizados en el valle del río Neuquén, entre Portezuelo Grande y el dique de Contralmirante Cordero, serán asegurados por los aportes naturales del río, es decir que ellos no pasan por el embalse de Cerros Colorados. Durante la construcción del Azud de Portezuelo Grande y el llenado de las cuencas, deberán dejarse pasar hacia aguas abajo los caudales necesarios para el riego y agua potable, en el valle del río Neuquén.

—Los caudales utilizados en el valle del río Neuquén aguas abajo Contralmirante Cordero, serán asegurados por el embalse de Cerros Colorados.

—Los caudales utilizados en el valle del río Limay aguas abajo de Bajada del Chocón Chico, serán asegurados por el embalse de El Chocón.

—Los caudales utilizados en todo el valle del río Negro aguas abajo de la Confluencia, serán asegurados por ambos embalses.

—La repartición teórica entre ambos embalses de los suministros de agua para satisfacer las necesidades totales, variará, en las proporciones siguientes cada mes, en función de la esperanza de aporte de cada río, determinada por el estudio hidrológico (Cuadro 3, valores en por ciento).

CUADRO N° 3
Repartición mensual de los aportes de los embalses

MES	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Río Limay ..	71	71	70	70	70	69	69	67	66	64	64	66
Neuquén	29	29	30	30	30	31	31	33	34	36	36	34

Fuente: Proyecto ejecutivo de El Chocón

Pieza N° 6 - Anexo 1

—La necesidad porcentual de riego en los valles según los meses del año, se ha establecido en la forma indicada en el Cuadro N° 4.

CUADRO N° 4
Necesidad porcentual de agua para riego

E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
100	83	67	50	0	0	0	0	27	33	67	83

Fuente: Proyecto ejecutivo de El Chocón

Pieza N° 6 - Anexo 1

Para el mes de enero, la dotación de riego se ha establecido en 1 l/s ha (un litro por segundo por hectárea).

—Los caudales medios mensuales mínimos que cada embalse deberá proveer en periodo seco, están dados por:

- La dotación de riego correspondiente al mes, multiplicada por el número de hectáreas regadas más:

- El caudal necesario para provisión de agua potable a las poblaciones ribereñas más:

- El caudal equivalente a la evaporación total producida en el río, más:

- El caudal mínimo necesario para que las bocatomas de las obras de riego y provisión de agua potable puedan ser alimentadas, menos:

- El caudal restituído al río por los desagües, estimados en un 20 % del caudal derivado para riego.

—Durante los meses de invierno, sin riego, los caudales medios mensuales mínimos necesarios estarán determinados por:

- Los caudales necesarios para las centrales ubicadas en los canales más:

- El caudal equivalente a la evaporación total producida en el río, más:

- El caudal necesario para provisión de agua potable a las poblaciones ribereñas, más:

- El caudal mínimo necesario para que las bocatomas puedan ser alimentadas.

—Puesto que las superficies regadas irán aumentando con el transcurso del tiempo, los caudales medios mensuales desembalsados para riego, deberán ser modificados cada vez que se incorporen nuevas áreas de riego. Igualmente se modificarán los caudales mínimos para la provisión de agua potable cada vez que aumenten las respectivas dotaciones.

ARTICULO 4

Normas reglamentarias de la utilización de la energía

Desde que Hidronor esté en condiciones de iniciar el suministro de energía eléctrica pondrá a disposición de la Región del Comahue una reserva de potencia de magnitud adecuada para promover el desarrollo económico de la misma, en la que regirán las tarifas especiales previstas por el siguiente art. 13, sección II.

La Secretaría de Estado de Energía y Minería fijará de tanto en tanto las cantidades de energía a tal efecto requeridas y establecerá las condiciones a que deberá

ajustarse el cumplimiento de las normas enunciadas por el art. 11 de la presente ley para satisfacer los propósitos informantes de la misma.

ARTICULO 5

Potencias características del aprovechamiento

Los aprovechamientos de El Chocón y Planicie Banderita están constituidos por centrales regularizadas; las potencias hidráulicas de garantías finales, que podrán disponerse en cualquier instante sobre las barras de alta tensión de las subestaciones transformadoras de cada central, serán respectivamente:

En la central de El Chocón: 1200 MW (mil doscientos megavatios).

En la central de Planicie Banderita 450 MW (cuatrocientos cincuenta megavatios).

Las potencias máximas finales de instalación en ambas centrales coinciden con las potencias garantizadas.

Se instalarán 8 grupos de 150 MW (ciento cincuenta megavatios) en El Chocón y 3 de igual potencia en Planicie Banderita.

ARTICULO 6

Plazo de ejecución de los trabajos determinados en la concesión

Fijase en 61 meses (sesenta y un meses) el plazo que mediará entre la iniciación de las obras de El Chocón y la entrada en servicio comercial de los 2 primeros grupos de la central de El Chocón.

La entrada en servicio de los restantes grupos se irá completando a medida que las necesidades de potencia del sistema lo requieran, pero no se extenderá más allá del 6° año a partir de la puesta en servicio de los primeros grupos.

Los grupos de Planicie Banderita se instalarán en el 4° año a partir de la puesta en servicio de los primeros grupos de El Chocón siempre que el embalse de Cerros Colorados se encuentre lleno para esa época.

Hidronor se compromete a organizar los trabajos correspondientes a la construcción, montaje y puesta en marcha de la central El Chocón y del sistema de transmisión desde esta última hasta el sistema eléctrico del Gran Buenos Aires-Litoral, en forma que su respectiva entrada en servicio contribuya en el transcurso de 1973 a satisfacer la demanda de la zona del Gran Buenos Aires.

ARTICULO 7

Plazo de la concesión

Correrá a cargo de Hidronor por tiempo indeterminado la explotación de las obras

cuya construcción le encomienda el presente contrato, así como la prestación y administración de los servicios que esa explotación comporta.

ARTICULO 8

Financiación de las obras

A) Dentro de los 180 días de la suscripción del presente contrato, Hidronor someterá a consideración de la Secretaría de Estado de Energía y Minería:

a) El plan general y presupuesto estimativo global del costo de las obras detalladas en el art. 2º, con el escalonamiento anual de las erogaciones a efectuar hasta la conclusión de las mismas y la discriminación del importe respectivo en moneda nacional y divisas extranjeras, según corresponda, especificándose la proporción de aquel costo imputable a las obras afectadas a la producción y transmisión de energía, riego y atenuación de crecidas, respectivamente;

b) El correlativo plan de financiación, con el escalonamiento de los recursos de diversas fuentes con que Hidronor espera contar, especificándose el importe estimado de:

i) Los aportes al capital social de Hidronor requeridos por sus compromisos y erogaciones y la oportunidad en que su integración deberá hacerse efectiva, a los fines previstos por los arts. 2º y 3º de la presente ley;

ii) Las sumas que, a juicio de Hidronor, le proporcionará el acogimiento al régimen que para la emisión de obligaciones y financiación de bienes y servicios de importación, establecen los arts. 4º y 5º de la presente ley;

B) Los precitados presupuestos y plan de financiación serán objeto, por parte de Hidronor, de posteriores ajustes periódicos en función de las fluctuaciones de los precios y costos y de las modificaciones que tanto el desarrollo de las obras como la evolución de la situación financiera, aconsejan introducir en los proyectos iniciales;

C) Dentro del plazo de 60 días computados desde la fecha de presentación de los presupuestos mencionados en el inc. a) del presente artículo, así como de sus ajustes posteriores, la Secretaría de Estado de Energía y Minería deberá pronunciarse sobre los mismos, sea aprobándolos, sea puntualizando las modificaciones que estime pertinentes. En igual plazo y previa intervención de la Secretaría de Estado antedicha, el Ministerio de Economía y Trabajo aprobará, observará o rechazará el plan de financiación exigido en el inc. b) de este artículo. Hidronor quedará exenta de toda responsa-

bilidad por las consecuencias directas e indirectas de no haber dispuesto en oportunidad y monto adecuados de los recursos que en sus presentaciones haya considerado necesarios para solventar, sin demora, las erogaciones y compromisos que comporta la ejecución de las obras detalladas en el art. 2º.

D) En contrapartida de las inversiones afectadas a la parte de las obras vinculadas al riego y atenuación de crecidas, Hidronor emitirá sea títulos de deuda, sin interés y no negociables, sea acciones con derecho a voto pero sin derecho a participar en las utilidades, cuya amortización se realizará conforme a lo establecido en el art. 12, sección II.

E) El precedente régimen de financiación, cuya aplicación será reglamentada de común acuerdo entre la Secretaría de Estado de Energía y Minería e Hidronor, se mantendrá en vigencia hasta la fecha en que la explotación comercial de las obras previstas, a juicio del Poder Ejecutivo asegure el desenvolvimiento de Hidronor con sus propios recursos y lo que el crédito le permita obtener.

ARTICULO 9

Régimen de ocupación de la vía pública. Servidumbres

Conforme a lo previsto por los arts. 10 y 16 de la ley 15.336, a solicitud de Hidronor y con intervención de la Secretaría de Estado de Energía y Minería, el Poder Ejecutivo hará extensiva la declaración de utilidad pública y la autorización a dicha empresa para promover los pertinentes juicios de expropiación a que se refiere el art. 13 de la presente ley, a los demás bienes de cuyo dominio fuera indispensable disponer para la ejecución y administración de las obras detalladas por el art. 2º del presente contrato.

Hidronor tendrá derecho a la ocupación y uso gratuito de todos los caminos, terrenos y demás lugares del dominio público nacional, provincial y municipal, incluso su subsuelo y espacio aéreo, que fueran necesarios para la colocación de las instalaciones y ejecución de los trabajos requeridos por el presente contrato, incluso líneas de comunicación y de mando e interconexión con centrales propias o de terceros.

La aprobación por la Dirección Nac. de la Energía de los planos para el tendido del sistema de transmisión de energía cuya instalación se encomienda a Hidronor, implicará la afectación de los predios comprendidos en dicha aprobación a las servidumbres y limitaciones al dominio necesarias para el cumplimiento de esta conce-

sión, quedando Hidronor especialmente autorizada para tender las líneas de aquel sistema y las de comunicación y mando, de conformidad con la reglamentación que dicte la Secretaría de Estado de Energía y Minería. El dueño del predio sirviente quedará obligado a permitir la entrada de obreros, medios de transporte y materiales que se requieran para la construcción, vigilancia, conservación o reparación de dichos sistemas de transmisión sin perjuicio de ser indemnizado por los perjuicios que dichos trabajos le irroguen.

ARTICULO 10

Trabajos en lugares del dominio público

Las instalaciones a colocar en lugares del dominio público deberán ser sometidas por Hidronor a la aprobación de la Dirección Nac. de la Energía presentando la documentación correspondiente en el modo y plazo que esta última establezca. Si pasados 60 días desde la fecha de la presentación, la referida Dirección Nacional no dictase resolución definitiva, Hidronor podrá colocar dichas instalaciones como si hubieran sido autorizadas.

Una vez autorizada la colocación de cables y demás instalaciones en lugares del dominio público, Hidronor solamente accederá a su remoción o traslado cuando ello fuere necesario en razón o como consecuencia de obras a ejecutar por la Nación, provincias o municipalidades o por empresas concesionarias o adjudicatarias de servicios y obras públicas. En tales casos, la autoridad que promueva la remoción o traslado, por intermedio de la Dirección Nac. de la Energía deberá comunicarlo a Hidronor, con indicación de plazo suficiente para que ésta ejecute los trabajos requeridos. Todos los gastos que a tal fin fuere necesario efectuar, deberán serle reintegrados a Hidronor por la autoridad o empresa que haya requerido la realización de dichos trabajos.

Correrán por cuenta de Hidronor los gastos y daños que ocasione a terceros, incluso los bienes del dominio público, la ejecución de las obras y trabajos requeridos por la presente concesión.

ARTICULO 11

Base tarifaria

SECCION I

A los fines previstos en el inc. 12 del art. 18 de la ley 15.336 y en el presente convenio, Hidronor llevará un registro en dólares de los Estados Unidos de América en el que se asentará el valor no depreciado de los bienes destinados al servicio.

a) A los efectos del presente artículo se entiende por "bienes destinados al servicio":

1. Las presas, evacuadores de crecidas, canales de alimentación y aducción y demás obras hidráulicas de saneamiento, conservación de fauna, flora y otros recursos naturales, las centrales eléctricas, subestaciones, líneas de transmisión, sistemas de distribución, talleres e inmuebles auxiliares y todos los demás bienes e instalaciones que Hidronor destine a los fines de la presente concesión, incluyendo los afectados a la administración de la sociedad, servicios sociales al personal y, en general, al cumplimiento de sus finalidades; y

2. Los bienes incluidos en la cuenta de enseres y útiles.

b) El "Registro del valor no depreciado de los bienes destinados al servicio" estará constituido por la suma de los valores a que se refieren los siguientes puntos 1, 2 y 3, menos la suma de los valores a que se refiere el punto 4:

1. Los importes reconocidos a Agua y Energía Eléctrica y a otras entidades como compensación por los gastos y costos de los estudios previos sobre las obras cuya ejecución ha sido encomendada a Hidronor, convertidos a dólares al cambio libre de la fecha de reconocimiento.

2. La suma de los importes anuales convertidos a dólares al cambio libre medio del respectivo año, de las inversiones en las obras proyectadas y sus ampliaciones que se hayan incorporado en el curso de ese año al servicio y al inventario de Hidronor según la definición en el inc. a), punto 1º de esta sección, incluyendo como parte del costo de aquéllas además de los materiales y de la mano de obra, los gastos de ingeniería, la proporción que corresponda de los gastos de depósito, de transporte y generales, los intereses intercalarios y todos los demás gastos y cargas necesarios para la completa habilitación de las respectivas instalaciones. En el caso de obras cuya ejecución abarque más de un año se procederá en la siguiente forma:

i) Las obras, materiales, gastos y cargas cuyo precio haya sido fijado en dólares o en una divisa cuyo valor no haya variado con respecto al dólar durante el período en cuestión, serán registradas directamente en dólares;

ii) Para todas las demás obras, materiales, gastos y cargas, se establecerá el valor en pesos de lo ejecutado y/o acopiado durante cada uno de los años hasta que se hayan incorporado al servicio y al inventario de Hidronor, y esos valores parciales serán convertidos a dólares al cambio libre medio de cada uno de los respectivos años;

iii) Las sumas de los importes conforme a los acápites i) y ii) precedentes será asentada en el "Registro del valor no depreciado de los bienes destinados al servicio" en el año en que hayan sido incorporados al servicio y al inventario de Hidronor.

3. La suma de los importes anuales, convertidos a dólares al cambio libre medio del respectivo año, de las inversiones correspondientes a la cuenta "Enseres y útiles" que se hayan efectuado en el curso de ese año.

4. La suma de los importes anuales de los "bienes destinados al servicio" que se hayan retirado en el curso de ese año, de acuerdo con el valor con que los mismos figuren en el "Registro del valor no depreciado de los bienes destinados al servicio".

SECCION II

La "base tarifaria" sobre la cual Hidronor tendrá derecho a obtener el beneficio anual neto, previsto en el art. 13, sección I, inc. d) será calculada cada año en la forma siguiente:

a) Se promediarán los saldos que arroje al 31 de diciembre del año para el cual se determine el beneficio y del año inmediato anterior, el "Registro del valor no depreciado de los bienes destinados al servicio" conforme a la sección I, inc. b) del presente artículo;

b) Se establecerá el valor en dólares de las obras, o de la proporción de las mismas, que por su vinculación con el riesgo y la atenuación de crecidas hayan sido costeadas por el Poder Ejecutivo —en contrapartida de cuyos aportes recibió de Hidronor acciones, obligaciones u otros títulos de deuda que no devengan dividendos ni intereses— por lo que corresponde excluir la respectiva inversión del cómputo del costo de producción de la energía hidroeléctrica;

c) La "base tarifaria" correspondiente al año para el cual se determine el beneficio será el importe de la diferencia entre el promedio calculado conforme al inc. a) y el valor determinado conforme al inc. b) de esta sección convertido a pesos moneda nacional al cambio libre del dólar al cierre del último día hábil del año para el cual se determine el beneficio, aumentado en un 4% en concepto de capital circulante.

SECCION III

Sin perjuicio de lo previsto en el art. 14, en caso de que el procedimiento establecido en las secciones I y II del presente para la determinación del valor en pesos moneda nacional de los "bienes destinados al servicio" sobre la base de la cotización del

dólar, llevará en el futuro a importes que ya no fueran representativos del valor real en ese momento de dichos bienes, las partes, a iniciativa de cualquiera de ellas, convendrán normas más adecuadas para la determinación de dicho valor en pesos moneda nacional.

ARTICULO 12

Fondo de depreciación y amortizaciones

SECCION I.

La dotación anual al fondo de depreciación y renovación será determinada conforme a las siguientes reglas:

a) Se establecerá la vida útil probable que técnicamente proceda atribuir a cada instalación o grupo de instalaciones, cuya duración podrá ser modificada de tanto en tanto conforme lo aconseje la experiencia;

b) Se calculará la cuota anual necesaria para acumular al fin de su vida útil un valor igual al de las respectivas instalaciones conforme al "Registro del valor no depreciado de los bienes destinados al servicio". A tal efecto para cada año se establecerá:

i) El saldo acumulado respecto de las instalaciones de que se trate en el Registro a que se refiere el punto a) de la sección III del presente artículo.

ii) La diferencia entre el valor con que las instalaciones figuren en el "Registro del valor no depreciado de los bienes destinados al servicio", tomando en su caso en cuenta los ajustes que se practiquen conforme a la sección III del art. 11, y el saldo conforme al acápite i) precedente.

iii) El remanente de la vida útil de los respectivos bienes.

iv) La cuota anual que, con sus intereses a la tasa promedio ponderado que haya resultado del siguiente punto c) en el curso del año anterior, acumule durante el remanente de la vida útil establecido conforme al acápite iii) precedente la diferencia calculada conforme al acápite ii) también precedente.

c) Hidronor acreditará anualmente al fondo de depreciación:

i) Con cargo a beneficios, un interés calculado sobre el total acumulado al principio del año en el registro previsto en la sección III, acápite c) del presente artículo, igual al porcentaje de beneficio que, para el respectivo año, haya resultado para la "base tarifaria" establecida conforme al art. 11.

ii) Para las sumas que a los fines del presente artículo hayan sido invertidas fuera de la empresa, un interés calculado sobre su respectivo importe a una tasa infe-

rior en 3 puntos al porcentaje aludido en el precedente punto i), intereses que no serán computados como gasto de explotación. Hidronor dispondrá libremente del interés devengado por las respectivas inversiones.

SECCION II

Las cuotas anuales de amortización del valor en dólares de las "obras excluidas" a que se refiere el art. 11, sección II, acápite b), serán calculadas conforme a lo convenido entre Hidronor y el Poder Ejecutivo con respecto al reintegro por la primera de los aportes del segundo para costear las obras en cuestión. El plazo de amortización no será inferior al de la vida útil de las instalaciones que sirvan a los propósitos a que responde la precitada exclusión.

SECCION III

A los efectos de este artículo, Hidronor llevará 3 registros en dólares:

a) El Registro del fondo de depreciación, el cual:

i) Se acreditarán las dotaciones anuales afectadas conforme a la sección I, acápite b) del presente artículo, y los intereses calculados conforme al acápite c) de esa misma sección.

ii) En oportunidad de retirar del servicio bienes depreciables, se debitará el costo de los bienes en cuestión según el registro previsto en el art. 11, así como el importe del costo de su remoción, y se acreditará con el valor residual obtenido de la venta de los mismos y con cualquier otro monto recuperado: p. e., seguros.

b) El Registro de las amortizaciones de obras excluidas, al que se acreditarán las cuotas anuales establecidas conforme a la sección II del presente artículo;

c) El Registro de las sumas provenientes del fondo de depreciación que se hayan invertido en bienes de la propia empresa.

ARTICULO 13

Tarifas

SECCION I

A los efectos de la fijación de las tarifas de Hidronor se establecerán los siguientes costos:

a) Gastos de explotación: comprenderán todos los gastos necesarios para la operación mantenimiento, supervisión y dirección de las obras hidráulicas, las centrales eléctricas, línea de transmisión, estaciones transformadoras y todas las obras complementarias y

auxiliares de las mismas, incluso los que correspondan a saneamiento, conservación de fauna, flora y otros recursos naturales. Comprenderán igualmente los gastos comerciales, administrativos y generales de la empresa, incluso las eventuales contribuciones, impuestos y tasas nacionales, provinciales y municipales de cualquier naturaleza, como así también los que graven el capital o los beneficios de Hidronor. La enumeración precedente es meramente ilustrativa, sin perjuicio de cualesquiera otros gastos y cargas en que incurra Hidronor en relación con las actividades objeto de la presente concesión. En virtud de las normas estipuladas por el art. 11 para fijar la base tarifaria, los intereses de los préstamos que contraiga Hidronor no serán computados como gastos de explotación;

b) La dotación anual al fondo de depreciación conforme al art. 12, sección I, acápites a) y b);

c) Las cuotas anuales de amortización conforme a la sección II del art. 12.

d) Un beneficio neto después de haber pagado todo impuesto, igual al 8 % anual del valor de la "base tarifaria" que resulte para el mismo año en cuestión conforme al art. 11. Dicha tasa ha sido fijada con miras a obtener el concurso del ahorro privado nacional a la financiación de las obras y servicios a cargo de Hidronor, por cuyo motivo será reajustada de común acuerdo entre el Poder Ejecutivo e Hidronor en caso de que resultara insuficiente para alcanzar la expresada finalidad.

SECCION II

Las tarifas para la venta de energía eléctrica con destino a servicios públicos en la Región del Comahue serán fijadas en función de la proporción que equitativamente corresponda de los puntos a), b) y c) de la sección I precedente. A partir de la fecha en que conforme al art. 10 de la presente ley el Poder Ejecutivo haya declarado cumplidos los propósitos de promoción y desarrollo de la mencionada Región, también, será incluida la proporción pertinente del punto d) de la mencionada sección I.

SECCION III

Las tarifas para la venta de energía eléctrica fuera de la Región del Comahue, así como a grandes consumidores en dicha región —a saber, con una demanda máxima superior a 3000 kW— serán establecidas en forma de que su producido, sumado al proveniente de las ventas en dicha Región a que se refiere la precedente sección II de

este artículo, y a los ingresos de Hidronor por la explotación de cualesquiera otros bienes afectados a la presente concesión. La prestación de los servicios que esa explotación comporta, cubra todos los gastos y cargas establecidos conforme a la sección I del presente artículo.

Reconocen las partes que en virtud de los propósitos informantes de la presente ley y del presente convenio —atenuación de crecidas y fomento de la Región del Comahue— las normas precedentes pueden determinar que los precios de la energía a suministrar fuera de dicha Región impidan —en forma parcial o total— la venta de la producción de Hidronor al efecto disponible por resultar dichos precios superiores, sea al importe de los gastos cuyo desembolso por los sistemas adquirentes la adquisición de esa energía permita evitar, sea al importe de lo que habría costado producir energía de iguales características ampliando la capacidad de producción de esos mismos sistemas. En tal caso Hidronor rebajará sus precios en el importe requerido para que resulten iguales para cada sistema, a su respectivo costo de producción, y al Poder Ejecutivo, sin perjuicio de la compensación prevista en el art. 12 de la presente ley, optará entre:

a) Autorizar la reducción de la "base tarifaria" de Hidronor en la medida requerida por esa rebaja, ampliando en igual proporción el valor previsto en el art. 11, sección II, acápite b); o

b) Abonar a Hidronor una subvención de equilibrio igual al déficit de ingresos que para ella resulte de la precitada rebaja.

SECCION IV

Sin perjuicio del cumplimiento de las normas precedentes Hidronor podrá negociar libremente el precio de sus suministros de energía eléctrica con los sistemas usuarios o con los grandes consumidores que conecte, cuidando de no establecer discriminaciones que no estén justificadas por las características técnico-económicas de los respectivos suministros. Hidronor comunicará los precios estipulados y sus posteriores modificaciones a la Dirección Nac. de la Energía.

No obstante, en el caso de que Hidronor se hubiese visto obligada a rebajar sus tarifas conforme a la última parte de la sección III precedente y, por tanto, el Poder Ejecutivo hubiera ejercitado la opción allí prevista entre los puntos a) y b), con anterioridad a la aplicación de sus tarifas, Hidronor deberá requerir la aprobación de las mismas por la Dirección Nacional de la Energía.

SECCION V

Antes del 31 de mayo de cada año, Hidronor presentará a la Secretaría de Estado de Energía y Minería la liquidación correspondiente al ejercicio anual cerrado el 31 de diciembre del año inmediato anterior, en la que detallará el importe de los conceptos a que se refiere la sección I precedente. Esa liquidación se tendrá por aprobada automáticamente si no fuera observada por dicha Secretaría dentro de los 110 días de su presentación.

En caso de que la precitada liquidación fuera observada, la Secretaría de Estado de Energía y Minería puntualizará el o los ítem observados, así como el monto impugnado dentro de cada ítem y la razón de la impugnación. Los ítem o importes no observados dentro del indicado plazo de 110 días se tendrán por definitivamente aprobados.

Si Hidronor no contestara la observación dentro de los 15 días de su notificación por dicha Secretaría se tendrá aquella por aceptada. En caso contrario, y si la Secretaría de Estado no se diera por satisfecha dentro de un plazo de 15 días con las explicaciones de Hidronor, el ítem o importe discutido será sometido a la decisión de una comisión integrada por un representante de la precitada Secretaría, otro de Hidronor y un tercero designado de común acuerdo por ambas partes. En caso de no llegarse a un acuerdo a este respecto, el tercero lo será la persona que designe el Presidente de la Cámara Federal de Apelaciones en lo Contencioso-administrativo. Dicha Comisión deberá constituirse dentro de los 15 días y expedirse dentro de los 60 días de la fecha en que cualquiera de las partes haya expresado a la otra su deseo de constituirse. La resolución de esta comisión por mayoría de votos será inapelable. Todos los plazos indicados en la presente sección se computarán en días corridos.

SECCION VI

En el caso de que la liquidación prevista en la sección V precedente arrojará un excedente de beneficios por encima de lo previsto en la sección I, acápite d) del presente artículo, dicho excedente será acreditado a un "fondo equilibrador de beneficios". En tal caso, la autoridad de aplicación podrá ordenar que se reduzcan las tarifas a aplicar desde ese momento.

Si, por el contrario, resultase un defecto de beneficios con respecto a lo previsto en dicha sección, Hidronor tendrá derecho a compensar dicho déficit mediante la aplicación de una o varias de las siguientes medidas, en el orden indicado:

- a) Se acudirá al "Fondo equilibrador de beneficios";
- b) Si lo permitieran los costos de producción substitutiva de los sistemas adquirentes, se aumentarían las tarifas en la medida necesaria.
- c) Se reducirán las amortizaciones previstas en la sección II del art. 12.
- d) Se recurrirá a lo previsto en los acápites a) o b) de la sección III del presente artículo.

ARTICULO 14

Definición del dólar de los Estados Unidos de Norteamérica

El dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, a que se hace referencia en el presente convenio para los efectos previstos en el mismo, es el definido por la paridad actualmente reconocida por el Fondo Monetario Internacional.

Si en el futuro dicha paridad resultare modificada por cualquier causa en más del 5 %, cualquiera de las partes podrá exigir que los valores del presente convenio computados en esa moneda sean reajustados en forma y medida compensatoria, en base a la relación entre la paridad actual y las sucesivas paridades del dólar, reajustes que sin perjuicio de lo previsto en el art. 12, sección III, serán aplicados a partir del momento en que sea formulada la exigencia.

Como cambio libre del dólar se tomará el que resulte del mercado único de cambio libre de Buenos Aires, tal como éste funciona actualmente. Si en el futuro tal mercado desapareciere o su régimen actual fuera modificado en forma que afecte a la libre cotización y libre transferibilidad del dólar, ya sea de hecho o por disposición del gobierno argentino, o por cualquier otra causa, las partes recabarán del Banco Central de la República Argentina la cotización del dólar que a juicio del mismo sea expresiva de su real valor del mercado.

ARTICULO 15

Régimen impositivo

Además de las exenciones y franquicias de orden impositivo previstas por la presente ley, se reconocen en favor de Hidronor las otorgadas por la ley 15.336, en sus arts. 11, 12 y 45. En consecuencia:

- a) Estarán exentos de todo impuesto, derecho, gravamen o tasa fiscal de carácter nacional, el presente convenio, los actos constitutivos de la concesión y todas las demás operaciones y hechos impositibles tendientes a su ejecución y posterior realización de sus estipulaciones;

- b) Estarán exentos de todo impuesto y contribución provincial y municipal los inmuebles, obras e instalaciones de Hidronor, la energía generada y transmitida y por las mismas la ocupación por ellas del dominio público provincial o municipal. No abarca esta exención las tasas retributivas por servicios o mejoras de orden local;

- c) Los bonos, títulos y obligaciones emitidos por Hidronor, gozarán de las exenciones o franquicias impositivas acordadas o que se acuerden a los papeles emitidos por la Nación.

ARTICULO 16

Revocación de la concesión

El Poder Ejecutivo de la Nación podrá revocar la presente concesión cuando lo estime conveniente. En la fecha que al expresado efecto establezca, deberá haber rescatado las acciones clase B, de Hidronor, entonces en circulación, mediante el pago del precio de su rescate, precio que será fijado como sigue:

Del valor en dólares que en la fecha del rescate arroje el "Registro del valor no depreciado de los bienes destinados al servicio" previsto en el art. 11 sección I, acápite b) se deducirá:

- a) El valor en dólares previsto en la sección II, acápite b) del art. 11, y
- b) El valor en dólares que en la fecha del rescate arroje el registro previsto en la sección III, acápite c) del art. 12.

El valor resultante será dividido por el número de acciones entonces en circulación, con exclusión de las que hubiesen emitido conforme a la sección II, acápite b) del art. 11. El valor en dólares así obtenido será convertido en pesos moneda nacional al cambio libre del cierre del día anterior al del rescate.

ARTICULO 17

Concesión

El presente contrato de concesión podrá ser modificado —siempre que no se altere su objeto— mediando acuerdo entre el Poder Ejecutivo y la concesionaria.

ANEXO II

Ubicación, denominación catastral e inscripción en los registros de propiedad respectivos de los inmuebles sujetos a expropiación

A. — Provincia de Neuquén

Sección II: Lote 1, Tomo 50, Folio 214, Finca 607, 3750 ha., Lotes 2 y 3, Tomo 93, Folio 378, Finca 484, 2125 ha. cada uno, Lote 4, Tomo 3, Folio 145, Inscripción 4,

Es condición esencial para el otorgamiento del préstamo, la presentación previa de un plan de financiación, al que se deberá agregar la documentación probatoria correspondiente, del cual resulte fehacientemente demostrado que el productor tiene financiada la parte no cubierta por el préstamo.

También deben acompañarse originales y copias de los contratos realizados con los elementos artísticos y técnicos que intervengan en la película.

Quedará definitivamente excluido de los beneficios de la presente ley, sin perjuicio de las responsabilidades penales a que hubiere lugar quien incurra en falsedad u omisión de las manifestaciones que debe formular de acuerdo con este artículo.

Art. 5° — Sustitúyese el primer párrafo del art. 2° del decreto-ley 16.384/57 por el siguiente:

Art. 2° — Quedarán afectados a la cancelación del crédito con privilegio especial a favor del Instituto Nacional de Cinematografía.

Art. 6° — Derógase el art. 6° del decreto-ley 16.384/57.

Art. 7° — Fijase el 8 % de interés anual en lugar del 5 % establecido en el art. 8° del decreto-ley 16.384/57.

Art. 8. — Comuníquese, etcétera.

Sanción: 14 setiembre 1960.

Promulgación: 29 setiembre 1960.

Ley 15.336 (*). — Régimen de la energía eléctrica. Creación del Consejo Federal de la Energía Eléctrica (B. O. 22/IX/60).

Art. 1° — Quedan sujetas a las disposiciones de la presente ley y de su reglamentación las actividades de la industria eléctrica destinadas a la generación, transformación y transmisión, o a la distribución de la electricidad, en cuanto las mismas correspondan a la jurisdicción nacional; con excepción del transporte y distribución de energía eléctrica cuando su objetivo principal fuera la transmisión de señales, palabras o imágenes, que se regirán por sus respectivas leyes especiales.

Art. 2° — A los fines de esta ley, la energía eléctrica, cualquiera sea su fuente y las personas de carácter público o privado a quienes pertenezca, se considerará una cosa jurídica susceptible de comercio por los medios y formas que autorizan los códigos y leyes comunes en cuanto no se opongan a la presente.

Art. 3° — A los efectos de la presente ley, denominase servicio público de electricidad la distribución regular y continua de energía eléctrica para atender las necesidades indispensables y generales de electricidad de los usuarios de una colectividad o grupo social determinado de acuerdo a las regulaciones pertinentes.

(*) Ley 15.336. — Proyecto del Poder Ejecutivo, considerado y aprobado por la Cámara de Diputados en la sesión del 3 de setiembre de 1960 (D. ses. Dip. 1960, ps.

Correlativamente, las actividades de la industria eléctrica destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público serán consideradas de interés general, afectadas a dicho servicio y encuadradas en las normas legales y reglamentarias que aseguren el funcionamiento normal del mismo.

Art. 4° — Las operaciones de compra o venta de la electricidad de una central con una línea de transmisión o de ésta con el ente administrativo o con el concesionario que en su caso presta servicio público, se reputarán actos comerciales de carácter privado en cuanto no comporten desmedro a las disposiciones de la presente ley.

Art. 5° — La energía de las caídas de agua y de otras fuentes hidráulicas comprendidos los mares y los lagos, constituye una cosa, jurídicamente considerada como distinta del agua y de las tierras que integran dichas fuentes. El derecho de utilizar la energía hidráulica no implica el de modificar el uso y fines a que estén destinadas estas aguas y tierras, salvo en la medida estrictamente indispensable que lo requieran la instalación y operación de los correspondientes sistemas de obras de captación, conducción y generación, de acuerdo con las disposiciones particulares aplicables en cada caso.

Art. 6° — Declárase de jurisdicción nacional la generación de energía eléctrica, cualquiera sea su fuente, su transformación y transmisión, cuando:

- a) Se vinculen a la defensa nacional;
- b) Se destinen a servir el comercio de energía eléctrica entre la Capital Federal y una o más provincias o una provincia con otra o con el Territorio de Tierra del Fuego, Antártida Argentina e Islas del Atlántico Sur;
- c) Correspondan a un lugar sometido a la legislación exclusiva del Congreso Nacional;
- d) Se trate de aprovechamientos hidroeléctricos o marcomotores que sea necesario interconectar entre sí o con otros de la misma o distinta fuente, para la racional y económica utilización de todos ellos;
- e) En cualquier punto del país integren la Red Nacional de Interconexión;
- f) Se vinculen con el comercio de energía eléctrica con una nación extranjera;
- g) Se trate de centrales de generación de energía eléctrica mediante la utilización o transformación de energía nuclear o atómica.

Serán también de jurisdicción nacional los servicios públicos definidos en el primer párrafo del art. 3° cuando una ley del Congreso evidenciara el interés general y la conveniencia de su unificación.

2337-2395) y por el Senado en la sesión del 15 de setiembre de 1960 (D. ses. Sen. 1960, ps. 1177-1228).

Art. 7º — El Poder Ejecutivo proveerá lo conducente, dentro de las facultades que le otorga esta ley, para promover en cualquier lugar del país grandes captaciones de energía hidroeléctrica.

Art. 8º — Los aprovechamientos de las fuentes de energía hidroeléctrica promovidos por el gobierno federal o por una provincia, en los casos que los trabajos de captación de la fuerza comporten el trasvase del agua de una cuenca fluvial, lacustre o marítima a otra, afectando a más de una provincia, deberán ser autorizados por ley nacional.

Art. 9º — En cuanto se relacione con lo dispuesto en el art. 6º, el gobierno federal puede utilizar y reglar las fuentes de energía, en cualquier lugar del país, en la medida requerida para los fines a su cargo.

Art. 10. — Decláranse de utilidad pública y sujetos a expropiación los bienes de cualquier naturaleza, obras, instalaciones, construcciones y sistemas de explotación, de cuyo dominio fuera indispensable disponer para el cumplimiento de los fines de esta ley y especialmente para el regular desarrollo o funcionamiento de la Red Nacional de Interconexión y/o los restantes sistemas eléctricos nacionales.

El Poder Ejecutivo hará uso de esta declaración genérica, designando a quien tendrá facultad en cada caso para promover los procedimientos judiciales de expropiación.

Art. 11. — En el ámbito de la jurisdicción nacional a que se refiere el art. 6º, y a los fines de esta ley, el Poder Ejecutivo otorgará, previo dictamen del Consejo Federal de la Energía Eléctrica, que deberá producirse en el plazo que fije la reglamentación respectiva, las concesiones y autorizaciones, y ejercerá las funciones de policía y demás atribuciones inherentes al poder jurisdiccional.

Las facultades precedentes comprenden el derecho de otorgar el uso de tierras de propiedad nacional y demás lugares sometidos a la legislación exclusiva del Congreso Nacional.

Queda asimismo autorizado el Poder Ejecutivo Nacional, según lo justifiquen las circunstancias, a disponer en aquellos contratos y operaciones, que sean consecuencia de esta ley, la exención de gravámenes e impuestos nacionales vinculados a la constitución de los mismos.

En cuanto a los sistemas eléctricos provinciales, referidos en el art. 35, inc. b) de esta ley, como también a los servicios públicos definidos en el primer párrafo del art. 3º de la misma que fueran de jurisdicción local, serán los gobiernos provinciales los que resolverán en todo lo referente al otorgamiento de las autorizaciones y concesiones y ejercerán las funciones de policía

y demás atribuciones inherentes al poder jurisdiccional.

Art. 12. — Las obras e instalaciones de generación, transformación y transmisión de la energía eléctrica de jurisdicción nacional y la energía generada o transportada en las mismas no pueden ser gravadas con impuestos y contribuciones, o sujetas a medidas de legislación local que restrinjan o dificulten su libre producción y circulación. No se comprenden en esta exención las tasas retributivas por servicios y mejoras de orden local.

Art. 13. — Las disposiciones de la ley 1408 (1) (de teléfonos y radiotelegrafía) serán de aplicación subsidiaria en cuanto no esté previsto y sea compatible con la presente, sin perjuicio de las atribuciones de las autoridades locales —provinciales y municipales— en todo lo que sea materia de su respectiva competencia.

Concesiones y autorizaciones

Art. 14. — El ejercicio por particulares de actividades relacionadas con la generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, cualquiera sea la fuente de energía utilizada, requiere concesión o autorización del Poder Ejecutivo, en los siguientes casos:

a) Se requiere concesión:

1. Para el aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública, cuando la potencia normal que se conceda exceda de 500 kilovatios;

2. Para el ejercicio de actividades destinadas a un servicio público de electricidad;

b) Se requiere autorización:

1. Para el establecimiento de plantas térmicas o líneas de transmisión y distribución, cualquiera sea la fuente de la energía a transportar, cuando la potencia sea igual o superior a 5.000 kilovatios;

2. Para el establecimiento de plantas térmicas o líneas de transmisión y distribución, cualquiera sea la fuente de la energía a transportar, cuando la potencia sea menor de 5.000 kilovatios pero sus instalaciones requieran el uso de la vía pública o, en general, de bienes del dominio público o afectados al uso o servicio público.

Art. 15. — En las concesiones para aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de jurisdicción nacional (artículo 14, inc. a) - 1), que podrán otorgarse por plazo fijo o por tiempo indeterminado, habrán de establecerse las condiciones y cláusulas siguientes:

1. El objeto principal de la utilización;

2. Las normas reglamentarias del uso del agua, y en particular, establecidas en su caso de acuerdo con la autoridad local: las que interesen a la navegación, a la protección contra inundaciones, a la salubridad pública, la bebida y los usos domésticos de las poblaciones ribereñas, a la irrigación,

Citas a la ley 15.336:

(1) Ver t. 1889-1919, p. 638.

la conservación y la libre circulación de los peces, la protección del paisaje y el desarrollo del turismo.

En estas normas se deberá tener en cuenta el siguiente orden de prioridad para el uso del agua: la bebida y los usos domésticos de las poblaciones ribereñas, el riego y luego la producción de energía;

3. Las potencias características del aprovechamiento y la potencia máxima de la instalación;

4. El plazo de la ejecución de los trabajos determinados en la concesión;

5. El plazo de explotación de la concesión cuando ésta sea a término, el que no podrá exceder de 60 años;

6. Las condiciones bajo las cuales al término de la concesión podrán transferirse al Estado los bienes y las instalaciones;

7. Las condiciones y causales de caducidad por inobservancia de las obligaciones impuestas en las concesiones a término;

8. La antelación con que deberá notificarse a los interesados la revocación o la extinción de la concesión, y la forma, tiempo y condiciones en que se realizarán las transferencias de los bienes, cuando la concesión fuese por tiempo indeterminado;

9. El canon que deberá abonar el concesionario en concepto de regalía por el uso de la fuente, que ingresará al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.

Art. 16. — En las concesiones para el aprovechamiento de fuentes de energía hidroeléctrica de jurisdicción nacional, para los trabajos determinados en la concesión o para la explotación de la misma, el concesionario, sin perjuicio de las indemnizaciones que deba pagar a los particulares afectados, tendrá los siguientes derechos:

I. De ocupar en el interior del perímetro definido por el acto de la concesión las propiedades privadas necesarias para las obras de retención o de presa del agua, y para los canales de aducción o de fuga necesarios, subterráneos o descubiertos, de acuerdo con las leyes generales y las reglamentaciones locales;

II. De inundar las playas para el levantamiento necesario del nivel del agua;

III. De solicitar al Poder Ejecutivo que haga uso de la facultad que le confiere el art. 10, cuando fuere necesaria la ocupación definitiva del dominio de terceros, y toda vez que ello no se hubiera previsto en el mismo acto constitutivo de la concesión y no fuera posible obtener el acuerdo de partes.

Art. 17. — El Poder Ejecutivo, previo dictamen del Consejo Federal, podrá estimular bajo forma de aporte de capital, financiación, contribución y/o exenciones impositivas temporarias a los titulares de las concesiones a que se refiere el art. 15 cuyos trabajos y obras originaren beneficios múltiples o cuyo objetivo principal interese a la defensa nacional o procure un mejoramiento notable de las condiciones de utili-

zación agrícola de los cursos de agua o la regularización de su régimen o facilite su navegación. Asimismo queda autorizado para avalar la financiación de obras de interés nacional en aquellos contratos que tengan cláusulas de reversión al Estado.

Art. 18. — En las concesiones de servicio público de jurisdicción nacional (art. 14, inciso a) - 2), sin perjuicio de lo dispuesto en los arts. 15 y 16 en cuanto resulte de aplicación, se establecerán especialmente:

1. Las condiciones generales y especiales de la concesión y los derechos y obligaciones inherentes a la misma;

2. Las condiciones de uso y ocupación del dominio del Estado con los bienes e instalaciones del concesionario, cuando fuere pertinente;

3. La delimitación de la zona que el concesionario del servicio público de electricidad está obligado a atender;

4. La potencia, las características y el plan de las obras e instalaciones a efectuarse, así como de sus modificaciones y ampliaciones, los que en todo momento deberán ajustarse para atender el incremento de la demanda de la zona;

5. El plazo para la iniciación y terminación de las obras e instalaciones;

6. Las garantías que debe prestar el concesionario según determine la reglamentación;

7. Las causales de caducidad y revocación;

8. Las condiciones en que el Estado adquirirá los bienes afectados a la concesión, en caso de caducidad, revocación o falencia;

9. Las obligaciones y derechos del concesionario;

10. Las condiciones, derechos u obligaciones para la interconexión de las instalaciones;

11. La afectación de los bienes destinados a las actividades de la concesión y propiedad de los mismos, y en especial el régimen de las instalaciones costeadas por los usuarios;

12. La forma de determinación del capital inicial;

13. El sistema de justiprecio de los bienes afectados a la concesión, cuando fuere necesario para determinar las tarifas, la utilidad del concesionario o la adquisición de los mismos por el Estado;

14. El derecho de constituir las servidumbres necesarias a los fines de la concesión;

15. Las atribuciones del Estado de inspección, fiscalización y demás, inherentes al poder de policía;

16. El régimen para la constitución de los fondos de depreciación, renovación, ampliaciones y otros que sea necesario prever;

17. El régimen del suministro y venta de energía;

18. El régimen tarifario;

19. El régimen de infracciones y multas.

Art. 19. — Toda cesión total o parcial de una concesión y todo cambio de concesionario requerirán para su validez la aceptación expresa de la autoridad competente.

Art. 20. — El régimen de las autorizaciones de jurisdicción nacional (art. 14, inc. b)), será reglamentado por el Poder Ejecutivo y se caracterizará por la exclusión de uno o más requisitos, según los casos, de los fijados a las concesiones de servicio público.

Se incluirán sin embargo, en cuanto fueran de aplicación, cláusulas que contemplen lo previsto en los incs. 12 a 19 del art. 18.

Art. 21. — Los aprovechamientos de la energía hidroeléctrica y cualquier otra actividad de la industria eléctrica excluidos del régimen de concesiones y autorizaciones del art. 14, pero comprendidos en el ámbito de la jurisdicción nacional, se ejercerán con sujeción a las reglamentaciones vigentes o a dictarse.

En especial, podrán los particulares, individual o colectivamente, o agrupados en cooperativas, consorcios de usuarios y otras formas de asociación legítima, utilizar para las necesidades de sus propiedades o industrias, la energía hidroeléctrica de cursos de agua pública, con la sola sujeción a dichas reglamentaciones y siempre que la potencia total instalada no exceda de 500 kilovatios y no afecte a otros aprovechamientos, o los planes nacionales y locales de electrificación.

Igualmente, los propietarios de cursos de agua privada a que se refieren los arts. 2350 y 2637 del Cód. Civil, podrán utilizar la respectiva energía hidroeléctrica para su propio uso y aun cederla a terceros, con tal que ello no revista el carácter de un servicio público.

Importación y exportación de energía eléctrica

Art. 22. — Queda facultado el Poder Ejecutivo para autorizar la importación y exportación de energía eléctrica, previa determinación de la cantidad máxima de energía a exportar o a importar.

La autorización deberá subordinarse a condiciones y garantías relativas al uso de la energía y al precio de venta o reventa.

Art. 23. — La autorización no tendrá plazo superior a 10 años, pudiendo ser prorrogable; y podrá revocarse en cualquier momento, cuando no subsistieren las circunstancias que originaron su otorgamiento, o mediaren graves motivos de interés público.

La revocación podrá también tener lugar por no uso de la autorización, o inobservancia de las condiciones a que se subordinó su otorgamiento.

Consejo Federal de la Energía Eléctrica

Art. 24. — Créase el Consejo Federal de la Energía Eléctrica dependiente de la

Secretaría de Energía y Combustibles, la que reglamentará su funcionamiento.

El Consejo Federal de la Energía Eléctrica:

a) Considerar y coordinar los planes de desarrollo de los sistemas eléctricos del país y someterlos a la aprobación de los respectivos poderes jurisdiccionales;

b) Actuar como consejo asesor y consultor del Poder Ejecutivo Nacional y de los gobiernos de las provincias que lo requieran, en todo lo concerniente a la industria eléctrica y a los servicios públicos de electricidad; las prioridades en la ejecución de estudios y obras; a las concesiones y autorizaciones; y a los precios y tarifas para la industria eléctrica y los servicios públicos de electricidad;

c) Aconsejar las modificaciones que requiera la legislación en materia de industria eléctrica;

d) Proponer las disposiciones que considere necesarias para la mejor aplicación de la presente ley y de su reglamentación.

Art. 25. — El Consejo Federal de la Energía Eléctrica estará constituido por:

a) El secretario de Energía y Combustibles, que lo presidirá, o el subsecretario en su reemplazo;

b) Un representante de la Secretaría de Energía y Combustibles que será designado por el Poder Ejecutivo;

c) El presidente del directorio de Agua y Energía Eléctrica, empresa del Estado;

d) Un representante y un suplente por cada provincia designado por el Poder Ejecutivo, a propuesta de los respectivos gobiernos locales;

e) Un representante de la Capital Federal y Territorio de Tierra del Fuego, Antártida Argentina e Islas del Atlántico Sur, que nombrará el Poder Ejecutivo.

El Poder Legislativo nacional podrá designar de entre sus miembros tres por la Cámara de Senadores y tres por la Cámara de Diputados, que podrán participar en las reuniones del consejo.

Art. 26. — El consejo designará seis de sus miembros que constituirán un comité que será presidido por el representante de la Secretaría de Energía y Combustibles.

Dicho comité tendrá a su cargo:

a) Preparar y someter a consideración del consejo los estudios y trabajos que éste le encomiende;

b) Ejercer las funciones que el consejo le delegue;

c) Expedirse en todos los asuntos de carácter urgentes, dando cuenta de inmediato al consejo si el caso lo requiriese o en la primera reunión ordinaria en su defecto.

Art. 27. — Actuarán como organismos técnicos y administrativos del Consejo Federal de la Energía Eléctrica y del comité, las dependencias que determine la Secretaría de Energía y Combustibles, de conformidad con la reglamentación que dicte para su actuación.

Art. 28. — El Consejo Federal de la Energía delimitará "zonas de electrificación" integrada cada una de ellas por la provincia o provincias que, racional y técnicamente, constituyan un núcleo energético desde el punto de vista del afianzamiento gradual del sistema eléctrico argentino o tengan, cuando se trate de dos o más provincias, una interdependencia real o potencial en la materia.

En cada zona de electrificación así constituida, funcionará un Comité Zonal de la Energía Eléctrica, dependiente del Consejo Federal y formado por los miembros titulares de las provincias de que se trate, a que se refiere el art. 25, incs. d) y e), y por los presidentes o directores de los entes a cargo, en las mismas provincias, de los problemas locales de hidráulica y electricidad.

El Consejo Federal de la Energía será reglamentado sobre la base de reconocer y atribuir a los comités zonales una intervención informativa en todo problema, de la competencia del Consejo Federal, que se refiera a la respectiva zona; así como la más amplia libertad de iniciativa, por ante el Consejo Federal y por intermedio de los miembros titulares respectivos a que alude el art. 26, incs. c) y d) para proponer las tarifas, la aplicación del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior y las soluciones energéticas que juzguen de interés para la zona respectiva.

Art. 29. — Los gastos que demande el funcionamiento del Consejo Federal de la Energía Eléctrica, se atenderán con cargo al Fondo Nacional de Energía Eléctrica.

Fondos eléctricos - Fondo Nacional de la Energía Eléctrica

Art. 30. — Créase el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica con el fin de contribuir a la financiación de los planes de electrificación, el cual se integrará:

- a) Con un aporte del Tesoro Nacional que se fijará anualmente;
- b) Con el 50 % como mínimo del producido de la recaudación del Fondo Nacional de la Energía, pudiendo el Poder Ejecutivo incrementar dicho porcentaje a propuesta de la Secretaría de Energía y Combustibles;
- c) Con las regalías sobre el uso de las fuentes hidráulicas de energía que se establecen en el art. 15, inc. 9;
- d) Con el derecho de importación de la electricidad que en cada caso se establezca por los organismos competentes;
- e) Con el recargo de m\$N. 0,10 por kilovatio-hora sobre el precio de venta de la electricidad. Queda facultado el Poder Ejecutivo, previo dictamen del Consejo Federal de Energía Eléctrica, para modificar este recargo, no pudiendo exceder del 15 % de dicho precio de venta;
- f) Con el producido de la negociación de títulos de deuda nacional que se emitan

con cargo a ser servidos con recursos del Fondo;

g) Con la recaudación por reembolso, y sus intereses, de los préstamos que se hagan de los recursos del Fondo;

h) Con donaciones, legados, aportes y otros recursos no especificados anteriormente.

Art. 31. — El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica será administrado por la Secretaría de Energía y Combustibles y se aplicará:

a) El 80 % del mismo, con destino exclusivo a los estudios, construcción y ampliación de las centrales, redes y obras complementarias o conexas, que ejecute el Estado nacional;

b) El 20 % remanente será transferido al Fondo de Desarrollo Eléctrico del Interior, conforme con lo dispuesto en el artículo 32, inc. d).

Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior

Art. 32. — Unifícanse el Fondo de Reserva de Energía Eléctrica y el de Electrificación Rural en un solo Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior, que se integrará:

a) Con los excedentes de las tarifas y recargos que establezca el Poder Ejecutivo en la Capital Federal y Gran Buenos Aires;

b) Con los aportes del Tesoro de la Nación que correspondan a los compromisos del Fondo de Restablecimiento Económico y otros que se determinen en la ley de presupuesto;

c) Con el 10 % del producido del Fondo Nacional de la Energía;

d) Con el 20 %, art. 32, inc. d) del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.

Art. 33. — El Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior será administrado por la Secretaría de Energía y Combustibles y se aplicará para:

a) Aportes y préstamos a las provincias para sus planes de electrificación, siempre que se encuadren en los planes aprobados con intervención del Consejo Federal de la Energía Eléctrica y no graven el consumo de electricidad para otros fines que no sean exclusivamente de desarrollo de energía eléctrica. Para acogerse a estos beneficios, las provincias deberán establecer tarifas que contemplen la amortización de tales aportes. Las sumas recaudadas en tal concepto deberán destinarse exclusivamente a la renovación, ampliación de plantas existentes o a la ejecución de redes de electrificación, o al reintegro, en su caso, de los respectivos préstamos;

b) Préstamos a municipalidades, cooperativas y consorcios de usuarios de electricidad para sus obras de primer establecimiento, construcción y ampliación de centrales, redes de distribución y obras complementarias;

c) Préstamos a empresas privadas de servicios públicos de electricidad para ampliación y mejoras de sus servicios en centrales de capacidad no superior a 2.000 kilovatios instalados.

Al cierre de cada ejercicio los saldos anuales no utilizados se transferirán al ejercicio siguiente del mismo fondo.

Art. 31. — La Secretaría de Energía y Combustibles distribuirá el fondo referido con la intervención del Consejo Federal de la Energía Eléctrica y lo administrará asegurando en todos los casos el retorno de los préstamos de acuerdo a las siguientes normas:

a) En los casos de los préstamos del art. 33, incs. a) y b) con un interés no menor del 6 % anual y con amortización hasta 15 años;

b) Para los casos de los préstamos del art. 33, inc. c) con un interés no inferior al 8 % anual y con amortización hasta 5 años.

Los plazos de amortización precedentes podrán ampliarse hasta 10 años más en los siguientes casos: I) Cuando los préstamos se apliquen total o parcialmente para la ejecución de obras de electrificación rural; II) Cuando se destinen a planes que incluyan la adquisición de equipos electromecánicos y materiales eléctricos de fabricación nacional en una proporción no inferior al 80 % del total de la inversión. En estos casos, para lo invertido en electrificación rural o en la compra de equipos y elementos de fabricación nacional, la tasa de interés aplicable podrá reducirse al 3 % anual.

Transporte y distribución de la energía eléctrica - Sistemas eléctricos

Art. 35. — Para los efectos de la presente ley se denominan:

a) Sistemas Eléctricos Nacionales (SEN), las centrales, líneas y redes de transmisión y distribución, y obras e instalaciones complementarias —sin distinción de las personas públicas o privadas, a quienes pertenezcan—, sometidos a la jurisdicción nacional;

b) Sistemas Eléctricos Provinciales (SEP), las centrales, líneas y redes de jurisdicción provincial;

c) Sistemas Eléctricos del Estado (SEEF), las centrales, líneas y redes de transmisión, y obras e instalaciones complementarias, de propiedad del Estado nacional, o que él administra o explota;

d) Red Nacional de Interconexión (RNI), al conjunto de sistemas eléctricos nacionales interconectados.

Art. 36. — La Secretaría de Energía y Combustibles, con intervención del Consejo Federal de la Energía Eléctrica, tendrá a su cargo la planificación y coordinación de las obras y servicios integrantes de la Red Nacional de Interconexión y la determinación de las centrales, líneas, redes de transmisión y distribución y obras e instalaciones

complementarias que integran necesaria y racionalmente la misma, cuya aprobación será efectuada por el Poder Ejecutivo.

Cuando se trate de captaciones hidroeléctricas utilizables mediante aprovechamientos fluviales múltiples, su planificación, estudio y coordinación quedarán supeditados a las condiciones que contemplen la racional y económica utilización de todos los recursos naturales vinculados a la cuenta hídrica.

Art. 37. — Todas las funciones y atribuciones de gobierno, inspección y policía, en materia de generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, serán ejercidas por la Secretaría de Energía y Combustibles, la que tendrá a su cargo:

a) Promover el desarrollo integral y racional funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Nacionales (SEN), mediante la interconexión de las centrales y redes de jurisdicción nacional;

b) Asegurar la libre circulación y distribución de la energía eléctrica en todo el territorio de la Nación;

c) Mantener actualizado el inventario de las fuentes de energía, el catastro de las utilidades y la estadística de la industria eléctrica en todos sus aspectos;

d) Asesorar al Poder Ejecutivo con relación al otorgamiento de las concesiones y autorizaciones para la utilización de las fuentes de energía eléctrica y para la instalación de centrales y redes de jurisdicción nacional;

e) Ejercer las funciones de policía de seguridad técnica de los sistemas a que se refieren los incs. a), c) y d) del art. 35, y de inspección técnica contable sobre las instalaciones, funcionamiento y régimen tarifario de ellos;

f) Impartir las normas técnicas y disposiciones necesarias para el funcionamiento y operación de los servicios de jurisdicción nacional, de acuerdo con los principios de la presente ley, y de los reglamentos que se dicten para su aplicación;

g) Someter a aprobación del Poder Ejecutivo, las tarifas y precios de compra y venta de la energía a los productores y a los distribuidores de la Red Nacional de Interconexión (RNI), y servicios públicos de jurisdicción nacional;

h) Reglamentar el funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Nacionales (SEN), incluida la Red Nacional de Interconexión (RNI), con aprobación del Poder Ejecutivo.

Art. 38. — El despacho de cargas en la Red Nacional de Interconexión y el manejo y funcionamiento de los Sistemas Eléctricos del Estado estarán a cargo de Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado, la que a dichos efectos, sin perjuicio de las facultades que le confiere su estatuto orgánico, tendrá las siguientes atribuciones:

a) Comprar la energía eléctrica a las centrales integrantes de la Red Nacional de

Interconexión y atender a su comercialización mediante la venta a las empresas u organismos prestatarios de servicios públicos de electricidad, y a las grandes industrias;

b) Establecer anualmente el régimen de funcionamiento de cada central integrante de la Red Nacional de Interconexión;

c) Impartir las órdenes necesarias para el despacho de cargas, de acuerdo con las normas preparadas por la Secretaría de Energía y Combustibles.

Los Sistemas Eléctricos Provinciales a que se refiere el art. 35, inc. b), podrán conectarse a la Red Nacional de Interconexión si desean recibir o entregar energía por dicha red. A tal efecto la autoridad provincial respectiva y Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado, acordarán las condiciones de la operación y régimen del mutuo servicio, a los efectos del despacho de carga.

Precios y tarifas

Art. 39. — El Poder Ejecutivo nacional fijará los precios y tarifas para la energía eléctrica que se comercialice en las centrales y líneas que integran la Red Nacional de Interconexión, y para los servicios públicos de jurisdicción nacional, los que dentro del principio de lo justo y razonable deberán responder básicamente a los siguientes conceptos:

a) Costos de capital:

1. Se considerarán en los costos de capital las dotaciones al fondo de renovación que se determinarán sobre la base de un porcentaje fijo a establecer, sobre el valor de reposición de la potencia instalada con sus equipos y elementos conexos;

2. Las dotaciones a los fondos de reserva;

3. Los impuestos;

4. Los seguros;

5. Las amortizaciones de capital, siempre que en la correspondiente concesión o autorización existan cláusulas de traspaso total o parcial sin cargo para el Estado, de los bienes del concesionario o permisionario al vencer la concesión o autorización;

6. Los intereses del capital, que se regularán de acuerdo con las normas de la correspondiente concesión o autorización;

b) Costo de los sueldos del personal:

1. Los sueldos, jornales y en general toda remuneración que se paguen de acuerdo con normas legales que los autoricen;

2. Los beneficios de carácter social establecidos y que se establezcan por normas legales, y las sumas que anualmente deben destinarse a constituir o incrementar los fondos de reservas especiales que aseguren el cumplimiento de estas obligaciones;

c) Gastos generales, administración, dirección técnica y asesoría, que se ajustarán a lo dispuesto por la reglamentación de la presente ley;

d) Combustibles, lubricantes y en general todos los materiales cuyo consumo resulte necesario en el período correspondiente y que estén destinados a la generación, transformación, transmisión y distribución de electricidad, en su caso;

e) Valor de la energía que se adquiere a terceros;

f) Intereses y gastos complementarios de financiación sobre bonos y otros capitales crediticios destinados a la explotación y que hayan sido aprobados previamente por el Poder Ejecutivo. El total de dichos intereses no podrá exceder del 10 % anual sobre los respectivos capitales;

g) Los demás gastos no especificados en los rubros anteriores, siempre que guarden relación de causalidad con las actividades de la explotación;

h) Las pérdidas de energía por todo concepto, de acuerdo con las normas que establezca la Secretaría de Energía y Combustibles;

i) Cláusulas de ajustes:

1. Los costos de capital, mantenimiento y varios se ajustarán anualmente;

2. Los cambios que sufra el precio de la mano de obra y de los combustibles serán reajustados dentro de los 30 días de producidos, de acuerdo con las fórmulas que establezca la Secretaría de Energía y Combustibles;

3. Las disminuciones de costo originadas en una mayor eficiencia técnica serán acreditadas por partes iguales a favor de los consumidores y la empresa o entidad productora, transportadora o distribuidora que lo haya originado.

Para la percepción de los importes correspondientes a los precios de compraventa de energía y de las tarifas para venta en bloque por parte del Estado, se seguirá el procedimiento de apremio establecido en el tit. 25 de la ley 50 (2), siendo título hábil la constancia de deuda expedida por la oficina competente del ente prestatario.

Art. 40. — Las tarifas y precios serán establecidos sobre la base de la demanda probable estimada como conveniente, que soporte cada central durante el año.

Disposiciones complementarias

Art. 41. — Las empresas del Estado o privadas que integren los sistemas eléctricos nacionales ajustarán sus libros y contabilidad a un plan general de cuentas para permitir la fiscalización contable permanente de los mismos por la Secretaría de Energía y Combustibles.

Art. 42. — Las industrias en el ámbito de la jurisdicción nacional, cuando las circunstancias lo justifiquen y ello se juzgue conveniente y adecuado por la Secretaría de Energía y Combustibles, podrán abastecerse directamente e interconectar sus propias

(2) Ver t. 1852-1880, p. 399.

centrales con los servicios eléctricos nacionales.

Art. 43. — Las provincias en cuyos territorios se encuentren las fuentes hidroeléctricas percibirán el 5% del importe que resulte de aplicar a la energía vendida la tarifa correspondiente a la venta en bloque.

En el caso de que las fuentes hidroeléctricas se encuentren en ríos limítrofes entre provincias, o que atraviesen a más de una de ellas, este porcentaje del 5% se distribuirá equitativa y racionalmente entre ellas.

Art. 44. — Facúltase al Poder Ejecutivo nacional a utilizar de los recursos del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior a que se refiere el art. 32 de la presente ley, las sumas necesarias para la continuidad del auxilio financiero establecido por el dec. 11.219/59.

Art. 45. — Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado y las sociedades en que la misma participe podrán financiar sus obras de expansión futuras o en ejecución mediante la emisión de títulos de deuda, bonos u obligaciones.

Los fondos provenientes de estas financiaciones deberán aplicarse exclusivamente a obras y/o instalaciones estrictamente retributivas, en modo tal que el producido de las mismas cubra las amortizaciones e intereses de las deudas que se contraigan al amparo del presente régimen.

El Poder Ejecutivo podrá otorgar a los títulos, bonos u obligaciones que se emitan, las exenciones y franquicias impositivas acordadas o que se acuerden a los títulos, letras, bonos, obligaciones y demás papeles emitidos por la Nación, por las provincias o municipios y por los organismos o empresas descentralizadas.

El Poder Ejecutivo nacional fijará la oportunidad, tipo de interés y características financieras que considere conveniente a los fines de proceder a la emisión de los valores de que se trata. La garantía de la Nación será prestada por el Poder Ejecutivo cuando ella se considere necesaria.

Art. 46. — El patrimonio de Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado, se integrará con todos los bienes muebles e inmuebles, ocupados o afectados en cualquier forma, modo y lugar a sus actividades, comprendidos los terrenos, edificios, obras e instalaciones, planteles y equipos, instrumentos y vehículos, fondos y demás efectos destinados a sus actividades específicas de persona jurídica de derecho privado.

Consecuentemente, decláranse transferidos a la Empresa los dominios sobre todos los terrenos de propiedad del Estado nacional, que ocupa o se encuentran afectados a dichas actividades, con excepción de aquéllos que correspondan a obras, trabajos o servicios que se ejecutan o prestan por cuenta del Gobierno nacional, cuando ellas sean totalmente de fomento y en la proporción que corresponda en las que lo sean parcial-

mente, o en las que respondan a finalidades múltiples.

El Poder Ejecutivo formalizará los respectivos títulos, su registro y demás recaudos pertinentes, quedando autorizado para transferir asimismo los bienes inmuebles que en lo sucesivo se requieran con iguales propósitos, conforme a los planes de acción y presupuestos anuales que apruebe, de acuerdo con las disposiciones vigentes.

Art. 47. — Declárase cancelada la deuda de Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado con el Gobierno nacional, proveniente de fondos entregados a ella y a los organismos antecesores por la Tesorería General de la Nación, el Fondo Nacional de la Energía o el Fondo de Reserva de la Energía para la ejecución de obras, cualquiera sea su naturaleza, para realizar estudios o para costear déficit de explotación, así como los servicios de amortización e intereses vencidos si ellos existieran.

Art. 48 (Transitorio). — El Consejo Federal de la Energía Eléctrica se constituirá una vez que la mitad de las provincias hayan comunicado al Poder Ejecutivo nacional su propuesta para el nombramiento de los representantes y éstos hayan sido designados. Si en el término de los 30 días las provincias no hubiesen realizado tal propuesta, el Consejo Federal de la Energía Eléctrica será integrado con el número de representantes designados.

Constituido el Consejo, deberá proceder dentro de los 30 días siguientes a elevar para la aprobación del Poder Ejecutivo nacional el proyecto de reglamentación de la presente ley y el proyecto de organización funcional a que ajustará su cometido.

Art. 49. — Quedan derogadas las leyes y demás disposiciones vigentes, en cuanto se opongan a la presente ley.

Art. 50. — Comuníquese, etcétera.

Sanción: 15 setiembre 1960.

Promulgación: 20 setiembre 1960.

Ley 15.337. — Creación de una escuela nacional de comercio en Ameghino, provincia de Buenos Aires (B. O. 21/X/60).

Antecedentes parlamentarios: Proyecto del diputado Fayiz Sago, considerado y aprobado por la Cámara de Diputados en la sesión del 15 de noviembre de 1959 (D. ses. Dip. 1959, ps. 5928-5929) y por el Senado en la sesión del 21 de setiembre de 1960 (D. ses. Sen. 1960, ps. 1316-1317).

Ley 15.338. — Subsidio al Aero Club de Paso de los Libres, Corrientes (B. O. 21/X/60).

Antecedentes parlamentarios: Proyecto del diputado Porfirio A. Aquino, considerado y aprobado por la Cámara de Diputados en la sesión del 15 de noviembre de 1959 (D. ses. Dip. 1959, ps. 5934-5936) y por el Senado en la sesión del 21 de setiembre de 1960 (D. ses. Sen. 1960, ps. 1327-1328).

Art. 3º - El producido del impuesto integrará el Fondo Escolar Permanente creado por ley 16.727 [XXV-C, 2098], y será destinado a la construcción y reparación de escuelas oficiales, quedando en consecuencia, por su afectación a obras e inversiones de interés nacional, excluido del régimen de unificación de los impuestos internos nacionales, en virtud de lo previsto en el art. 6º de la ley 14.390 [XIV-A, 195].

Art. 4º - La presente ley entrará en vigor el día 1º de enero de 1973.

Art. 5º - Comuníquese, etc.

LEY 20.050 (*)

Hidronor S. A. - Autorización para la ejecución y explotación de las obras del Complejo Hidroeléctrico Alicopá.

Sanción y promulgación: 28 diciembre 1972.

Publicación: B. O. 8/1/73.

Art. 1º - Autorízase a Hidronor S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima a realizar los estudios y proyectos, y a proceder a la ejecución y explotación de las siguientes obras hidroeléctricas:

(*) Nota al Poder Ejecutivo acompañando el proyecto de ley 20.050.

Buenos Aires, 28 de diciembre de 1972.

Al Excmo. señor Presidente de la Nación:

La generación de energía eléctrica para servicio público, en nuestro país, ha estado a cargo de empresas que actúan en los ámbitos nacional, provincial o municipal.

Innovándose en tal sentido y teniendo en cuenta la importancia del potencial hidroeléctrico de la Región del Comahue, uno de los mayores de carácter exclusivamente nacional, y los varios aprovechamientos posibles de dicho potencial indicados por estudios efectuados por Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado, de conformidad con las disposiciones de la ley 17.318 [XXVII-B, 14801, se creó Hidronor S. A. (Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima), que es una empresa que tiene por objeto construir y explotar obras hidráulicas y eléctricas en la Región mencionada, conforme lo determina el art. 5º de su Estatuto.

La ley 17.574 [XXVII-C, 2912] encomendó a Hidronor S.A. (Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima) la ejecución y operación de las obras del Complejo El Chocón-Cerros Colorados y antes del vencimiento del plazo señalado por el contrato de concesión, las dos primeras turbinas de El Chocón entrarán en servicio comercial próximamente, estimándose que las obras serán realizadas con una significativa economía de inversión, circunstancias que se considera oportuno destacar, ya que las mismas evidencian el acierto de la decisión que procuraba crear una entidad que actuara con un muy alto grado de flexibilidad y fluidez operativa, según se expresa en el mensaje que fundamenta la ley aludida.

En cumplimiento de su señalado cometido, la empresa de que se trata ha encarado la realización del Complejo Alicopá que comprende las obras de Ali-

curá y Piedra del Aguila sobre el río Limay y Collón Curá sobre el río del mismo nombre.

La abundante experiencia nacional y extranjera, indica que siempre es lenta la maduración de las obras hidráulicas, por lo que resulta de imprescindible necesidad la decisión en tiempo oportuno sobre su construcción, pues de lo contrario para la época prevista existirá demanda eléctrica insatisfecha o habrá que recurrir a equipamientos de emergencia muchos más onerosos.

La realización del Complejo Hidroeléctrico Alicopá encuadra dentro de las Políticas Nacionales dictadas mediante dec. 46 de la Junta de Comandantes en Jefe del 17 de junio de 1970 [XXX-B, 1899], especialmente en los puntos 41, 85 b) y 93 e) en cuanto satisface los requerimientos de energía eléctrica utilizando su máximo aprovechamiento, mejor preservación y equitativa distribución evitando la contaminación de las aguas, aire y suelos.

En los fundamentos de la ley nacional 19.287 del 5 de octubre de 1971 [XXXI-C, 2925], que crea el Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas, se ha reconocido la necesidad de la realización, entre otras centrales, del Sistema Confluencia (actualmente Complejo Hidroeléctrico Alicopá) para cubrir las exigencias de la creciente demanda en el mercado nacional de energía eléctrica.

La concreción del Complejo Hidroeléctrico Alicopá permitirá adicionar una potencia del orden de los 3.600.000 kw. a la Red Nacional de Interconexión entre los años 1977 y 1989, asociada a una producción de aproximadamente 10.000 millones de kWh por año; y a la vez permitirá una valorización adicional de El Chocón por cuanto este embalse recibirá caudales previamente regulados en los tres embalses del Sistema Alicopá, reduciendo sensiblemente las exigentes normas de operación previstas para su funcionamiento individual, que obligan a una limitación importante de la altura utilizable en los meses de invierno, época en que es más valiosa la capacidad

a) Aprovechamiento hidroeléctrico de Alicurá, sobre el río Limay.

b) Aprovechamiento hidroeléctrico de Collón Curá, sobre el río Collón-Curá.

c) Aprovechamiento hidroeléctrico de Piedra del Aguila, sobre el río Limay.

Las obras precedentemente indicadas se considerará que constituyen una unidad de proyecto, construcción y explotación, sin perjuicio de las etapas sucesivas y coordinadas de su ejecución y puesta en funcionamiento, e importarán el manejo unificado de la cuenca del alto río Limay, en coordinación con las obras hidroeléctricas de El Chocón. El sistema que se dispone por la presente ley se designará con el nombre de Complejo Hidroeléctrico "Alicopá" e incluirá su vinculación con la red nacional de interconexión y las instalaciones complementarias, accesorias y auxiliares. Lo dispuesto en el presente artículo implica el otorgamiento de concesión en los términos del art. 14, inc. a) de la ley 15.336 [XX-A, 67], sin perjuicio de las condiciones y cláusulas que complementariamente deberá aprobar el Poder Ejecutivo, de conformidad al art. 15 y concordantes de la misma.

Art. 2º - Los estudios y proyectos de las obras a construir e instalaciones complementarias, con sus respectivos presupuestos, planes económicos y de financiación, cronograma de ejecución y puesta en funcionamiento y las restantes condiciones y cláusulas establecidas por el art. 15 y concordantes de la ley 15.336, como asimismo las bases contractuales de la concesión, deberán ser propuestas por Hidronor S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anóni-

ma al Poder Ejecutivo por intermedio del Ministerio de Obras y Servicios Públicos, área Energía. Dicha documentación deberá elevarse antes del 31 de diciembre del año 1973 en lo relativo a la obra de Alicurá; y en lo referente a las obras de Collón Curá y Piedra del Aguila dentro de los 2 años a partir de la fecha de promulgación de la presente ley, quedando facultado el Poder Ejecutivo para ampliar este último plazo por un período no superior a un año a partir de la fecha de su vencimiento. El Poder Ejecutivo prestará la aprobación que corresponda, con las modificaciones o reformas que estime necesario introducir, dentro de los 3 meses siguientes a la fecha en que se presenten los documentos mencionados precedentemente, quedando facultado para suscribir el contrato de concesión respectivo y asimismo para autorizar a Hidronor S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima a introducir en los proyectos aprobados aquellas modificaciones o adaptaciones que, sin alterar sus características fundamentales resulten convenientes para la ejecución del Complejo.

Art. 3º - En los programas que Hidronor S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima eleve al Poder Ejecutivo, el plan de acción para la ejecución del Complejo Hidroeléctrico "Alicopá" deberá prever que la primera turbina de Alicurá entre en servicio con anterioridad al 31 de diciembre del año 1977, la primera de Collón-Curá en el transcurso del año 1980 y las restantes turbinas del Complejo de conformidad con los requerimientos de demanda de potencia y energía del respectivo plan de equipamiento energético.

Art. 4º - Aféctanse para la ejecución de las obras del Complejo mencionado en la presente ley, recur-

dé garantizar la potencia a entregar al mercado consumidor.

En cuanto al financiamiento de las obras en cuestión, pueden destinarse los recursos del Fondo creado por la ley 19.287, en razón de que del estudio conjunto realizado por los ministerios de Hacienda y Finanzas y de Obras y Servicios Públicos resulta que la aplicación de Fondos de Grandes Obras Eléctricas a Salto Grande (dec. 2996/72 [XXXII-B, 2225]) Central Nuclear Córdoba (dec. 4658/72 [XXXII-C, 3577]) y Futaleufú (dec. 6869/72) revela al final de la década un excedente acumulado suficiente para financiar las obras del Complejo Alicopá.

La falta de una legislación nacional en materia de jurisdicción sobre los ríos interprovinciales, dificulta las armónicas relaciones de Hidronor S.A. (Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima) con las autoridades provinciales de la Región del Comahue, por lo que se estima conveniente y necesario dejar aclarada

la situación, conforme a los arts. 31 y 67, inc. 27, de la Constitución Nacional.

Se trata en suma de extender las facultades otorgadas a la Empresa aludida por la ley 17.574, en oportunidad de acordársele la concesión para construir y explotar las obras del Complejo El Chocón-Cerros Colorados, a fin de que pueda hacer lo propio con las del Complejo Hidroeléctrico Alicopá, atendiendo la financiación local con los recursos que se mencionan de la ley 19.287 hasta el año 1980, con las demás especificaciones que sobre este particular se indican en la parte dispositiva de la ley que se propicia sancionar, que además, extiende al resto de la Patagonia los beneficios promocionales acordados a la Región del Comahue en cuanto a la prioridad que se le asigna por la ley citada en el abastecimiento en potencia y energía eléctrica proveniente de las centrales que integran el Complejo mencionado.

Dios guarde a V. E. - Pedro A. Gordulo. - Arturo Mor Roig. - Jorge Wehbe.

Los provenientes del Fondo creado por la ley 19.287 [XXXI-C, 2925], de conformidad a las imputaciones que oportunamente el Poder Ejecutivo efectúe en ejercicio de las facultades del art. 3º y siguientes de dicha ley, y en concordancia con los planes de ejecución de las obras y sus requerimientos financieros de fuente interna. Los recursos indicados precedentemente integrarán el capital de Hidronor S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima como aporte del Estado, sin perjuicio de que puedan ser provistos en otro carácter si así lo determinare el Poder Ejecutivo de conformidad al estudio de factibilidad económico-financiera de la obra. Dichos recursos se harán efectivos a partir de la fecha en que los fondos previstos por el art. 2º, inc. e) de la ley 19.287 se incorporen al Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas; en el ínterin, Hidronor S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima utilizará con la misma finalidad y previa su capitalización, los excedentes financieros que se generen a partir de la puesta en servicio comercial del Complejo El Chocón-Cerros Colorados. Asimismo Hidronor S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima aplicará a la ejecución del Complejo Hidroeléctrico "Alicopá", previa su capitalización, los excedentes financieros que se generen por la progresiva puesta en servicio comercial de los Complejos El Chocón-Cerros Colorados y "Alicopá" durante el período en que el Estado le efectúe aportes o suministros de recursos provenientes de la ley 19.287.

Art. 5º — Decláranse de interés nacional los trabajos y obras correspondientes al Complejo Hidroeléctrico "Alicopá".

Art. 6º — Decláranse sujetas a la jurisdicción nacional las obras hidráulicas y eléctricas que Hidronor

S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima construya y explote en la región del Comahue, los lugares adyacentes necesarios a tales fines, los embalses que se formen y las zonas de seguridad operativa industrial que resulten necesarias para el mejor aprovechamiento de los embalses.

Art. 7º — Declárase extensivo al Complejo Hidroeléctrico "Alicopá" y a las actividades que Hidronor S. A., Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima deba cumplir con respecto al mismo, lo dispuesto por los arts. 3º, 4º, 5º, 6º, 8º, 9º, 10, 11, 12, 13, 14, y 15 de la ley 17.574 [XXVII-C, 2912] (modificada por ley 19.955 [XXXII-D, 5192] en cuanto sean de aplicación a los fines de la presente ley.

Art. 8º — Sin perjuicio de la prioridad establecida precedentemente en el abastecimiento de potencia y energía a la región del Comahue, el territorio nacional situado al sur del paralelo 42, en cuanto se interconecte al Complejo Hidroeléctrico "Alicopá", tendrá prioridad en esta materia con respecto a otras zonas del país, en los términos del art. 11 de la ley 17.574 (modificada por ley 19.955) que se hace extensivo a este supuesto.

Art. 9º — Comuníquese, etc.

LEY 20.051 (*)

Impuesto a los réditos — Revaluación de la hacienda vacuna hembra reproductora en establecimientos de cría — Creación de un impuesto.

Sanción y promulgación: 28 diciembre 1972.
Publicación: B. O. 29/XII/72.

(*) Nota al Poder Ejecutivo acompañando el proyecto de ley 20.051.

Buenos Aires, 28 de diciembre de 1972.

Al Excmo. señor Presidente de la Nación:

Tengo el honor de elevar al Primer Magistrado el proyecto de ley que se acompaña, por el cual se propone la actualización del costo estimativo o precio fijo de la hacienda vacuna hembra reproductora, de los establecimientos de cría que hubieran adoptado dicho sistema para la valuación de sus inventarios.

La medida se propicia teniendo en cuenta la notoria variación de los elementos de costo que son determinantes en la fijación del costo estimativo o precio fijo que sirve de base para la valuación de la hacienda en cuestión, hacienda que definitivamente está destinada a integrar los planteles estables de las explotaciones.

La referencia explícita a la hacienda vacuna deja fuera del ámbito del revalúo a otras especies como la ovina, caprina y porcina, fundamentándose esta exclusión en razón de la especial situación coyuntural por la que atraviesan tales explotaciones, la cual no hace aconsejable por el momento la adopción de medidas con la incidencia de la propuesta.

Cabe señalar que la hacienda reproductora que por su condición resulta bien amortizable de la explotación, está sometida a la actualización de valores que para tales bienes dispuso la ley 19.409 [XXXII-A, 47].

Si bien el revalúo propuesto tiene un costo fiscal, el mismo responde a la forma en que los nuevos valores han de actuar en la determinación del impuesto a los réditos que corresponda por la liquidación de la hacienda. Por otra parte dicho costo no ha de significar una carga inmediata para los contribuyentes, ya que se ha previsto para su ingreso planes especiales de pago en cuotas.

solicitud de los interesados y una vez comprobada su procedencia la Administración Nacional de Aduanas, previa conformidad del Tribunal de Cuentas de la Nación, devolverá directamente los importes que correspondieren.

Tratándose de devoluciones por "draw-back" la Administración Nacional de Aduanas podrá efectuarlas por sí o por intermedio de las oficinas aduaneras del interior del país que determinare, interviniendo en estos casos el Tribunal de Cuentas de la Nación con posterioridad al acto de la devolución.

A los efectos establecidos precedentemente, la Administración Nacional de Aduanas tendrá a su disposición en forma permanente, los fondos necesarios y que le serán transferidos por el Departamento Operativa Capital, tomándolos de su recaudación.

(*) Nota al Poder Ejecutivo acompañando el proyecto de ley 19.237.

Buenos Aires, 5 de octubre de 1971.

Al Excmo. señor Presidente de la Nación:

Tengo el honor de dirigirme al Primer Magistrado a efectos de elevar a su alta considera-

3255 que no están contemplados en la circ. 363.

Que con motivo de ello, los productos del dec. 3255 que no están en la circ. 363, no obstante tener un dólar de 5 pesos, más el reintegro que le corresponde, están sujetos al pago de \$ 0,30 por dólar por aplicación de la ley 19.184 que atendió a la modificación cambiaria que llevó el dólar de \$ 4,30 a \$ 4,70.

Por ello y a los efectos de que esta situación contradictoria pueda regularizarse, resulta necesario que los productos promocionados por la ley 19.184 (dec. 3255) queden exceptuados del derecho especial adicional fijado por la ley 19.143. Es evidente que esta necesidad resulta

de la misma, a realizar también directamente la devolución de los importes que correspondan en concepto de "draw-back", lográndose con ello una mayor celeridad en el trámite, al evitar las consecuentes demoras del desplazamiento de la documentación hacia la Administración Nacional y la exclusiva efectivización por ésta.

Por lo demás, la actual estructura y organización de la Aduana, con medios y capacidad técnica extendida a todo el país, permite y aconseja completar la descentralización del operativo, facultando a las oficinas aduaneras del interior a realizar las liquidaciones y pago del "draw-back".

Las resoluciones denegatorias que recayeren en estos pedidos de devolución tendrán el mismo carácter y producirán los mismos efectos que las determinadas en el dec.-ley 6.692/63 [XXIII-B, 1011].

Art. 2º — La presente ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 3º — Comuníquese, etc.

LEY 19.237 (*)

Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas — Creación.

Sanción y promulgación: 5 octubre 1971.

Publicación: B. O. 14/X/71.

Art. 1º — Créase el Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas, mediante el cual el Po-

ción el adjunto proyecto de ley por el cual se crea el Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas, destinado a posibilitar la construcción de obras hidroeléctricas o termoeléctricas, líneas de transmisión y demás instalaciones complementarias en todo el territorio de la Nación.

indiscutible puesto que por un lado no se puede promocionar exportaciones y, por otro lado, gravarlas con impuestos de aquella magnitud, teniendo en cuenta que se trata de mercaderías cuya exportación corresponde estimular.

En consecuencia, teniendo en cuenta la necesidad de asegurar igual tratamiento cambiario a la exportación de mercaderías y evitar situaciones inequitativas que desalienten la colocación de nuestros productos en el exterior, se eleva el proyecto de ley que se acompaña tendiente a eliminar los inconvenientes producidos.

Dios guarde a V. E. — Oscar M. Chescotta.

Que en el mismo sentido corresponde disponer que, en estos casos, la intervención legal del Tribunal de Cuentas de la Nación se realice con posterioridad a la devolución, desde el momento que su función fiscalizadora y de control puede cumplirse lo mismo, conforme a las previsiones de la ley respectiva.

La presente medida se ajusta a las Políticas Nacionales 67, 103, 127, 129 y correlativas [XXX-B, 1639]. Por las razones expuestas, estimo que el adjunto proyecto de ley puede merecer la aprobación del Excmo. señor Presidente de la Nación.

Dios guarde a V. E. — Juan A. Quilici.

der Ejecutivo, directamente o a través de organismos estatales, nacionales, provinciales o internacionales en que participe la Nación, o empresas que controle el Estado, podrá integrar sus aportes de capital, cuando así correspondiere, o proveer las sumas que considere necesarias para el estudio, proyecto, construcción, equipamiento y puesta en marcha de grandes obras eléctricas, con las correspondientes líneas de transmisión y demás instalaciones complementarias, que se resuelva construir en todo el territorio de la Nación y aun fuera de él si revisten interés para el desarrollo nacional, conforme a los estudios previos de factibilidad que deberán efectuarse para el mejor aprovechamiento de los recursos de la naturaleza.

El Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas quedará afectado a la realización integral de dichas obras.

Art. 2º — El Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas se integrará con los siguientes recursos:

a) Un recargo por kwh establecido sobre el precio de venta de la electricidad, de hasta un 5 % de las tarifas vigentes en cada período y en cada zona del país, aplicado al consumidor final.

b) Un recargo de hasta un 5 % sobre el precio de venta del petróleo crudo que se elabora en el país, aplicado sobre los valores que fije el Ministerio de Obras y Servicios Públicos.

c) Asignaciones anuales del Fondo Nacional de la Energía y del Fondo Nacional de Energía Eléctrica.

Esta iniciativa encuentra fundamento en las necesidades del equipamiento eléctrico de nuestro país que han de afrontarse con las previsiones adecuadas a la magnitud de las obras de que se trata. Las exigencias de la creciente demanda en el mercado de energía eléctrica, sean dentro del mediano o largo plazo, requieren la construcción de una serie de centrales que deberán entrar sucesivamente en servicio para atender dichos requerimientos. Al respecto debe advertirse que el Plan Nacional de Desarrollo y Seguridad 1971/75 [v. p. 1243] prevé una tasa del 12,2 % de aumento anual acumulativo en dicha demanda a partir del año 1971. En tal sentido, deberá considerarse la necesidad de encarar soluciones financieras al Proyecto de Salto Grande al sistema Confluencia, a la presa de Yaciretá Apipé y a otras obras que se encuentran previstas para la década.

Las inversiones del equipamiento a que se ha hecho referencia, serán tanto más elevadas en cuanto el modo de generación se transfiera del sistema térmico convencional al hidroeléct-

d) Aportes del Tesoro Nacional en general, y en especial destinados a costear las partes de las obras vinculadas con el riego, la regulación de los cursos de agua, el saneamiento, la navegación y el aprovechamiento integral de los mismos.

e) Con los fondos que se recaudaren por prórroga de los gravámenes establecidos en los incs. b) y c) del art. 2º de la ley 17.574 [XXVII-C, 2912] los que continuarán en vigencia y pasarán a integrar el Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas, a partir del momento en que no sean necesarios para la ejecución y puesta en explotación comercial de las obras autorizadas por el art. 1º de la citada ley 17.574.

f) Con las utilidades que se distribuyan en dinero en efectivo y correspondan al Estado Nacional por su participación de capital en empresas de servicios públicos de electricidad.

g) Otros recursos impositivos que se crearen con destino a tales obras.

El Poder Ejecutivo fijará los porcentajes aplicables en concepto de los recargos indicados en los incs. a), b) y c) y mantendrá la vigencia total o parcial de dichos gravámenes en la medida en que lo exijan los trabajos a que se refiere la presente ley y la puesta en explotación comercial de las instalaciones.

Los agentes de retención de las contribuciones dispuestas en este artículo, deberán ingresar mensualmente los fondos recaudados provenientes de las mismas en una cuenta especial en el Banco Nacional de Desarrollo.

Art. 3º — El Poder Ejecutivo determinará la afectación del Fondo Nacional de Grandes Obras

tríco o nuclear. Dicha transferencia se encuentra asimismo prevista en el plan mencionado y si bien representa considerables economías en los costos de explotación, exige inversiones fijas cada vez más cuantiosas.

La experiencia ha demostrado a través de la práctica de la ley 17.574 [XXVII-C, 2912], que los grandes equipamientos eléctricos sólo pueden afrontarse adecuadamente con fondos que sean asignados de una manera fija y estable, mediante recursos propios y específicos afectados a la obra correspondiente. Así se han hecho posibles las presas y centrales del Complejo El Chocón-Cerros Colorados, cuya buena marcha muestra la eficiencia del sistema, y que no resulta afectada en forma alguna por el proyecto que se acompaña. Sobre la base de dicha experiencia, se estima conveniente la creación del Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas, a fin de permitir la ejecución de las sucesivas obras, todas ellas de magnitud, que han sido previstas para alcanzar los niveles de equipamiento necesarios. Ello determina también

Eléctricas, a las obras cuya factibilidad técnico-económica quede a su juicio debidamente justificada; otorgando las concesiones correspondientes que prevén los arts. 11, 12, 14, 15 y 16 y concordantes de la ley 15.336 [XX-A, 67], debiendo fijar estimativamente y sin perjuicio de su oportuno reajuste, la parte de los fondos a recaudarse que se afecten a cada obra hasta su total conclusión y puesta en explotación comercial.

Art. 4º — Los fondos que se depositen en el Banco Nacional de Desarrollo, de conformidad con lo establecido en el art. 2º, estarán a la orden del Ministerio de Obras y Servicios Públicos y sólo podrán transferirse a cuentas especiales que abrirán en el mismo Banco y tendrán la denominación de la obra a que haya sido puesto afectarlos el Poder Ejecutivo. Dichas transferencias se efectuarán en las fechas u oportunidades y por los montos que se requieran de acuerdo con el plan de ejecución o las necesidades de las obras a que se encuentren afectados, y según el destino establecido en el art. 1º. Las cuentas especiales estarán a la orden del organismo estatal, nacional o provincial,

(*) Nota al Poder Ejecutivo acompañando el proyecto de ley 19.258.

Buenos Aires, 6 de octubre de 1971.

Al Excmo. señor Presidente de la Nación:

Tengo el honor de dirigirme a V. E. con el objeto de someter a vuestra consideración el proyecto de ley adjunto, por el cual se declara exceptuado del régimen de la ley 18.875 [v. p. 21], el contrato de préstamo a ser suscripto

que tal sistema deba estructurarse con la flexibilidad apropiada por cuanto será menester atender a múltiples realizaciones.

No se considera aconsejable el tener que dictar una nueva ley para la asignación de fondos para cada una de ellas y, en consecuencia, el Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas se crea con el alcance amplio de aplicarlo a los diversos proyectos y construcciones que sean exigidos por las circunstancias. Asimismo, se prevé en el proyecto que acompaño, la posibilidad de establecer, las tasas de los gravámenes según los requerimientos, lo que quedará a criterio del Poder Ejecutivo.

La afectación específica de los fondos, que determina la certeza en la aplicación de los mismos y consecuentemente el llevar a buen término los proyectos, se logra en la iniciativa que se eleva, merced a una resolución especial del Poder Ejecutivo que tiene el efecto de decidir la imputación de los recursos. Fijada de este modo aquella afectación, se garantizará además

comisiones internacionales en las cuales participe la Nación, empresa del Estado o sociedad con capital mayoritario estatal que tenga a su cargo la ejecución o administración de la obra. El Banco Nacional de Desarrollo otorgará con prioridad y en la medida de las disponibilidades de su cartera, créditos conducentes a la ejecución de las obras de que se trata.

Art. 5º — Comuníquese, etc.

LEY 19.258 (*)

Convenio con el Bid sobre préstamo para obras del Plan Nacional de Agua Potable y Saneamiento Rural — Exclusión del régimen de la ley 18.875 sobre preferencia de productos y servicios de origen nacional — Autorización a las provincias para adherirse.

Sanción y promulgación: 6 octubre 1971.

Publicación: B. O. 13/X/71.

Art. 1º — Exclúyese del régimen de la ley 18.875 [v. p. 21], de acuerdo con lo previs-

por la Nación Argentina con el Banco Interamericano de Desarrollo, concerniente al segundo préstamo destinado a contribuir a la financiación de un programa de abastecimiento de agua potable a poblaciones rurales, el que forma parte del Plan Nacional de Agua Potable y Saneamiento Rural.

Esta medida tiene su origen en las siguientes circunstancias. El Plan en su conjunto, debe desarrollarse en tres etapas, para cada una de las cuales se requiere el apoyo financiero del

el poder apelar a fuentes de financiamiento externo, que siempre requieren la seguridad de inversión nacional en la parte que corresponda.

Atento el papel preponderante que se asigna al Banco Nacional de Desarrollo y a las obras de infraestructura que han de ejecutarse en el país, se estima adecuado concentrar en esa institución bancaria el total de los depósitos y recursos que integran el Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas. De esta manera, se incrementa la cartera de ese organismo, permitiéndole asimismo, ampliar su capacidad de financiamiento interno que como contraprestación el Banco deberá dedicar a las obras de que se trata.

En mérito a la extraordinaria importancia del tema y en consideración a que el mecanismo propuesto ha de satisfacer las necesidades del equipamiento eléctrico es que me permito solicitar la aprobación del proyecto que se acompaña.

Dios guarde a V. E. — Pedro A. Gordillo.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO

MICHIHUAO

F I C H A T E C N I C A

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO: MICHIHUAO

1. Lugar de Emplazamiento del Aprovechamiento

- | | |
|-----------------------|---------------------|
| a) PROVINCIA | Neuquén - Río Negro |
| b) CIUDAD MAS CERCANA | Neuquén |
| c) RIO | Límay |

2. Características Hidrológicas y de Operación de Embalse

- | | |
|--|-------------------------|
| a) NIVEL MAXIMO NORMAL | 445 m |
| b) NIVEL MINIMO DE OPERACION | 440 m |
| c) AREA DEL EMBALSE AL NIVEL MAXIMO NORMAL | 22.000 ha |
| d) VOLUMEN ACTIVO DE OPERACION DE EMBALSE | 3.200 hm ³ |
| e) VOLUMEN TOTAL DEL EMBALSE | 5.400 hm ³ |
| f) MODULO O CAUDAL MEDIO | 753 m ³ /s |
| g) CRECIDA DE PROYECTO | 8.000 m ³ /s |

3. Características Energéticas del Aprovechamiento

- | | |
|---------------------------------|---------------|
| a) POTENCIA INSTALADA | 600 MW |
| b) ENERGIA MEDIA ANUAL GENERADA | 2.440 GWh/año |
| c) FACTOR DE PLANTA | 0,464 |

4. Características del Proyecto

a) PRESA

- | | | |
|---|----------|---------------------------|
| . Tipo | Mixta *1 | |
| . Longitud total del coronamiento | | 4.900 m |
| . Altura máxima sobre el nivel de fundación | | 53 m |
| . Cota de coronamiento | | 448 m |
| . Volumen total presa incluyendo ataguías | | 13.000.000 m ³ |
| . Cierres auxiliares | No tiene | |
| - Tipo | | |
| - Longitud total del coronamiento | | |
| - Altura máxima sobre el nivel de fundación | | |
| - Volumen total cierres auxiliares | | |

*1: Gravedad, hormigón y materiales sueltos con núcleo impermeable

b) ALIVIADERO

. Tipo	Superficial controlado	8.000 m ³ /s
. Caudal de diseño		92 m
. Longitud total incluida pilas		
. Compuertas		
- Tipo	Segmento	4
- Número		15,00 m
- Altura		16,50 m
- Longitud		
. Tipo de dissipador de energía	Doble fila de dados	128.000 m ³
. Volumen total de hormigón		

c) OBRAS DE TOMA Y CONDUCCION

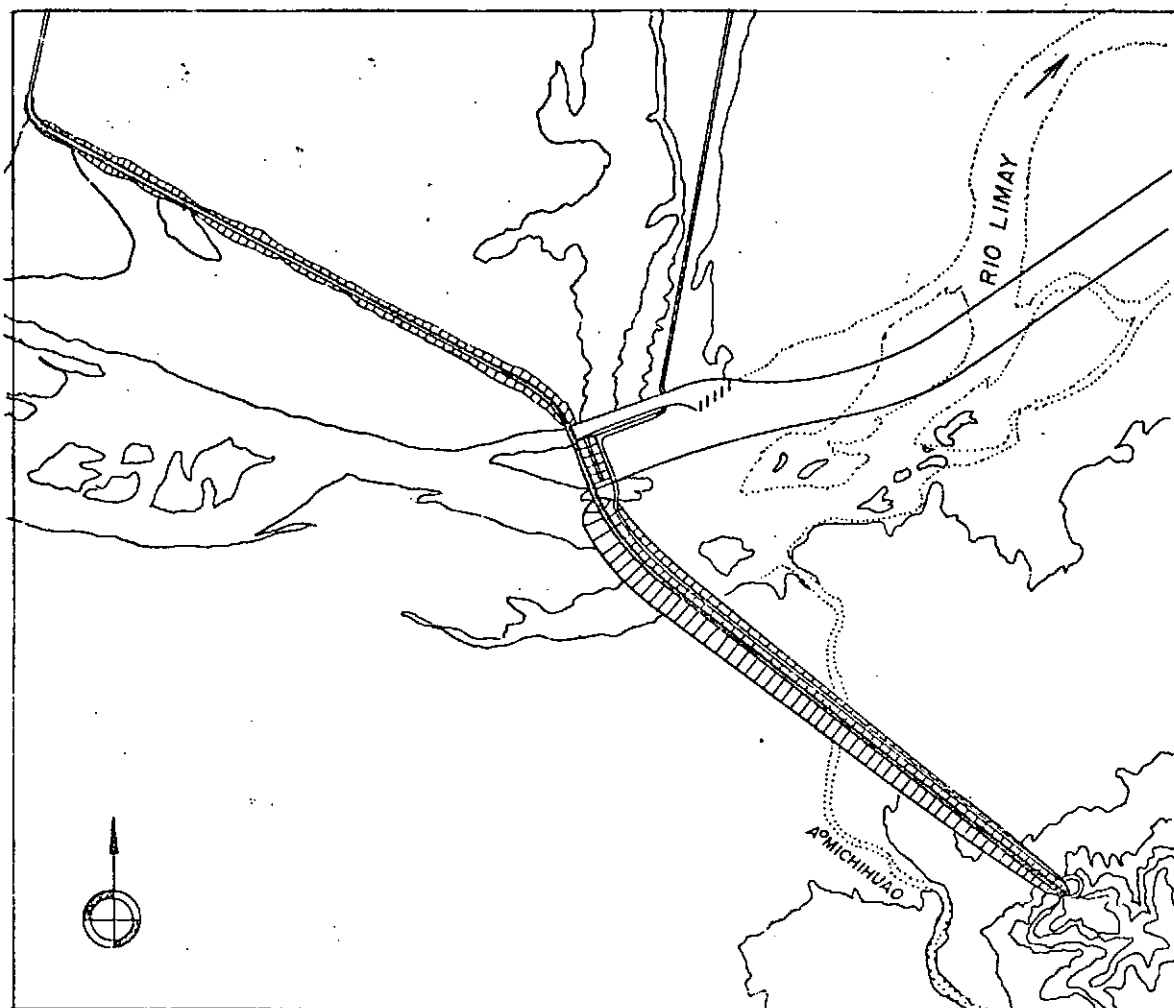
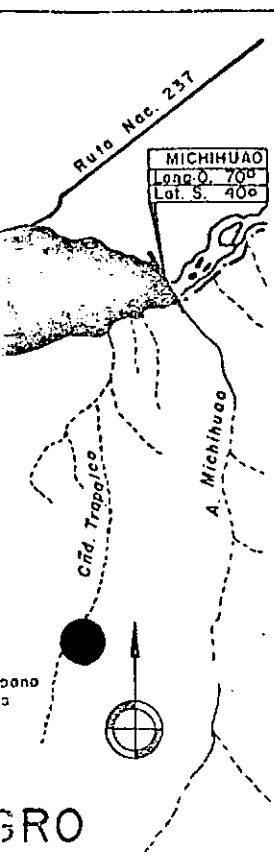
. Tipo	Frontal integrada a la presa	
. Aberturas de toma		4
- Número		840 m ²
- Sección neta de c/abertura		
. Conducto		4
- Número		60 m ²
- Sección neta de c/conducto		22 m
- Longitud total de c/conducto		
. Conducto de Presión	No tiene	
- Número		
- Sección neta de c/conducto		
- Longitud total de c/conducto		

d) CENTRAL HIDROELECTRICA

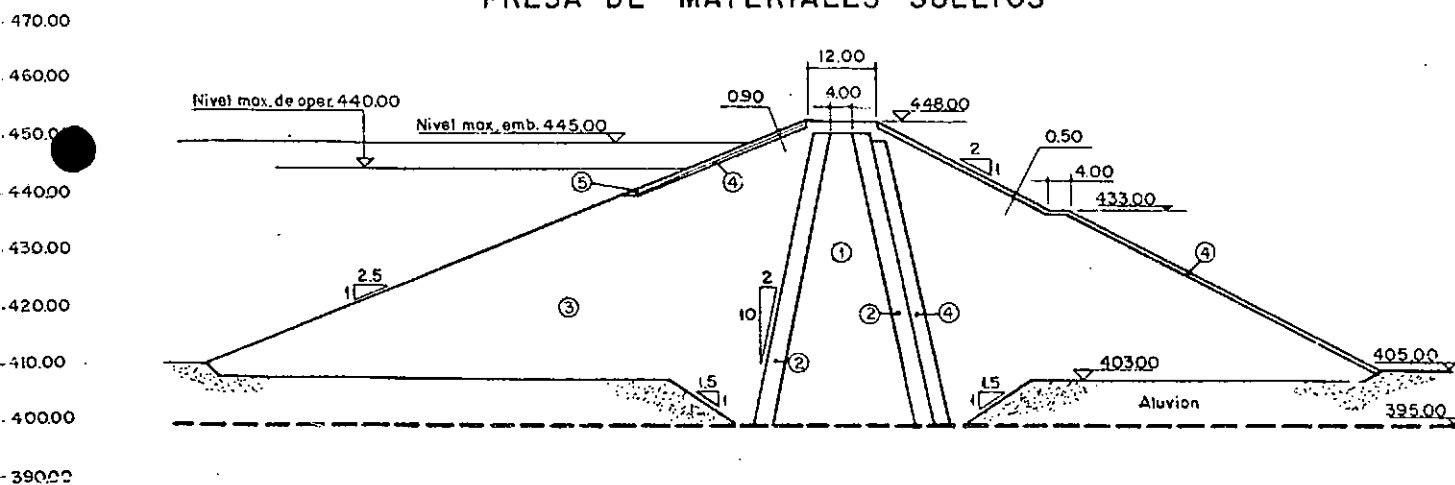
. Tipo	Exterior, cubierta, integrada a la presa	155 m
. Longitud de la Central		300.000 m ³
. Volumen total de hormigón		4
. Número de unidades		150 MW
. Potencia nominal de c/unidad		
. Turbina		
- Tipo	Francis	41,6 m
- Caída de diseño o nominal		420 m ³ /s
- Caudal turbinable de diseño		81,08 r.p.m.
- Velocidad de rotación		

e) OBRAS COMPLEMENTARIAS

No tiene

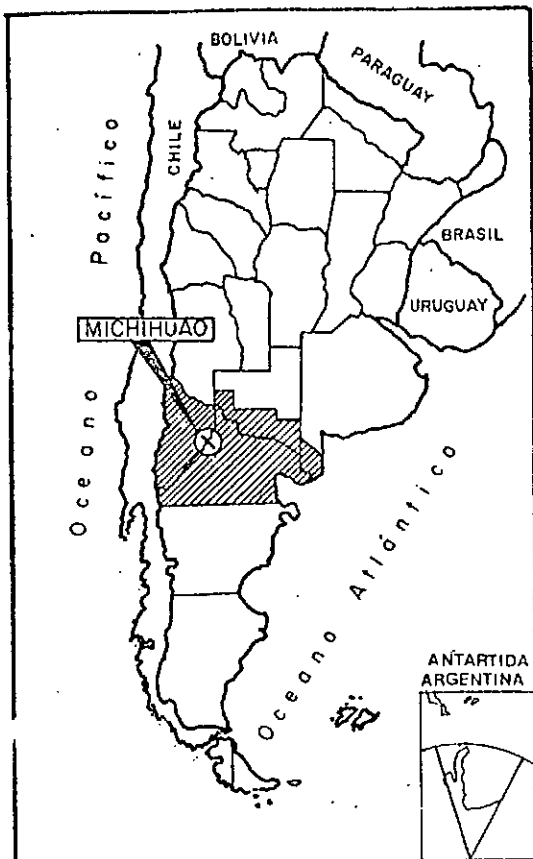


PRESA DE MATERIALES SUELTOS

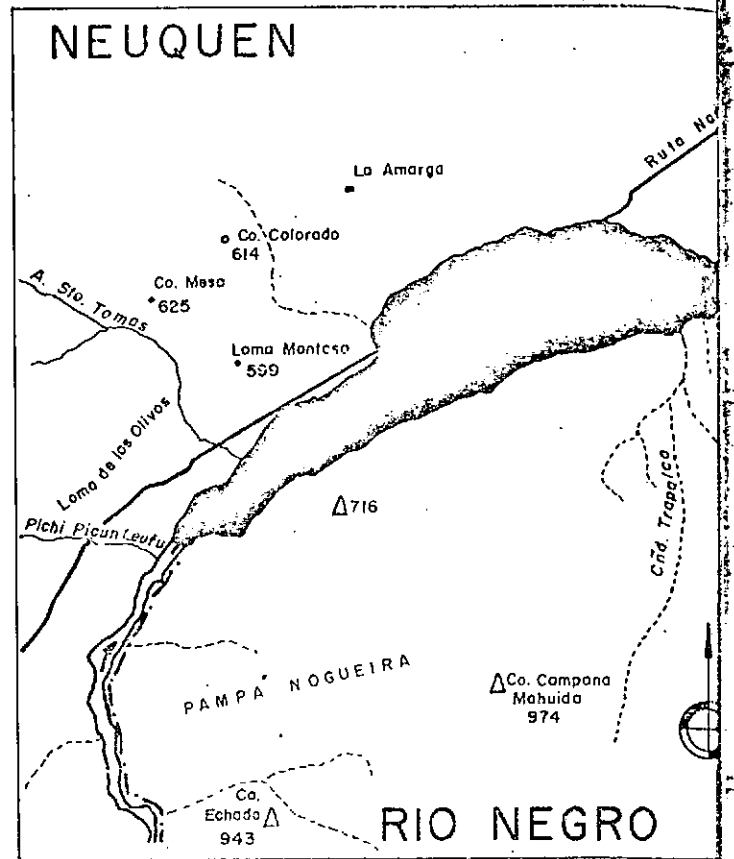


- ① Nucleo
- ② Filtro fino.
- ③ Espaldones de grava arenosa
- ④ Drenaje y filtro grueso
- ⑤ Rip rap.

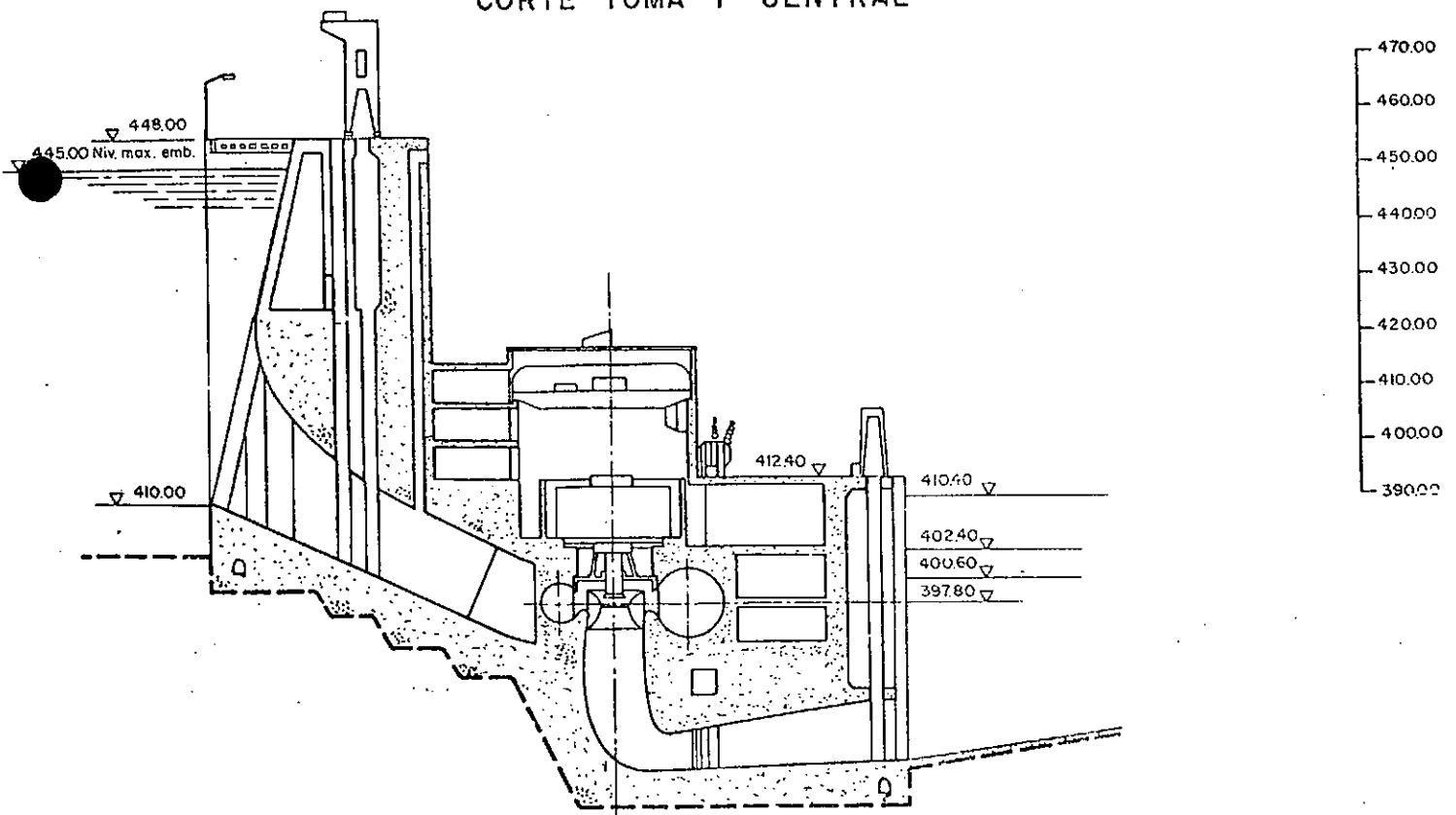
LOCALIZACION GEOGRAFICA



LOCALIZACION DEL APROVECHAMIENTO



CORTE TOMA Y CENTRAL



APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO

PICHI PICUN LEUFU

F I C H A T E C N I C A

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO: PICHÍ PICUN LEUFU

1. Lugar de Emplazamiento del Aprovechamiento

- | | |
|-----------------------|-------------------|
| a) PROVINCIA | Neuquén-Río Negro |
| b) CIUDAD MAS CERCANA | Piedra del Aguila |
| c) RIO | Limay |

2. Características Hidrológicas y de Operación de Embalse

- | | | |
|--|------------|-------------------------|
| a) NIVEL MAXIMO NORMAL | | 480 m |
| b) NIVEL MINIMO DE OPERACION | | 477,5 m |
| c) AREA DEL EMBALSE AL NIVEL MAXIMO NORMAL | | 1.200 ha |
| d) VOLUMEN ACTIVO DE OPERACION DE EMBALSE | En estudio | hm ³ |
| e) VOLUMEN TOTAL DEL EMBALSE | | 187 hm ³ |
| f) MODULO O CAUDAL MEDIO | | 753 m ³ /s |
| g) CRECIDA DE PROYECTO | | 8.000 m ³ /s |

3. Características Energéticas del Aprovechamiento

- | | |
|---------------------------------|---------------|
| a) POTENCIA INSTALADA | 400 MW |
| b) ENERGIA MEDIA ANUAL GENERADA | 1.640 GWh/año |
| c) FACTOR DE PLANTA | 0,468 |

4. Características del Proyecto

- a) PRESA
- | | | |
|---|----------|------------------------|
| . Tipo | Mixta *1 | |
| . Longitud total del coronamiento | | 750 m |
| . Altura máxima sobre el nivel de fundación | | 53 m |
| . Cota de coronamiento | | 483 m |
| . Volumen total presa incluyendo ataguías | | 950.000 m ³ |
| . Cierres auxiliares. | No tiene | |
| - Tipo | | |
| - Longitud total del coronamiento | | |
| - Altura máxima sobre el nivel de fundación | | |
| - Volumen total cierres auxiliares | | |

*1: Gravedad, hormigón y materiales sueltos con pantalla de hormigón

b) ALIVIADERO

. Tipo	Superficial controlado	
. Caudal de diseño		8.000 m ³ /s
. Longitud total incluida pilas		92 m
. Compuertas		
- Tipo	Segmento	
- Número		4
- Altura		15,00 m
- Longitud		16.50 m
. Tipo de dissipador de energía	Doble fila de dados	
. Volumen total de hormigón		180.000 m ³

c) OBRAS DE TOMA Y CONDUCCION

. Tipo	Frontal integrada a la presa	
. Aberturas de toma		
- Número		4
- Sección neta de c/abertura		715 m ²
. Conducto		
- Número		4
- Sección neta de c/conducto		56 m ²
- Longitud total de c/conducto		22 m
. Conducto de Presión	No tiene	
- Número		
- Sección neta de c/conducto		
- Longitud total de c/conducto		

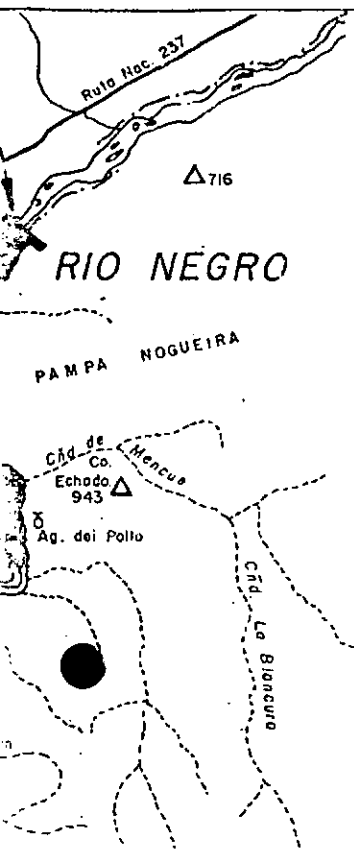
d) CENTRAL HIDROELECTRICA

. Tipo	Exterior, cubierta, integrada a la presa	
. Longitud de la Central		157,5 m
. Volumen total de hormigón		280.000 m ³
. Número de unidades		4
. Potencia nominal de c/unidad		100 MW
. Turbina:		
- Tipo	Francis	
- Caída de diseño o nominal		31,8 m
- Caudal turbinable de diseño		370 m ³ /s
- Velocidad de rotación		81,08 r.p.m.

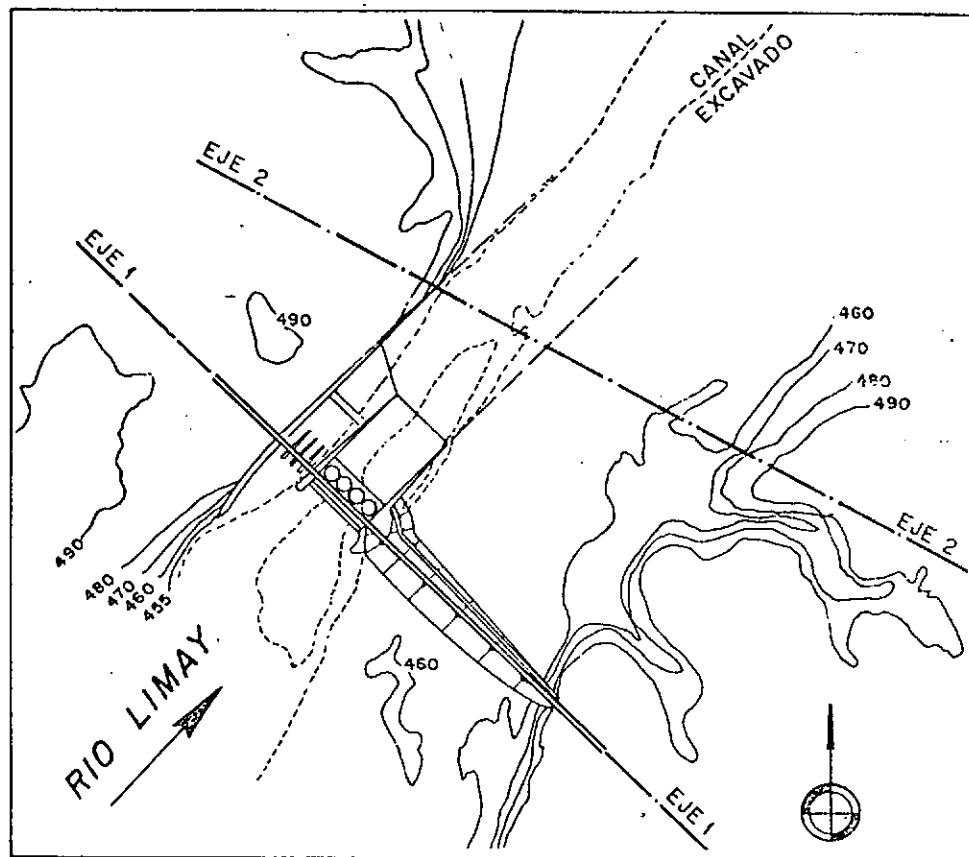
e) OBRAS COMPLEMENTARIAS

No tiene

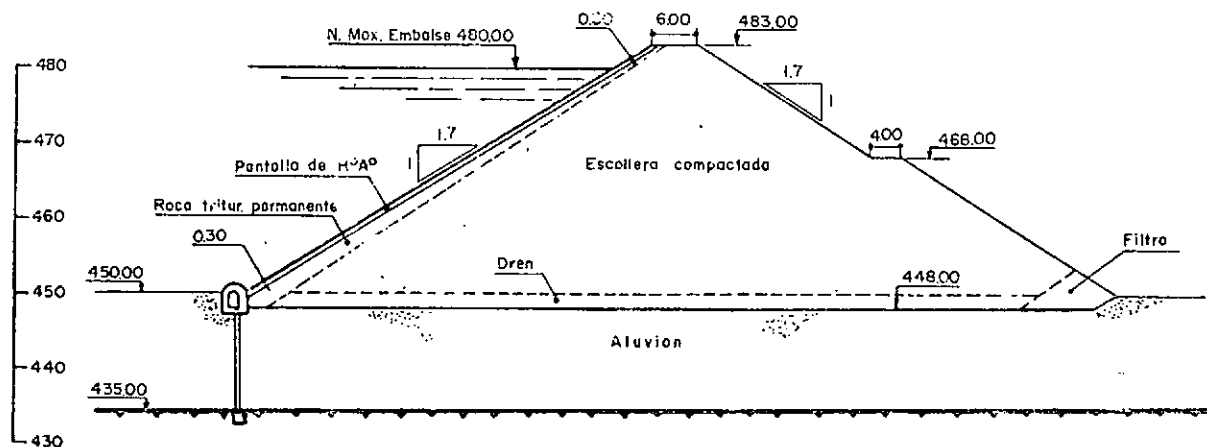
EL EMBALSE



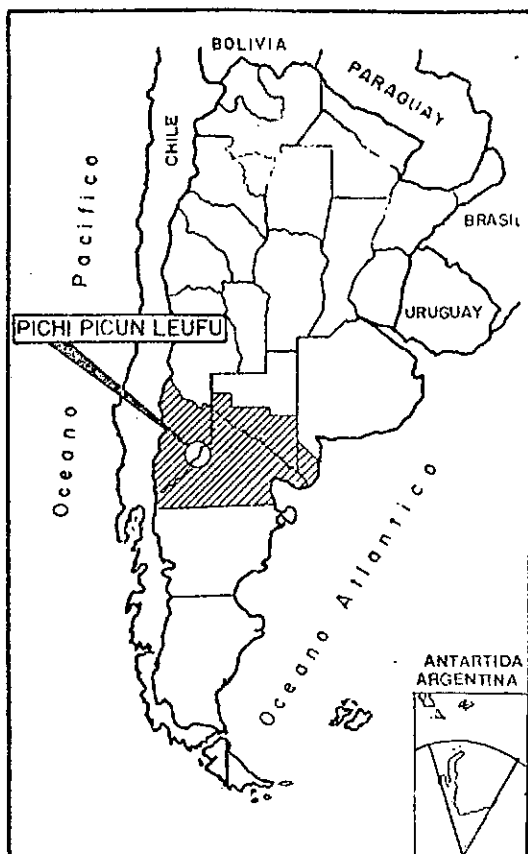
PLANTA GENERAL



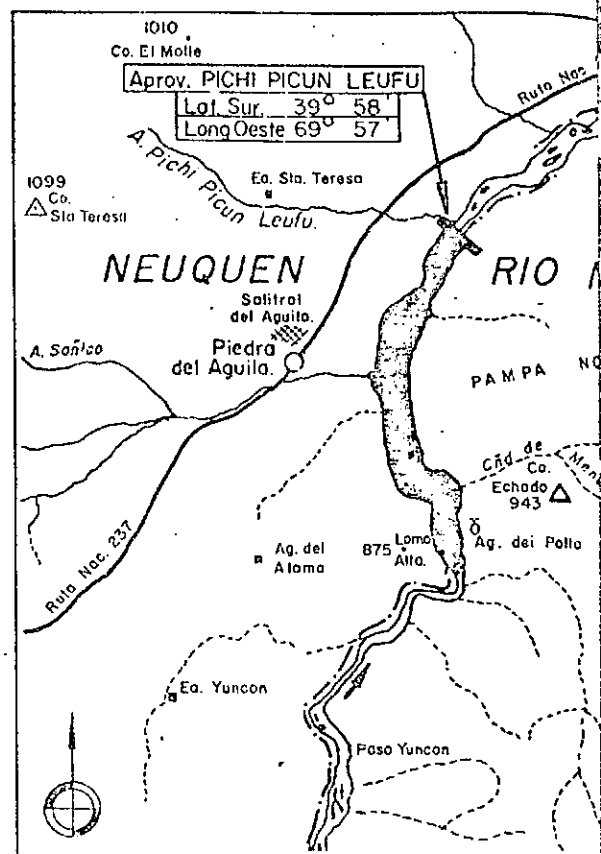
PRESA DE ESCOLLERA CORTE TÍPICO



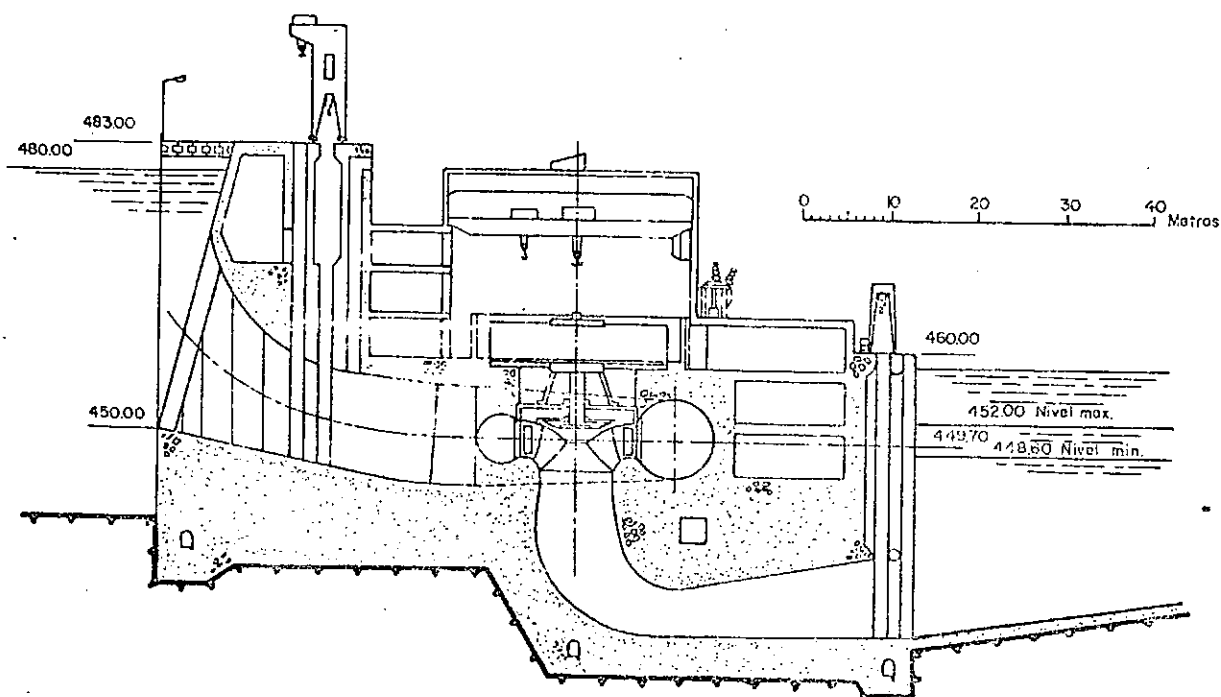
LOCALIZACION GEOGRAFICA



UBICACION DEL EMBAL



CORTE TOMA Y CENTRAL



APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO

PIEDRA DEL AGUILA

F I C H A T E C N I C A

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO: PIEDRA DEL AGUILA

1. Lugar de Emplazamiento del Aprovechamiento

- | | |
|-----------------------|---------------------|
| a) PROVINCIA | Neuquén - Río Negro |
| b) CIUDAD MAS CERCANA | Neuquén |
| c) RIO | Limay |

2. Características Hidrológicas y de Operación de Embalse

- | | |
|--|-------------------------|
| a) NIVEL MAXIMO NORMAL | 585 m |
| b) NIVEL MINIMO DE OPERACION | 554,40 m |
| c) AREA DEL EMBALSE AL NIVEL MAXIMO NORMAL | 26.100 ha |
| d) VOLUMEN ACTIVO DE OPERACION DE EMBALSE | 5.800 hm ³ |
| e) VOLUMEN TOTAL DEL EMBALSE | 10.000 hm ³ |
| f) MODULO O CAUDAL MEDIO | 753 m ³ /s |
| g) CRECIDA DE PROYECTO | 9.100 m ³ /s |

3. Características Energéticas del Aprovechamiento

- | | |
|---------------------------------|---------------|
| a) POTENCIA INSTALADA | 2.100 MW |
| b) ENERGIA MEDIA ANUAL GENERADA | 5.930 GWh/año |
| c) FACTOR DE PLANTA | 0,322 |

4. Características del Proyecto

- a) PRESA
- | | | |
|---|----------|--------------------------|
| . Tipo | Mixta *1 | |
| . Longitud total del coronamiento | | 870 m |
| . Altura máxima sobre el nivel de fundación | | 121 m |
| . Cota de coronamiento | | 591 m |
| . Volumen total presa incluyendo ataguías | | 9.800.000 m ³ |
| . Cierres auxiliares | No tiene | |
| - Tipo | | |
| - Longitud total del coronamiento | | |
| - Altura máxima sobre el nivel de fundación | | |
| - Volumen total cierres auxiliares | | |

*1: Gravedad, hormigón y materiales sueltos con pantalla de hormigón

b) ALIVIADERO

. Tipo	Superficial controlado	
. Caudal de diseño		8.000 m ³ /s
. Longitud total incluida pilas		73,5 m
. Compuertas		
- Tipo	Segmento	
- Número		3
- Altura		17 m
- Longitud		18,50 m
. Tipo de dissipador de energía	Salto de esquí	
. Volumen total de hormigón		73.900 m ³

c) OBRAS DE TOMA Y CONDUCCION

. Tipo	Frontal integrada a la presa	
. Aberturas de toma		
- Número		6
- Sección neta de c/abertura		300 m ²
. Conducto	No tiene	
- Número		
- Sección neta de c/conducto		
- Longitud total de c/conducto		
. Conducto de Presión		
- Número		6
- Sección neta de c/conducto		664 m ²
- Longitud total de c/conducto		260 m

d) CENTRAL HIDROELECTRICA

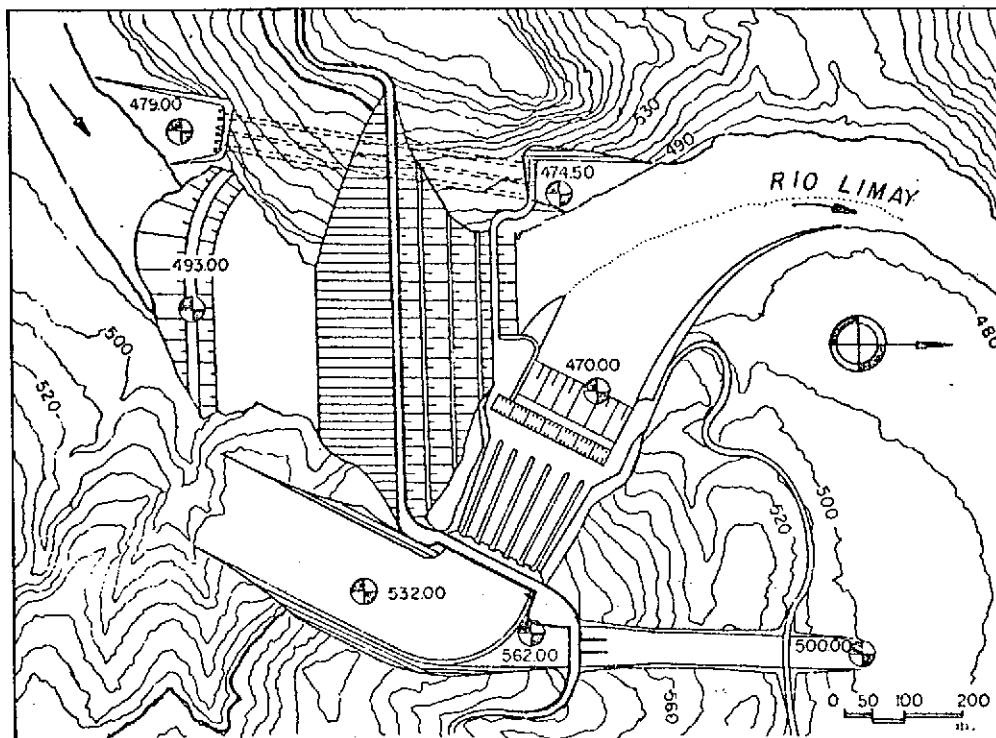
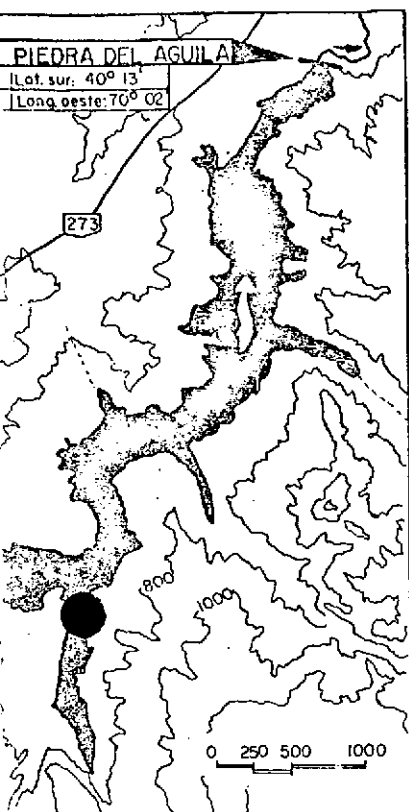
. Tipo	Exterior, cubierta, a pie de presa	
. Longitud de la Central		186,6 m
. Volumen total de hormigón		390.000 m ³
. Número de unidades		6
. Potencia nominal de c/unidad		350 MW
. Turbina		
- Tipo	Francis	
- Caída de diseño o nominal		87,70 m
- Caudal turbinable de diseño		465 m ³ /s
- Velocidad de rotación		100 r.p.m.

e) OBRAS COMPLEMENTARIAS

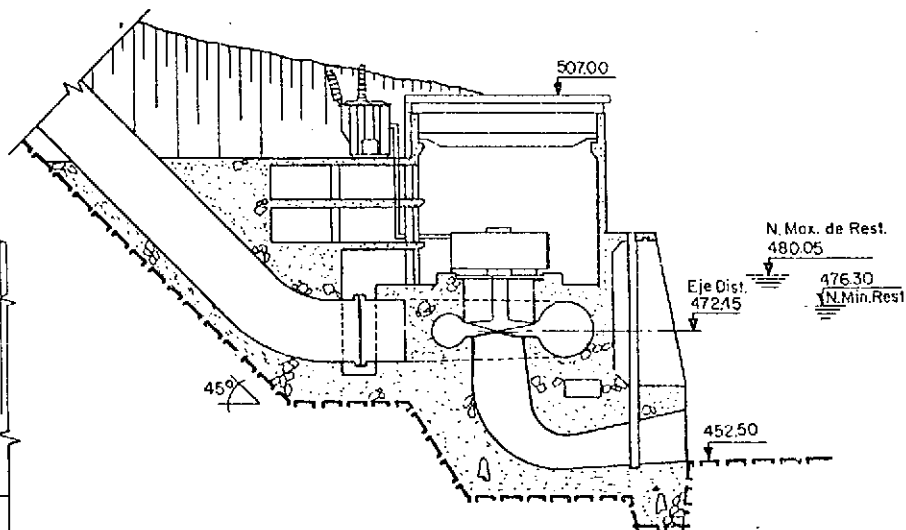
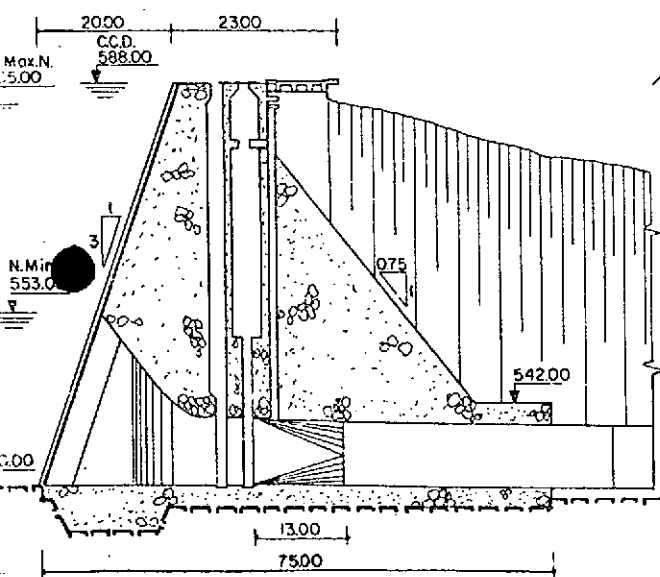
No tiene

ALSE

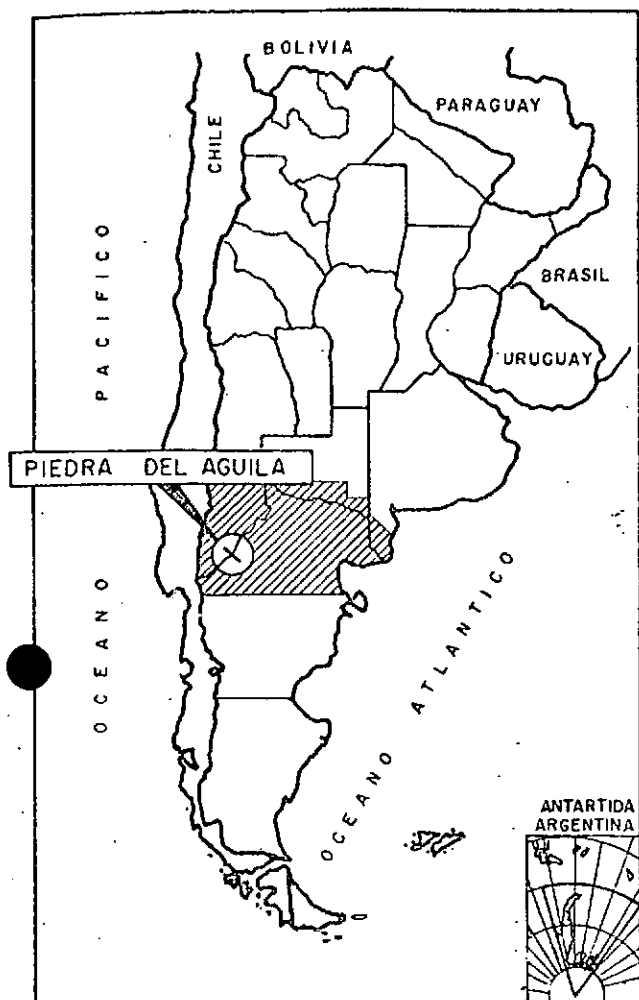
PLANTA GENERAL



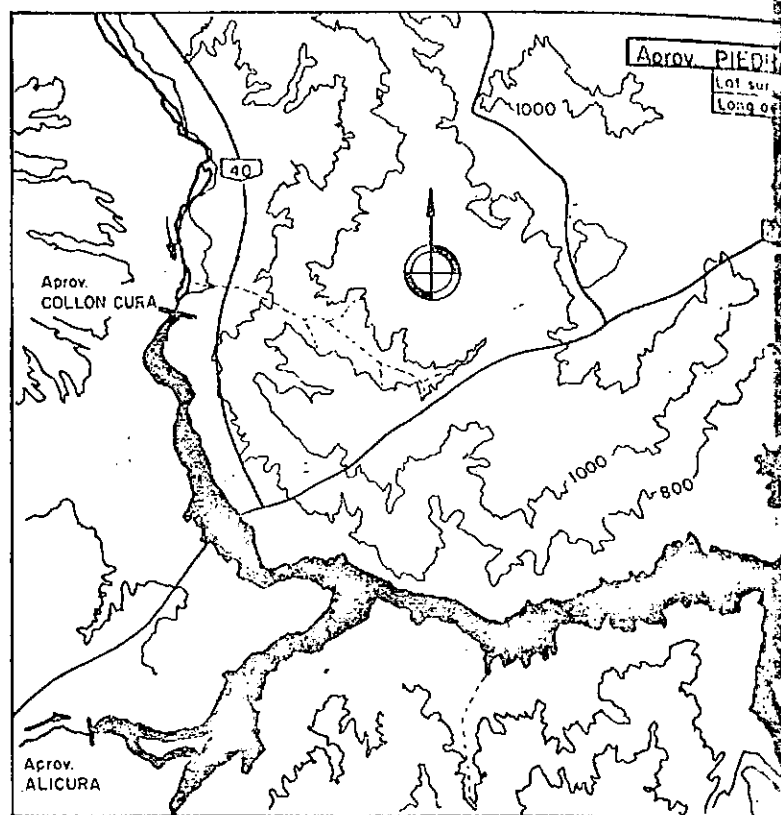
CORTE TOMA Y CENTRAL



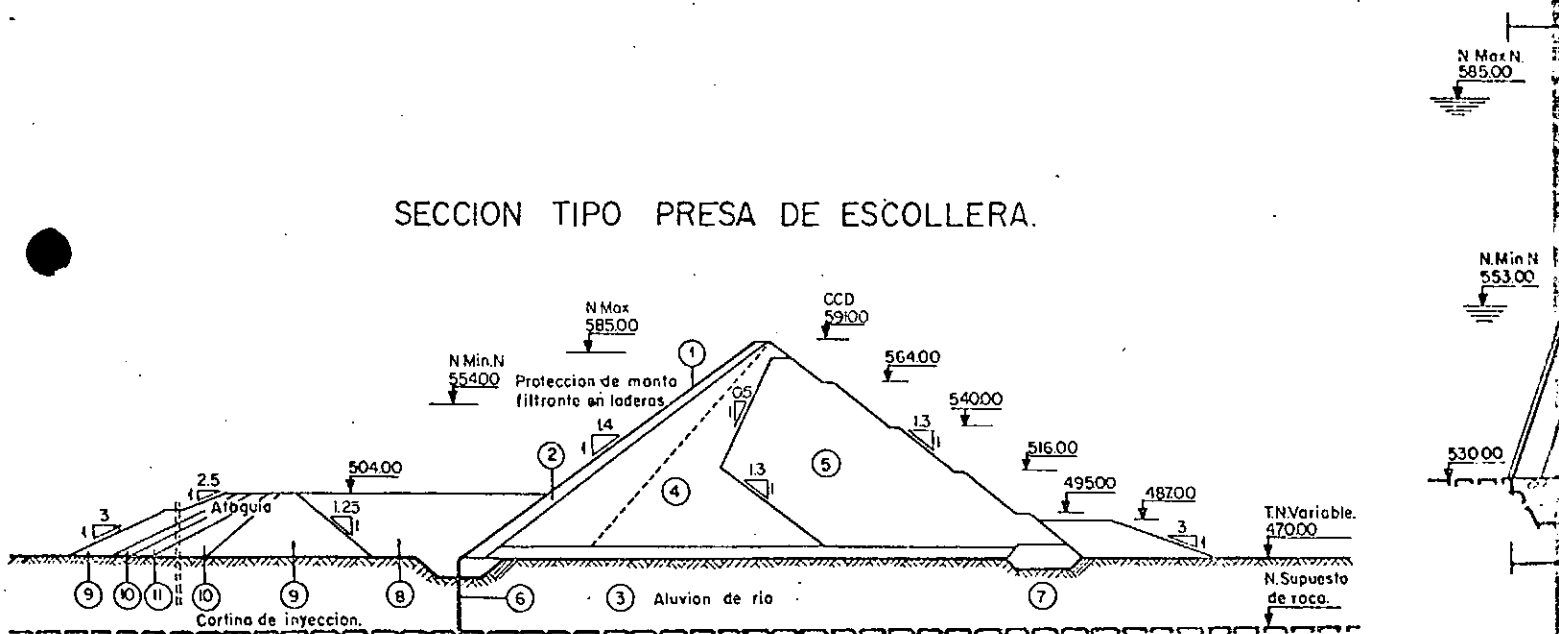
LOCALIZACION GEOGRAFICA



UBICACION DEL EMBALSE



SECCION TIPO PRESA DE ESCOLLERA.



- ① Pantalla de hormigon, espesor variable de 0.30 a 0.70
- ② Roca triturada seleccionada permeable. Compactada en capas de 0.40 m.
- ③ Tapiz drenante continuo.
- ④ Enrocado, compactado en capas de 0.80
- ⑤ Enrocado, compactado en capas de 1.50
- ⑥ Pantalla de hormigon excavada en lodos bentoniticos.

- ⑦ Filtro de pie.
- ⑧ Material de relleno
- ⑨ Enrocado
- ⑩ Material de transicion.
- ⑪ Material impermeable.

ATAGUIAS

0 10 50 100m.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO

COLLON CURA

F I C H A T E C N I C A

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO: COLLON CURA

1. Lugar de Emplazamiento del Aprovechamiento

- | | |
|-----------------------|--------------------|
| a) PROVINCIA | Neuquén |
| b) CIUDAD MAS CERCANA | Junin de los Andes |
| c) RIO | Collón Curá |

2. Características Hidrológicas y de Operación de Embalse

- | | |
|--|-------------------------|
| a) NIVEL MAXIMO NORMAL | 670 m |
| b) NIVEL MINIMO DE OPERACION | 647 m |
| c) AREA DEL EMBALSE AL NIVEL MAXIMO NORMAL | 18.580 ha |
| d) VOLUMEN ACTIVO DE OPERACION DE EMBALSE | 3.550 hm ³ |
| e) VOLUMEN TOTAL DEL EMBALSE | 6.980 hm ³ |
| f) MODULO O CAUDAL MEDIO | 370 m ³ /s |
| g) CRECIDA DE PROYECTO | 8.800 m ³ /s |

3. Características Energéticas del Aprovechamiento

- | | |
|---------------------------------|---------------|
| a) POTENCIA INSTALADA | 700 MW |
| b) ENERGIA MEDIA ANUAL GENERADA | 2.260 GWh/año |
| c) FACTOR DE PLANTA | 0,369 |

4. Características del Proyecto

- a) PRESA
- | | | |
|---|----------|---------------------------|
| . Tipo | Mixta #1 | |
| . Longitud total del coronamiento | | 1.845 m |
| . Altura máxima sobre el nivel de fundación | | 95 m |
| . Cota de coronamiento | | 675 m |
| . Volumen total presa incluyendo ataguías | | 11.600.000 m ³ |
| . Cierres auxiliares | No tiene | |
| - Tipo | | |
| - Longitud total del coronamiento | | |
| - Altura máxima sobre el nivel de fundación | | |
| - Volumen total cierres auxiliares | | |

*1: Gravedad, hormigón y materiales sueltos con núcleo impermeable

b) ALIVIADERO

. Tipo	Superficial controlado	
. Caudal de diseño		8.800 m ³ /s
. Longitud total incluida pilas		394 m
. Compuertas		
- Tipo	Segmento	
- Número		3
- Altura		20 m
- Longitud		18 m
. Tipo de dissipador de energía	Salto de esquí	
. Volumen total de hormigón		66.300 m ³

c) OBRAS DE TOMA Y CONDUCCION

. Tipo	Frontal, integrada a la presa	
. Aberturas de toma		
- Número		4
- Sección neta de c/abertura		259 m ²
. Conducto	No tiene	
- Número		
- Sección neta de c/conducto		
- Longitud total de c/conducto		
. Conducto de Presión		
- Número		4
- Sección neta de c/conducto		70,88 m ²
- Longitud total de c/conducto		305 m

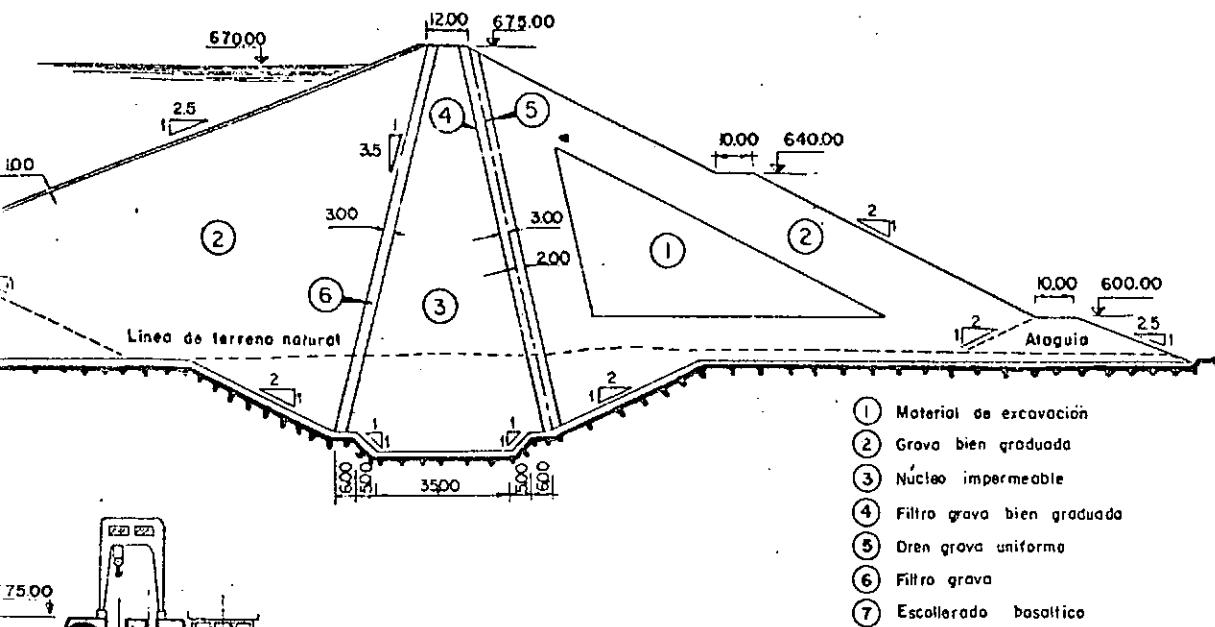
d) CENTRAL HIDROELECTRICA

. Tipo	Exterior, cubierta, a pie de presa	
. Longitud de la Central		176 m
. Volumen total de hormigón		154.000 m ³
. Número de unidades		4
. Potencia nominal de c/unidad		175 MW
. Turbina		
- Tipo	Francis	
- Caída de diseño o nominal		65 m
- Caudal turbinable de diseño		332 m ³ /s
- Velocidad de rotación		79 r.p.m.

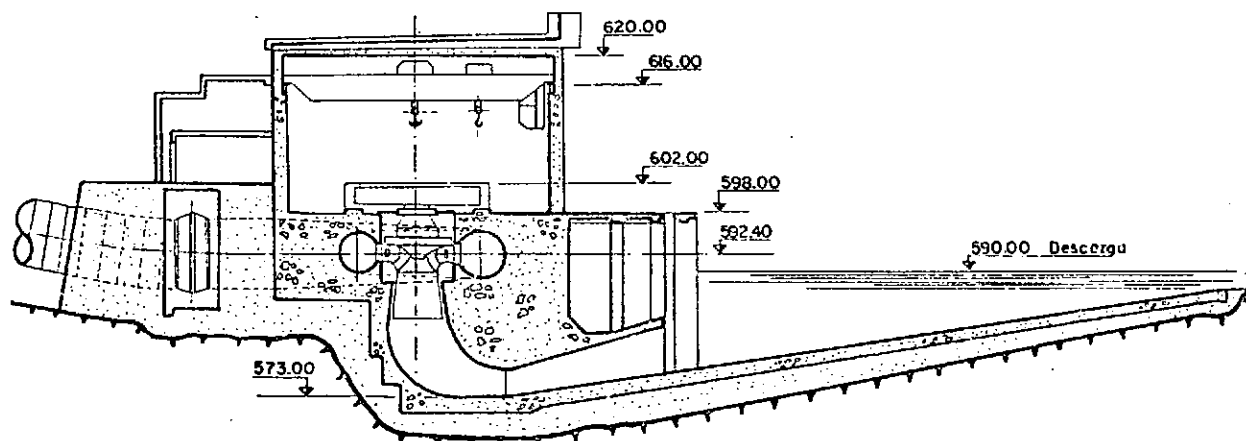
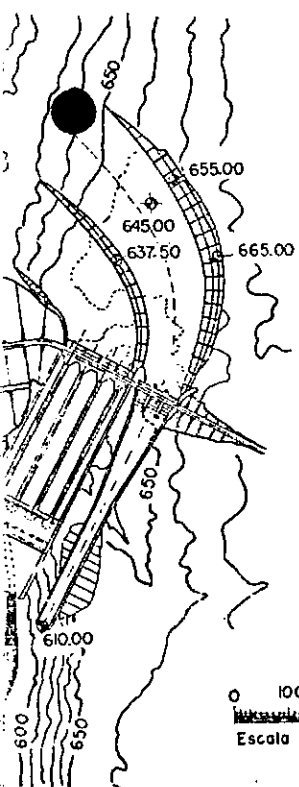
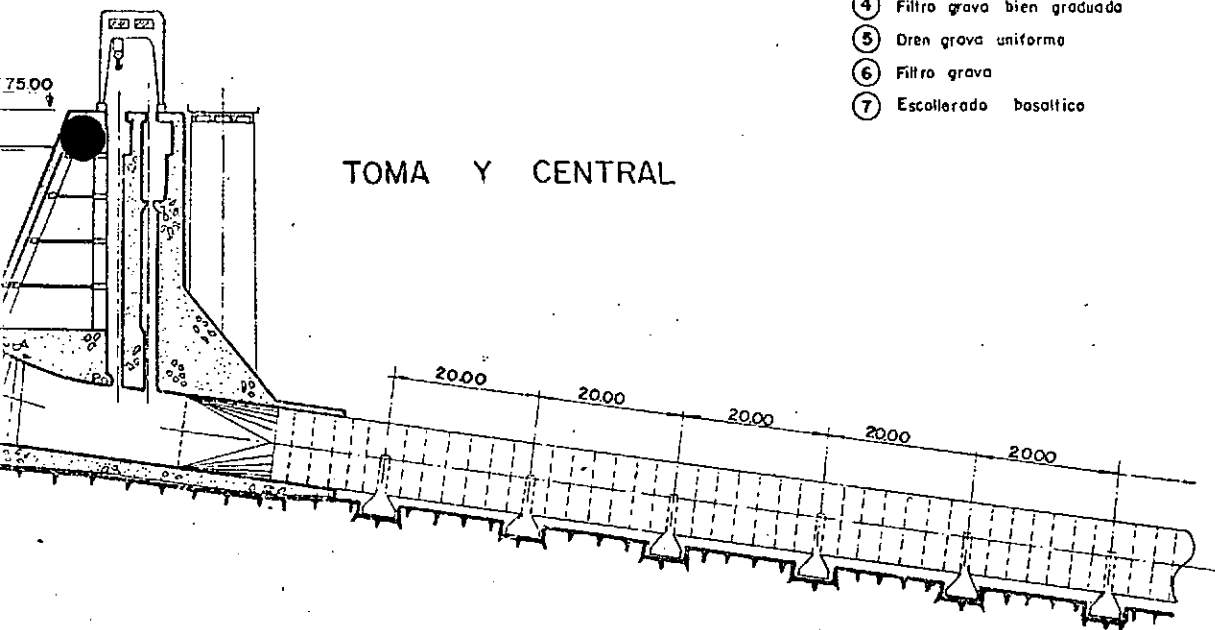
e) OBRAS COMPLEMENTARIAS

No tiene

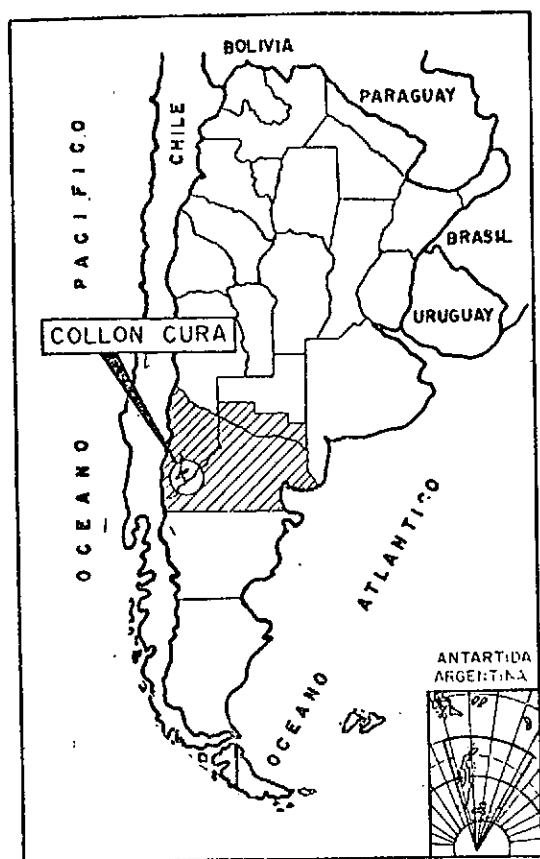
PRESA DE MATERIALES SUELTOS



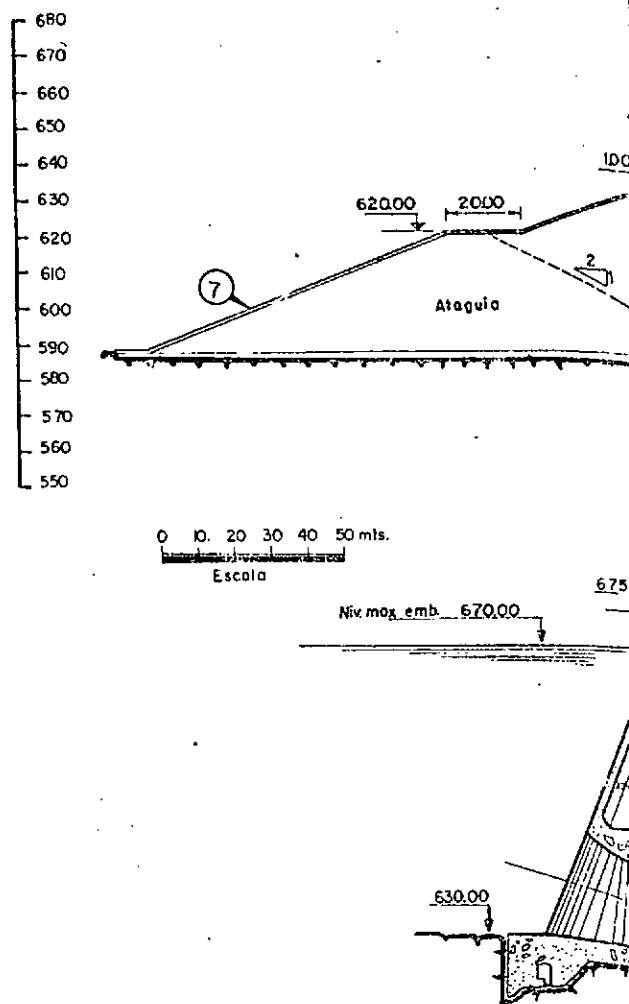
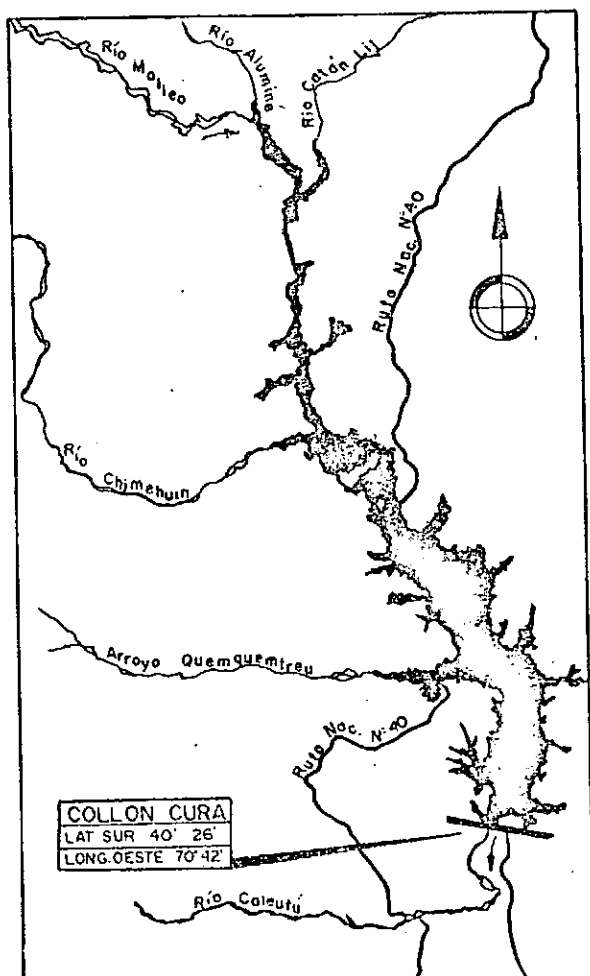
TOMA Y CENTRAL



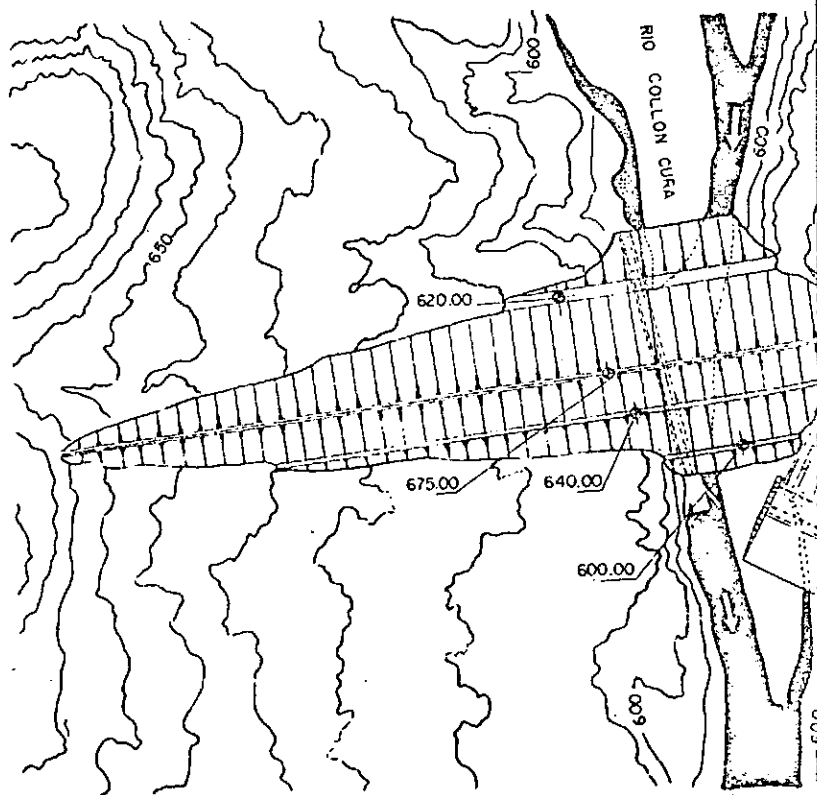
LOCALIZACION GEOGRAFICA



UBICACION DEL EMBALSE



PLANTA GENERAL



APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO

ALICURA

F I C H A T E C N I C A

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO: ALICURA

1. Lugar de Emplazamiento del Aprovechamiento

- | | |
|-----------------------|---------------------|
| a) PROVINCIA | Río Negro - Neuquén |
| b) CIUDAD MAS CERCANA | S. C. de Bariloche |
| c) RIO | Limay |

2. Características Hidrológicas y de Operación de Embalse

- | | |
|--|-------------------------|
| a) NIVEL MAXIMO NORMAL | 705 m |
| b) NIVEL MINIMO DE OPERACION | 692 m |
| c) AREA DEL EMBALSE AL NIVEL MAXIMO NORMAL | 6.502 ha |
| d) VOLUMEN ACTIVO DE OPERACION DE EMBALSE | 781 hm ³ |
| e) VOLUMEN TOTAL DEL EMBALSE | 3.215 hm ³ |
| f) MODULO O CAUDAL MEDIO | 270 m ³ /s |
| g) CRECIDA DE PROYECTO | 3.000 m ³ /s |

3. Características Enérgéticas del Aprovechamiento

- | | |
|---------------------------------|---------------|
| a) POTENCIA INSTALADA | 750 MW |
| b) ENERGIA MEDIA ANUAL GENERADA | 2.360 GWh/año |
| c) FACTOR DE PLANTA | 0,359 |

4. Características del Provento

a) PRESA

- | | | |
|---|----------|---------------------------|
| . Tipo | Mixta *1 | |
| . Longitud total del coronamiento | | 800 m |
| . Altura máxima sobre el nivel de fundación | | 130 m |
| . Cota de coronamiento | | 710 m |
| . Volumen total presa incluyendo ataguías | | 13.000.000 m ³ |
| . Cierres auxiliares | No tiene | |
| - Tipo | | |
| - Longitud total del coronamiento | | |
| - Altura máxima sobre el nivel de fundación | | |
| - Volumen total cierres auxiliares | | |

*1: Gravedad, hormigón y materiales sueltos con núcleo impermeable

b) ALIVIADERO

. Tipo	Superficial controlado	
. Caudal de diseño		3.000 m ³ /s
. Longitud total incluida pilas		39 m
. Compuertas		
- Tipo	Segmento	
- Número		3
- Altura		13,80 m
- Longitud		10,00 m
. Tipo de dissipador de energía	Salto de Esquí	
. Volumen total de hormigón		142.000 m ³

c) OBRAS DE TOMA Y CONDUCCION

. Tipo	Frontal integrada por la presa	
. Aberturas de toma		
- Número		3
- Sección neta de c/abertura		192 m ²
. Conducto	No tiene	
- Número		
- Sección neta de c/conducto		
- Longitud total de c/conducto		
. Conducto de Presión		
- Número		3
- Sección neta de c/conducto		34,70 m ²
- Longitud total de c/conducto		222 m

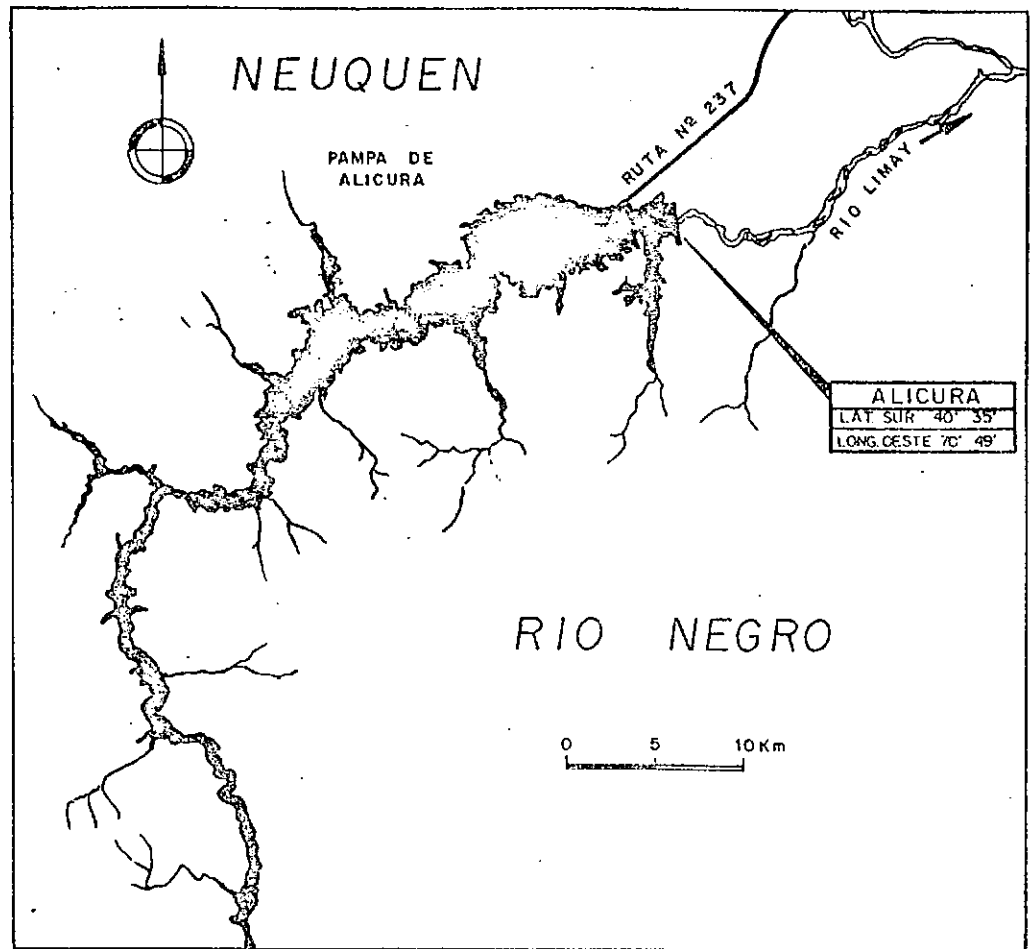
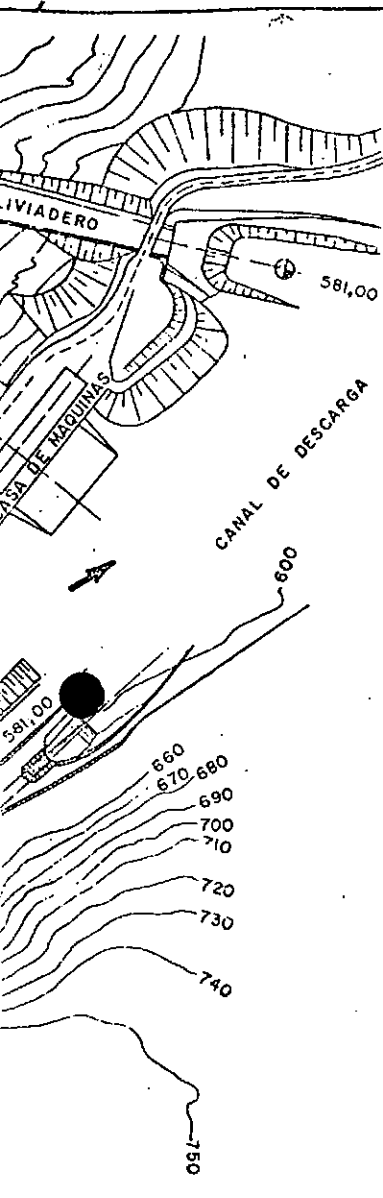
d) CENTRAL HIDROELECTRICA

. Tipo	Exterior, cubierta, a pie de presa	
. Longitud de la Central		120 m
. Volumen total de hormigón		84.000 m ³
. Número de unidades		3
. Potencia nominal de c/unidad		250 MW
. Turbina		
- Tipo	Francis	
- Caída de diseño o nominal		116 m
- Caudal turbinable de diseño		239 m ³ /s
- Velocidad de rotación		136.4 r.p.m.

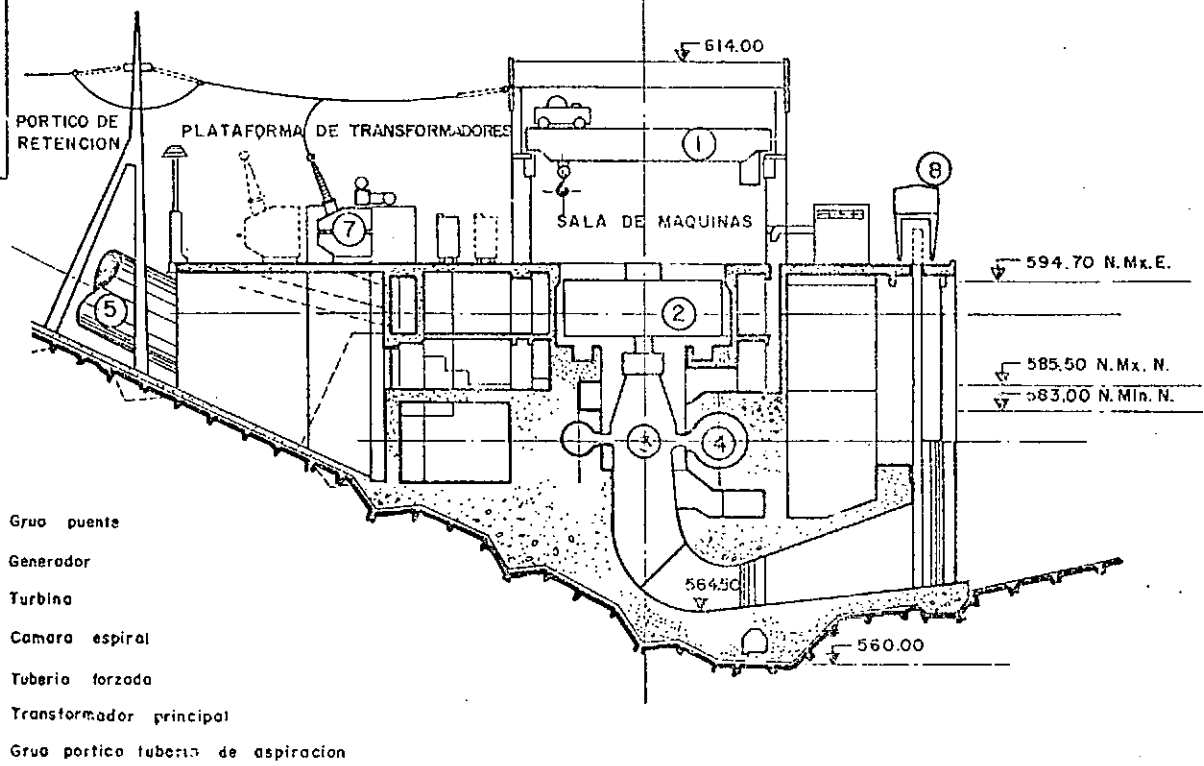
e) OBRAS COMPLEMENTARIAS

No tiene

UBICACION DEL EMBALSE



CORTE CENTRAL



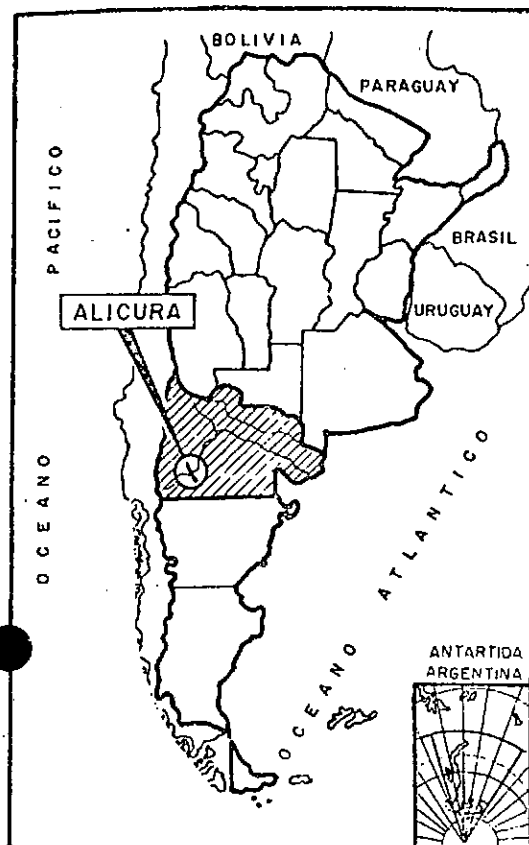
- ① Grúa puente
- ② Generador
- ③ Turbina
- ④ Camara espiral
- ⑤ Tuberia forzada
- ⑦ Transformador principal
- ⑧ Grúa portico tuberia de aspiracion

Nucleo impermeable
 Contacto entre el nucleo y las fundaciones
 Materiales de transicion (Filtros)
 Dren
 Espaldones permeables
 Materiales de excavacion

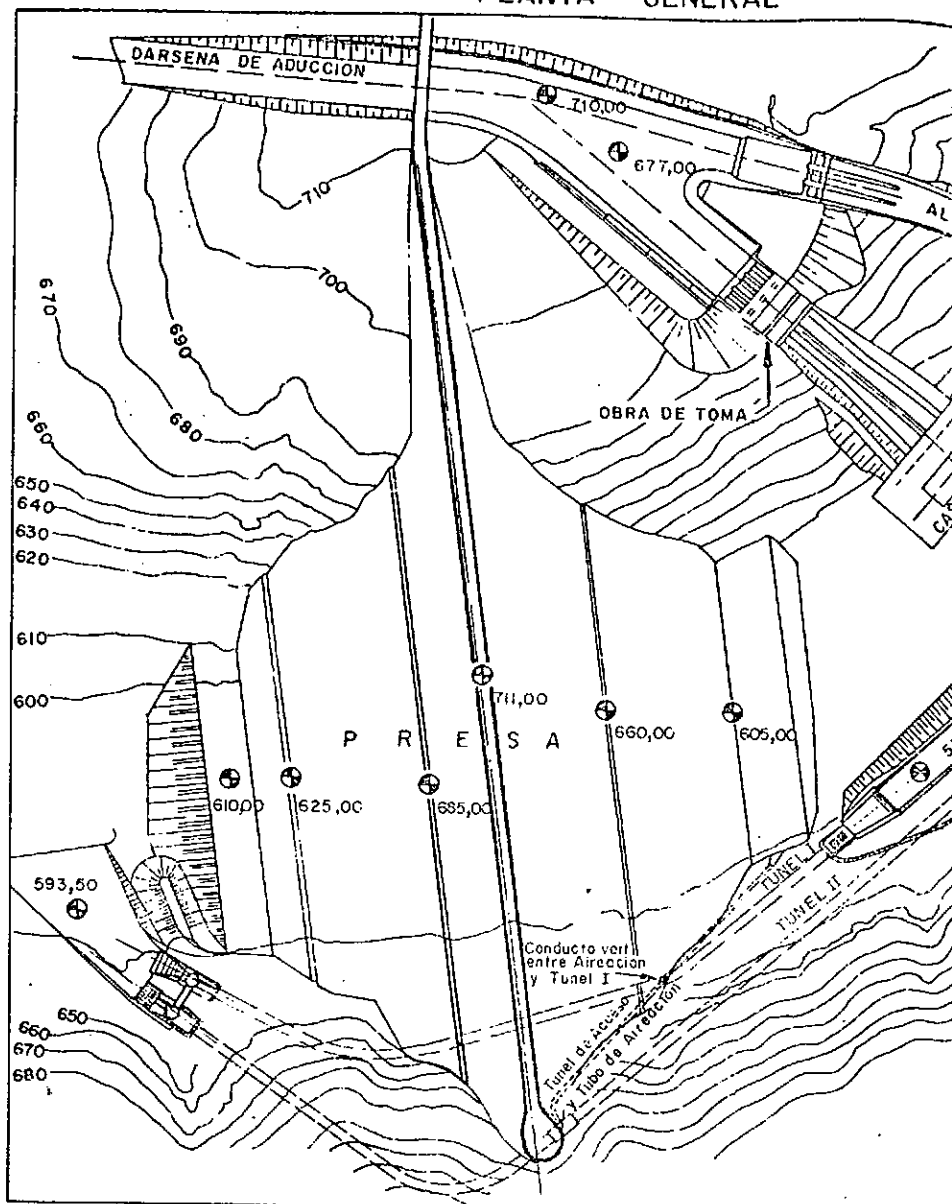
SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA
 PLAN NACIONAL DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO

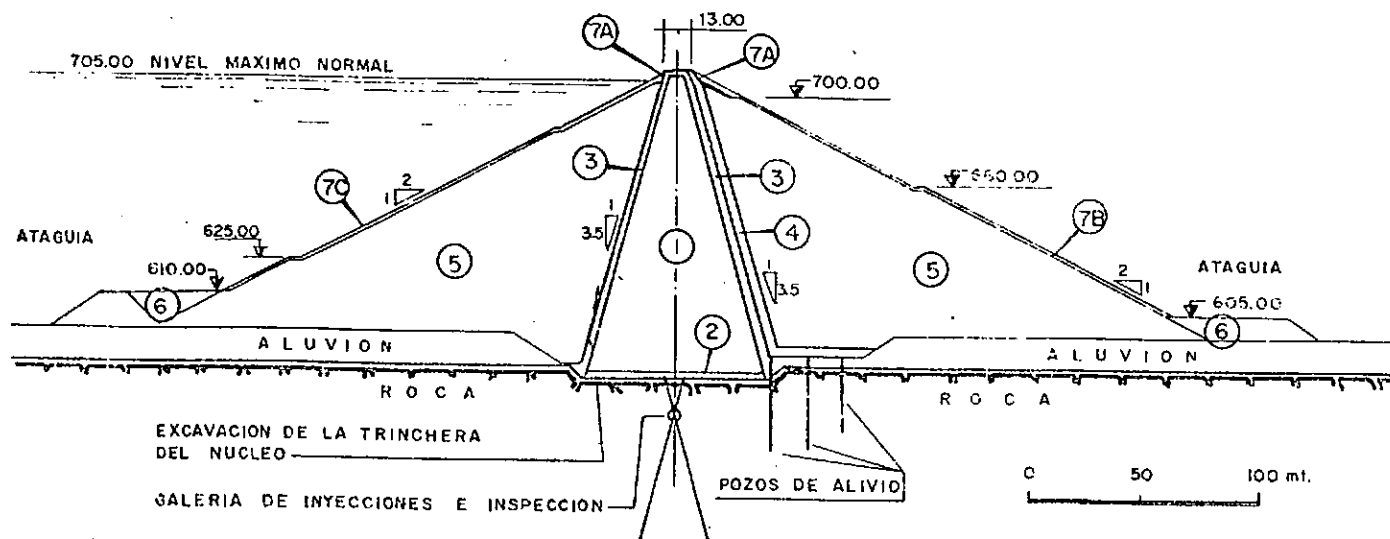
LOCALIZACION GEOGRAFICA



PLANTA GENERAL



SECCION TIPO DE LA PRESA DE MAT. SUELTOS



APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO

EL CHIHUIDO

F I C H A T E C N I C A

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO: EL CHIHUIDO

1. Lugar de Emplazamiento del Aprovechamiento

- | | |
|-----------------------|-----------|
| a) PROVINCIA | Neuquén |
| b) CIUDAD MAS CERCANA | Cutral-Co |
| c) RIO | Neuquén |

2. Características Hidrológicas y de Operación de Embalse

- | | |
|--|--------------------------|
| a) NIVEL MAXIMO NORMAL | 670 m |
| b) NIVEL MINIMO DE OPERACION | 641 m |
| c) AREA DEL EMBALSE AL NIVEL MAXIMO NORMAL | 44.824 ha |
| d) VOLUMEN ACTIVO DE OPERACION DE EMBALSE | 10.449 hm ³ |
| e) VOLUMEN TOTAL DEL EMBALSE | 19.509 hm ³ |
| f) MODULO O CAUDAL MEDIO | 311,11 m ³ /s |
| g) CRECIDA DE PROYECTO | 13.454 m ³ /s |

3. Características Energéticas del Aprovechamiento

- | | |
|---------------------------------|---------------|
| a) POTENCIA INSTALADA | 1.875 MW |
| b) ENERGIA MEDIA ANUAL GENERADA | 2.860 GWh/año |
| c) FACTOR DE PLANTA | 0,174 |

4. Características del Provento

a) PRESA

- . Tipo Materiales sueltos c/núcleo impermeable
- . Longitud total del coronamiento 4.090 m
- . Altura máxima sobre el nivel de fundación 170 m
- . Cota de coronamiento 675 m
- . Volumen total presa incluyendo ataguías 37.035.000 m³
- . Cierres auxiliares No tiene
 - Tipo
 - Longitud total del coronamiento
 - Altura máxima sobre el nivel de fundación
 - Volumen total cierres auxiliares

b) ALIVIADERO

. Tipo	Superficial controlado	
. Caudal de diseño		10.105 m ³ /s
. Longitud total incluida pilas		105 m
. Compuertas		
- Tipo	Segmento	
- Número		5
- Altura		15 m
- Longitud		17 m
. Tipo de dissipador de energía	Cuenca amortiguador	
. Volumen total de hormigón		366.563 m ³

c) OBRAS DE TOMA Y CONDUCCION

. Tipo	Gravedad, independiente de la presa	
. Aberturas de toma		
- Número		6
- Sección neta de c/abertura		265.05 m ²
. Conducto	No tiene	
- Número		
- Sección neta de c/conducto		
- Longitud total de c/conducto		
. Conducto de Presión		
- Número		6
- Sección neta de c/conducto		77,72 m ²
- Longitud total de c/conducto		459,14 m

d) CENTRAL HIDROELECTRICA

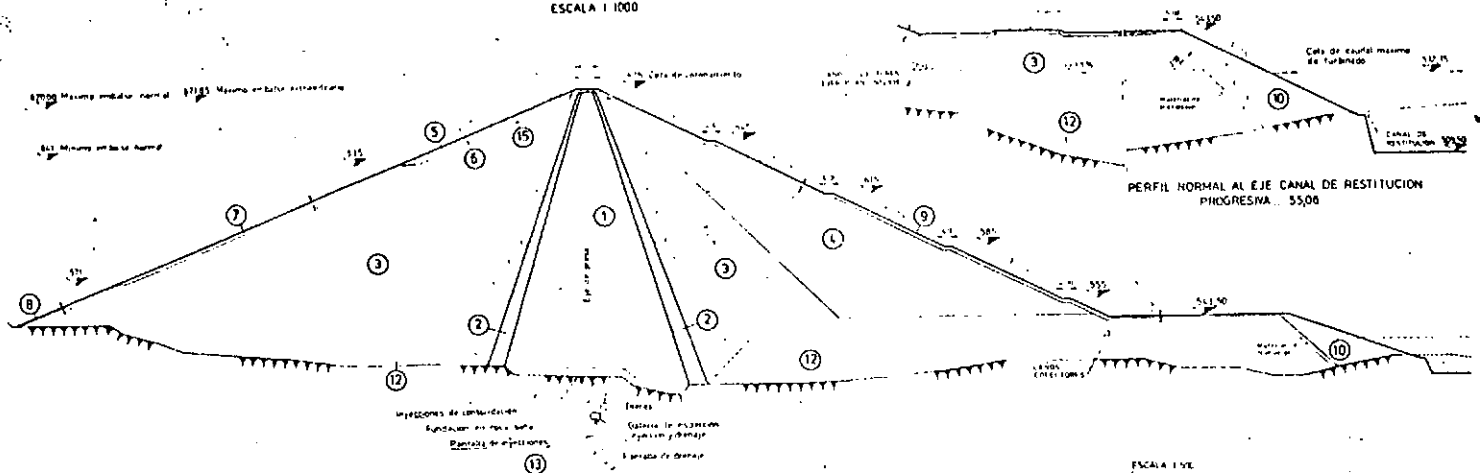
. Tipo	Exterior, cubierta, a pie de presa	
. Longitud de la Central		209 m
. Volumen total de hormigón		162.150 m ³
. Número de unidades		6
. Potencia nominal de c/unidad		312,5 MW
. Turbina		
- Tipo	Francis	
- Caída de diseño o nominal		116,60 m
- Caudal turbinable de diseño		295 m ³ /s
- Velocidad de rotación		150 r.p.m.

e) OBRAS COMPLEMENTARIAS

No tiene

PRESA EL CHIHUIDO-PERFIL TIPO ESCALA 1:1000

FILTRO TIPO PIE DE PRESA ESCALA 1:500



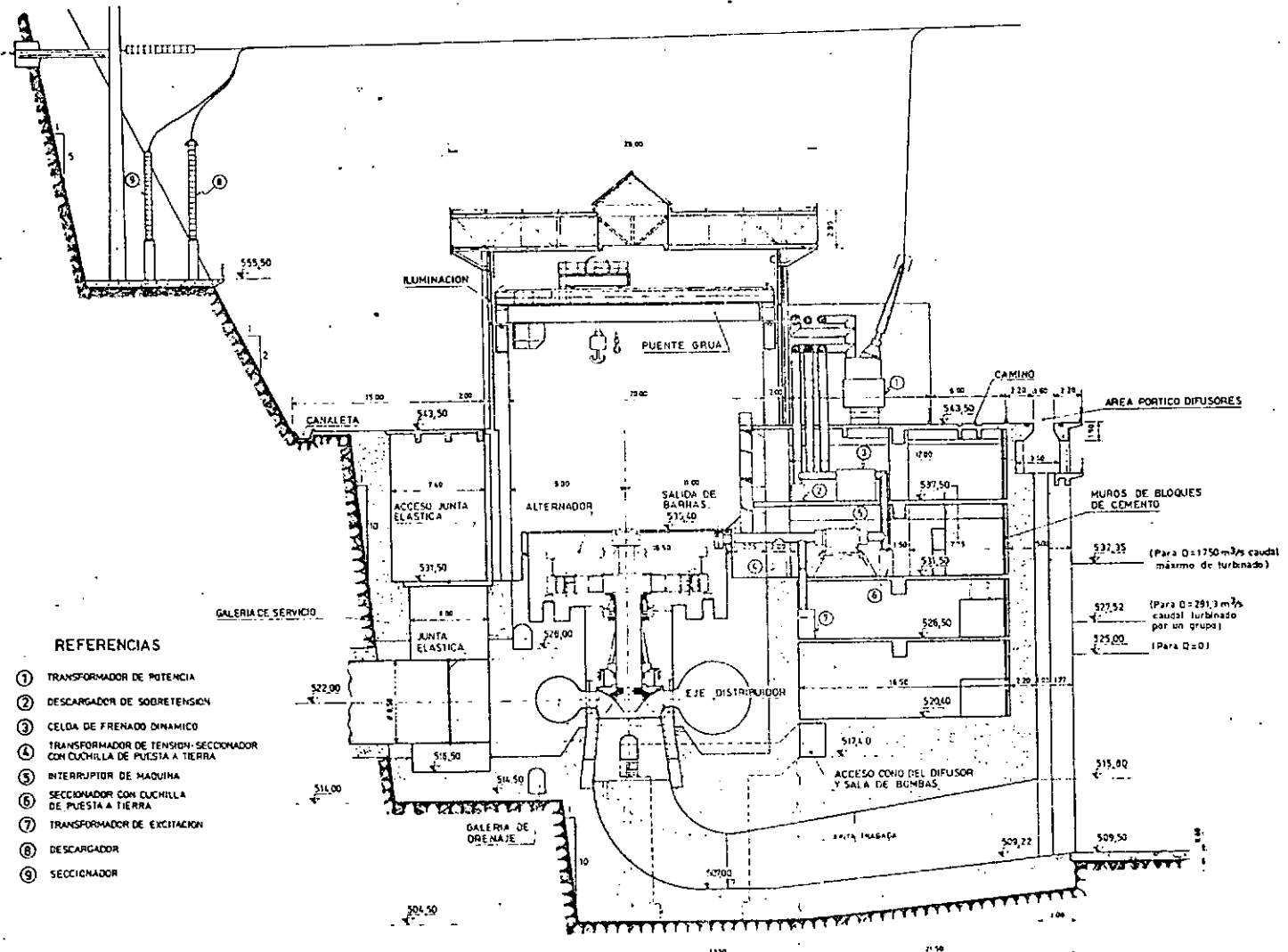
REFERENCIAS

- | | | |
|-------------------------------------|-------------------------|------------------------------|
| ① MUELLO IMPERMEABLE | ④ PROTECCIÓN DE TALUDES | ⑦ FILTRO CARGADO |
| ② FILTRO UNIFORME | ⑤ - | ⑧ DRAINAJE |
| ③ ESPALDONES | ⑥ - | ⑨ CIMENTACIÓN DE FONDO |
| ④ ESPALDON AGUAS ABAJO | ⑦ - | ⑩ CALZADA |
| ⑤ PROTECCIÓN DE TALUDES AGUAS ABAJO | ⑧ - | ⑪ TAMA DE ATACQUE PROTECCIÓN |

ESCALA 1:500

ESCALA 1:1000

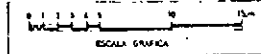
CASA DE MAQUINAS



REFERENCIAS

- ① TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- ② DESCARGADOR DE SOBRETENSION
- ③ CELDA DE FRENADO DINAMICO
- ④ TRANSFORMADOR DE TENSION-SECCIONADOR CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
- ⑤ INTERRUPTOR DE MAQUINA
- ⑥ SECCIONADOR CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
- ⑦ TRANSFORMADOR DE EXCITACION
- ⑧ DESCARGADOR
- ⑨ SECCIONADOR

ESCALA 1:150



PLANTA GENERAL

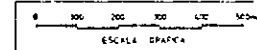
FICHA TECNICA

EMBALSE		CENTRAL HIDROELECTRICA	
COTA DE EMBALE: MAXIMO	870.00m	TOMA	TIPO: STRECH IN FORMA DE
COTA DE EMBALE: MINIMO	865.00m	DE M ²	CANTIDAD
VOLUMEN TOTAL DEL EMBALSE	15,700,000 m ³	PARA UNA DESECHADA	APROX. A COTA DE TUNELADO
AREA DEL EMBALSE	16,800 m ²	ALTURA UNICA: SUPERFICIE	ALTURA UNICA: SUPERFICIE
PNEUMATICA		CANAL TOTAL: 1.400 m	CONDUCTOS FORZADOS
TIPO MATERIAL: MORTERO CON MORTERO		CANTIDAD	UNICACION EN TUNELADO
APPROXIMACION			DIAMETRO INTERIOR
COTA DE CONFINAMIENTO	870.00m		LONGITUD DE CIMENTADO
ALTURA MAXIMA DE LOS FUNDAMENTOS	170.00m		BRINDAR ALMO. 2,000 m ³
ALTURA MAXIMA EN LOS FUNDAMENTOS DEL RIO	170.00m		CAUDAL DE CIMENTADO: 100 m ³
LONGITUD DEL CONFINAMIENTO	1,800 m		CASA DE MAQUINAS
VOLUMEN TOTAL DE LA PANTA	11,800,000 m ³		TIPO: A PIA DE PRENSA
DESVIO DEL RIO			PARAMETROS GEOMETRICOS
TUNELADO: 1.400 m	31.00m	LONGITUD	ALTO
SECCION: CIRCULAR - 0.400 m	10.00m		COTA DE CANAL: 870.00m
LONGITUD TUNEL II	1,200 m		MAQUINAS: 5 TUBOS MAS FRANCES
LONGITUD TUNEL III	1,200 m		POTENCIA: 10,000 kW
CAUDAL MAXIMO	2,000 m ³		POTENCIA: 10,000 kW
DESCARGADOR DE FONDO			CAUDAL: 10,000 m ³
UNICACION EN TUNEL: 1.400 m			SALTO NOMINAL
TOMA: TIPO: 1.400 m			ENERGIA: 10,000 kW
CAUDAL	1,200 m ³		ENERGIA: 10,000 kW
MAQUINA			ENERGIA: 10,000 kW
TIPO MATERIAL: MORTERO			ENERGIA: 10,000 kW
ALTURA MAXIMA DEL FONDO DEL RIO	170.00m		ENERGIA: 10,000 kW
VOLUMEN TOTAL	1,200,000 m ³		ENERGIA: 10,000 kW
VOLUMEN EMBALSADO	500 m ³		ENERGIA: 10,000 kW
VERTEDERO			ENERGIA: 10,000 kW
CAUDAL DEL VERTEDERO TIPO: 1.400 m			ENERGIA: 10,000 kW
PERFE. ESTERIO			ENERGIA: 10,000 kW
COMPUERTAS			ENERGIA: 10,000 kW
TIPO	SECCION		ENERGIA: 10,000 kW
CANTIDAD	5 Secciones		ENERGIA: 10,000 kW
COTA LABO VERTEDERO	870.00m		ENERGIA: 10,000 kW
CAPACIDAD MAXIMA DE DESCARGA	10,000 m ³		ENERGIA: 10,000 kW
DISIPACION DE ENERGIA	10,000 m ³		ENERGIA: 10,000 kW

REFERENCIAS

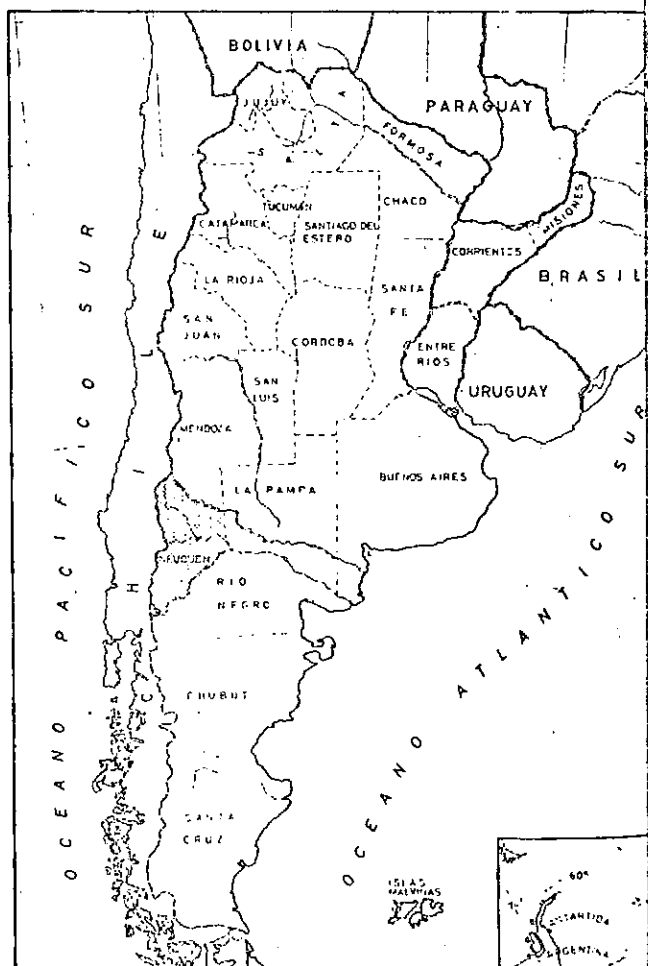
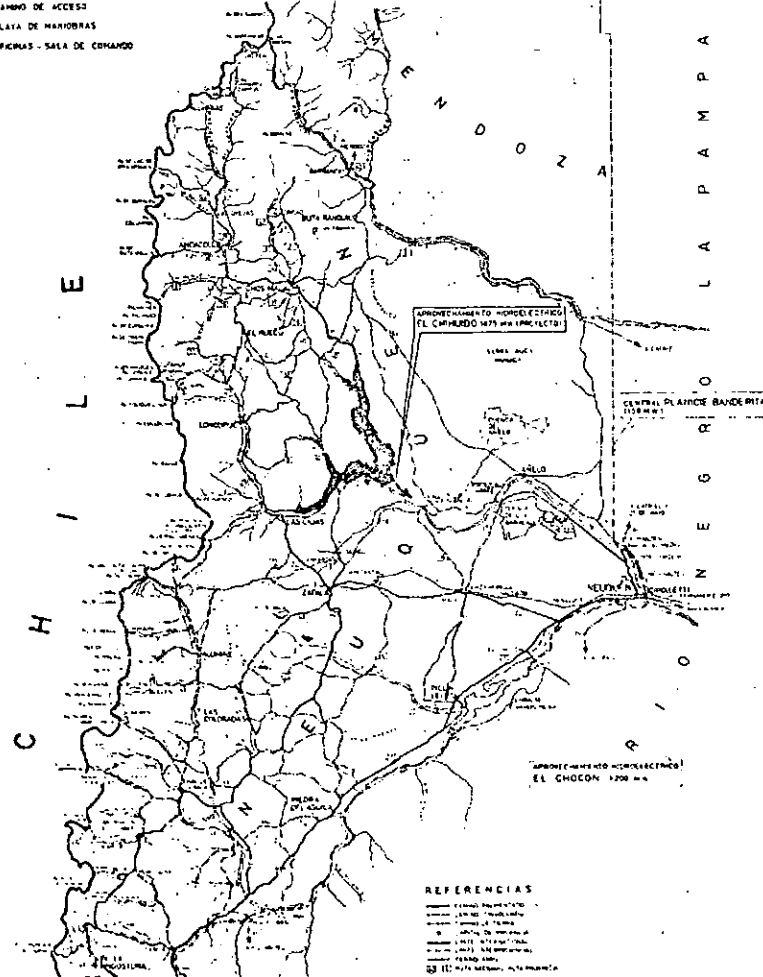
- PRENSA
- DESVIO DEL RIO: DARSENA / CANALES DE ACCESO
- DESVIO DEL RIO: OBRA DE TOMA
- DESVIO DEL RIO: TUNEL DEL DESVIO
- DESVIO DEL RIO: CANALES DE SALIDA
- PRE-ATASURIA
- ATASURIA
- CONTRA-ATASURIA
- DESCARGADOR DE FONDO: TOMA
- DESCARGADOR DE FONDO: CONDUCTOS DE ALTA VELOCIDAD N°1
- DESCARGADOR DE FONDO: CONDUCTOS DE ALTA VELOCIDAD N°2
- DESCARGADOR DE FONDO: VALVULAS DE REGULACION
- VERTEDERO: DARSENA DE ACCESO
- VERTEDERO: SECCION DE CONTROL
- VERTEDERO: CANAL DE FUEA
- VERTEDERO: CUENCO AMORTIGUADOR
- CENTRAL HIDROELECTRICA: OBRA DE TOMA
- CENTRAL HIDROELECTRICA: CONDUCCIONES
- CENTRAL HIDROELECTRICA: CASA DE MAQUINAS
- CENTRAL HIDROELECTRICA: CANAL DE RESERBUION
- FANOS DE ACCESO
- PLAYA DE MANIOBRAS
- ORIENTAS - SALA DE COMANDO

ESCALA 1:5,000



A) AREA DE TRANSFERENCIA DE TALUD: 1:1

B) AREA DE TRANSFERENCIA DE TALUD: 2:1



BALANCES NACIONALES

DE POTENCIA Y ENERGIA

**SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
BALANCE DE POTENCIA Y ENERGIA**

CUADRO N° 4.3-1
hoja 1

	1979(1)		1980		1981		1982		1983(2)		1984		1985		1986	
	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh
DEMANDA	6483	23313	4837	25327	5528	27390	5540	29374	7552	39455	8731	43257	9071	47807	10017	52606
OFERTA EXISTENTE (al 12/78)	1557	5419	1557	5419	1557	5419	1557	5419	1557	5419	1557	5419	1557	5419	1557	5419
- Hidráulico (Por garantía-Energía Media)	364	2230	364	2230	364	2230	364	2230	364	2230	364	2230	364	2230	364	2230
- Térmico (Potencia Efectiva Neta)	1131	7137	1131	7137	1131	7137	1131	7137	1131	7137	1131	7137	1131	7137	1131	7137
Nuclear	1360	8252	1360	7862	1360	6999	1360	5990	1473	5795	1473	6148	1473	7569	1473	8410
TVB	585	334	585	64	585	43	585	121	408	226	369	236	360	273	360	309
TVR	123	-	122	-	137	-	234	-	221	-	204	-	214	-	205	-
TIN	725	-	725	-	725	-	725	-	1021	-	1036	-	1036	-	1072	-
TC	220	-	220	-	220	-	220	-	220	-	220	-	220	-	220	-
ADICIONES	34	-	14	-	14	-	14	-	14	-	14	-	14	-	14	-
- CH Planicie Randerita (3)	32	200	414	2910	829	4960	1243	5860	1243	5910	1243	5910	1243	5910	1243	5910
- CH Salto Grande (14x135 MW = 1890 MW) (4)	-	-	12	-	12	-	12	-	12	-	12	-	12	-	12	-
- CH Benjamín Nollín (3)	-	-	152	932	152	932	152	932	152	960	152	960	152	960	152	960
- TV Sorrento B (TVB)(160 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	294	1855	294	1855	294	1855	294	1855
- TV Contadora 7 (TVB)(310 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	329	1040	329	1076	329	1076	329	1076
- TV San Nicolás (TVB)(330 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	600	3888	600	3888	600	3888	600	3888
- CN Emb. Río III (644 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	60	780	60	780	60	780	60	780
- CH Arroyito (3x40 MW = 120 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	291	918	291	918	291	918	291	918
- TV Bahía Blanca (TVB) (2x310 MW = 620 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	118	-	118	-	118	-	118	-
- TC Cuvo	-	-	-	-	-	-	-	-	105	316	105	316	105	316	105	316
- CH Agua del Toro (2x65 MW = 130 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	119	718	119	659	119	750	119	750
- TV Luján de Cuvo (TVB) (135 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	146	100	146	187	146	187	146	187
- CH Los Reyes (2x112 MW = 224 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	28	-	28	-	28	-
- TC NGA	-	-	-	-	-	-	-	-	65	-	65	-	65	-	65	-
- CH Cabra Corral (3)	-	-	-	-	-	-	-	-	47	84	47	84	47	215	47	215
- TV Independencia (TVB) (2x25 MW = 50 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	113	648	113	678	113	713	113	713
- TV Guemes (TVB) (2x40 MW = 80 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	62	-	62	-	62	-	62	-
- TC NEA	-	-	-	-	-	-	-	-	21	125	21	125	21	125	21	125
- CH Los Moderan (2x15,5 MW = 31 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	0	100	0	100	0	130	0	130
- CH Puente Ullum (2x15 MW = 30 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	6	46	6	46	6	46	6	46
- CH Piedras Moras (1x6 MW = 6 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	375	150	300	150
- CH Río Grande (4x187,5 MW = 750 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	727	1830	727	2360
- CH Alicurá (3x250 MW = 750 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	135	310	675	4350
- CH Yareteá (20x135 MW = 2700 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- TV Misiones (TVB) (20 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19	-
TOTAL OFERTA	6111	23572	6484	25622	7066	27720	8266	29893	10559	39821	10851	43706	12089	48350	12932	53339
PERDIDAS	140	259	140	295	139	330	137	319	131	366	140	449	186	541	205	713
SALDO	1488	-	1507	-	1699	-	2498	-	2906	-	2480	-	2832	-	2710	-
RESERVA (2)	31,2	-	31,2	-	32,5	-	44,0	-	35,6	-	30,1	-	31,2	-	27,1	-
PARTICIPACION HIDROELECTRICA (2)	29,9	23,8	33,9	32,5	37,0	37,4	37,2	36,0	36,0	36,0	35,3	33,6	42,0	35,2	45,1	39,5
PARTICIPACION TECNICA (2)	70,1	76,2	66,1	67,5	63,0	62,6	62,6	62,0	64,0	64,0	64,7	66,4	58,0	64,8	54,9	60,5

ESTADÍSTICA INTERSECTORIAL NACIONAL
BALANCE DE POTENCIA Y ENERGÍA

CUADRO N° V.5-7
Hoja 2

	1987		1988		1989		1990		1991		1992		1993		1994		1995	
	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh	POT. MW	ENERG. GWh
DEMANDA (3)	11321	60677	12316	65880	13378	71459	14562	77650	15808	84158	17160	91214	18630	98857	20198	107042	22134	117403
OFERTA EXISTENTE (a) 12/86)																		
- Hidráulico (Pot. Garantida. Energía Media)																		
- Térmico (Potencia Efectiva Netas)																		
- Solar																		
- TVB	944	6118	944	6118	944	6118	944	6118	944	6118	944	6118	944	6118	944	6118	944	6118
- TVP	2608	16457	2608	16456	2608	16450	2608	15535	2608	14497	2608	15556	2608	15504	2608	15443	2608	14167
- TVM	1586	9849	1586	6794	1586	6889	1586	5452	1586	4440	1586	4685	1586	5878	1586	4875	1586	3879
- Diferencial	377	398	365	100	338	290	335	236	335	132	335	136	335	143	335	196	335	-
- TC	194	-	173	-	150	-	133	-	113	-	103	-	72	-	60	-	58	-
- TC	1531	-	1531	-	1531	-	1531	-	1531	-	1531	-	1531	-	1531	-	1776	-
ADICIONES																		
- CH Tacayari (20x15 MW = 2700 MW)	1350	9300	2025	14500	2700	17180	2700	17550	2700	17550	2700	17550	2700	17550	2700	17550	2700	17550
- CH Atucha II (6x4 MW)	-	-	600	3888	600	3888	600	3888	600	3888	600	3888	600	3888	600	3888	600	3888
- CH Fladema del Anillo (6x265 MW = 1590 MW)	-	-	-	-	795	3260	1060	5560	1060	5580	1390	5760	1590	5930	1590	5930	1590	5930
- CH Fladema del Anillo (3x100 MW = 300 MW)	-	-	-	-	-	-	200	800	300	1370	300	1370	300	1370	300	1370	300	1370
- CH Corpiu (26x11 MW = 3406 MW)	-	-	-	-	-	-	1179	5640	1203	13120	3775	14820	3406	18800	3406	18800	3406	18800
- CH Corpiu (6x4 MW)	-	-	-	-	-	-	600	3888	600	3888	600	3888	600	3888	600	3888	600	3888
- CH Corpiu (6x18 MW = 1098 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	732	2320	600	3888	1098	3580
- CH Corpiu (6x150 MW = 600 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	600	3888	600	3888	600	3888
- CH Michimayo (6x250 MW = 1500 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	600	3888	600	3888	600	3888
- CH Bomador (6x250 MW = 1500 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	600	3888	600	3888	600	3888
- CH Paragü Medio Chupón (3x6x4 MW = 2304 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- CH Comodoro Clif (6x100 MW = 600 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- CH NDA (6x4 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- CH San Pedro (8x46 MW = 368 MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL OFERTA	14156	61582	15398	67136	16716	72883	18339	79607	19782	86675	21250	93886	22682	107046	24852	110553	27343	122134
PERDIDAS	227	903	278	1256	342	1424	439	1957	488	2517	689	2772	770	3227	845	3511	905	3731
SALDO	2608	-	2096	-	2996	-	3398	-	2966	-	3401	-	3282	-	3809	-	4312	-
RESERVA (2)	23.0	-	22.8	-	22.4	-	22.9	-	18.8	-	19.8	-	18.0	-	18.9	-	18.3	-
PARTICIPACION HIDROELECTRICA (2)	48.9	46.8	49.3	50.3	51.6	51.9	57.8	60.8	58.3	65.3	62.2	61.9	64.8	66.1	67.6	68.9	67.9	72.8
PARTICIPACION TERMICA (2)	51.1	53.2	50.7	49.7	47.4	46.1	42.2	39.2	41.7	34.7	37.8	36.1	35.2	33.9	32.4	31.1	32.1	27.2

CUADROS

PROYECCION DE LA DEMANDA

PROYECCION SEGUN TENDENCIA HISTORICA DE MAXIMADEMANDA TOTALTOTAL DEL PAIS

AÑO	SERVICIO PUBLICO		AUTOPRODUCCION		DEMANDA TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1977	23111	84,0	4416	16,0	27527	100,0
1978	24378		4566		28944	
1979	27883		4721		32604	
1980	30805		4881		35686	
1981	33495	86,9	5047	13,1	38542	100,0
1982	36825		5218		42043	
1983	40110		5395		45505	
1984	43932		5578		49510	
1985	48253	89,3	5767	10,7	54020	100,0
1986	52770		5963		58733	
1987	57730		6165		63895	
1988	63132		6374		69506	
1989	69048		6590		75638	
1990	75520	91,7	6814	8,3	82334	100,0
1991	82496		7045		89541	
1992	90190		7284		97474	
1993	98565		7531		106096	
1994	107592		7786		115378	
1995	117483	93,6	8050	6,4	125533	100,0
1996	128127		8323		136450	
1997	139764		8605		148369	
1998	152331		8897		161228	
1999	165958		9199		175157	
2000	180736	95,0	9512	5,0	190248	100,0

PROYECCION SEGUN TENDENCIA HISTORICA DE MEDIADEMANDA TOTAL
TOTAL DEL PAIS

AÑO	SERVICIO PUBLICO		AUTOPRODUCCION		DEMANDA TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1977	23111	84,0	4416	16,0	27527	100,0
1978	24361		4533		28894	
1979	27739		4653		32392	
1980	30452	86,4	4776	13,6	35228	100,0
1981	32875		4902		37777	
1982	35890		5032		40922	
1983	38801		5165		43966	
1984	42188		5302		47490	
1985	46009	89,4	5442	10,6	51451	100,0
1986	49953		5586		55539	
1987	54185		5734		59919	
1988	58777		5886		64663	
1989	63760		6042		69802	
1990	69169	91,8	6202	8,2	75371	100,0
1991	74970		6366		81336	
1992	81260		6534		87794	
1993	88080		6707		94787	
1994	95389		6884		102273	
1995	103306	93,6	7066	6,4	110372	100,0
1996	111782		7253		119035	
1997	120956		7445		128401	
1998	130811		7642		138453	
1999	141424		7844		149268	
2000	152904	95,0	8051	5,0	160955	100,0

PROYECCION SEGUN TENDENCIA HISTORICA DE MINIMA

DEMANDA TOTAL
TOTAL DEL PAIS

AÑO	SERVICIO PUBLICO		AUTOPRODUCCION		DEMANDA TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1977	23111	84,0	4416	16,0	27527	100,0
1978	24344		4501		28845	
1979	27593		4588		32181	
1980	30101		4677		34778	
1981	32262	87,1	4767	12,9	37029	100,0
1982	34970		4859		39829	
1983	37527		4953		42480	
1984	40499		5049		45548	
1985	43828	89,5	5147	10,5	48975	100,0
1986	47216		5246		52462	
1987	50810		5347		56157	
1988	54686		5450		60136	
1989	58852		5555		64407	
1990	63350	91,8	5662	8,2	69012	100,0
1991	68134		5771		73905	
1992	73314		5883		79197	
1993	78880		5997		84877	
1994	84799		6113		90912	
1995	91184	93,6	6231	6,4	97415	100,0
1996	97965		6351		104316	
1997	105268		6474		111742	
1998	113041		6599		119640	
1999	121378		6727		128105	
2000	130316	95,0	6857	5,0	137173	100,0

COMPARACION DE LAS PROYECCIONES SECTORIALES

CUADRO N° IV.6-4

TOTAL DEL PAIS

CONSUMO DE ENERGIA (GWh)

SEGUN TENDENCIA HISTORICA

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL SP+AP	OTROS	TOTAL SP+AP
1977	7178	2406	15048	2895	27527
1981	9159	3043	21854	3721	37777
1985	12153	3964	30360	4974	51451
1990	17431	5562	45189	7189	75371

SEGUN CRECIMIENTO ECONOMICO

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL SP+AP	OTROS	TOTAL SP+AP
1977	7178	2406	15048	2895	27527
1981	9210	3169	21064	3993	37436
1985	11817	4174	29484	5438	50913
1990	16138	5891	44890	7854	74773



Ministerio de Economía

1300

BUENOS AIRES, 19 SET 1978

VISTO las presentaciones realizadas por consumidores intensivos de energía eléctrica, y

CONSIDERANDO:

Que los estudios realizados de los costos de prestación del servicio eléctrico presentados por AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO aconsejan la reestructuración de los cuadros tarifarios en aplicación;

Que tal reestructuración ha venido realizándose en forma gradual pero que, en el caso de los consumidores electrointensivos, es conveniente adelantar las modificaciones en curso;

Que corresponde aplicar tarifas que alienten el uso eficiente de la energía eléctrica de tal modo que su costo total disminuya en la medida que aumenten las horas de utilización de la potencia efectiva o contratada según los casos;

Por ello,

EL MINISTRO DE ECONOMIA

RESUELVE:

ARTICULO 1º.- Autorizar a AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO a aplicar a los suministros destinados a usuarios industriales electrointensivos definidos taxativamente por resolución conjunta de las SECRETARIAS DEL ESTADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL y DE ENERGIA, conforme a lo dispuesto por el artículo 2º de esta Resolución, una tarifa cuyo cargo fijo mensual (en pesos

ES COPIA

por kWh) sea igual al de la respectiva tarifa n° 6 6 7 en vigor en cada período, y cuya cuota variable (en pesos por kWh) sea igual al 70 % de la cuota de la respectiva tarifa en vigor en cada período.

Esta disposición se aplicará individualmente a cada suministro comprendido, a partir de la primera facturación mensual que se emita con posterioridad a la respectiva Resolución conjunta de las SECRETARÍAS DE ESTADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL y DE ENERGÍA, que lo encuadre dentro de los términos de la presente Resolución.

ARTICULO 2°.- Autorizar a las SECRETARÍAS DE ESTADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL y DE ENERGÍA a establecer por Resolución conjunta la nómina taxativa de las plantas o establecimientos elaboradores cuyo suministro corresponde incluir en los términos de la presente Resolución, en cuanto cumplan con la totalidad de los siguientes requisitos y durante el período en que ello ocurra:

- a) que la incidencia del insumo eléctrico directo supere el 15 % del precio final del conjunto de los productos elaborados en la planta o establecimiento respectivo, lo que deberá comprobar la SECRETARÍA DE ESTADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL.
- b) que el suministro eléctrico se encuentre encuadrado en las tarifas n° 6 - 6 7 de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, lo que verificará la SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA.
- c) que los suministros a los que se aplique la disposición del artículo 1° - se encuentren localizados en lugares que requieran menores costos de prestación por parte del sector eléctrico, lo que será determinado por la SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA.

ARTICULO 3°.- Autorizar a la SECRETARÍA DE ESTADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL y

ES COPIA

SECRETARÍA DE ESTADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL
SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA
JEFE DE DOCUMENTACIÓN Y REPRODUCCIÓN

Ministerio de Economía

a la SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA a recabar de los usuarios interesados en acogerse a lo dispuesto en el artículo 1° las constancias probatorias que fueren necesarias para establecer las condiciones enunciadas en el artículo 2°.

ARTICULO 4°.- Exceptúanse de las franquicias establecidas por el artículo 1° de la presente Resolución, los suministros que gocen de la tarifa preferencial dispuesta para la región del Comahue por la Ley 17.574.

ARTICULO 5°.- Regístrese, comuníquese a AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO y a las Gobernaciones de las Provincias de BUENOS AIRES, CATAMARCA, - CORDOBA, CORRIENTES, CHACO, CHUBUT, ENTRE RIOS, FORMOSA, JUJUY, LA PAMPA, LA RIOJA, MENDOZA, NEUQUEN, RIO NEGRO, SALTA, SAN JUAN, SAN LUIS, SANTA CRUZ, - SANTA FE, SANTIAGO DEL ESTERO y TUCUMAN. Dése a la DIRECCION NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y pase a las SECRETARIAS DE ESTADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL y DE ENERGIA, a sus efectos.

RESOLUCION N° 1300

ES COPIA

OSCAR LEMA
JEFE DOCUMENTACION Y REGISTRO

Dr. JOSE A. MARTINEZ DE HOZ
MINISTRO DE ECONOMIA

B.O. del 22/04/78

2506

901

Ministerio de Economía

BUENOS AIRES, 16 JUL 1978

VISTO la Resolución ME n° 1300 del 19 de septiembre de 1978, y

CONSIDERANDO:

Que resulta conveniente definir el alcance de la referida resolución, en los casos de aquellas industrias que han integrado su producción en un conjunto empresarial o cuando la energía eléctrica utilizada es parcialmente autogenerada.

Que, asimismo, resulta conveniente establecer una tarifa diferencial para aquellas industrias que reflejan una mayor incidencia del insumo eléctrico.

Que, la presente se dicta en uso de las atribuciones conferidas por el inciso 3° de la Ley n° 20524.

Por ello,

EL MINISTRO DE ECONOMIA

PRESUELVE:

ARTICULO 1°.- A los efectos del artículo 2°, inciso a) de la Resolución ME n° 1300 del 19 de septiembre de 1978 las Secretarías de Estado de Desarrollo Industrial y de Energía adoptarán las siguientes reutas:

- a) Cuando las plantas o establecimientos elaboradores integren un conjunto empresarial bajo una misma titularidad jurídica, corresponderá desagregar del proceso industrial el sector - consumidor electrolintensivo a efectos de establecer la inci-

Ministerio de Economía

dencia del insumo eléctrico respecto del costo del conjunto de los productos elaborados en el referido sector, lo que deberá comprobar la Secretaría de Estado de Desarrollo Industrial. Se entenderá que precede la desagregación descripta, cuando el producto elaborado por el referido sector consumidor electrolintensivo es susceptible de comercializarse independientemente en el mercado, aun cuando en el conjunto empresarial sea normalmente utilizado como insumo para etapas subsiguientes.

La Secretaría de Estado de Desarrollo Industrial determinará el precio que deberá adoptarse como referencia para calcular la incidencia del insumo eléctrico, en base al precio de mercado de productos similares, si los hubiere, o en base al costo de transferencia, en su caso.

- b) Cuando las plantas o establecimientos autogeneren energía eléctrica, a efectos de determinar la incidencia del insumo eléctrico, respecto del precio final del conjunto de los productos elaborados, se incluirá la energía eléctrica autogenerada. En caso de que corresponda la inclusión en los términos de la Resolución ME n° 1300/78, se aplicará la tarifa establecida en la misma al suministro contratado con la empresa AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo siguiente. A este efecto la energía eléctrica autogenerada se computará al costo real o a la tarifa de la adquirida, si ésta fuese menor que la del

ARTICULO 2°.- En el caso de las empresas cuyas plantas o esta-

2506-2

901

blecimientos sean incluidos en los términos de la Resolución ME n° 1300/78, de acuerdo al inciso b) precedente, la Secretaría de Estado de Energía aplicará, asimismo, para el suministro del combustible líquido pasado utilizado por aquellas en la autogeneración de energía, la tarifa vigente para las usinas que prestan servicio público de electricidad.

ARTICULO 3°.- La empresa AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO aplicará a los suministros destinados a usuarios industriales electrointensivos incluidos en la Resolución ME n° 1300/78, o que se incluyan de acuerdo a la presente, una tarifa cuyos cargos fijos y variables mensuales sean iguales a los que resulten de aplicar los porcentajes siguientes, a los establecidos en la respectiva tarifa en vigor en cada período:

Porcentaje aplicable	Porcentaje aplicable del cargo fijo mensual de la tarifa 6 6 7 en vigor	Porcentaje aplicable del cargo variable de la tarifa 6 6 7 en vigor	(en pesos por kWh)
100%	70%		

Incidencia del consumo eléctrico superior al 15%	100%	70%
Incidencia del consumo eléctrico superior al 20%	70%	70%

ARTICULO 4°.- Lo dispuesto en la presente resolución se aplicará individualmente a cada suministro comprendido, a partir de la primera facturación mensual que se emita con posterioridad a la respectiva resolución conjunta de las Secretarías de Estado de Desarrollo Industrial y de Energía que lo encuadre dentro de los términos de la presente resolución. Tratándose de empresas ya encuadradas, se aplicará a partir de la sanción de la presente resolución.

ARTICULO 5°.- La Secretaría de Estado de Energía establecerá las normas a cumplir por AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO para las pertinentes mediciones de consumos requeridas por la presente resolución y regulará los niveles tarifarios de las restantes categorías de usuarios a fin de mantener el nivel tarifario medio autorizado de AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO.

ARTICULO 6°.- El sistema establecido por la Resolución ME n° 1300/78 y la presente regirán hasta que concluyan las recategorizaciones tarifarias en curso.

ARTICULO 7°.- Registrase, comuníquese a AGUA Y ENERGIA ELECTRICA SOCIEDAD DEL ESTADO, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y pase a las Secretarías de Estado de Desarrollo Industrial y de Energía, a sus efectos.

RESOLUCION ME n° 961

ES COMIA

Handwritten signature and date: 17/2/78

CAPITULO I-A

CARACTERIZACION Y EVALUACION DEL RECURSO ENERGIA ELECTRICA
EN LA PROVINCIA

1. Capacidad de Generación Instalada

La información del mercado eléctrico argentino no escapa a las condiciones geográficas y poblacionales que definen la ocurrencia y distribución de otros recursos naturales y sus consumos en el país, y se caracteriza por una estructura "insular" con zonas imperfectamente vinculadas entre sí y con el Litoral y Gran Buenos Aires.

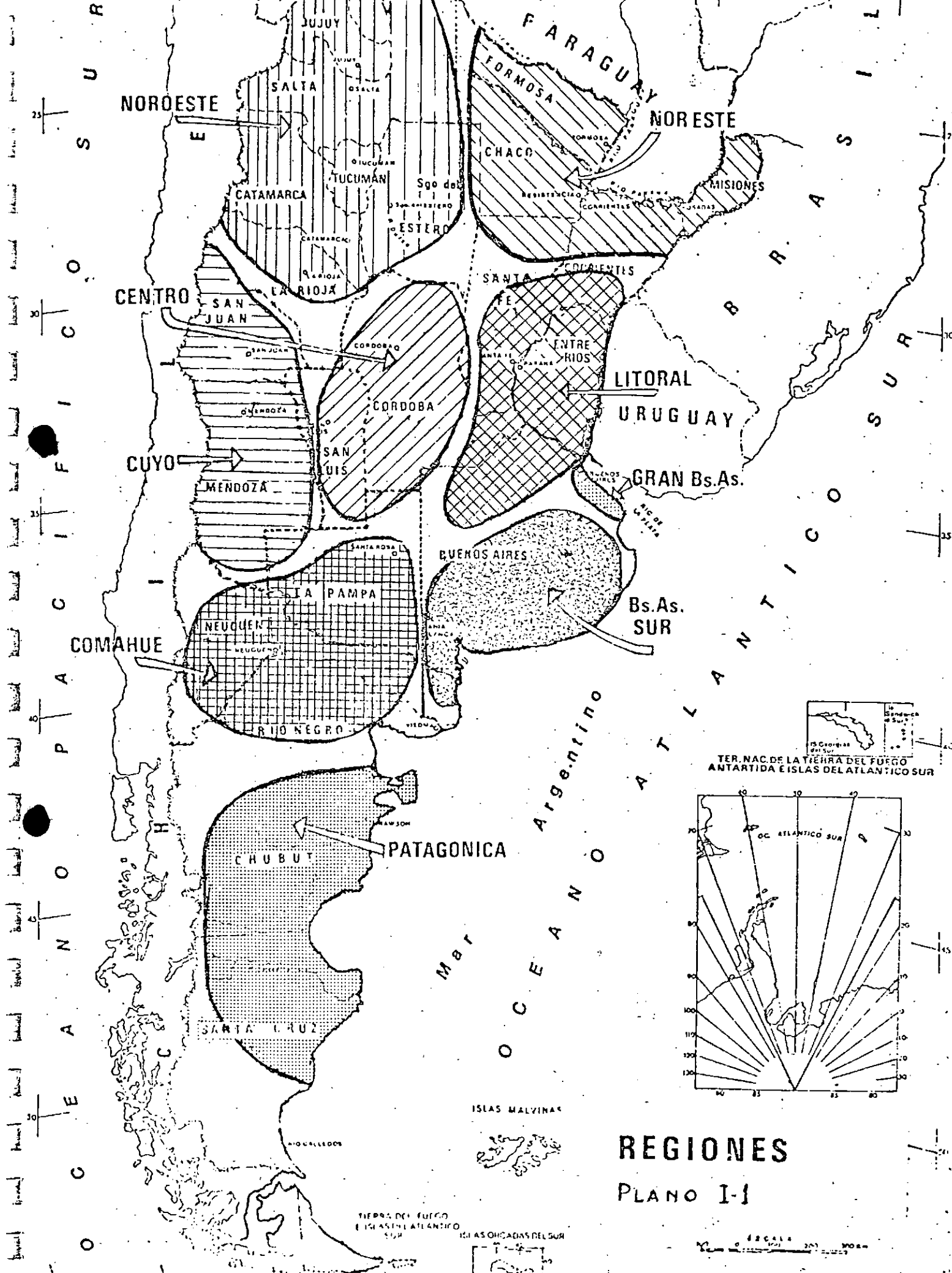
Las mencionadas "ínsulas" constituyen formalmente mercados eléctricos unitarios que cubren zonas geográficas no siempre homogéneas.

Dichas regiones son:

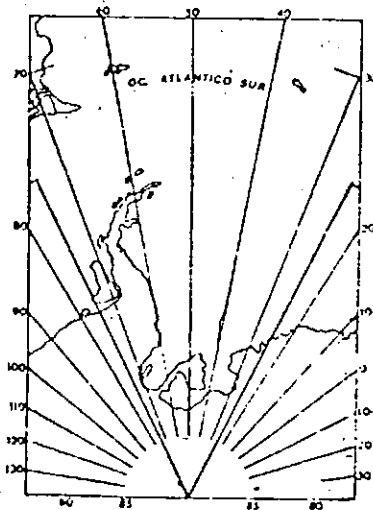
- . Gran Buenos Aires (G.B.A.) Denominadas conjuntamente
- . Litoral "Sistema G.B.A.L."
- . Buenos Aires Sur (B.A.S.)
- . Centro
- . Comahue
- . Cuyo
- . Patagónica
- . Noreste Argentino (N.E.A.)
- . Noroeste Argentino (N.O.A.)

Las cinco primeras (G.B.A., Litoral, B.A.S., Centro y Comahue) conforman el actual Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.)

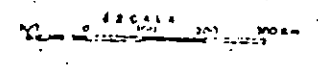
La evolución global del sistema responde a un esquema analiazo por la Secretaría de Estado de Energía, y plasmado en el "Plan Nacional de Equipamiento para los Sistemas de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica".



TER. NAC. DE LA TIERRA DEL FUEGO
ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR



REGIONES
PLANO I-I



El Plano I-1 muestra la disposición geográfica aproximada de las Regiones eléctricas mencionadas, y el cuadro que incluimos a continuación informa sobre la oferta y demanda de potencia y energía de las mismas al año 1976.

CUADRO I-A-1: CARACTERISTICAS DEL SECTOR ELECTRICO
NACIONAL EN 1976

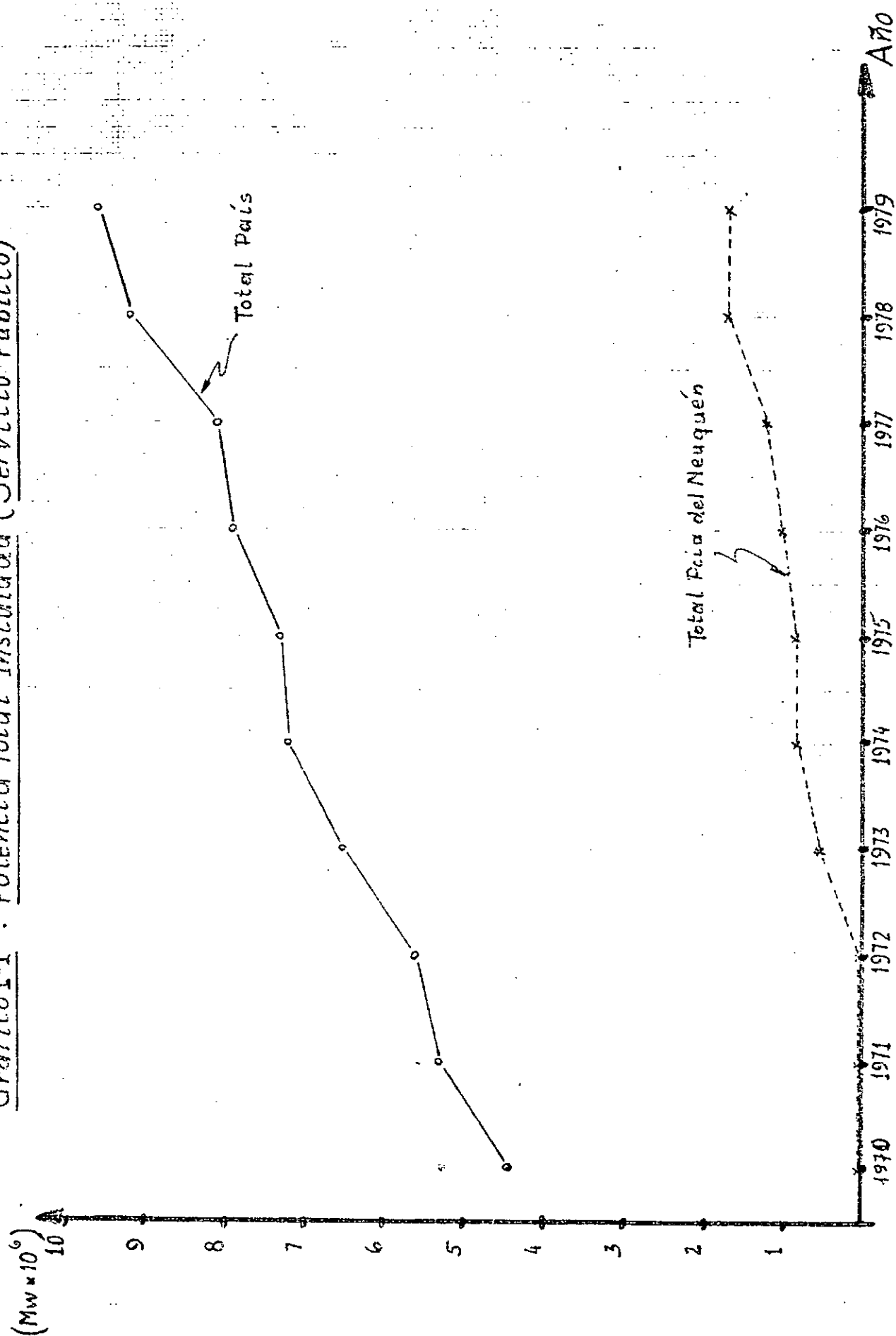
R E G I O N	Potencia		Energía
	Instalada	Demanda	Demanda
	(MW)	(MW)	(Gwh)
Gran Buenos Aires	2.885	2.302	11.942
Litoral	944	759	3.891
Comahue	1.084	128	618
Buenos Aires Sur	502	325	1.590
Centro	397	325	1.747
Subtotal Interconectado	5.812	3.839	19.788
Cuyo	566	430	2.363
Noreste Argentino	104	151	657
Noroeste Argentino	276	250	1.162
Patagónica	335	205	1.294
TOTAL	7.094	4.875	25.264

Paralelamente, en el Cuadro I-A-2, se informa la Potencia instalada a nivel Nacional y su comparación con el dato equivalente para la Pcia. del Neuquén, así como las producciones de energía respectivas.

Con los valores de dicho Cuadro se ha confeccionado el Gráfico I-1. Hemos creído conveniente volcar dicha información a nivel de

los Departamentos de la Pcia. (hasta 1978, último año para el cual están dichos datos disponibles), a fin de visualizar las situaciones diferenciales de desarrollo local dentro de las fronteras provinciales.

Gráfico I-1 : Potencia Total Instalada (Servicio Público)



CUADRO I-A-2

CENTRALES DE SERVICIO PUBLICO. POTENCIA, PRODUCCION, FACTURACION Y USUARIOS. (1970-1979)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
<u>1. TOTAL PAIS</u>										
Potencia instalada(Mw)	4.457	5.292	5.618	6.505	7.228	7.281	7.882	8.107	9.242	9.576
Producción (Gwh)	16.154	18.649	20.406	21.610	23.042	24.568	25.218	27.200	28.880	33.015
<u>2. PCTA. DEL NEUQUEN</u>										
Potencia Instalada(Mw)	52	52	53	671	860	860	1.058	1.258	1.710	1.711
Producción (Gwh)	161	206	244	663	2.825	3.041	3.154	3.386	4.278	4.870
<u>2.1 DTO. ALUMINE</u>										
Potencia instalada(Kw)	204	204	222	222	222	222	222	222	342	-
Producción (Mwh)	91	192	203	251	269	362	459	496	503	-
<u>2.2 DTO. CATAN LIL</u>										
Potencia instalada(Kw)	-	-	-	-	40	40	64	64	64	
Producción (Mwh)	-	-	-	-	31	32	30	30	37	
<u>2.3 DTO. COLLON CURA</u>										
Potencia instalada(Kw)	26	25	25	50	50	137	137	174	282	
Producción (Mwh)	13	31	36	50	76	120	202	294	415	
<u>2.4 DTO. CONFLUENCIA</u>										
Potencia instalada (Kw)	41.135	41.100	41.876	659.376	848.546	848.546	1.047.670	1.247.670	1.697.670	
Producción (Mwh)	150.405	194.214	234.260	653.948	2.814.925	3.031.473	3.140.848	3.372.654	4.264.004	
<u>2.5 DTO. CHOS MALAL</u>										
Potencia instalada (Kw)	405	455	455	455	455	655	645	645	1.180	
Producción (Mwh)	839	803	893	1.079	1.355	1.517	1.792	1.886	2.001	
<u>2.6 DTO. LACAR</u>										
Potencia instalada (Kw)	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	2.490	2.490	2.490	2.490	
Producción (Mwh)	2.009	2.334	2.655	2.913	3.847	5.227	6.266	7.587	8.774	

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
<u>2.7 DTO. LANCOPIUE</u>										
Potencia instalada (Kw)	103	87	87	62	--	--	62	62	62	
Producción (Mwh)	150	85	32		--	--	12	32	--	
<u>2.8 DTO. LOS LAGOS</u>										
Potencia instalada (Kw)	225	293	293	238	558	496	524	551	551	
Producción (Mwh)	160	377	503	481	738	812	951	989	1.119	
<u>2.9 DTO. MINAS</u>										
Potencia instalada (Kw)	59	127	127	127	147	395	408	408	458	
Producción (Mwh)	11	56	56	61	140	213	265	384	433	
<u>2.10 DTO. NORQUIN</u>										
Potencia instalada (Kw)	--	412	357	357	399	595	658	726	726	
Producción (Mwh)	--	145	135	177	247	343	583	480	519	
<u>2.11 DTO. PEHUENCHES</u>										
Potencia Instalada (Kw)	52	50	50	50	75	98	98	123	148	
Producción (Mwh)	36	12	20	21	51	60	55	82	112	
<u>2.12 DTO. PICUNCHES</u>										
Potencia instalada (Kw)	640	558	558	558	558	358	358	358	408	
Producción (Mwh)	328	404	640	729	360	60	60	50	63	
<u>2.13 DTO. PICUN LEUFU</u>										
Potencia instalada (Kw)	-	170	170	170	-	-	-	-	-	
Producción (Mwh)	-	21	108	200	-	-	-	-	-	
<u>2.14 DTO. ZAPALA</u>										
Potencia Instalada (Kw)	7.455	7.458	7.458	7.458	7.458	6.360	4.240	4.240	4.240	
Producción (Mwh)	6.739	6.979	4.750	3.177	3.110	605	2.643	927	152	

La Pcia. del Neuquén se incluye, desde el punto de vista de su mercado eléctrico, en la Región del Comahue. Esta denominación cubre, a los fines de la Ley 17.574, a las Pcias. del Neuquén y Río Negro, los Departamentos Puelén, Cura-Có, Lihuel-Lalel y Calén-Callen de la Pcia. de La Pampa, y el partido de Patagony de la Pcia. de Buenos Aires.

Aunque dentro de los límites geográficos de esta Región quedan incluidos los yacimientos de Sierra Grande, explotados por la firma HIPASAM S.A., la misma se vincula eléctricamente con la Región Patagónica.

Dado que apuntamos en el presente trabajo a un análisis de la estructura de la Pcia. del Neuquén, nos circunscribimos a los límites geográficos provinciales, considerando al resto del mercado eléctrico del Comahue incluido en el "total del país".

Una de las situaciones que sobresale en todo análisis del mercado electroenergético de la Pcia. del Neuquén es el desequilibrio entre sus recursos potenciales y la actual explotación de los mismos, por una parte, y por otra parte la desproporción entre su aprovechamiento y su utilización dentro de la Provincia.

Se basa la primera de estas consideraciones en que, mientras los datos que surgen de los estudios realizados adjudican a la Pcia. una capacidad potencial del orden de los 10.000.000 Kw esencialmente de origen hidroeléctrico, la cifra actual sólo alcanza a 1.710.000 Kw. es decir que la capacidad en explotación es aproximadamente 1,71% de la potencial cuantificada.

Dicha capacidad potencial no tiene en cuenta los eventuales aprovechamientos de energía geotérmica, cuyo estudio y prospección en Neuquén ha alcanzado el mayor grado de avance dentro del país, ni

la posible generación de Energía Eléctrica por utilización de las reservas de combustibles de la Provincia.

En cuanto al aprovechamiento provincial de los recursos eléctricos, interessa observar que si bien la potencia instalada en el país era en 1979 (último año con datos publicados) de 9.576 Mw, y la cifra equivalente en la Pcia. del Neuquén alcanzaba a 1.710 Mw. (17,8%), las producciones nacional y provincial fueron, respectivamente, de 33.015 Gwh y 4.870 Gwh (Neuquén representó el 14,7% de la producción nacional). Es decir que, mientras en el país se alcanzó un promedio de 3,45 Gwh producidos por Mw de potencia instalada, en la Pcia. de Neuquén la relación fue de 2,85.

Sin embargo, las facturaciones en el mismo año fueron de 27.601 Gwh en el orden nacional, y 197,6 Gwh en la Pcia. Correlacionando estos datos de facturación con las producciones respectivas, se concluye que en la Nación se factura el 83,6% de la Energía eléctrica producida, mientras que en la Pcia. sólo se factura el 4,06% de la generada dentro de sus límites.

Estas relaciones quedan claramente sintetizadas en el Gráfico I-3.

La evolución del Parque Generador de Neuquén ha ido cobrando importancia a lo largo de la década de 1970 en función, esencialmente, de los Grandes Proyectos hidroeléctricos concretados en su transcurso.

Dicha evolución queda claramente caracterizada por los datos del Cuadro I.2 ya mencionado, y el Gráfico I-1. Se deduce de las mismas que, si la Potencia instalada en la Pcia. representaba en 1970 aproximadamente el 1% del total del país, constituye en 1979 el ya mencionado 17,8%.

Grafico I-3: Producción y Facturación Energ. Eléctrica

(Serv. Público)

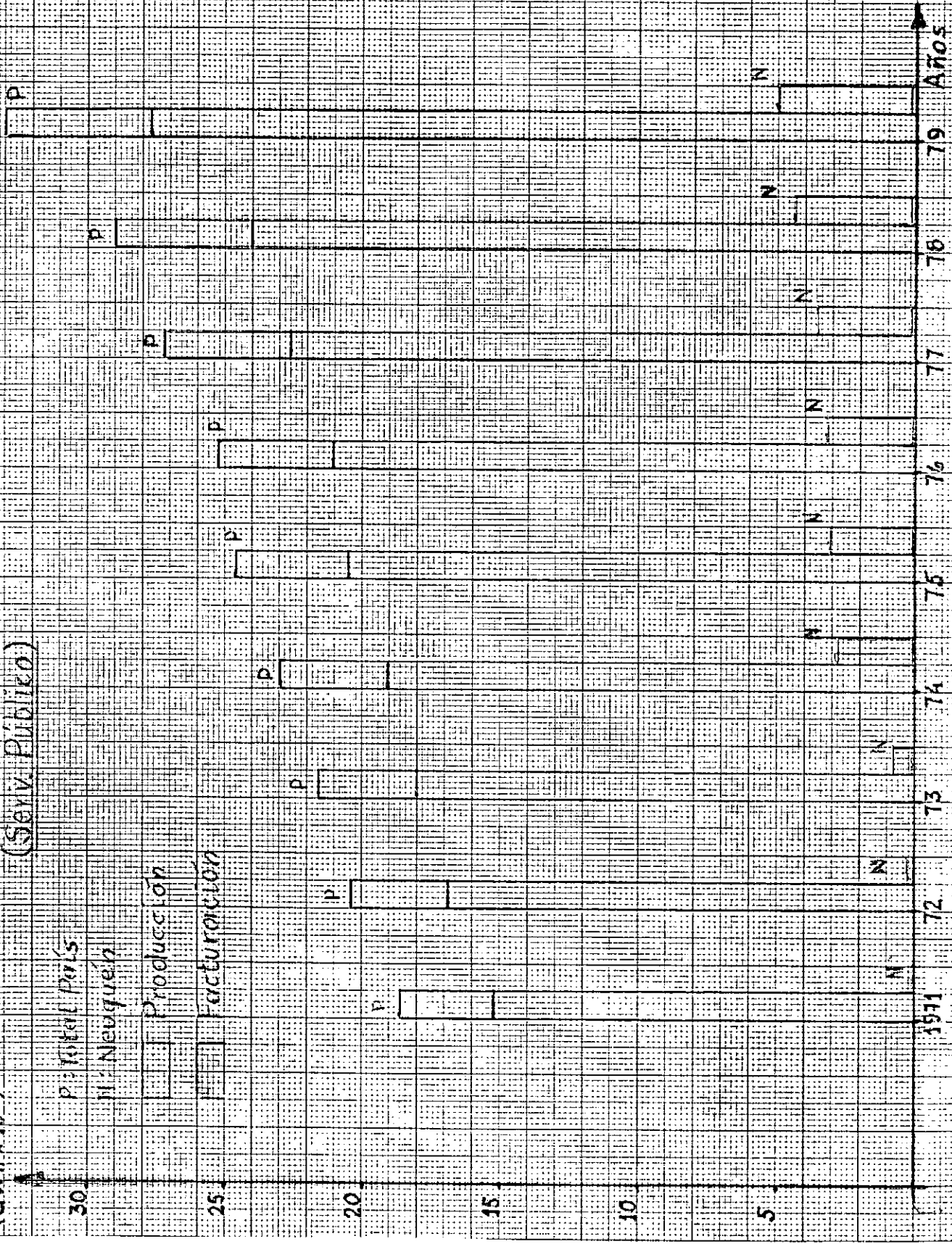
(Gwh x 10³)

P: Total País

N: Neuquén

Producción

Facturación



Asimismo, la relación entre las respectivas producciones que alcanzó en 1979 el antes señalado 14,7%, representaba en 1970 un magro 1%.

Sin embargo, la tasa de crecimiento de la Potencia instalada en la Pcia. (47,4% anual promedio en el período considerado) es hidroeléctrica prácticamente en su totalidad. En efecto, la tasa correspondiente al parque hidroeléctrico en igual período se ubica en un promedio de 130% anual, como se desprende de los datos incluidos en el Cuadro I-A-3

CUADRO I-A-3: CENTRALES HIDROELECTRICAS DE SERVICIO PUBLICO, POTENCIA INSTALADA, PRODUCCION, CENTRALES Y GRUPOS

[illegible]

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
<u>2.4 DTO. MINAS (Central EL Manzano)</u>										
Potencia instalada (Kw)	--	--	--	--	--	200	200	200	200	S/d
Producción (Mwh)	--	--	--	--	--	96	190	346	382	"
N° de Grupos	--	--	--	--	--	1	1	1	1	"
<u>2.5. DTO. LACAR (Central San Martín de Los Andes)</u>										
Potencia Instalada (Kw)	400	400	400	400	400	400	400	400	400	"
Producción (Mwh)	1.926	1.939	2.029	2.347	3.661	3.245	3.219	3.239	2.913	"
N° de Grupos	2	2	2	2	2	2	2	2	2	"
<u>2.6. DTO. LONCOPIUE (Central Loncopué)</u>										
Potencia instalada (Kw)	25	25	25	-	-	-	-	-	-	-
Producción (Mwh)	43	-	23	-	-	-	-	-	-	-
N° de Grupos	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-

Apuntemos que las tasas de crecimiento total e hidroeléctrica en el orden nacional son de 8,9 % anual y 20,6% anual, respectivamente.

En una somera revisión del Gráfico I-A-H, resulta evidente que, entre 1972 y 1977, el incremento producido en el total del país se debe en forma prácticamente exclusiva al aporte de la Pcia. del Neuquén.

En 1971 el Parque Generador de origen hidroeléctrico representaba el 13% de la Potencia Instalada en el país. La misma relación, en la Pcia. del Neuquén, era del 1,6%.

En 1979, dichos porcentajes se elevan a 32,8% y 96,5% respectivamente.

De igual interés para el análisis resulta comparar la evolución de las producciones en los niveles provincial y nacional.

GRAFICO I-A-4: POTENCIA INSTALADA HIDROELECTRICA
(Servicio Público)

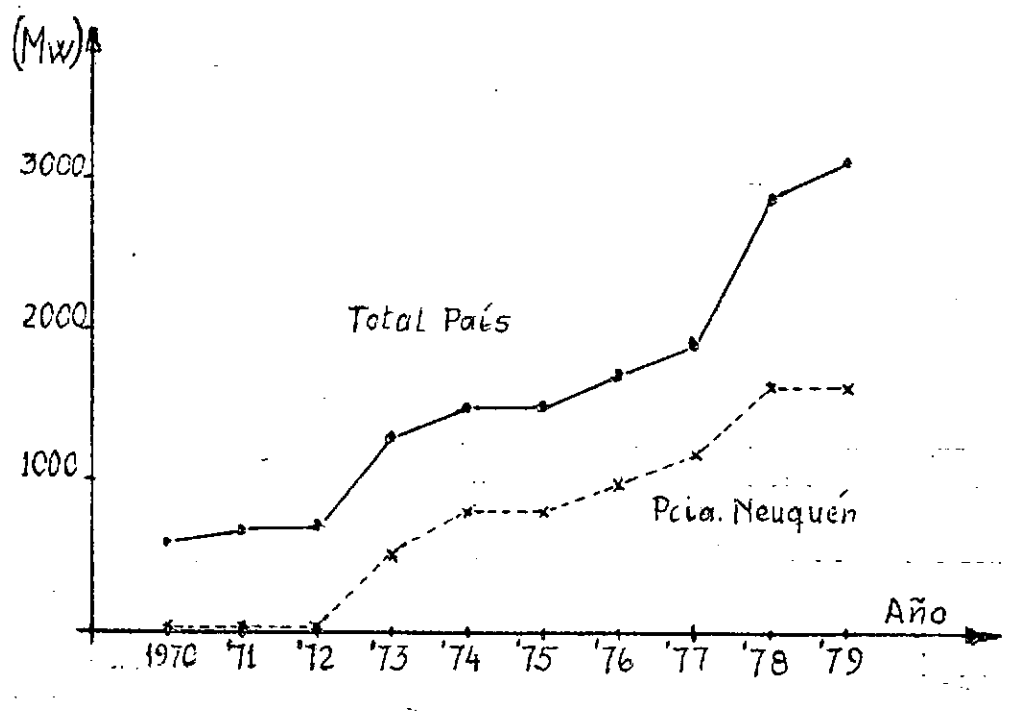
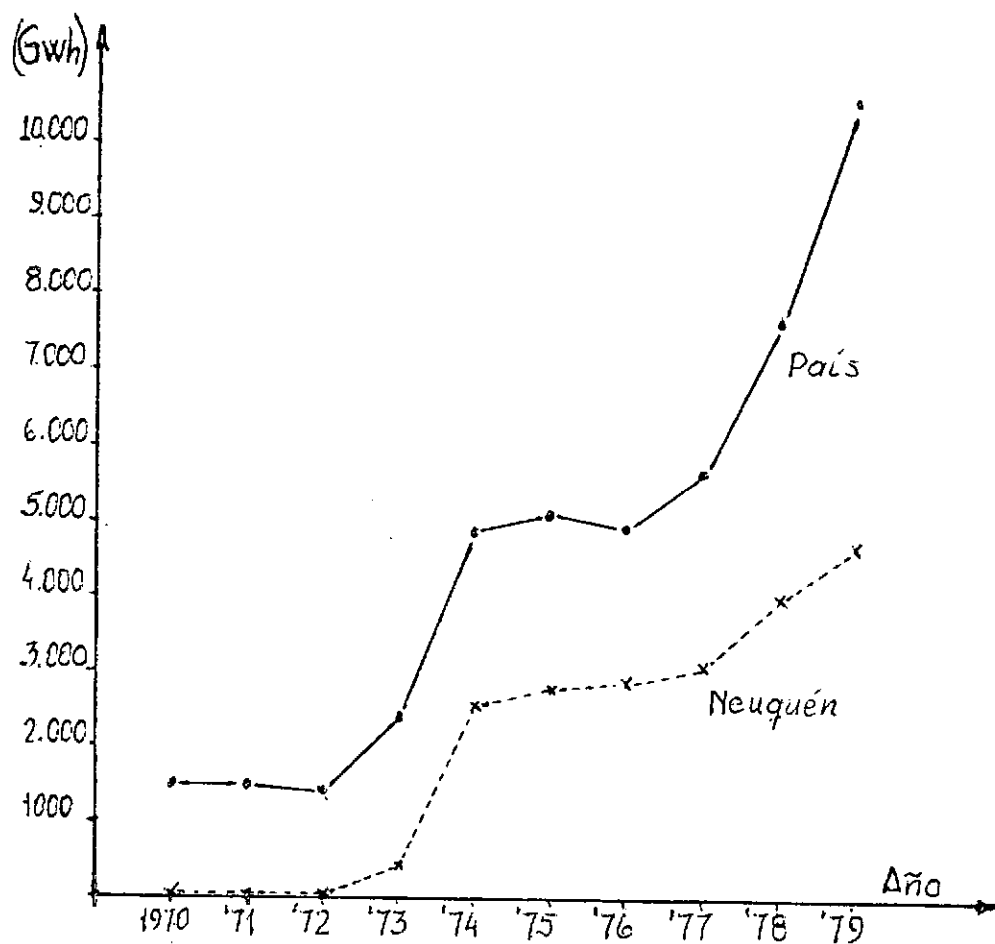


GRAFICO I-A-5: PRODUCCION HIDROELECTRICA
(Servicio Público)



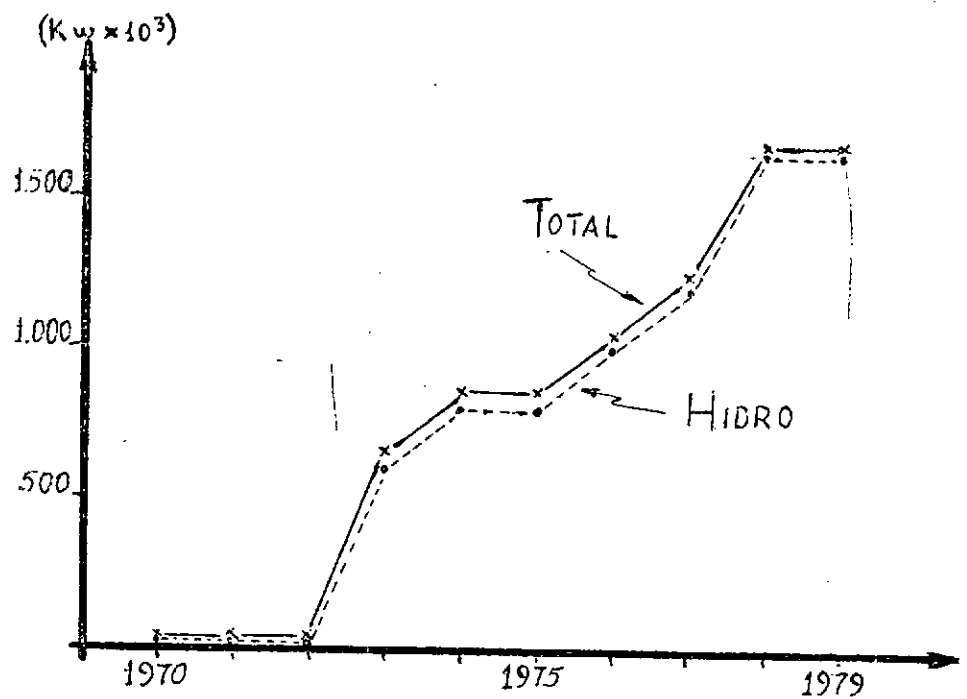
La producción provincial de E.E. en 1970 fue de 161.000 Mwh (3,1 Mwh/Kw instalado), mientras la situación en 1979 indica una producción específica de 2,85 Mwh/Kw instalado.

Las condiciones paralelas en el conjunto del país señalan para 1970 una producción específica de 2.62 Mwh/Kw instalado, con una facturación de 13.953 Gwh (86,4% de la producción). Para 1979 la situación cambia a una producción específica de 3,45 Mwh/Kw instalado y una facturación de 27.601 Gwh (83,6% de lo producido).

Estas relaciones establecen que, si en 1970 la Pcia del Neuquén aportó el 1% de la Energía Eléctrica producida en el país, en 1979 su participación ascendió a 14,7%. Este incremento se debe casi exclusivamente a la incorporación de las nuevas centrales hidroeléctricas El Chocón y Planicie Banderita por lo cual puede hablarse de un aumento de cantidad y calidad en el suministro de energía eléctrica.

GRAFICO I-A-6: POTENCIA INSTALADA EN LA PCIA.

DEL NEUQUEN - HIDRO vs. TOTAL (Servicio Público)



En este sentido, las demás fuentes de generación en la Pcia. son cuantitativamente desdeñables, aunque cualitativamente debe ser tomada en cuenta la Potencia Instalada en Grupos Turbo Vapor y la pequeña producción generada, así como parecida situación en Grupos Turbo Gas y Diesel.

Analizando, en efecto, el Cuadro I-A-4 y los Gráficos

I-A-6 y I-A-7. para la Generación a Vapor, es claro que en la presente década no ha habido evolución en Pot. instalada ni en producción de energía por esta vía, y resulta evidente la baja significación de la energía provincial de este origen frente a la equivalente en el conjunto del país, cuya potencia instalada en Grupos T-V. creció con una tasa anual acumulativa del 2,2%. Aclaremos que este pequeño crecimiento se realizó con poco incremento en la cantidad de Grupos instalados (de 79 a 86). Neuquén, evidentemente, sólo cuenta con los dos Grupos instalados en la Central Alto Valle.-

CUADRO I-A-4: CENTRALES TURBO VAPOR DE SERVICIO PUBLICO

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
TOTAL PAIS										
Potencia Instalada (Mw)	3.134	3.250	3.431	3.501	3.507	3.459	3.769	3.708	3.816	3.816
Producción (Gwh)	13.333	14.663	16.394	16.226	14.590	14.057	14.308	15.801	15.283	16.244
Nº de Centrales/Grupos	20/79	21/80	22/90	22/91	22/92	23/92	23/91	22/86	21/86	21/86

TOTAL NEUQUEN

Dto. Confluencia

(Central Alto Valle)

[illegible]

La Potencia instalada en Turbinas a Gas se informa en el Cuadro Siguiente:

CUADRO I-A-5 : CENTRALES TURBO GAS DE SERVICIO PUBLICO

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
<u>TOTAL PAIS</u>										
Potencia instalada(Mw)	393	584	721	928	1.121	1.229	1.254	1.277	1.363	1.465
Producción (Gwh)	555	943	1.066	1.178	1.151	1696	2.131	2.740	1.892	2.350
Nº de Centrales (Grupos)	17/30	23/41	27/51	31/63	36/72		45/81	48/84	50/89	
<u>PCIA. NEUQUEN</u>										
<u>Dto. Confluencia</u>										
(Central Alto Valle)										
Potencia instalada(Kw)	-	-	-	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500	17.500
Producción (Mwh)	-	-	-	33.115	24.798	46.654	38.858	71.047	79.300	13.300
Nº de grupos	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1

GRAFICO I-A-7 : POTENCIA INSTALADA
en Grupos Turbo Vapor (Servicio Público)

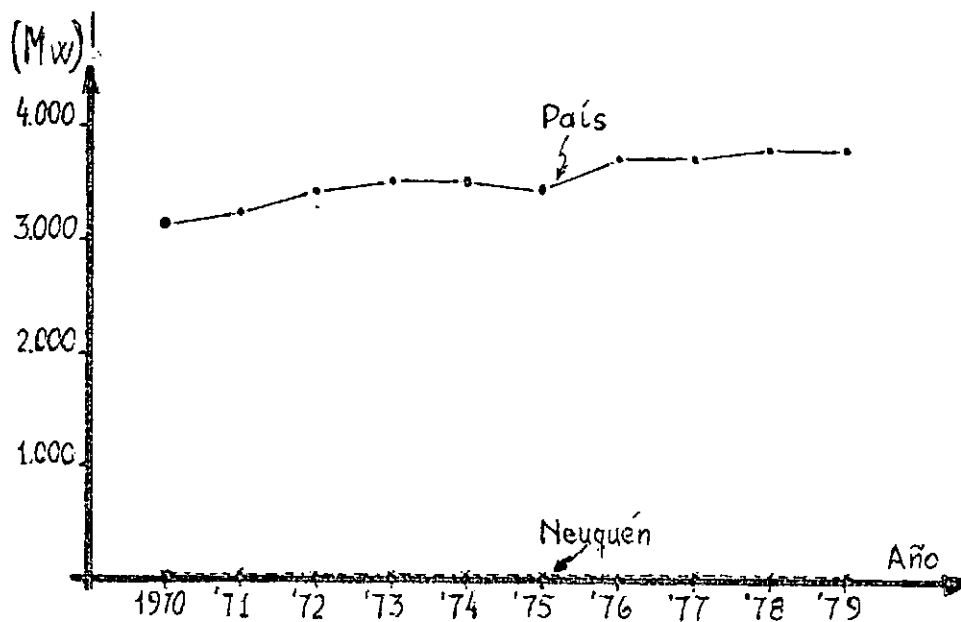
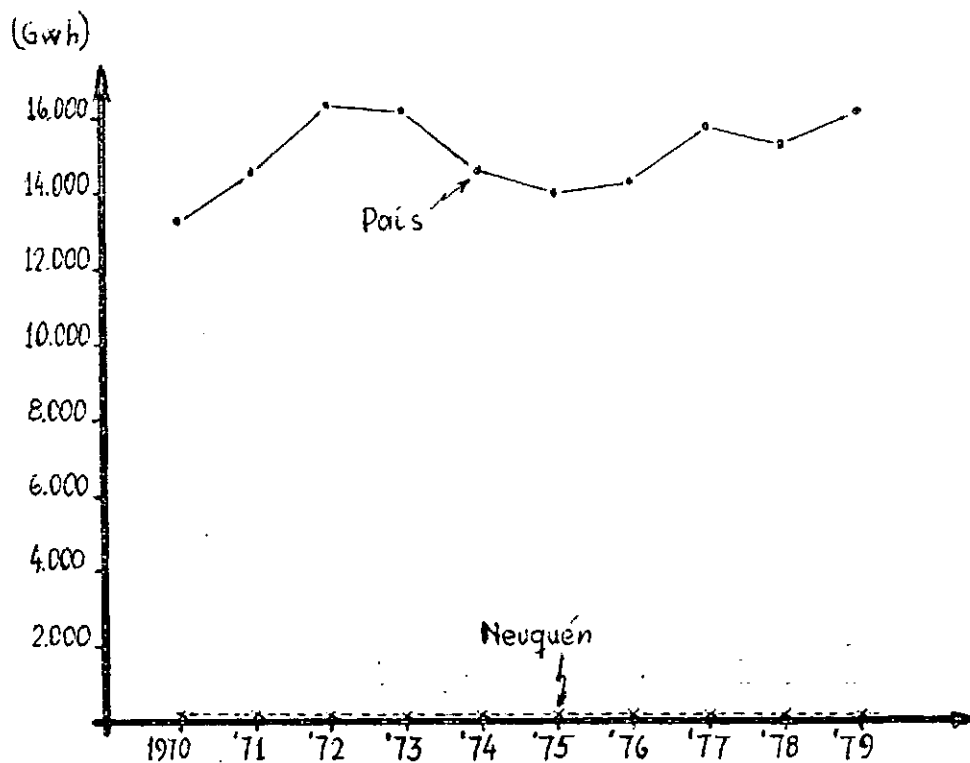


GRAFICO I-A-78 : PRODUCCION GRUPOS
Turbo Vapor (Servicio Público)



Los datos del Cuadro I-A-5 se visualizan en los Gráficos I-A-8 y I-A-9. La serie correspondiente a Neuquén se inicia en 1973, cuando comienza a prestar servicio el Grupo Turbo Gas de Central Alto Valle (único existente en la Pcia). Mientras Neuquén mantiene constante la Potencia Instalada con el Grupo mencionado, su producción crece a una tasa del 19% anual hasta 1978, cayendo en 1979 a menos del 20% del máximo alcanzado el año anterior.

Durante la década, el país incrementó su Potencia Instalada en Generación a Gas en casi cuatro veces, y la producción de este origen en cerca de cinco veces hasta 1977, cayendo algo posteriormente.

GRAFICO I-A-9: POTENCIA INSTALADA

Grupos Turbo Gas (Servicio Público)

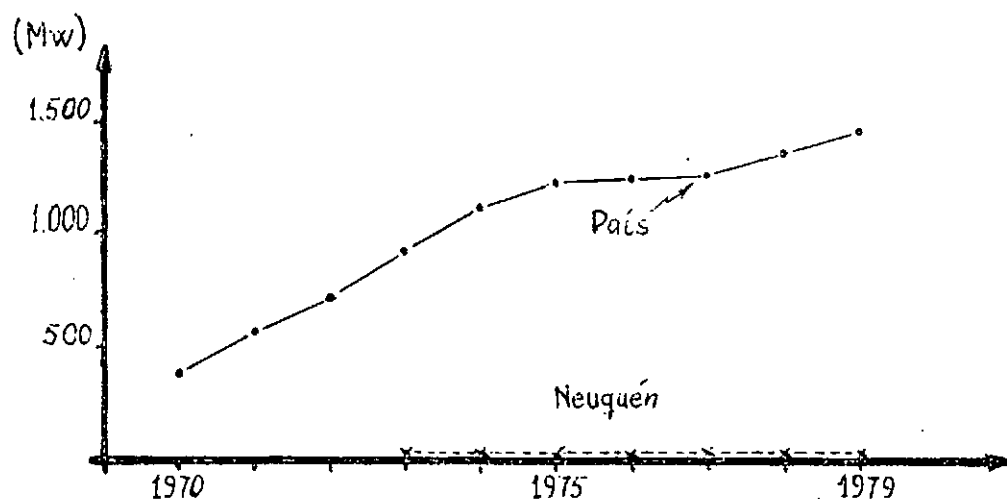
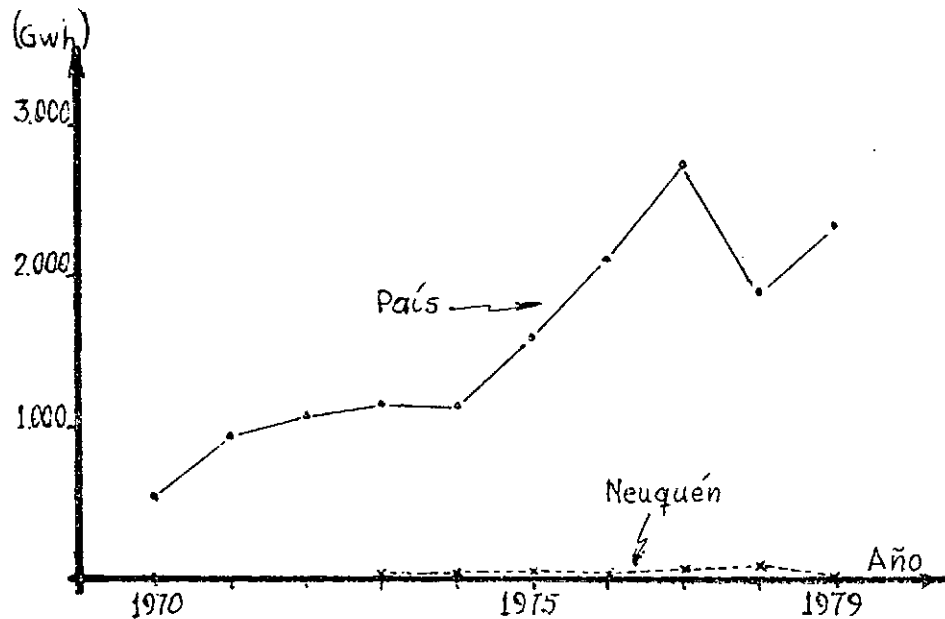


GRAFICO I-A-10: PRODUCCION GRUPOS

Turbo Gas (Servicio Público)



En lo que respecta a la Generación Diesel, debemos señalar que el interés de la misma radica en la dispersión de Grupos relativamente pequeños que dan solución efectiva, si bien de cuestionar la eficiencia, a inmensas poblaciones.

La estadística de Agua y Energía Eléctrica consigna hasta el año 1974 inclusive, sólo aquéllas Centrales con potencia superior a 5.000 Kw, mientras desde 1975 en adelante se individualizan las que cuentan más de 1.000 Kw. Esta hace que las series no sean homogéneas.

No obstante, tomando datos provinciales, de los últimos años. es notorio que, mientras por ejemplo en 1977 las Centrales que superan 1.000 Kw (San Martín de los Andes y Zapala) con 5 Grupos Diesel, suman una producción de 5.275 Mwh, hay dispersas en la Provincia otras 20 Centrales con 41 Grupos Diesel que reúnen otras 2.415

Mwh (31% de la Producción Diesel de la Pcia., y menos del 1% de la Producción Provincial total).

Es de destacar que la poca y decreciente significación de la Generación Diesel, en el orden nacional se asocia a una notoria estabilidad en Potencia instalada.

CUADRO I-A-6: CENTRALES DIESEL DE SERVICIO PUBLICO

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
<u>TOTAL PAIS</u>										
Potencia instalada (Mw)	346	771	775	768	752	747	768	773	773	780
Producción (Gwh)	774	1.562	1.508	1.311	1.326	1.246	1.257	1.330	1.156	1.162
Nº de Centrales/Grupos	38/221	40/235	40/244	39/244	39/227	37/214	170/791	168/1591	507/1587	
<u>TOTAL NEUQUEN</u>										
Potencia instalada (Kw)	16.458	16.458	16.458	16.458	11.603	11.887	11.870	9.228	11.764	12.000
Producción (Mwh)	10.362	13.342	19.944		6.660	4.891	8.200	7.690	8.900	11.400
Nº de Centrales/Grupos	2/7	2/7	2/7	2/7		1/3	2/5	2/5		
<u>DTO. LACAR</u>										
(Ctral. Sn.Mtin.de los Andes)										
Potencia instalada (Kw)	-	-	-	-	-	-	2.090	2.090	2.090	S/D
Producción (Mwh)	-	-	-	-	-	-	3.047	4.348	5.861	"
Nº Grupos	-	-	-	-	-	-	3	3	3	"
<u>DTO. ZAPALA</u>										
(Central Zapala)										
Potencia instalada (Kw)	7.458	7.458	7.458	7.458	7.458	6.360	4.240	4.240	4.240	"
Producción (Mwh)	6.739	6.979	4.750	3.177	3.110	605	2.643	927	152	"
Nº Grupos	4	4	4	4	4	3	2	2	2	"
<u>DTO. CONFLUENCIA</u>										
(Central Neuquén)										
Potencia instalada (Kw)	9.000	9.000	9.000	9.000	-	-	-	-	-	"
Producción (Mwh)	3.623	6.363	15.194	7.913	-	-	-	-	-	"
Nº Grupos	3	3	3	3	-	-	-	-	-	"

NOTA: Hasta 1975 inclusive, se registran los datos pertenecientes a Centrales con potencia instalada superior a 5.000 Kw. Posteriormente, las mayores de 1.000 Kw.-

GRAFICO I-A-11: POTENCIA INSTALADA

GRUPOS DIESEL (Servicio Público)

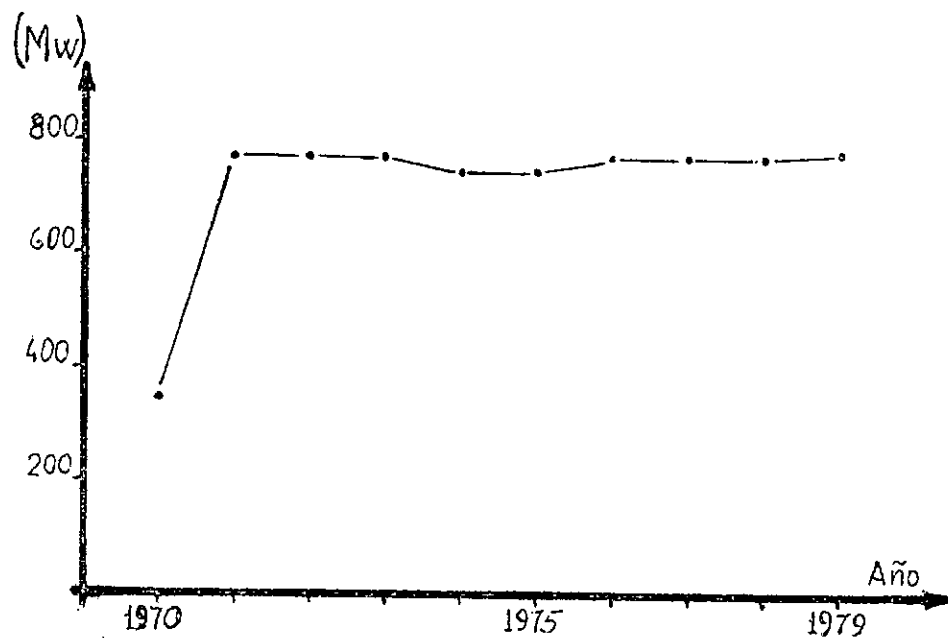
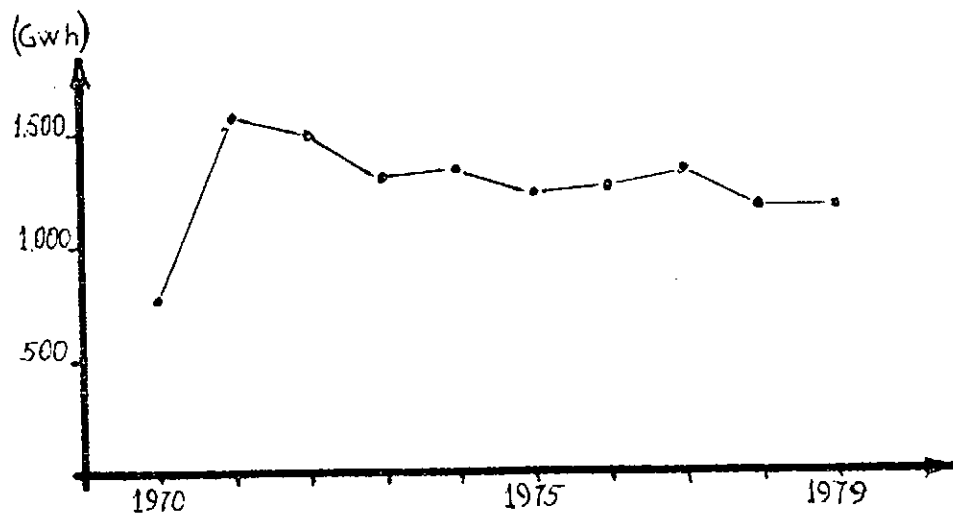
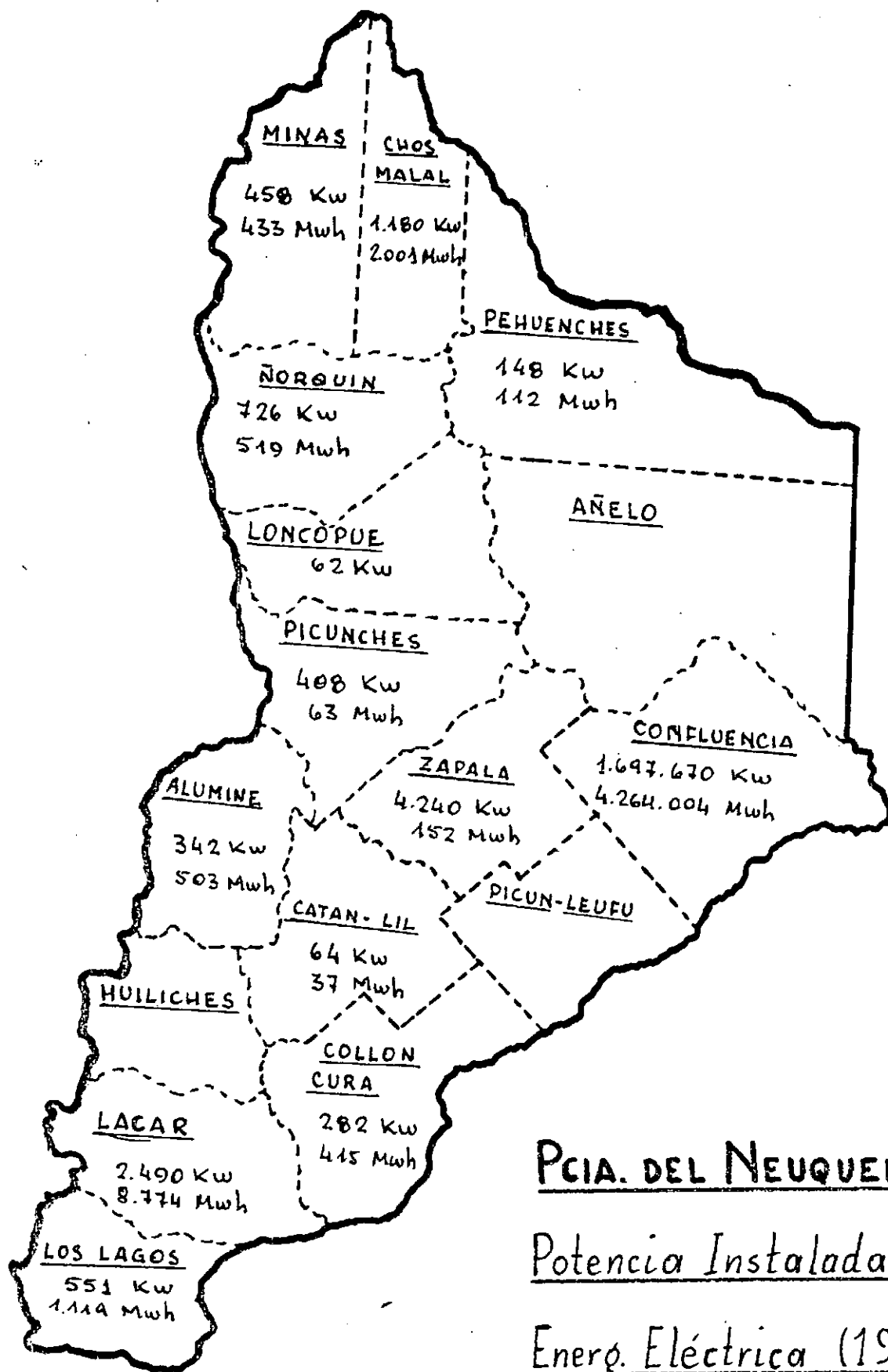


GRAFICO I-A-12: PRODUCCION DIESEL

(Servicio Público)





PCIA. DEL NEUQUEN

Potencia Instalada y Proc

Energ. Eléctrica (1978)

GENERACION TERMICA

Los cuadros I-A-7 A y B detallan, respectivamente el consumo de los distintos combustibles utilizados para generación térmica, en tonelada tal cual y en toneladas equivalentes de petróleo.

En ambos casos, y tal como lo hemos presentado hasta ahora, se comparan los valores nacionales / con los de la Provincia de Neuquén.

Se verifica que, mientras el total del país incrementó en forma sostenida su producción térmica de Energía Eléctrica (46,7% entre 1970 y 1979), la Provincia de Neuquén tuvo un aumento en este tipo de generación hasta 1977, en que comienza a disminuir. El aumento total en el período fue del 25,9%, en declinación.

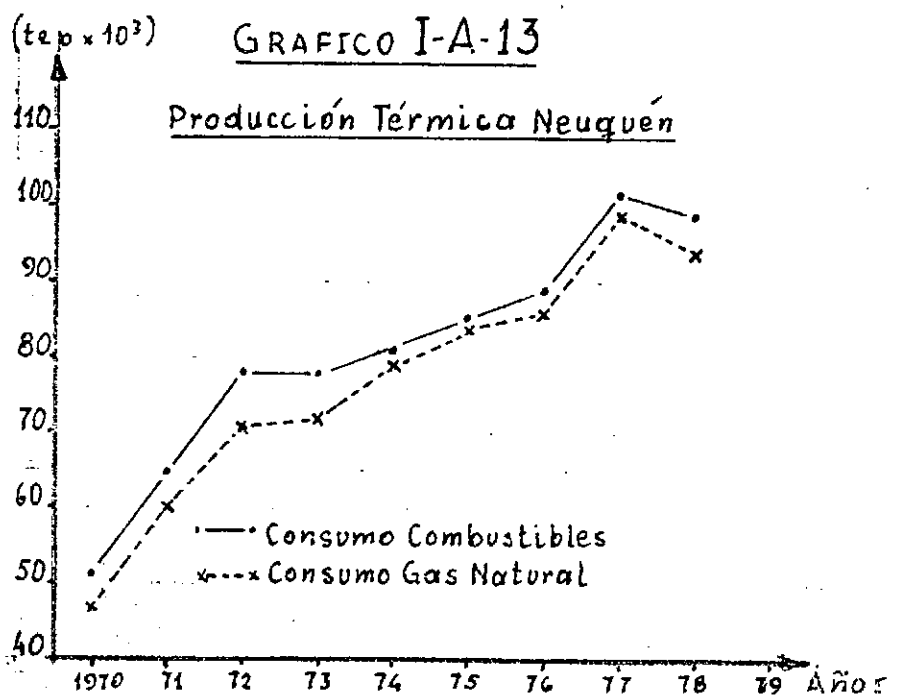
Si se analiza la evolución en toneladas equivalentes de petróleo (t.e.p.) conviene en nuestro país correlacionar preferentemente los consumos de combustibles líquidos, que son los de efecto más significativo sobre la balanza de pagos.

El cuadro I-A-7-B es indicativo de que el consumo nacional expresado en t.e.p. llegó en 1979 a un máximo de 6.438.363, vs. 5.436.081 en 1973 un año antes de ponerse en marcha la Central Nuclear Atucha I. (18,4% de aumento).

Sin embargo, el incremento en el consumo de combustibles líquidos fue entre dichos años de 6,3%.

En Neuquén donde, como hemos visto, se inicia en 1978 una reducción de la producción térmica, el consumo de combustible líquido es restringido, siendo el gas natural la principal fuente energética. El gráfico I-A- 13 ilus-

tra sobre la estrecha correlación entre la generación térmica total en la Pcia.
y la generación consumidora de gas.



AUTOGENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Uno de los índices que reflejan la ineficiencia en la producción de energía eléctrica de un país o región es el grado de autogeneración. En términos generales la autogeneración por parte de un usuario o conjunto de usuarios es una consecuencia de la falencia por parte de los servicios públicos en suministrar electricidad en calidad y/o cantidad adecuadas incluyendo en el concepto calidad la componente de seguridad de suministro.

Por supuesto que el antedicho criterio es parcial en cuanto obvia aquéllos casos de industrias que por sus características requieren una masiva generación de vapor a presiones media o bajas.

En estos casos la autogeneración de energía eléctrica es sólo un recurso apto para optimizar la utilización de combustible y mejorar la eficiencia global de una planta o complejo industrial.

La evolución del porcentaje^{de} autogeneración en la República Argentina es un índice bastante adecuado de cómo ha ido evolucionando en el tiempo la calidad de las prestaciones eléctricas de los servicios públicos.

En efecto, si analizamos la década que corre entre los años 1970 y 1979, el panorama queda reflejado por el siguiente cuadro.

PORCENTAJE DE ENERGIA AUTOGENERADA RESPECTO DE PRODUCCION TOTAL

Año	Total % País	Total Pcia. % Neuquén
1970	30,4	14,2
1971	21,0	8
1972	19,4	6,9

AÑO	TOTAL PAIS %	TOTAL PCIA. NEQUEN %
1973	18,9	2,7
1974	17,5	0,68
1975	16,3	0,35
1976	16,5	0,32
1977	16,1	0,22
1978	13,7	0,26
1979	12,3	

Varios factores merecen destacarse en esta evolución.

En primer término, que mientras la variación en el orden nacional representó una reducción del 595% en la proporción, en la Pcia. del Neuquén la reducción del 98% llevó la autogeneración a proporción despreciables.;

Sin embargo, notemos que estamos tratando de porcentajes de energía auto producida respecto de producción total. La reducción de este cociente puede producirse por disminución de la autoproducción, o por incremento de producción en las centrales de servicio público.

En las cifras de orden nacional se verifica, como ya hemos detallado anteriormente, un aumento continuado de producción en los servicios públicos, y una estabilidad considerable en las cifras de autoproducción, en ligeras reducciones en los años 1978-1979 que estadísticamente no caracterizan aún una tendencia.- En efecto, la diferencia entre valores máximos y mínimos por año de energía autoproducida durante la década, es de 613 G^Wwh/año (11,8%). Es de notar que los valores máximo y mínimo se produjeron en dos años sucesivos (1977 y 1978).

Analizando los datos correspondientes a Neuquén, vemos que la producción de servicio público creció vertiginosamente en el período, pero también decreció notoriamente la autogeneración. Efectivamente, la diferencia entre va-

lores máximo y mínimo semanales de energía autogenerada durante la década, es de 16.443 M wh (84,6%), con una tendencia claramente definida. Los picos máximo y mínimo se produjeron durante los años 1974 y 1979, respectivamente.

Es oportuno en este momento extraer algunas conclusiones que, aunque deben ser verificadas con la información que se obtenga de años posteriores, pueden colegirse con carácter preliminar.

En el orden nacional puede afirmarse que, a pesar de las grandes inversiones realizadas por los organismos y empresas del estado en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, los autoprodutores ^{en} general no han hecho uso de la misma sino que, sustancialmente, siguen dependiendo de sus propias instalaciones de generación.-

Contrariamente, en el territorio provincial, los principales autoprodutores han cesado o reducido sustancialmente la generación a un nivel en que puede decirse que a los fines prácticos ha desaparecido la autogeneración.

Avanzando en el análisis, las fuentes de energía para autoproducción se distribuyen (cuadros I-A-8 y I-A-9) en la siguiente proporción, en los años de máxima y mínima autoproducción.

TOTAL PAIS.- AUTOPRODUCCION DE ENERGICA ELECTRICA

DISTRIBUCION POR TIPO DE GENERACION

<u>Total País</u>	% Vapor Diesel T. Gas Hidro				Total
Año de Máxima (1977)	68,5	14,4	15,7	1,4	100,0
Año de Mínima (1978)	74,2	14,8	8,9	2,1	100,0

CUADRO I-A-8
AUTOGENERACION DE ENERGIA ELECTRICA -
Potencia Instalada y Producción

[illegible]

CUADRO: I-A-9-A

AUTOGENERACION ENERGIA ELECTRICA - POTENCIA INSTALADA
(No se incluyen potencias inferiores a 20Kw ni equipos móviles)

AÑOS	TOTAL PAIS (Mw)					TOTAL Pcia. NEUQUEN (Kw)				
	Vapor	Diesel	T.Gas.	Hidro	Total	Vapor	Diesel	T.Gas.	Hidro	Total
1970	953	852		25	1.830	-	8.207		184	8.391
1971	956	739	108	25	1.828	-	6.967	-	184	7.151
1972	923	735	94	24	1.776	-	7.092	-	184	7.276
1973	993	737	94	24	1.848	-	7.092	-	184	7.276
1974	1.023	732	131	24	1.910	-	7.092	-	24	7.116
1975	1.013	719	193	24	1.949	-	7.092	-	24	7.116
1976	987	695	197	24	1.903	-	7.292	-	24	7.316
1977	1.021	697	197	24	1.939	-	7.292	-	24	7.316
1978	1.016	698	197	24	1.935	-	6.976	-	24	7.000
1979	1.023	691	198	24	1.936	-	7.281	-	24	7.305

CUADRO I-A-9-B

AUTOGENERACION ENERGIA ELECTRICA

PRODUCCION

AÑOS	TOTAL PAIS (Gwh)					TOTAL PCIA. NEUQUEN (Mwh)				
	Vapor	Diesel	T.Gas.	Hidro	Total	Vapor	Diesel	T. Gas	Hidro	Total
1970	3.119	1.738	S/D	63		-	22.777		53	22.830
1971	3.312	1.202	398	63	4.975	-	18.013	-	53	18.066
1972	3.351	1.100	383	66	4.900	-	18.172	-	53	18.225
1973	3.511	1.085	356	99	5.051	-	18.393	-	53	18.446
1974	3.484	1.017	318	89	4.908	-	19.388	-	55	19.443
1975	3.279	881	536	79	4.775	-	18.678	-	-	18.678
1976	3.330	788	817	63	4.998	-	10.058	-	-	10.058
1977	3.571	749	819	74	5.213	-	7.517	-	-	7.517
1978	3.410	680	411	99	4.600	-	11.000	-	-	11.000
1979	3.484	706	345	95	4.630	-	3.000	-	-	3.000

Pcia. Neuquén

Año de Máxima (1974)	--	99,7	--	0,3	100,0
Año de Mínima (1979)	--	100,0	--	--	100,0

Se verifica que en ambos ámbitos, la autoproducción es una actividad esencialmente consumidora de combustibles fósiles, con una despreciable participación de la producción hidroeléctrica.

Comparando finalmente las producciones específica en autogeneración, vemos que el país produjo en 1972 (año de máxima ocupación de la potencia instalada) 2,76 G wh/Mw, relación que bajó a 2,38 en 1978 (mínima ocupación).

Las relaciones máxima y mínima entre Producción y Potencia instalada en la Pcia. de Neuquén durante el período analizado fueron, 2,73 M wh/Kwⁿ en 1974, y 0,41 en 1979.

Estas relaciones revelan que, mientras en la Pcia. la autoproducción de energía eléctrica tiene una alta ^{mente}compromete de desconfianza en el suministro público (potencia de reserva para caso de insuficiencia de suministro), en el nivel nacional responde a un mayor déficit permanente en la prestación.

En lo que respecta a la estructura de la Autoproducción cabe consignar que en la Pcia. el 95% (en 1974) estuvo radicado en el sector Producción de Petróleo Crudo y Gas Natural, proporción que baja al 91% en 1977 (cuadro I-10).

En el orden nacional, los ramos industriales de mayor importancia en cuanto a su participación en la autoproducción de energía eléctrica son:

	Partición %
- Industrias Básicas de hierro y acero	24,1
- Fabricación de papel y productos de papel	12,4
- Industrias básicas de metales no ferrosos	11,2
- Refinerías de Petróleo	7,7
- Producción sustancias químicas básicas (excepto abono)	6,9
- Fábricas y refinerías de Azúcar	6,6
- Textiles, Prendas de vestir e industrias del cuero	3,9
- Fabricación de resinas sintéticas, materias plásticas y fichas artificiales (excepto vidrio)	3,6
- Fabricación de cemento, cal y yeso	3,5
- Matanza de ganado y preparación y conservación de carne	3,0
- Otras	<u>17,1</u>
T O T A L	100,0

Merece señalarse que A) la autoproducción de energía eléctrica, representa un factor disuasivo de la inversión industrial ya que exige un incremento de capital en servicios ajenos al estrictamente vinculado al interés del inversor. B) Desde el punto de vista del país como totalidad, representa - asumiendo una eficiencia de conversión de combustibles fósiles a energía térmica igual a la promedio de las centrales de servicio público - un consumo anual de 1.300.000 toneladas equivalentes de petróleo (t.e.p.) (*).

En el caso de la Pcia. del Neuquén, el año de máxima autoproducción (1974), fue de 5.400 t.e.p., descendiendo a 840 t.e.p. en 1979.

Resumiendo el aspecto ^{Autogeneración} de Energía Eléctrica, se puede afirmar que la misma fue históricamente significativa dentro de la Pcia. hasta la incorporación de El Chocón al esquema de generación. Comienza entonces a declinar

su importancia hasta volverse prácticamente despreciable su participación en la producción total.

Es lógico asumir que el futuro no modificará esta nueva situación y que la potencia de autogeneración que se instale de aquí en más sólo responde al criterio de optimizar nuevas instalaciones con excedentes energéticos en forma de vapor, cuya transformación en energía eléctrica mejore el esquema de costos de la/s planta/s o complejo/s que implementen esta alternativa.

✓ Debe notarse que, según los datos obtenidos para 1979, a pesar de la baja producción no se detecta disminución de número de unidades generadoras.

A nivel nacional puede decirse que la autogeneración es de una importancia destacable y que hasta 1979 inclusive no muestra tendencia a reducir su potencia instalada ni su producción. Esta es, a nuestro juicio, una situación cuya modificación requerirá una larga evolución, una transformación notable y de fondo en el balance nacional generación/consumo, y una demostración por parte del S.I.N. de que es técnicamente apto para cubrir con seguridad - y ésto incluye las grandes líneas de transmisión entre regiones - los eventuales déficits zonales.

CUADRO I-10: AUTOPRODUCCION EN PROVINCIA DE NEUQUEN

ENERGIA GENERADA POR RAMAS DE INDUSTRIAS (Mwh)

<u>Clasificación C.I.I.U.</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>
Grupo 220	17.144	17.270	17.496	18.452	17.528	9.164	6.871
Grupo 4102	849	882	877	914	1.150	894	646
División 33	73	73	73	77	-	-	-
TOTAL	18.066	18.225	18.446	19.443	18.678	10.058	7.517

CENTRALES EXISTENTES

En lo que respecta a las instalaciones de generación, la Provincia del Neuquén cuenta con:

A) Seis Centrales Hidroeléctricas dignas de mención por su capacidad que suman 14 grupos generadores.

- . Central Aluminé (Dto. Aluminé) . Con 1 grupo de 160 Kw, perteneciente a A. y E.E.
- . Central El Chocón (Dto. Confluencia). Con 6 grupos de 200 Mw c/u, perteneciente a Hidronor S.A.
- . Central Chos Malal (Dto. Chos Malal). Con dos grupos y 245 Kw, de A. y E. E.
- . Central El Manzano (Dto. Minas) Con un grupo de 200 Kw, jurisdicción de A. y E. E.
- . Central San Martín de Los Andes (Dto. Lácan). Que suma dos grupos de 200 Kw c/u, pertenece a A. y E.E.
- . Central Planicie Banderita (Dto. Confluencia), perteneciente a Hidronor S.A., con 2 grupos de 225 Mw c/u.

B) Doce Centrales Térmicas cuya capacidad justifica su inclusión:

- . Central Alto Valle (Dto. Confluencia), en jurisdicción de A. y E. E., con dos grupos T. Vapor de 15.000 Kw c/u y un grupo T. Gas de 17.500 Kw.-
- . Central Aluminé (Dto. Aluminé). Que cuenta, a más del grupo hidro mencionado en (A), con dos grupos Diesel de 62 y 20 Kw c/u.
- . Central Auda collo (Dto. Minas) Con una potencia Diesel de 208 Kw distribuída en: 2 grupos de 26 Kw c/u, 1 grupo de 48 Kw

y uno de 108 Kw. A. y E. E.

- . Central Buta Ranquil (Dto. Pehuenches), que suma 100 Kw en dos grupos Diesel de 26 Kw c/u, y uno de 48 Kw. Pertenece a A. y E.E.
- . Central Copahue (Dto. Ñorquín), de A. y E. E. . Cuenta con dos grupos Diesel de 135 y 120 Kw c/u.
- . Central Chos Malal (Dto. Chos Malal). Suma al grupo hidro señalado antes cuatro grupos de generación Diesel: uno de 533 Kw, uno 200 Kw y dos de 80 Kw c/u.
- . Central Las Lajas (Dte. Picunches) Con un único grupo Diesel de 300 Kw, de jurisdicción de A. y E. E.
- . Central Loncopué (Dto. Loncopué) en la que A. y E. E. tiene instalado un generador Diesel de 108 Kw.
- . Central Piedra del Aguila (Dto. Collón Curá). Esta central de A. y E. E. tiene una potencia Diesel de 572 Kw, con la particularidad de estar la misma distribuída entre cinco grupos transportables: dos de 62 Kw, uno de 140 Kw, uno de 108 Kw, y uno de 200 Kw.
- . Central San Martín de Los Andes (Dto. Lácar). A los 400 Kw, en potencia hidroeléctrica que anteriormente contabilizamos en esta Central, se agregan 5.210 Kw constituídos por los siguientes grupos Diesel: dos de 500 Kw c/u, uno de 1.098 Kw, uno de 2.256 Kw y uno de 856 Kw.
- . Central Villa La Angostura (Dto. Los Lagos). Perteneciente a A. y E. E. , cuenta con cinco grupos Diesel, a saber: dos de 160 Kw, uno de 140 Kw, uno de 274 Kw y uno de 108 Kw.
- . Central Zapala (Dto. Zapala) ,^{con} dos grupos Diesel de 2.120

Kw, c/u, perteneciente a A. y E. E.

Resumiendo la información anterior, vemos que del total de 1.711. Mw instalados en la Provincia, corresponden 1.650 Mw a los 8 grupos de las Centrales de Hidronor S.A. (Complejo El Chocón - Cerros Colorados), 47,8 Mw se adjudican a la instalación T.V. y T.G. de la Central Alto Valle, 9.850 a los 9 grupos de las Centrales San Martín de los Andes y Zapala, y 4 Mw (2,4%) se distribuyen entre centrales de menos de 1.000 Kw de potencia instalada, de las cuales 10 son de A. y Eléctrica y las demás pertenecen a la jurisdicción provincial.

Acotemos que de las instalaciones relevantes en cuanto a su potencia, los dos grupos de la Central Zapala se mantienen como reserva-fría, y ya en 1978 operaron - menos de 40 horas equivalentes en el año.

En cuanto a la Central Alto Valle, los dos grupos turbovapor de 15 Mw c/u, han sido clasificados como de mal rendimiento (TVM) en el ordenamiento efectuado por la Secretaría de Estado de Energía (*). Esta clasificación significa que el consumo específico medio es mayor de 2.900 Kcal (frente a 2050/2400 de un TVB), un costo de operación y mantenimiento de 11 U\$S/Kw (8 U\$S/Kw para un grupo TVB), factor de utilización de 5.250 horas equivalentes (6310 para TVB) y un consumo propio de energía de 6% (TVB: 5%).

Respecto de las pequeñas centrales Diesel dispersas en el territorio Provincial, no es previsible en general su retiro en el corto o mediano plazo. Sin embargo, con el enfoque de su utilización industrial, vale la pena ^{co}aumentar las conclusiones volcadas en el Plan Nacional de Equipamiento Eléctrico.

El análisis demostró que mantener operable una central Diesel de potencia menor que 5 Mw es más caro que instalar y operar centrales T.G. equiva-

lentes.

Esto implica, obviamente, que el costo de la energía de dichas centrales no resulta de interés para promover radicaciones electrointensivas.

Bajo estas condiciones es lícito afirmar que el actual sistema de generación queda definido por las cuatro centrales de real incidencia: El Chocón, Planicie Banderita, Alto Valle y San Martín de Los Andes.

CENTRAL EL CHOCON

Esta Central forma parte, junto con la de Planicie Banderita, del Complejo de propósitos múltiples El Chocón - Cerros Colorados.

Esta ubicada sobre el río Limay, a 80 Km. al Sur de la ciudad de Neuquén.

La central hidroeléctrica, a pie de ^vpresa, consta de 6 grupos tipo Francis con una potencia de 200 Mw c/u, a una velocidad de rotación de 88,3 RPM.

La Energía media anual se define en 3.350 G wh a partir de un caudal nominal de 389 m³/s (el módulo del río es de 760 M³/s), y un salto nominal de 61,3m (con un máximo de 66,5 m y un mínimo de 56,8 m).

La tensión de generación es de 16 Kv, aumentada a 500 Kv. mediante un banco de transformadores monofásicos de 540 MVA por cada par de generadores. A esta tensión de 500 KV se entrega energía al SIN, en tanto que los usuarios de la Región del C_omahue la reciben a través de las líneas de 132 Kv^v del Sistema Patagónico Norte de A. y E. E.

CENTRAL PLANICIE BANDERITA

Ubicada sobre el Río Neuquén, 120 Km al N.O. de la Ciudad de Neuquén.

La Central hidroeléctrica, de tipo convencional, consta de 2 turbinas tipo Francis que giran a 938 RPM, con una potencia unitaria de 225 Mw. Estas unidades utilizan un caudal nominal de 361,9 m³/s (módulo del río: 315 m³/s) y un salto nominal de 67,5 m que alcanza un máximo de 71,5 m y un mínimo de 65,2 m.

Las condiciones de diseño proveen una energía media anual de 1.500 G wh, una potencia instalada de 450 Mw, y potencia garantida de 440 Mw.

Al igual que El Chocón, con la que está interconectada, estas unidades generan a 16 Kv entregando la energía a la red del Sistema Patagónico Norte a 132 Kv, y al S.I.N. a 500 Kv. La interconexión con El Cochón se realiza en zona cercana a la Central, en la E.T. Cerrito de la Costa.

CENTRAL ALTO VALLE

Esta Central térmica, localizada en la Ciudad de Neuquén, tiene una potencia instalada de 47,5 Mw, compuesta por dos Grupos turbovapor de 15 Mw c/u, entraron en servicio en 1969. Se completa la potencia con un grupo turbogás Fiat de 17,5 Mw, adicionado en 1973. Se consume gas natural, aunque las calderas están preparadas también para quemar Fuel-Oil

La capacidad de generación nominal, tomando como base 8.760 horas anuales de marcha continua, resulta de 416.100 Mwh/año, y la capacidad máxima alcanzada en un período de 1 año fue de 386.504 Mwh/año, en 1977.- Esto equivale a un funcionamiento continuo de 6033 horas.-

Esta Central genera en 13, 2 Kv y entrega al sistema a 132 Kv en barra

de salida de transformadores.

CENTRAL ZAPALA

Esta Central, también convertidora de Energía Térmica, consta de 2 grupos Diesel marca FIAT, con una potencia nominal de 2.120 Kw c/u. Pero la potencia efectiva de esta Central debe considerarse de 3.600 Kw.

La central se conserva como reserva fría, utilizable en caso de desperfectos en las líneas que llegan a Zapala.

En Anexos se puede ver la localización de las Centrales mencionadas, así como algunos datos adicionales de interés sobre las mismas.

(*) La S.E.D.E. estableció una clasificación de las centrales turbovapor en función de tamaño, antigüedad y eficiencia, y la expresión principal resultante que es el consumo específico.

Se establecen las sgtes. categorías: centrales de buen, regular y mal rendimiento. En el caso de las consumidoras de F.Oil se identifican: TVB, TVR y TVM. Para la categorización de c/equipo se determinaran curvas de consumo en función del nivel de carga.

TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA DESDE NEUQUEN HASTA EL SISTEMA

G. B. A. L.

A los fines de realizar las comparaciones de costos de energía eléctrica en distintas localizaciones, se efectúa una estimación del costo de transporte de la misma.

Las localizaciones a comparar son : la Provincia del Neuquén y algún lugar ubicado en el Litoral o Gran Buenos Aires.

A efectos de comparar los costos diferenciales, se consideran ubicaciones puntuales representativas: en el Neuquén, se supone algún punto con alimentación desde El Chocón-Cerros Colorados (interconectados entre sí). En el Litoral o Gran Buenos Aires, cualquiera alimentado por el denso mallado de la Región, directamente desde E.T. que recibe en 500 KV.

En ambos casos se minimiza la incidencia de la Subtransmisión y distribución, que podrían tergiversar el sentido del análisis.

Hechas las anteriores aclaraciones, consideramos el costo de transporte como la suma de los gastos fijos y los variables correspondientes al movimiento de cargas a considerar.

En nuestro caso, se trata de la doble línea existente entre Chocón y Ezeiza para 500 KV, cuya extensión es de 1.038 km., proyectada para suministrar 1.200 mw en firme con una componente principal fuera de servicio y 1.650 mw como capa-

cidad no firme.

A los fines de determinar los Gastos Fijos, debe estimarse el capital Invertido en las instalaciones de transmisión y transformación, y, basados en la Vida Útil de las mismas, definir la amortización a cargar sobre la energía movilizada.

Este sistema de transmisión, uno de los más largos del mundo, comprende dos líneas de 1.038 km. de longitud cada una, con estaciones de cabecera en El Chocón y Ezeiza y estaciones intermedias de seccionamiento y compensación en Puelches (La Pampa) y Henderson (Buenos Aires) que permiten, además, transferir carga de una línea a otra.

En las cuatro E.T. hay, adicionalmente, vinculaciones con las redes regionales. A través de esas interconexiones la energía del Complejo El Chocón-Cerros Colorados complementa a la generación que se produce en el Comahue, La Pampa, Buenos Aires, Gran Buenos Aires y el Litoral.

Acotemos que la Central Planicie Banderita se conecta con el Chocón en la subestación Cerrito de la Costa (Neuquén) por una línea de 27 km.

Basados en información de la Subsecretaría de Estado de Energía, y de empresas privadas, a valores de 1978 puede estimarse la inversión en transmisión y transformación asociada con el transporte de energía por el sistema en cuestión hasta la Subestación Ezeiza, en 500 millones de dólares, de los cuales 390 millones corresponden a las líneas.

La vida útil, por su parte, se considera de 30 años

tanto para líneas como para equipos.

Siguiendo los criterios que utiliza en su gestión Agua y Energía Eléctrica, se adoptó como costo de operación y mantenimiento de líneas un porcentaje anual referido a la inversión de 1,4%. Para las estaciones transformadoras dicho porcentaje se eleva a 3,3%.

El análisis debe considerar las pérdidas por transmisión y transformación, para cuya evaluación se adoptaron los valores que utilizó la Secretaría de Estado de Energía en los estudios cuyos resultados se volcaron al Plan de Equipamiento Eléctrico. De los mismos se deduce que, para potencias que no superen los 1.600 mw (máximo previsto hasta el año 1985), las pérdidas oscilan entre el 6,0 y el 7,0% de la energía transportada. A los efectos del cálculo de costos, consideramos un promedio de 6,5%.

Estimamos que este promedio es relativamente conservador, ya que la demanda de potencia y energía sigue una evolución creciente en el S.T.N. y las pérdidas en estas líneas crecen en función de la demanda. De modo que cualquier previsión para los próximos años debe sanamente evaluar las pérdidas asumiendo el sistema de transmisión El Chocón - Ezeiza - trabajando a plena capacidad.

1. Cargas de Capital

Las cargas de capital que integran el costo son: la dotación de depreciación (para la cual se ha seguido el método de la depreciación lineal) y la rentabilidad, para cuyo

cálculo se utilizó la tasa de 8% anual reconocida por las concesiones de las empresas eléctricas.

* Depreciación

$$\frac{500.000.000 \text{ U\$S}}{30 \text{ años} \times 4.800 \text{ Gwh/a}} = 3.472 \frac{\text{U\$S}}{\text{Gwh}}$$
$$\sim \underline{\underline{3,5 \text{ mills/kwh}}}$$

* Rentabilidad

$$\frac{500.000.000 \text{ U\$S} \times 0,08}{4.800 \text{ Gwh/año}} = 8.333 \frac{\text{U\$S}}{\text{Gwh}}$$
$$\sim \underline{\underline{8,5 \text{ mills/kwh}}}$$

* Carga de Capital

$$(3,5 + 8,5) \text{ mills/kwh} = \underline{\underline{12 \text{ mills/kwh}}}$$

Como esta aloca^ción de gastos fijos está efectuada sobre los 4.800 Gwh/a que pueden inyectarse al sistema de trans^misión, debe considerarse ahora el incremento unitario por incorporar al cálculo el 6,5% de pérdidas, de modo que el resultado se exprese como costo de la energía recibida por el sistema usuario.

* Pérdidas por transmisión :

$$4.500 \text{ Gwh/a} \times 0,065 = 313 \text{ Gwh/a}$$

$$\frac{12 \text{ mills/kwh}}{4.800 - 312} \times 4.800 = 12,83 \quad \underline{\underline{13 \text{ mills/kwh}}}$$

2. Gastos de Operación y Mantenimiento

* Líneas de transmisión

El porcentaje anual referido a la inversión (referido siempre a Diciembre 1978) es del 1,4%, de lo que resulta:

$$\frac{390.000.000 \text{ U\$S} \times 0,014\%/a}{(4.800-312) \text{ Gwh/a}} = 1.217 \frac{\text{U\$S}}{\text{Gwh}}$$
$$\sim \underline{\underline{1,22 \text{ mills/kwh}}}$$

* Estaciones Transformadoras

Por este concepto se utiliza una proporción de 3,3% anual respecto de la inversión.

$$\frac{110.000.000 \text{ U\$S} \times 0,033\%/a}{(4.800-312) \text{ Gwh/a}} = 809 \text{ U\$S/Gwh}$$
$$\sim \underline{\underline{0,81 \text{ mills/kwh}}}$$

* Costo Total (sin impuestos) a diciembre 1978

$$\text{mills/kwh } (13 + 1,22 + 0,81) = \underline{\underline{15,03 \text{ mills/kwh}}}$$

Como se ha visto, los resultados de esta estimación se han referido a la inversión de capital, utilizando en todos los casos criterios explicitados por la Secretaría de Energía.

Para actualizar el costo a Diciembre de 1980 (*), se relacionan las paridades cambiarias de las dos fechas, se actualiza la parte local de la inversión con el Índice de Precios Mayoristas Nacional No Agropecuario (utilizando los valores en \$) y se expresa el total en dólares norteamericanos.

(*) Ultimos datos publicados.

1. Desagregación de Inversiones en M.L. y M.E. (**)

TOTAL	Moneda Local	Moneda Extranjera
M U\$S	M U\$S	M U\$S
500	385,5	114,5

2. Tipos de Cambio

(Promedio de c/mes, tipo vendedor Bco.Nación)

Diciembre 1978 : \$/U\$S 1.007

Diciembre 1980 : \$/U\$S 1.986

3. Indices P.M.N.A. (Nacional)

Diciembre 1978 : 395.696,3

Diciembre 1980 : 1.543.841,9 (provisorio)

4. Indices CE Plant Cost Index (Electrical Equipment)

Diciembre 1978 : 174,1

Diciembre 1980 : 211,1 (provisorio)

5. Actualización Inversión M.L.

$$\frac{385,5 \text{ M U$S} \times 1.007 \text{ $/U$S} \times 1.543.841,9}{1.986 \text{ $/U$S} \times 395.696,3} = 762,4 \text{ M U$S}$$

(**) M.L. = Moneda Local.- M.E.: Moneda Extranjera.

6. Actualización Inversión M.E.

$$114,5 \text{ M U\$S} \times \frac{211,1}{174,1} = \text{M U\$S } 138,8$$

7. Inversión total actualizada a Diciembre 1980

$$(762,4 + 138,8) \text{ M U\$S} = \text{M U\$S } 901,2 \quad 900$$

8. Actualización del Costo de transporte del kwh a Diciembre 1980

$$\frac{900}{500} \times 15,03 \text{ mills/kwh} = 27,05 \quad \underline{\underline{27 \text{ mills/kwh}}}$$

CONFIABILIDAD EN FUNCION DE LOS REGIMENES HIDRICOS

Uno de los factores que afectan a la regularidad del servicio proporcionado por las Centrales hidroeléctricas, es el régimen de los ríos que los alimentan.

Las dos Centrales que nos ocupan particularmente, El Chocón y Planicie Banderita, usufructúan los caudales de los ríos Limay y Neuquén, respectivamente.

Los regímenes de estos ríos patagónicos son disímiles en cuanto a sus estructuras caudales y niveles absolutos y relativos de variación. Sin embargo, tienen en común una porción importante de la ocurrencia anual de su variación, tal como puede apreciarse en los gráficos que se incluyen a continuación :

Para ambos ríos se cuenta con importante información, ya que la estación de aforo de Paso Limay en el Limay y Paso de los Indios en el Neuquén, llevan estadísticas hidrológicas desde 1903.

Las características generales de ambos ríos se comentan con cierto detalle en los Anexos, por lo cual sólo analizaremos aquí aquellos factores que hacen a la generación de energía.

La cuenca del río Neuquén ofrece una distribución de cursos "en abanico", en los que tiene lugar una violenta concentración de los derrames cuando la zona es alcanzada por las grandes tormentas de otoño-invierno que progresan en dirección S.O. a N.E.

Las crecidas en esa época son de gran intensidad, de curso violento y breve duración, habiéndose registrado picos en la onda de creciente de hasta 5.700 m³/S.

La segunda época de aguas altas corresponde al deshielo de primavera-verano, con ascensos paulatinos de las aguas y sin las características destructivas que cobran en el período otoño-invierno.

Las mayores crecientes registradas desde 1903 en el río Neuquén arrojaron los siguientes caudales pico :

Año	Caudal (m ³ /S)
—	—
1911	3.100
1914	3.700
1945	5.100
1950	4.000
1972	5.000
1979	3.500
1980	5.700

El módulo del río en el emplazamiento de la Central es de 315 m³/S y el derrame medio anual de 9.780 Hm³.

Debe notarse que la utilización de las Hoyas de Barreales y Mari Menuco, habilita un área de compensación de 600 km². con un volumen total de 42.000 Hm³.

Esta cuenca compensadora hace que las reducciones estacionales de caudal reduzcan su importancia en cuanto a sus efectos en la generación eléctrica.

Es oportuno recordar que el objetivo primordial de las obras de El Chocón - Cerros Colorados, es la compensación y control de crecidas de los ríos Limay y Neuquén, con importancia disímil en relación con la diferente naturaleza de las cuencas de ambos ríos.

El río Limay se caracteriza por ser sus derrames de origen pluvionival. Las crecidas de otoño- invierno son netamente pluviales, proveyendo las lluvias la parte más importante de su caudal.

Las crecientes de primavera en tanto, son de origen nival cumpliendo el derretimiento de las nieves un papel complementario en la alimentación hídrica del río.

Las precipitaciones pluviales varían desde 300 mm. en Segunda Angostura a 3.000 mm. anuales en las nacientes.

La superficie de espejo de agua constituida por los lagos de su alta cuenca (especialmente el Nahuel Huapí), suma más de 657 Km². La magnitud de estas áreas hace que se produzca un gran efecto de laminación en las crecidas y por lo tanto los caudales del Río Limay son reguladas, con crecidas atenuadas cuyos caudales pico, no obstante, llegan a 2.000 m³/S como sucediera en junio de 1980. Esto hace que el Río Negro tenga, en época de creciente, un caudal combinado que oscile alrededor de los 5.000 m³/S y que hubiera llegado en 1980 a 7.700 m³/S).

Recordemos que el módulo del río en Paso Limay es de 760 m³/S.

Comentadas las características hidrológicas de los

ríos Limay y Neuquén, cabe decir que las Centrales El Chocón y Planicie Banderita, siendo centrales esencialmente de punta, por su ubicación en el diagrama de cargas, y la capacidad de sus embalses, no ven particularmente comprometidas sus respectivas capacidades de generación con motivo de las variaciones hídricas.

Desde 1977, año de puesta en servicio de la Unidad N° 6 de El Chocón, sólo se registró un año en que se alcanzaron condiciones críticas en los embalses que exigieron imponer, durante un breve lapso, restricciones en las horas pico de demanda.

En el primer semestre del año mencionado se combinaron las circunstancias de un estiaje excepcionalmente intenso y prolongado, combinado con una excepcional demanda de energía por parte del Sistema Interconectado Nacional.

De todos modos, luego de la mencionada circunstancias excepcional, las precipitaciones en las cuencas de ambos ríos permitieron normalizar niveles de los embalses y alcanzar en el curso del mismo año 1979 una producción total de energía cercana a la nominal (4.666 Gmh).

Por lo visto, estas dos Centrales en su historia relativamente corta, sólo registran un año suficientemente magro para afectar la generación energética.

Los análisis de hidráulica conjunta realizados para ambas cuencas, sobre la base de los datos recogidos en las estaciones de aforo de Paso Limay en el Limay, y Paso de los Indios en el Neuquén, determinar-n, como era esperable, que

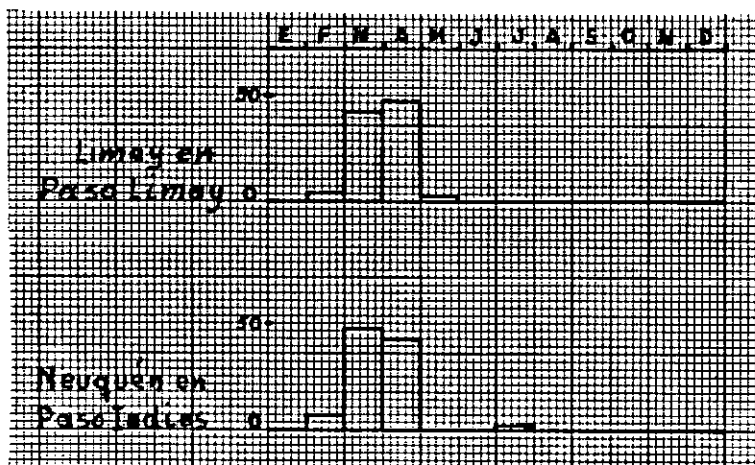
las mayores probabilidades de ocurrencia de caudales mínimos se produce en los meses de Marzo y Abril, y que hay coincidencia estacional entre ambos ríos.

Una de las conclusiones que proporciona el análisis estadístico es que existe un grado tal de interdependencia entre ambas cuencas que, produciéndose un año seco en una de ellas, caben un 70% de probabilidades de que se produzca coincidentemente en la otra.

Finalmente, es de interés señalar que la estabilidad del caudal del Limay (valores de caudal con una dispersión del 24%), lleva a que, dado un año de caudal bajo (*), sólo tiene un 20% de probabilidades de repetirse al año siguiente.

Contrariamente, el Neuquén muestra que existe alta probabilidad de que se sucedan varios años de sequía con valores probables de 44,4%, 50%, 75% y 66% para una, dos, tres y cuatro repeticiones.

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE CAUDALES MINIMOS, MES A MES (%)

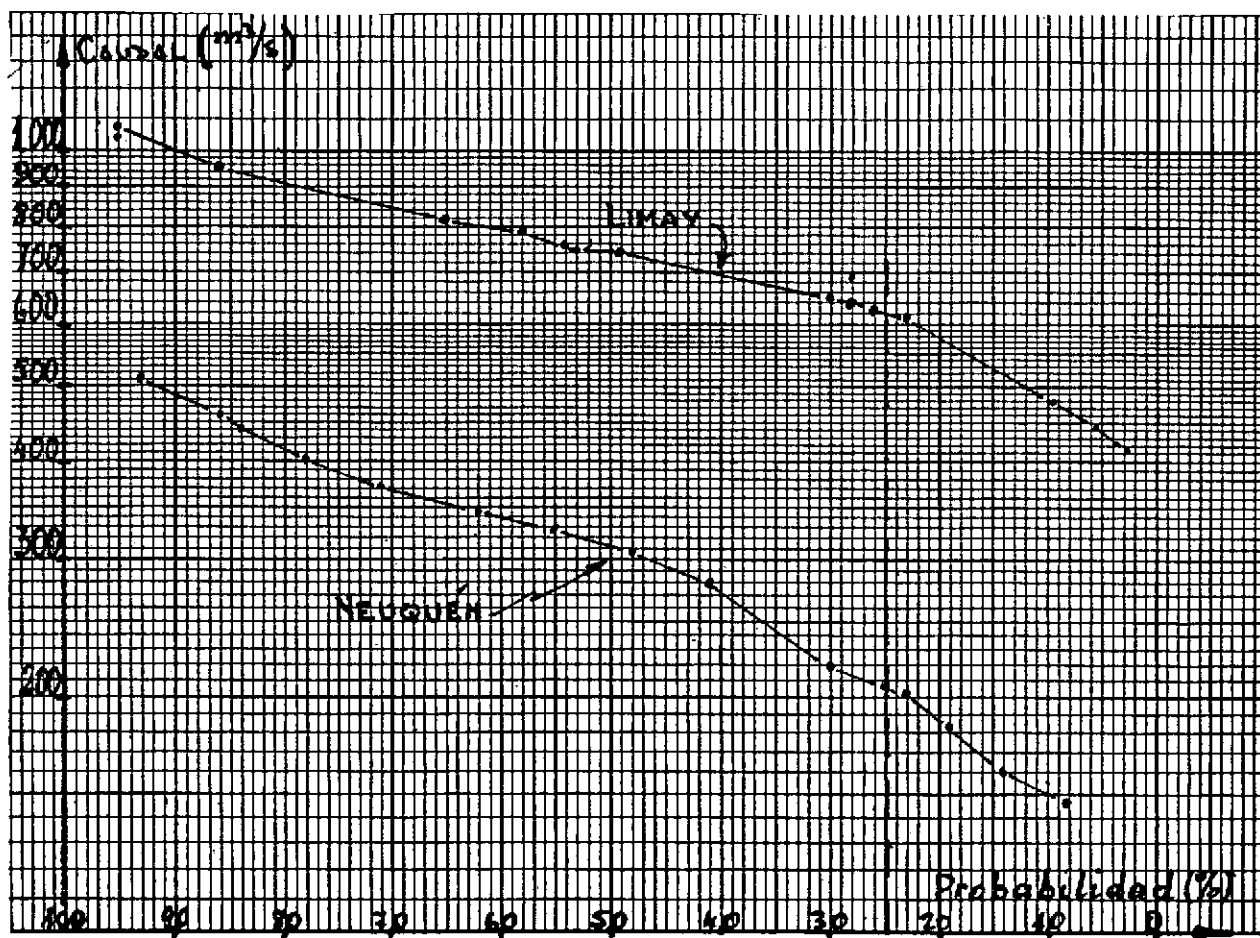


(*) Caudal bajo, o de año magro, es aquél inferior al módulo del río cuya probabilidad de ocurrencia es igual o menor que el 25%.

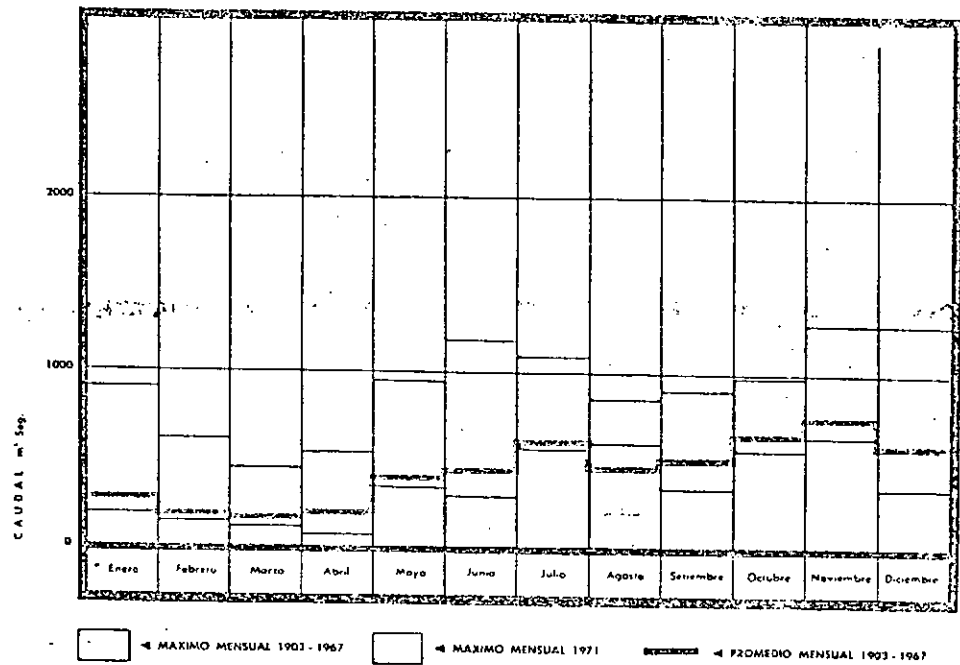
PROBABILIDAD DE

DERRAMES MEDIOS ANUALES

(m³ / s)

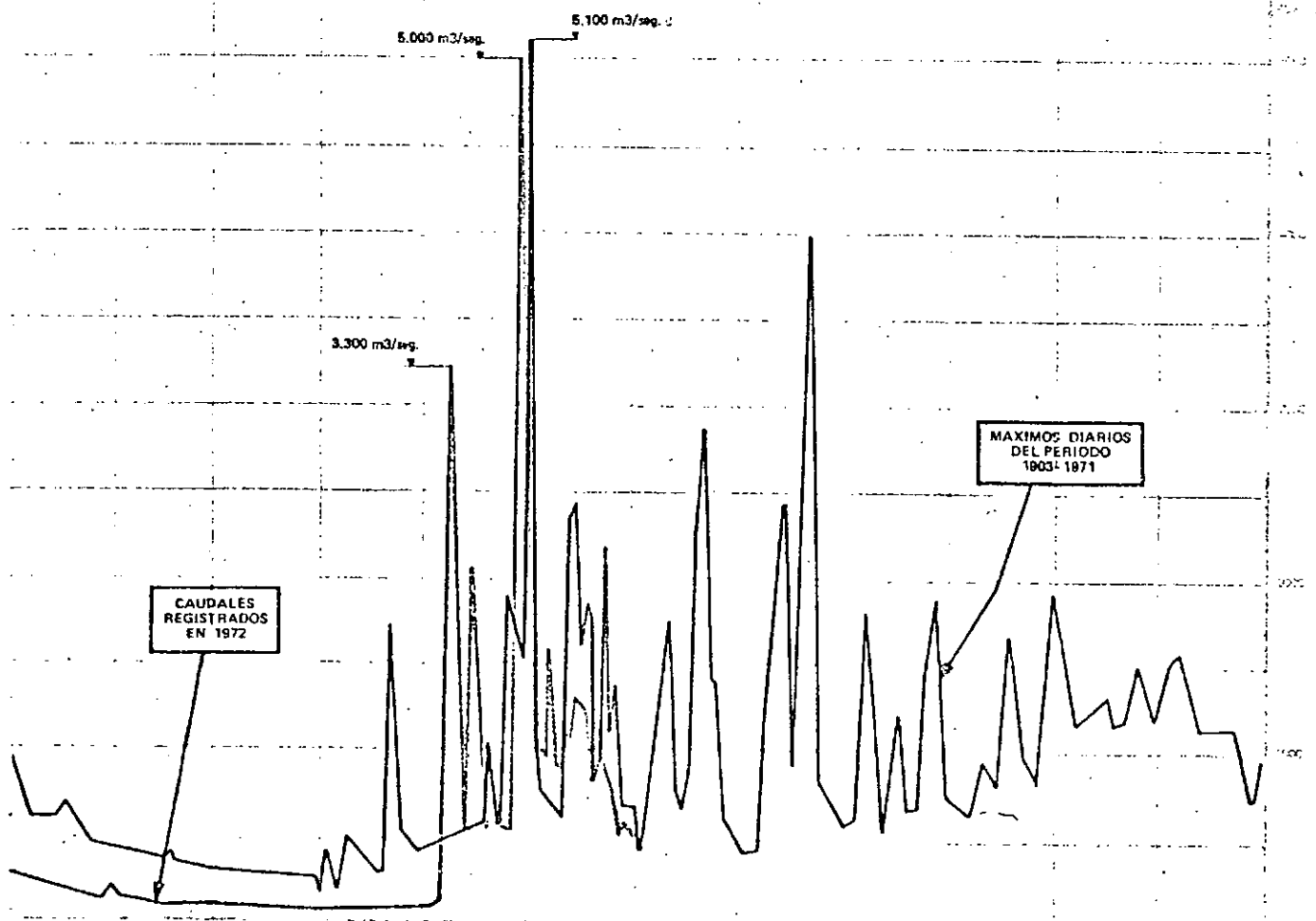


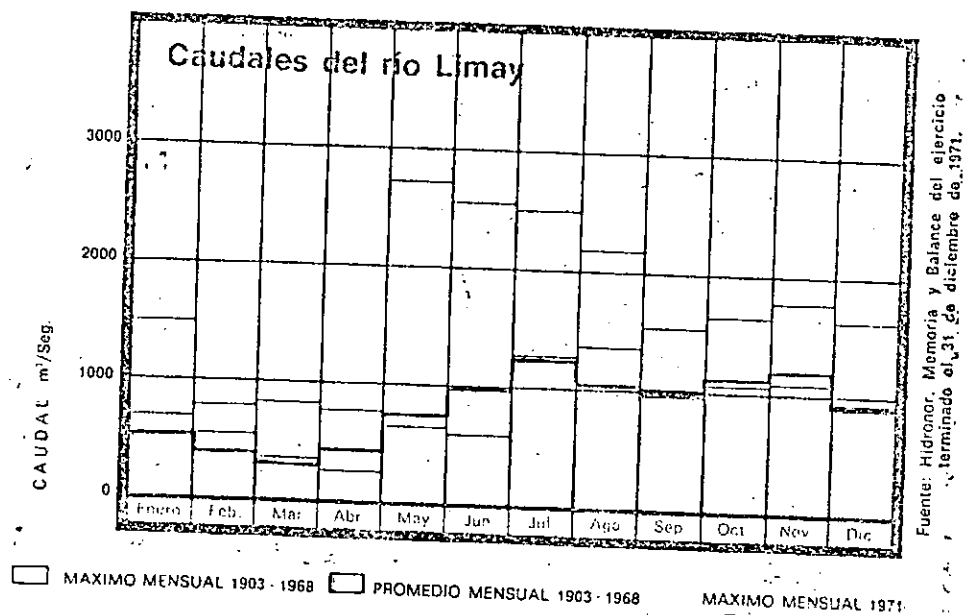
Caudales máximos y promedios mensuales del río Neuquén



Fuente: Hidronor, Memoria y Balance del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 1971.

Caudales del río Neuquén





FALLAS REGISTRADAS

En lo que respecta a las fallas registradas en El Chocón y Planicie Banderita, la información obtenida para la primera (y más antigua) de dichas centrales, indica que desde su ingreso al servicio, los porcentajes de indisponibilidad anual promedio resultan del orden del 10%, distribuídos en : 3% indisponibilidad forzada intempestiva, 2% forzada diferida, y 5% programada.

Recordemos que conceptualmente la indisponibilidad puede clasificarse como :

- * Forzada intempestiva: Inmediatamente de producirse la falla, la unidad sale de servicio (potencia cero a la red).

- * Forzada diferida: La falla limita la potencia que puede entregar la unidad, pero no la anula. Se considera una reducción de potencia del 25%.

Asimismo se ha definido como probabilidad de falla en un período dado, al número de oportunidades en que no se satisface la demanda, sin reparar en la magnitud y duración del déficit. Su inversa, el tiempo promedio entre dos fallas consecutivas, es la calidad de servicio.

La historia de ambas Centrales - El Chocón en particular - señala varios episodios en que se registraron indisponibilidades por inconvenientes de distintos tipos, que llevan a los porcentajes antes indicados.

Sin embargo, los resultados obtenidos año a año son demostrativos de la confiabilidad de estas Centrales :

Año	Pot.Instalada (m w)	Energía Generada (Gwh)
1975	800	2.772
1976	1.000	2.880
1977	1.200	3.086
1978	1.650	3.983
1979	1.650	4.666

Teniendo en consideración que la energía media anual de diseño de El Chocón es de 3.350 Gwh, y la de Planicie Banderita de 1.500 Gwh, sumando 4.850 Gwh desde mediados de 1978, la producción de 4.666 Gwh en 1979, habiendo pasado en el primer semestre por una condición hidrológica crítica, significó alcanzar el 96,2% de la capacidad proyectada.

Paralelamente, si de la tabla anterior tomamos el dato de 1977 (con El Chocón completado en agosto y Planicie Banderita sin entrar aún en Servicio), vemos que la producción de 3.086 Gmh representa el 92% de la proyectada. Si se tiene en cuenta que la turbina N° 6 ingresó al servicio en agosto, dicho porcentaje alcanza prácticamente el 100% para las condiciones de diseño.

FUTUROS APROVECHAMIENTOS

En los proyectos de generación eléctrica dentro de la Provincia del Neuquén podemos diferenciar:

- A) Grandes Proyectos Hidro-eléctricos, en estudio y/o en ejecución.
- B) Proyectos de aprovechamientos de pequeños saltos (mini y micro-turbinas)
- C) Proyectos de aprovechamiento geotérmico.

En el presente trabajo sólo consideramos los del Grupo (A) que están suficientemente avanzados como para tener un cronograma tentativo de puesta en servicio (*).

Dentro de este marco condicionante, son de mencionar. (**)

CENTRAL ARROYITO

Está ubicada sobre el río Limay, cercana a la toma de riego de Arroyito, a 25 Km aguas abajo del Chocón, al que sirve como compensador, permitiendo que independice sus erogaciones de los requerimientos aguas abajo.

(*) Por su magnitud e importancia agregamos como excepción las menciones a los proyectos El Chihuido y Segunda Angostura.

(**) Para ampliar detalles sobre los emprendimientos que se mencionan ver Anexos.

La central, al pie de presa, está prevista con tres grupos tipo bulbo o Kaplan, de 40 Mw c/u, que utilizan un caudal nominal de 300 m³/seg. y un salto nominal de 15,85 m.

Con una potencia instalada de 120 Mw, la energía media anual prevista es de 780 G wh.

Adicionalmente a la generación propia, se calcula que la acción reguladora de la presa permitirá un ligero incremento en la producción media anual de El Chocón.

El cronograma prevé su ingreso al servicio en el curso de 1981.

COMPLEJO ALICOPA

Comprende los siguientes aprovechamientos:

- Central Alicurá

Ubicada sobre el Río Limay, en paraje Alicurá, a 100 Km, de Bariloche, se trata de una central de tipo convencional con la turbina tipo Francis de 257 Mw c/u, por lo que la potencia instalada suma 1.028 Mw, con una potencia garantida de 1.000 mw.

Esa potencia se obtiene con un caudal nominal de 300 m³/seg y un salto nominal de 108 m variando hasta un máximo de 118 m y un mínimo de 107 m.

La energía media anual a producir por esta Central es de 2.360 G wh.

La obra incluye la construcción de la línea de transmisión Alicurá - El Chocón, mediante la cual alimenta al S.I.N.

El cronograma original establecía que el primer turbo-grupo entraría en servicio en 1983, completándose la instalación en 1985.

- Central Piedra del Aguila

Ubicada sobre el Río Limay, aguas abajo de Alicurá, el proyecto contempla una central a pie de presa, con 6 turbinas tipo Francis de 350 MW c/u, sumando una potencia instalada nominal de 2.100 MW, con una capacidad de generación media anual de 5.930 GWh/año. La potencia garantida para esta central es de 2.100 y la potencia continua de 368 Mw.

Esta potencia se obtiene con un caudal nominal del río en esa ubicación de 753 m³/s y un salto nominal de 87,70 m, siendo el caudal turbinable (de diseño) de 465 m³/s.

El Proyecto no incluye obras complementarias, inyectando su producción a la línea que unirá las Centrales Alicurá y El Chocón. En el futuro, se prevé que Piedra del Aguila sea el punto de partida de la líneas de 500 Kv que vincularán las Regiones Comahue y Patagónica, con interconexión en Choele Choel. El cronograma de obras contempla la incorporación de esta Central al servicio comercial en 1989, constituyéndose en la última central que se prevé agregar al servicio en el Comahue en el curso de la década del '80.

- Central Collón Curá

Esta Central completa, junto con Alicurá y Piedra del Aguila, el denominado Proyecto Alicopá.

Quedará ubicada sobre el río Collón Curá en las inmediaciones de su desembocadura en el Limay, siendo Junín de los Andes la ciudad más cercana.

La central a pie de presa, integrará su parque generador con 4 turbinas Francis de una potencia unitaria de 175 MW, sumando 700 MW de potencia instalada con 140 MW de potencia continua, y 700 de potencia garantida.

La potencia de diseño se obtendrá turbinando un caudal de 332 m³/s a una altura de salto nominal de 65 m. Como referencia, señalemos que el caudal medio del río es de 370 m³/s en la ubicación de la presa.

Se prevé para esta Central una generación media anual de energía de 2.260 G WH/año, contemplándose su puesta en servicio comercial entre los años 1995 y 2000.

COMPLEJO HIDROELECTRICO LIMAY MEDIO

COMPRENDE LOS SIGUIENTES PROYECTOS:

- Central Pichi Picún Leufú

Ubicada sobre el Rio Limay, entre las de Piedra del Aguila y Michu-
huao, conforma, junto con esta última, el complejo Hidro-eléctrico "del Limay
Medio".

El diseño contempla la instalación de una central integrada a la
presa, con cuatro turbogrupos tipo Francis de 100 MW cada uno, sumando una poten-
cia continua calculada para las condiciones de inserción en la curva de carga
es de 22 MW).

Dicha potencia de diseño se alcanza tubinando 370 m³/s con el salto
de diseño nominal de 31,8.

La generación anual media de energía prevista para la Central es de
1640 GWh/año, no contemplando obras complementarias. La inyección de la produc-
ción de esta Central se hará al sistema de transporte que une Alicurá con El
Chocón, siguiendo la traza general del Rio Limay.

El desarrollo de las previsiones de demanda y la inserción en el Plan
Nacional de Equipamiento prevén la incorporación de esta central al servicio
comercial en 1990.

- Central Michihuao

Este emprendimiento completa, con el de Pichi Picún Leufú, el Pro-
yecto Limay Medio.

La presa, sobre el Limay estará ubicada entre las de Pichi Picún

Leufú y El Chocón y se ha previsto para el proyecto una central integrada a la presa.

El parque generador estará compuesto por cuatro turbinas tipo Francis de 150 MW cada una, con una potencia instalada total de 600 MW, y una potencia continua de 109 MW. Las condiciones de diseño contemplan el turbinado de 420 m³/s con una altura de caída nominal de 41,6 m. Cabe aclarar que el módulo del río en esa localización es de 753 m³/s.

La energía media anual cuya generación se prevé para esta central es de 2.440 G wh/año. El proyecto no contempla obras complementarias, y la producción ingresará al cordón de transporte en 500 Kv ya mencionado.

En función de las previsiones de demanda energética, se prevé el ingreso al servicio comercial de esta Central en 1983.

- Central El Chihuido

Esta Central, sobre el río Neuquén, estará ubicada a 5,5 Km de la confluencia de dicho río con el Río Agrio, a una distancia de 70 Km de la ciudad de Zapala.

La central, a pie de presa, contará con 6 turbinas tipo Francis de 312,5 MW cada una, sumando 1.875 MW de potencia instalada, comparable a la suma de El Chocón, Planicie Banderita y Arroyito.

Dicha potencia de diseño se alcanza turbinando un caudal de 295 m³/s con una altura de caída de 116,60 m. La potencia continua es de 189 MW y la garantía con 95% de probabilidades es de 1568 MW.

El proyecto no contempla la ejecución de obras complementarias, y se prevé una generación energética media anual de 2.860 GWh/año.

Este aprovechamiento, incluido en el Plan Eléctrico Nacional, no tiene cronograma previsto de puesta en servicio.

- Central Segunda Angostura

Este aprovechamiento, que no ha sido incorporado al Plan de Nacional de Equipamiento Eléctrico se ubica sobre el Río Limay, en la desembocadura del Lago Nahuel Huapí, a 40 Km. al NE de San Carlos de Bariloche.

El estudio previo prevé una central con 2 turbinas tipo Francis que suman 120 MW de potencia instalada, con una potencia continua de 45,8 MW y potencia garantida de 110 MW. La potencia de diseño se obtendría con un caudal turbinado de 244,8 m³/s y una caída nominal de 27,1 m.-

La energía media anual que se prevé generaría esta central suma 451 GWh/año.

TRANSMISION Y TRANSFORMACION DE ENERGIA ELECTRICA

La Provincia del Neuquén, a través de su Dirección de Agua y Energía Eléctrica, está desarrollando un programa de electrificación en tensiones medias y altas que se concentra esencialmente en el denominado "Sistema Eléctrico Anillo Norte", el que vincula líneas preexistentes con las nuevas programadas.

A su vez, la Provincia está ligada eléctricamente con el Sistema Interconectado Alto Valle y con el S.I.N. La vinculación con el S.I. Alto Valle se efectúa mediante una línea de 132 Kv que une la Central Alto Valle con la E. T. Cipolletti y Gral. Roca, desde donde parten las secundarias en 66 Kv.

Otra línea, también en 132 Kv, alimenta a las instalaciones de INDUPA S.A. en Cinco Saltos, Pcia. de Rio Negro.

Y por último, completando el juego de canalizaciones eléctricas hacia el exterior de la Provincia, parte de El Chocón la doble línea de 500 Kv que alimenta el Sistema Interconectado en Ezeiza, con estaciones intermedias de compensación y transformación en Puelches y Henderson.

Dentro de los límites provinciales, la Central Alto Valle (nudo inicial del Sistema Eléctrico Provincial) se une con la Central El Chocón por una línea de 132 Kv que continúa en esta tensión hasta Cutral C ó y llega a Zapala, formando la rama Sur del "Anillo Norte".

Paralelamente a la línea de 132 Kv mencionada, entre Cutral C ó y Zapala se mantiene la antigua línea de 33 Kv cuyo obsolescencia no permite su utilización confiable.

Desde Zapala el anillo continúa hacia el Norte con líneas de 33 Kv a

✓ Las Lajas, Loncopué y Norquín, y desde allí se prevé realizar el cierre del mismo en 132 Kv hacia Chos Malal, mientras se halla en ejecución el cierre entre Chos Malal y Puesto Hernandez, que se continúa con la línea existente de 132 Kv a Medanitos (Pcia. de La Pampa) hasta completar el anillo en la Ciudad de Neuquén.

Del Anillo Norte parten hacia el interior de la Provincia, varios ramales accesorios: Uno de ellos alimenta desde El Chocón a la localidad de El Sauce en 33 Kv, desde donde emergen dos líneas en 13,2 Kv a Paso Aguerre y a Picún Leufú.

De las barras de 13,2 Kv de Las Lajas partirá una vez completada, la línea que alimente a Bajada del Agrio.

El tercer ramal se inicia en Loncopué e interconecta en 33 Kv a Caviá-hue, siguiendo en 13,2 Kv hasta Copahue.

Y finalmente, parte de Chos Malal una línea de 12,3 Kv que alimenta a Taquimilán.

Interconectada a dicho anillo se encuentra la Central Planicie Bandेरita (vinculada con la Central Alto Valle por una línea de 132 Kv), que se une a su vez en la misma tensión con Portezuelo Grande, continuando a Añelo y El Chañar.

Cabe acotar que el tramo Loncopué-Noquín (33Kv) está preparado para operar en 132 Kv, y en 66 Kv el tramo Las Lajas - Loncopué (actualmente en 33 kv).

Se han obviado en la presente descripción las líneas de tendidos cortos en 13,2 Kv que parten del Anillo, para alimentar a consumos específicos como Aeropuertos o Repetidoras de ENTEL.

Independientemente del Anillo Centro-Norte mencionado, podemos mencionar los tendidos en 13,2 Kv Andacollo-El Manzano_Huïnganco y Andacollo-Las Ovejas.

En el Sur de la Pcia., se cuenta con la línea de 33 Kv entre San Martín de los Andes y Junín de los Andes.

Los Cuadros adjuntos indican las características esenciales de las líneas para las cuales se obtuvo información. La misma, que se ha volcado en lo posible en el Mapa y diagrama unifilar adjunto, debe considerarse aproximada, y a completar con la información que proporcionen los organismos Provinciales.

Es evidente que el esfuerzo realizado por la Provincia del Neuquén a través de su Dirección de A. y E. E. en la zona Centro Norte establece, desde el punto de vista de la infraestructura eléctrica creada, una situación diferencial notable con la zona Sur, que deberá valorarse adecuadamente en cuanto a su incidencia en los eventuales proyectos de desarrollo de industrias electro-intensivas.

Si bien se ha previsto el análisis de un tendido en 132 Kv desde la central Alicurá hasta San Martín de los Andes, lo que puede representar, -de concretarse, el paso inicial de una malla de transmisión y distribución provincial más equilibrada- la posición actual es netamente favorable a los Departamentos ubicados en las regiones cubiertas por el Anillo Centro-Norte.

LINEAS DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA EN NEUQUEN (*)

LINEA	Longitud (Km)	Tensión Nominal (Kv)	Sección (mm ²)	Conductores
Alto Valle- Cipolletti	10	132	240/50	A1/Ac

Alto Valle-Chocón	80	132	300/50	Al/Ac
Chocón-Cutral Có	57	132	150/25	Al/Ac
Cutral Có-Zapala	75	132	150/25	Cu
Zapala-Las Lajas		33	210/12	Al/Ac
Las Lajas-Loncopué	73	33	210/12	Al/Ac
Loncopué-Norquín		33	150/25	Al/Ac
Norquín-Chos Malal	85	132	150/25	Al/Ac
Chos Malal-Puerto Hernandez	142	132	150/25	Al/Ac
Pto. Hernandez-Medanitos		132	150/25	Al/Ac
Medanitos-Alto Valle	118	132	150/25	Al/Ac
Alto Valle-Planicie Banderita	76	132	300/50	Al/Ac
Añelo-El Chañar		132	150/25	Al/Ac
Chocón-El Sauce	64	132	150/25	Al/Ac
El Sauce-Picón Leufú		13,2	50	Cu
El Sauce-Pº Aguerre		13,2	50	Cu
Loncopué-Caviahue		33	70/12	Al/Ac
Caviahue-Copahue		13,2	50	Al/Ac

(*) Información a confirmar.

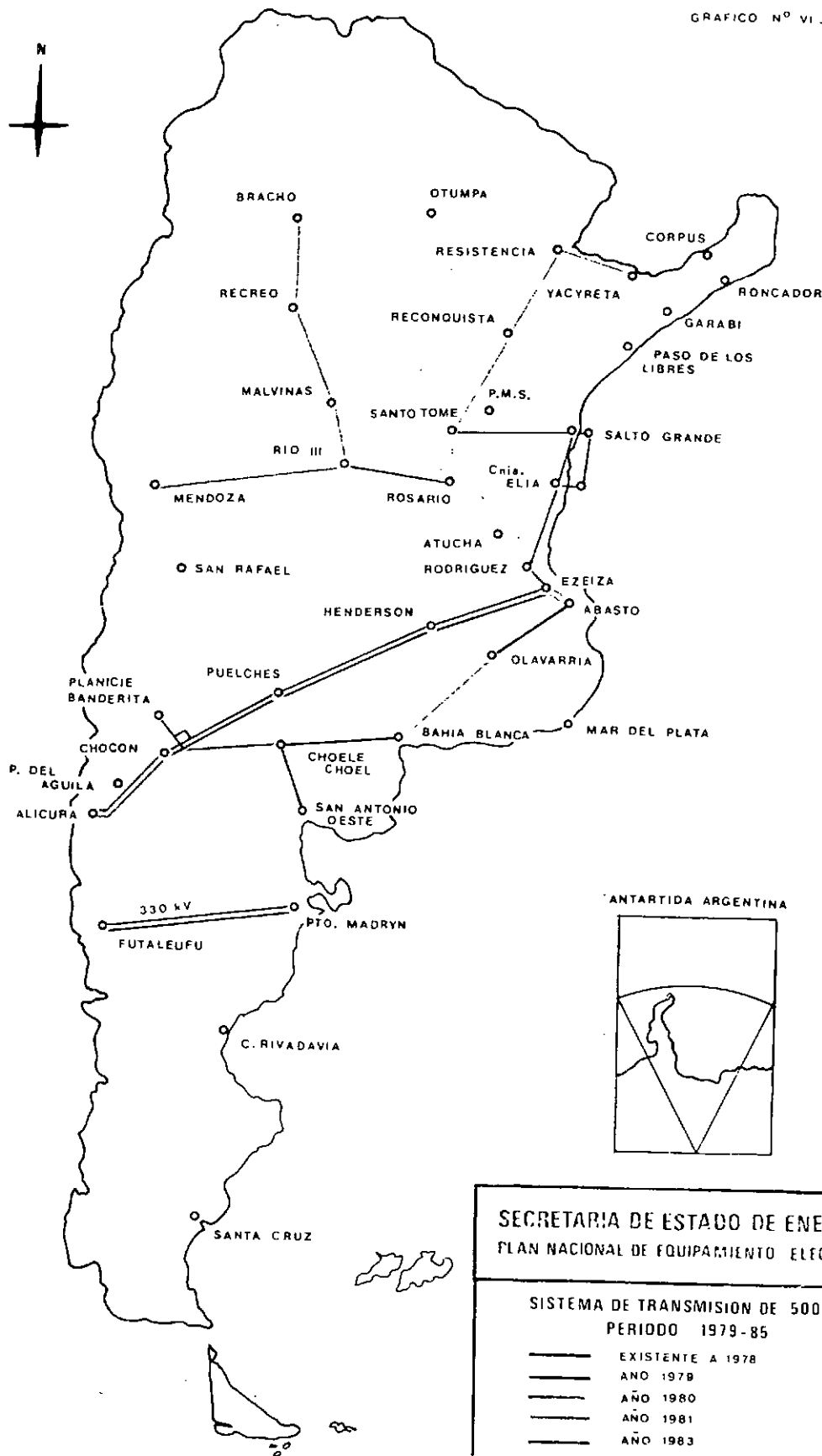
Cabe mencionar también que la integración de las grandes Centrales Hidroeléctricas planificadas en la Provincia, al Sistema Interconectado Nacional lleva a efectuar obra en Transmisión que unirán en ⁵⁰⁰ 500 KV las centrales sobre el Río Limay, desde Alicurá hasta El Chocón, con línea doble (a concretarse antes de 1985). En el mismo período se prevé poner en operación la línea que conecta El Chocón con Choele Choel.

En el período 1985-1990, se instalará, siempre en el Sistema de 500 KV, otra alimentación a Choele Choel desde Piedra del Aguila, interconectando las re-

giones Comahue y Patagónica pues Choele Choel ya estará interconectada con Puerto Madryn vía San Antonio Oeste.

En el mismo lapso la región Comahue quedará conectada con Cuyo, ya que se concretará la línea en simple terna desde Planicie Banderita hasta San Rafael.

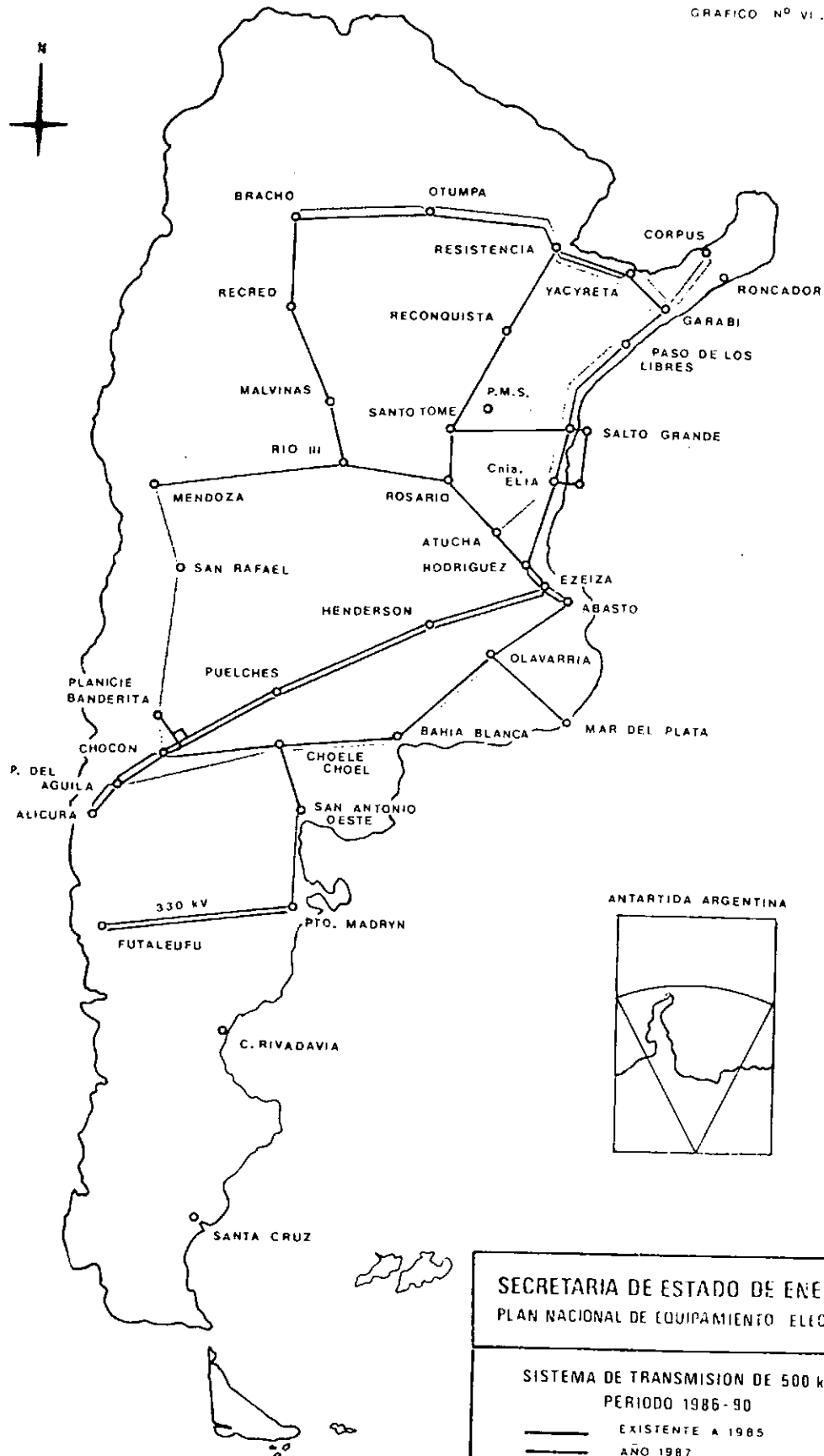
La evolución de este interconexiónado puede verse en los tres Gráficos que se insertan a continuación.



SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA
PLAN NACIONAL DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO

SISTEMA DE TRANSMISION DE 500 kV
PERIODO 1979-85

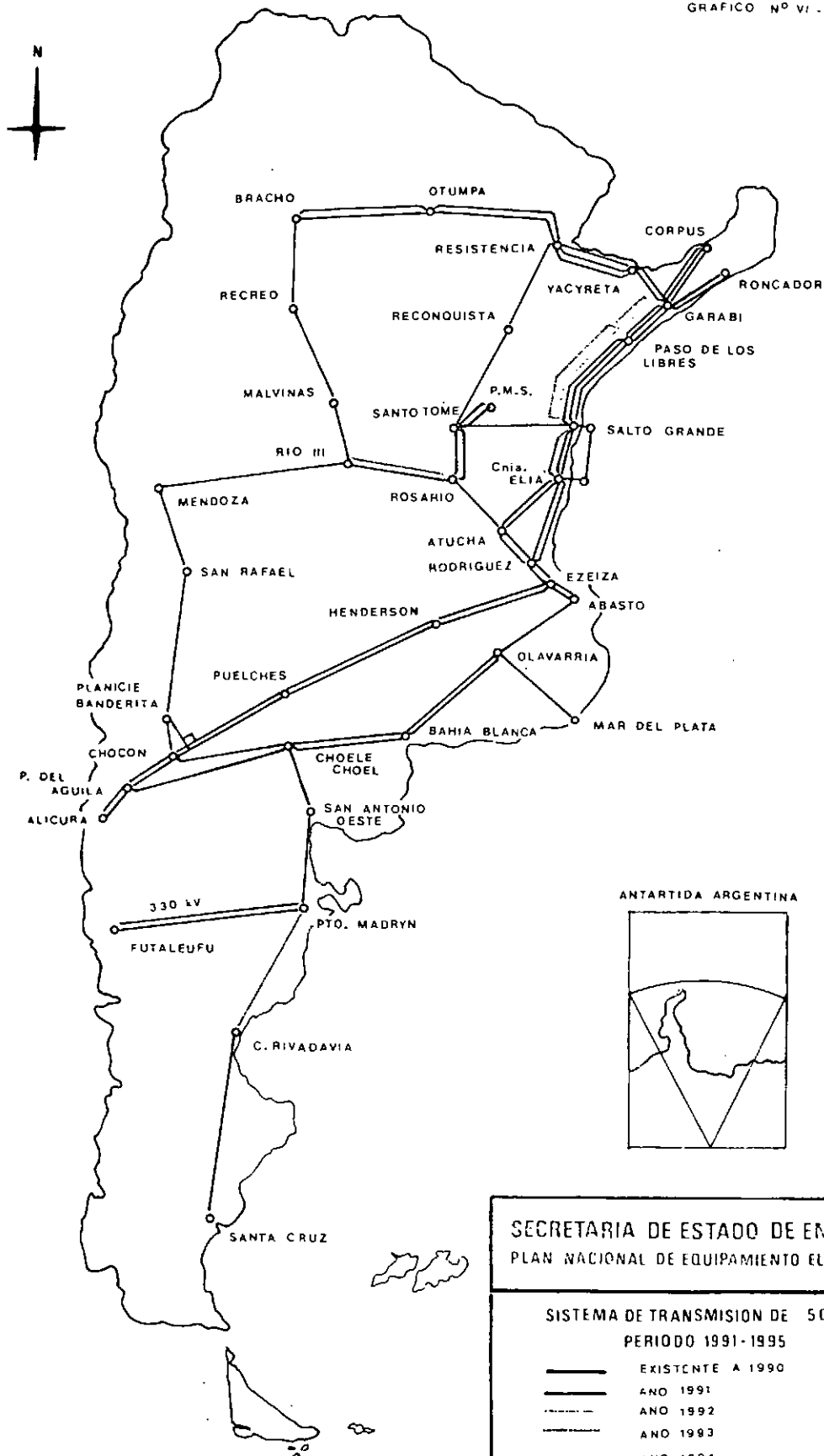
—	EXISTENTE A 1978
—	AÑO 1979
—	AÑO 1980
—	AÑO 1981
—	AÑO 1983
—	AÑO 1984
—	AÑO 1985



SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA
PLAN NACIONAL DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO

SISTEMA DE TRANSMISION DE 500 kV
PERIODO 1986-90

- EXISTENTE A 1985
- AÑO 1987
- AÑO 1989
- AÑO 1990



SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA
PLAN NACIONAL DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO

SISTEMA DE TRANSMISION DE 500 kV
PERIODO 1991-1995

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

La evolución del consumo de energía eléctrica en el país y en la Pcia. del Neuquén se detallan en el cuadro siguiente, en el que se han volcado los datos de la Pcia. a nivel departamental hasta el año 1978, por ser el último para el cual existen datos procesados.

Se ha computado como consumo la energía facturada en c/jurisdicción. Con los datos del Cuadro se elaboró el Gráfico que se inserta a continuación del mismo.-

Es evidente que el crecimiento de la demanda en el período fue superior al aumento en la cantidad de usuarios (71% s 38%), lo que representa un aumento del consumo específico en el orden nacional del 24% (desde $2.796 \frac{\text{Kwh}}{\text{usuario año}}$ hasta $3.471 \frac{\text{Kwh}}{\text{usuario año}}$).-

En la Pcia. del Neuquén el crecimiento es aún mayor (204% consumo vs. 97,7% cant. de usuarios), pero con aumento del consumo específico (desde $3.761 \frac{\text{Kwh}}{\text{usuarios-año}}$ hasta $4.998 \frac{\text{Kwh}}{\text{usuarios-año}}$). Es decir que el usuario neequino, que en 1970 consumía en promedio un 34,5% más que el usuario argentino medio, aumentó esta diferencia en 1978 a 44%.

Veamos rápidamente la distribución geográfica de este consumo provincial.

Sin duda Confluencia es el Dpto. de mayor importancia socioeconómica de la Pcia. y representa (1978) el 75,5% del consumo provincial, el 74,7% de los usuarios, y el 99,7% de la producción de energía.

Es decir que en 1978 Confluencia generaba $166.738 \frac{\text{Kwh}}{\text{usuarios-año}}$ y

ENERGIA FACTURADA Y USUARIOS EN NEUQUEN

DEPARTAMENTOS	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
<u>ALUMINE</u>									
Facturación (Mwh)	63	172	170	192	226	292	395	437	461
Usuarios	147	156	170	179	186	206	203	223	244
<u>AÑELO</u>									
Facturación (Mwh)	-	-	-	-	-	-	-	692	830
Usuarios	-	-	-	-	-	-	-	98	160
<u>CATAN LIL</u>									
Facturación (Mwh)	-	-	-	-	25	26	26	26	32
Usuarios	-	-	-	-	16	16	22	23	26
<u>COLLON CURA</u>									
Facturación (Mwh)	8	29	26	33	73	98	157	232	361
Usuarios	29	30	32	33	36	43	74	81	103
<u>CONFLUENCIA</u>									
Facturación (Mwh)	50.671	82.023	86.881	87.586	83.195	93.282	104.889	114.900	129.223
Usuarios	13.363	15.979	17.931	18.851	19.175	19.985	24.020	24.706	25.573
<u>CHOS MALAL</u>									
Facturación (Mwh)	561	631	726	861	1.013	1.270	1.522	1.555	1.770
Usuarios	538	557	531	657	737	821	833	941	1.177
<u>HUILICHES</u>									
Facturación (Mwh)	268	361	387	436	451	696	815	1.196	1.277
Usuarios	262	260	293	315	394	489	516	598	641
<u>LACAR</u>									
Facturación (Mwh)	1.659	1.879	2.037	2.464	2.938	3.725	4.188	5.558	6.161
Usuarios	927	927	986	1.122	1.167	1.293	1.352	1.428	1.691

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
<u>LONCOPIE</u>									
Facturación (Mwh)	70	74	163	202	179	344	372	340	483
Usuarios	166	168	193	202	230	259	270	298	316
<u>LOS LAGOS</u>									
Facturación (Mwh)	89	325	352	385	477	585	709	640	800
Usuarios	156	172	216	249	298	339	354	338	371
<u>MINAS</u>									
Facturación (Mwh)	6	49	48	52	103	160	212	204	222
Usuarios	39	63	71	78	127	139	163	206	221
<u>NORQUIN</u>									
Facturación (Mwh)	-	121	117	147	209	262	370	361	372
Usuarios	-	40	40	42	226	235	258	278	276
<u>PEHUENCHES</u>									
Facturación (Mwh)	22	10	14	16	39	48	47	45	62
Usuarios	37	39	40	45	71	72	74	96	108
<u>PICUNCHES</u>									
Facturación (Mwh)	251	356	365	350	488	892	1.032	1.131	1.257
Usuarios	248	267	291	324	381	398	431	433	451
<u>PICUN LEUFU</u>									
Facturación (Mwh)	-	14	85	139	-	-	-	-	-
Usuarios	-	8	11	11	-	-	-	-	-
<u>ZAPALA</u>									
Facturación (Mwh)	11.400	24.062	20.577	26.515	23.066	29.591	26.346	26.381	28.096
Usuarios	1.390	1.598	1.651	1.721	2.546	2.672	2.691	2.775	2.857

consumía 5.053 $\frac{\text{Kwh}}{\text{usuarios-año}}$ cifra esta última cercana al promedio del total de la Prov.

La sigue en importancia con 16,4% del consumo provincial el Dto. Zapala cuyo consumo específico aumentó entre 8.201 $\frac{\text{Kwh}}{\text{usuarios-año}}$ en 1970 y 9.384 $\frac{\text{Kwh}}{\text{usuarios-año}}$ en 1978, ambos muy superiores al promedio provincial. Recordemos que, con una potencia instalada que se redujo en 50% en dicho período, la producción eléctrica de Zapala se redujo en los últimos años a niveles no significativos, por lo que es un su casi totalidad recibida desde Confluencia.

Lácar, un 3,6% del consumo eléctrico de la Pcia., se ubica en 3º lugar provincial. En este Dto., ubicado en el Sur de la Pcia., el consumo por usuario aumentó desde 1.790 $\frac{\text{Kwh}}{\text{usuarios-año}}$ (1970) hasta 3.643 $\frac{\text{Kwh}}{\text{usuarios-año}}$ (1978). Es decir un incremento superior al 100% en 10 años. Debe destacarse que el Dto. Lácar se autoabastece en Energía Eléctrica, siendo todo el consumo generado dentro de sus límites.

En el Noroeste de la Pcia. se ubica, en 4º lugar por su importancia en el consumo, el Dto. Chos Malal. El crecimiento de sus consumos por usuario ha sido relativamente lento (1.043 $\frac{\text{Kwh}}{\text{año}}$ 1980 a 1.504 $\frac{\text{Kwh}}{\text{año}}$ en 1978) pero su evolución resulta interesante por ser uno de los pocos departamentos alejados de la Capital provincial en que se ha producido un crecimiento significativo en el N° de usuarios (entre 1970 y 1978, casi 120%), y con autoabastecimiento eléctrico.

En niveles de consumo muy similares entre sí se ubican, Huiliches y Picunches, cuyos consumos crecían entre 1970 y 1978 en 376% y 400%, respectivamente. Ambos Dtos. reciben lo esencial de la energía que consumen, de centrales ubicadas fuera de sus límites.

Los demás Dtos. de la Pcia., con consumos inferiores a 1.000 Mwh/ año, han tenido en general crecimientos porcentuales de importancia en el período considerado, pero su escasa población (baja cantidad de usuarios), hace que las cifras absolutas no sean significantes.

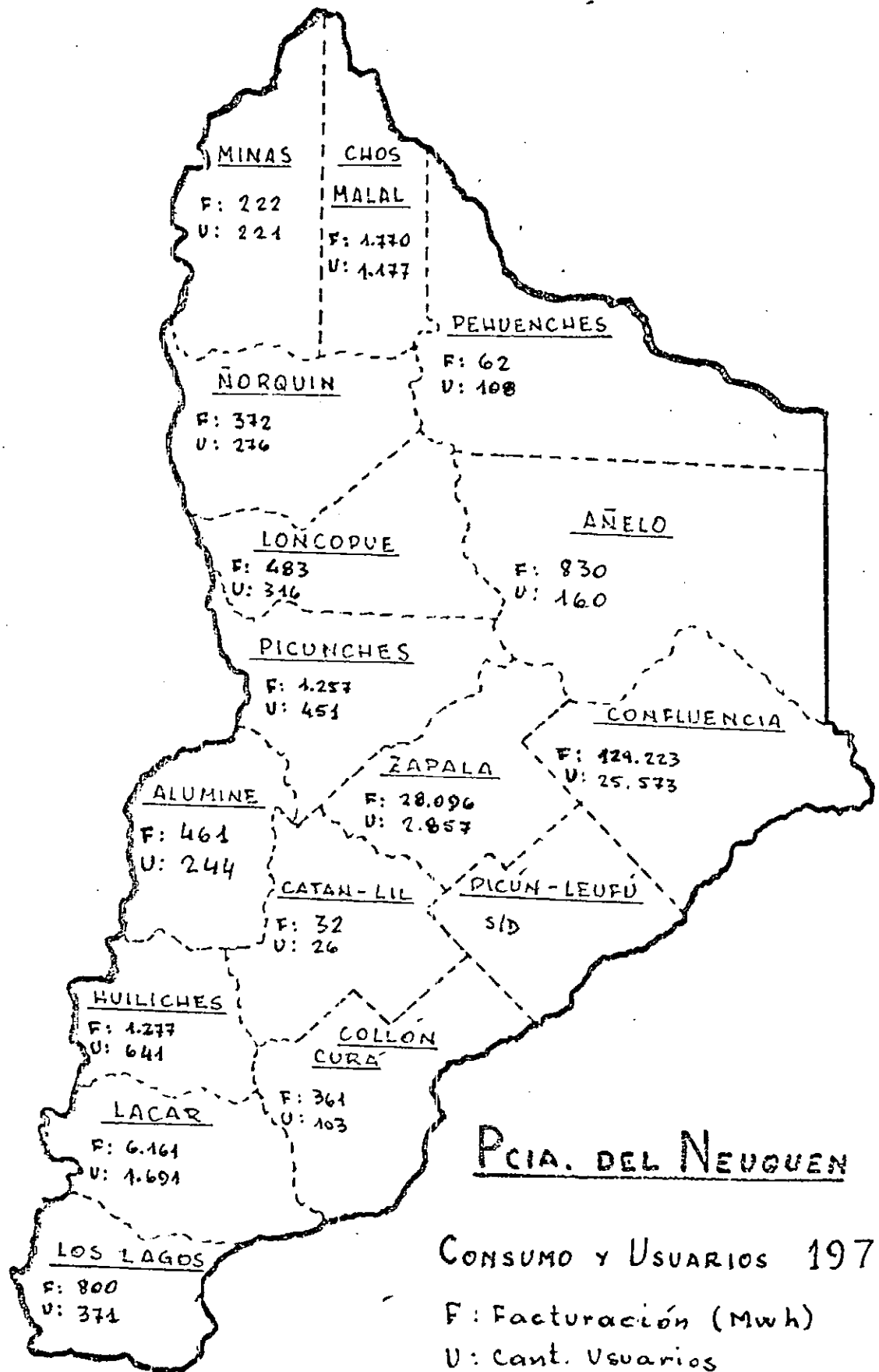
No obstante puede considerarse que, fuera del privilegiado ángulo centro-oriental de la Pcia., Chos Malal, en el NORte, Huiliches en el S.O. y Picinches en el Centro-Oeste, como departamento con un razonable consumo establecido, con interesantes puntos de apoyo para un buen cubrimiento futuro del territorio provincial con prestación de servicio público.

Los Mapas que se acompañan indican los datos más significativos del consumo provincial.

Veamos ahora cómo se estructura el consumo, y la evolución de dicha estructura. En 1970, el perfil de utilización de la E. E. fue el indicado en el Sgte. Cuadro.

PERFIL DE UTILIZACION DE LA ENERGIA ELECTRICA EN 1970

	Total Pais		Pcia. Neuquén	
	GWh	%	Mwh	%
Energía entregada a la Red	15.874	100,0	70.116	100,0
Pérdidas en la Red	2.075	13,1	5.000	7,2
Consumo Industrial	4.933	31,1	35.491	50,6
Consumo Residencial	4.995	31,5	12.636	18,0
Consumo Comercial	1.838	11,5	4.844	6,9
Otros Consumos (*)	2.039	12,8	12.145	17,3



ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
<u>A. Residencial</u>										
A.1. Total País (Gwh)	4.995	5.253	5.613	5.855	6.115	6.621	6.950	7.113	7.586	8.029
A.2. Total Neuquén (Mwh)	12.636	16.319	18.464	19.821	22.786	29.262	33.541	37.138	40.761	48.100
<u>B. Comercial</u>										
B.1. Total País (Gwh)	1.832	1.935	2.062	2.138	2.154	2.233	2.222	2.405	2.549	2.796
B.2. Total Neuquén (Mwh)	4.844	6.095	6.738	7.129	8.010	9.787	12.295	13.764	4.846	17.300
<u>C. Industrial</u>										
C.1. Total País (gwh)	4.973	5.569	6.614	7.301	7.962	8.517	8.724	9.785	10.441	13.287
C.2. Total Neuquén (Mwh)	35.491	72.790	70.168	74.349	62.505	70.355	73.020	77.682	89.689	112.500
<u>D. Otros Consumos (*)</u>										
D.1. Total País (Gwh)	2.193	2.465	2.609	2.761	2.861	3.048	3.205	3.244	3.393	3.388
D.2. Total Neuquén (Mwh)	12.029	14.902	16.578	18.079	19.175	21.867	22.224	25.114	27.700	33.500
<u>E. Pérdidas en la Red</u>										
E.1. Total País (Gwh/%)	2.075/13,1	2.410/13,7	2.487/12,8	2.706/13,0	2.739/13,0	3.162/13,4	2.975/14,1	3.392/13,1	3.631/13,2	S/D
E.2. Total Neuquén (Gwh/%)	5/7,1	12,4/10,1	6,8/5,7	48,9/29,0	15,4/12,0	2135/61,9	17,0/10,7	18,4/10,7	16,9/9,0	S/D
<u>F. Energía Entregada a la Cal;</u>										
F.1. Total País (Gwh)	15.874	17.632	19.385	20.761	21.831	23.581	21.076	25.939	27.522	S/D
F.2. Total Neuquén (Mwh)	70.116	122.479	118.741	168.331	127.903	344.752	158.068	172.095	188.319	S/D
<u>G. Energía Facturada</u>										
G.1. Total País (Gwh)	13.953	15.222	16.898	18.055	19.092	20.419	21.101	22.547	23.891	27.601
G.2. Total Neuquén (Mwh)	65.068	110.000	112.000	119.000	112.000	131.000	141.000	154.000	171.000	198.000
<u>H. Cant. Usuarios</u>										
H.1. Total País (miles)	4.990	5.230	5.474	5.728	5.999	6.250	6.469	6.682	6.883	S/D
H.2. Total Neuquén	17.302	20.264	22.456	23.829	25.590	26.967	31.261	32.522	34.215	S/D

(*) Oficial, Obras Sanitarias, Alumbrado Público, Riego Agrícola, Tracción, Consumo propio, oficinas, Suministro gratuito, etc. - S/D: Sin Datos

Resulta evidente la preeminencia en Neuquén del consumo industrial (más de la mitad de la Energía que se entrega a la red) a expensas de los sectores residencial y comercial. La mayor proporción (Nequén comparada con el total del país) del rubro "otros consumos", si bien no está discriminado en los datos estadísticos, probablemente refleja la mayor incidencia de los consumos oficiales.

La evolución del consumo en los distintos rubros se siguen el cuadro adjunto, en el que se comparan año a año los datos provinciales con el total del país.

Es de interés para el presente estudio establecer la proporción de la energía eléctrica generada en la Provincia que se "exporta" fuera de sus límites.

El siguiente cuadro es significativo en cuanto a mostrar la evolución que ha tenido dicha exportación.

DESPACHOS DE ENERGIA ELECTRICA DESDE NEUQUEN

Año	Destino	Cantidad (Mwh/año)
1970	Pcia. Río Negro	83.166
1971	" " "	64.353
1972	" " "	93.800
1973	" " "	116.137
	Gran Buenos Aires (G.B.A.)	372.720
1974	Pcia. Río Negro	219.061
	G.B.A. (Ezeiza)	2.251.355
1975	Río Negro	231.005
	G.B.A. (Ezeiza)	2.458.920
1976	Pcia. La Pampa	1.153

	Pcia. Rio Negro	220.664
	G.B.A. (Ezeiza)	2.561.070
1977	G.B.A. (Ezeiza)	2.493.580
	Buenos Aires (Henderson)	280.567
	Pcia. Rio Negro	282.000
1978	G.B.A. (Ezeiza)	2.977.730
	Buenos Aires (Henderson)	525.655
	Pcia. Rio Negro	334.000
	Pcia. La Pampa	2.302

Como se ve, entre 1970 y 1978 el despacho fuera de la Provincia se incrementó en 4.500 %. Pero esta cifra puede resultar engañosamente alta, por cuanto en el interior se encuentran en servicio El Chocón y Planicie Banderita que reemplazaron a nivel nacional parte de la oferta térmica.

De todos modos, si sólo consideramos el período entre 1974 y 1978, el incremento de despachos al exterior aumentó en 55%, mientras la generación en igual período aumentó un 51,4%. Es decir que la velocidad de crecimiento del "drenaje" de energía ha superado durante el período analizado a la velocidad de crecimiento de la producción provincial.

En cuanto a los destinos de dicha producción, queda claro del cuadro que la Pcia. de La Pampa participa muy marginalmente en dichos consumos, distribuidos esencialmente entre las Provincias de Rio Negro, Buenos Aires, y el Gran Buenos Aires.

El consumo de esta energía por parte de Rio Negro aumentó un 300% entre 1970 y 1978, y 52% entre 1974 y 1978.

La Pcia. de Buenos Aires incrementó su consumo de energía neuquina entre 1973 y 1978 en 41%.

El Gran Buenos Aires absorbió en 1978 32% más que en 1974.

Los porcentajes de participación de cada jurisdicción en el consumo de la energía producida en la Provincia del Neuquén resultan, para 1978, los siguientes.

	<u>GWh</u>	<u>%</u>
Energía Producida	4.278	100
Inyectada a la red neuquina Mwh	188	4,4
A G.B.A. (Ezeiza)	3.000	70,1
A Buenos Aires (Henderson)	526	12,3
A Pcia. Rio Negro	334	7,8
A Pcia. La Pampa	2	<u>4,6</u>
Pérdidas transmisión	Resto	

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

En el análisis de la demanda nacional de Energía Eléctrica, la S.E.D.E. y A. y E.E. han comparado algunos de los criterios de proyección habitualmente utilizados: Proyección según tendencia histórica, ^{con} tres alternativas: de máxima, de media y de mínima, y proyección según el crecimiento de la economía, con una alternativa para el aumento del P.B.I. de 4,5% anual y otra considerando ese aumento en 5,5%.

Se incluye el ^GGráfico que expone la evolución histórica de la Demanda total de ^FEnergía y el P.B.I. entre 1963 y 1976, donde se puede verificar una buena correlación entre las tasas correspondientes a ambos valores.

En las proyecciones que siguen la tendencia histórica se ha tenido en consideración el decrecimiento de la participación de la energía autogenerada que, desde un valor base de 16 % , se reduce a 5% en el año 2.000.

El gráfico de Proyecciones de Demanda total que se adjunta (y los Cuadros de Proyecciones que se incluyen en Anexos) reflejan la evolución prevista año a año según la tendencia histórica, las que se han complementado con la suma de consumos previstos por parte de usuarios especiales (nuevos proyectos consumidores, cuya magnitud excede de la ^{que} que puede ser absorbida puntualmente en los índices de crecimiento regionales).

Finalmente se incluye el Cuadro de Proyecciones en el que se comparan los obtenidos por los dos criterios expuestos, con sus alternativas. Del estudio del mismo se pueden ver las similitudes entre la Proyección de Media según tendencia Histórica con la Proyección según crecimiento Económico que asume una tasa de 5,5% para el P.B.I.

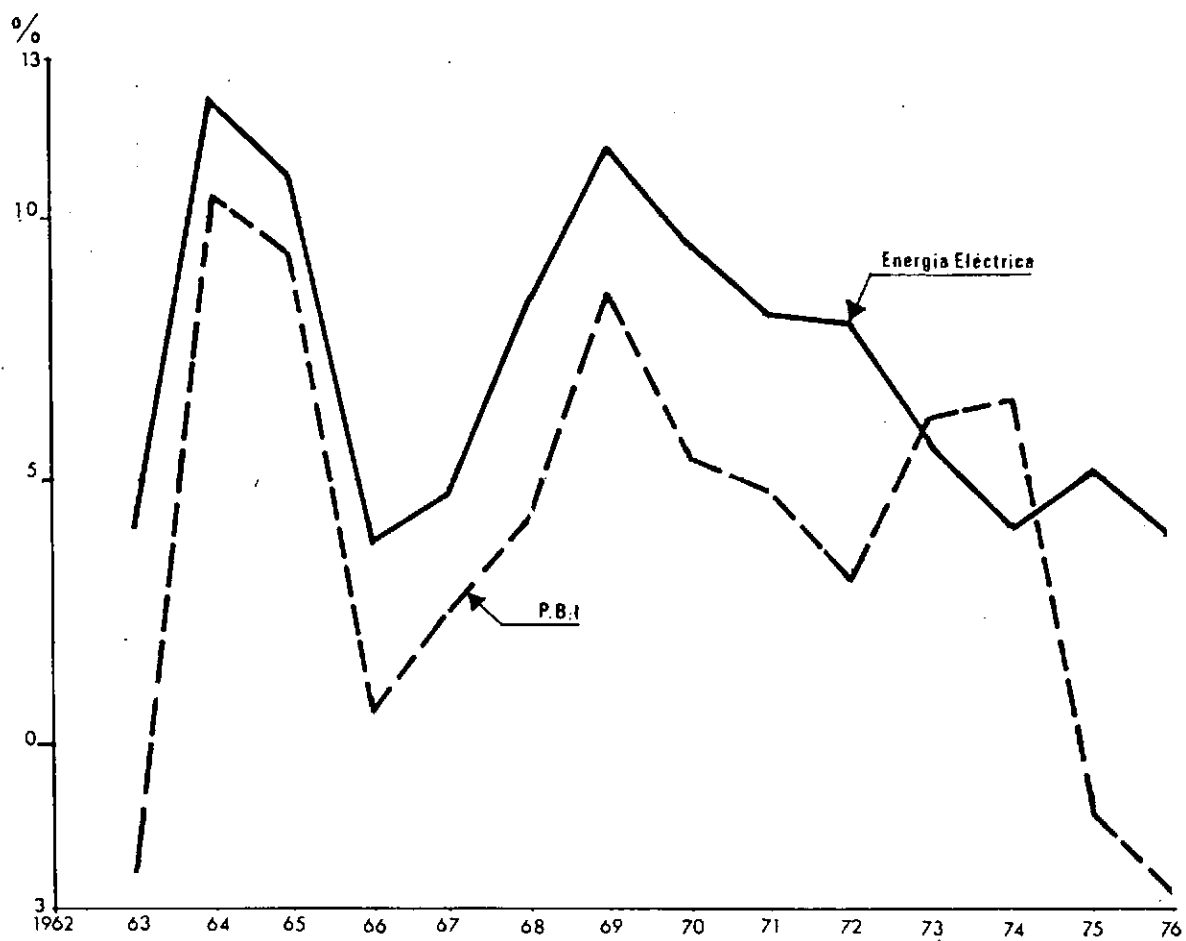
También se encuentra buena aproximación entre la Proyección Histórica de Mínima y la de Crecimiento Económico al 4,5% anual.

En función de las expectativas de la conducción económica del país se adoptó como base del Plan Eléctrico la Proyección Según Tendencia Histórica de media, equivalente al crecimiento que se obtendría con una tasa de 5,3% para el crecimiento del P.B.I. Esta es la que dicho plan denomina "Proyección Adoptada", a la que le corresponde una tasa de crecimiento anual de 8% en la demanda nacional de energía.

Se efectuó también una Comparación de las Proyecciones Sectoriales (título del gráfico que se incluye) encontrándose una correlación razonable entre la Proyección Adoptada y aquella que sigue al crecimiento Económico al 5,5% anual.

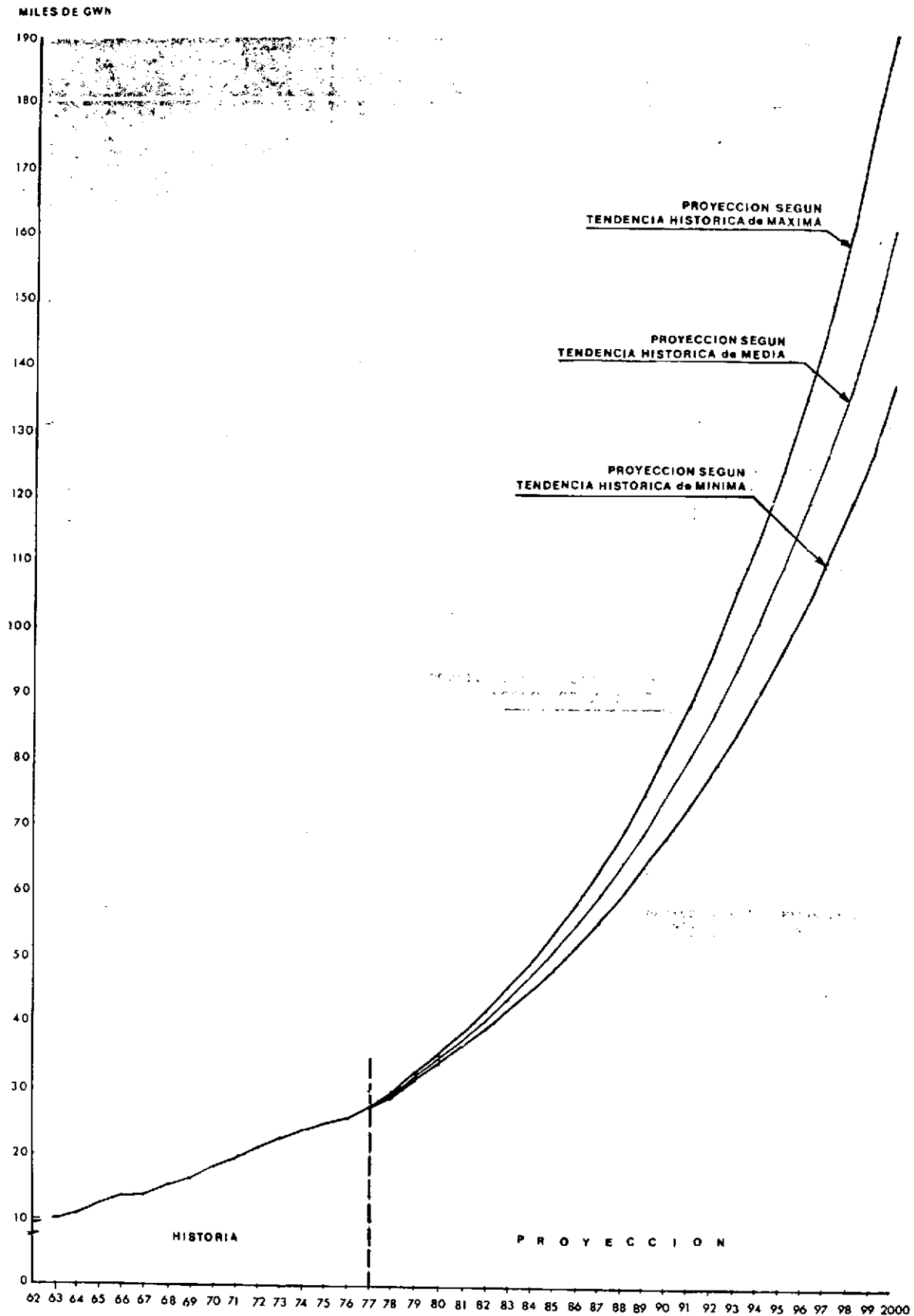
EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PRODUCTO BRUTO INTERNO

(PERIODO 1962-1976)



PROYECCIONES DE DEMANDA TOTAL

TOTAL DEL PAIS



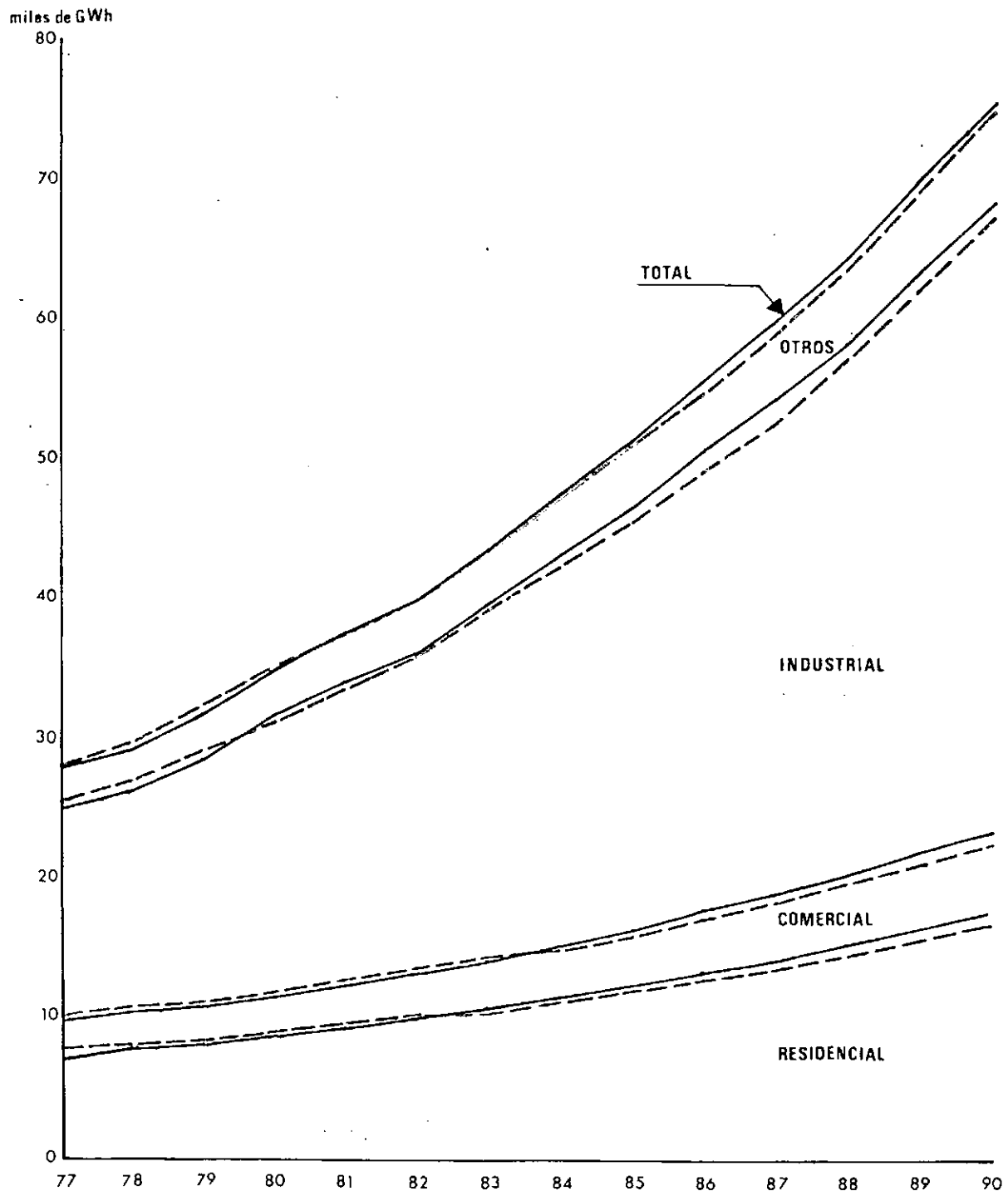
PROYECCIONES DE DEMANDA TOTALTOTAL DEL PAIS

CIFRAS EN GWh

AÑO	SEGUN TENDENCIA HISTORICA			SEGUN CRECIMIENTO ECONOMICO	
	MINIMA	MEDIA	MAXIMA	4,5% t.c.PBI	5,5% t.c.PBI
1977	27527	27527	27527	27527	27527
1978	28845	28894	28944	29509	29784
1979	32181	32392	32604	31634	32226
1980	34778	35228	35686	33912	34869
1981	37029	37777	38542	36354	37728
1982	39829	40922	42043	38971	40882
1983	42480	43966	45505	41777	44169
1984	45548	47490	49510	44785	47791
1985	48975	51451	54020	48010	51710
1986	52462	55539	58733	51467	55950
1987	56157	59919	63895	55173	60538
1988	60136	64663	69506	59145	65502
1989	64407	69802	75638	63403	70873
1990	69012	75371	82334	67968	76685
1991	73905	81336	89541	72862	82973
1992	79197	87794	97474	78108	89777
1993	84877	94787	106096	83732	97139
1994	90912	102273	115378	89761	105104
1995	97415	110372	125533	96224	113723
1996	104316	119035	136450	103152	123048
1997	111742	128401	148369	110579	133138
1998	119640	138453	161228	118541	144055
1999	128105	149268	175157	127076	155868
2000	137175	160955	190248	136225	168649

COMPARACION DE LAS PROYECCIONES SECTORIALES

— SEGUN TENDENCIA HISTORICA-PROYECCION ADOPTADA
 - - - SEGUN CRECIMIENTO ECONOMICO-5,3% P.B.I.



PROYECCIONES SEGUN TENDENCIA HISTORICA

SERVICIO PUBLICO

REGION COMAHUE

AÑO	CONSUMO DE ENERGIA						
	-GWh-						
	CREC.VEGETATIVO			USUARIOS ESPECIALES	CREC.VEGETATIVO + U.ESPECIALES		
	MINIMA	MEDIA	MAXIMA		MINIMA	MEDIA	MAXIMA
1977	656	656	656		656	656	656
1978	737	747	754		737	747	754
1979	828	851	868		828	851	868
1980	931	969	998		931	969	998
1981	1046	1104	1147		1046	1104	1147
1982	1176	1257	1319		1176	1257	1319
1983	1322	1432	1517		1322	1432	1517
1984	1486	1631	1745	205	1691	1836	1950
1985	1670	1860	2007	510	2180	2370	2517
1986	1861	2099	2285	555	2416	2654	2840
1987	2074	2369	2604	555	2629	2924	3159
1988	2285	2639	2927	555	2840	3194	3482
1989	2517	2942	3290	555	3072	3497	3845
1990	2743	3239	3645	555	3298	3794	4200
1991	2990	3561	4035	555	3545	4116	4590
1992	3260	3913	4467	555	3815	4468	5022
1993	3546	4298	4940	555	4101	4853	5495
1994	3851	4712	5454	555	4406	5267	6009
1995	4182	5164	6021	555	4737	5719	6576
1996	4541	5652	6641	555	5096	6207	7196
1997	4922	6183	7319	555	5477	6738	7874
1998	5334	6758	8058	555	5889	7313	8613
1999	5781	7380	8864	555	6336	7935	9419
2000	6260	8056	9750	555	6815	8611	10305

EVOLUCION PROVINCIAL

De los datos incluidos en la parte inicial del presente trabajo, la evolución histórica de la demanda entre 1970 y 1977 en la Provincia del Neuquén fue de 137 %, lo que representa una tasa anual de crecimiento de 13,1%, comparada con el 13,9% para el Comahue en su conjunto.

Si se proyectara esta tasa al año 2000 el consumo por usuario alcanzaría a 10.100 kwh/usuario-año, superior a la esperable para las zonas más industrializadas del país.

Dada la estrecha relación que la provincia guarda con la Región Comahue tanto en generación como en perspectiva de consumo industrial, a los efectos del balance electroenergético consideramos adecuado adoptar para la Provincia las proyecciones establecidas para dicha Región, las que se manifiestan en el cuadro adjunto.

En el rubro Usuarios Especiales, la proyección regional adiciona los consumos previstos para SIDERSUR (en San Antonio) con demanda prevista de 205 Gwh en 1984, 270 Gwh en 1985 y 315 Gwh desde 1986 en más, y los de la Planta de Agua Pesada en Arroyito con demandas previstas de 240 Gwh/año a partir de 1985.

En la proyección provincial hemos descontado la demanda de SIDERSUR.

Con dichas consideraciones se ha elaborado el siguiente cuadro.

PROYECCION SEGUN DEMANDA HISTORICA

PROVINCIA DE NEUQUEN

Año	Crecimiento Vegetativo (Gwh/a)	Usuarios Especiales (Gwh/a)	Total (Gwh/a)
1977	154	--	154
1980	227	--	227
1985	437	240	677
1990	760	240	1000
1995	1212	240	1452
2000	1891	240	2130

A pesar de la atenuación en la curva del crecimiento vegetativo, la Proyección del cuadro anterior representa una tasa promedio del 11,5% a.a. que sumada al consumo incorporado por la Planta de Agua Pesada, lleva a una tasa total de 12,1%.

El consumo estimado de esta manera para el año 2.000 representa el 43,7% de la generación del año 1979.

LA EVOLUCION DE LA OFERTA ELECTRICA

La oferta futura de Energía Eléctrica está, en el orden nacional, definida en el Plan Nacional de Equipamiento Eléctrico y de acuerdo con la filosofía expuesta por la S.E.D.E., cobran preponderancia en el Plan de .. Generación hidroeléctrica y nuclear frente a la térmica convencional.

El mencionado Plan cubre dos etapas: la llamada Etapa A, hasta 1985, establece como objetivo que la potencia instalada en dicho año sea de 15.026 Mw para lo cual, considerando la demora en la construcción de Yacyretá, se instalarán 500-550 Mw en Grupos Turbo-Gas entre 1983 y 1985.

En todo caso, se prevé la regularización de la oferta energética en el curso de las próximas dos décadas sobre la base de un intenso aporte hidroeléctrico -y secundariamente nuclear- con una significativa reducción en la participación de la energía eléctrica producida a partir de combustibles fósiles.

El cronograma previsto de inscripción de centrales es el siguiente:

INCREMENTO DE POTENCIA INSTALADA EN CENTRALES HIDROELECTRICAS DE SERVICIO PÚBLICO (CRONOGRAMA)

Año	Central	Potencia (Mw)
1981	Agua del Toro	130
- 1982	Arroyito	120
1983	Los Reyunes	224
1984	Las Maderas	31
	Pte. Ullum	30
	Piedras Maras	6

Año	Central	Potencia (Kw)
1985	Rio Grande (Central Bombea)	760
-	Alicurá	750
1886/89	Yacyretá	2.700
-1989	Piedra del Aguila	<u>1.590</u>
SUB TOTAL DECADA 1980		6.341

1990	Corpus	3.406
	Pichi Picún Leufú	400
1993	Garabí	2.196
	Michihuao	600
1994	Paraná Medio Chapetín	2.304
	Roncador	3.000
	Candor Cliff	
1995	San Pedro	<u>736</u>
SUB TOTAL 1991-1995		8.465

1995-2000	Collón-Curá	700
	Paraná Medio Patí	<u>3.300</u>
TOTAL AGREGADO POR EL PLAN ELECTRICO		18.806

INCREMENTO POTENCIA INSTALADA EN CENTRALES TERMICAS (SERVICIO PUBLICO)

<u>Años</u>	<u>Proyecto</u>
1983/1984	Turbo-Gas en cuyo (125 Mw)
	Turbo-Gas en NOA (125 Mw)

1985 Turbo-Gas en G.B.A. (300 Mw)

Los 3 proyectos compensan el posible déficit por la demora en las obras de Yacyretá.

Hasta 1995 el Plan prevé la instalación de 14 Centrales con un total de 2.179 Mw. Siendo los mayores Bahía Blanca (620 Mw); San Nicolás (350 Mw) y Costanera N (310 Mw). Las 11 restantes fluctúan entre una potencia mínima de 16 Mw y una máxima de 160 Mw.

R E S E N A

Los emprendimientos eléctricos programados por la S.E.D.E. y en distinto grado de estudio y ejecución (que compatibilizan los estudios de demanda y las disponibilidades de recursos para su concreción), configuran una situación de oferta eléctrica que se resume en los cuadros adjuntos, elaborados por la mencionada Secretaría.

El primero de ellos incluye el listado de los aprovechamientos hidroeléctricos en el orden nacional, y la información de cronograma permite analizar los avances relativos de cada una.

El segundo cuadro incluído proporciona información de diseño en cuanto a la potencia de los mismos aprovechamientos hidroeléctricos, siendo de particular interés los ^{tres} niveles de valores de ^PPotencias ^MMedias mensuales y ^GPotencias Garantidas, que resumen las condiciones de confiabilidad de servicio en función de los regímenes hídricos de los ríos embalsados, del tipo y capacidad del equipamiento definido para cada central, y de la inserción prevista para la misma en la curva de cargas.

En la página siguiente hemos incluído la variación a lo largo del período 1985-95 de la Calidad de Servicio Resultante en el Sistema Interconectado Nacional, donde se incluye el valor de potencia en reserva y la calidad de servicio.

Este cuadro es particularmente interesante ya que se verifica que aún de cumplirse rigurosamente los cronogramas previstos en el Plan -y ya hemos comentado el atraso de Yac^zyretá- las previsiones estadísticas de fallas se encuentran en niveles límites en los años 1987, 88, 89, 91 y 93.

Esto es así aun cuando los porcentajes nominales de reserva son relativamente buenos. Esta cuantificación vendría a confirmar lo anunciado por el Señor Secretario de Energía en lo que respecta a la obsolescencia del parque de generación térmica, que reduce en la práctica una reserva que nominalmente resultaría razonable.

En las dos hojas del cuadro siguiente, se informa la evolución programada de potencia instalada entre 1978 y 1995, con el detalle de las incorporaciones y retiros. Este cronograma no tiene en consideración el retraso de Yacyretá antes mencionado y su compensación en 1985 con grupos térmicos, información que fue proporcionada recientemente por la S.E.D.E.

Se verifica que la participación de la energía térmica decrece desde el 62% de 1979, hasta el 12% en 1995, período en que la generación hidroeléctrica incrementa su participación del 31% al 73%.

Los valores paralelos para oferta de potencia son: en 1979 64% de oferta térmica y 30% hidroeléctrica. En 1995, la térmica representa el 22% y la hidroeléctrica el 68%. La evolución se muestra en el Gráfico que se acompaña, donde se indican año a año los aprovechamientos que componen la oferta eléctrica.

SINTESIS DE LOS APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS CONSIDERADOS
EN EL PLAN DE EQUIPAMIENTO ELECTRICO NACIONAL.

APROVECHAMIENTO	RIO	POTENCIA DE REFERENCIA (1) MW	ENERGIA MEDIA ANUAL GWh	T0 (2) AÑOS	T1 (3) AÑOS	T2 (4) AÑOS
CORPUS (5)	Paraná	4020	18900	4,0	6,5	2,5
YACYRETA (5)	Paraná	2700	17550	(7) -	6,5	4,0
PARANA MEDIO PATI	Paraná	3300	17000	5,5	7,0	3,0
PARANA MEDIO CHAPETON	Paraná	2304	16500	3,0	7,0	2,0
RONCADOR (6)	Uruguay	2800	9900	4,0	6,0	1,0
GARABI (6)	Uruguay	2196	7160	3,0	6,0	1,5
SAN PEDRO (6)	Uruguay	745	3680	4,0	5,5	2,0
ZANJA DEL TIGRE	Bermejo	463	1170	3,0	5,0	1,5
POTRERO DEL CLAVILLO	Medina	120	220	2,0	5,0	0,5
EL TAMOLAR	San Juan	137	390	2,5	4,5	0,5
TUPUNGATO INFERIOR (Cordón del Plata)	Tupungato	151	335	5,0	5,5	0,5
PUNTA VAGAS-RIO BLANCO (Cordón del Plata)	Mendoza	78	200	3,5	5,5	0,5
RIO BLANCO-CERRO NEGRO (Cordón del Plata)	Mendoza	1170	1980	3,5	7,0	1,5
POTRERILLOS-CACHEUTA (Cordón del Plata)	Mendoza	106	530	2,5	5,0	0,5
LOS BLANCOS I	Tunuyán	278	770	1,5	5,0	0,5
LOS BLANCOS II	Tunuyán	144	405	3,0	4,0	0,5
EL BAQUEANO	Diamante	154	470	5,0	6,0	0,5
EL CHIHUIDO	Neuquén	1875	2860	2,0	5,5	1,5
ALICURA	Limay	750	2360	0,5	5,0	0,5
COLLON CURA	Collón Curá	700	2260	4,0	4,5	1,0
PIEDRA DEL AGUILA	Limay	2100	5930	4,0	5,0	1,5
PICHI PICUN LEUFU	Limay	400	1640	4,0	3,5	1,0
MICHIHUAO	Limay	600	2440	4,0	4,0	1,0
EL TURBIO (La Leona)	La Leona	500	1040	4,5	5,5	1,0
CONDOR CLIFF	Santa Cruz	1400	3360	4,0	7,0	2,0
LA BARRANCOSA	Santa Cruz	750	2040	4,5	5,5	1,5
LA BRAVA	Lag. La Brava	1200	G. 1739 B. -2416	1,5	5,0	1,5

- (1) Corresponden a las estudiadas por los proyectistas.
- (2) T0: Período correspondiente a estudios y proyectos, gestiones financieras, licitación y contratación contados a partir del 30/6/79. Los valores han sido aproximados a períodos de seis meses.
- (3) T1: Período de construcción hasta la habilitación del primer grupo. Los valores han sido aproximados a períodos de seis meses.
- (4) T2: Período entre las habilitaciones del primer y último grupo. Corresponde al número de grupos considerados por los proyectistas. Los valores han sido aproximados a períodos de seis meses.
- (5) Potencia y energía total del aprovechamiento, se ha supuesto que la Argentina absorbe la totalidad del mismo.
- (6) Potencia y energía total del aprovechamiento, se ha supuesto que la Argentina absorbe el 50% del mismo.
- (7) En construcción accesos y villas.

POTENCIAS MEDIAS MENSUALES, DE REFERENCIA, GARANTIZABLE, OBLIGADA
Y GARANTIDAS DE LOS APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS CONSIDERADOS

Cifras en MW

APROVECHAMIENTOS	POTENCIAS MEDIAS MENSUALES (1)			POT.DE REFERENCIA (2)	POTENCIA GARANTIZABLE (3)	POTENCIA OBLIGADA (4)	POTENCIAS GARANTIDAS (5)		
	p=100%	p=99%	p=95%				p=100%	p=99%	p=95%
CORPUS (6)	672	881	1078	4020	4020	522	1722	3394	4020
YACYRETA (6)	840	893	1102	2700	2700	521	2700	2700	2700
PARANA MEDIO PATI	722	845	1016	3300	3300	679	1023	2007	3300
PARANA MEDIO CHAPETON	945	1004	1187	2304	1958	849	1617	1958	1958
RONCADOR (7)	385	387	399	2800	2800	82	2506	2522	2618
GARABI (7)	231	235	251	2196	2196	37	1589	1621	1749
SAN PEDRO (7)	100	103	117	745	596	0	596	596	596
ZANJA DEL TIGRE	86	86	87	463	418	0	418	418	418
POTRERO DEL CLAVILLO	21	21	21	120	120	0	125	125	125
ALICURA	167	167	168	750	727	0	727	727	727
COLLON CURA	140	140	144	700	700	0	700	700	700
PIEDRA DEL AGUIA	368	370	379	2100	2100	0	2100	2100	2100
PICHI PICUN LEUFU	22	34	57	400	400	0	176	272	400
MICHIHUAO	109	109	112	600	600	0	600	600	600
EL CHIHUIDO	189	190	196	1875	1650	0	1512	1520	1568
EL TAMBOLAP	17	17	18	137	137	0	137	137	137
TUPUNGATO INFERIOR (Cordón del Plata)	17	17	18	151	145	0	136	136	140
PUNTA DE VACAS-RIO BLANCO (Cordón del Plata)	7	7	8	78	78	0	56	56	64
RIO BLANCO-CERRO NEGRO (Cordón del Plata)	70	71	75	1170	1170	0	560	568	600
POTRERILLOS-CACHEUTA (Cordón del Plata)	41	41	42	106	106	79	43	43	43
LOS BLANCOS I	32	32	33	278	278	0	256	256	264
LOS BLANCOS II	17	17	18	144	144	14	38	38	45
EL BAQUEANO	25	25	26	154	154	0	154	154	154
EL TURBIO (La Leona)	107	107	108	500	500	0	500	500	500
CONDOR CLIFF	309	310	315	1400	1400	0	1400	1400	1400
LA BARRANCOSA	99	99	101	750	700	0	700	700	700
LA BRAVA	-	-	-	1200	1200	-	1200	1200	1200

(1) Con probabilidad "p" de ser superada

(2) Potencia instalada estudiada por el proyectista

(3) Correspondiente a la potencia instalada de referencia

(4) Por requerimiento de caudal aguas abajo de la central

(5) Con probabilidad "p" de ser superadas.
Período de inserción: 3 horas/día.

(6) Aprovechamiento binacional. Se supuso que la Argentina absorberá la totalidad de la potencia y energía.

(7) Aprovechamiento binacional. A la Argentina corresponde la mitad de los valores consignados.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

CALIDAD DE SERVICIO RESULTANTE

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
RESERVA EN MW	2830	2710	2610	2810	3000	3340	2970	3400	3280	3810	4310
RESERVA EN %	31	27	23	23	22	23	19	20	18	19	20
CALIDAD DE SERVICIO RESULTANTE ($1/N$) (*)	$1/10$	$1/5$	$1/2$	$1/2$	$1/3$	$1/10$	$1/2$	$1/5$	$1/2$	$1/10$	$1/10$

(*) Expresada en 1 falla cada N años.

TOTAL DEL PAIS
POTENCIA INSTALADA (1)

CUADRO N° V.5-9
hoja 1

- MW -

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
HIDRAULICA	2911	3046	3586	4191	4741	5005	5072	6467	7392
NUCLEAR	370	370	370	370	1014	1014	1014	1014	1014
TURBOVAPOR	3813	3838	3863	4023	4054	4750	5007	4997	4997
TURBOGAS	1486	1718	1770	1790	1790	1790	1790	1790	1790
DIESEL	765	764	766	779	798	780	776	758	724
TOTAL	9345	9736	10355	11153	12397	13339	13659	15026	15917
INCORPORACION DE CENTRALES:									
C.H. Salto Grande		135	540	540	405				-135
T.V. Independencia		25	25						
T.V. Sorrento B				160					
C.H. Agua del Toro				65	65				
C.N. Embalse Río III					644				
T.V. Costanera 7					310				
T.V. Guemes					60	60			
C.H. Arroyito					80	40			
T.V. Luján de Cuyo						125			
C.H. Los Reyunos						224			
T.V. San Nicolás						350			
T.V. Misiones						20			
T.V. Bahía Blanca						310	310		
C.H. Las Maderas							31		
C.H. Pte. Ullum							30		
C.H. Piedras Moras							6		
C.H. Alicurá								750	
C.H. Río Grande								375	385
C.H. Yacyretá								270	675
Turbogas		232	52	20					
SUBTOTAL INCORPORACION		392	617	785	1564	1129	377	1395	1060
RETIROS TV					339	169	53	10	-
BAIANCE DIESEL (2)		-1	2	13	19	-18	-4	-18	-34

(1) Potencia instalada en servicio comercial al 31 de diciembre de cada año.

(2) Saldo neto de incorporaciones y retiros en centrales diesel.

TOTAL DEL PAIS.
POTENCIA INSTALADA (1)

CUADRO N° V.5-9
hoja 2

- MW -

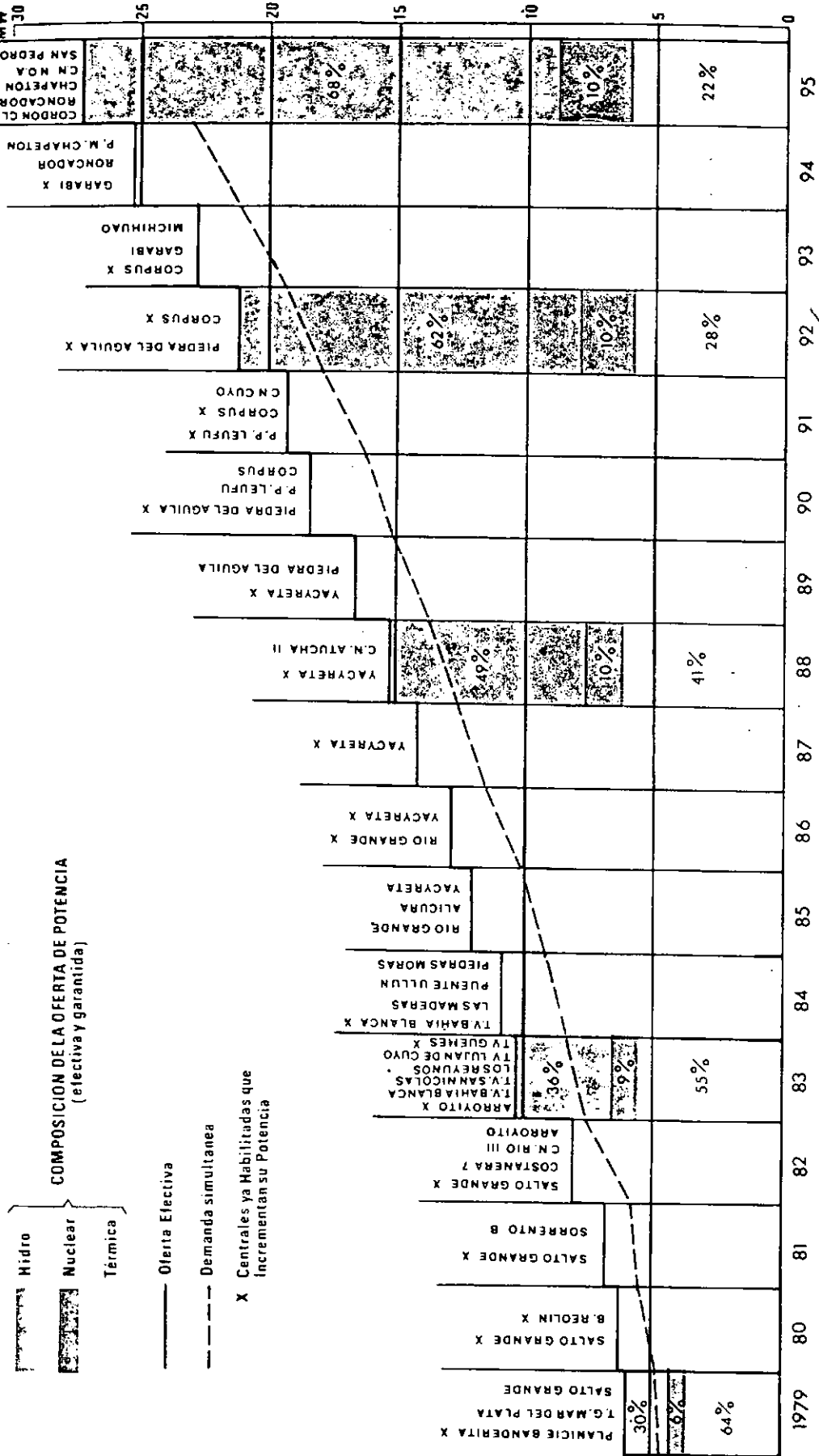
	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
HIDRAULICA	7932	8607	10072	11813	12075	14173	15505	18223	19840
NUCLEAR	1014	1658	1658	1658	2302	2302	2302	2302	2946
TURBOVAPOR	4882	4867	4837	4832	4532	4532	4532	4532	4532
TURBOGAS	1850	1350	1865	1880	1895	1895	1910	1910	1910
DIESEL	723	701	694	649	645	658	644	623	589
TOTAL	16401	17683	19126	20832	21449	23560	24893	27590	29817
INCORPORACION DE CENTRALES:									
C.H. Yacyretá	540	675	540						
C.N. Atucha II		644							
C.H. Piedra del Aguila			1060			530			
C.H. Pichi Picún Leufú				300					
C.E. Corpus				1441	262	1703			
C.N. Cuyo					644				
C.H. Michihuao							600		
C.H. Garabí							732	366	
C.H. Roncador								1000	500
C.H. Paraná Medio Chapetón								1152	768
C.H. Cóndor Cliff								200	300
C.N. NOA									644
C.H. San Pedro									184
Turbogas	60		15	15	15		15		
SUBTOTAL INCORPORACION	600	1319	1615	1756	921	2233	1347	2718	2396
C.H. Salto Grande			-135			-135			-135
RETIROS TV	115	15	30	5	300				
BALANCE DIESEL (2)	-1	-22	-7	-45	-4	13	-14	-21	-34

(1) Potencia instalada en servicio comercial al 31 de diciembre de cada año.

(2) Saldo neto de incorporaciones y retiros de centrales diesel.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CRECIMIENTO DE POTENCIA

GRAFICO Nº V-5-1



BALANCE DE ENERGIA

En el orden nacional, y como corolario de las consideraciones que se han comentado precedentemente, el Plan Eléctrico Nacional ha previsto los balances de energía y potencia hasta el año 2000, que se vuelcan en el gráfico adjunto, y en los cuadros que se insertan en Anexos.

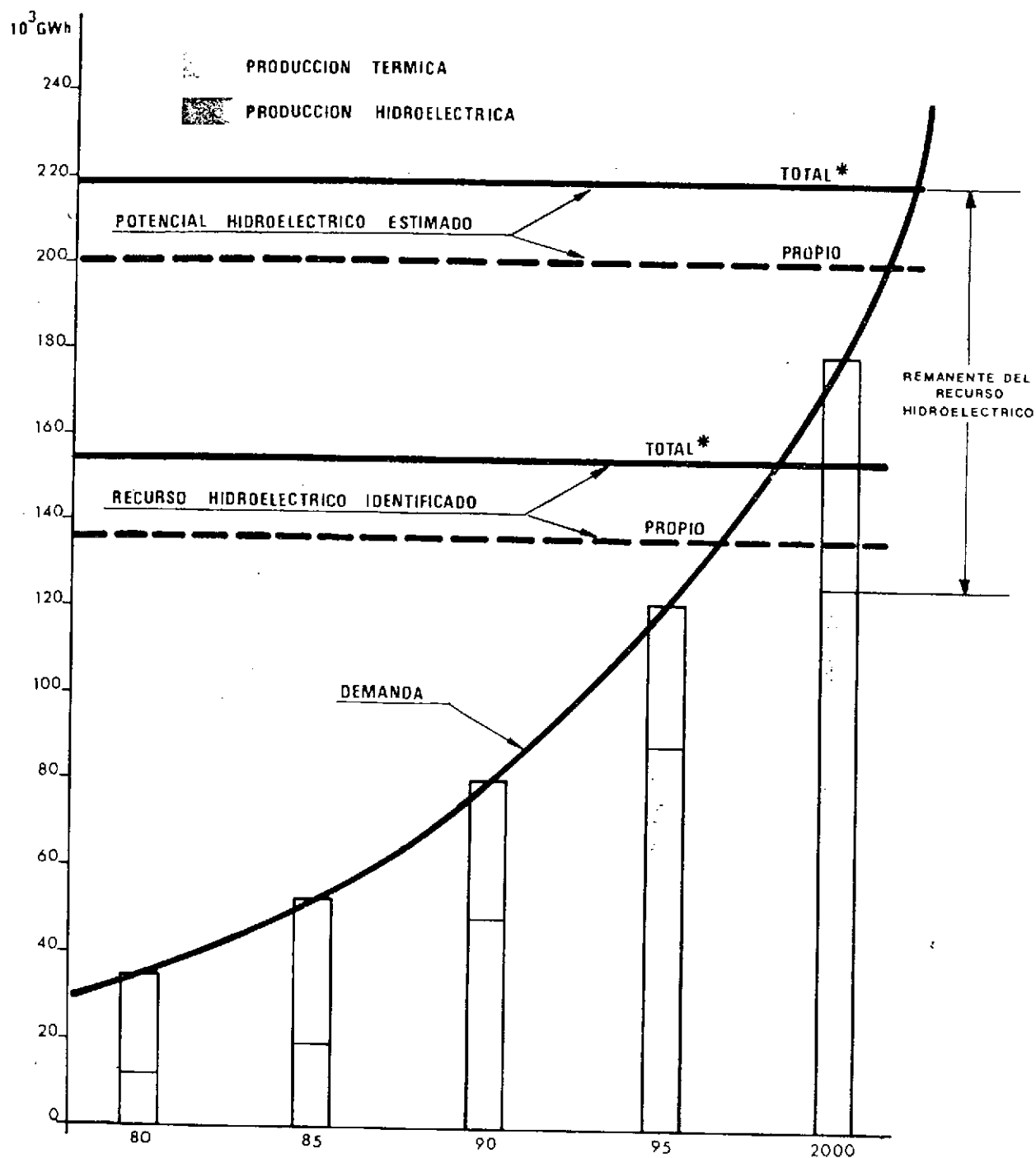
En el mismo se visualiza el agotamiento entre 1995 y 2000 de los recursos hidroeléctricos identificados en el país, y poco después del año 2000 el agotamiento de todo el potencial hidroeléctrico estimado, situación sobre la que volveremos más adelante.

La provincia de Neuquén está ubicada en una situación bastante particular en cuanto a su inserción en dicho balance.

Si establecemos la comparación entre la capacidad de generación provincial instalada y su proyección en relación con los aprovechamientos considerados, por una parte, y la proyección de la demanda provincial, por la otra, tal como se reflejan en el Gráfico siguiente. Vemos que en ningún momento la demanda proyectada supera el 10% de la generación programada. Si aún consideramos que el crecimiento de la demanda puede exceder todas las previsiones y superarlas en alguna etapa del período por, digamos, un 50% aún en ese caso la relación demanda/oferta en la Provincia sería tal que el suministro para emprendimientos industriales masivamente electroenergéticos estaría asegurado.

Sin embargo, y habida cuenta del agotamiento previsto del potencial hidroeléctrico en los alrededores del año 2000, cabe pensar que el futuro de la Provincia de Neuquén como fuerte consumidora de su recurso electroenergético puede verse limitado.

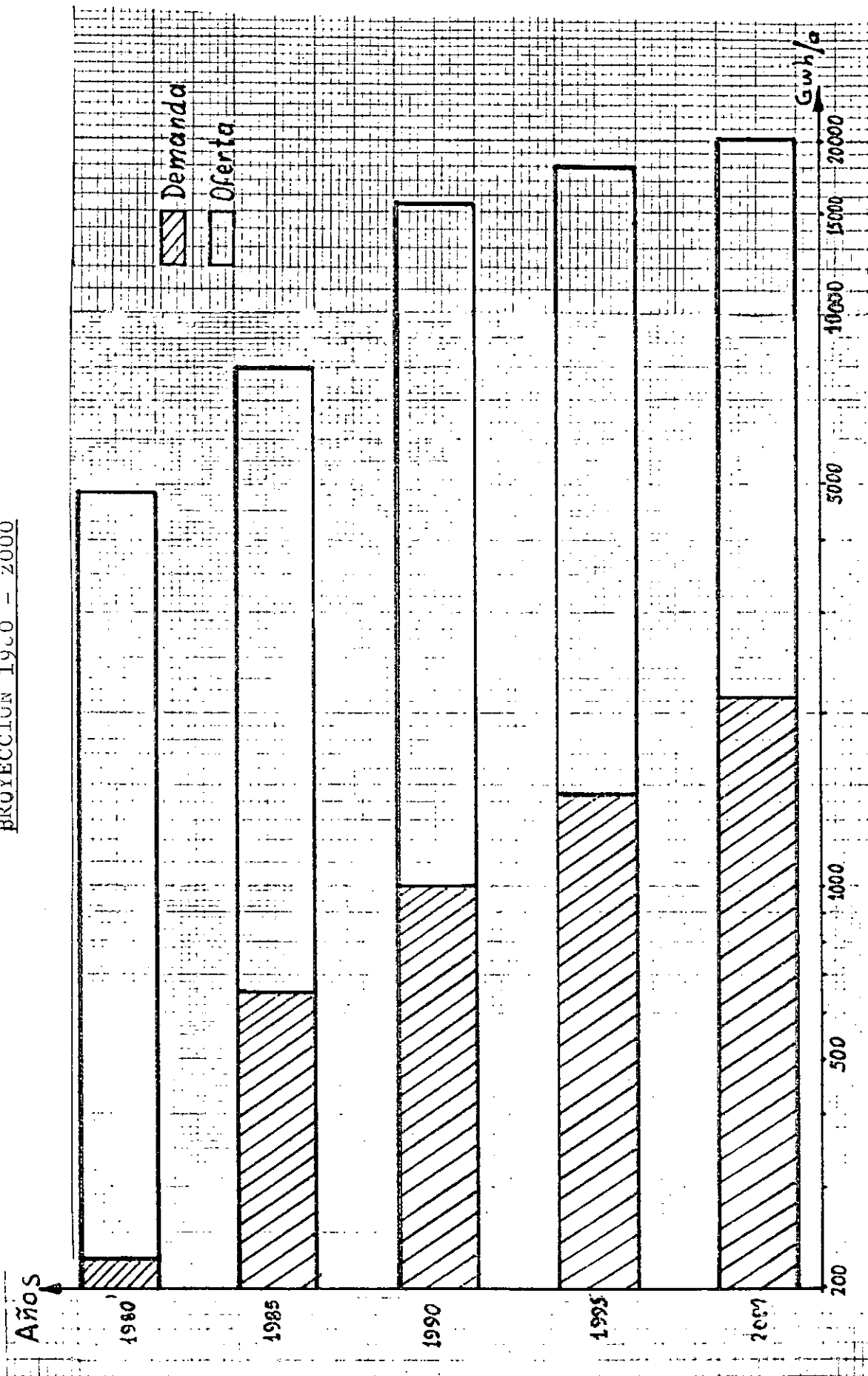
EL RECURSO HIDROELECTRICO EN EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA DEL TOTAL DEL PAIS



* INCLUYE ENERGIA ADQUIRIDA DE LOS
APROVECHAMIENTOS BINACIONALES

BALANCE OFERTA - DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA PCIA. NEUQUEN

PROYECCION 1980 - 2000



En efecto, el Plan Eléctrico Nacional prevé una satisfacción de la demanda adecuada a las tendencias de desarrollo regionales que se manifiestan desde la década del '60, con la mayor concentración del mercado eléctrico en las regiones Gran Buenos Aires y Litoral, aunque con participación decreciente de la primera.

Dentro de ese contexto, cualquier desarrollo no previsto en otras regiones -El Comahue en nuestro caso- crearía un desbalance en el Sistema que obligaría a modificar los lineamientos del Plan, generando una "competencia" entre regiones por el suministro hidroeléctrico que comenzaría a ser escaso.

Hasta cierto punto el Plan mencionado ha hecho previsiones para tener en cuenta la posibilidad de incremento de demanda superior al previsto, lo que motivaría la aceleración de algunos proyectos como se ve en el Cuadro adjunto.

Sin embargo ésta no obvia la condición de agotamiento de todos los recursos hidroeléctricos estimados en el país.

La resultante sería, a nuestro juicio, el mayor costo de la energía eléctrica (por la vía de incrementar la generación térmica), y la paulatina anulación de estímulos al consumo masivo de energía eléctrica y proyectos con esa óptica.

Desde este punto de vista, la Provincia del Neuquén se encontraría en los umbrales de tomar una decisión de alcances políticos difícilmente reversible a la luz de la tecnología conocida: A) El replanteo de su posición como vendedora de energía para el resto del país, en las condiciones de mayor beneficio para la Provincia.

B) Convertirse aceleradamente en consumidora de su propio recurso eléctrico agregándole el valor que representa la

SENSIBILIDAD A LA VARIACION DE DEMANDA
COMPARACION DE FECHAS DE ENTRADA EN SERVICIO

CENTRAL	DEMANDA MINIMA	PLAN	DEMANDA MAXIMA
PIEDRA DEL AGUILA	1990	1989	1989
PICHI PICUN LEUFU	1992	1990	1987
CORPUS	1991	1990	1990
C.N. CUYO	1992	1991	1991
MICHIHUAO	1995	1993	1987
GARABI	1993	1993	1991
PARANA MEDIO CHAPETON	1996	1994	1993
RONCADOR	1994	1994	1992
C.N. NOA	1996	1995	1995
TURBOVAPOR 300 MW	-	-	1986
PARANA MEDIO PATI	1998 (*)	1996 (*)	1994
COLLON CURA	1999 (*)	1997 (*)	1994

(*) Fechas tentativas por corresponder al período 1996-2000 en el que el Plan será profundizado en detalle en estudios próximos.

elaboración industrial.

Cabe aclarar que, en nuestra opinión, se trata tanto de la justeza de la decisión a adoptar como la oportunidad y celeridad con que la misma se tome.

ESTRUCTURA ECONOMICO JURIDICA

Se pueden diferenciar dos jurisdicciones respecto de políticas y fijación de tarifas eléctricas.

En el orden nacional la instancia máxima es la Secretaría de Estado de Energía que, conforme a las pautas del Ministerio de Economía, fija las tarifas para los usuarios de las empresas que son propiedad del Estado Nacional: Agua y Energía Eléctrica (A. y E.E.) Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (S.E.G.B.A.) y Administración Servicios Eléctricos ex CIAE.

También es resorte de la S.E.D.E. disponer el régimen de funcionamiento y fijación de tarifas en el Despacho Unificado de Cargas (D.U.C.) constituido actualmente por las empresas mencionadas, la Dirección de Electricidad de la Pcia. de Buenos Aires. (D.E.B.A.), HIDRONOR S.A. y la Comisión Nacional de Energía Atómica.

La jurisdicción de los gobiernos provinciales se ejerce sobre las empresas y organismos que presten servicios en el orden local, como es el caso de la Dirección de Energía de la Provincia de Neuquén, y organismos de función equivalente en otras provincias (Córdoba, Misiones, etc.). Recientemente (febrero de 1981), el Ministerio de Economía aprobó, por Resolución M.E. N° 2095, las recomendaciones efectuadas por la Comisión que dicho Ministerio creara según su anterior M.E. N° 663 de Mayo de 1980. La Resolución aprobatoria dispone que la Secretaría de Estado de Energía "tomará los recaudos pertinentes para lograr la efectiva aplicación de las pautas adoptadas por parte de las empresas prestadores de servicio de la energía eléctrica sujetas a jurisdicción federal."

Las recomendaciones cuya implementación así se resuelve, definen una filosofía respecto del sistema tarifario que se resume en:

- los
- A) Las tarifas deben cubrir/costos de prestación.
 - B) La utilización de la energía se mejorará perfeccionando el sistema de bonificaciones y recargos incluidos en las tarifas.
 - C) El Plan Nacional de Equipamiento para los Sistemas de Generación y Transmisión, al incorporar al S.I.N. las fuentes de generación de gran escala, aumenta la eficiencia en la explotación del sector eléctrico.
 - D) Al ampliarse el S.I.N. los costos de generación en todo el país serán los de dicho Sistema. En consecuencia se ^{uniformarán} las tarifas industriales con la sola excepción de los costos diferenciales de transmisión.
 - E) La promoción industrial no debe efectuarse ^{con} utilización de tarifas diferenciales.
 - F) Los grandes consumidores y parques industriales vecinos a las grandes centrales tendrán los beneficios tarifarios derivados de los nuevos costos de transmisión.
 - G) Los impuestos locales introducen grandes distorsiones, por lo que deben eliminarse, compensando las consiguientes reducciones de ingresos con la adecuada modificación de la ley n° 20.221 de coparticipación federal.
 - H) Los usos residenciales, comerciales e industriales de pequeños consumos deberán cubrir una proporción mayor del costo global de prestación que los grandes consumos industriales. Desde 1976 hasta 1980, la relación entre el precio por kwh para consumos industriales/residenciales varió desde 1,2 a algo menos de 0,4.
 - I) Se apunta a la provincialización de los servicios eléctricos incluyendo las etapas de distribución y comercialización de la energía que será vendida en

bloque por el sistema interconectado.

LEGISLACION

La legislación sobre energía eléctrica en nuestro país ha reflejado durante largos años los conflictos entre distintos criterios políticos, regionales, económicos, etc. sobre todos los aspectos y etapas de la prestación del servicio: generación, transmisión, distribución, comercialización, fijación de tarifas, jurisdicciones y regímenes legales, etc.

La larga experiencia normativa se expresa en una gran cantidad de Leyes, Decretos, Resoluciones ministeriales y empresariales y, aunque el camino del ordenamiento no ha sido aún completamente recorrido, debe reconocerse su significativo avance.

Actualmente el cuerpo legal que cubre este tema a nivel nacional puede resumirse en los siguientes instrumentos:

- Ley Nacional 15.336 (1960): Régimen de la Energía Eléctrica. Creación del Consejo Federal de la Energía Eléctrica.

Define jurisdicciones para las actividades relacionadas con la generación, transformación, transmisión y distribución.

Establece condiciones básicas para otorgamiento de concesiones, y prioridades en el uso del agua en los aprovechamientos hidroeléctricos (bebida y usos domésticos de poblaciones ribereñas, riego, producción de energía, en este orden).

Crea el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, dependiente de la Secretaría de Energía y Combustibles.

Este considera y coordina los planes de desarrollo eléctrico y los somete a las aprobaciones que correspondan. También actúa como asesor y

consultor sobre temas eléctricos del Poder Ejecutivo Nacional y de los gobiernos provinciales que lo requieren.

Crea el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, a integrar con:

- a) Un aporte del Tesoro Nacional
- b) El 50% como mínimo de lo recaudado por el Fondo Nacional de la Energía.
- c) Las regalías sobre el uso de fuentes hidroeléctricas, que se establecen por esta misma ley.
- d) El derecho de importación de la electricidad.
- e) Un recargo no mayor del 15% sobre el precio de venta de la electricidad.

f) Otros:

. Crea el Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI), unificando el Fondo de Reserva de Energía Eléctrica y el de Electrificación Rural. El mismo se integra esencialmente con:

- a) El 10% del Producido del Fondo Nacional de la Energía.
- b) El 20% del F.N.E.I.

. Asigna a Agua y Energía Eléctrica la responsabilidad sobre el Despacho de Cargas de la Red Nacional de Interconexión y el manejo y funcionamiento de los Sistemas Eléctricos del Estado, así como las negociaciones para incorporar los Sistemas Eléctricos Provinciales a la Red Nacional.

. Define los conceptos a respetar por el P.E.N. en la fijación de precios y tarifas.

. En su Artículo 43 establece que las Provincias en cuyos territorios se encuentren fuentes hidroeléctricas, recibirán el 5% de lo recaudado por la venta en bloque.

- . Ley Nacional 17.574 (1967) - Hidroeléctrica Norpatagónica Soc. Anónima; concesión para la construcción y explotación de las obras del complejo El Chocón-Cerros Colorados.
- . Releva a A. y E.E. de la ejecución del Complejo, responsabilidad que transfiere a Hidronor S.A. por concesión.
- . Crea el Fondo El Chocón-Cerros Colorados, que se integrará, entre otros conceptos, con :
 - a) Un recargo sobre tarifas de hasta un 5%.
 - b) Un recargo de hasta 5% sobre el petróleo crudo elaborado en el país.
- . Define la extensión de la Región del Comahue a los fines de la ley.
- . Declara de interés nacional los trabajos y obras correspondientes al Complejo.
- . Asegura prioridad a la Región del Comahue en el abastecimiento de energía de las Centrales locales, obligando al reintegro de la energía si ello fuera necesario para el desarrollo de la Región.
- . Establece régimen preferencial tarifario.
- . Ley Nacional 19287 (1971). Creación Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas.
- . Crea el citado Fondo especial para posibilitar la construcción de "obras hidroeléctricas o termoeléctricas, líneas de transmisión y demás instalaciones complementarias" en todo el territorio de la Nación y aún fuera de ella.
- . Define su integración, particularmente con:
 - a) Un recargo de hasta el 5% sobre las tarifas eléctricas.

- . Resolución M.E. N° 1300/78 del Ministerio de Economía.
- . Define lo que considera Consumidor Electrointensivo a los efectos del beneficio tarifario (la incidencia del insumo eléctrico supera el 15% del precio final de los productos).
- . Autoriza a A. y E.E. a aplicar una tarifa preferencial, que se explicita.
- . Resolución del Ministerio de Economía M.E. N° 961/80.

Complementa y aclara la anterior y amplía beneficios, a aquellos consumidores cuyo insumo eléctrico supere el 20% del precio final.

- b) Un recargo de hasta 5% sobre el precio de venta del petróleo crudo elaborado en el país.
- c) Asignaciones del Fondo Nacional de la Energía y Fondo Nacional de Energía Eléctrica
- d) Recaudación Fondo Chocón-Cerros Colorados (Ley 17574) por prórroga a partir del momento en que no sean necesarios para la ejecución y puesta en explotación comercial del citado Complejo.
- e) Otros recursos.

Ley Nacional 20.050 (8-1-73) Autorización para la ejecución y explotación de las obras del Complejo Hidroeléctrico Alicopá.

Esta ley extiende a los estudios y obras del Complejo Alicopá las obligaciones, beneficios y responsabilidades que la ley 17.574 le otorgare respecto del complejo El Chocón-Cerros Colorados.

TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA

Independientemente de su ubicación geográfica, para todas las prestaciones que se ubican en jurisdicción nacional (p.ej. las de Agua y Energía Eléctrica) las tarifas son fijadas por la Secretaría de Estado de Energía.

En los casos de prestaciones provinciales o municipales, son las autoridades respectivas quienes fijan las respectivas tarifas.

En Anexos se incluyen las tarifas fijadas para Abril del cte. año por resolución N° 4/81 del M.O. y S. P. Del cuadro cabe aclarar:

Tarifa RESidencial: Para consumos domiciliarios.

Tarifa General: Para consumos de hasta 50 kw. para uso comercial o de pequeñas industrias.

Tarifa de Alumbrado Público. Con dos tipos de tarifas en función de que el sistema de alumbrado sea o no propiedad de la Empresa prestataria del servicio eléctrico.

Tarifa de Consumo Oficial: La que se aplica a organismos de los estados nacional o provinciales..

Tarifas de Grandes Consumidores: Para suministros mayores de 50 Kw en cualquier categoría.

En las tarifas para grandes consumidores, la estructura prevé descuentos por consumo fuera de las horas de punta (facturando entre 45 y 60% de la tarifa nominal) y en las horas de valle (con facturaciones entre 15 y 20% de las tarifas nominales).

También la estructura tarifaria contempla bonificaciones y recargos por factores^{ores} de potencia altos o bajos, en la siguiente escala:

$$\text{Si } \text{tg } \varphi = \frac{\text{Energía Reactiva}}{\text{Activa}} = \frac{\text{E.R.}}{\text{E.A.}}$$

Para $\frac{\text{E.R.}}{\text{E.A.}} > 0.62$ Se considera un recargo de 1,5% cada 0.05 unidades.

de aumento de $\frac{\text{E.R.}}{\text{E.A.}}$

Para $\frac{\text{E.R.}}{\text{E.A.}} < 0.57$, se bonifica:

	$\frac{\text{E.R.}}{\text{E.A.}}$	Bonificación %
Entre	0.52-0.57	0.75
Entre	0.47-0.52	1.5
Entre	0.42-0.47	2.25
Entre	0.37-0.42	3.0
Entre	0.27-0.37	3.75
Entre	0,17-0,27	4,5
Entre	0 - 0,17	5,25

FONDOS PARA EL SECTOR

En el desarrollo de la estructura institucional y financiera del sector, se han ido creando fondos específicos a los fines de financiar las inversiones programadas. Actualmente se cuentan:

1. Fondo Nacional de la Energía (F.N.E.)

Crado por Ley 17.371, destina el 60% de su recaudación a las empresas energéticas estatales del cual un 40%, a su vez, se transfiere a Agua y Energía Eléctrica.

El 40% restante se distribuye entre el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (30%) y el Fondo Especial para el Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI).

2. Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE). Crado por Ley 15.336. El 80% de sus ingresos se asigna a A. y E.E. y el otro 20% se transfiere a FEDEI.

3. Fondo especial para el Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI). Según la ley 15336 otorga préstamos a provincias, municipios, cooperativas y pequeñas empresas eléctricas para ampliar y/o mejorar el servicio.

4. Fondo Chocón-Cerros Colorados- Alicopá (FCCC), Creado por ley 17574 (ampliada con la 20.050) tiene como destino específico los Proyectos que le dan nombre. De existir excedentes, se canalizan al Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas.

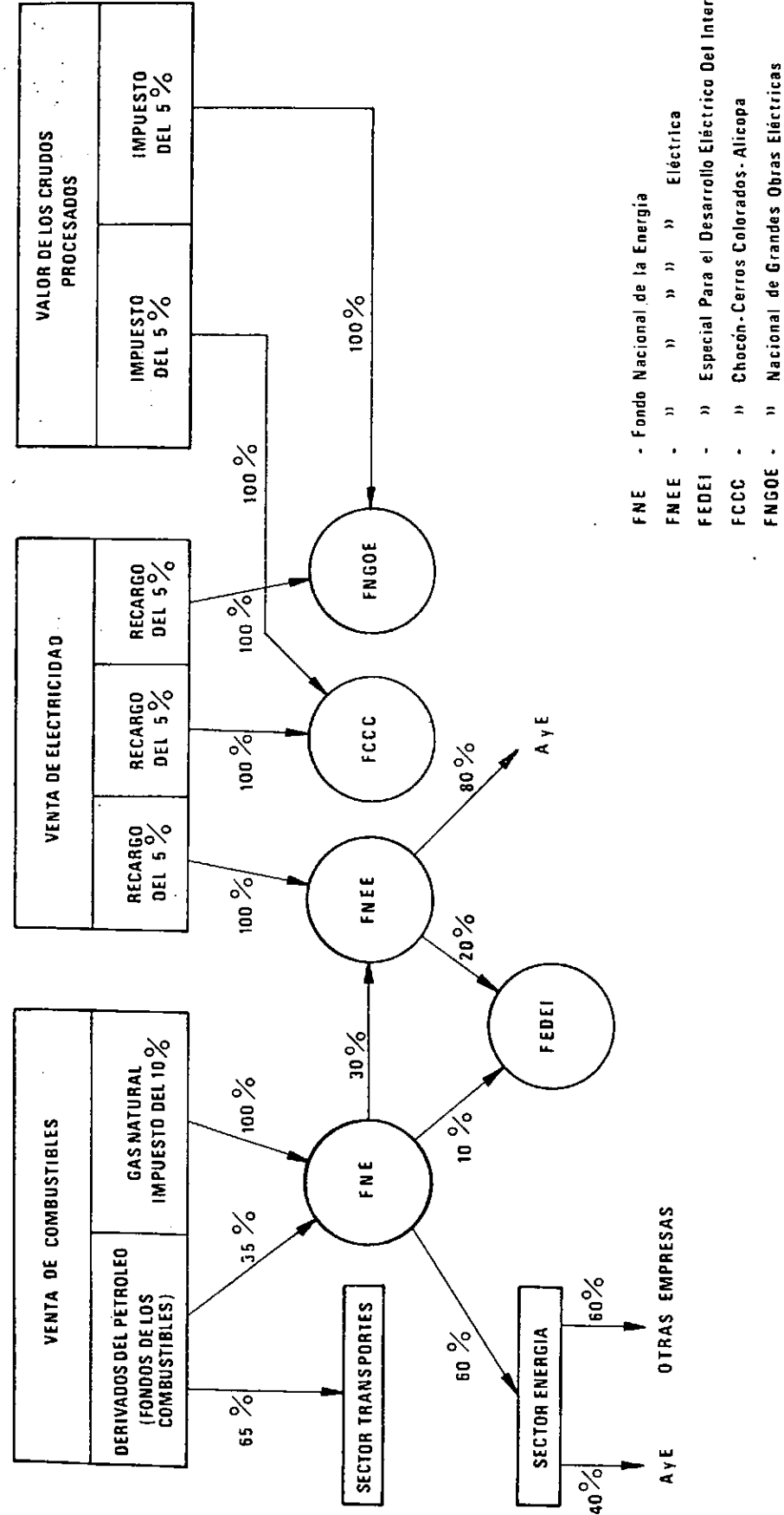
5. Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas (FNGOE). Creado por Ley 19287 aporta a las obras de Salto Grande y Central Nuclear Río III, los excedentes se derivan al proyecto binacional Yacyretá. Los aportes a Salto Grande y Yacyretá se efectúan como préstamos, generando intereses y amortizaciones que vuelven al Fondo.

Los Fondos señalados se integran con impuestos que se integran en:

- Fondo de los combustibles: aplicado a los derivados líquidos del petróleo.
- Impuesto a las ventas de Gas Natural.
- Impuesto sobre ventas de energía eléctrica. Comprende tres impuestos de 5% cada uno sobre las facturaciones finales a consumidores.
- Impuesto sobre el valor de los crudos procesados. Se forma con dos recargos de 5% cada uno sobre el valor de los crudos en refinería.

El diagrama que se incluye a continuación esquematiza las relaciones entre los Fondos comentados, y los rubros que los integran.

FONDOS ESPECIFICOS DEL SECTOR ELECTRICO



GAS NATURAL

Reservas y Producción

En la República Argentina el gas natural es comercializado por Gas del Estado, el cual lo adquiere de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, que por sí o por contratistas efectúa la exploración, desarrollo y explotación de los yacimientos de petróleo y gas.

A partir del yacimiento y cubiertas las necesidades propias del mismo, el gas es acondicionado, transportado y distribuido a los distintos usuarios : domésticos, comerciales, industriales, centrales eléctricas, etc.

La utilización del gas natural fuera de los yacimientos se inició en el año 1950 atendiendo usuarios del mercado doméstico y recién a partir de 1960 se incorporan usuarios industriales y centrales eléctricas.

En la actualidad el gas natural cubre el 23% del total del mercado energético nacional.

Las reservas comprobadas de gas natural del país, han respaldado en todo momento los volúmenes comercializados y han hecho rentables las inversiones de la infraestructura de captación y transporte habilitadas.

La República Argentina cuenta con 19 cuencas sedimentarias, de estas, cinco se encuentran en producción de hidrocarburos: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral.

A excepción de la Cuenca Cuyana, el resto de las

cuencas activas han tenido importantes producciones de gas natural a través de su historial y cuentan con reservas de gas actualmente en sostenido crecimiento.

La extensa y rica cuenca sedimentaria neuquina está integrada por territorios del sur de la provincia de Mendoza, región Sudoriental de la provincia de La Pampa, Nororiental de Río Negro y prácticamente la gran mayoría del territorio provincial del Neuquén.

Reservas:

Si bien la Cuenca Neuquina hace años que se caracteriza por su potencialidades gasíferas, fue durante los últimos tres años, que los anuncios sobre el incremento de las reservas de gas natural indicaron el inicio de la etapa de grandes descubrimientos gasíferos en la región. habiéndose sextuplicado las reservas comprobadas existentes a fines de 1976.

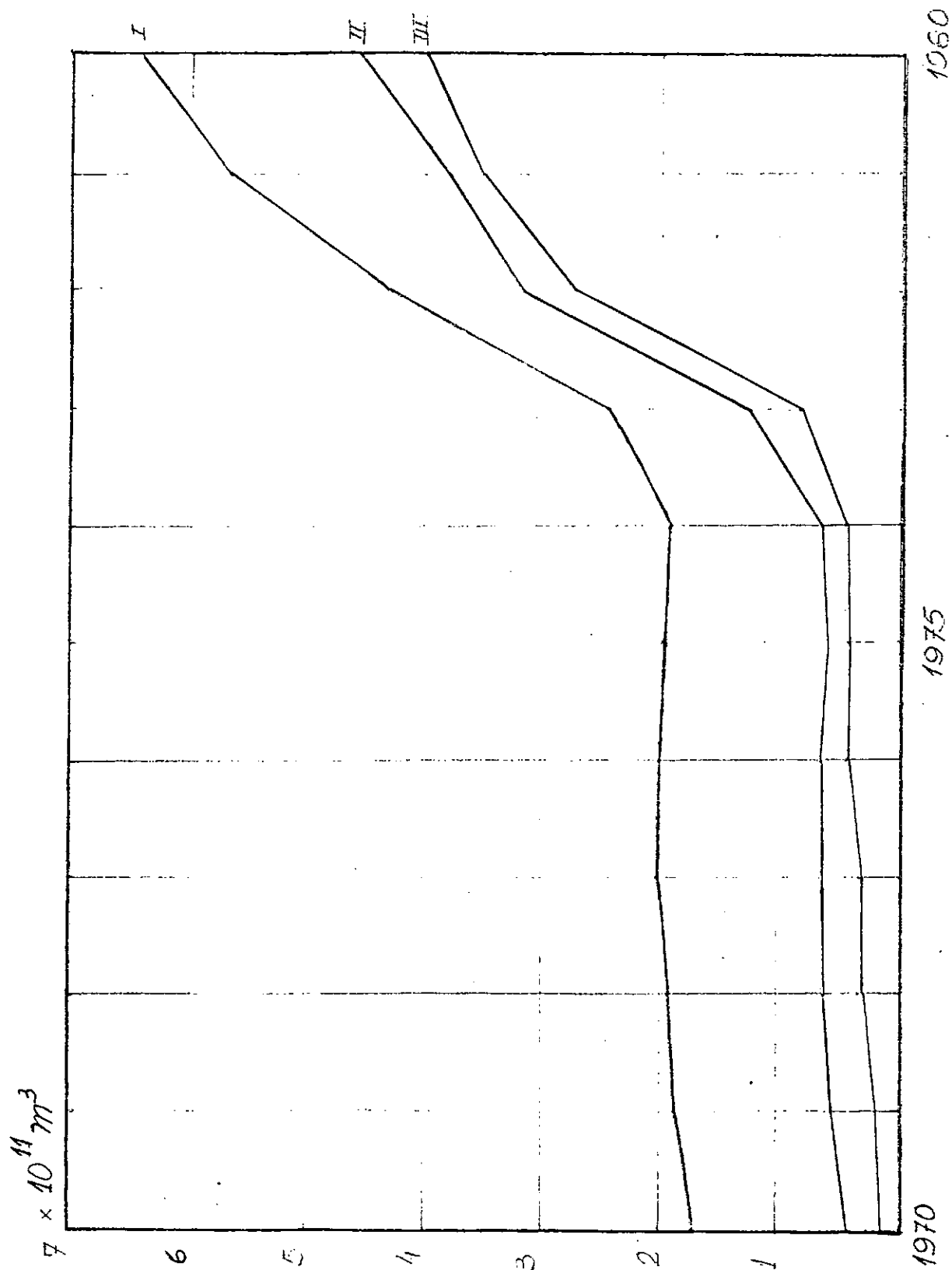
La Secretaría de Energía informó que a fines de 1980 las reservas comprobadas de gas natural del país alcanzaban los 641.105 millones de metros cúbicos.

En el cuadro siguiente se puede observar la evolución histórica en los últimos años de las reservas comprobadas de gas natural por Cuenca y el total del país. En el mismo se puede observar también el notable incremento producido a partir de 1976/77.

EVOLUCION DE LAS RESERVAS COMPROBADAS DE GAS NATURAL
(Millones de m³)

AÑO	C U E N C A S					TOTAL
	NORDESTE	CUYANA	NEUQUINA	AUSTRAL	G. SAN JORGE	
1970	8.707	1.842	44.319	68.558	47.885	171.311
1971	6.594	1.708	64.152	73.472	43.955	189.881
1972	9.508	1.581	68.809	74.902	41.912	196.712
1973	8.100	1.475	72.030	75.346	44.795	201.746
1974	8.698	1.371	72.250	74.951	43.784	201.054
1975	7.168	1.251	71.340	77.862	42.758	200.378
1976	6.101	1.221	73.193	74.468	42.100	197.083
1977	6.265	1.232	122.117	74.784	41.777	246.175
1978	5.454	1.351	314.064	65.953	45.314	432.163
1979	38.064	4.164	384.560	102.256	44.651	573.695
1980	47.789	7.101	447.797	94.626	43.792	641.105

EVOLUCION DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL



I TOTAL PAIS II TOTAL CUENCA NEUQUINA III TOTAL PROV. DEL NEUQUEN

Los últimos estudios realizados en los reservorios de la Cuenca Neuquina han permitido comprobar que la misma albergaría, no sólo prácticamente el 70% de las reservas comprobadas de gas natural que posee el país, sino también una proporción equivalente de las reservas gasíferas probables y posibles.

Al 31-12-80 las reservas de gas comprobadas en la Cuenca Neuquina ascendían a 447.797 millones de metros cúbicos.

Las reservas probables son reservas definidas con menor control directo de perforaciones que las comprobadas, - pero que están basadas en evidencias de existencia de gas dentro de los límites del reservorio. O sea que son las reservas descubiertas pero no desarrolladas. La Cuenca Neuquina al 31-12-80 presentaba reservas probables de gas natural del orden de 190.000 millones de metros cúbicos.

Las reservas posibles, son aquéllas reservas determinadas con menor control que las probables y que se basan - principalmente en el conocimiento geológico regional y en la posibilidad de existir por su proximidad a áreas productivas. La Cuenca Neuquina dispone aún de importantes perspectivas en la zona Mendoza Sur y en la parte central y norte de la provincia del Neuquén. El área que más intensamente se explorará en el corto plazo es la correspondiente a estructuras vecinas a los yacimientos de Loma La Lata y Aguada Pichana donde las posibilidades son alentadoras y las estimaciones de las reservas posibles de gas natural son del orden de los 300.000 millones de metros cúbicos.

Las cifras mencionadas muestran por sí solas el definitivo potencial gasífero de la Cuenca Neuquina, que por otra parte son determinantes del actual panorama de las importantes reservas de este hidrocarburo con que cuenta el país.

Las reservas gasíferas comprobadas de la Cuenca Neuquina, de acuerdo a la ubicación geográfica de los yacimientos que la integran se encuentran distribuídas provincialmente de la siguiente manera :

<u>PROVINCIA</u>	<u>RESERVAS COMPROBADAS</u>	<u>(Miles de M3.)</u>
Neuquén	405.315	
Río Negro	26.004	
Mendoza	14.119	
La Pampa	2.359	
	<u>447.797</u>	FUENTE: SEE

La evolución histórica en los últimos 10 años de las reservas de gas comprobadas de la Cuenca Neuquina por provincia que la integran, como el aporte porcentual en el total de reservas gasíferas del país de los yacimientos ubicados - dentro de los límites de la provincia del Neuquén, pueden observarse en el cuadro siguiente :

EVOLUCION DE LAS RESERVAS DE GAS COMPROBADAS EN LA CUENCA NEUQUINA

(miles de m3.)

AÑO	CUENCA NEUQUINA			TOTAL PAIS	PARTICIPACION % de NEUQUEN	
	MENDOZA	RIO NEGRO	LA PAMPA			
1970	116	15.172	1.458	27.573	171.311	16,09
1971	106	32.655	1.396	29.995	180.881	16,58
1972	103	31.702	1.406	35.598	196.712	18,09
1973	1.172	31.254	2.762	36.842	201.746	18,25
1974	1.157	25.543	2.702	42.848	201.054	21,31
1975	1.245	25.042	2.589	42.463	200.379	21,19
1976	1.858	23.256	2.422	45.657	197.083	23,16
1977	2.362	27.925	2.620	89.210	246.177	36,24
1978	5.975	26.347	2.329	279.413	432.163	64,65
1979	9.733	22.995	2.558	349.275	573.694	60,09
1980	S.D.	S.D.	S.D.	S.D.	641.105	-

S.D.: Sin datos disponibles.

Fuente: S.E.E.

Los principales yacimientos gasíferos que integran la Cuenca Neuquina aportan a la misma la siguiente estimación de reservas comprobadas :

<u>PRINCIPALES YACIMIENTOS</u>	<u>RESERVAS COMPROBADAS</u> <u>(millones de m3.)</u>
Loma La Lata	305.000
Aguada Pichana	28.000
Lindero Atravesado	20.000
Río Neuquén	16.000
Aguada Toledo	9.000
Aguada del Rodeo	8.000
Centenario	8.000
Anticlinal Campamento	6.000
Sierra Barrosa	5.000
otros	42.000
TOTAL :	448.000

De los principales yacimientos gasíferos que integran la Cuenca Neuquina, los siguientes se encuentran dentro de los límites de la provincia de Neuquén: Loma La Lata, Aguada Pichana, Río Neuquén, Aguada del Rodeo, Lindero Atravesado, Sierra Barrosa, Aguada del Toledo y Centenario.

La composición de los gases de los distintos yacimientos como la localización geográfica aproximada de los mis mos pueden observarse en el cuadro y mapa correspondientes.

Si bien en todos estos yacimientos se han comprobado importantes reservas, es necesario considerar que el mayor

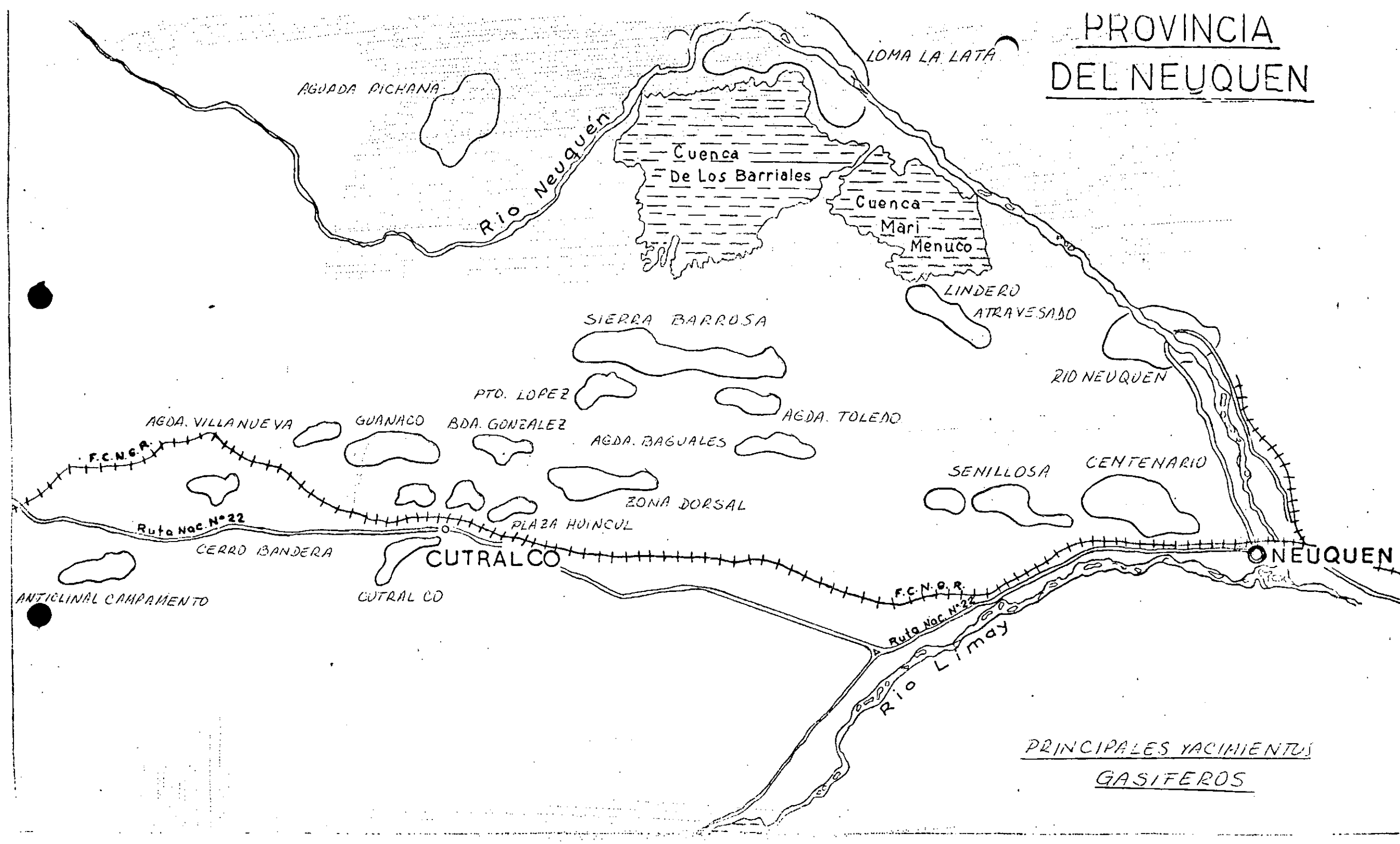
aporte global de las mismas, fue generado por el descubrimiento en 1977 del yacimiento Loma La Lata. Este yacimiento se encuentra ubicado en ambas márgenes del Río Neuquén a unos 75 Km. al Noroeste de la ciudad de Neuquén y posee dos niveles mineralizados, uno superior con petróleo y gas disuelto y otro más profundo con gas y condensado. El yacimiento se encuentra en la etapa de delimitación y desarrollo, pero por las reservas de gas comprobadas hasta el momento se ha convertido en el mayor yacimiento descubierto en el país y revista en la categoría de "Gigante" en el hemisferio occidental.

La provincia del Neuquén cuenta con otros yacimientos y zonas de producción de gas de menor relevancia como ser: Plaza Huincul, Loma Negra, Aguada Baguales, Guanaco, Anticlinal Campamento, Cerro Bandera, Puesto Hernández, Rincón del Sauce, Centenario, etc.

Al analizar las perspectivas de la Cuenca Neuquina a corto y mediano plazo se destaca los grandes volúmenes categorizados como reservas probables con que se cuenta en esta cuenca con gran cantidad de yacimientos aún no desarrollados por falta de mercado para su producción. Como son los recientes descubrimientos entre los que sobresalen los correspondientes a Rincón Chico, Puesto Bravo y Río Grande.

En general se considera que la Cuenca Neuquina es preferentemente gasífera, no solo por la magnitud de sus reservas, sino también por la cantidad de sondeos que han detectado gas en toda la extensión areal de la misma y a diversas profundidades.

PROVINCIA DEL NEUQUEN



PRINCIPALES YACIMIENTOS
GASIFEROS

Las posibilidades más concretas de disponibilidad futura de gas en el país se encuentran actualmente en esta - Cuenca, lo que está ejemplificado por el hecho de que en 1985 su producción se estime en un caudal diario de más de 25 millones de m³/día.

En tal ocasión, aún quedará como disponibilidad en reserva no sólo el potencial de producción de Loma La Lata sino también de otros varios yacimientos gasíferos tales como: Aguada Pichana, Aguada del Rodeo, Río Neuquén Alta, etc. que deberán esperar los mercados correspondientes para su desarrollo y explotación.

Complementando lo expuesto mencionaremos que en la Cuenca Neuquina existen también otros yacimientos localizados y cubicados que tampoco se explotan. Las razones de ello son diversas y en algunos casos superpuesta.

Como regla general se tiene en cuenta para llegar a esta situación: la localización del yacimiento, las características del gas (composición, relación gas/líquido, presión, etc.), los volúmenes razonables de explotación posibles, la relación reservas comprobadas recuperables remanentes y la producción prevista, etc.; que configuran una compleja ecuación junto con las inversiones necesarias para su explotación, que en determinado momento hacen desaconsejable el proyecto de explotación. Estos yacimientos son considerados en reserva de gas y en algunos casos se aconseja su uso como yacimientos " pulmón) para compensar posibles faltantes de suministro - (por ej. yacimiento Sierra Barrosa).

COMPOSICION DEL GAS NATURAL DE LOS PRINCIPALES YACIMIENTOS DEL NEUQUEN

COMPOSICION	CENTENARIO	SIERRA BARROSA	LOMA LA LATA	LINDERO ATRAVESADO	RIO NEUQUEN	ANTICLINAL CAMPAMENTO
Nitrógeno	0,98	0,64	0,84	0,99	1,07	0,50
Dióxido d/Carbono	0,15	1,65	1,22	0,58	0,26	0,29
Metano	88,15	95,15	90,36	92,46	89,50	92,46
Etano	6,17	1,74	4,62	3,62	5,58	4,22
Propano	2,41	0,46	1,76	1,38	2,25	1,31
Isobutano	0,43	0,07	0,29	0,24	0,34	0,16
N-Butano	0,71	0,13	0,46	0,38	0,64	0,30
Isopentano	0,26	0,05	0,14	0,11	0,14	0,09
N-Pentano	0,27	0,05	0,12	0,10	0,13	0,12
Hexanos	0,31	0,04	0,10	0,07	0,04	0,17
Heptanos y Sup.	0,16	0,02	0,09	0,07	0,05	0,38

PRODUCCION:

Desde que se inició en 1918 la exploración petrolera en la Cuenca Neuquina se han perforado (4172) pozos, de los cuales (325) resultaron gasíferos presentando una relación de casi el 8%.

De este total de pozos gasíferos de la cuenca - (260) correspondían a pozos ubicados dentro de los límites de la provincia del Neuquén.

La situación de estos pozos gasíferos es la siguiente :

ESTADO DE LOS POZOS GASIFEROS NEUQUINOS HASTA 1979

CONCEPTOS	EN PODER DE Y.P.F.	EN PODER DE COMPAÑIAS PRIVADAS	TOTAL
Productivos de Gas	209	51	260
Parados transitoria <u>mente.</u>	36	16	52
En reserva de gas	150	7	157
En estudio	2	15	17

Además de lo indicado en la provincia de Neuquén existían al 31-12-80 aproximadamente 40 pozos parados debido a la alta relación gas/petróleo que poseen.

La evolución histórica de la producción de gas natural en la provincia del Neuquén puede seguirse en el siguiente cuadro donde se muestran las entregas de gas que YPF ha efectuado a Gas del Estado desde el comienzo de sus actividades.

GAS NATURAL NEUQUINO ENTREGADO POR Y.P.F. A GAS DEL ESTADO

<u>AÑO</u>	<u>MILLONES DE M3.</u>
1948	1
1949	1
1950	1
1951	2
1952	6
1953	35
1954	66
1955	45
1956	58
1957	123
1958	143
1959	159
1960	104
1961	96
1962	117
1963	191
1964	241
1965	218
1966	217
1967	226
1968	227
1969	238
1970	802
1971	1450
1972	1427

<u>AÑO</u>	<u>MILLONES DE M3.</u>
1973	1747
1974	1625
1975	1793
1976	1863
1977	1974
1978	2096
1979	2190
	<hr/>
	19482

La evolución histórica durante los últimos 10 años de la producción total de gas natural en la provincia se muestra en el cuadro siguiente :

EVOLUCION DE LA PRODUCCION NEUQUINA DE GAS NATURAL

(miles de m3.)

<u>AÑO</u>	<u>Y.P.F. (ADMINISTRACION)</u>	<u>Y.P.F. (CONTRATOS)</u>	<u>ESSO</u>	<u>TOTAL</u>
1970	1.067.885	26.770	18.385	1.113.040
1971	1.809.865	33.980	13.504	1.857.349
1972	1.720.652	29.692	24.037	1.774.381
1973	2.141.839	28.044	23.837	2.193.839
1974	1.812.297	390.924	21.769	2.224.990
1975	1.696.608	646.544	20.803	2.363.955
1976	1.928.123	632.473	18.021	2.578.617
1977	2.348.164	526.282	16.398	2.890.844
1978	2.484.165	623.776	14.062	3.122.003
1979	2.485.403	679.609	13.124	3.178.136

Es de hacer notar que durante los últimos años del total de gas producido un porcentaje que ha oscilado entre un 20 a un 30 por ciento no ha sido aprovechado.

Las causas del aventamento de gas natural han sido variadas, y en la mayoría de los casos se han conjugado más de una, siendo las más importantes la necesidad urgente de producción de petróleo sin tiempo para realizar la infraestructura de captación de gas, la falta de un precio para el gas acorde con las inversiones del producto, la ubicación de yacimientos en zonas alejadas a los centros de captación o gasoductos troncales, el contenido de impurezas del gas, etc.

En la Cuenca Neuquina se libera a la atmósfera un volumen promedio-día de 2.700.000 m³., constituyendo esta cifra el 45% del total de gas venteado en el país.

Puntualmente el mayor volumen pertenece al yacimiento Puesto Hernández con 960.000 m³/día, que se encuentra muy alejado de los centros de captación (150 km) pero que fundamentalmente tiene un alto contenido de impurezas (55%) que harían sumamente onerosa su colección y acondicionamiento.

Otros cinco yacimientos con un volumen de 1.000.000 m³/día están en programa de captación.

El resto del caudal pertenece a yacimientos que en un número aproximado de 50 disponen de producciones pequeñas, en zonas alejadas y, en muchos casos con impurezas.

Actualmente la proporción de gas venteado está disminuyendo respecto de los porcentajes mencionados debidos a las obras de captación encaradas y a la Resolución N° 415/79

de la Secretaría de Estado de Energía sobre el aventamiento de gas natural.

Por esa disposición se prohíbe el aventamiento de gas natural de pozos gasíferos y de pozos petrolíferos en los que la relación gas/petróleo supere los 400 m³/m³. Esta relación está referida a yacimientos en explotación y deberá reducirse a 200 m³/m³ a partir de 1982 y a 100 m³/m³ de 1983 en adelante.

Hasta 1979 el gas natural producido por Y.P.F. en la provincia del Neuquén representó el 16,7% del total de gas producido por esta empresa en el país.

El gas entregado a Gas del Estado hasta 1979 en la provincia del Neuquén representó el 21,2% del total de gas adquirido por esa empresa.

El gas producido en Neuquén y entregado a Gas del Estado para su comercializado, proviene de ciertos yacimientos gasíferos que se explotan con ese destino. En el cuadro siguiente se pueden observar los distintos yacimientos que durante los últimos 10 años se han explotado para abastecer los requerimientos de Gas del Estado.

YACIMIENTOS NEUQUINOS PRODUCTORES DE GAS ENTREGADO A GAS DEL ESTADO:

AÑO	Y A C I M I E N T O S
1970	-Cutral-Có, Neuquén, Plaza Huincul, Zapala, Sierra Barrosa.

AÑO	Y A C I M I E N T O S
1971	Neuquén, Plaza Huincul, Zapala, Sierra Barrosa, Centenario.
1972	Plaza Huincul, Zapala, Sierra Barrosa, Centenario.
1973	Plaza Huincul, Zapala, Sierra Barrosa, Centenario.
1974	Plaza Huincul, Zapala, Sierra Barrosa, Centenario, Lindero Atravesado.
1975	Plaza Huincul, Zapala, Sierra Barrosa, Centenario, Lindero Atravesado.
1976	Plaza Huincul, Zapala, Sierra Barrosa, Centenario, Lindero Atravesado.
1977	Plaza Huincul, Zapala, Sierra Barrosa, Centenario, Lindero Atravesado.
1978	Plaza Huincul, Sierra Barrosa, Centenario, Lindero Atravesado, Loma La Lata, Aguada Toledo, Anticlinal Campamento, Río Neuquén.
1979	Plaza Huincul, Sierra Barrosa, Centenario, Lindero Atravesado, Loma La Lata, Aguada Toledo, Anticlinal Campamento, Río Neuquén.

Durante 1980 la producción de gas natural en los yacimientos de la Cuenca Neuquina fue del orden de los 14 millones de m³/día.

Esta producción tuvo como destinos alimentar los dos gasoductos principales del Sistema del Oeste, parte se utilizó en los consumos de los yacimientos y el resto debió ser

venteado.

Se ventearon unos 2.700.000 m³/día, de ellos -- 1.500.000 correspondieron al área de influencia de los yacimientos que abastecen las necesidades del gasoducto troncal - Neuquén - Bahía Blanca, 200.000 m³/día a los yacimientos relacionados con el abastecimiento de gas al gasoducto Plaza Huincul - Conesa - Zapala, el 1.000.000 m³/día restante corresponde al yacimiento Puesto Hernández.

Se consumieron en yacimientos bajo los distintos - conceptos que caracterizan este uso 1.700.000 m³/día; de ellos 120.000 m³/día en yacimientos relacionados al gasoducto Plaza Huincul-Conesa-Zapala y 1.400.000 m³/día en los relacionados al gasoducto Neuquén-Bahía Blanca.

La producción del gas que se colecta en la estación central donde nace el gasoducto Plaza Huincul-Conesa-Zapala, ha sido alimentada por numerosos yacimientos muchos de los cuales han ido declinando su producción desde el año 1950, en que entraron en servicio, siendo compensados por la incorporación de nuevos yacimientos. En la actualidad los yacimientos activos relacionados a este gasoducto son numerosos, destacándose Agua da Toledo, Barrosa Oeste, Zona N.I. (ESSO), Loma Negra, Puesto López, Aguada Baguales, Guanaco y Anticlinal Campamento. Tienen una producción anual del orden de los 400 millones de metros cúbicos y las reservas comprobadas de este sistema de yacimientos es del orden de los 10.000 millones de metros cúbicos.

La producción actual de los yacimientos que aportan

al gasoducto Neuquén-Bahía Blanca es del orden de los 4.500 millones de metros cúbicos anuales.

El yacimiento Sierra Barrosa que fue el principal proveedor de este gasoducto desde 1970 en que se tendió este conducto, está actualmente en reserva de gas, se lo utiliza esporádicamente como pulmón, dado que se han descubierto nuevos yacimientos con una relación gas-líquido menor; o sea producen más petróleo por m³ de gas que hacen más atractiva su explotación.

Se puede observar en el cuadro los principales yacimientos en explotación relacionados al gasoducto Neuquén - Bahía Blanca, la producción actual de los mismos y las reservas comprobadas de cada uno.

A partir de ello se puede inferir una estimación de la vida útil de estos yacimientos como así mismo la confiabilidad de suministro de gas que otorgan.

PRODUCCION Y RESERVAS DE GAS NATURAL DE LOS PRINCIPALES YACIMIENTOS QUE ALIMENTAN EL GASODUCTO NEUQUEN-BAHIA BLANCA.

YACIMIENTOS	PRODUCCION ANUAL (Millón de m ³)	RESERVAS (aprox) (Millón de m ³)
Sierra Barrosa *	-	51.000
Lindero Atravesado		
Occidental y Oriental Alta	690	16.000
Río Neuquén Alta *	-	11.000
Loma La Lata	630	305.000
Fernández Oro Alta	520	10.000

YACIMIENTOS	PRODUCCION ANUAL (Millón de m3)	RESERVAS (aprox) (Millón de m3)
Charco Baño	252	3.000
El Medanito-El Santiagueño-		
25 de Mayo	470	10.000
Río Neuquén Bajo-Lindero		
Atravesado Oriental Baja	1280	20.000
Fernández Oro Baja	180	16.000
Centenario- Salitral	420	8.000

* En reserva de gas con producción esporádica.

La evolución histórica de la producción de gas natural en la provincia del Neuquén, si bien ha presentado un crecimiento sostenido respaldado por las reservas comprobadas de los yacimientos provinciales, en estos momentos se encuentra frente al inicio de una nueva etapa de explotación gasífera.

En esta nueva etapa se incrementará sensiblemente la producción a fin de aprovechar el notable crecimiento del volumen de reservas evidenciado en los últimos tres años.

Las perspectivas de producción a corto y mediano plazo están destinadas por un lado a mantener e incrementar la incorporación de gas al sistema de gasoductos del Oeste, y por el otro, a iniciar las operaciones programadas del sistema de gasoductos Centro-Oeste.

Las perspectivas de explotación del gas natural -

neuquino en el corto plazo están perfectamente definidas en los programas trienales de producción que elabora anualmente Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

En tal sentido se muestra en el cuadro siguiente el programa de producción de Gas Natural para la provincia del Neuquén, el correspondiente al total del país, clasificados por origen (Administración de Y.P.F. y contratos privados) y la participación porcentual de la provincia en el total país, para el trienio 1981/83.

PROGRAMA DE PRODUCCION DE GAS NATURAL

(Miles de metros cúbicos)

AÑO	N E U Q U E N		T O T A L P A I S		%
	ADMINISTRACION	CONTRATOS	ADMINISTRACION	CONTRATOS	
1981	2.439.396	1.019.149	11.103.333	2.647.989	25.2
1982	3.390.465	1.829.500	12.265.236	3.460.451	37.6
1983	4.017.381	1.722.000	14.468.017	3.296.091	32.3

Gas del Estado ha proyectado inyectar en las cabezas del sistema de gasoductos del Oeste durante los próximos años 3.700 millones de m3 anuales o sea 10,2 millones de m3/día.

Para ello el Sistema Oeste cuenta con una capacidad de transporte de 10,6 millones de m3/día. Corresponden al gasoducto troncal Neuquén-Bahía Blanca 10,8 millones de m3/día y al Plaza Huincul-Conesa 0,8 millones de m3/día.

El principal destino de este gas es la planta extrac

tora de General Cerri y de allí a los diferentes destinos y uso que de ella surgen.

Hacia fines de la década Gas del Estado estudia la posibilidad de incrementar la capacidad de transporte del sistema Oeste. Ello se lograría con la construcción de un nuevo gasoducto entre Loma La Lata y General Cerri, que permitiría llevar la actual capacidad de transporte de 10,6 millones de m³/día a 15,2 millones de m³/día en el año 1989 y hasta 20,2 millones de m³/día para el año 1990.

Por el otro lado, se encuentra en construcción el gasoducto Centro-Oeste que une los campos Neuquinos productivos de gas con centros de consumo en Mendoza, San Juan, Córdoba, San Luis y Buenos Aires.

Este nuevo conducto tendrá su punto de partida en el yacimiento Loma La Lata, del que obtendrá los más importantes caudales. Ha sido programado para transportar volúmenes crecientes de 5,7 y 10 millones de m³/día en el 1°, 2° y 3° año de operación respectivamente, pudiéndose ampliar su capacidad total hasta 18 millones de m³/día.

El aporte de gas para este gasoducto estará dado por Loma La Lata con caudales de 3,5 - 5,1 y 8 millones de m³/día y por Lindero Atravesado Occidental con volúmenes de 2 - 2,6 y 3 millones de m³/día, en etapas simultáneas con la ampliación del gasoducto troncal.

El programa de provisión presupone un excedente a ser consumido como gas combustible y en retención para recuperación de gas licuado.

Para estimar la cantidad de gas natural que en el corto y mediano plazo producirá la Cuenca Neuquina, además de conocer el pronóstico de evolución del gas que se inyectará en las cabeceras de los sistemas troncales del Oeste y Centro-Oeste, se debe tener en cuenta las previsiones de venteo y las de consumo en el yacimiento.

Para el período 1981/85 se espera que el gas venteado sea reducido del 20% actual al 8% y el gas consumido en el yacimiento se mantenga en el 12% del gas producido.

EXPECTATIVAS DE PRODUCCION DE GAS NATURAL
EN LA CUENCA NEUQUINA
(Millones de m3)

AÑO	DISPONIBLE EN CABECERA GASODUCTO	VENTEO	CONSUMO YACIMIENTO	TOTAL
1981	3.700	940	530	5.170
1982	4.500	1490	670	6.660
1983	5.600	889	720	7.209
1984	7.300	799	880	8.979
1985	7.300	584	870	8.760
1986 *	7.300			8.760
1987 *	8.800			10.300
1988 *	10.300			12.050
1989 *	11.200			13.100
1990 *	14.000			16.400

* Estimaciones propias en función de los planes de Gas del Estado de inyección en cabecera.

Hacia 1985 la producción diaria de gas de la Cuenca Neuquina será del orden de los 25 millones de m³/día.

Si se tiene en cuenta que las previsiones de producción total del país son del orden de los 20.000 millones de m³ para 1985 o sea unos 55 millones de m³/día; la participación de la producción de la Cuenca Neuquina en la producción total del país se elevará del 25% actual al 45% en 1985.

Por su parte la producción de los yacimientos neuquinos elevarán su participación en la producción total de la Cuenca Neuquina del 62% actual al 85% en 1985.

Teniendo en cuenta el nivel de producción diaria esperado para 1985 de 25 millones de metros cúbicos, las reservas actualmente comprobadas de la Cuenca Neuquina otorgan amplio respaldo y seguridades de provisión, con períodos de amortización suficientes para hacer rentables todas las grandes obras programadas.

Las reservas comprobadas a la fecha permitirían una explotación regular por 30 años de 40 millones de m³/día o sea más de tres veces lo que produce actualmente la cuenca y cerca del doble de lo que se proyecta producir en 1985.



1.2. GAS DE REFINERIA.

Unidades:

En la Destilería de Plaza Huincul producen gas residual o gas de refinería las unidades de Destilación Atmosférica o Topping y de Reformación Catalítica (Platforming). Los volúmenes más significativos son producidos por esta última.

Topping:

En la torre splitter los vapores de cabeza son condensados y enviados a la esfera de almacenaje de butano que alimenta al Blending de Naftas.

Los vapores no condensables de la torre splitter constituyen el gas de refinería que va a un acumulador. Desde allí alimenta el Quemador Central del mismo Topping.

Calidad:

Este, por ser un gas de petróleo, no tiene hidrógeno y su densidad es elevada: aproximadamente 1,4 gr/ m³ (respecto al aire: densidad= 1).

Su poder calorífico superior oscila en los 19000 Kcal/m³ y el inferior en las 17.500 Kcal/m³.

Platforming:

En el separador ubicado a continuación de la torre estabilizadora se separan el butano que va a la esfera de almacenaje y el gas residual rico en hidrógeno. Una parte de este gas lo toman los compresores y lo vuelven al sistema de alimentación del Platforming y el resto va a un acumulador donde se mezcla con el gas natural que viene de los yacimientos y se distribuye a las demás plantas, usina e instalaciones de

la Destilería.

Siempre se trata de operar el Platforming a un régimen en que se produzca la menor cantidad posible de gas para obtener un mayor rendimiento líquido.

Calidad:

El gas tiene una densidad (respecto al aire de densidad: 1) de 0,89 g/m³ aproximadamente.

Su poder calorífico superior oscila en los 12.300 Kcal/m³. y su poder calorífico inferior en 11.300 Kcal/m³.

Su composición en moles % es la siguiente :

Hidrógeno	92%
Metano	5%
Etano	2,1%
Propano	0,5%
Butanos	0,2%
Pentanos	vestigios

Producción:

La producción de Gas Residual durante 1980 alcanzó a 25.500.000 m³ de gas seco a 15°C y 760 mm de Hg de Presión.

De esta cantidad corresponde :

4.900.000 m³ al Topping
20.600.000 m³ al Platforming.

Destino:

La totalidad del gas de refinería producido en Destilería Plaza Huincul se consume en la propia Refinería.

Consumo de Gas en la D.P.H.

Incluye gas de la propia refinería y gas natural

provisto por Gas del Estado que a su vez lo recibe de los yacimientos de la zona.

El consumo anual aproximado de las unidades es el siguiente :

Topping :	14.800.000	m3.
Platforming :	8.700.000	m3.
Calderas :	24.000.000	m3.
Chimenea :	1.100.000	m3.
Talleres, Labora <u>a</u> torios, etc. :	400.000	m3.
TOTAL :	49.000.000	m3.

La Sociedad Estatal se ha ido dando en los últimos años una política de reemplazar el consumo interno de Fuel - Oil en las Destilerías por el de gas natural y/o gas de refinería.

Esto ha podido ser aplicado con mayor celeridad en Destilería Plaza Huincul favorecida por su ubicación en una zona con elevadas reservas gasíferas.

Es así que a partir de Agosto de 1980 el consumo de fuel oil ha sido totalmente reemplazado por el de gas natural y el del gas que produce la propia destilería lo cual habrá de mantenerse para el futuro.

A continuación se detallan las cifras de consumo de Fuel Oil en los últimos años por parte de la Destilería Plaza Huincul :

1977	7.250	Tn.
1978	7.191	"
1979	2.967	"
1980	323	"
1981 (1er. Trimestre)	0	"

La tónica siguiente será pasar a un progresivo reemplazo del gas natural (recurso no renovable) utilizado en la producción del vapor por un aumento en el consumo de la energía eléctrica provista por el Chocón (recurso renovable).

REFINERIAS EN OPERACION

La única refinería en operación en la provincia es la nueva Destilería de Plaza Huincul perteneciente a Yacimientos Petrolíferos Fiscales. Fue inaugurada a fines de 1976, algunas unidades de proceso como la de Reformación de Naftas y la de tratamiento de Kerosene comenzaron a operar en enero de 1977.

El antecedente más lejano de la moderna D.P.H. es un rudimentario equipo de destilación que alcanzó a procesar 12 m3 de petróleo durante 1919. En 1921 se estableció una pequeña instalación de destilación y rectificación que constituyó el núcleo inicial de la Destilería Plaza Huincul.

La demanda creciente obligó a realizar continuos agregados y mejoras que permitieron satisfacer adecuadamente las necesidades de una zona de influencia en constante desarrollo y crecimiento.

Así, en 1922 se procesaban 2500 m3 y en 1929 se llegaron a destilar casi 27.000 m3 anuales produciéndose auto-nafta, kerosén, combustible e iluminante, agrícola, gas oil, fuel oil y hasta una partida de nafta para aviones.

En 1938 comienza la instalación de una serie de equipos sobrantes de la Destilería de Campana concretándose en octubre de 1939 la habilitación de una nueva unidad de destilación primaria.

En 1941 se instala una unidad de craqueo térmico proveniente de la Destilería Godoy Cruz (Mendoza) que había cesado sus actividades a fines del año 1940 como consecuencia

de la habilitación de la Destilería Luján de Cuyo.

Sucesivos cambios, mejoras y ampliaciones especialmente las realizadas alrededor de los años 1948, 1961 y 1966 permitieron adecuar sus instalaciones para procesar hasta 900 m³/día.

Pero el transcurso del tiempo resulta inexorable para la vida útil de los equipos; al mismo tiempo la demanda de producciones mayores y mejores calidades determinó se decidiera una remodelación integral que dió origen a la nueva Destilería de Plaza Huincul.

Localización:

La nueva Destilería de Plaza Huincul inaugurada en 1976 está ubicada en terrenos aledaños a la vieja Destilería homónima.

Esta situada a 5 km. al este de Cutral C6, a 100 km. al oeste de Neuquén y a 73 km. al este de Zapala. Con todas estas ciudades está vinculada por la ruta nacional N°22.

El F.C.G.R. (de trocha ancha) con terminal en Zapala, la une con Neuquén, las ciudades del Alto Valle del Río Negro, Río Colorado, Bahía Blanca, La Plata y Buenos Aires.

El aeropuerto más próximo es el de la ciudad de Neuquén, ubicado en las cercanías de la localidad de Plottier. En Cutral C6 hay un pequeño campo de aterrizaje apto para los aviones de YPF que trasladan el personal a los yacimientos de la zona.

Por oleoducto está unida a la Estación de Bombeo de Challac6 distante unos 13 km. donde hay también una

Estación de Almacenaje transitorio de petróleo.

Allí nace el oleoducto troncal que pasando por las Estaciones de Bombeo de Centenario (Neuquén); Allen (Río Negro), distante 111 km. de D.P.H. llega a Bahía Blanca, ciudad de donde fue prolongado a Destilería La Plata. 735 km. separan Allen de Puerto Rosales (Bahía Blanca) y 385 km. Puerto Rosales de Destilería La Plata.

Capacidad:

La capacidad de diseño de una Destilería está determinada por la capacidad de las unidades de topping que dicha destilería posea o sea de las unidades de destilación primarias del petróleo crudo.

La D.P.H. consta de un topping o unidad de destilación atmosférica de 3900 m³/día de capacidad de diseño.

Proyectada a un mes calendario tenemos una capacidad de procesamiento de 117.000 m³ de petróleo crudo.

A su vez suponiendo una operación normal durante 340 días al año podemos estimar una capacidad de 1.326.000 m³. de crudo/año.

En cuanto a las restantes unidades de proceso, cabe agregar que la unidad de Reformación Catalítica de Naftas (Unifining y Platforming) tiene una capacidad de diseño de 400 m³/día. Estos hacen 12.000 m³. de nafta para reformar/mes y 136.000 m³/año.

La unidad de tratamiento de kerosene (Merox) - tiene una capacidad de diseño de 540 m³. de kerosene/día. Esto significa 16.200 m³/mes y 183.600 m³/año.

Por último, la unidad de tratamiento de Naftas posee una capacidad de 430 m3/día; o sea 12.900 m3/mes y -- 146.200 m3/año.

La D.P.H. ha tenido en el último año que limitar su carga de petróleo crudo fundamentalmente por dos causas :

- 1) La estrechez relativa del mercado que cubre con oscilaciones estacionales que determinan mayores necesidades de motonaftas en verano, debido al turismo y mayores requerimientos de gas oil y kerosene para el invierno, para calefacción.
- 2) La incorporación de gasolina de Loma La Lata que se vuelca a la producción de livianos, fundamentalmente motonaftas obliga a disminuir la carga de petróleo crudo para no desbordar la capacidad de almacenaje de productos livianos.

Sin embargo, la D.P.H. a pesar de estas limitaciones y de los pocos años transcurridos desde su puesta en marcha, ha superado en algunos períodos mensuales su capacidad de diseño.

La unidad de destilación atmosférica de la D.P.H. ha llegado a procesar 4500 m3/día de petróleo crudo, sobre 3900 m3/día que fija su capacidad de diseño.

A continuación se detallan los meses récords de carga procesada de los últimos años :

1977 - Setiembre	110.305 m3/mes
1978 - Diciembre	119.045 " "
1979 - Julio	124.005 " "
1980 - Marzo	111.007 " "

Los 124.005 m3 procesados durante el mes de julio de 1979, significan una capacidad de procesamiento de 4000 m3/día mantenida durante el período de un mes.

En dicho mes las producciones de D.P.H. fueron las siguientes :

Nafta Super	:	14.281 m3
Nafta Común	:	9.942 "
Kerosene	:	7.362 "
J.P ₁	:	5.499 "
Gas Oil	:	24.411 "
Diesel Oil	:	3.852 "
Fuel Oil	:	1.000 "
Crudo Reducido	:	58.567 "
Pérdidas	:	1.325 "

Se aclara que las cifras de producción de naftas incluyen 2234 m3 de gasolina de Yacimientos de Loma La Lata incorporada directamente al Blending de Naftas.

Por último se detallan la carga de petróleo crudo procesado anualmente.

1977 :	1.153.969 m3
1978 :	1.181.273 "
1979 :	1.255.700 "
1980 :	1.140.900 "
1981 (Ier.Trim):	220.823 "

REGIMEN DE OPERACION

El proceso de refinación del Petróleo tiene un régimen de operación continuo durante todo el año, interrumpido solamente por los paros de mantenimiento (y/o reemplazo de catalizador en algunas unidades de proceso) o por los debidos a emergencias graves.

Esta industria por tratarse de una industria de procesos y hallarse sus diferentes plantas concatenadas, también presenta la particularidad de que un paro en determinadas unidades afecta a otra u otras unidades en forma directa.

Los paros programados en la D.P.H. por tratarse de una destilería nueva han sido hasta ahora relativamente breves.

Estos paros han tenido por objetivo los siguientes :

- Mantenimiento general
- Cambios de catalizador (en Merox y Reformación Catalítica)
- Cambios y/o reparaciones de válvulas y bridas
- Limpieza y mantenimiento de válvulas de seguridad (en las calderas)

Disponibilidad de materia prima adecuada

La D.P.H. carga crudo de la Cuenca Neuquina como lo designa la Secretaría de Estado de Energía que fija su valor F.O.B. en \$/m³ para una gravedad API entre 31° y 31,9°. También fija un ajuste en \$/m³ por variación de grados API.

El "crudo Neuquén-Río Negro" es una mezcla de crudos provenientes de diversos yacimientos existentes en Neuquén, Río Negro y algunos situados en el sur-oeste de La Pampa y sur de Mendoza.

Actualmente la D.P.H. está cargando crudo de la llamada serie CH (Challacó) que comprende yacimientos de la zona de Cerro Bandera, de los yacimientos costeros del Río Neuquén, yacimientos de la zona de Challacó y yacimientos Sur y Norte Dorsal, etc., todos ellos bombeados por oleoducto desde la Estación de Bombeo de Challacó.

El resto del crudo lo recibe también por el oleoducto desde la Estación de Bombeo de Centenario (Neuquén). Esta Estación recibe por oleoducto crudo de la serie C (Centenario) que comprende yacimientos como Loma La Lata, Añelo, Aguacajón, Lindero Atravesado, Centenario, etc.

También por oleoducto la D.P.H. está habilitada para recibir desde la Estación de Bombeo de Allen (Río Negro), crudo de la serie M (Medanito) que comprende numerosos yacimientos de Neuquén, Río Negro y Sur oeste de La Pampa.

Este crudo es colectado antes por la Estación de Bombeo Medanito (Río Negro).

También la Estación de Allén recibe crudo de la serie A (Allen) de los yacimientos de la zona como Fernandez Oro, Gral.Roca, etc.

Estos crudos especialmente el Medanito son aptos para la elaboración de cortes lubricantes por lo que es conveniente que sean derivados por oleoducto a Destilería La Plata.

Secundariamente la D.P.H. recibe también gasolina (C₃, C₄, C₅, C₆, C₇) de los yacimientos de Loma de La Lata (Neuquén). La misma es derivada directamente al blending de naftas donde se incorpora para contribuir a la producción de nafta super y común. Actualmente se la recibe por camión pero ya se halla en construcción un gasolinoducto a cargo de Gas del Estado de Loma La Lata a D.P.H.

El suministro de materia prima a la D.P.H. está asegurado hasta bien entrado el próximo siglo. Hay que tener en cuenta que partiendo de la muy pesimista hipótesis de que no se incorporaran nuevas reservas, el nivel de producción actual (que cubre el consumo de la D.P.H. más lo que se consume fuera de la Provincia, transportado por el oleoducto troncal a Puerto Rosales) estaría asegurado hasta el año 1999 aproximadamente.

Por otra parte hay que tener en cuenta que incluso con la red actual de conductos la D.P.H. puede ser abastecida con crudo proveniente de yacimientos de Río Negro y La Pampa.

Además, es lógico que siempre tendría prioridad por razones económicas el procesamiento en D.P.H. frente al procesamiento en Destilerías ubicadas en Bahía Blanca. o La Plata.

En síntesis, la confiabilidad del suministro de crudo a la Destilería Plaza Huincul supera con creces las más óptimas previsiones sobre la vida útil de las modernas instalaciones y equipos conque cuenta en la actualidad.

TECNOLOGIA

las modernas instalaciones de la D.P.H. constituyen el más avanzado complejo industrial para la producción de combustible en el sur de la Argentina.

Su tecnología fue provista por la Universal Oil Products (U.O.P.) de los EE.UU. y por la Compagnia Tecnica Industrie Petrolie de Italia (C.T.I.P.) y fue proyectada y construida por el consorcio MacKee - Techint.

La Ingeniería Básica y la concepción general de la obra fue confeccionada por personal técnico de YPF y sirvió de base para la preparación de los pliegos de la licitación emitida para desarrollar la Ingeniería de Detalle, la provisión de todos los equipos y materiales, el montaje de las instalaciones y la puesta en marcha.

Paralelamente se contrataron los procesos amparados por licencias que se utilizan en algunas unidades de elaboración.

Unidad de Destilación Atmosférica o Topping:

Ha sido diseñado con ingeniería de proceso desarrollado por la Compagnia Tecnica Industrie Petrolié con sede en Roma.

Descripción del proceso:

El crudo proveniente de los tanques de almacenaje, precalentado por intercambio con productos, es enviado al desalador donde se reduce su contenido salino. Aumentada su temperatura por nuevos intercambios es enviado a la torre flash.

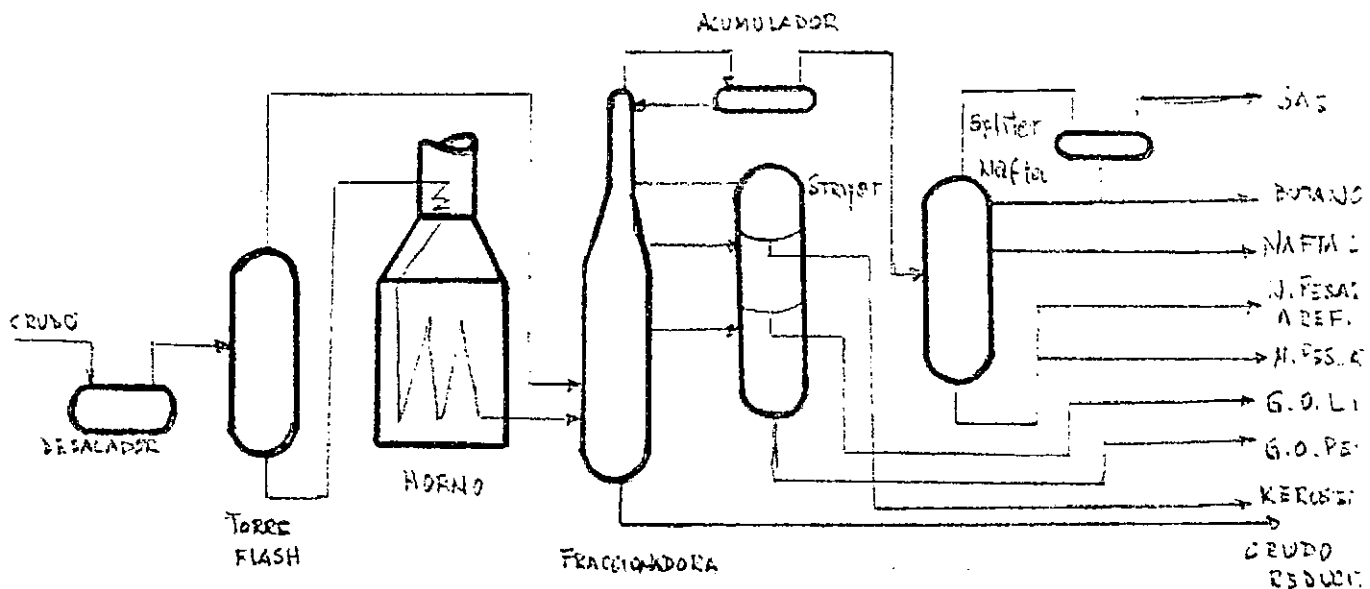
Los vapores separados en esta torre se envían directamente a la torre de fraccionamiento mientras que el líquido de fondo es calentado en un horno para introducir en condiciones adecuadas a la torre de fraccionamiento. Los gases de cabeza de esta torre son condensados y enviados a la torre splitter - mientras que se obtienen como cortes laterales kerosen, gas - oil liviano y gas oil pesado que previo despojado con vapor en sus respectivos stripper son enviados a almacenaje.

Los vapores de cabeza de la torre splitter son concentrados y enviados a almacenaje (butano). y lo no condensable a la línea de gas combustible.

Como corte lateral se extrae del splitter la nafta liviana que es enviada al tratamiento cáustico. Por el fondo de esta misma torre se obtiene la nafta pesada que pasa a la unidad de reforming o a la de tratamiento.

Por último, nos queda el crudo reducido del fondo de la fraccionadora que es evacuado como fuel oil.

Diagrama Unidad de Topping



Unidad de Tratamiento de Naftas

Esta unidad de tecnología C.T.I.P. tiene por objeto eliminar los compuestos sulfurosos. Por ella pasa toda la nafta liviana y una parte de la pesada provenientes del topping; los mismos son enviados a una columna mezcladora con una solución de soda cáustica al 10%. La mezcla es luego decantada en un re cipiente separador de donde los hidrocarburos son enviados a una segunda torre mezcladora para su lavado con agua. Previo separado de la misma los productos son enviados a almacenaje y los cáusticos recirculados.

Unidad de Tratamiento de Kerosén (Merox)

Consiste en un proceso de "endulzamiento" del kerosén o sea la eliminación de mercaptanos mediante su transformación en disulfuros.

La corriente es impulsada con presión suficiente - (8,5 kg/cm²) para fluir a través de los equipos de tratamiento Merox, (de tecnología U.O.P.),, los eductores de inyección de aditivos y llegar hasta los tanques de almacenamiento.

En su primer paso a través de la planta entra en el recipiente de lavado cáustico por los distribuidores instalados en la parte inferior, burbujen a través de una solución de hidróxido de sodio al 1% en peso, donde se retienen eventua les vestigios de ácidos sulfhídrico, nafténico y alifáticos que salen de la parte superior.

Los restos de soda cáustica arrastrados por el kerosén son eliminados por pasaje a través de un filtro de arena que actúa como coalescedor.

Luego la corriente de hidrocarburos recibe una corriente de aire a través de un cilindro de acero sinterizado a fin de lograr un contacto íntimo y entra al reactor por el distribuidor superior.

Este equipo, el más importante de la unidad, es un reactor de lecho sólido en el cual los mercaptanos son transformados en disulfuros al atravesar el manto constituido por un soporte de carbón activado, impregnado con el catalizador Merox y saturado con solución cáustica.

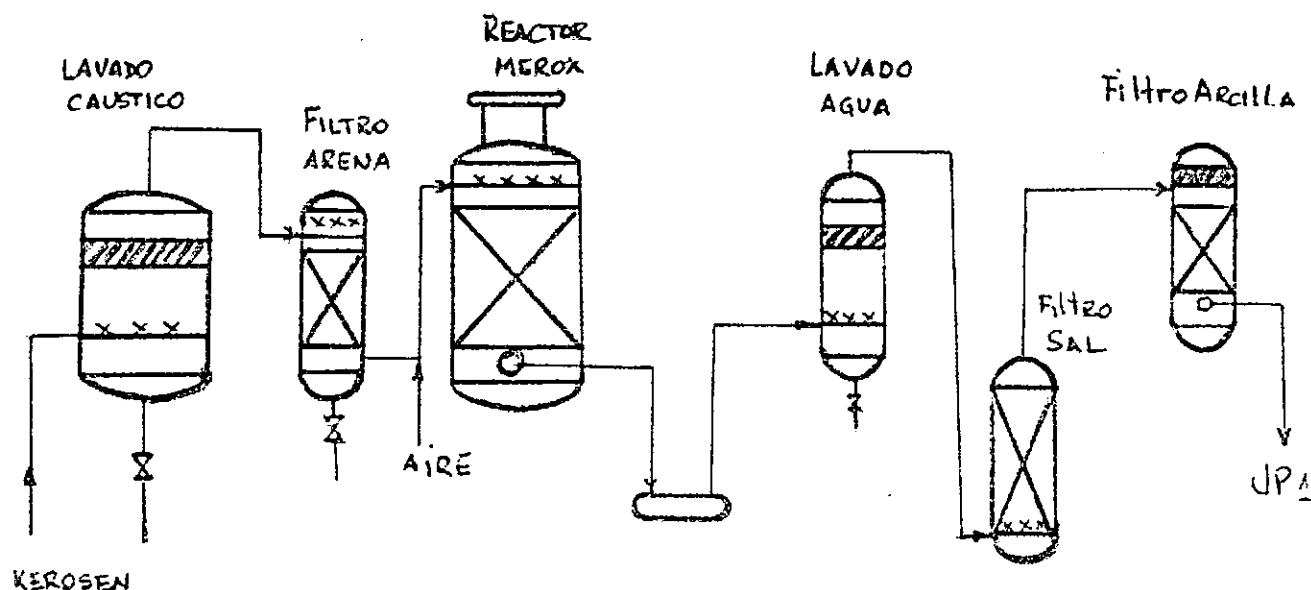
Posteriormente el kerosén se despoja de la soda en un separador donde por sedimentación se elimina la solución de soda cáustica arrastrada. Esta acción se complementa con un lavado de agua.

Luego pasa por una malla de acero inoxidable y por un filtro de sal con el objeto de eliminar el arrastre de gotas de agua.

Finalmente, por el distribuidor superior del filtro de arcilla, el kerosén se pone en contacto con una capa de arcilla activada donde se absorben contaminantes metálicos como cobre y sustancias superficialmente activas, a fin de cumplir requerimientos de combustible de aviación.

A continuación se agregan los aditivos y luego es enviado al almacenamiento.

Diagrama de Unidad Merox



Unidad de Reformación Catalíticas (Unifining-Platforming)

Esta unidad con ingeniería básica de U.O.P. fue diseñada para procesar nafta sin tratar fraccionada en la unidad de topping.

La nafta almacenada en tanques presurizados es bombeada, previo mezclado con gases ricos en hidrógeno, al horno donde es vaporizada y calentada a temperaturas del orden de los 300°C. Estos vapores ingresan al reactor a una presión aproximada a los 50 kg/cm² y son puestos en contacto con catalizador hidrobón especialmente preparado para eliminar azufre, nitrógeno, metales y otras sustancias consideradas venenos para el catalizador platforming.

El efluente del reactor, previo pasaje por dos evaporadores, es enviado a una torre despojadora que tiene por finalidad eliminar los gases disueltos e hidrocarburos livia-

nos producidos en el reactor.

Hasta aquí hemos reseñado el tratamiento previo de la nafta que va a entrar al proceso de reformación.

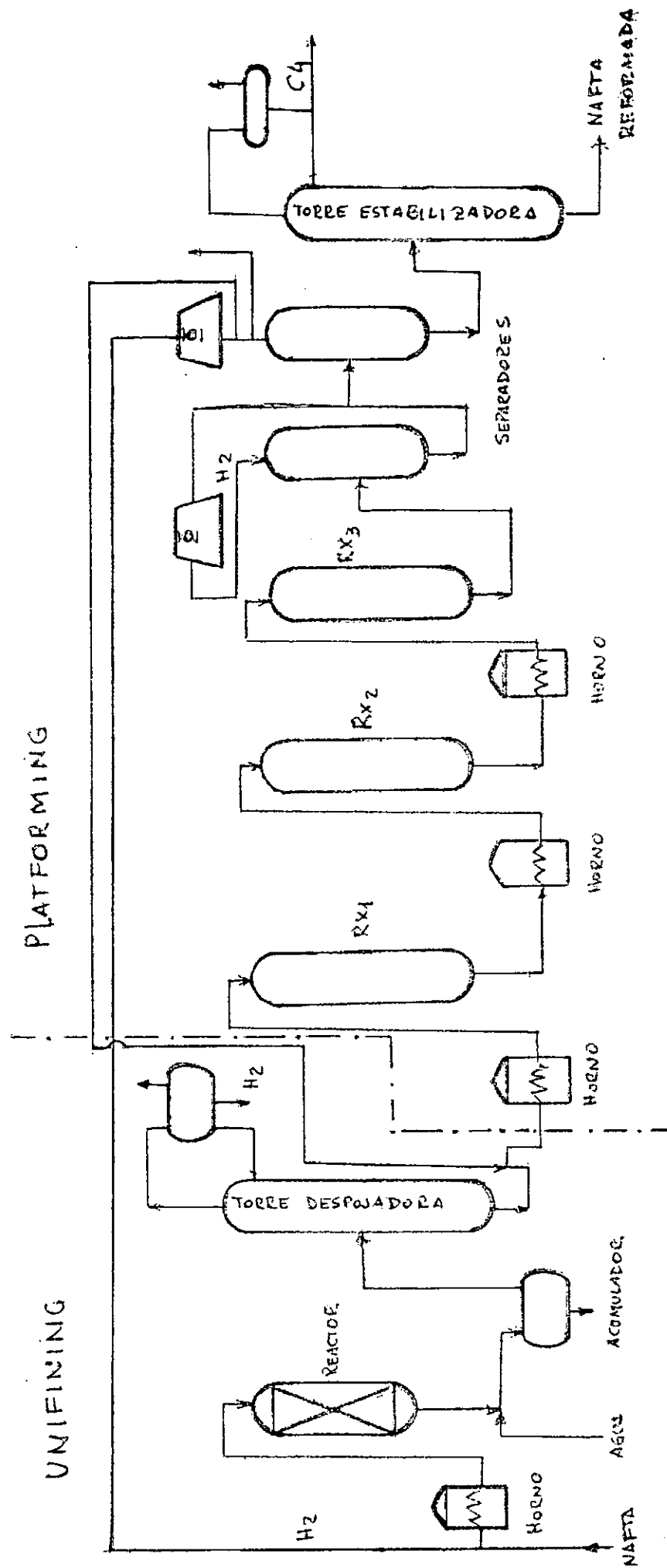
Los hidrocarburos ya tratados son enviados, previa incorporación de hidrógeno generado en el mismo proceso, al sistema de reacciones que consta de tres reactores de flujo radial en serie con catalizador de platino y sus correspondientes hornos precalentadores.

Aquí a una presión de 16 kg./m² y 540°C se producen las reacciones de aromatización, isomerización, deshidrociclicización e hidrocracking que originan los hidrocarburos de alto octanaje.

El efluente del último reactor, pasa por dos separadores donde se eliminan los gases ricos en hidrógeno de la nafta; esta última es enviada a la torre estabilizadora de donde se separan el resto de los gases del platformado estabilizado.

El hidrógeno obtenido es tomado en parte por los compresores que lo vuelven al sistema.

DIAGRAMA DE LA UNIDAD REFORMADORA



Unidad de preparación de Naftas y Kerosene (Blending)

Es una simple unidad de mezclado proyectada por técnicos de YPF. Cuenta con un parque de tanques de almacenaje con techo flotante de unos 2000 m³. de capacidad cada uno de los cuales garantiza la máxima seguridad en el manipuleo de productos livianos.

Allí se realizan las mezclas adecuadas para producir las naftas super y común y se adicionan los colorantes y aditivos inhibidores a los demás subproductos.

Usina: (dentro de las instalaciones auxiliares)

Cuenta con dos calderas fabricadas en el país bajo licencia Babcock - Wilcox de 27 t/h cada una de capacidad y operan a una presión de 17 kg/cm² a 250°C de temperatura.

La Destilería Plaza Huincul no cuenta con capacidad propia de generación de energía eléctrica. Esta es recibida desde el Chocón vía la subestación Cutral C6 de Agua y Energía y desde la Subestación perteneciente a Yacimiento Huincul de YPF que genera con máquinas térmicas su propia energía.

De estas dos vías de suministro la práctica ha demostrado que es más confiable la proveniente de Yacimiento ya que la generada por el Chocón está sometida a cortes más frecuentes que provocan paros de planta en la Destilería.

Conclusiones:

La tecnología utilizada en la construcción de la D.P.H. era la más moderna y mundialmente comprobada a la época de su contratación. Incluso hoy en día si bien se han desarrollado

nuevos aspectos de la misma se puede asegurar que en lo esencial no ha quedado desactualizada y su confiabilidad se ha visto reafirmada.

Respetando las previsiones de mantenimiento aconsejadas, se puede garantizar la operatividad de todas las unidades durante 340 días por año calendario.

Los catalizadores utilizados por las unidades de Merox y de la Platforming si bien no son elaborados en Argentina son mundialmente conocidos. Su provisión está asegurada por los - contratos realizados para adquirir los respectivos procesos. El resto de los insumos, como ser aditivos, inhibidores, anilinas y productos químicos utilizados son de fácil adquisición en el mercado nacional.

ESQUEMA OPERATIVO DE LA D.P.H.

El diagrama operativo de la moderna D.P.H. (ver diagrama adjunto) consta de cinco unidades a saber :

* Unidad de Destilación Atmosférica o Topping:

Tiene una capacidad de diseño de 3900 m³ de petróleo.

El crudo, una mezcla de petróleos de la cuenca neuquina los bombea de los tanques de almacenaje de la Destilería.

De esta unidad se obtiene gas residual, butano, nafta liviana, nafta pesada, kerosén, gas oil liviano, gas oil pesado, fuel oil y crudo reducido.

El gas residual se utiliza para el consumo interno de la Destilería y el resto se quema en chimenea.

El butano se almacena en una esfera de donde se incorpora a la unidad de preparación de naftas.

La nafta liviana y una parte de la pesada alimentan la unidad de tratamiento de naftas.

El resto de la nafta pesada se bombea a la unidad de Reformación Catalítica.

Una parte de kerosén alimenta la unidad de tratamiento de kerosén (Merox) para producir aerocombustible JP1. El resto pasa por la unidad de preparación de naftas y kerosén (blending) donde se le agrega la anilina correspondiente.

El gas oil pesado pasa también por esta unidad de donde sale ya como diesel oil previo agregado de anilina marrón.

El gas oil liviano va a producción de gas oil.

Una parte del crudo reducido se destina a producción de fuel oil.

El resto del crudo reducido se bombea a la Estación de almacenaje de Challacó donde se mezcla con petróleo crudo proveniente de yacimientos de la zona (El Sauce, El Divisadero, etc.) para su posterior envío por oleoducto vía Allen y Puerto Rosales a Destilería La Plata donde será reprocesado.

* Unidad de tratamiento de Naftas:

Trata toda la nafta liviana y una parte de la nafta pesada proveniente del topping mediante un proceso convencional con soda cáustica a fin de eliminar mercaptanos y otros compuestos de azufre que podrían perjudicar la calidad de las naftas. Su capacidad de procesamiento oscila en los 430 m³/día.

* Unidad de Reformación Catalítica de Naftas (Unifining y Platforming).

Procesa parte del corte de nafta pesada sin tratar proveniente del topping. La sección de pretratamiento (Proceso Hydrobon) elimina una serie de productos contaminantes y la sección de Reformación Catalítica (Proceso Platforming) reforma la estructura molecular con el objeto de elevar el número octánico de la nafta a 95 octanos sin agregado de tetraetilo de plomo.

Su capacidad de procesamiento alcanza los 400 m³/día.

* Unidad de tratamiento Catalítico de Kerosén (Mercox)

Trata la corriente de kerosén proveniente del topping mediante un proceso catalítico de endulzamiento (Mercox) destinado a eliminar los compuestos nocivos de azufre, convirtiendo los

mercaptanos endisulfuros para su posterior eliminación por lavado continuo. Esta unidad permite la obtención de aerocombustibles del tipo JP1 para aviones de retropropulsión. Su capacidad de procesamiento es de 540 m³/día.

* Unidad de Preparación de Naftas y Kerosén (Blending)

Recibe butano del topping, cortes ya tratados de naftas livianas y pesadas y la nafta reformada de la unidad de reformación catalítica. Con las mismas se preparan mezclas óptimas para obtener las motonaftas Común (últimamente llamada también normal) y Super que abastecen el mercado local y una amplia zona de influencia.

La preparación de naftas se completa con el agregado de fluido etílico y los colorantes e inhibidores correspondientes. En estas instalaciones también se realiza el agregado de colorante al kerosén.

La unidad se complementa con una serie de tanques de operación de techo flotante.

Instalaciones y Servicios Auxiliares:

Agua:

Una torre de la toma de hormigón armado enclavado en el lecho del Río Neuquén permite captar hasta 900 m³ por hora de agua para satisfacer las necesidades de la Destilería Plaza Huincul sino también las instalaciones aledañas del Yacimiento Plaza Huincul y de los barrios del personal de YPF.

Una nueva planta de Clasificación y Filtración puede tratar 800 m³ por hora del agua captada a través de desarena-

dores estáticos, decantadores de lecho de fangos fluidizados por pulsaciones y filtros rápidos de arena.

El agua filtrada es bombeada luego a través de un - acueducto de 33 km. de longitud para su posterior almacenaje y distribución.

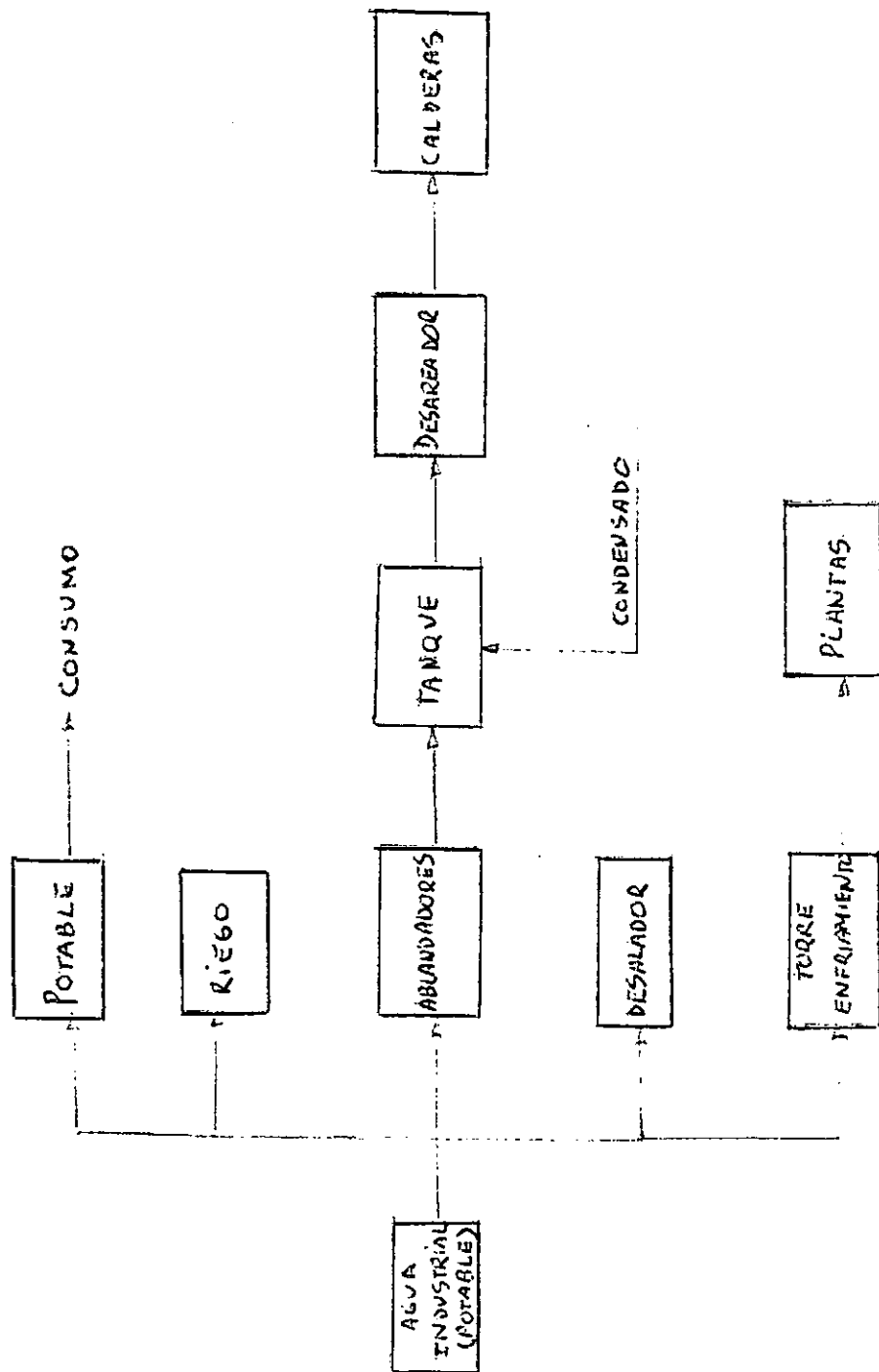
La D.P.H. cuenta con circuito cerrado de refrigeración con agua, que incluye una torre de Enfriamiento con una capacidad operativa de 600 m³ horarios. Posee dos celdas independientes de hormigón armado con relleno de bandejas de polietileno y funciona bajo el sistema de tiro inducido a contra corriente.

El tratamiento de las aguas efluentes consiste en una Pileta de Recuperación de productos diseñada según las normas API y para una capacidad de tratamiento de 500 m³ por hora de efluentes que son previamente recolectados a través de una red de desagües de 6000 m. de longitud.

La pileta posee mecanismos barredores de los fangos depositados en su fondo. El efluente se vuelca a un canal de desagüe público.

La D.P.H. poseía al 31/12/80 una capacidad instalada de producción de 10 m³/h. de agua ablandada, 80 m³/h. de agua industrial y un caudal de agua de refrigeración de 600 m³/h.

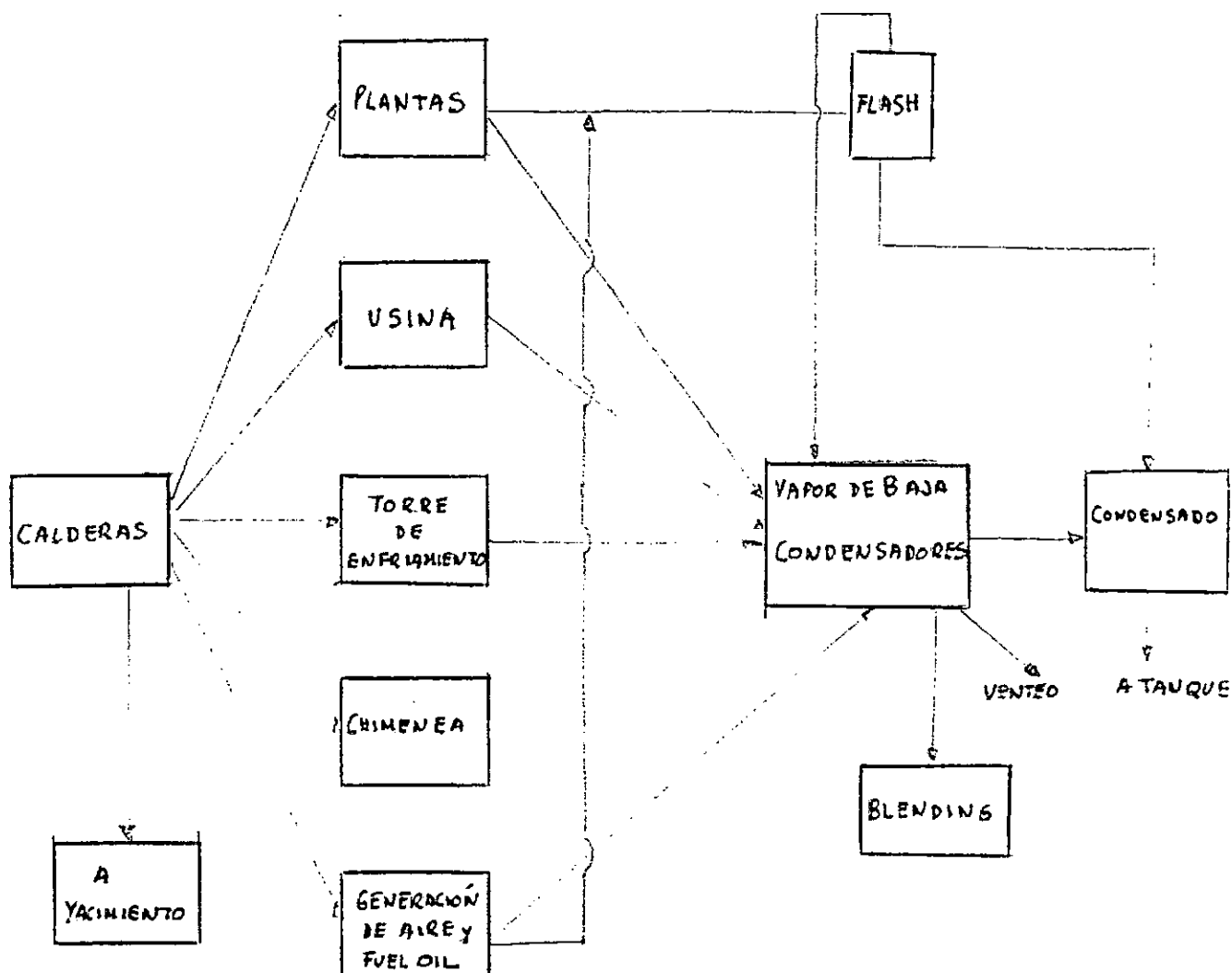
DIAGRAMA DE AGUAS DESTILERIA PLAZA HUINCUL



Vapor: La capacidad instalada de producción de vapor es de -
54 t/h.

La producción de vapor de agua, insumo fundamental para los diferentes procesos, se asegura a través de dos calderas generadoras con una capacidad de 27 T horarias cada una a 17 kg/cm² de presión y 250°C de temperatura. El vapor se distribuye para uso en los procesos y calefacción de tanques, cañerías e instalaciones. Una sola caldera alcanza ajustadamente. Normalmente se trabaja con las dos a media máquina.

DIAGRAMA DE VAPOR DESTILERIA PLAZA HUINCUL



Energía Eléctrica:

La Energía Eléctrica se recibe de la Subestación Cutral-Có de Agua y Energía que a su vez recibe del Chocón por una entrada, otra entrada auxiliar viene de la Subestación YPF de Yacimiento Huincul. La primera se recibe a una tensión de 33 KV.

Una subestación de entrada con dos transformadores de una potencia de 4000 KVA, cada una rebaja esa tensión a 2,3 KV y la distribuye mediante cables subterráneos a los 4 Centros de Control ubicados entre las distintas instalaciones de la Destilería. Con esa tensión se alimentan directamente los motores de potencia superior a 100 HP, en tanto que los de menor potencia son alimentados en 380 V. Para esto último se dispone de 2 transformadores de una potencia de 2000 KVA cada uno, que también suministran la tensión de 220 V para las necesidades de iluminación y otros usos.

La distribución de la energía eléctrica en 380 V y en 220 V se realiza mediante canalizaciones subterráneas y cables con aislación plástica.

De la Subestación de entrada parte también una línea aérea en 33 KV hasta la zona de la Toma de agua sobre el río Neuquén, distante unos 33 km. Existen allí dos transformadores de 2000 KVA de potencia para 33/13,2 KV y otros 2 de 500 KVA de potencia para 13,2/380/220 V para satisfacer las necesidades de la Planta de Captación y Tratamiento de Agua.

En la Subestación de entrada hay un tercer transformador de 500 KVA y de relación 10/0,38 KV el cual es alimenta-

do con 10 KV de la subestación de YPF (Yacimiento) que alimentaba a la Destilería primitiva.

Los transformadores son de tipo intemperie ubicados al exterior.

Aire Comprimido:

Se genera mediante dos compresores alternativos para 540 m³/h a una presión de 8 kg./m².

Gas Natural:

Una red proveniente de Yacimiento Huincul asegura la provisión de este fluido para el funcionamiento de calderas y alambiques, junto con el gas de refinería producido por las unidades de elaboración.

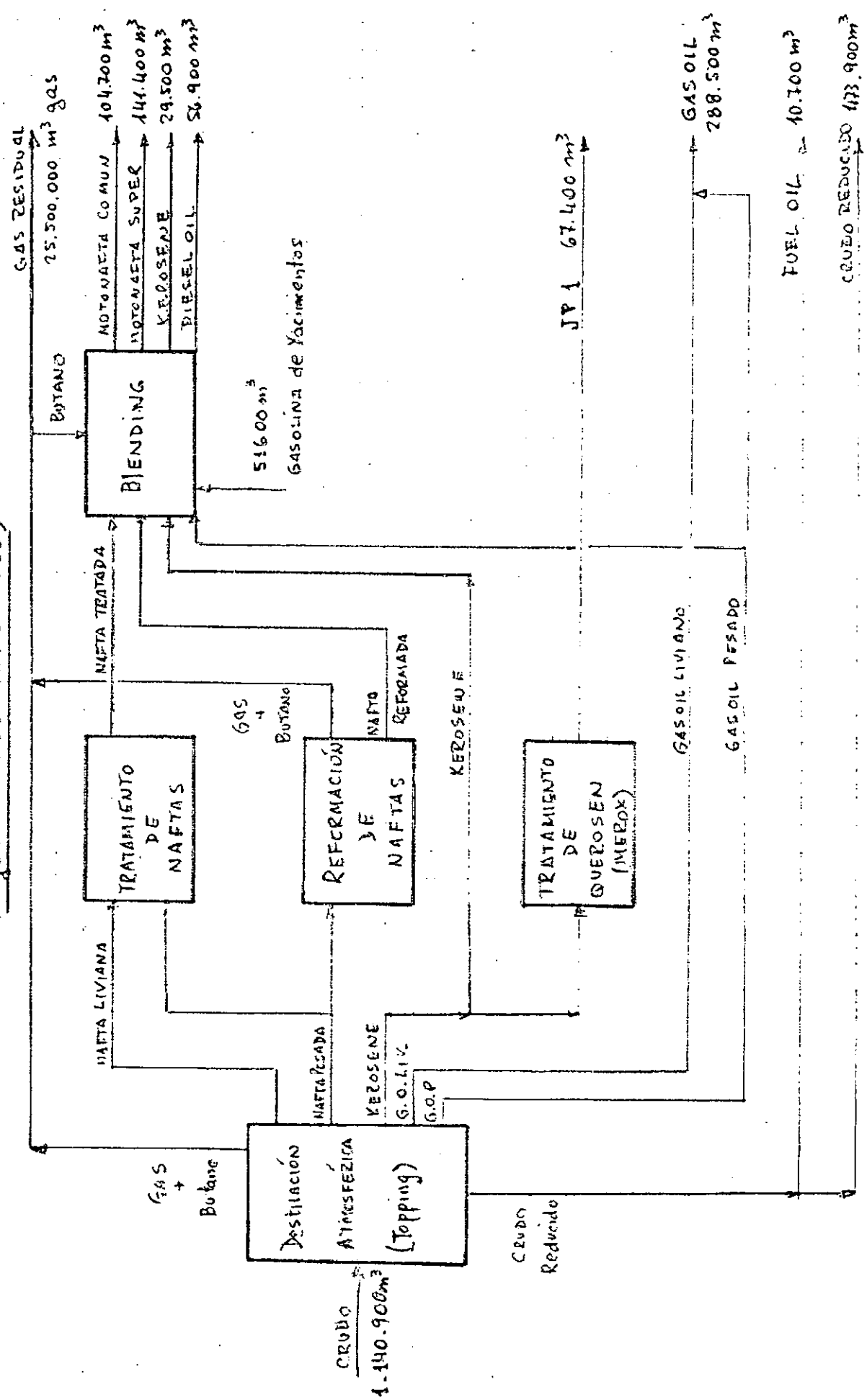
El gas natural y el gas de refinería a partir de mediados de 1980 han reemplazado completamente el consumo de Fuel oil producido en la unidad de topping de la Destilería. Anteriormente el Fuel oil era consumido fundamentalmente por el Quemador del propio topping y por la unidad de Reformación de Naftas o Platforming.

Otras Instalaciones Auxiliares y Complementarias:

- Chimenea de combustión de 50 m. de altura.
- Central de incendio con equipos de bombeo de agua contra incendio y garage para camiones autobombas.
- Casa de Bombas para la centralización de los movimientos de productos.
- Tanques de operación y preparación de subproductos.
- Tanques de almacenaje de crudo (4 unidades de techo flotante para 11.000 m³ c/u).

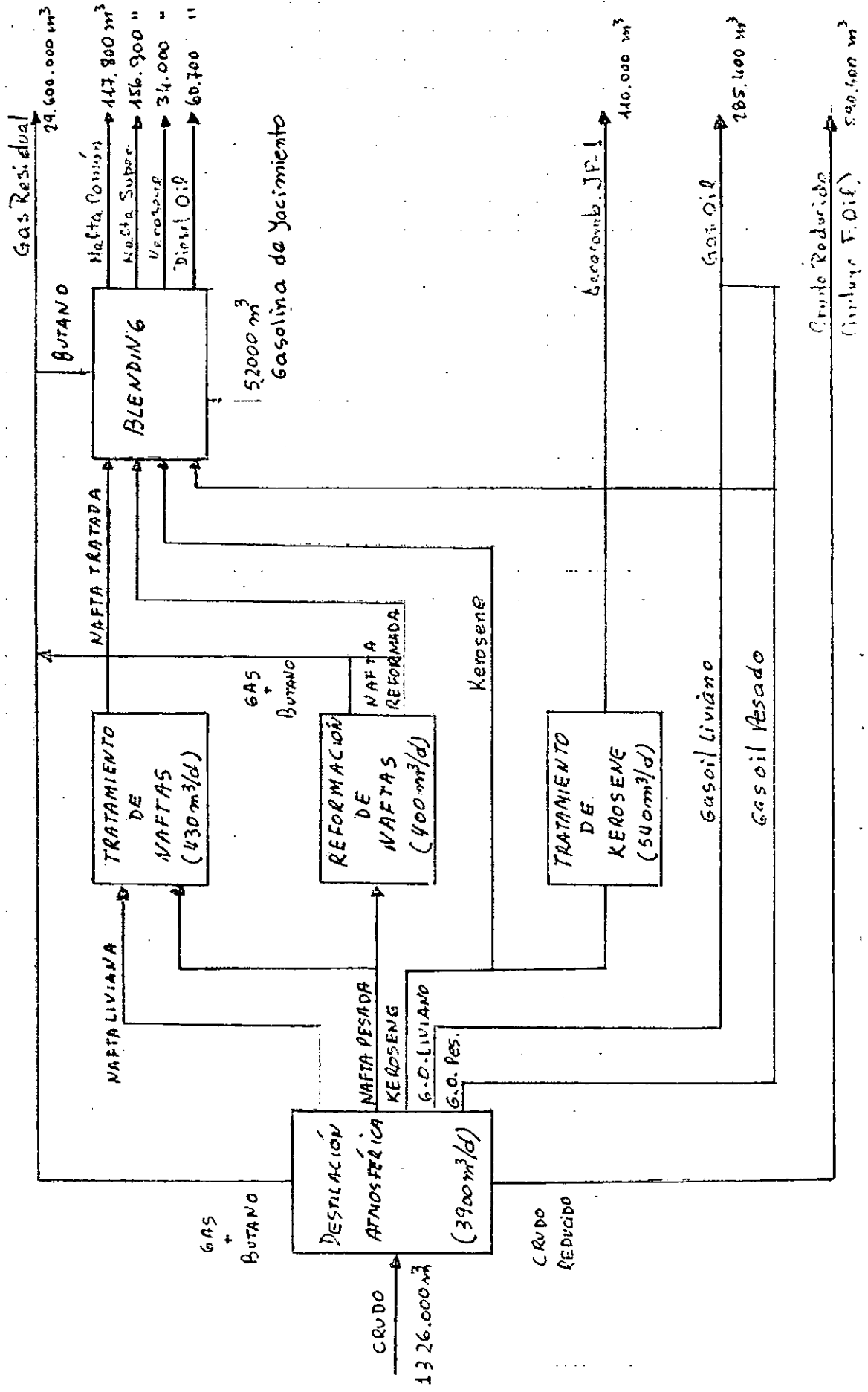
- Edificios para portería, vestuarios y administración.
- Laboratorio para control y ensayos de productos.
- Talleres generales y depósitos.

ESQUEMA OPERATIVO DESTILERIA PUERRO HUANACUL (Según Procesamiento 1980)



ESQUEMA OPERATIVO DESTILERIA PLAZA HUINCUL

(Según Capacidades de Diseño)



Estado de Manutención:

El estado general de manutención de la D.P.H. puede calificarse de muy bueno tanto en lo que hace a las plantas y equipos como a las instalaciones de los diferentes servicios auxiliares, tanques de almacenaje y edificios de laboratorio y Administración.

Concurren para lograr esto por un lado lo relativamente reciente de su puesta en marcha (fines de 1976, principios de 1977), un adecuado cumplimiento de los paros programados de las diferentes plantas, la falta de graves fallas o accidentes durante sus cuatro años de operación y también el hecho de que sus plantas de proceso en general no trabajaron por lapsos prolongados a regímenes muy superiores a los de diseño; sino que por el contrario, por problemas de mercado, normalmente operaron por debajo de sus capacidades de diseño.

Se ha tomado especial cuidado en lo que atañe a la contaminación ambiental, particularmente al tratamiento de sus efluentes.

También es de destacar una preocupación en cuanto a la pintura de edificios y equipos, limpieza general y desarrollo de jardines; cuidados todos ellos poco usuales en una Destilería de Petróleo.

Condiciones Climáticas:

Desde el punto de vista de la confiabilidad la Destilería Plaza Huincul se encuentra en una zona donde no se producen tornados o vientos huracanados de magnitud y frecuencia que puedan poner en peligro o dañar sus instalaciones.

Tampoco se presenta el problema de nevadas de gran intensidad y duración que puedan llegar a obstruir equipos o dificultar el acceso del personal en alguna época del año.

Demás está que la sequedad del clima excluye tajantemente toda posibilidad de inconvenientes provocados por lluvias prolongadas, inundaciones, etc.

Condiciones Geológicas:

Aquí se abordan las características geológicas exclusivamente desde el punto de la confiabilidad. Para un análisis más detallado se puede consultar el anexo.

La Dorsal de la Cuenca Neuquina, zona donde está ubicada la Destilería Plaza Huincul, es una región tectónicamente estable desde principios del cuaternario. Los últimos movimientos tectónicos de importancia datan de Edad Miocena (terciario medio superior).

La actividad volcánica se ha mantenido durante el Pleistoceno y Holoceno (Cuaternario) pero todo el conjunto ha sufrido un intenso proceso de peneplanización (aplanamiento).

En síntesis, no ha habido en épocas recientes ni se prevén terremotos o movimientos sísmicos de importancia. Sí ha habido temblores como repercusión de los grandes terremotos de San Juan, Caucete, Concepción y Valdivia (los dos últimos del lado chileno). Estos sin embargo sólo han alcanzado los primeros grados de la escala Richter y en ningún momento han puesto en peligro ni siquiera las viviendas más precarias.

Por último, tampoco existe actividad volcánica que pueda afectar las instalaciones, las comunicaciones, la extrac

ción de crudo o el normal desenvolvimiento de las poblaciones asentadas en la zona.

Historia de fallas:

La moderna Destilería de Plaza Huincul no presenta en su corta historia antecedentes de relevancia en cuanto a interrupción de su funcionamiento por fallas, o accidentes de gravedad (incendios, explosiones, roturas de equipos importantes etc.).

Los paros no programados de plantas o unidades de servicios auxiliares se han reducido a los provocados por :

- Cortes en el suministro de energía que fueron los más frecuentes y todos ellos rápidamente superados.
- Emergencias en el funcionamiento de compresores.
- Emergencias en el funcionamiento de bombas.
- Emergencias que motivaron reemplazos de válvulas y bridas.

Planes de Expansión:

Ampliación Refinerías existentes:

La sociedad estatal no tiene aprobado ningún plan de expansión en la Destilería de Plaza Huincul. Esto es debido fundamentalmente a la estrechez del mercado de combustibles correspondiente a la zona de influencia de esa refinería.

Sin embargo en época reciente se han realizado estudios tendientes a cumplir y/o diversificar la producción de D.P.H. Uno de ellos ha sido archivado y el restante aún con pocas posibilidades de ser aprobado todavía se encuentra en estudio

Evolución prevista:

El plan de acción de YPF para el período 81/83 asigna

a la D.P.H. las cifras de procesamiento de petróleo y de producciones de siguientes :

<u>Carga a Procesar</u>	(en miles de m3.)		
	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>
Petróleo Cuenca Neuquina	1168,0	1168	1168
Gasolina de Gas del Estado	43,6	44	44

Productos:

Aerocombustible JP1	48,0	60	60
Motonafta común	122,6	123	123
Motonafta Super	122,6	123	123
Kerosene	38,0	35	35
Gas Oil	288,4	279	279
Diesel Oil	42,0	42	42
Fuel Oil parafínico	18,0	18	18
Crudo Reducido			
(a reprocesar en D.L.P.)	488,1	488	488

Durante el próximo trienio la D.P.H. procesará petróleo a razón de un promedio de 3.200 m3/día.

Su contribución al procesamiento total de YPF de acuerdo a lo proyectado en el plan trienal de la empresa estatal variará según la secuencia siguiente :

1981 :	5,5%
1982 :	5,3%
1983 :	5,2%

Comentarios Generales:

La inexistencia de planes de expansión en la provincia

se debe en primer lugar a que la Destilería de Plaza Huincul cubre con creces las necesidades del mercado provincial y zona de influencia en cuanto a combustible se refiere.

Incluso no hay que dejar de tener en cuenta que procesa por debajo de su capacidad debido a este problema.

También es importante señalar que se trata de una destilería nueva (por lo menos para nuestro país): tiene poco más de cuatro años desde su puesta en marcha y ha sido originalmente proyectada para una evolución más acelerada del mercado zonal.

Quizá la mayor preocupación sea evitar el doble procesamiento de una parte del crudo de la zona (en la D.P.H. y luego en D.L.P.) y tratar de lograr un mayor aprovechamiento del crudo reducido que sale del topping de la D.P.H. y tiene que ser volcado al oleoducto a Destilería La Plata.

La perspectiva más lógica que aparece es utilizarlo para producir asfaltos que tienen que llegar a la zona desde La Plata. Este curso de acción choca con un problema de economía de escala y de rentabilidad que exigirá un precio diferencial para el producto respecto del resto del país.

Los planes de producción para el próximo trienio presentan sólo el incremento de la producción de aerocombustible JET-1 vinculado directamente con el aumento previsto en el tráfico aéreo a esa zona.

Indudablemente será el desarrollo industrial de la provincia y del Alto Valle y zona de influencia las que en su momento motivarán la necesidad de implementar planes concretos de expansión en la única refinería petrolera existente en la provincia.

RED DE DISTRIBUCION

En la República Argentina los yacimientos gasíferos se caracterizan por encontrarse localizados en regiones distantes de los grandes centros de consumo.

La vinculación de los yacimientos con los centros de consumo requiere la construcción de grandes gasoductos troncales que permiten el transporte del gas.

El país cuenta actualmente con tres sistemas de gasoductos troncales en operación, cuya longitud total es de unos 11.000 km. de conductos principales.

El cuarto sistema troncal se encuentra en construcción y posee una longitud de unos 1700 km. de conductos principales.

El "Sistema Norte" transporta el gas proveniente de la Cuenca Noroeste y de Bolivia, el "Sistema Sud" transporta el gas de los yacimientos de la Cuenca Austral y de la Cuenca Golfo San Jorge.

El "Sistema Oeste" transporta el gas de los yacimientos de la Cuenca Neuquina al igual que lo hará el Sistema Centro-Oeste en construcción.

Sistema Oeste:

La producción de los yacimientos neuquinos actualmente - alimentan el sistema de gasoductos del Oeste, que tiene como primer gran destino la planta extractora de General Cerri en Bahía Blanca. Allí el gas natural seco continúa su transporte a los centros de consumo de la provincia de Buenos Aires y la Capital Federal; disponiéndose además del gas licuado obtenido

y del etano que alimenta a Petroquímica Bahía Blanca.

Cuando el gas es extraído de los yacimientos es una mezcla de hidrocarburos livianos y pesados, gases inertes, agua e impurezas. Para su transporte por los gasoductos es necesario acondicionarlo sometiénolo a procesos de compresión, deshidratación, , desgasolinado y recuperación de C_2 , C_3 y C_4 .

Los procesos mencionados tienen por objeto principal obtener puntos de rocío de agua y de hidrocarburos que hagan posible su transporte eficiente evitando la formación de hidratos.

Para el análisis del sistema de distribución de gas natural dividiremos al mismo en 4 áreas: captación, gasoductos troncales, ramales principales y red de distribución.

Captación:

Se entiende por captación del gas natural la suma total o parcial, según corresponda, de los siguientes procesos: colección en el campo mediante redes que nacen en las estaciones primarias de separación, compresión y acondicionamiento en cabecera de gasoducto.

Excepto el yacimiento de Sierra Barrosa, el gas que se capta está vinculado en mayor o menor escala a la producción de petróleo, y en consecuencia es competencia tanto de Gas del Estado como de YPF y sus contratistas la obtención y acondicionamiento de este fluido.

El gas que se capta en la Cuenca Neuquina está en un rango de presiones definidos como de baja (entre 0 y 8 kg/cm²), de media (entre 20 y 45 kg/cm²) y de alta (superior a los 60 kg/cm²).

La red de captación que alimenta los gasoductos troncales está integrada actualmente por siete sistemas de evacuación relacionados a sendas áreas de influencia en los yacimientos en explotación.

De estos siete sistemas de captación, cinco pertenecen al territorio de la provincia del Neuquén.

Yacimientos varios de Plaza Huincul:

El viejo sistema de captación de la planta compresora de Plaza Huincul consta de seis líneas principales, que colectan el gas de diferentes yacimientos y lo conducen a la estación central, desde donde nace el gasoducto Plaza Huincul - Conesa - Zapala.

El gas es aspirado a diferentes presiones, siendo la inferior menor a la atmosférica y la superior a 25 kg/cm² y es elevada posteriormente a 60 kg/cm².

En la actualidad los yacimientos activos son, entre otros, Aguada Toledo, Barrosa Oeste, Zona N.I. Esso, Loma Negra, Puerto López, Aguada Baguales, Guanaco y Anticlinal Campamento.

El sistema de captación consta de una red de más de 160 km. de longitud cuya característica es :

Recorrido	<u>Longitud</u> (km)	<u>Diámetro</u> (mm)
Area Puerto López y Aguada Baguales		
Línea I :	24,0	203,2.
Area Esso, Línea I :	17,0	203,2
Area Loma Negra, Línea II :	6,0	254,0
	17,0	203,2

Area Anticlinal Campamento, Línea III	45,0	152,4
Area Barrosa Oeste, Línea IV :	28,0	152,4
Tramo Paralelo - Línea IV :	16,0	219,1
Area Guanaco - Línea IV :	8,5	203,2 y 254
Vinculación Pozo 406 - Línea IV :	0,5	101,6

La planta de compresión de Plaza Huincul está integrada por once equipos marca MC Clark; nueve de ellos son modelos HRA-4 con una potencia total de 3960 HP (440 HP c/u), y dos son modelo HSRA-5 con una potencia total de 1200 HP (600 HP c/u).

La usina está integrada por tres equipos marca MG Clark modelo Z-8 con una potencia total de 750 HP (250 HP c/u).

El consumo de gas natural de estas unidades es actualmente del orden de los 5 millones de m³ por año de operación.

El sistema de captación está integrado además por la planta deshidratadora que utiliza el proceso de absorción con silicagel como desecante, permitiendo obtener un punto de rocío de H₂O en el efluente de -5°C.

Esta planta deshidratadora consume actualmente para su operación anual un millón y medio de metros cúbicos de gas.

A las instalaciones de este sistema de captación podemos agregar la planta compresora de Anticlinal Campamento compuesta por cuatro equipos Nuovo Pignone modelo YC 206 3ap de 220 HP cada uno que consumen anualmente para su operación más de 1,6 millones de metros cúbicos de gas.

El resto de los sistemas de captación de la Cuenca Neuquina aportan principalmente al gasoducto Neuquén-Bahía Blanca.

El yacimiento de Sierra Barrosa, actualmente en reserva de gas ha declinado su presión original y se lo considera de media presión.

Los yacimientos que ingresan en alta presión son : Lindero Atravesado Occidental y Oriental Alta, Río Neuquén Alta, Loma La Lata, Fernandez Oro Alta y Charco Bayo.

Los de gas a baja presión son: El Medanita, El Santiagueño, 25 de Mayo, Río Neuquén Baja, Lindero Atravesado Oriental, Fernandez Oro Baja y Centenario Salitral Baja.

El caudal total en alta presión es de unos 4,9 millones de m³/día y el de Baja presión 5,5 millones de m³/día.

Yacimientos de Sierra Barrosa:

Las instalaciones de captación constan de una red de unos 26 km. de longitud cuyas características son :

<u>Recorrido</u>	<u>Longitud (km)</u>	<u>Diámetro (mm)</u>
Troncal Trampa "O" Progresiva km 7,5:	7,5	304,8
Troncal Progresiva km 7,5 Sierra Barrosa :	4,0	406,4
Aguada Toledo - Sierra Barrosa :	1,2	304,8
Interconexión conducto troncal 12" a pozos N° NG28, NG8, NG5, NG6, NG 2 y NG4 y NG 3	10,25	101,6
Pozo NG 15 a conducto troncal 12" :	1,0	152,4
Pozo NG16 a Pozo NG15 :	1,5	101,6
Pozo NG17 a conducto troncal 12"	0,75	152,4

La planta de compresión de este yacimiento está inte-

grada por seis equipos marca MC Worthington modelo LTC6 con una potencia total de 4800 HP (800 HP cada uno).

La usina está integrada por tres equipos marca MG Worthington modelo BBG 6 con una potencia total de 630 HP (210 HP cada uno).

El consumo de gas natural en un año de operación de estas unidades es actualmente superior a los 6 millones de metros cúbicos.

Este sistema de captación y acondicionamiento se completa con la planta deshidratadora que utiliza proceso de absorción con silicagel como desecante; permitiendo obtener un punto de rocío de H_2O en el efluente de $-10^{\circ}C$.

El consumo de gas natural por año de operación de esta planta deshidratadora es actualmente de unos 1,8 millones de metros cúbicos.

Yacimiento Aguada Toledo

Las instalaciones de este sistema de captación constan de una red de más de 17 km de longitud cuya característica es :

<u>Recorrido</u>	<u>Longitud (km)</u>	<u>Diámetro (mm)</u>
Aguada Toledo Bat.2-Planta compradora Sierra Barrosa :	1,95	101,6
Pozo BNX1 a conducto troncal 16" :	1,75	101,6
Pozo NG 7 a conducto troncal 16" :	4,5	152,4
Pozos 13, 15, 16 y 19 al sistema de captación de Plaza Huincul :	6,0	168,3
Vinculación pozos NG3 a NG 17 :	1,75	101,6

Vinculación pozos 412 y 406	1,4	101,6
-----------------------------	-----	-------

Yacimiento Centenario Baja:

Las instalaciones de este sistema de captación constan de una red de unos 20 km. de longitud cuya característica es :

<u>Recorrido</u>	<u>Longitud (Km.)</u>	<u>Diámetro (mm.)</u>
Colector de Yacimiento Centenario		
Baja a planta compresora :	0,1	609,6
Baterías 1, 2, 3 y 8 a colector :	9,3	609,6

Yacimiento Salitral a colector:

La planta de compresión de este yacimiento está compuesta por 40 equipos marca NUOVO PIGNONE de los cuales 32 son modelo YC 206 3ap con una potencia total de 7.040 HP (220 HP cada uno) y 8 son modelo YC 206 3 ap con una potencia total de 1.760 HP (220 HP cada uno).

El consumo de gas natural en un año de operación de estas unidades es actualmente de más de 16 millones de metros cúbicos.

La deshidratación de este gas se realiza por medio de dos plantas que utilizan proceso de absorción una y de adsorción la otra y como medio desecante glicol y silicagel respectivamente, que les permiten obtener un punto de rocío de H₂O en el efluente de -5°C.

Este sistema de acondicionamiento del gas se completa con la planta de recuperación de gas licuado y producción de gasolina. Esta unidad utiliza proceso de absorción y como medio absorbente kerosene, recuperando hasta un 80% del propano y un 95% del butano.

La producción de gasolina es actualmente de unos 10.000 metros cúbicos por año.

El consumo de gas natural por año de operación de estas plantas es de unos 3,5 millones de m³ para las deshidratoras y 4,5 millones para la planta recuperadora de hidrocarburos pesados.

Yacimiento Río Neuquén:

La instalación de este sistema de captación está compuesta por una red de unos 13 km. de longitud cuyas características son :

<u>Recorrido</u>	<u>Longitud (km.)</u>	<u>Diámetro (mm)</u>
Pozos gasíferos 1 y 138	2,0	254,0
Batería Ira. planta compresora	1,25	254,0
Batería 3ra. planta compresora	2,25	406,4
Batería 5a. planta compresora	4,5	406,4
Vinculación Batería 5a. planta compresora	3,2	406,4

La planta de compresión de este yacimiento está compuesta por 40 equipos marca NUOVO PIGNONE modelos YC 206 3ap, con una potencia total de 8800 HP (220 HP cada uno). La usina está integrada por dos equipos MG NUOVO PIGNONE modelo YC 206 de 220 HP de potencia cada uno.

El consumo de gas natural por año de operación de estos equipos es superior a los 12 millones de metros cúbicos.

La deshidratación de este gas se hace por medio de dos plantas; una utiliza el proceso de expansión produciendo la deshidratación por el efecto Joule - Thompson, la otra por -

proceso de adsorción utilizando sílica - gel como medio deshidratante. En el primer caso el punto de rocío del agua en los efluentes es de 0°C y en el segundo de -5°C.

Para completar el sistema de captación relacionado con el gasoducto Neuquén-Bahía Blanca es necesario mencionar la planta de acondicionamiento de gas de Lindero Atravesado. La unidad deshidratadora utiliza proceso de absorción con glicol logrando un punto de rocío de agua en el efluente de -10°C. Cuenta además con una unidad desgasolinadora.

También en el yacimiento Loma La Lata el gas es tratado antes de ser enviado a la planta compresora de Río Neuquén. A modo de resumen :

Las instalaciones de captación que abastecen los dos gasoductos que forman el Sistema Oeste (Neuquén-Bahía Blanca y Neuquén-Conesa-Zapala) están compuestas por :

a) Una red de 350 km. de longitud, de los cuales 250 km. están tendidos en territorio de la provincia del Neuquén.

b) Siete plantas compresoras con una potencia instalada total de 43.400 HP, de las cuales cinco se encuentran en territorio de la provincia del Neuquén (Plaza Huincul, Anticlinal Campamento, Sierra Barrosa, Centenario y Río Neuquén) con una potencia instalada total de 28.440 HP.

c) Trece plantas deshidratadoras de gas de las cuales ocho están ubicadas en territorio de la provincia del Neuquén (Lindero Atravesado, Loma La Lata, Río Neuquén (dos), Sierra Barrosa, Centenario (dos), Plaza Huincul).

d) Seis plantas de recuperación de hidrocarburos pe-

sados (gas licuado y gasolina) de las cuales tres están ubicadas en territorio de la provincia del Neuquén (Centenario, Río Neuquén y Lindero Atravesado).

Gasoductos Troncales

El Sistema Oeste posee una longitud total de 1352 km. de gasoductos troncales, donde se destaca el gasoducto central Neuquén-Bahía Blanca de 24 pulgadas de diámetro y una longitud de 574 km.

La capacidad máxima de transporte de gas de este conducto es de 9,7 millones de m³/día.

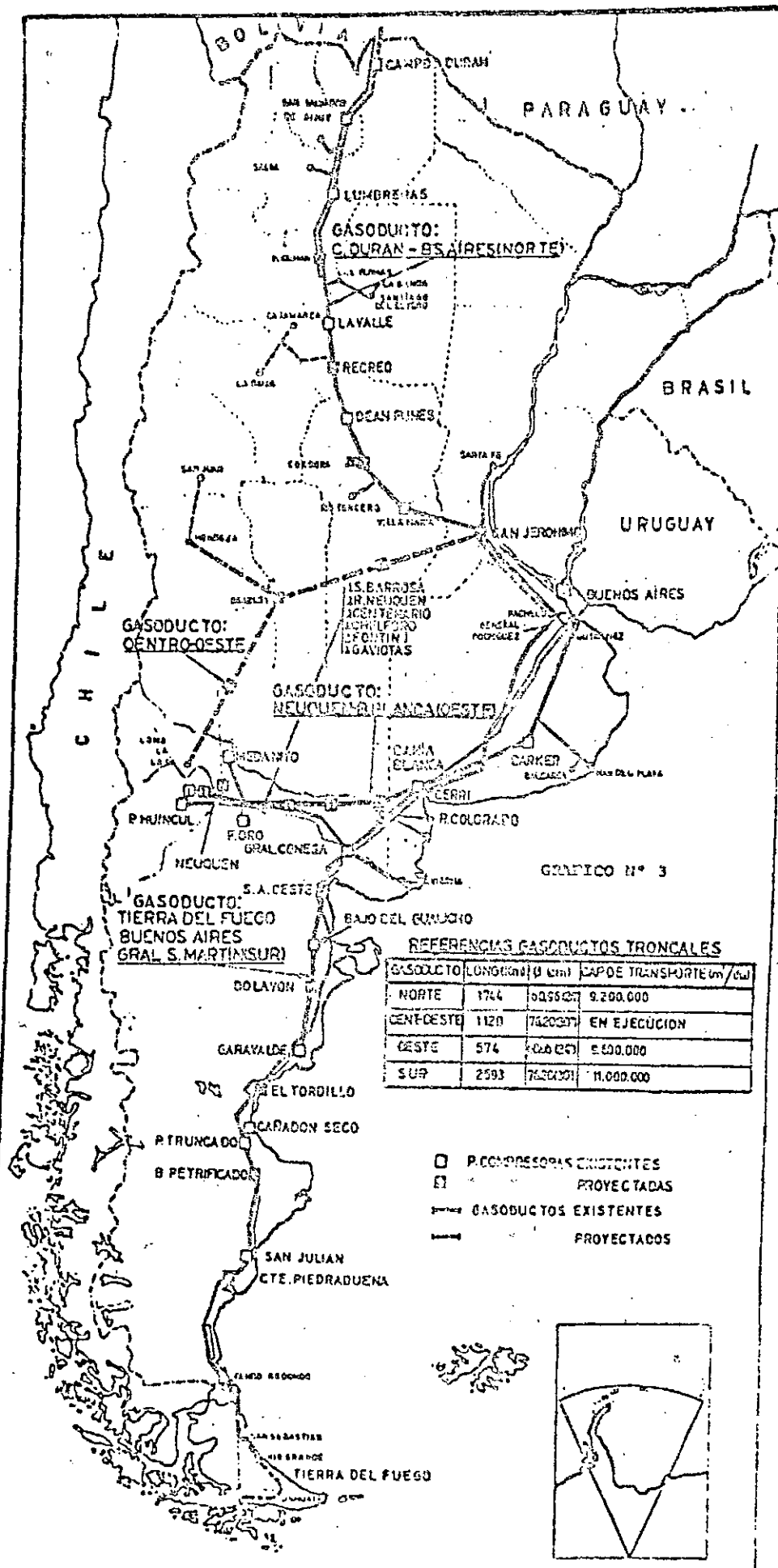
En su recorrido posee tres plantas de recompresión - (Chelforo, Fortín 1 y Gaviotas) pero las tres están ubicadas fuera del territorio provincial del Neuquén.

El otro gasoducto troncal del Sistema Oeste es el Plaza Huincul-Conesa de 470 km. de longitud y 8 pulgadas de diámetro con una capacidad máxima de transporte de 900.000 m³/día. Posee dos plantas recompresoras (Chelforó y Gral. Conesa) pero también ubicadas fuera del territorio provincial del Neuquén.

Este gasoducto se une al Sistema Sud, después de satisfacer los consumos que se presentan en su recorrido.

Se le sabe anexar a este gasoducto el tramo Plaza Huincul, Zapala cuya capacidad de transporte es de unos 200.000 m³/día.

Además de los dos gasoductos mencionados existen una serie de gasoductos troncales que le permiten ser operativo al "Sistema Oeste", integrado por conductos que suman unos 330 km; los localizados en la provincia del Neuquén son los siguientes



tes :

<u>Recorrido</u>	<u>Longitud (Km.)</u>	<u>Diámetro (mm.)</u>
Plaza Huincul-Zapala	66,0	152,6
Lindero Atravesado-Progresiva km.28 del gasoducto Neuquén-Bahía Blanca	6,5	406,4
Centenario-Progresiva km.56,3 del gasoducto Neuquén-Bahía Blanca	3,5	457,2
Río Neuquén-Progresiva km.68,1 del gasoducto Neuquén-Bahía Blanca	17,0	457,2
Loma La Lata-Planta compresora Río Neuquén	56,8	304,8

La capacidad máxima de transporte del Sistema Oeste fuera de la provincia es de 10,6 millones de m³/día; existe un proyecto de aumento de la capacidad de transporte de este sistema.

Este proyecto consiste en la construcción de un nuevo gasoducto, el Loma La Lata-General Cerri que permifirá aumentar la capacidad del sistema hasta 15,2 millones de m³/día en el año 1989 y hasta 20,2 millones de m³/día en el año 1990.

Sistema Centro-Oeste

Este es el segundo Sistema de Grandes Gasoductos que transportará el gas natural desde los nuevos yacimientos Neuquinos, principalmente Loma La Lata, a centros de consumo fuera de los límites provinciales.

Actualmente se encuentra en construcción, previéndose la habilitación a principios de 1982.

En su recorrido proveerá de gas a centros urbanos de las provincias de Mendoza, San Juan, San Luis y Sur de Córdoba. En la zona de San Jerónimo (Pcia. de Santa Fe) se unirá con el gasoducto troncal del Sistema Norte - Campo Durán Buenos Aires.

El sistema tendrá un gasoducto troncal de 762 mm (30") de diámetro y longitud aproximada de 1100 km., con ramales de diversos diámetros entre 203 mm (8") y 457 mm (18"), de longitud integrada de unos 630 km, lo cual hace una extensión total del sistema de unos 1.730 km.

Comprende la captación y el acondicionamiento del gas del yacimiento Loma La Lata; la separación del etano, propano, butano y gasolina y el transporte del gas se realizará a una presión máxima de 70 kg/cm².

En la primera etapa con plazo de ejecución para fines del presente año, transportará 5 millones de metros cúbicos diarios, en la segunda, un año después, con una planta compresora (Bèazley), 7.000.000 m³/día y en la tercera etapa, luego de otro año, tendrá una capacidad de transporte de 10.000.000 m³/día, con otras dos plantas compresoras intermedias. El total de potencia instalada en las tres plantas compresoras intermedias será de 45.000 HP.

La potencia a instalar en las plantas compresoras para la etapa de conducción de 10 millones de m³/día será de 60.000 HP.

Para lograr un transporte de 18 millones de m³/día, habrá que construir cuatro nuevas plantas recompresoras y au-

mentar la potencia de las existentes, incrementando en 115.000 HP la potencia para ese entonces ya instalada.

Dentro de los límites provinciales se instalarán la red de captación, la planta de compresión de cabecera y la planta de acondicionamiento y extracción de hidrocarburos pesados.

Ramales Principales

A partir de los gasoductos troncales la distribución del gas natural se continúa a través de los ramales de gasoductos que alimentan una red domiciliaria o un consumo específico importante como ser: una instalación industrial, una central eléctrica, etc.

Estos ramales principales conducen el fluido aún a alta presión como el troncal (60 kg/cm²); en muy pocos casos lo hacen a media presión.

En el territorio de la provincia del Neuquén existen una serie de ramales principales de diversos diámetros con una longitud conjunta de unos 200 km. y cuyas características son las siguientes :

<u>Recorrido</u>	<u>Longitud (Km.)</u>	<u>Diámetro (mm.)</u>
Alimentación Parque Industrial		
Cutral C6	18,0	101,6
Alimentación Guarnición Militar de Covunco	15,3	76,2
Ramales Varios Gasoducto Plaza		
Huincul-Gral.Conesa	60,0	50,8/76,2/101,6
Sierra Barrosa - Plaza Huincul	28,6	152,4
Senillosa-Neuquén	30,0	101,6

Alimentación Cdad.de Zapala	32,0	76,2
Alimentación a Centenario	10,0	101,6
Adecuación Sistema operativo		
ciudad de Neuquén	1,8	219,1
Adecuación Sistema operativo		
ciudad de Neuquén	1,4	203,2

Redes de Distribución

A partir del ramal principal de alimentación y luego de pasar a través de una planta de reducción de presión y medición, el gas natural ya a media o baja presión llega al consumo por medio de la red de distribución final.

La República Argentina cuenta actualmente con 23.000 km. de redes de media y baja presión, abasteciendo de gas natural a 123 ciudades con 2.472.618 usuarios.

La provincia de Neuquén cuenta con casi 400 km. de red domiciliaria. Los tres principales centros (Neuquén, Cutral C6 y Zapala) poseen el 80% de la extensión total de la red.

O sea la provincia del Neuquén posee solamente el 1,73% del tendido nacional de la red de distribución de gas natural.

En el cuadro que se muestra a continuación se puede analizar la evolución de la extensión de la red provincial en los últimos 10 años.

Asimismo, se puede observar por localidad la evolución de este servicio.

EVOLUCION DE LA EXTENSION DE LA RED DE GAS EN LA PROVINCIA DEL NEUQUEN

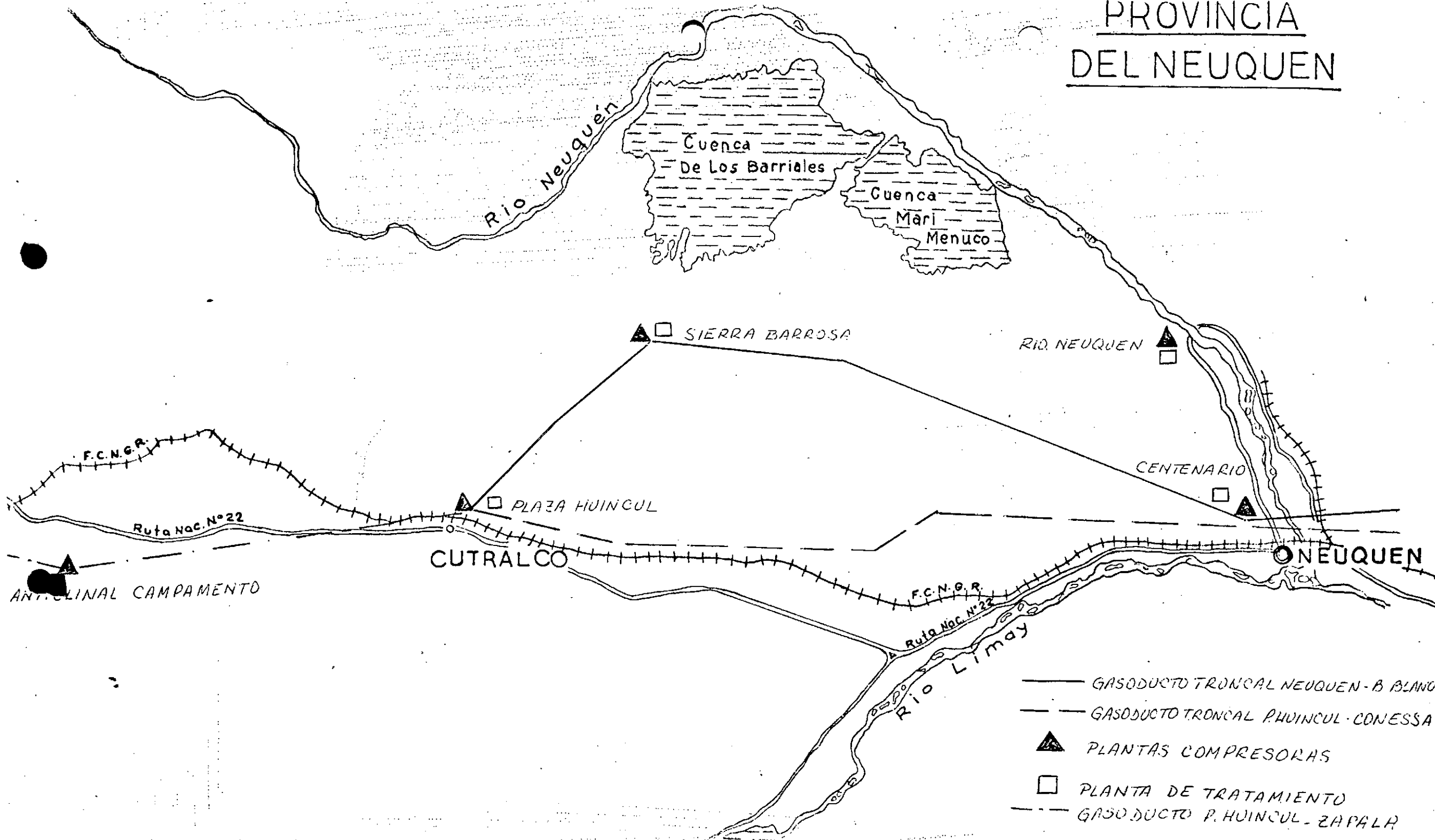
PERIODO 1970 / 79

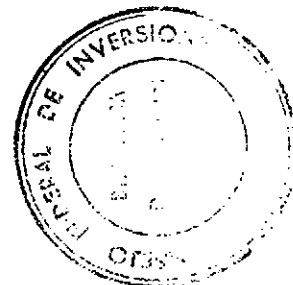
(Kilometros)

LOCALIDAD	AÑOS	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
Neuquén		53	57	131	131	131	178	185	189	194	209
Zapala		29	29	42	43	43	49	50	50	51	53
Cutral-Có (*)		26	26	31	42	42	46	47	47	47	50
Plottier			3	3	10	10	11	11	12	12	15
S.M.de Los Andes					15	15	17	18	18	18	19
Centenario							25	26	26	27	27
Junín d/Los Andes							12	12	12	12	12
Colonia Valentina							4	4	4	4	4
TOTAL		112	115	131	210	271	342	353	358	365	389

(*) En 1981 Gas del Estado tiene proyectada la ampliación de la red de gas de Cutral Có.

PROVINCIA DEL NEUQUEN





GAS LICUADO

PRODUCCION

Se entiende por gases licuados a hidrocarburos de origen gaseoso que en condiciones relativamente normales pueden permanecer en estado líquido; comercialmente se le asigna tal denominación al propano y butano.

Los citados gases se han destinado básicamente a atender las necesidades de la población como combustible doméstico.

El esquema que los organismos oficiales han encarado apunta a que los requerimientos calóricos del país -consumos domésticos, industriales y comerciales- sean atendidos por el suministro de gas natural por redes.

Por lo que, con los gases licuados se pretende crear una avanzada al suministro del gas natural o satisfacer necesidades de la población en la medida de no ser factible soluciones alternativas.

En la República Argentina los gases licuados se obtienen básicamente como cortes en el procesamiento del crudo en destilerías, y como hidrocarburos componentes del gas natural a partir del tratamiento de este último.

Como consecuencia de las limitaciones existentes en la infraestructura de producción y de la creciente demanda del mercado, el país también debió apelar a la importación de gas licuado de diversos países.

En el cuadro siguiente se muestra la evolución de las disponibilidades de gas licuado en la Argentina.

DISPONIBILIDADES DE GAS LICUADO EN EL PAIS

(Miles de Toneladas)

AÑOS	P R O D U C C I O N		IMPORTACION	TOTAL
	PROCESAMIENTO GAS NATURAL	REFINERIAS		
1970	175	314	379	868
1971	224	323	494	1041
1972	249	345	357	951
1973	252	420	308	980
1974	264	383	416	1063
1975	353	305	421	1079
1976	362	340	375	1077
1977	346	360	233	939
1978	301	371	375	1047
1979	376	330	428	1134
1980	426	356	308	1090

En la Cuenca Neuquina existen actualmente tres instalaciones de recuperación de propano, butano y superiores del gas natural, dos de ellas ubicadas en el territorio de la provincia de Río Negro (Charco Bayo y El Medanita) y la restante en la provincia del Neuquén (Centenario).

Las instalaciones del Medanita y Charco Bayo son operadas por Gas del Estado y Perez Companc respectivamente.

La planta de El Centenario operada por Gas del Estado está localizada en el yacimiento homónimo.

Estas instalaciones fueron inauguradas en junio de - 1971, actualmente constan de dos plantas de acondicionamiento y extracción de licuables del gas natural, tratando caudales medios de gas que oscilan en el 1.000.000 de m3/día.

El gas extraído del yacimiento de baja presión es comprimido, deshidratado, desgasolinado y recuperado el propano y el butano.

La planta de El Centenario extrae el gas licuado y la gasolina utilizando kerosene como medio absorbente. La recuperación de propano es del 80% y la del butano del 95%.

La producción histórica de la planta de El Centenario desde su puesta en operación puede verse en el cuadro siguiente:

PRODUCCION NEUQUINA DE GAS LICUADO

(Toneladas)

A Ñ O	E L C E N T E N A R I O	
	PROPANO	BUTANO
1970		
1971	711	986
1972	3446	7141
1973	4683	5612
1974	4804	5978
1975	4645	6284
1976	4424	4701
1977	4230	4954
1978	5056	6087
1979	5498	7470
1980	5530	7510

La producción actual de gas licuado en la provincia del Neuquén es del orden de las 13.000 toneladas anuales, - mientras que la producción total de la Cuenca Neuquina con sus tres plantas recuperadoras es del orden de las 34.000 toneladas anuales.

Si la producción actual de gas licuado en la Argentina es de 782.000 toneladas la producción de la Cuenca Neuquina representa el 4% y la de la provincia del Neuquén sólo el 1,6%.

Esta situación cambiará radicalmente en los próximos años, y la producción Neuquina de gas natural se verá notablemente incrementada de acuerdo a los planes de expansión del sistema de extracción de licuables del gas natural y específicamente con la concreción de la nueva planta de tratamiento de gas natural en la cabecera del Sistema Centro Oeste en el yacimiento Loma La Lata.

Se prevé que a principios de 1982 se inicien las operaciones con una producción de gas licuado para ese año de unas 48.000 toneladas, al año siguiente se elevará a 81.000 toneladas para establecerse a partir del tercer año en 129.000 toneladas.

De acuerdo a los programas de producción elaborados por Gas del Estado la producción de gas licuado en la provincia del Neuquén, en el país y la participación porcentual de aquélla en ésta puede observarse en el siguiente cuadro :

PRODUCCION PREVISTA DE GAS LICUADO EN EL PAIS Y EN NEUQUEN

PERIODO 1981 / 90

(Miles de toneladas)

AÑO	CENTENARIO	LOMA LA LATA	TOTAL NEUQUEN	TOTAL PAIS	%
1981	14	-	14	960	1,4
1982	14	48	62	1131	5,4
1983	14	81	95	1199	7,9
1984	14	129	143	1363	10,5
1985	14	129	143	1756	8,1
1986	14	129	143	1827	7,8
1987	14	129	143	1828	7,8
1988	14	129	143	1824	7,8
1989	14	129	143	1819	7,8
1990	14	129	143	1815	7,9

No sólo se incrementará notablemente la producción Neuquina de gas licuado en el corto plazo, sino que también su participación en la producción nacional será de gran significación, pues en 1985 representará el 10,5% del total producido en el país.

A partir de 1985 se debe tener en cuenta que además de lo expuesto en el cuadro anterior, existen serias posibilidades de aprovechamiento que ofrecerán los incrementos de producción de gas natural en la provincia del Neuquén para la recuperación adicional de gas licuado.

En tal sentido en la presente década se presentarán

dos oportunidades.

El proyecto referente al incremento de capacidad del sistema Centro-Oeste, que elevaría la inyección de gas en su cabecera de 10 millones de m³/día a 18 millones.

La producción de 149.000 toneladas en la planta que se construye en Loma La Lata se ha previsto para tratar un caudal constante de solo 8 millones de m³/día.

Por otra parte se estudia la construcción de un gasoducto adicional al Sistema Oeste entre Loma La Lata y General Cerri. Los volúmenes previstos a inyectar en cabecera son de 5 millones de m³/día en 1989 y a partir de 1990 10 millones.

Sin duda la construcción de instalaciones de extracción en la cabecera de estos sistemas de gasoductos permitirían elevar significativamente la producción de gas licuado en Neuquén hacia la segunda mitad de la presente década.

En caso contrario el gas licuado podría extraerse en otros puntos de los sistemas de gasoductos fuera de los límites provinciales.

DISTRIBUCION

La distribución de gas licuado se efectúa por medio de envases de 45 kg llamados cilindros de gas licuado, por envases más pequeños de generalmente 10 kg. llamados garrafas y por redes de distribución.

La distribución y ventas de cilindros la realiza directamente Gas del Estado pero no interviene en la distribución y venta de envases menores-garrafas- sino que ello se hace por medio de intermediarios privados, a quienes Gas del Estado - abastece de producto a granel para sus respectivas plantas de envasado.

En la provincia del Neuquén existen actualmente tres plantas de almacenaje y distribución de gas licuado que pertenecen a Gas del Estado.

Planta de El Centenario

Dispone de instalaciones para almacenaje, distribución a granel y envasado de cilindros.

Posee cuatro tanques cilíndricos.

* Dos tanques que pueden albergar 289m³. de propano o sea 147 toneladas.

* Un tanque que puede albergar 255 m³ de butano o sea 130 toneladas.

* Un tanque para almacenaje de gasolina de 70 m³. de capacidad.

Esta planta posee además instalaciones para el llenado de cilindros de 45 kg., disponiendo para ello de cuatro

balanzas con una capacidad de llenado de 80 cilindros por hora.

Las instalaciones de almacenamiento de cilindros tienen una capacidad de 1.865 unidades.

Planta San Martín de Los Andes

Posee dos cilindros de almacenaje de 74 m³ de capacidad de propano o sea unas 38 toneladas cada uno.

Dispone además de las instalaciones necesarias para alimentar una red de distribución de unos 8 km. de longitud con aproximadamente 500 conexiones domiciliarias.

Durante 1980 esta red recibió una inyección de unas 1.500 toneladas de gas licuado.

Esta planta posee además instalaciones para el almacenamiento de 400 cilindros de 45 kg.

Planta Junín de Los Andes

Esta planta también posee dos tanques cilíndricos para almacenar 38 toneladas de propano cada uno.

Posee también las instalaciones necesarias para alimentar una red de distribución de aproximadamente 12 km. de longitud con unas 130 conexiones domiciliarias.

Durante 1980 esta red recibió una inyección de unas 240 toneladas de gas licuado.

Planta de Zapala

Esta es simplemente una planta de distribución de cilindros de 45 kg., posee una capacidad de almacenaje de 470 cilindros.

Durante 1980 Gas del Estado vendió gas licuado a granel a empresas envasadoras de garrafas ubicadas en Neuquén.

Este gas fue distribuido en envases generalmente de 10 kg.; el parque actual en circulación de estos envases en la provincia del Neuquén se estima en 150.000 unidades.

CONSUMO

Actualmente el Gas licuado que se consume en la provincia del Neuquén es provisto por Gas del Estado y distribuido en tres formas :

* Por medio de cilindros de 45 kg. cada uno a través directamente de Gas del Estado que es la propietaria de los cilindros.

* Por medio de garrafas, cuya capacidad promedio más utilizada es la de 10 kg. cada una, a través de empresas privadas envasadoras que compran el gas licuado a granel a Gas del Estado.

* Por último una pequeña cantidad de gas licuado se distribuye por red en dos localidades específicas (San Martín de los Andes y Junín de los Andes).

Una reciente resolución de la Secretaría de Combustibles informó que Gas del Estado procederá al transpaso a la actividad privada del envasamiento y distribución de los cilindros de 45 kg. que hasta ahora tiene a su cargo.

Durante los últimos 10 años la evolución del consumo total de gas licuado en la provincia del Neuquén se ha estimado en el cuadro siguiente :

EVOLUCION DEL CONSUMO DE GAS LICUADO

EN NEUQUEN

AÑO	EN MILES DE TONELADAS
1970	5,5
1971	6,4
1972	8,7
1973	9,3
1974	11,1
1975	12,5
1976	11,7
1977	10,6
1978	16,4
1979	18,0

El consumo de gas licuado por redes es de poca significación habiendo llegado a representar en 1979 solo el 7% del consumo provincial de gas licuado.

Las ventas de gas licuado en la provincia del Neuquén representaban en 1970 el 0,75% de las ventas totales del país, en 1979 esta participación se había elevado al 2%.

La estructura de consumo provincial de gas licuado - puede analizarse observando la evolución de los volúmenes de gas licuado comercializado.

En el cuadro siguiente se muestra esta evolución, clasificada en primer término según la forma en que Gas del Esta-

do entrega estos productos (cilindros o granel) y en segundo lugar se completa este panorama indicando a qué categoría pertenece el usuario a que estan destinados.

EVOLUCION DE LAS VENTAS DE GAS DEL ESTADO EN LA PROVINCIA DEL NEUQUEN

(TONELADAS)

AÑO	C I L I N D R O S			G R A N E L			TOTAL
	DOMESTICOS	COMERCIALES	INDUSTRIALES	ENTES OFICIALES	USUARIOS DIRECTOS	PRIVADOS GARRAFAS	
1970	1001	88	21	308	-	-	1.418
1971	1397	102	35	434	-	418	2.386
1972	1470	106	43	501	9	5017	7.146
1973	1642	149	45	666	140	5327	7.969
1974	1677	144	48	816	177	7202	10.064
1975	1857	134	49	558		9060	11.658
1976	1966	169	90	593		8231	11.049
1977	1932	96	6	484	140	6830	9.348
1978	2221	50	23	237	334	13157	15.689
1979	2022	150	23	485	7	14414	17.101

Es de hacer notar que en un principio las garrafas que se consumían en Neuquén provenían de plantas envasadoras situadas fuera de la provincia, como asimismo los cilindros de 45 kg.; luego esta situación fue paulatinamente cambiando; actualmente prácticamente todo el gas licuado que se consume en Neuquén es envasado en la provincia.

Gas del Estado distribuye al consumidor final el gas licuado en los cilindros de 45 kg., ésto representa unas 2700 toneladas anuales o sea un 16% del total del gas licuado consumido.

Prácticamente el resto, unas 15.000 toneladas, Gas del Estado lo entrega a granel a empresas privadas que lo envasan en garrafas y lo comercializan hasta el consumidor final.

El incremento del consumo durante el período analizado se refleja especialmente en el incremento de las ventas de gas licuado para garrafas, mientras que el consumo de gas licuado en cilindros presenta un crecimiento moderado y una estructura de participación entre los diversos usuarios, prácticamente sin modificaciones destacables.

En el país el consumo de gas licuado en cilindros representa aproximadamente el 34% del consumo total y el gas licuado en garrafas el 66%.

Para el caso de la provincia del Neuquén estas proporciones no se mantienen, ya que el uso de cilindros solo representa el 16% y el de garrafas el 84%.

Esto resulta de importancia para la extensión del uso de este combustible ya que la garrafa, si bien resulta un

medio práctico por su movilidad, su precio por contenido calórico resulta muy superior al del cilindro.

Hay que tener en cuenta que para el período analizado a nivel país se ha incrementado la participación porcentual del consumo de gas licuado en cilindros de un 29% en 1970 a un 34% en 1979 y correspondientemente el consumo en garrafas pasó de 70% a un 65%.

De acuerdo a lo informado por la "Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado" en la región en la cual se incluye a la provincia del Neuquén, del destino final del consumo de gas licuado en garrafas corresponde prácticamente el 100% al sector doméstico.

Todo lo anterior viene al caso, si el país pretende con los gases licuados crear una avanzada al suministro del gas natural o satisfacer necesidades de la población en la medida de no ser factible soluciones alternativas.

En el cuadro siguiente se muestra la evolución del número de usuarios clasificados por categoría de consumo.

AÑO	C I L I N D R O S			G R A N E L			TOTAL
	DOMESTICOS	COMERCIALES	INDUSTRIALES	ENTES OFICIAL.	SUB-TOTAL	INTERME DIARIOS	
1970	2258	65	25	149	2497	-	2.497
1971	3032	80	27	167	3306	-	3.308
1972	2942	87	28	173	3230	-	3.235
1973	3230	89	30	205	3554	-	3.559
1974	3521	94	30	249	3894	-	3.900
1975	3303	96	31	265	3695	-	3.695
1976	3553	90	31	265	3941	-	3.941
1977	3661	95	30	328	4084	1	4.085
1978	4154	74	30	218	4476	4	4.493
1979	3708	101	32	323	4164	2	4.179

AÑO	C I L I N D R O S			G R A N E L			TOTAL	
	DOMESTICOS	COMERCIALES	INDUSTRIALES	ENTES OFICIAL.	SUB-TOTAL	INTERME DIARIOS		PRIVADOS GARRAFAS
1970	2258	65	25	149	2497	-	-	2.497
1971	3032	80	27	167	3306	-	2	3.308
1972	2942	87	28	173	3230	-	5	3.235
1973	3230	89	30	205	3554	-	5	3.559
1974	3521	94	30	249	3894	-	6	3.900
1975	3303	96	31	265	3695	-	-	3.695
1976	3553	90	31	265	3941	-	-	3.941
1977	3661	95	30	328	4084	1	-	4.085
1978	4154	74	30	218	4476	4	13	4.493
1979	3708	101	32	323	4164	2	13	4.179

Se puede observar que el número de usuarios de gas licuado en cilindros ha crecido moderadamente para los sectores domésticos, comercial y entes oficiales y algo menos para el sector industrial.

Gas del Estado atiende unos 4.200 usuarios de este servicio disponiendo una dotación de cilindros de unas 12.000 unidades.

Donde se muestra un sensible incremento es en el número de empresas privadas que le compran el gas licuado a granel a Gas del Estado.

Es de hacer notar el grado de superposición que se presenta de usuarios de garrafas de gas licuado que tienen además instalado el servicio de gas licuado por cilindros o de gas natural por redes.

Para la región sur del país, donde se incluye a la provincia del Neuquén, un 50% de los usuarios de gas natural por redes son también usuarios de garrafas y un 85% de los usuarios de gas licuado en cilindros también son usuarios de gas licuado en garrafas.

En cuanto a la localización de los usuarios de gas licuado en cilindros, la mayoría de los mismos se ubican en la capital provincial y los centros urbanos, estimándose que el 80% de este servicio se realiza en zona urbana y el resto en la periferia y zona rural.

En el siguiente cuadro se muestra el número de usuarios de gas licuado en cilindros por localización de las ventas y por categoría de uso.

En cuanto a la distribución geográfica de los usuarios de gas licuado en garrafas se estima que el 70% de los mismos están localizados en la capital y los otros centros urbanos de la provincia y el 30% restante corresponde a usuarios localizados en la periferia y zona rural.

LOCALIZACION Y CATEGORIA DE USUARIOS DE GAS LICUADO EN NEUQUEN

AÑO 1979

CILINDROS :	NEUQUEN	S.M.DE LOS ANDES	ZAPALA
Domésticos	2,857	483	368
Comerciales	67	21	13
Industriales	30	-	2
Entes Oficiales	176	26	121
SUBTOTAL :	3.130	530	504
GRANEL :			
Intermediarios	11	-	-
Privados garrafas	3	-	-
SUBTOTAL :	14	-	-
TOTAL :	3.144	530	504

Se estima que la provincia del Neuquén tiene aproximadamente 40.000 hogares y el consumo calórico en los mismos es tres veces superior al del promedio del país.

Se estima que en 1980 existían 18.000 hogares con servicios de gas natural por redes y 3.900 hogares con servicios de gas licuado en cilindros de 45 kg.

El servicio de gas licuado en garrafas se estima que llega a 20/25.000 hogares, de los cuales unos 9000 poseen también el servicio de gas por redes y unos 3300 poseen también el servicio de gas licuado en cilindros.

En la provincia del Neuquén habría unos 10.000 hogares que aún no consumen ningún tipo de gas; el 50% de los que reciben servicio de gas, en cualquiera de sus formas, deben completar sus requerimientos calóricos con otros combustibles (kerosene, leña o carbón).

Independientemente del crecimiento del servicio de gas natural por redes, la provincia del Neuquén presenta una cobertura provincial parcial de consumo de gas licuado. Existen posibilidades ciertas de incrementar el consumo de gas licuado; en la zona urbana periférica extendiendo el servicio de cilindros y en la zona rural por medio de garrafas.

Para ello resulta de importancia la disponibilidad y los precios de competencia con el kerosene y la leña.

Pues habiendo disponibilidad en la zona urbana y periférica a veces no se consumen garrafas por su precio. Y en la zona rural por el problema de la accesibilidad.

La disponibilidad creciente de gas licuado dentro de los límites provinciales asegura la confiabilidad del suministro de gas licuado en un aspecto de relevancia.

Pero también la extensión del uso hacia una cobertura provincial más completa dependerá de la política comercial que se encare.

ESTRUCTURA DEL CONSUMO

La República Argentina posee actualmente un consumo anual de gas natural del orden de los 9.000 millones de metros cúbicos de 9300 calorías.

El promedio diario de gas natural distribuído es del orden de los 24 millones de metros cúbicos, habiéndose llegado a un máximo de volúmen diario del orden de los 31 millones de metros cúbicos.

La Capital Federal conjuntamente con el Gran Buenos Aires y La Plata representan el 55% del consumo nacional de gas natural.

El consumo de gas natural en la provincia del Neuquén actualmente es del orden de los 180 millones de metros cúbicos anuales.

El promedio diario de gas natural distribuído en la provincia es del orden de los 500.000 metros cúbicos, habiéndose llegado a un máximo de volúmen diario de 870.000 metros cúbicos.

Neuquén representa el dos por ciento aproximadamente del volúmen de gas consumido en el país.

En el cuadro siguiente se muestra la evolución del consumo de gas natural durante los últimos 10 años a nivel nacional y provincial, juntamente con la participación porcentual que este último representa.

EVOLUCION DEL CONSUMO DE GAS NATURAL

(Millones de m3.)

AÑO	TOTAL PAIS	NEUQUEN	%
1970	4.554	79	1,7
1971	4.857	88	1,8
1972	5.602	103	1,9
1973	6.368	115	1,8
1974	6.904	140	2,0
1975	7.392	165	2,2
1976	7.818	160	2,0
1977	7.986	201	2,5
1978	7.775	203	2,6
1979	8.370	168	2,0
1980	8.956	220	2,5

La estructura actual del mercado nacional de gas natural distribuido por redes está representada por: un 49% corresponde a "Consumos Industriales", un 22% a "Consumos Domésticos", un 21% a "Centrales Eléctricas", un 4% a "Consumos Comerciales" y un 3% a "Entes Oficiales".

La provincia del Neuquén no muestra una estructura del mercado de consumo del gas natural correlativa a la que se presenta a nivel nacional.

El consumo industrial para esta provincia sólo representa actualmente el 15% del consumo total de gas natural. El

consumo doméstico un 24%, las centrales eléctricas un 38%, el consumo comercial un 3% y los entes oficiales un 2%.

En el cuadro siguiente se puede observar la evolución de la estructura provincial del mercado de consumo de gas natural por categoría de usuario.

EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DE CONSUMO DE GAS NATURAL EN NEUQUEN

(Millones de m3.)

AÑO	DOMESTICOS	COMER- CIALES	INDUS- TRIALES	CENTRALES ELECTRIC.	ENTES OFIC.	TOTAL
1970	12	2	10	52	2	78
1971	15	3	3	65	3	89
1972	17	3	3	77	3	103
1973	27	3	4	84	3	121
1974	17	4	18	91	11	141
1975	22	5	24	103	11	165
1976	27	5	22	96	10	160
1977	36	5	20	113	31	205
1978	35	5	27	104	31	202
1979	41	6	26	64	32	169

En la República Argentina actualmente reciben el servicio de gas natural por redes aproximadamente 2.300.000 usuarios.

El 96% de estos usuarios pertenecen a la categoría de "Domésticos", los categorizados como comerciales representan el 3% y los industriales y entes oficiales el 0,5% cada uno.

La evolución del número de usuarios de gas natural en el país y en la provincia del Neuquén con su participación respectiva puede observarse en el siguiente cuadro.

EVOLUCION DEL NUMERO DE USUARIOS DE GAS NATURAL

(Miles de Usuarios)

AÑO	TOTAL DEL PAIS	NEUQUEN	%
1970	1.332	7	0,5
1971	1.446	8	0,5
1972	1.569	9	0,5
1973	1.711	10	0,6
1974	1.826	11	0,6
1975	1.921	13	0,7
1976	2.012	14	0,7
1977	2.092	16	0,8
1978	2.182	18	0,8
1979	2.289	20	0,9

Si bien el incremento en el número de usuarios de gas natural por redes en la provincia presenta un crecimiento, que prácticamente en 10 años ha doblado el porcentaje de participación de la provincia en el total de usuarios del país, caben los siguientes comentarios :

* A pesar de ser Neuquén la provincia de mayor disponibilidad gasífera del país, posee la misma relación habitantes/usuarios que el total del país.

* A pesar de que Gas del Estado estima que el usuario neuquino consume 4 veces más calorías en combustible que el promedio del país, el gas natural consumido por un usuario neuquino es solo 2,5 veces el consumido por el usuario promedio país.

La evolución provincial del número de usuarios de acuerdo a la estructura de consumo por categoría de consumo es la siguiente :

EVOLUCION DEL NUMERO DE USUARIOS DE GAS NATURAL POR CATEGORIA
EN LA PROVINCIA DE NEUQUEN

AÑO	DOMESTICOS	COMER- CIALES	INDUS- TRIALES	USINAS	ENTES OFIC.	TOTAL
1970	6.157	501	44	1	306	7.009
1971	6.758	562	49	1	334	7.704
1972	7.470	631	53	1	380	8.535
1973	8.586	731	63	2	425	9.807
1974	9.836	859	68	2	450	11.215
1975	11.094	1.004	85	2	470	12.655
1976	12.735	1.109	88	2	488	14.422
1977	14.543	1.229	94	1	528	16.395
1978	15.803	1.421	106	1	550	17.881
1979	17.537	1.646	112	1	372	19.668

Al analizar la cobertura provincial del servicio de gas natural por redes se observa que sólo cinco centros de consumo de estas características se identifican en toda la provincia.

En el cuadro siguiente se observa la evolución del volumen de gas consumido por localidad provincial.

EVOLUCION DEL CONSUMO DE GAS NATURAL

(Miles de m3)

AÑO	NEUQUEN	CUTRAL CO	ZAPALA	CENTENARIO	PLOTTIER
1970	69.099	6.782	2.977	-	-
1971	76.376	8.277	3.425	-	-
1972	90.542	8.249	4.163	531	-
1973	99.164	10.626	4.409	653	50
1974	115.234	11.570	12.438	775	91
1975	144.950	11.462	6.493	1.098	406
1976	137.125	13.084	6.712	1.398	592
1977	177.860	13.279	6.812	1.326	698
1978	182.317	11.349	7.427	1.245	912
1979	145.586	12.032	8.590	878	683

Seguidamente se puede ver en el cuadro la evolución del número de usuarios de gas natural por localidad atendida con este servicio.

EVOLUCION DEL NUMERO DE USUARIOS DE GAS NATURAL POR LOCALIDAD

AÑO	NEUQUEN	CUTRAL CO	ZAPALA	CENTENARIO	PLOTTIER
1970	3.473	2.595	941	-	-
1971	3.890	2.829	985	-	-
1972	5.054	3.144	1.071	200	-
1973	5.074	2.997	1.389	212	35
1974	5.836	3.444	1.502	357	76
1975	6.618	3.741	1.618	421	151
1976	7.720	3.995	1.779	449	244
1977	9.268	4.123	1.930	545	271
1978	10.332	4.132	2.127	579	340
1979	11.576	4.288	2.277	645	363

Como se ha observado mientras el número de usuarios prácticamente se ha triplicado el volúmen de gas distribuido sólo se ha duplicado.

Ello significa que los actuales usuarios de gas natural por redes no satisfacen sus requerimientos totales de combustibles con este fluido, debiendo seguramente complementarlo con gas licuado, kerosene, carbón o leña.

De los cinco centros urbanos que reciben servicios de gas natural, la ciudad capital cuenta con más del 50% de los usuarios de la provincia y conjuntamente con Cutral C6 y Zapala cubren el 90%.

Para completar el análisis referente a la estructura

y cobertura provincial del servicio de distribución de gas natural por redes, se muestran dos cuadros que reflejan por localidad y por categoría de usuario, el volumen de gas consumido y el número de usuarios.

GAS NATURAL DISTRIBUIDO POR REDES EN LA PROVINCIA DE NEUQUEN

(Miles de m3)

LOCALIDAD	DOMES- TICOS	COMER- CIALES	INDUS- TRIALES	CENTRAL. ELECTRIC	ENTES OFIC.	TOTAL
Neuquén	23295	3753	25198	63783	29558	145586
Cutral C6	10397	723	248	-	664	12032
Zapala	5953	980	239	-	1418	8590
Centenario	635	129	37	-	77	878
Plottier	526	34	27	-	96	683
TOTAL :	40806	5619	25749	63783	31813	168770

USUARIOS DE GAS NATURAL DISTRIBUIDO POR REDES EN LA PROVINCIA DE

NEUQUEN

LOCALIDAD	DOMES- TICOS.	COMER CIALES	INDUS- TRIALES	CENTRAL. ELECTRIC	ENTES OFIC.	TOTAL
Neuquén	10338	1015	69	1	163	11576
Cutral C6	4034	187	16	-	51	4288
Zapala	1915	235	14	-	123	2277
Centenario	533	80	5	-	7	645
Plottier	336	19	2	-	6	363
TOTAL :	17156	1536	106	1	350	19429

En lo que respecta a la venta de gas natural fuera de la provincia, podemos decir que de un total de 3.178 millones

de m3 producidos en 1979 en la provincia de Neuquén fueron entregados a Gas del Estado para su transporte y comercialización 2.200 millones de metros cúbicos; de ellos, 170 millones de metros cúbicos fueron distribuidos y comercializados dentro de los límites provinciales y el resto fue comercializado fuera de la provincia, o sea Neuquén consumió aproximadamente sólo el 7,7 por ciento del gas que se le entregó a Gas del Estado para la venta y el 5,3% del total del gas que produce.

En el cuadro siguiente se muestra el balance de la producción prevista para la provincia de Neuquén en los próximos 3 años y una estimación del consumo provincial de gas natural.

EVOLUCION DE LA PRODUCCION-CONSUMO DE GAS NATURAL EN NEUQUEN

(Millones de m3)

AÑO	PRODUCCION	CONSUMO	%
1981	3.458	240	6,9
1982	5.220	262	5,0
1983	5.739	285	4,9
1984		310	
1985		339	
1986		366	
1987		395	
1988		426	
1989		457	
1990		489	

MERCADO QUE ABASTECE

Crudo

El petróleo extraído en la provincia tiene fundamentalmente dos destinos :

- 1) Su transporte fuera de la provincia mediante el oleoducto troncal Challacó - Centenario - Allen (Río Negro) - Puerto Rosales (Bahía Blanca).

En un porcentaje del 69,89 % (para la producción de 1980) es bombeado por las Estaciones de Challacó y Centenario y en menor proporción por la Estación de Bombeo de Medanito (Río Negro).

En Puerto Galván alimenta a la Destilería ESSO que procesó en 1980 430.000 m3 (aquí ya llega mezclado con el de Río Negro) de crudo Cuenca Neuquina que representa un 54% de su carga total.

También en Bahía Blanca abastece la Destilería Loma Paraguaya de Isaura que procesó en 1980 370.000 m3 (carga crudo de la cuenca neuquina en su totalidad).

El resto sigue rumbo a Destilería La Plata y Destilería San Lorenzo.

- 2) Su procesamiento en la Destilería Plaza Huincul de YPF.
Durante 1980 el consumo de la D.P.H. representó un 29,34% del petróleo extraído en la provincia.

Secundariamente una pequeña proporción del petróleo crudo extraído (un 0,77% en 1980) se destina al consumo propio

en las dependencias del Yacimiento Plaza Huincul de YPF. Esta Administración de Yacimiento abarca toda la cuenca Neuquina.

Crudo Reducido:

El 100% del crudo reducido producido por la Destilería Plaza Huincul se vuelca al oleoducto para su reprocesamiento en Destilería La Plata.

Combustibles:

Los combustibles elaborados en la Destilería Plaza - Huincul: motonaftas común y super, kerosene, diesel oil, fuel oil y aerocombustible JP1 son distribuidos desde la Planta de Almacenaje de Plaza Huincul, situada en terrenos aledaños a la Destilería.

Desde la Planta de Plaza Huincul se abastece :

Provincia de Neuquén: Toda la provincia.

Provincia de Río Negro:

Casi toda la provincia excepto el extremo nor-este que abarca Viedma y zona de influencia que es abastecido por Loma Paraguaya de Isaura (Bahía Blanca).

Todas las localidades al sur del Río Colorado, desde San Antonio Oeste en la costa atlántica hasta El Bolsón en el límite cordillerano son abastecidas desde Planta Plaza Huincul.

En San Carlos de Bariloche hay una pequeña planta de almacenaje de YPF que abastecía la ciudad y zona de influencia que paulatinamente ve dejando de operar. Esta Planta es abas-

tecida desde Planta Plaza Huincul.

Provincia del Chubut:

Toda la franja media-norte de la provincia, incluidas Puerto Madryn, Rawson y Trelew. El sur es abastecido desde Comodoro Rivadavia. Se podría trazar como límite de la zona abastecida desde Plaza Huincul a una línea imaginaria que uniría la ciudad de Trelew con las localidades de Paso de los Indios, Garayulde y Leleque.

Provincia de Buenos Aires:

Desde 1980 se comenzó a abastecer el aeropuerto Espora (Bahía Blanca) con aerocombustible JP1 de la Planta de Plaza Huincul.

CONSUMOS

Petróleo:

La estructura del consumo de petróleo en la provincia está dada por el consumo propio en los yacimientos y el procesado en la Destilería Plaza Huincul de YPF.

El resto del petróleo extraído en Neuquén es transportado por el oleoducto troncal a Puerto Rosales y posteriormente a La Plata.

En Bahía Blanca una pequeña parte es procesada por las Destilerías de ESSO e Isaura. El resto sigue camino a Destilería La Plata de YPF. También reciben crudo de Neuquén las Destilerías de Shell en Dock Sud y por barco la Destilería San Lorenzo de YPF (Provincia de Santa Fe).

Al ser la refinación de petróleo una industria continua y que debe atender requerimientos diarios todo el año el consumo de petróleo en las Destilerías no está sujeta a fluctuaciones de tipo estacional.

Los volúmenes de petróleo crudo extraído de la provincia de Neuquén y transportado por el oleoducto troncal fuera de la provincia fueron aproximadamente los siguientes :

1976	2116	mil m3
1977	1487	"
1978	1795	"
1979	2247	"
1980	2718	"

Consumo propio en Yacimiento:

El consumo propio en todo el Yacimiento Plaza Huincul fue el siguiente :

1976 :	79.803	m3
1977 :	87.694	"
1978 :	97.441	"
1979 :	39.787	"
1980 :	30.000	" (estimado)

Se aclara que el Yacimiento Plaza Huincul cubre también pozos en producción ubicados en el extremo sur de Mendoza, extremo sudoeste de La Pampa y oeste de Río Negro.

Consumo en la D. P. Huincul:

Se detallan a continuación las cantidades de crudo neuquino procesado por la nueva Destilería Plaza Huincul desde su puesta en marcha en 1976.

1976 :	333.519	m3
1977 :	1.153.969	"
1978 :	1.181.273	"
1979 :	1.255.695	"
1980 :	1.141.035	"

Crudo Reducido:

El crudo reducido producido por la Destilería Plaza Huincul con el agregado de una cantidad conveniente de depre-

sores de viscosidad (Gas oil, Diesel, etc.) se vuelca al oleoducto troncal. Allí se mezcla con el crudo constituyendo el - intermedio Plaza Huincul siendo en definitiva reprocesado en Destilería La Plata.

Se expresan a continuación las producciones de crudo reducido de los últimos años volcadas al oleoducto troncal con terminal en Destilería La Plata.

1976 :	56.406 m3
1977 :	609.939 "
1978 :	698.000 "
1979 :	604.313 "
1980 :	473.900 "

Combustibles :

La comercialización de los combustibles producidos en la Destilería Plaza Huincul se hace fundamentalmente de la Planta de Plaza Huincul. A éstas hay que agregar ventas directas de Yacimiento Plaza Huincul a otras compañías privadas y las ventas de la pequeña planta de San Carlos de Bariloche - (Río Negro) que también es abastecida desde la Planta de Plaza Huincul.

También hay un consumo propio de combustibles por parte de todo el Yacimiento Plaza Huincul y de la propia Destilería de Plaza Huincul.

A continuación se detallan planillas de :

* Consumo propio en Yacimiento y en Destilería Plaza Huincul.

- * Ventas de Combustibles según plantas despachadoras Plaza Huíncul y San Carlos de Bariloche (Río Negro) y venta directa Yacimiento Plaza Huíncul.
- * Ventas de YPF al Mercado y TOTALES en la Provincia de Neuquén.
- * Ventas de YPF al Mercado y TOTALES en la Provincia de Río Negro.
- * Ventas de YPF al Mercado y TOTALES en la Provincia de Chubut.
- * Consumo total en la Provincia de Neuquén.
- * Ventas totales de combustibles fuera de la provincia.

Consumo propio de Combustibles: (en m3)

Destilería Plaza Huíncul:

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
Fuel Oil	-	5930	7477	2783
Gas Oil	31	14	12	6
Motonafta común	18	19	31	19

Administración Yacimiento Plaza Huíncul:

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
Fuel Oil	420	25	48	28
Nafta Super	16	-	18	30
Gas Oil	21769	23429	32199	31609
Kerosene	353	2835	7255	8150
Nafta Común	2769	3017	3223	3465
Diesel Oil	2087	2136	3582	664

Total Consumo Propio:

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>
Fuel Oil	420	5955	7525	2811	
Nafta Super	16	-	18	30	
Gas Oil	21800	23443	32211	31615	
Kerosene	353	2835	7255	8150	
Nafta Común	2787	3036	3254	3484	
Diesel Oil	2087	2136	3582	664	

Combustibles:

Consumo total Provincia Neuquén (en m3)

Para estimar el consumo propio de la provincia se ha sumado el consumo de combustible en la Destilería Plaza Huincul y en el Yacimiento Plaza Huincul a las ventas totales en las provincias. La única aproximación hecha fue considerar como consumido en la Provincia todo el consumo de Yacimiento Huincul.

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
Nafta Común	31148	29292	36278	40086
Nafta Super	24421	28149	29130	34369
Gas Oil	77286	78644	93370	99167
Kerosene	6131	7959	11951	13160
Aerocombustible JP1	4980	14066	18802	14710
Diesel Oil	4031	4723	7879	3555
Fuel Oil	1601	7071	8312	7789

Ventas de Combustibles de YPF al Mercado en Neuquén (en m3)

	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
Nafta Común	23799	26331	28301
Nafta Super	25971	23187	26328
Kerosene	4928	4241	5010
Aerocombustible JP1	14066	18802	10506
Gas Oil	51380	49353	54935
Diesel Oil	2587	4297	2791
Fuel Oil	1116	787	4978

Ventas totales de Combustibles en Neuquén (en m3)

	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>
Nafta Común	34532	30991	28356	26856	33018	36602	S/D
Nafta Super	25593	22257	24405	28149	29112	34339	"
Kerosene	5997	6165	5778	5124	4726	5010	"
Gas Oil	56928	54761	55486	55201	61159	67552	"
Aerocomb.JP1	289	23	4980	14066	18802	14710	15069
Diesel Oil	3078	1693	2744	2587	4297	2791	S/D
Fuel Oil	4967	830	1181	1116	787	4978	"

S/D: Sin datos.-

COMBUSTIBLES

SEGUN PLANTAS DESPACHADORAS (en m3)

Año 1978	Año 1979					
	Planta Huincul	Yac.Plaza Huincul	Planta S.C.B. (RN)	Planta P.Huincul	Yac.Plaza Huincul	Planta S.C.B. (RN)
78044		155	6	94785	197	-
74794		-	10	87571	46946	168
16844		-	185	31513	-	10
160220		217	16	204922	214	109
33029		-	-	41677	-	-
22208		-	-	12412	-	-

Ventas fuera de la Provincia :

Ventas de Combustibles de YPF al Mercado
en la Provincia de Río Negro (en m3)

	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
Nafta Común	46528	40702	43045
Nafta Super	49678	39121	41838
Kerosene	14202	10767	11054
Aerobombustible JP1	5428	1013	10506
Gas Oil	101192	81333	84447
Diesel Oil	26959	29676	37966
Fuel Oil	9547	12874	8337

Ventas totales de Combustibles en Río Negro (en m3)

	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
Nafta Común	66747	55894	52385	51162	58045	62591
Nafta Super	44953	39630	45311	53692	54976	60947
Kerosene	14789	6165	5778	5124	4726	5010
Aerocombustible JP1	371	14	3027	5428	1013	10506
Gas Oil	91307	96435	96135	109268	114185	119816
Diesel Oil	20025	19123	22973	27273	30028	37975
Fuel Oil	9914	8081	8885	9547	12991	9696

Se aclara que Viedma y zona de influencia son abastecidas desde la Planta de Loma Paraguaya de la Cía. Isaura. El resto recibe combustible de la Planta Plaza Huincul (Neuquén) incluidas las ciudades de Río Colorado y San Antonio Oeste).

Ventas de Combustibles de YPF en la Provincia de Chubut
(en m3)

	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
Nafta Común	28685	30543	28539
Nafta Super	38137	35894	34169
Kerosene	11482	9518	9376
Aerocombustible JP1	25167	25228	9348
Gas Oil	65380	72091	70169
Diesel Oil	15767	12950	11275
Fuel Oil	21975	382	2161

Ventas totales de Combustibles en Chubut (en m3)

	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
Nafta Común	54264	44132	36528	29075	33236	35459
Nafta Super	28562	27702	31523	38842	40145	45492
Kerosene	14111	12930	11270	11522	9934	10558
Aerocombustib.JP1	14152	25142	25902	25272	25383	9440
Gas Oil	67591	74557	66625	66132	76797	85144
Diesel Oil	28135	20759	17041	16189	13439	11432
Fuel Oil	29505	18106	12090	21975	382	2161

Se aclara que la parte sur de la provincia de Chubut es abastecida desde la Planta de Comodoro Rivadavia. La mitad norte (aproximadamente) recibe de la Planta de Plaza Huincul (Neuquén) incluidas las ciudades de Puerto Madryn, Trelew y Rawson y las localidades de Garayalde y Paso de los Indios.

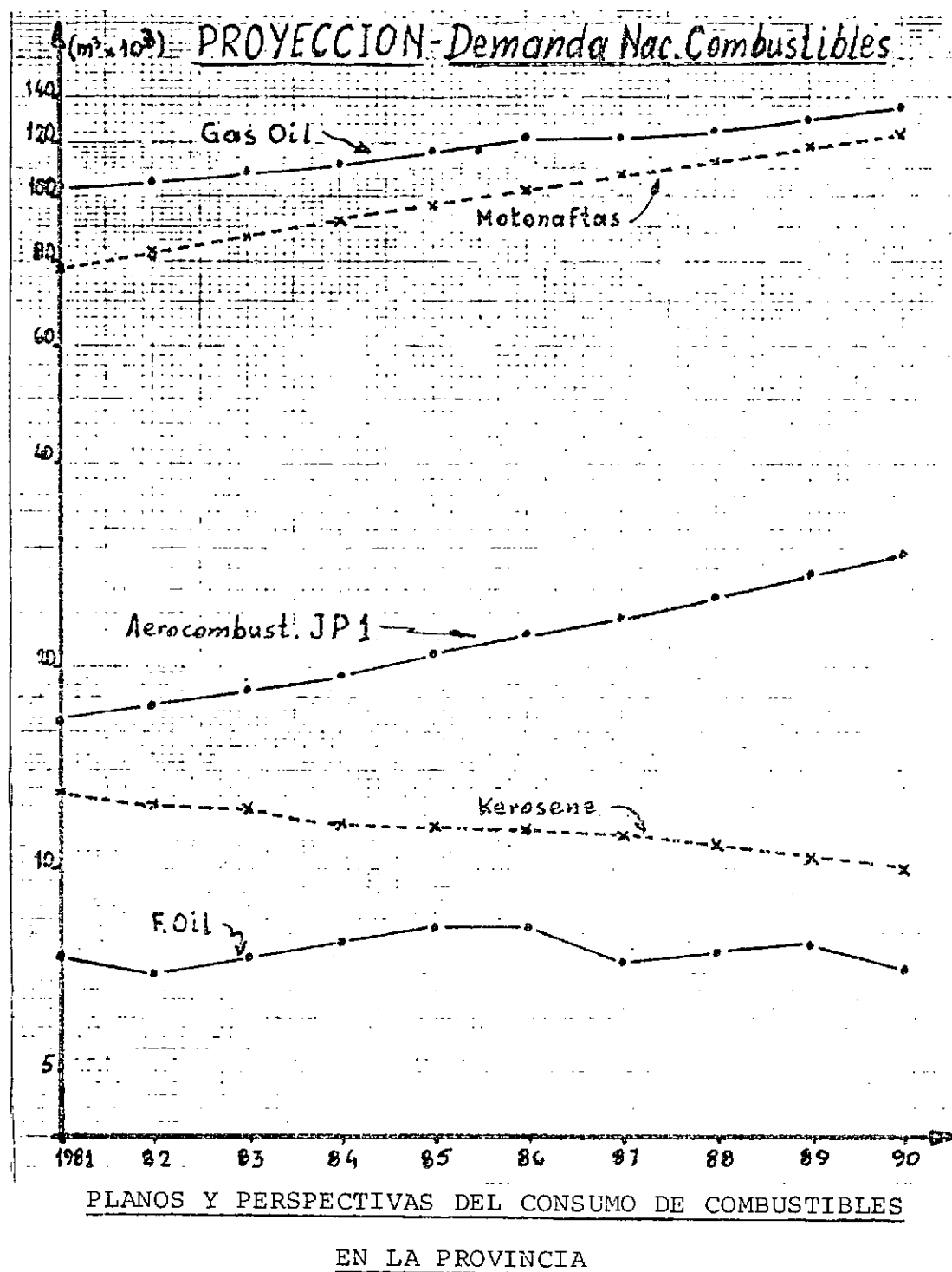
VENTAS TOTALES DE COMBUSTIBLES FUERA DE LA PROVINCIA

(en m3)

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
Motonafta Común	21205	41575	45032	58183
Motonafta Super	5106 (2)	50601	45692	53400
Kerosene	1752	9992	12303	26513
Gas Oil	25343	71878	99077	137479
Diesel Oil	9102	14830 (1)	28732	38886
Fuel Oil	7271	30361	30690	7434
Aerocombustible JP1	16037	14949	19598	38890

(1) No hubo Producción en D.P.H. Se distribuyó desde Planta P. Huincul.

(2) No se producía en D.P.H. Se distribuyó desde Planta P. Huincul.

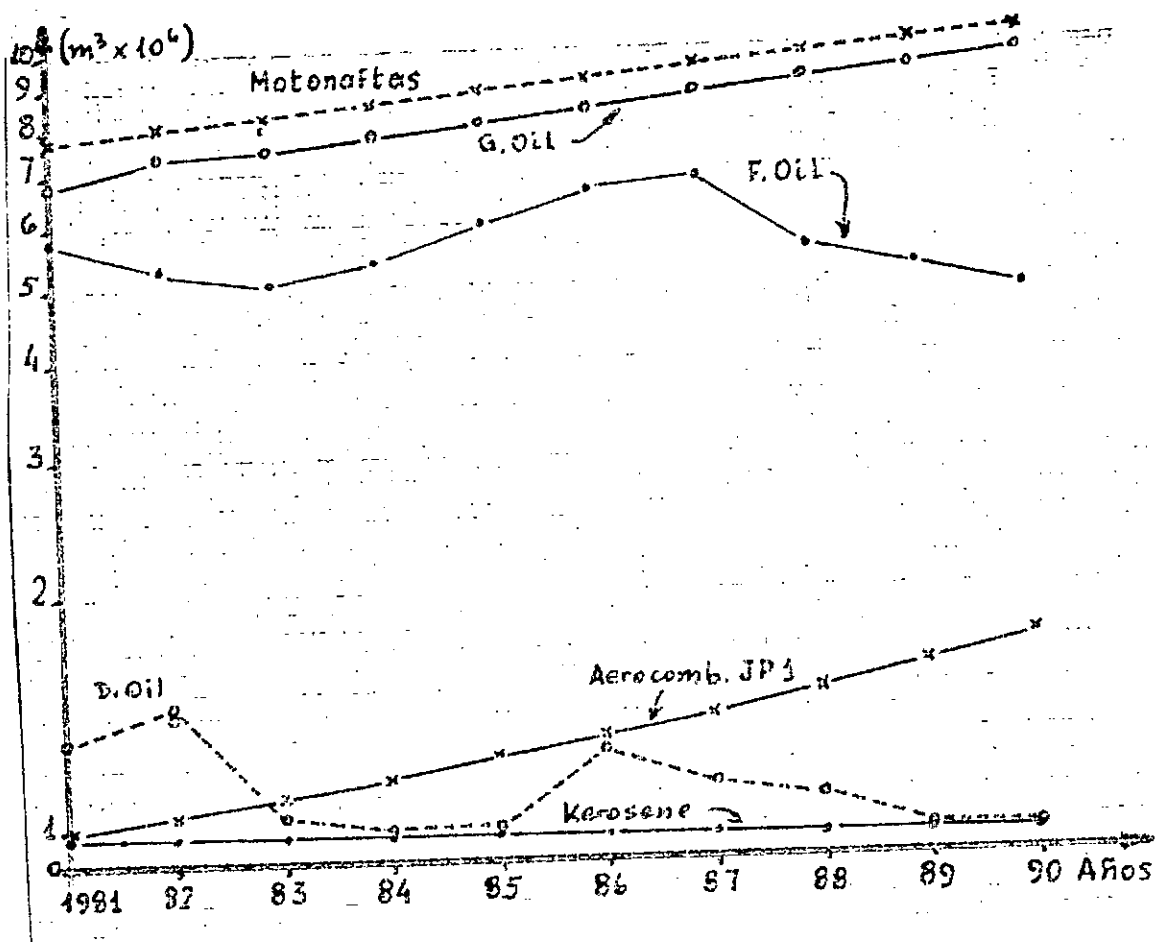


En general el consumo de combustibles está dado fundamentalmente por el nivel de actividad económica global.

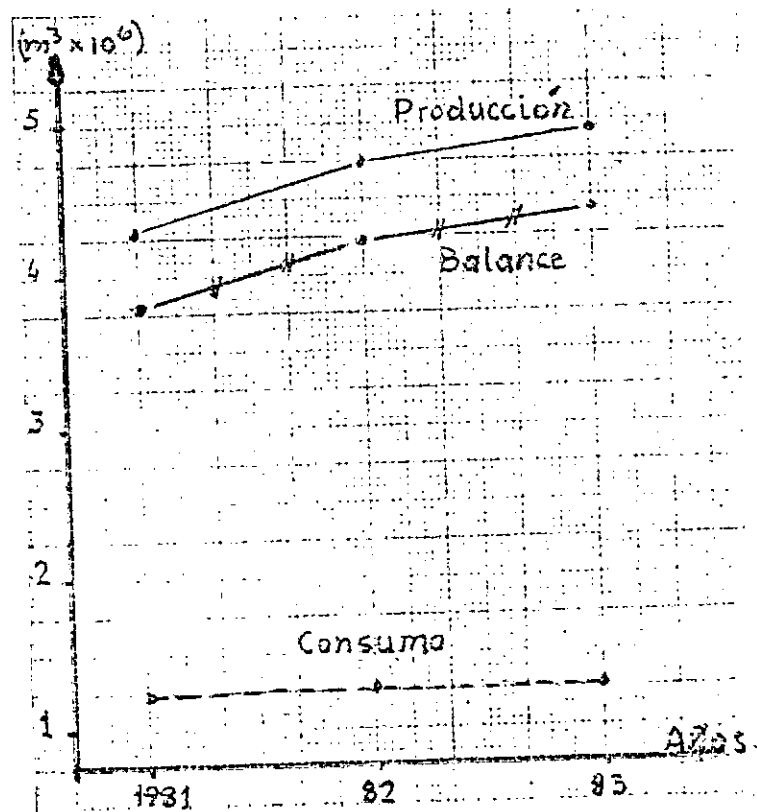
La estimación de la demanda de combustibles para la provincia para el período 1981-1990 se ha efectuado ateniéndose a los datos históricos y teniendo como referencia la evolución proyectada para el mercado nacional. Se ha previsto que la población mantendrá

DEMANDA PROYECTADA DE COMBUSTIBLES

EN NEUQUEN (1981-1990)

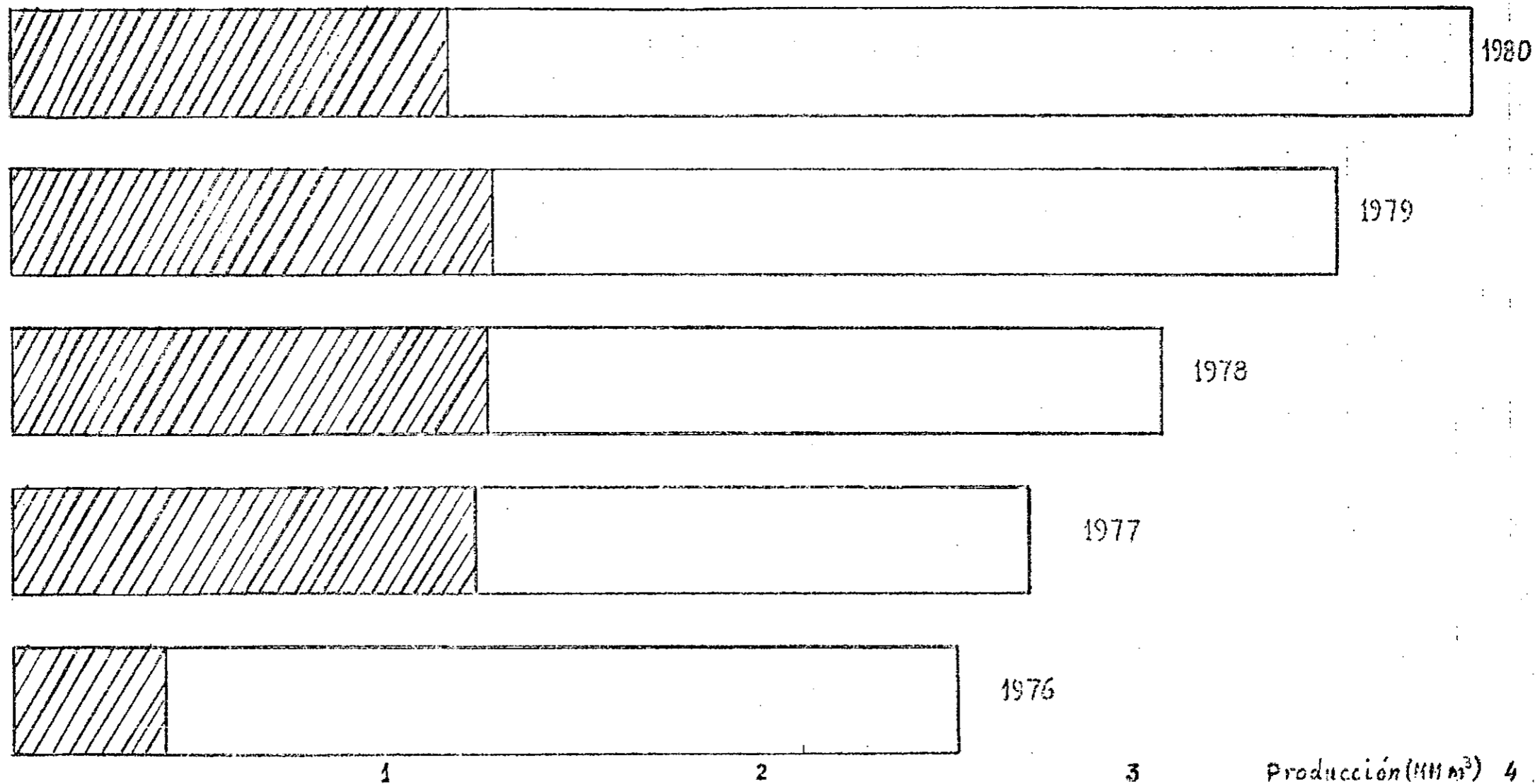


BALANCE PROYECTADO PRODUCCION-CONSUMO DE
PETROLEO EN NEUQUEN



Balance Producción-Consumo de Petróleo - Pcia. del Neuquén

Ref:  consumo



PRODUCCION DE PETROLEO

La producción de petróleo en Argentina se inicia en Comodoro Rivadavia en 1907. Desde entonces hasta 1979 la producción acumulada de petróleo alcanza a 523.748.000 m3.

La contribución de la provincia de Neuquén a esa producción acumulada desde los albores de la explotación petrolera en la Argentina ronda el 9%.

La producción de petróleo se inicia en la provincia de Neuquén en el año 1920 en el histórico pozo N° 1 ubicado en Plaza Huincul a pocos metros de donde hoy se levanta la moderna Destilería Plaza Huincul de YPF.

La producción acumulada de petróleo crudo en la provincia de Neuquén desde 1920 al año 1980 alcanza a 46.706.000 m3.

Las cifras de producción de los últimos once años son las siguientes :

1970	1.511	(miles de m3)
1971	2.441	"
1972	2.980	"
1973	2.675	"
1974	2.422	"
1975	2.406	"
1976	2.529	"
1977	2.722	"
1978	3.074	"
1979	3.542	"
1980	3.889	"

Esta producción en la provincia se puede discriminar entre el producido por YPF; el producido por las compañías contratistas de YPF y el producido por compañías privadas (en este caso ESSO SAPA).

PETROLEO EXTRAIDO (en miles de m3)

	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>19</u>
YPF.	909	1732	2475	2336	2117	2135	2271	2465	2595	2915	32
Contrat.YPF	601	706	499	336	303	327	257	258	483	631	6
ESSO SAPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

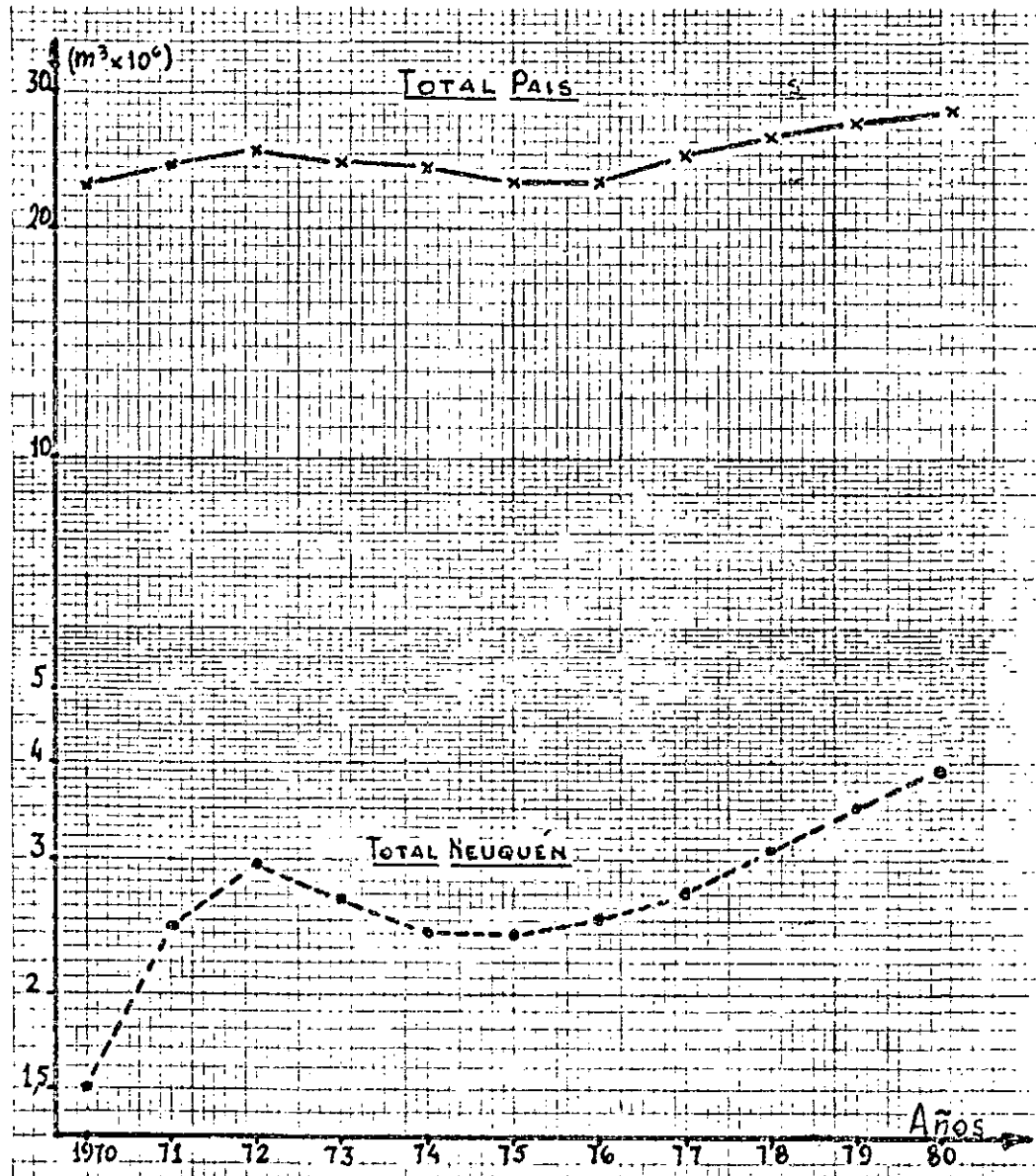
PARTICIPACION PROVINCIAL EN EL TOTAL DEL PAIS

Es interesante también observar cómo ha ido evolucionando durante la última década la participación de la producción provincial de petróleo en el total general del país.

% producción Neuquina en el total del país

<u>70</u>	<u>71</u>	<u>72</u>	<u>73</u>	<u>74</u>	<u>75</u>	<u>76</u>	<u>77</u>	<u>78</u>	<u>79</u>	<u>80</u>
6,62	9,92	11,80	10,94	10,07	10,72	10,91	10,87	11,73	12,93	13,

PRODUCCION DE PETROLEO



Producción de petróleo por zona

La producción de petróleo por zona productiva en la provincia de Neuquén conviene desagregarla en la efectuada por la sociedad estatal YPF por administración y la efectuada por compañías privadas contrafistas de YPF y la efectuada por compañías privadas.

Producción de Petróleo (en miles de m3)

Y.P.F. Administración

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
TOTAL	1732	2475	2337	2117	2135	2272	2465	2595	2915	3205
ZONAS										
Río Neuquén	-	3	107	263	386	397	479	437	308	
Challacó	20	9	10	15	19	14	45	62	42	
Aguada del Cajón	-	-	2	82	134	97	81	62	100	
Barda González	2	2	1	1	1	4	2	1	-	
Neuquén del Medio	1	4	4	2	7	4	5	1	- (2)	
Anticlinal Campamento	60	47	35	27	34	45	36	28	21	
Cerro Lotena	18	15	12	9	15	16	11	2	-	
Sierra Barrosa	20	14	12	8	21	78	122	123	90	
El Divisadero	7	4	3	4	4	3	2	1	-	
Puesto López	20	16	9	7	8	6	8	5	-	
Aguada Quinchao	15	8	8	9	8	8	5	2	-	
El Porvenir	-	-	-	-	-	-	14	159	100	
Aguada Baguales	97	80	57	55	46	43	44	36	27	
Centenario	699	600	485	273	144	173	193	-	-	

Zonas (cont.)

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
TOTAL	1732	2475	2337	2117	2135	2272	2465	2595	2915	3205
ZONAS										
Aguada Toledo	74	68	54	51	210	238	239	255	252	
Los Guanacos	4	3	2	3	6	39	18	6	-	
Narambuena	-	-	-	10	9	4	-	-	-	
Senillosa Norte	-	-	-	6	1	2	2	2	1	
Aguada San Roque	-	2	17	14	9	8	8	7	8	
Sierra Barrosa Oeste	10	11	7	3	5	20	18	20	37	
Chihuido de la Sierra Negra	-	-	-	-	-	-	-	-	18	
Puesto Hernández	680	1585	1507	1238	978	926	981	1181	1367	
Aguada Becarey	-	2	1	5	4	1	2	1	-	
Señal Cerro Bayo	--	-	-	6	9	13	16	40	114	
Cerro La Manea	-	-	-	1	3	2	-	-	-	
Veta Escondida	-	-	-	20	44	51	59	34	28	
Campamento N° 2	-	-	-	2	7	8	7	6	4	
Aguada del Chivato	-	-	-	1	3	-	-	-	-	
El Salitral	-	-	-	-	20	39	30	23	20	

Zonas (cont.)

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
TOTAL	1732	2475	2337	2117	2135	2272	2465	2595	2915	3205
ZONAS										
Cutral C6	-	-	-	-	-	5	5	5	5	5
Las Chivas	-	-	-	-	-	14	8	3	2	2
La Esperanza	-	-	-	-	-	6	20	47	25	25
Loma Potrillo	-	-	-	-	-	7	7	1	-	-
Cerro Granito	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Loma Montosa Oeste	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Señal Picada	-	-	-	-	-	-	-	4	31	31
El Caracol Norte	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1
Dos Picos	-	-	-	-	-	-	-	6	-	-
Loma La Lata	-	-	-	-	-	-	-	34	313	313
La Am-rga Chica	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Campamento N° 1	-	-	-	2	-	-	-	-	-	(3)
Borde Colorado	4	1	-	-	-	-	-	-	-	(3)

Zonas (cont.)

NOTAS

NOTAS: 1) Adjudicada a Pluspetro)

2) Adjudicada a Cía Petrolífera El Cármen

3) Pozos Abandonados

El resto de las zonas que no produjeron en el último
o últimos años considerados están integradas por :

- * Pozos reservados para mantenimiento de presión y/o
recuperación secundaria.
- * Pozos parados por alta relación gas/petróleo, para-
dos transitoriamente y parados por zona alejada.
- * Pozos abandonados.

(en miles de m3.)

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
TOTAL	709	505	338	305	271	257	257	479	627	679
<u>Perez Companc</u>										
(Entre Lomas)	19	18	7	10	9	9	6	20	25	26
<u>Bridas</u>										
(El Sauce-Cerro Bandera)	690	487	330	261	206	189	179	145	134	116
<u>Astra - Bridas</u>										
(Lindero Atravesado)	-	-	1	34	56	59	59	57	52	79
<u>Plus Petrol S.A.</u>										
Centenario-Anticlinal Campto.	-	-	-	-	-	-	13	198	311	300 34
<u>Cía. Petrolífera El Cármen</u>										
(Neuquén del Medio)	-	-	-	-	-	-	-	4	19	54
<u>Quitralcó Invers. Agropecuarias</u>										
(Al Norte de la Dorsal)	-	-	-	-	-	-	-	11	18	18

Y. P. F. CONTRATOS (cont.)

[illegible]

Producción Media Diaria

La producción actual de petróleo diaria (1979) es de 10.500 m3/día correspondiendo 8.650 m3/día al extraído por YPF y 1.850 m3/día (17,62%) al extraído por contratistas de YPF.

En 1978 fue de 9.060 m3/día, correspondiendo 7.500 m3/día (82,8%) a YPF y 1.560 m3/día a las contratistas (17,2%).

Producción Media Diaria Mensual durante 1980

en m3/día

	<u>YPF y Contratistas</u>	<u>ESSO SAPA</u>
Enero	10.493	-
Febrero	10.286	-
Marzo	10.415	-
Abril	10.033	13
Mayo	10.131	25
Junio	10.516	26
Julio	11.094	21
Agosto	10.751	17
Setiembre	10.746	14
Octubre	10.959	11
Noviembre	11.213	10
Diciembre	11.081	21

Producción por Recuperación Secundaria

<u>Neuquén</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
YPF	-	-	132.034	238.307
Contratistas	175.866	181.031	144.954	134.409
<hr/>				
TOTAL	175.866	181.031	276.988	417.716

Producción Media Diaria por Pozo

	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
YPF Administración	17,98	17,55	16,63	18,00	18,32
<u>Por Contratos</u>					
Bridas S.A.P.I.C.	10,22	10,54	10,10	8,49	8,76
Cía Petrolífera					
El Carmen	-	-	-	4,00	7,29
Astra - Bridas	-	-	-	-	14,20
Pluspetrol	-	-	10,84	16,94	23,89
Bridas-Ryder Scott	-	-	-	7,06	5,84
Quitralc6 Inversiones					
Agropec.	-	-	-	4,14	3,57
Pluspetrol	-	-	-	-	2,50
Perez Companc (compren					
de algunas de R.N.).	14,69	11,91	9,95	9,62	9,03

La producción media diaria de petróleo por pozo en todo el país fue en : 1975 = 11,70 m3/día pozo

1976 = 11,34 "

1977 = 11,70 m3/día pozo

1978 = 11,75 "

1979 = 11,50 "

1980 = 11,30 "

Promedio de Pozos en producción efectiva

El promedio en la provincia de Neuquén :

	1975	1976	1977	1978	1979
YPF por Administración	325	354	407	395	436
<u>Por Contratos</u>					
Bridas S.A.P.I.C.	55	53	49	47	42
Cía. Petrolífera El Carmen	-	-	-	3	7
Astra - Bridas	-	-	-	-	10
Pluspetrol	-	-	37	32	41
Bridas SAPIC - Ryder Scott	-	-	-	17	32
Quitralcó Inversiones Agropecuarias	-	-	-	7	14
Perez Companc (comprende también algunos de R.N.)	183	172	160	156	160
TOTAL PCIA. DEL NEUQUEN	563	579	653	652	742

El total de pozos en producción efectiva en todo el
país fue : en 1975 5.329 pozos

1976 5.540 "

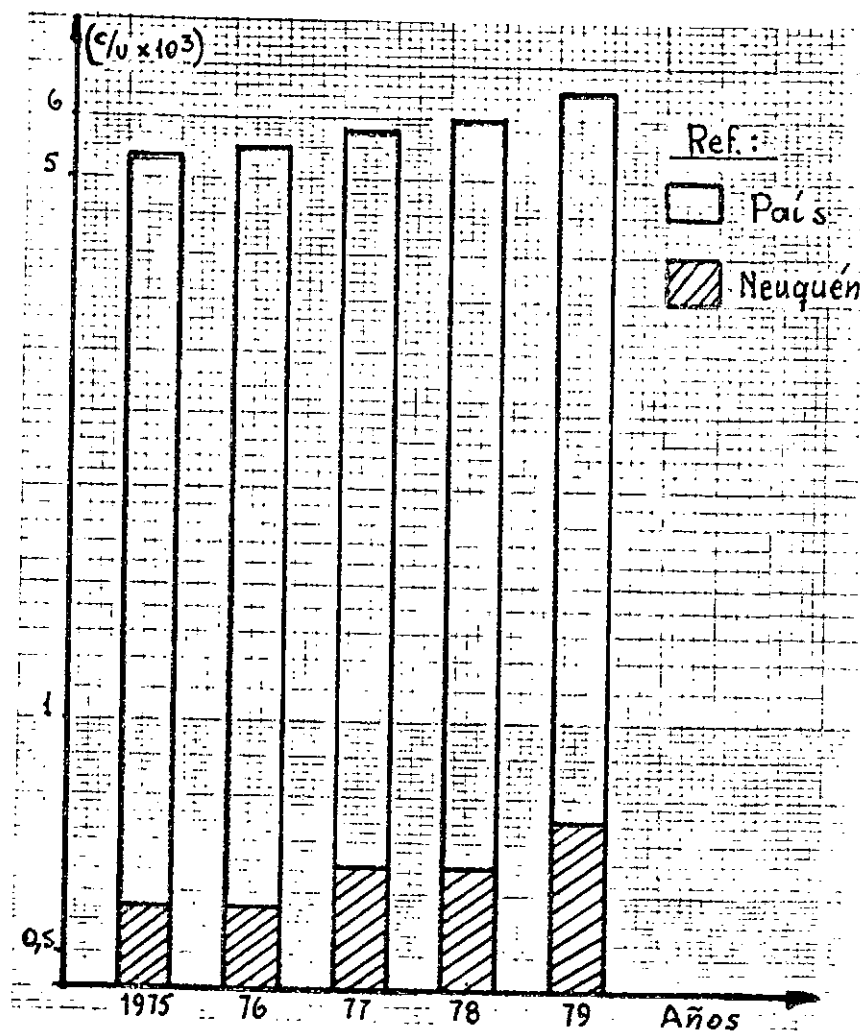
1977 5.820 "

1978 6.066 "

1979 6.471 "

1980 6.830 "

POZOS EN OPERACION EFECTIVA



Pozos terminados durante 1979 discriminados según el Resultado de los mismos

		Pozos de Explotación				Pozos de Avanzada				Pozos de Explotación				TOTAL
		Contratos		YPF	Total Adm.	Contratos		YPF	Total Adm.	Contratos		YPF	Total Adm.	
		YPF	Adm.	Perf.	Expl.	Perf.	Expl.	Perf.	Expl.	Perf.	Expl.	Perf.	Expl.	Total
<u>PCIA.NEUQUEN</u>														
Petrolíferos	2	1	3	5	5	10	24	16	19	59	31	22	19	72
Gasíferos	2	1	3	1	1	2	2	1	1	4	5	3	1	9
Improductivos	2	8	10	3	-	3	4	1	1	6	9	9	1	19
TOTAL	6	10	16	9	6	15	30	18	21	69	45	34	21	100
<u>TOTAL PAIS</u>														
Petrolíferos	16	4	20	40	12	1	53	242	89	195	526	298	105	599
Gasíferos	3	1	4	11	3	14	7	3	1	11	21	7	1	29
Improductivos	28	17	1	46	32	6	-	34	9	5	48	94	32	132
TOTAL	47	22	1	70	83	21	1	283	101	201	585	413	144	760

Pozos terminados durante 1978 discriminados según el Resultado de los mismos											
		Pozos de Exploración		Pozos de Avanzada		Pozos de Explotación		TOTAL			
		Contratos		Contratos		Contratos		Contratos			
YPF		YPF		YPF		YPF		YPF			
Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total		Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total		Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total		Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total		Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total Adm. Perf. Expl. Total			
PCIA.NEUQUEN											
Petrolíferos	1	1	2	4	5	9	28	27	55	33	66
Gasíferos	1	2	3	2	-	2	-	4	4	3	9
Improductivos	6	4	10	8	8	16	6	2	8	20	34
TOTAL	8	7	15	14	13	17	34	33	67	56	109
TOTAL PAIS											
Petrolíferos	13	9	22	52	37	89	240	102	342	305	453
Gasíferos	4	4	8	3	3	6	9	4	13	16	27
Improductivos	31	20	51	31	19	50	22	10	32	84	133
TOTAL	48	33	81	86	59	145	271	116	387	405	613

Pozos de Exploración:

Son perforaciones que tienen por objetivo descubrir un yacimiento de petróleo que en base a estudios geológicos y geofísicos se supone existe en la zona.

Cuando el pozo encuentra una capa productiva importante por su espesor se efectúa un ensayo de presión y productividad de esta primera capa, antes de proseguir la explotación en profundidad en busca de otras capas petrolíferas productivas.

Pozos de Avanzada:

Corresponden a la segunda etapa de estudio del yacimiento que consiste en establecer el desarrollo de las capas petrolíferas de cada "horizonte" o "complejo" en extensión, - llegando a comprobar los límites de los mismos.

Se ejecutan siguiendo un programa metódico que generalmente está basado en los conocimientos que se tienen sobre la configuración de la estructura geológica que encierra el yacimiento. El reconocimiento por medio de pozos de avanzada resulta económico, porque se tienen pocos pozos estériles, y rápido, porque se pueden utilizar varios equipos perforadores al mismo tiempo, cuando la estructura existe en forma bien definida.

Pozos de Explotación:

Son los pozos definitivos, productores de petróleo. Por lo general están distribuidos en una superficie de manera uniforme siguiendo un reticulado con malla en cuadros o en triángulos.

Pozos Terminados de Y.P.F.

(por Administración y Contratos)

	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>
Exploración	18	12	20	27	15	15	21	15	16
Desarrollo	88	53	41	83	91	86	67	94	63
<u>Total Neuquén</u>	106	71	61	110	106	101	88	109	79
<u>TOTAL PAIS</u>	454	523	502	570	522	547	647	613	557
Exploración	129	97	129	114	84	86	143	81	69
Desarrollo	325	426	373	456	438	461	504	532	488

ESTADO DE POZOS EN PODER DE Y.P.F.

El estado de los pozos de la Administración Plaza Huincul correspondientes a la Provincia de Neuquén es el siguiente :

	al 31-12-75	al 31-12-76	al 31-12-77	al 31-12-78	al 31-12-79
Productivos de Petróleo	489	497	496	524	498
- En producción efectiva	352	435	435	435	447
- Paradas transitoriamente	106	40	36	18	9
- Parados por alta relación gas/petróleo	21	10	12	62	36
- Parados por zona alejada	10	12	13	9	6
Productivos de Gas	183	188	175	207	209
- En producción efectiva	35	35	33	38	36
- Parados transitoriamente	24	24	21	19	23
- En reserva de gas	124	129	121	150	150
En Estudio	14	3	5	-	2
En Espera de Reparación	9	-	1	1	1

En Reparación	1	al 31-12-75	al 31-12-76	al 31-12-77	al 31-12-78	al 31-12-79
		-	-	-	-	-

Para Mantenimiento de Presión y/o

Recuperación Secundaria	429	492	491	61	53
- En inyección degas	-	-	-	-	-
- En inyección de agua	3	10	12	19	19
- En inyección de otros Fluidos	-	-	-	-	-
- Reservado para Recuperación Secundaria	361	373	371	32	33
- Mantenimiento de presión	65	109	99	1	-
- Pozos de agua	-	-	9	9	-
A Abandonar	4	9	42	371	399
Abandonados	893	937	893	795	789
Estructurales terminados	-	-	-	-	-
TOTALES	2022	2126	2103	1959	1951

Estado de Pozos en poder de los Contratistas de Y.P.F.

TIPO DE	CIA.	<u>ASTRA - BRIDAS</u>			<u>BRIDAS SAFIC</u>			<u>PEREZ COMPANC</u>			<u>AMOCO ARG-OIL Co</u>		
POZO	AÑO	75	76	77	75	76	77	75	76	77	75	76	77
Prod. de Petróleo		15	13	13	72	69	71	17	16	16	-	-	-
- En Producción efectiva		10	10	10	57	46	50	3	3	2	-	-	-
- Parados transitoriamente		5	3	3	15	23	21	14	13	14	-	-	-
- Parados alta relación Gas/Petróleo		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Productivos de Gas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- En Producción efectiva		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Parados transitoriamente		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- En reserva de gas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
En Estudio		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
En espera reparación		-	-	-	-	-	-	-	3	1	-	-	-
En reparación		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mant.Presión y/o Recup.Secund.		-	-	-	102	105	103	-	-	-	-	-	-
- En Inyección de H2O		-	-	-	49	50	44	-	-	-	-	-	-
- P/Recup. secund.		-	-	-	53	-	-	-	-	-	-	-	-
- Mant. de Presión		-	-	-	-	55	59	-	-	-	-	-	-
A Abandonar		-	-	2	45	45	45	-	-	-	-	-	-
Abandonados		3	5	3	10	30	30	2	2	2	3	3	-
TOTAL GENERAL		18	18	18	249	249	249	21	21	21	3	3	-

Las cifras son al 31/12 del año indicado.

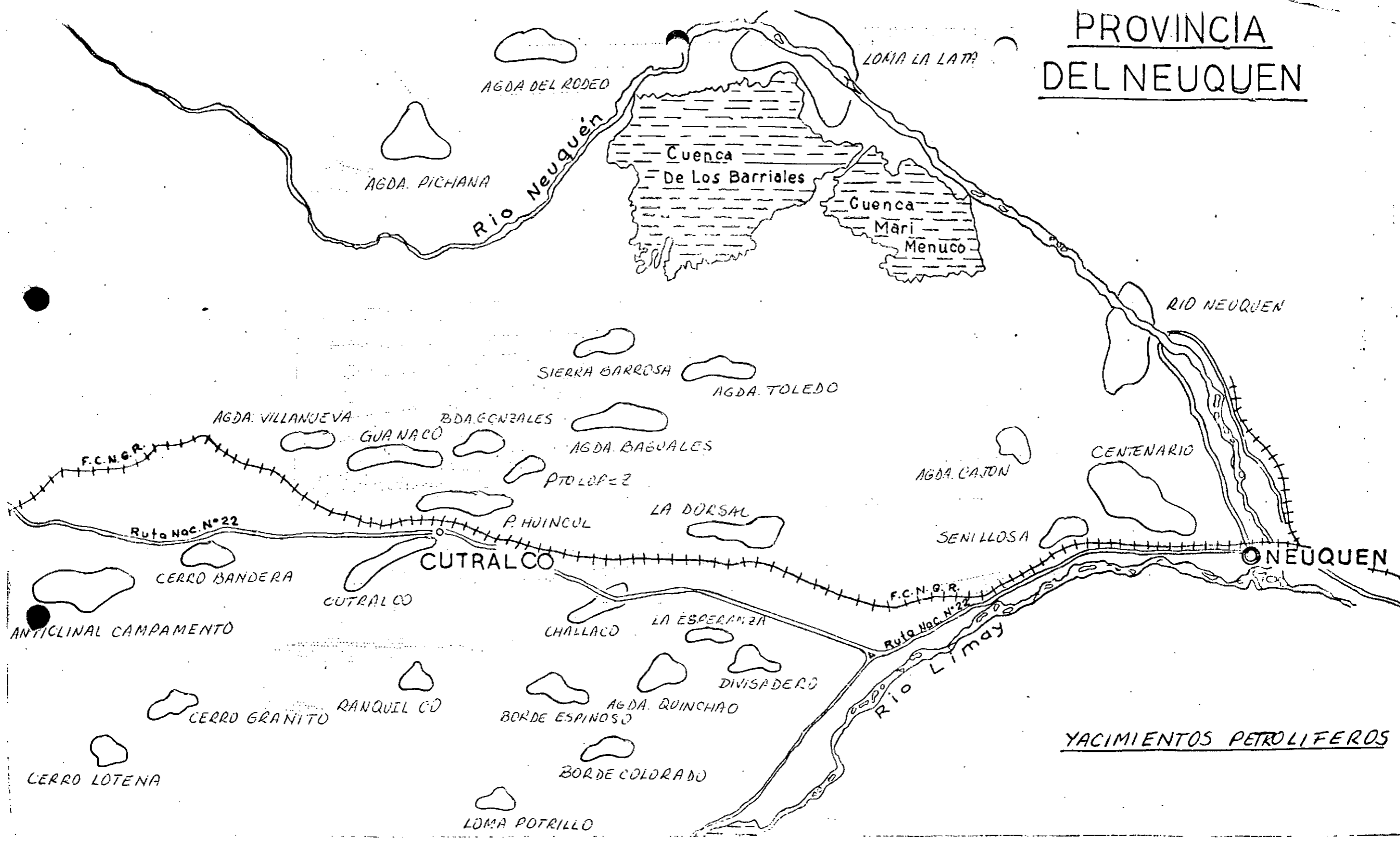
Estado de Pozos en poder de los Contratistas de Y.P.F.

TIPO DE	CIA	BRIDAS		EL		ASTRA		PLUSPETROL		PLUSPETROL		BRIDAS		QUITRAL		PEREZ COMPANC	
POZO	AÑO	SAPIC		CARMEN		BRIDAS		CENTENARIO		ANT. CAMP.		RYDER-SCOTT		CO			
		78	79	78	79	78	79	78	79	78	79	78	79	78	79	78	79
Productivos de Petróleo		71	69	5	16	-	-	56	50	-	14	37	63	16	14	19	18
- En Prod. Efectiva		47	39	5	11	-	-	31	40	-	32	31	34	16	14	5	3
- Parados transitoriamente		24	30	-	5	-	-	21	8	-	15	6	29	-	-	14	15
- Parados alta rel.Gas/Petróleo		-	-	-	-	-	-	4	2	-	2	-	-	-	-	-	-
Productivos de Gas		-	-	-	-	15	15	22	19	-	4	-	-	13	13	-	-
- En Prod. Efectiva		-	-	-	-	10	10	5	2	-	-	-	-	-	4	-	-
- Parados transitoriamente		-	-	-	-	5	5	-	-	-	-	-	-	2	2	-	-
- En reserva de Gas		-	-	-	-	-	-	17	17	-	4	-	-	7	7	-	-
En Estudio		-	2	-	13	-	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-
En Espera Reparación		-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
En Reparación		-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mant.Presión y/o R.Secund.		102	101	5	-	-	-	-	14	-	-	-	-	-	13	-	-
- En inyección de H2O		102	101	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	-	1	-	-
- P/Recup. secund.		-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	-	-
- Mant. de Presión		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	-	-
A Abandonar		45	51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-
Abandonados		31	25	-	-	3	3	21	30	-	12	89	74	-	60	2	2
TOTAL GENERAL		249	248	17	29	18	18	99	113	-	65	132	137	29	102	21	21

* Las cifras son al 31/12 del año indicado.

* Pluspetrol Centenario 1978 incluye Pluspetrol Anticlinal Campamento.

PROVINCIA DEL NEUQUEN



CALIDAD Y ESPECIFICACIONES

Características del Crudo Cuenca Neuquina

Tal es la denominación que utiliza la Secretaría de Estado de Energía (ahora Subsecretaría de Combustibles del - M.O. y S.P.), para el crudo producido en los yacimientos de la cuenca, que abarca las Provincias de Neuquén, oeste de Río Negro, Sudoeste de La Pampa y extremo sur de Mendoza.

A continuación se dan las características generales de este crudo, también llamado Mezcla Neuquén - Río Negro que alimenta el oleoducto troncal Allen - Puerto Rosales - La Plata.

Los análisis están actualizados a enero de 1981 y - fueron efectuados en los laboratorios de Y.P.F. sitios en Florencio Varela.

Densidad a 15°C		0.8696
Densidad API		31.22
Viscosidad SSU 98.9°C		-
Viscosidad SSU 37.8°C		73
Agua % Vol.		1.00
Sales (NaCl)g/m3		308
Punto de escurrim °C	+	12
Vanadio ppm		12.2
Niquel ppm		6.0
Hierro ppm		3.3
Cobre ppm		-
Azufre Total % peso		0.60
Plomo ppm		-

Crudo Kuwart

Características Generales

Densidad 15/15°C	0.868
Densidad API	31.8
Viscosidad a 37,8°C en C S	9,15
" a 37,8°C en SSU	56,1
Azufre total % en peso	2,52
Tensión de Vapor Reid (lb/p ² a 37,8°C)	5,4
N.A.T. (ASTM D 664)	0,06
Contaminantes metálicos	
Níquel (en ppm)	9,6
Vanadio (en ppm)	31
Componentes livianos	
Etano % en peso	0,12
Propano % "	0,73
i - Butano % "	0,51
n - Butano " "	1,97
i - Pentano " "	1,06
n - Pentano " "	1,91

Calidad

No existe una clasificación internacionalmente aceptada de los crudos que sirva para determinar su calidad y por ende su valorización :

Como regla muy general se puede afirmar que un crudo liviano es más valioso que un crudo pesado. O sea a menor densidad relativa respecto al agua (o mayor densidad API) mayor valor.

Este criterio general se basa en que los crudos más livianos brindan un mayor rendimiento en cortes livianos por destilación directa (la operación más elemental).

Estos cortes livianos están constituídos por motonafas (aunque debajo n° de octanos), kerosene, gasoil, etc. todos combustibles de mayor valor en el mercado. Además estos cortes son aptos para ser utilizados como materias primas petroquímicas.

Sin embargo hay otras características importantes a tener en cuenta :

La viscosidad que determina si un crudo es apto para elaborar lubricantes o no.

La presencia de Azufre que sobre todo al estado libre actúa como contaminante.

La existencia de otros contaminantes: Vanadio, Niquel, Hierro, sales etc.

La cantidad de residuo asfáltico presente etc.

Respecto al crudo Kuwait el crudo Cuenca Neuquina es

ligeramente más pesado. Menos apto para elaborar lubricantes (sin embargo uno de sus componentes, el Medanita de Río Negro, alimenta el complejo de lubricantes de Destilería La Plata). Tiene menos S y menos contaminantes metálicos que el Kuwait.

Respecto de los demás crudos nacionales el crudo de mezcla Neuquén-Río Negro o Cuenca Neuquina es de densidad similar al crudo Mendoza. Es más liviano que los crudos Chubut y Santa Cruz y más pesado que los crudos Salta, Jujuy y Tierra del Fuego.

Para tener idea de su valor FOB fijado por la Sub-Secretaría de Combustibles respecto de los otros crudos nacionales se transcriben los valores a Abril de 1981.

	<u>Precio de Venta</u> <u>FOB \$ / m3.</u>	<u>Gravedad API</u>
Chubut	210.800	22 - 22,9
Santa Cruz	222.500	26 - 26,9
Mendoza	214.100	31 - 31,9
Cuenca Neuquina	237.300	31 - 31,9
Salta	243.700	40 - 40,9
Jujuy	229.500	40 - 40,9
Tierra del Fuego	246.700	57 - 57,9

Ajuste por variación de grados API: 941 \$/m3.

Densidades del petróleo crudo según principales zonas de producción

(Neuquén)

Los datos de densidad son al 31-12-79, a 15°C y 760 mn.
de Hg.

Una forma rápida de transformar la densidad en grados
API (American Petroleum Institute) es aplicar la siguiente fórmula :

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\delta} - 131,5 \quad \text{siendo: } \delta = \text{densidad}$$

<u>Zonas</u>	<u>Densidad</u>
La Esperanza	0,933
Campamento N° 2	0,865
Chihuido de la Sierra Negra	0,834
Sierra Barrosa	0,857
Aguada Baguales	0,827
Aguada Toledo	0,865
Añelo	0,837
La Amarga Chica	0,840
Challacó	0,920
Señal Picada	0,932
Río Neuquén	0,830
Puesto Hernández	0,852
Aguada San Roque	0,833
Senillosa Norte	0,798
Aguada del Cajón	0,843
El Caracol Norte	0,860
Aguada Bocarey	0,858

<u>Zonas (cont.)</u>	<u>Densidad</u>
Señal Cerro Bayo	0,858
Loma La Lata	0,860
Veta Escondida	0,873
Barrosa Oeste	0,857
El Porvenir	0,937
Las Chivas	0,864
El Salitral	0,788
Cutral-Có	0,858
La Esperanza	0,914
Neuquén del Medio	0,900
El Sauce	0,865
Cerro Bandera	0,874
Entre Lomas	0,845
Al Norte de la Dorsal	0,862
Lindero Atravesado	0,770
Sur de la Dorsal	0,872
Centenario	0,832
Anticlinal Campamento	0,875

Análisis de los crudos Neuquinos

A los crudos provenientes de distintos yacimientos de la provincia se los ha agrupado en series o grupos según aporten a determinada planta Industrial Deshidratadora.

En las Plantas Industriales Deshidratadoras se les separa un alto porcentaje del H₂O que frecuentemente acompaña al crudo y otras impurezas muy gruesas.

A los crudos Neuquinos se los ha agrupado según apor

ten a las Plantas Deshidratadoras de Centenario y Challacó. Quedarían fuera de este análisis los crudos que aportan a la Planta Deshidratadora Medanitos (Río Negro) que reciben en una proporción mucho más significativa aportes de yacimientos situados en Río Negro.

Se adjuntan :

Curvas de caracterización respecto a un crudo referencia (en este caso crudo Kuwait).

Curvas de densidad por subgrupo o subserie.

Curvas de Destilación TBP por subgrupos e integrada de toda la serie o grupo.

Curvas de viscosidad y punto de escurrimiento.

Aparte figuran las tablas de análisis de crudo por subgrupo y de rendimiento aproximado en cortes comerciales - destilados hasta 420°C.

Se ha tomado como crudo de referencia el crudo Kuwait.

Características Generales de los crudos que alimentan a la Planta Industrial Deshidratadora Centenario

Para un mejor análisis estos crudos han sido agrupados para su análisis en los siguientes grupos :

Grupo C1:

Comprende crudo producido por los siguientes yacimientos explotados por Y.P.F. :

Río Neuquén, Loma La Lata (formación Quintuco), Loma La Lata (formación Sierras Blancas), Agua del Cajón, Añelo y Bajo Añelo y otros menores incluidos Aguada San Roque y La Calera.

El Yacimiento Río Neuquén que se extiende también a la vecina provincia de Río Negro aporta el 43% de la producción de dicha gasolina y el yacimiento Loma La Lata un 41%.

Esta mezcla incluye un 2% de gasolina reinyectada de la Unidad Líquida Turboexpansora Río Neuquén.

Por estar este grupo integrado por crudos de características diferentes es conveniente estudiar además separadamente los subgrupos C.1.1 correspondientes a la Formación Quintuco y C.1.2 Formación Sierras Blancas principales contribuyentes de este conjunto de crudos.

Grupo C2:

Comprende el crudo de Yacimiento Centenario, explotado por la Cía. Pluspetrol, contratista de YPF.

Grupo C3:

Integrado por el crudo proveniente del Yacimiento Lindero Atravesado explotado por el consorcio de Cías. Astra-Bridas, ambas contratistas de YPF.

Conclusiones:

De los análisis efectuados surge que los crudos del subgrupo C.1.2 y de los grupos C.2 y C.3 de los que aportan a la Planta Deshidratadora Centenario son condensados de base parafínica, con ínfimo contenido de azufre.

El subgrupo C.1.1 es un petróleo liviano, de base Parafínica - Intermedia con escaso contenido de azufre y asfalto.

La cantidad de crudo reducido sobre los 420°C en to-

dos los casos es mínimo, salvo el subgrupo C.1.1 Formación Quintuco que es del 27,8%.

En general los crudos C son condensados y livianos casi exentos de contaminantes y con rendimiento en combustibles muy elevado.

Análisis de los petróleos (C) que aportan a la planta Centenario

	<u>Grupos de Crudos</u>				
	<u>C.1.1</u>	<u>C.1.2</u>	<u>C.1</u>	<u>C.2</u>	<u>C.3</u>
Densidad 15/15°C	0,847	0,777	0,818	0,794	0,735
" ° API	35,2	50,6	41,5	46,7	57,2
Agua (% vol)	Vestigios	Vestigios	0,05	Vestigios	Vestigios
Tensión de vapor Reid (lb/p ²) a 37,8°C.	3,9	4,1	3,4	3	7,9
Viscosidad a 21,1 en SSV 69	-	-	-	-	-
" a 37,8 en SSU 50	-	-	-	-	-
Azufre total (% en peso)	-	-	0,15	0,08	0,004
Punto de Escurrimiento °C	-6	-33	0	+3	-46
Base (Lane-Garçon)	PARAF-INT	PARAF.	PARAF-INT	PARAF.	PARAF.
N.A.T. (ASTM D-664)	-	-	0,038	0,18	0,034

Rendimiento Aproximado en cortes comerciales destilados hasta 420°C.

Grupo Crudos	Productos	D 15/15	Rendimiento Vol s/crudo (%)	Viscosidad en SSUa37,8
C.1.1	Nafta	0,758	28,36	-
	Kerosene	0,824	4,33	-
	Gas oil	0,843	24,23	< 50
	Intermedio Liv.	0,865	9,2	50-100
	" Medio	0,872	4,88	100-200
	Total Destilado	-	71,0	-
C.1.2	Nafta	0,737	68,41	-
	Kerosene	0,777	24,54	-
	Total Destilado	-	92,95	-
C.1	Nafta	0,723	78,04	-
	Kerosene	0,791	14,85	-
	Gasoil	0,821	3,7	< 50
	Total Destilado	-	96,59	-
C.2	Nafta	0,740	23,79	-
	Kerosene	0,798	20,09	-
	Gasoil	0,829	17,0	< 50
	Intermedio Liv.	0,858	20,10	50-100
	Total Destilado	-	80,98	-
C.3	Nafta	0,723	78,04	-
	Kerosene	0,791	14,85	-
	Gasoil	0,821	3,7	< 50
	Total Destilado	-	96,59	-

Caraterísticas Generales de los crudos que alimentan a la Planta Industrial Deshidratadora de Challacó.

Para su análisis estos crudos también han sido agrupados de la siguiente forma :

Grupo Ch.1 :

Comprende el crudo de los siguientes yacimientos explotados por YPF.

Aguada Toledo, Sierra Barrosa, Aguada Baguales, Barrosa Oeste, Campamento dos y Cutral C6. Todos ellos alimentan a la Playa de Tanques Generales de Challacó antes de pasar a la Planta Deshidratadora.

Grupo Ch.2 :

Integrado por los crudos del Yacimiento Cerro Bandera explotado por Bidas y del Yacimiento Anticlinal Campamento explotado por Pluspetrol. Ambos alimentan la playa de Tanques Generales de Challacó.

Grupo Ch.3 :

Comprende crudo de los Yacimientos: El Porvenir, Challacó y La Esperanza explotados por Y.P.F. y también de Yacimiento El Sauce de la Cía. Bidas, contratista de Y.P.F.

Grupo Ch.4 :

Integrado por los crudos originados en los siguientes Yacimientos :

Neuquén del Medio explotado por Cía. Petrolífera del

Carmen y Al Norte de la Dorsal por Quitral C6 Inversiones Agropecuarias

Conclusiones :

De los análisis efectuados surge que los crudos de los grupos Ch. 1 y Ch. 2 tienen propiedades similares y diferentes de los crudos agrupados en Ch. 3 y Ch. 4, lo cual permite reunirlos en dos familias.

Los crudos Ch. 1 y Ch. 2 son livianos con muy bajo contenido de azufre y asfalto. Contienen una elevada cantidad de parafinas.

La base del Ch.1 es parafínica. La del Ch. 2 intermedia.

Los crudos Ch. 3 y Ch. 4 son más pesados (del tipo medium). Poseen un elevado contenido de azufre y asfalto. La base de ambos es Intermedia.

El bajo punto de escurrimiento del Ch. 4 indicaría la presencia de hidrocarburos nafténicos y aromáticos.

Análisis de los crudos (Ch) que aportan a la Planta Deshidra-
tadora Challacó.

Grupo de Crudos

	Ch.1	Ch.2	Ch.3	Ch.4
Densidad 15/15°C	0,849	0,872	0,910	0,892
Densidad °API	35,17	30,77	24,0	27,13
Agua (% vol)	0,6	0,4	0,1	Vestigios
Tensión de vapor Reid (1b/p ²) a 37,8°C	1,2	2,4	2,5	2,2
Viscosidad a 21,1 en SSU	36,5	33,7	120	53,4
Viscosidad a 37,8 " "	10,32	12,3	65,6	51,6
NAT (ASTM D-664)	0,05	0,06	0,25	-
Azufre (%p)	0,16	0,25	2,17	1,52
Punto de Escurrimiento (°C)	+ 15	+ 6	+ 6	- 18
Parafina (% en peso)	12,77	9,87	-	-
Base (Lane-Garton)	Paraf.	Interm.	Interm.	Interm.

Rendimiento Aproximado en cortes comerciales destilados hasta 420°C.

Grupo de Crudo	Producto	D 15/15	Rendimiento s/crudo	Viscosidad SSU a 37,8°C
Ch.1	Nafta	0,765	12,12	-
	Kerosene	0,806	13,56	-
	Gasoil	0,833	20,10	< 50
	Interm.Liv.	0,853	13,2	50-100
	Interm.Medio	0,889	8,21	100-200
	Total Destilados -		67,19	-
Ch.2	Nafta	0,768	15,16	-
	Kerosene	0,815	8,36	-
	Gas oil	0,846	21,16	< 50
	Interm.Liv.	0,873	11,6	50-100
	Interm.Medio	0,895	7,25	100-200
	Total Destilados -		63,53	-
Ch.3	Nafta	0,753	15,25	-
	Kerosene	0,816	5,96	-
	Gas oil	0,853	12,43	< 50
	Interm.Liv.	0,887	9,30	50-100
	Interm.Medio	0,915	3,68	100-200
	Total Destilados -		46,62	-
Ch.4	Nafta	0,743	21,85	-
	Kerosene	0,816	3,4	-
	Gas oil	0,851	16,74	< 50
	Interm.Liv.	0,895	8,5	50-100
	Interm.Medio	0,916	4,91	100-200
	Total Destilados -		55,39	-

Conclusión General:

Como síntesis muy general podemos concluir que los -
crudos Centenario son de mejor calidad que los Challacó por su
elevado rendimiento en combustibles, por ser más livianos que
el Kuwait, poseer poco S y poco O asfalto.

En particular ésto es válido para los grupos de Crudo
Centenario 1, 2; 2 y 3.

Dentro de los crudos Challacó los Challacó 1 y 2 son
de calidad superior a los Challacó 3 y 4.

Crudos Neuquinos que aportan a la Planta Industrial Deshidratadora

Medanito (Río Negro)

La Planta Industrial Deshidratadora Medanitos (Río
Negro) recibe crudo directamente de baterías de YPF y contra-
fistas y de las Plantas de Puesto Hernández (Neuquén) Señal Ce-
rro Bayo (Neuquén) y Catriel Oeste (Río Negro).

Convergen a ella los siguientes crudos de yacimientos
neuquinos.

El yacimiento señal Cerro Bayo aporta a la Planta ho-
mónima.

Los yacimientos de Puesto Hernández (se extiende tam-
bién a Mendoza y Chihuido de la Sierra Negra) aportan a la -
Planta de Puesto Hernández.

Los yacimientos de Señal Picada (se extiende a Río
Negro), Caracol Norte y Veta Escondida aportan a la Planta de
Catriel Oeste.

Los yacimientos de la Amarga Chica y Entre Lomas (se extiende a Río Negro) aportan directamente a la Planta de Meda-
danitos (Río Negro).

Características:

Estos crudos neuquinos integran el llamado tipo Meda-
nito apto para la elaboración de lubricantes y como tales go-
zan de sus características. Son más pesados que el crudo Kuwait.

Excepto los de Señal Picada, Caracol Norte y Veta es-
condida son en general livianos con poco azufre, pocos contami-
nantes metálicos y regular cantidad de parafinas. También po-
seen poco residuo asfáltico.

En particular la base de los crudos que aportan a la
Planta Puesto Hernández y a la Planta Señal Cerro Bayo es para-
fínica- intermedio.

La base de los restantes: intermedia.

Los crudos neuquinos de Señal Picada, Caracol Norte y
Veta Escondida son petróleos del tipo "Medium", con regular
contenido en parafinas, con pocos contaminantes metálicos. Su
fracción destilada hasta 200°C está compuesta principalmente
por hidrocarburos nafténico. Poseen mayor residuo asfáltico.

Como conclusión muy general podríamos sintetizar que
los crudos de Señal Picada, Caracol Norte y Veta Escondida son
de calidad inferior a los restantes crudos neuquinos que apor-
tan a la Planta Medanitos (Río Negro).

Estos últimos podrían asemejarse por su calidad a los
del grupo Centenario anteriormente analizado.

G-23

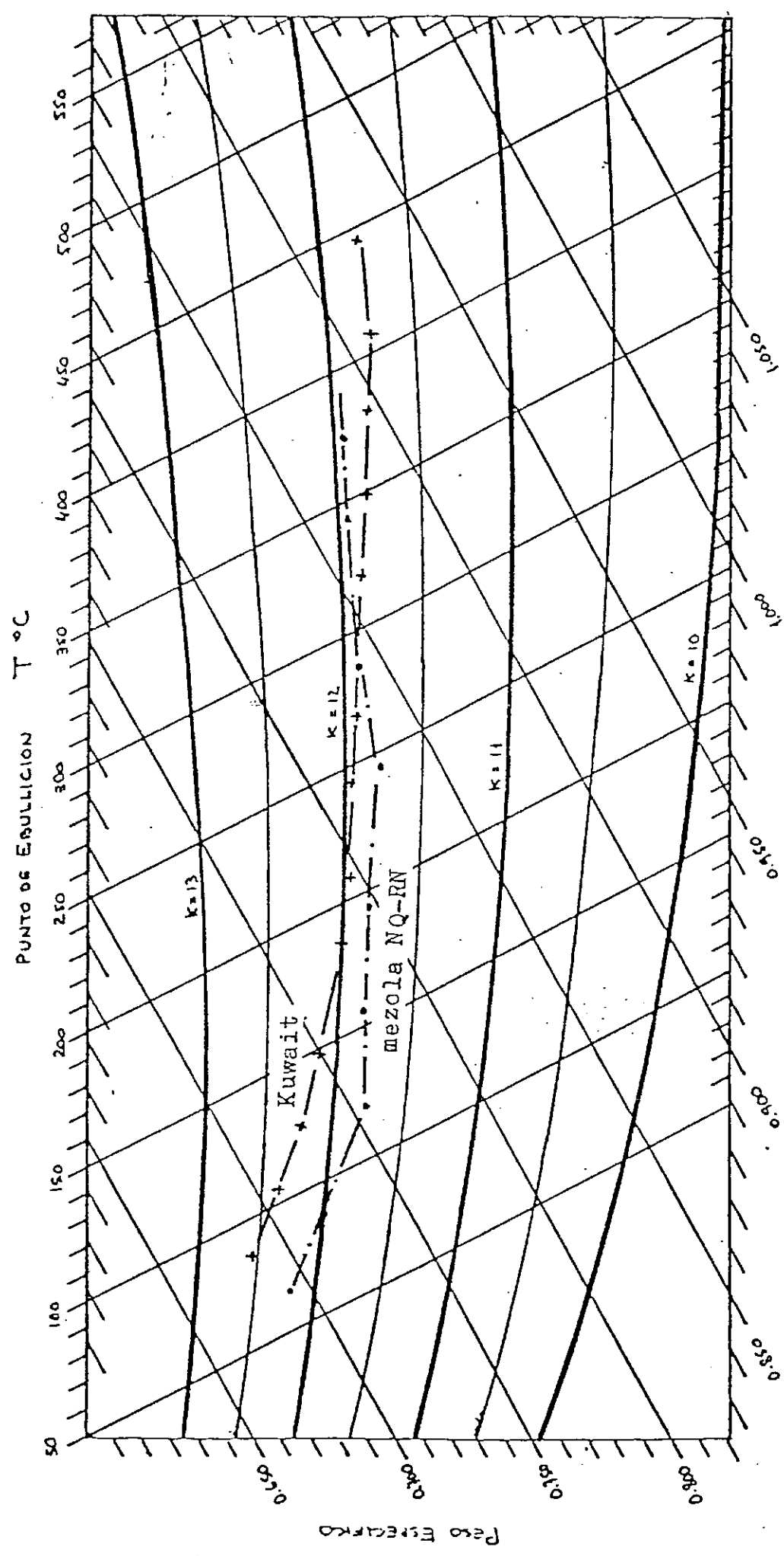


Grafico Nº 20 - Curvas de Caracterización Crudos Neuquén-Río Negro y Kuwait.

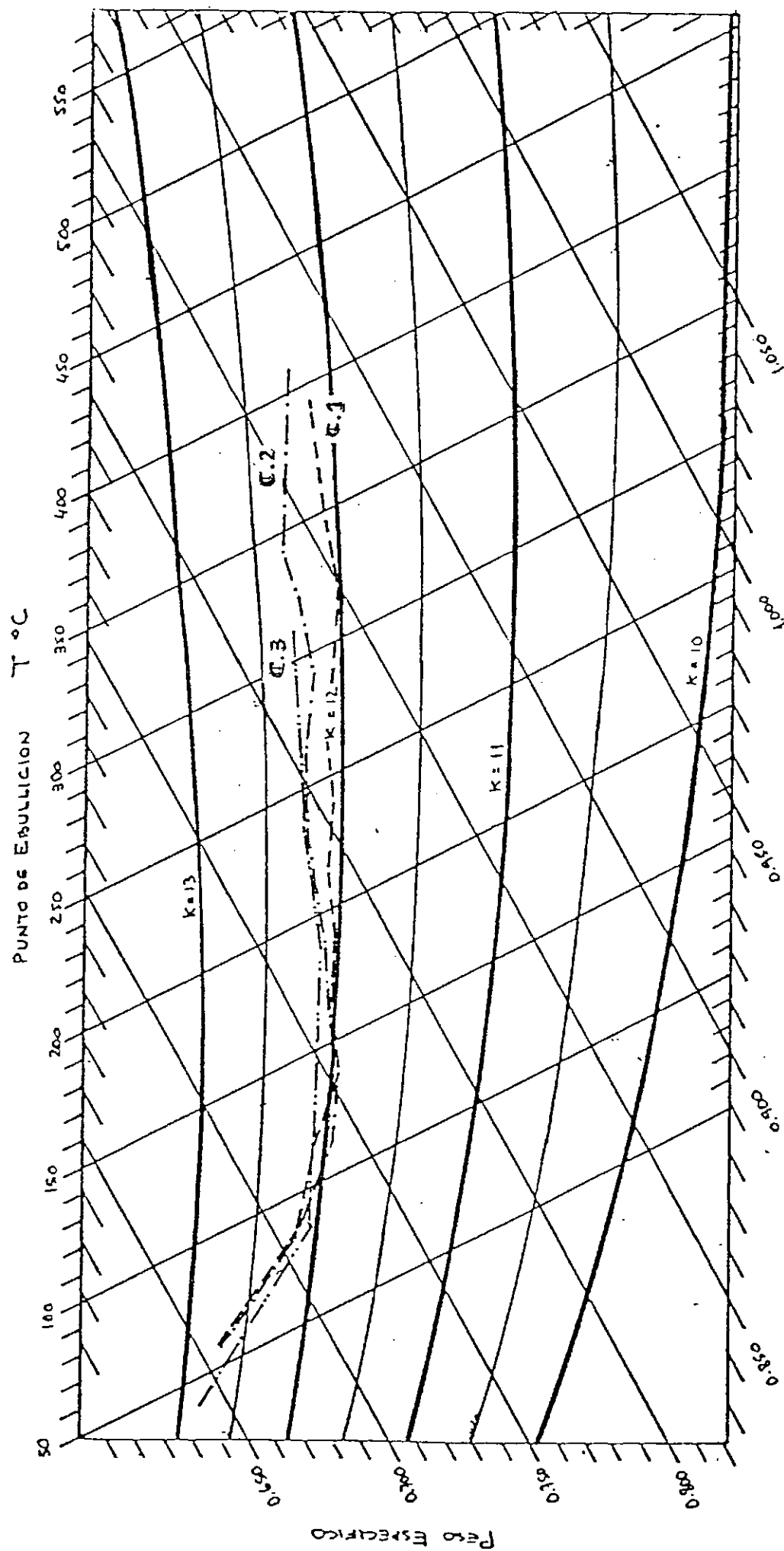
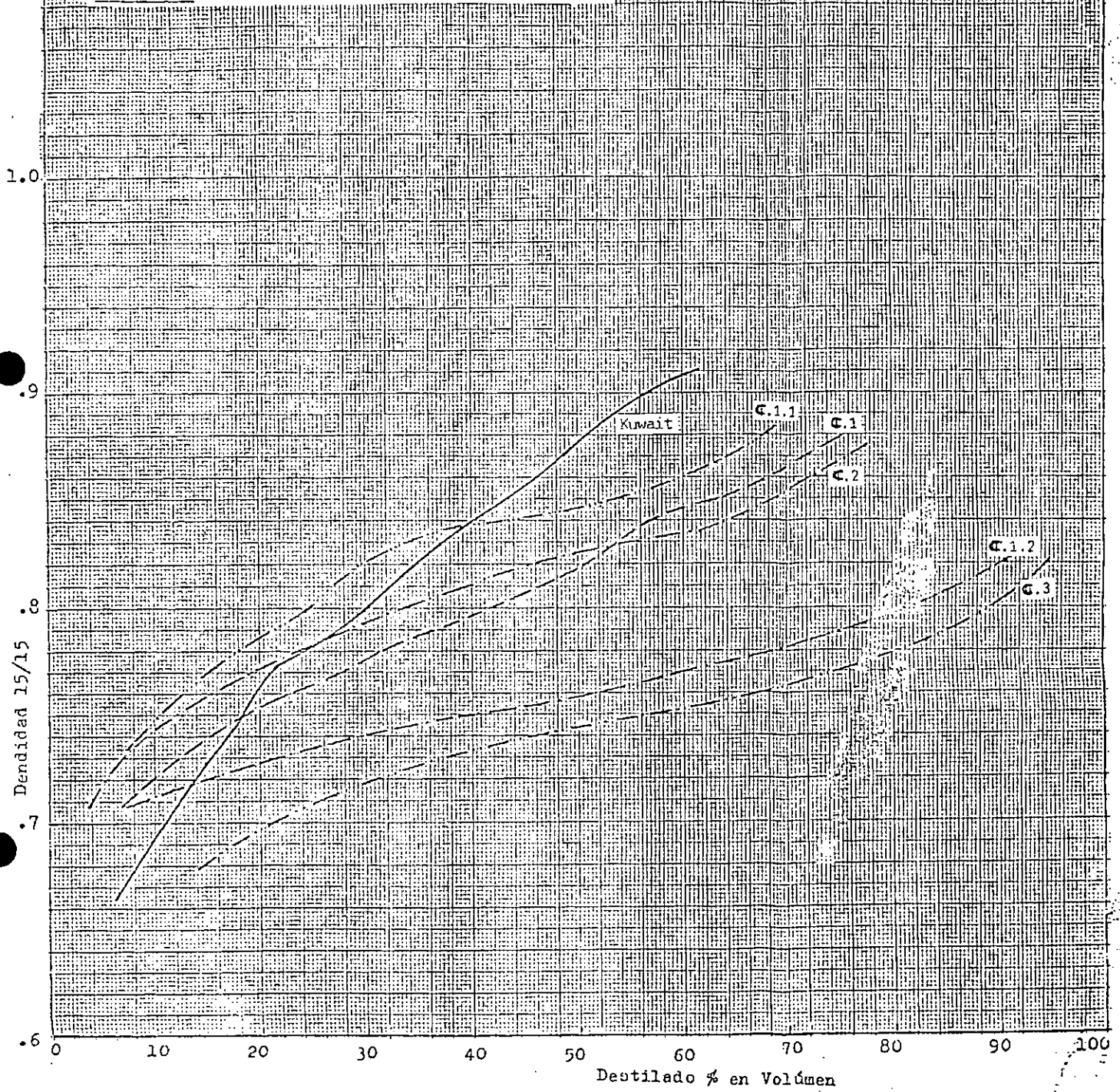
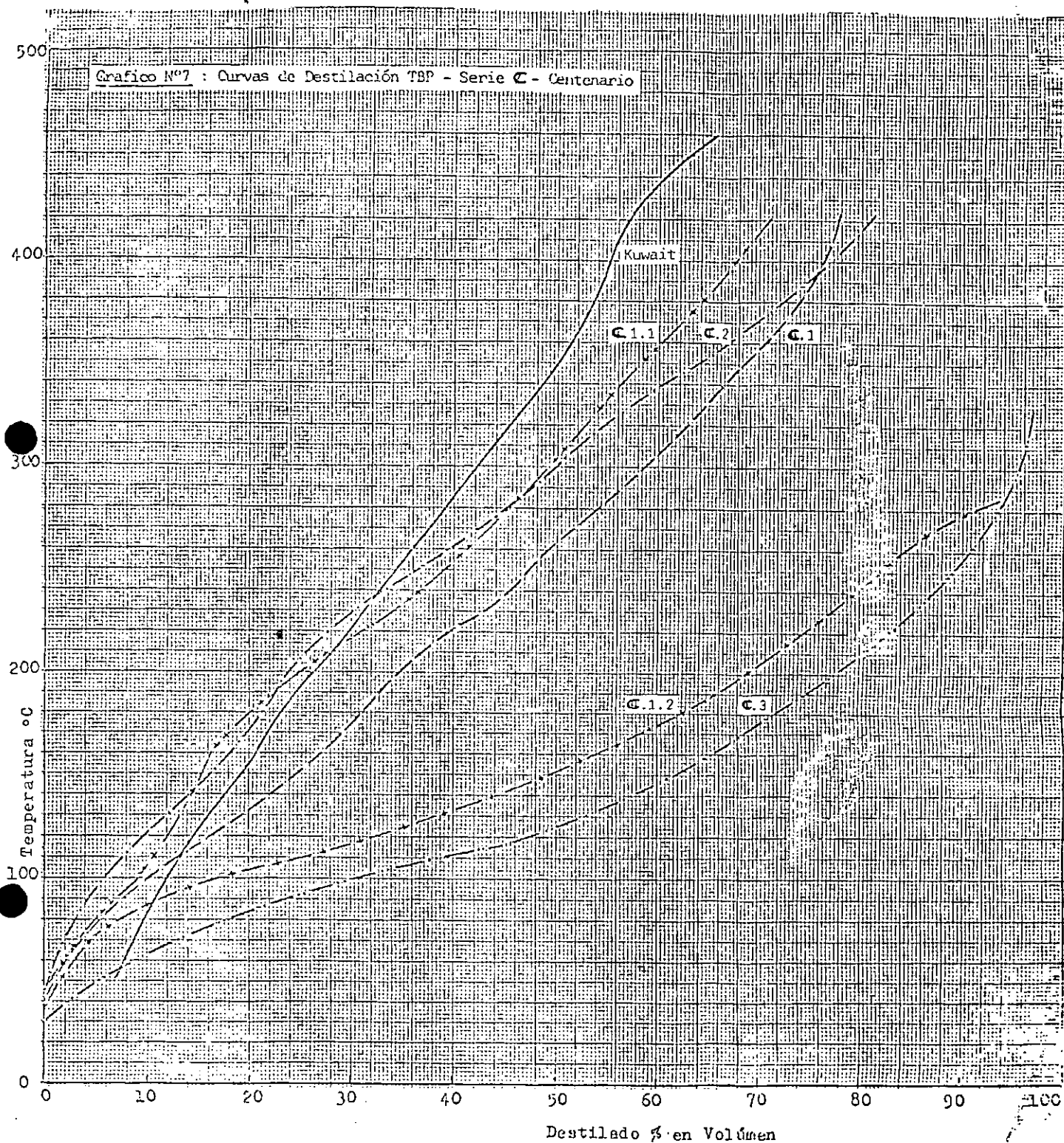


Grafico Nº10 : Curvas de Caracterización Crudos Serie C - Centenario

Grafico N°9 : Curvas de Densidad -Serie C





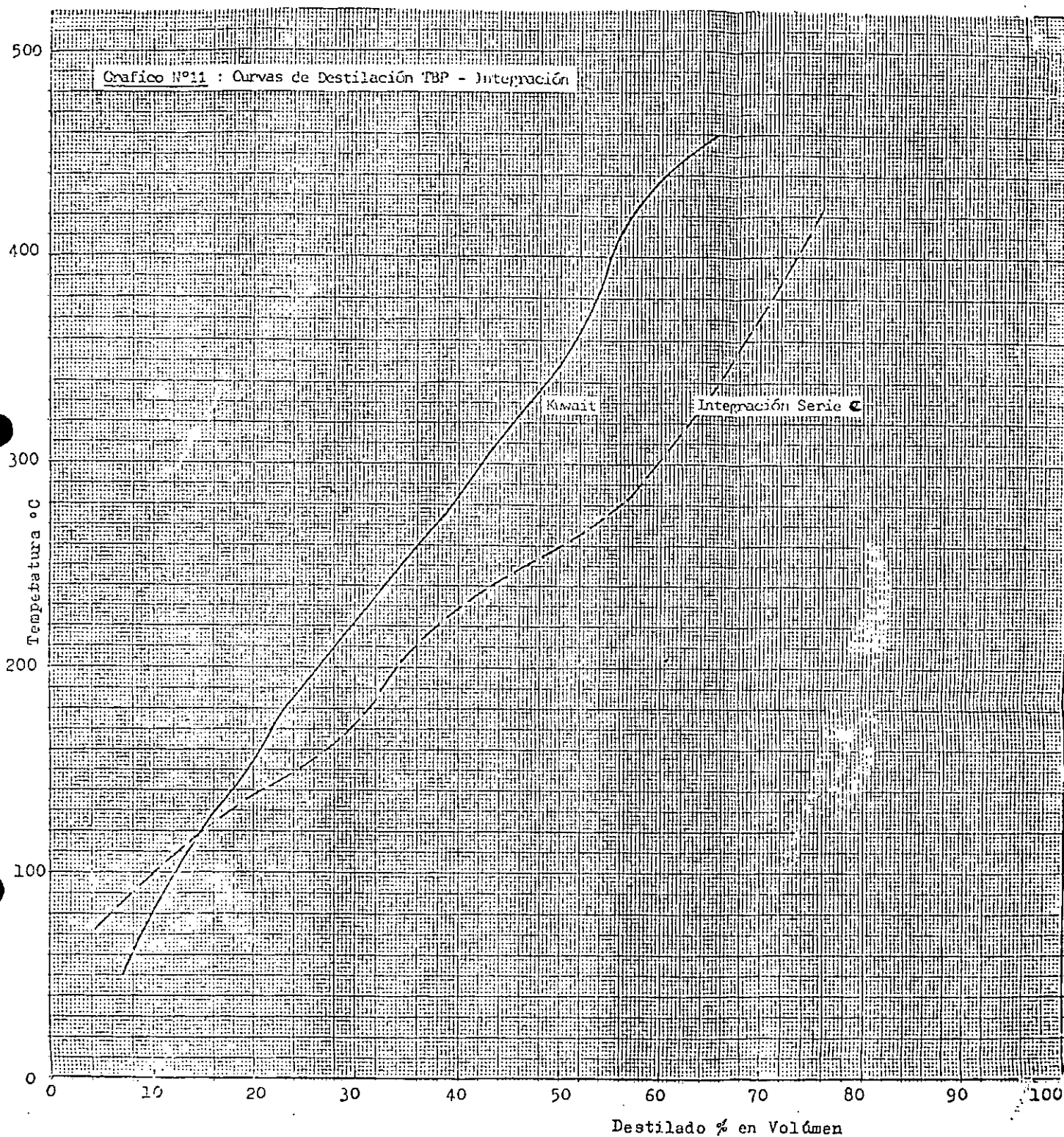
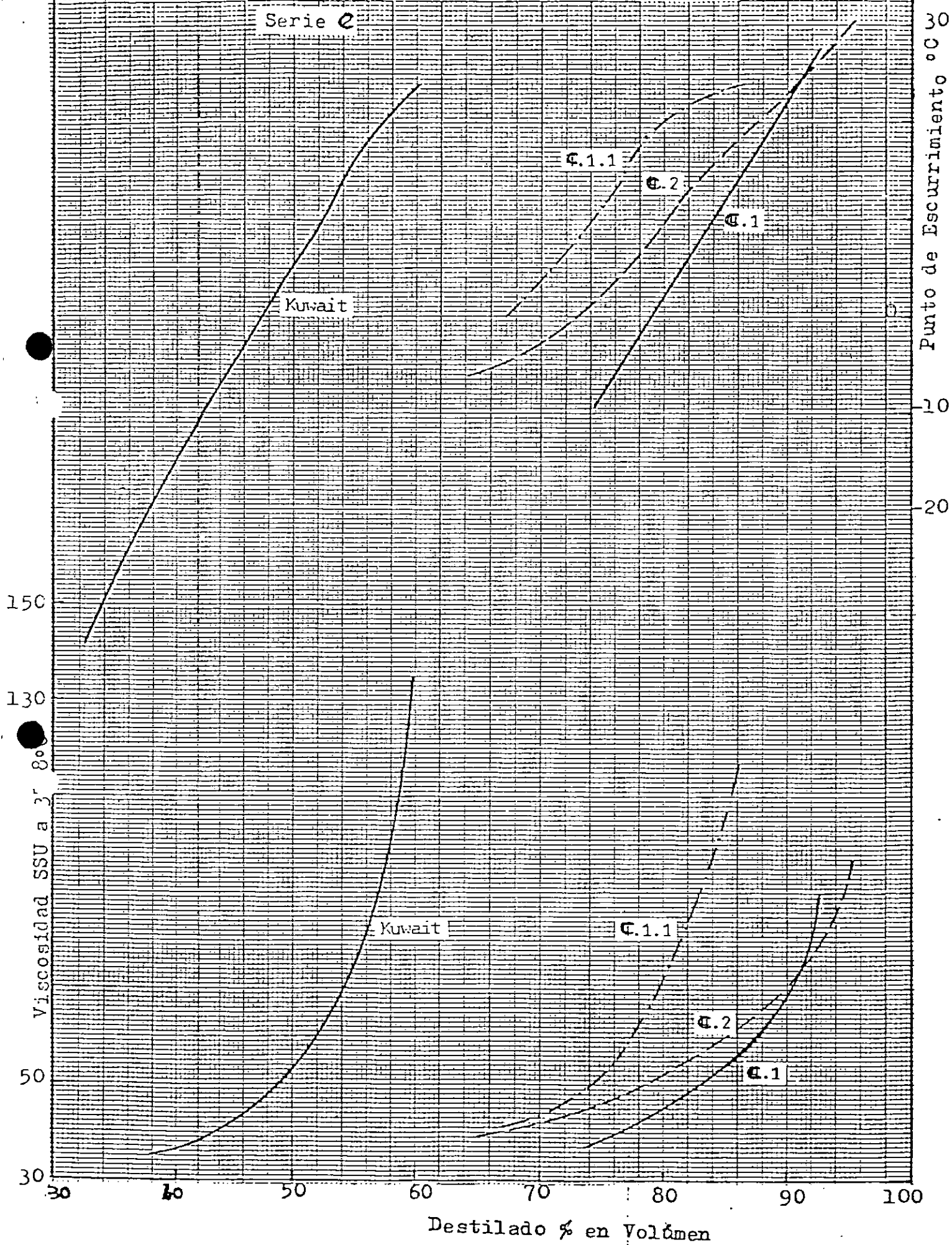


Grafico N°9 : Curvas de Viscosidad y Punto de Escorrimento



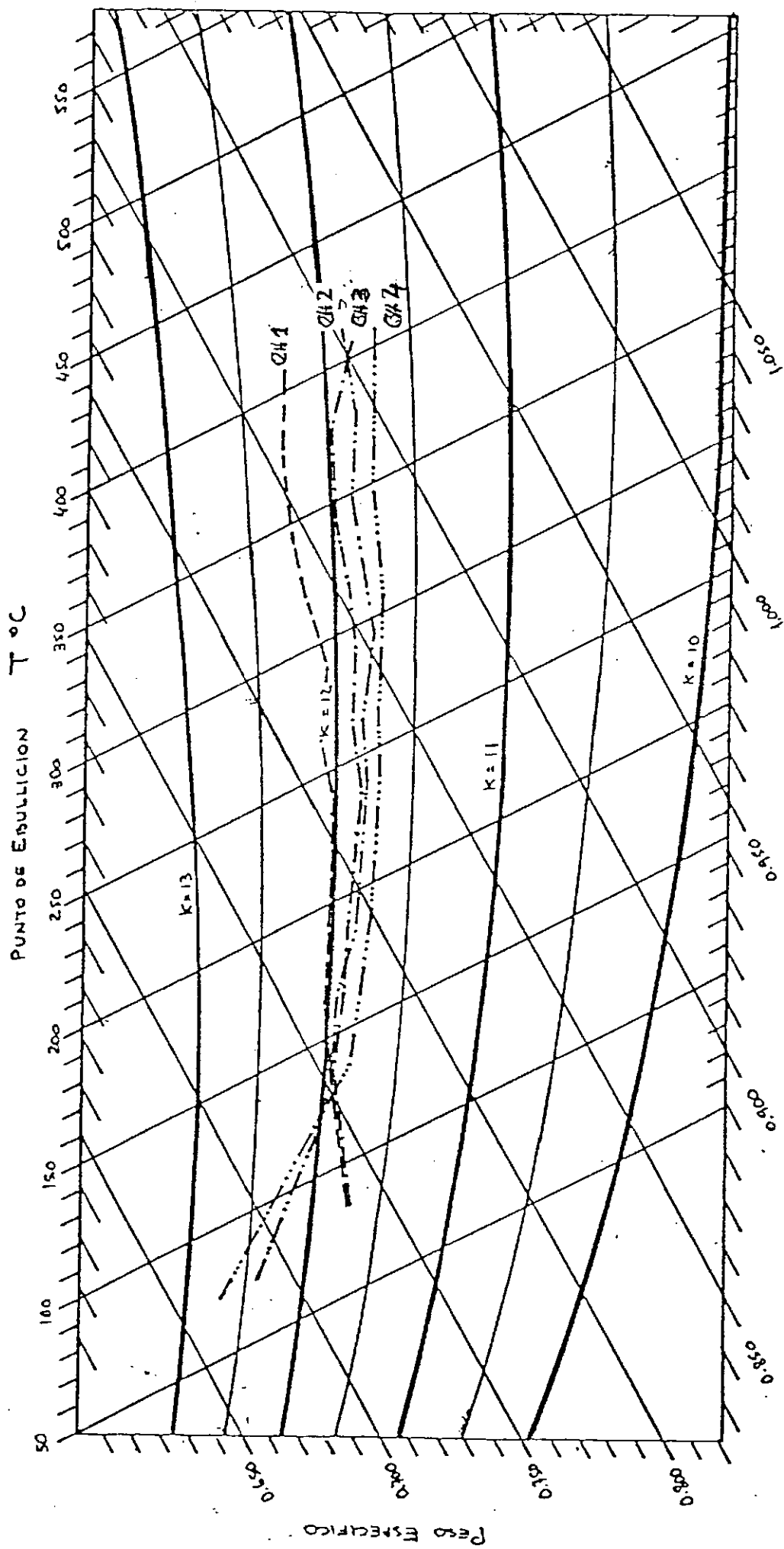


Grafico Nº15 : Curvas de Caracterización Crudos Serie CH- Challacó

Gráfico No 13 - Curvas de Densidad - Serie CH

1,0

,9

Densidad 15/15 °C

,8

.7

.6

0 10 20 30 40 50 60 70

Destilado % en Volúmen

Kuwait

CH.3

CH.2

CH.2

CH.1

Grafico N°12 : Curvas de Destilación TBP - Serie CH- Challaco

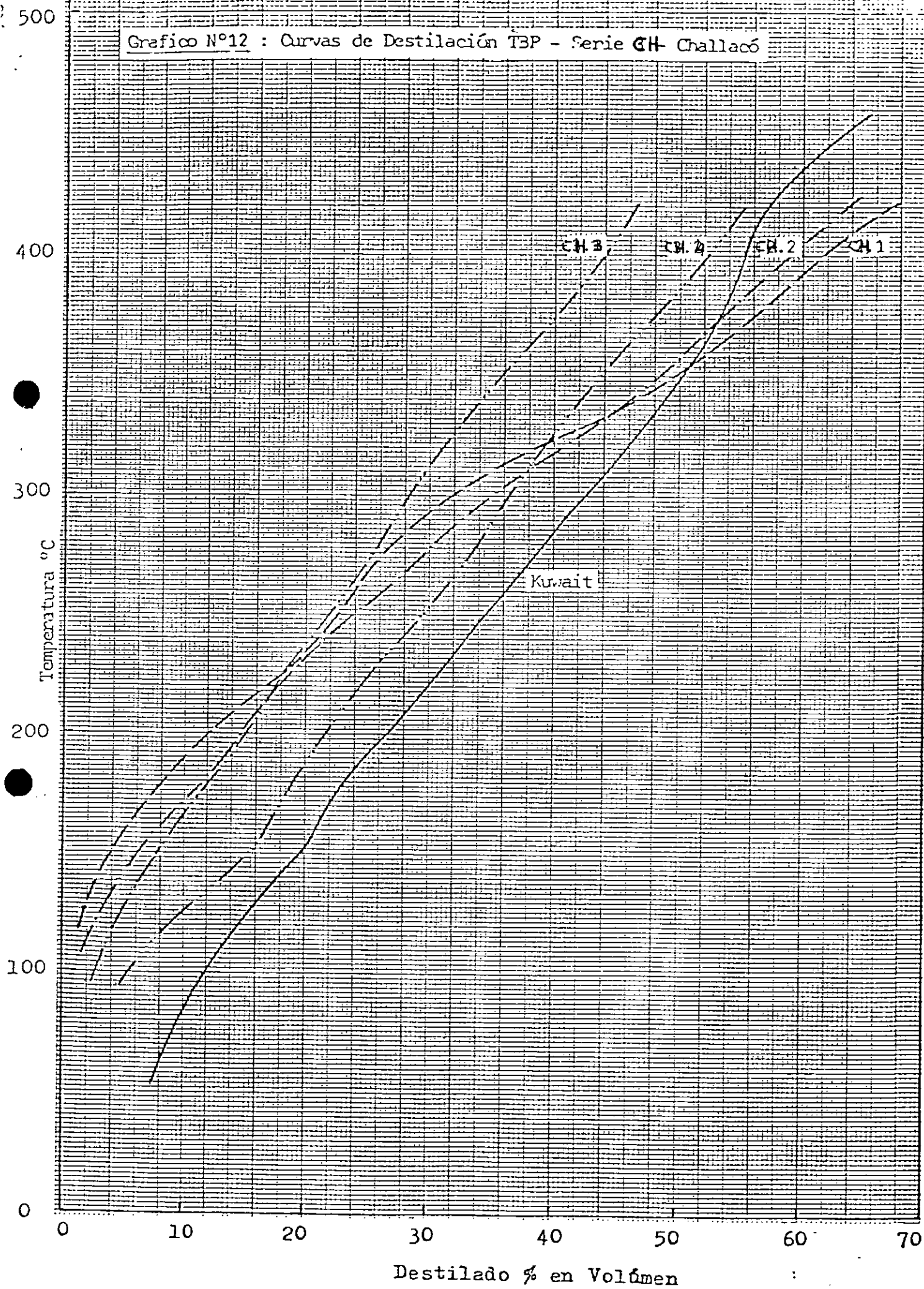


Grafico N°16 : Curvas de Destilación TBP - Integración

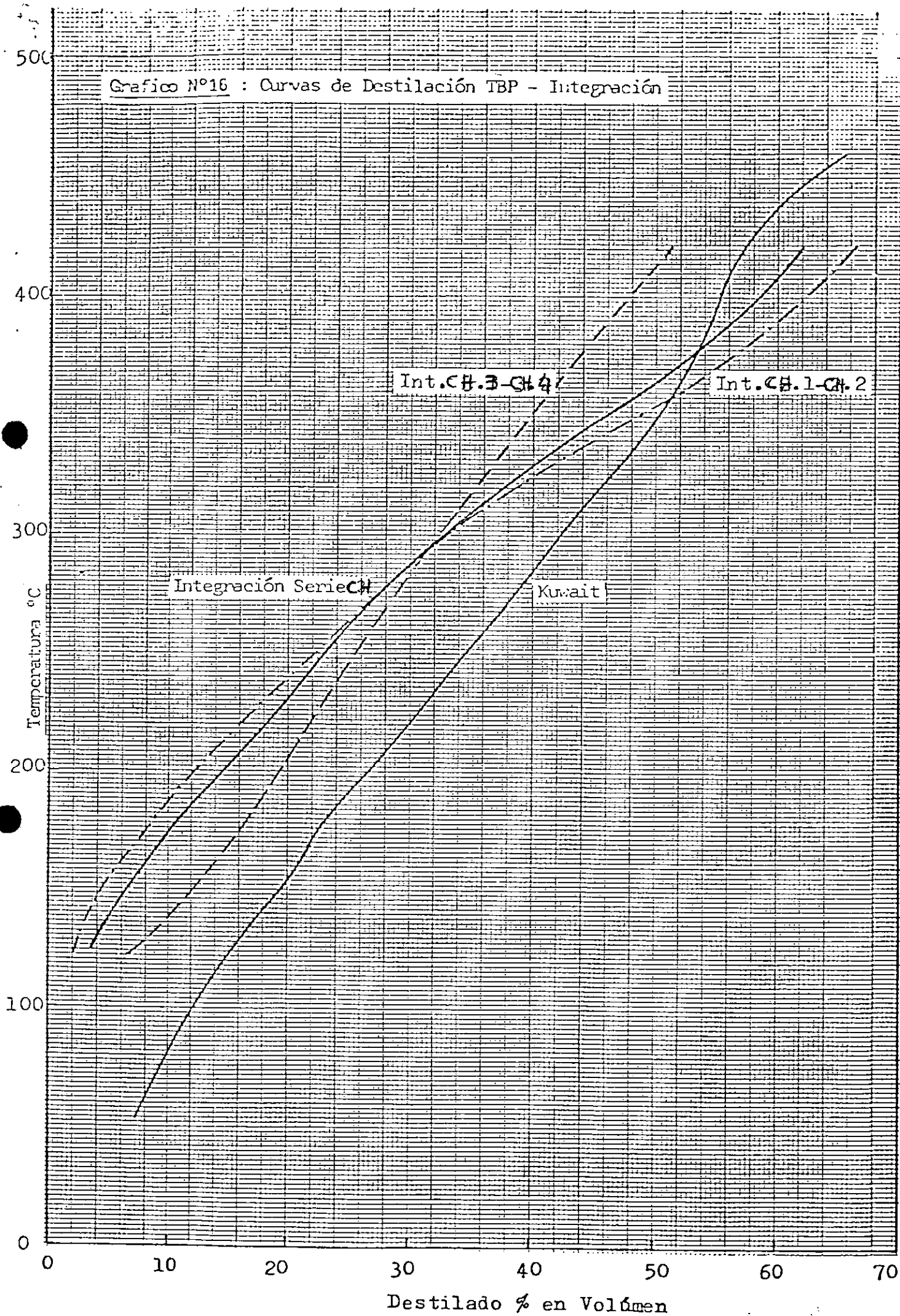
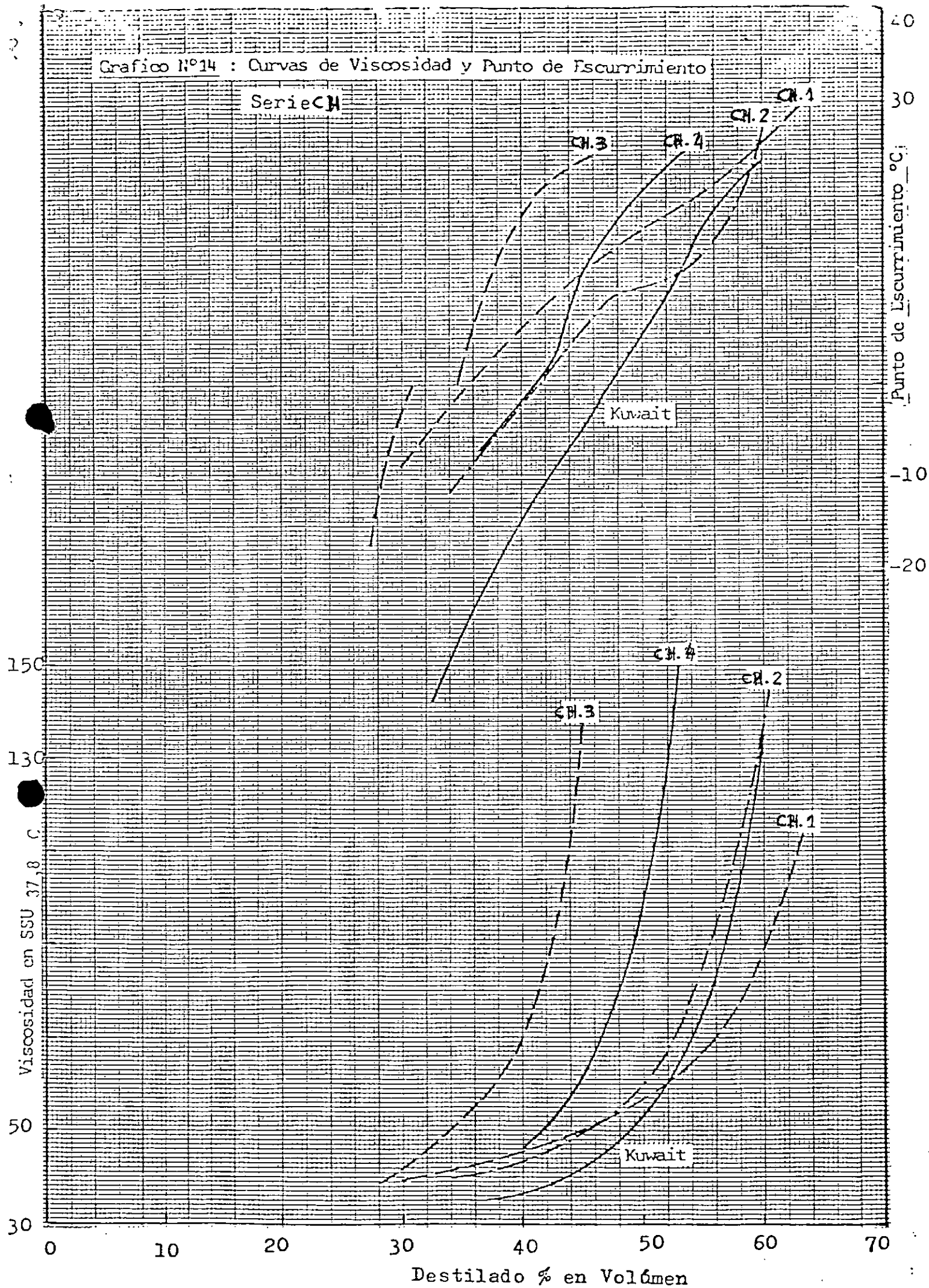


Grafico N°14 : Curvas de Viscosidad y Punto de Escurrecimiento



Vida útil y Confiabilidad del suministro

Para estimar la vida útil del suministro de crudo en la provincia se ha partido de la hipótesis más pesimista.

Al último dato oficial disponible de YPF, que son las reservas comprobadas recuperables al 31/12/79 se le ha restado la producción real de 1980 y las producciones estimadas por el plan de acción de la Sociedad estatal para los años 1981, 1982 y 1983.

De esta manera llegamos con 77.335.416 m3. de reservas comprobadas remanentes al 31/12/1983 suponiendo que no hay nuevas incorporaciones de reservas con posterioridad al 31/12/79.

A las reservas comprobadas remanentes estimadas para fines de 1983, las dividimos por el volumen de producción estimado para 1983. De esta manera obtenemos 15 años y 9 meses de extracción continuada de petróleo a partir de 1983.

Concluimos así, partiendo de la hipótesis más pesimista, que en la Provincia de Neuquén hay un horizonte de reservas que llega hasta el año 1999.

La confiabilidad del suministro está apoyada también en la historia ininterrumpida de explotación creciente de los yacimientos petrolíferos de la provincia iniciados en 1920 no registrándose en todos estos largos años ninguna emergencia grave de dimensiones tales que afectaren de manera sustancial el suministro de crudo.

RESERVAS CUBICADAS EN LA PROVINCIA

Evolución histórica:

A continuación se detalla la evolución de las reservas comprobadas de petróleo en la provincia de Neuquén desde 1970.

Para tener una idea de su relación con las reservas comprobadas de todo el país también se explicitan éstas.

Reservas Comprobadas de Petróleo

(en miles de m3.)

<u>Año</u>	<u>Neuquén</u>	<u>Total del País</u>	<u>% del Total</u>
1970	41.856	392.494	10,66
1971	47.063	392.118	12
1972	46.812	394.311	11,87
1973	46.969	398.683	11,78
1974	46.650	391.668	11,91
1975	45.684	389.979	11,71
1976	44.193	380.402	11,62
1977	45.751	368.426	12,42
1978	79.099	385.507	20,52
1979	95.211	389.138	24,47

Analizando la evolución de las reservas comprobadas de petróleo en la provincia surge que éstas se incrementan notablemente en 1978 y 1979. Es así que comparando 1979 con las reservas comprobadas de 1977 aparece un aumento del 108%.

Asimismo la contribución de Neuquén al total de reser-

vas comprobadas en el país que durante muchos años oscilaba entre el 11 ó 12% en 1979 asciende prácticamente al 25%.

Discriminación de las reservas en la Provincia de Neuquén.

Al 31/12/78 las reservas comprobadas recuperables que totalizaban 79.099.000 m3. se discriminaban en :

Primarias : 60.078.000 m3.

Secundarias : 19.021.000 "

Al 31/12/79 las reservas comprobadas recuperables que totalizaban 95.211.000 m3. se discriminaban en :

Primarias : 80.947.000 m3.

Secundarias : 14.264.000 "

A las reservas de petróleo comprobadas posibles de recuperar se las discrimina para su mejor identificación en reservas de explotación o recuperación primaria y reservas de recuperación secundaria.

Para mayor claridad, a continuación damos una sucinta explicación de ambos conceptos de reservas.

Explotación Primaria:

El volumen de petróleo que es posible extraer de una formación depende en gran parte del tipo de energía presente. Esta puede ser por acción del gas; por acción del agua; por combinación de las dos anteriores, por segregación gravitacional; por compresibilidad del petróleo; por compresibilidad de roca, etc.

La explotación de un yacimiento por agotamiento de - sus propias energías, según las técnicas "explotación o recuperación primaria" permite la recuperación de sólo bajos porcentajes de petróleo original "in situ", especialmente en yacimientos del tipo gas disuelto, característica ésta de la mayoría de los yacimientos argentinos.

Esta recuperación primaria, en general oscila entre 5 y 25%. Por lo tanto la mayor cantidad del petróleo contenido originariamente en un yacimiento del tipo mencionado, queda retenido en la formación petrolífera cuando la misma deja de producir, con el agravante de que ese petróleo remanente, en general es apreciablemente más viscoso que en su estado original antes de comenzar la explotación del yacimiento.

La recuperación de petróleo es mayor en los yacimientos con energía a base de agua y combinados.

Recuperación Secundaria:

Se define como tal al conjunto de procesos de explotación con aplicación de energía externa, que permiten incrementar la recuperación de petróleo obtenida por las técnicas clásicas denominadas primarias.

Actualmente, la moderna tecnología optimiza la explotación desde sus comienzos, de manera que en el momento oportuno y no cuando el yacimiento deja de producir, se aplica - aquel proceso o conjunto de procesos simultánea o consecutivamente, de forma que posibiliten extraer económicamente, la máxima cantidad de hidrocarburos.

El proceso de recuperación secundaria de mayor aplicación en el país lo constituye la inyección de agua o water-flooding por ser en general económico, permitir recuperaciones aceptables y de fácil control posibilitando a su vez amortizar las inversiones en corto tiempo, ya que la mayor recuperación se obtiene en general antes del cuarto año de iniciado el proyecto.

Descubrimientos efectuados en 1978:

Durante 1978 fueron descubiertos en la provincia los siguientes yacimientos :

Rincón de Aranda: petrolífero.

Loma La Lata: combinado (petrolífero-gasífero).

Sierra Barrosa Este: gasífero.

Bajada del Palo: gasífero.

En 1978 se terminaron 15 pozos de explotación totalizándose 44.643 m. de perforación.

Los trabajos geofísicos incluyeron sísmica de reflexión por 280 km.

Los estudios geológicos incluyeron 60 km². de Detalle, 875 km.² de semidetalle y 17,5 km. de perfiles.

Descubrimientos efectuados en 1979:

En 1979 fueron descubiertos en la provincia las siguientes explotaciones petrolíferas :

Aguada del Rodeo petrolífero

Añelo "

La Amarga Chica "

Cerrito Oeste	gasífero
Cerro las Niñas	"
Paso de las Bardas	"

Se terminaron 16 pozos de exploración con 54.293 m. de perforación.

Los trabajos geofísicos incluyeron sísmica de reflexión por 908 km., totalizándose 22.899 posiciones.

Los estudios geológicos incluyeron 3,61 km. de perfiles.

Sísmica de Reflexión:

La geofísica recurre a principios físico-matemáticos, que permiten determinar desde la superficie, diversas características de las rocas que conforman la corteza terrestre.

La primera labor la hacen las unidades Geofísicas que realizan la registración de los datos de campo, mediante explosiones u otras fuentes alternativas de energía como los equipos "vibradores" (camión o tractor), a las que responden las formaciones del subsuelo, actuando como pantallas reflectoras, cuyas ondas son recogidas por los sismógrafos.

Logrados los datos primarios, se requiere una actividad de procesamiento, por medio de métodos matemáticos que permiten elaborar un documento final llamado "sección sísmica" - para lo cual se requiere de la ayuda de computadoras.

La sección sísmica responde a la representación de un corte vertical del terreno, donde las profundidades están dadas en medida del tiempo (segundos).

Una lectura correcta de la sección sísmica permite de terminar la configuración estructural del subsuelo, la naturaleza litológica (tipo de rocas) de los estratos y en algunos casos excepcionales precisar en forma directa la presencia de hidrocarburos.

Posiciones:

Cada 50 ó 70 m. se van fijando estacas a lo largo de una línea o picada. En cada una de estas estacas o posiciones luego se colocan las pequeñas cargas explosivas o se producen vibraciones (camión vibrador) que son registradas tres o cuatro posiciones más adelante por los geófonos o sismómetros colocados en ristras de 21.

Estos transmiten la información al sismógrafo (generalmente ubicado en un camión) que la registra en cintas magnéticas.

Detalle y Semidetalle:

Cuando la malla de líneas sísmicas (dispuestas de E a O y N.a S.) está concentrada en una zona, es decir se hace a distancias que no superan los 2 o a lo sumo 3 km. entre líneas, tenemos un trabajo de detalle. Este tipo de trabajo se realiza en zonas donde hay grandes probabilidades o indicios de encontrar reservas.

Cuando la malla de líneas sísmicas es más amplia cubriendo una región más extensa tenemos un trabajo de semidetalle. En general entre una y otra línea sísmica paralela hay 6 a 10 km. de distancia. Es un trabajo que se hace en zonas

que recién se empiezan a estudiar y donde no hay antecedentes de pozos productores de crudo.

Perfiles:

Perfil de una región es un corte estratigráfico del terreno. Una sucesión de estratos, miembros o formaciones en dirección normal a la estratificación o también la sucesión de los distintos horizontes de un suelo.

Para lograr el perfil de una zona es necesario realizar una (o varias) perforaciones (pozos) en el terreno hasta la profundidad que se requiera estudiar.

El costo de un pozo de estudio es de unos 6 millones de dólares.

Incorporaciones de Reservas Comprobadas

En todo el país durante 1979 fueron incorporadas en 8% de las reservas existentes a fines de 1978.

El saldo Incorporación - Extracción fue igual a - 3.631.000 m3.

En la provincia de Neuquén en cambio la incorporación de reservas alcanzó a 19.658 mil m3. durante 1979 o sea casi un 25% de las existentes a fines de 1978.

El saldo Incorporación reservas menos extracción de petróleo fue de 16.112 mil m3.

EVOLUCION PREVISTA

Perspectivas de exploración

Pozos de Exploración:

La mayor parte de los sondeos que se han previsto ejecutar en el trienio 81-83, tienen el objetivo principal de continuar la investigación de las sedimentitas de las formaciones Quintuco y Tordillo en la porción central de la cubeta mesozoica.

Su programa responde a distintos prospectos exploratorios en desarrollo, los que no obstante tienen en común la búsqueda de entrampamientos de carácter estratigráficos.

El resto de los pozos ha sido previsto en función de proyectos exploratorios más recientemente elaborados, que tienen fundamentalmente al estudio y evaluación de las secciones jurásicas de interés en el entorno de la denominada "Dorsal Neuquina" y en el borde nor oriental de la cuenca depositacional.

Estudios Geológicos

El programa de estudios Geológicos de superficies elaborado para el trienio 81-83 tiene dos propositos principales. En primer lugar será el complemento de diversos proyectos exploratorios yainiciados o a iniciar y que requieren el apoyo de geología de superficie.

En segundo término, serán la base para una definición más precisa de la ubicación geográfica, prioridad, profundidad final, programa de muestreo y ensayos de pozos cuya ejecución

ya está definida para el período considerado.

Estudios Geofísicos:

Las actividades sísmicas han sido programadas en función del plan de pozos exploratorios con el que tiene una íntima relación de fines.

Ya sea que se densifique una malla previamente ejecutada o se inicie el levantamiento de una nueva región los objetivos geofísicos y de exploración por pozo son comunes.

Por ello y considerando que en muchos casos se persigue la evaluación de trampas de carácter estratigráfico gran parte de los relevamientos sísmicos serán ejecutados mediante técnicas orientadas a ayudar en la identificación de esas características de entrampamiento (sismoestratigrafía, líneas sísmicas de alta resolución, etc.).

Programa de Pozos de Exploración 1981 - 1983

Cuenta Neuquina: (fundamentalmente Neuquén y extremo Sur de Mendoza)

	<u>Exploratorio</u>		<u>Exploratorio</u>		<u>Extensión</u>		<u>Estudio</u>		<u>Total</u>	
	Nºde	m.a.	Nºde	m.a.	Nºde	m.a.	Nºde	m.a.	Nºde	m.a.
	Ubicaciones	perforar	Ubic.	perf	Ubic.	perf	Ubic.	perf	Ubic.	perf
1981	35	95000	1	2600	6	14400	-	-	42	112000
1982	42	126400	2	9500	14	35100	-	-	58	171000
1983	40	115000	2	9000	10	26400	-	-	52	151000

Programa de Exploración. Plan Trienal 81-83- YPF Sociedad del Estado.

Perspectivas de Perforación

El programa de perforación de YPF para la provincia de Neuquén prevé la realización de 143 pozos en 1981, 162 en 1982 y 157 en 1983 (estas dos últimas son cifras a ajustar posteriormente).

Para la preparación del programa por Administración se procuró cubrir el máximo de los requerimientos de explotación compatibles con la capacidad perforante de los equipos existentes. Se completó el tiempo por equipo con parte de los requerimientos de pozos de desarrollo, quedando ubicaciones, tanto de exploración como de desarrollo que serán contratadas.

El programa se elaboró en función de las necesidades de pozos de exploración y desarrollo.

Por Administración los cronogramas de actividad de los equipos responden a un desarrollo de las operaciones capaz de ser ejecutado con los equipos disponibles.

Se ha previsto que no se produzcan paros prolongados por reparaciones generales (excepto por fuerza mayor), ya que en todos los casos se cuentan con elementos de recambio para cada uno de sus partes componentes fundamentales (incluso algunos equipos de relevo).

Respecto a rendimientos, expresado en metros por equipo vs profundidad media, el programa establece relaciones que significarían continuar con la tendencia de evolución positiva evidenciada en los dos últimos períodos. Ello se estima posible merced al reequipamiento en proceso de cumplimiento y pre-

visiones presupuestarias y a la constante preocupación en la ca
pacitación del personal, la incorporación de nuevas tecnologías
y el creciente apoyo de servicios para tareas complementarias de
la actividad perforativa.

Contratos de Explotación (Programa)

Conforme a la información suministrada por las compañías contratistas de YPF se detallan a continuación los pozos que se estima perforarán en áreas bajo contratos de explotación en Neuquén durante 1981.

1981	P O Z O S				
	D E S A R R O L L O				
	Explotación	Avanzada	Explotación	TOTAL	Servicio TOTAL
-	-	12	12	12	12
-	-	-	-	-	-
-	-	18	18	18	18
-	-	-	-	-	-
-	-	2	2	2	4
-	2	2	4	-	4
3	-	-	-	-	3
-	-	8	8	-	8
-	-	3	3	-	3

a parte en Río Negro.

1981 Programa de Perforación Provincia de Neuquén

la	D E S A R R O L L O				SERVICIO				TOTAL		
	<u>Explotación</u>				<u>Total</u>						
	os m	Equi pos	Pozos m	Equi pos	Pozos m	Equi pos	Pozos m				
3 55400	1,50	19	29100	5,25	42	84500	-	-	10,50	67	148700
3 47025	-	58	150100	-	76	197125	-	-	-	76	197125
1 102425		77	179200		118	281625	-	-	-	143	345825

Programa de Perforación 1982 - 1983 (A Ajustar)

de Desarrollo		Total	
Explotación	Total		
97	138	173	Programa de Perforación.
			Plan Trienal 81 / 83
97	133	168	YPF Sociedad del Estado

Programa de Producción de Petróleo

La Sociedad estatal YPF tiene aprobado un programa de producción para los años 1981 al 1983 para la provincia de Neuquén. Este programa se discrimina en el petróleo crudo que será extraído por Administración y el que lo será por contratos con compañías privadas. Las cifras correspondientes a 1981 están - discriminadas en forma mensual.

Producciones previstas:

Año 1981 : en m3 (por mes)

	<u>ENERO</u>	<u>FEBRERO</u>	<u>MARZO</u>	<u>ABRIL</u>	<u>MAYO</u>	<u>JUNIO</u>
YPF Administración	267760	241888	271270	265348	275060	208602
<u>" por Contratos</u>	<u>84338</u>	<u>86400</u>	<u>89277</u>	<u>90037</u>	<u>90531</u>	<u>89103</u>
YPF TOTAL	352148	328288	360547	355385	365591	357705
	<u>JULIO</u>	<u>AGOSTO</u>	<u>SETIE</u>	<u>OCTUB</u>	<u>NOVI</u>	<u>DICIE</u>
YPF Administración	277553	279381	271534	280292	270955	281975
<u>" por Contratos</u>	<u>90833</u>	<u>91126</u>	<u>92738</u>	<u>93906</u>	<u>92563</u>	<u>94011</u>
YPF TOTAL	368386	370507	364272	374198	363518	375986

Trienio 81 - 83 : en m3

	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>
YPF Administración	3.251.618	3.375.851	3.453.569
YPF Contratos	<u>1.084.913</u>	<u>1.364.295</u>	<u>1.444.338</u>
YPF TOTAL	4.336.531	4.740.146	4.897.907

Las cifras de producción de petróleo programadas por YPF para todo el país para el trienio 81/83 son :

1981 :	28.900.000	m3
1982 :	29.981.912	"
1983 :	30.218.228	"

O sea que se ha estimado que la provincia aportará a la producción nacional en los siguientes porcentajes.:

1981 :	15,01 %
1982 :	15,81 %
1983 :	16,21 %

Este programa ha sido elaborado teniendo en cuenta las características particulares de los distintos yacimientos no sólo en lo que respecta a pozos viejos, sino también en áreas en desarrollo donde se realizan nuevas perforaciones.

La explotación prevista para 1981 se ha discriminado en la efectuada por explotación primaria, por recuperación secundaria y por reparación de pozos para los pozos viejos o pozos ya explotados. Aparte se ha estimado la producción de los pozos nuevos explotados durante 1981.

Así podemos observar en la planilla adjunta que del total del petróleo que será extraído por YPF administración en 1981 un 72,1% corresponde a explotación primaria de pozos viejos; un 14% a recuperación secundaria y un 11,3% a pozos nuevos.

Los pozos explotados por contrato con compañías privadas aportarán un 25 por ciento de la producción total de crudo

y también están discriminadas en yacimientos de explotación primaria, recuperación secundaria y pozos nuevos.

NEUQUEN 1981

Pozos Viejos (m3)

	Primaria	%	Secundaria	%	Rep. Pozos	%	Total	%	Pozos Nuevos m3	%	Total m3	%
YPF Administración	2345178	72,12	454369	13,97	83403	2,57	2882950	88,66	368668	11,34	3251618	100
<u>Contratos</u>												
El Sauce-Cerro Bandera (Bridas)	-	-	97120	100	-	-	97120	100	-	-	97120	100
Neuquén del Medio (Petrotera El Carmen)	20400	13,53	31000	20,56	5900	3,91	57300	38	93500	62	150800	100
Lindero Atravesado (Bridas)	47050	20,92	-	-	-	-	47050	20,92	177860	79,08	224910	100
Centenario (Pluspetrol)	249900	52,42	226800	47,58	-	-	476700	100	-	-	476700	100
Al Sur de la Dorsal (Bridas)	32203	86,56	-	-	-	-	32203	86,56	5000	13,44	37203	100
Al Norte de la Dorsal (Quitral-Có)	9283	100	-	-	-	-	9283	100	-	-	9283	100
Entre Lomas (1) (Petrotera Perez Companc)	202269	22,74	588505	66,15	-	-	790774	88,89	98802	11,11	889576	100
Anticlinal Campamento (Pluspetrol)	43200	63,53	-	-	-	-	43200	63,53	24800	36,47	68000	100
Aguada San Roque	1952	100	-	-	-	-	1952	100	-	-	1952	100

(1) Comprende también Río Negro.

A Neuquén corresponden : 18.945 m3.

Programa de Explotación 1981 en Neuquén

De la producción prevista para la provincia en 1981 el 75% (3.251.618 m3) corresponde a YPF Administración y el 25% restante (1.089.913 m3) a Contratos con compañías privadas.

De los volúmenes a obtener por Administración - 2.345.178 m3 (72,1%) corresponden a producción primaria; - 454.369 m3 (14,0%) a recuperación secundaria; 83.403 m3 (2,6%) a pozos reparados y 368.668 (11,3%) a pozos nuevos.

Se ha programado perforar 118 pozos de desarrollo de los cuales 77 serán de explotación y 41 de avanzada.

Reservas a incorporar

Durante el trienio 81/83 las estimaciones realizadas por YPF permiten asegurar que se seguirá ampliando el horizonte de reservas petrolíferas.

A continuación se detallan las reservas recuperables a incorporar en la provincia y en todo el país. Las cifras se expresan en m3. Entre parentesis el % que se estima aportará Neuquén respecto al total del país.

Reservas Recuperables a incorporar (en m3)

	<u>1981</u>	%	<u>1982</u>	%	<u>1983</u>	%
Neuquén	2074500	(18,24)	2435500	(30,57)	1700000	(31,83)
Total País	11372493		7966671		5341460	

Reservas Hipotéticas "in situ" de petróleo y gas natural a incorporar

Se ha utilizado un modelo inferencial estadístico geológico que considera la evolución exploratoria de la cuenca extrapolándola a 1983.

Las cifras resultantes son ajustadas con elementos que nacen del conocimiento geológico petrolero del cuenca balanceándose para ello diversos factores como volumen y estudio de maduración de "rocas madre", roca recipiente, condiciones de entrapamiento conocidas y previsibles, etc.

Es importante destacar el carácter "hipotético" de los valores, sujetos al carácter aleatorio de los parámetros en que se basa el modelo: la predicción geológica y el comportamiento estadístico. El primero maneja elementos propios de la "exploración de frontera" como por ejemplo la ubicación de trampas de carácter estratigráfico. Respecto al segundo debe tenerse presente que los límites de confianza establecidos determinan que las reservas hipotéticas de la cuenca pueden variar respecto al valor consignado entre cero hasta dos veces dicho valor.

Reservas Hipotéticas "in situ" de petróleo y gas a incorporar en MM m3- (versión sujeta a comprobaciones de hipótesis exploratorias)

Cuenca Neuquina (*)

	<u>1981</u>	%	<u>1982</u>	%	<u>1983</u>	%
Petróleo	142	(61)	159	(59)	178	(60)
Gas	84000	(61)	102000	(62)	134000	(65)

(*) Incluye también Oeste Río Negro, Sur Mendoza y S.O. La Pampa.
() % respecto al total del país.

Programa de Producción de Gasolina

La gasolina (C₁ - C₆ - C₅ - C₄), condensados y livianos acompaña al crudo al ser extraído éste. En las cifras suministradas por YPF para su programa 81-83 de explotación de crudo está incluida la gasolina.

Sin embargo es factible asegurar que se prevé un aumento significativo en la producción de Loma La Lata y alrededores. Para transportar esta gasolina a la Destilería Plaza Huincul una contratista de Gas del Estado está construyendo actualmente un gasolinoducto. Actualmente el transporte se hace en camiones.

Las cifras suministradas por Gas del Estado y compañías privadas para la producción prevista en la provincia son las siguientes :

G del E: Año 1981 producción mensual en m3

<u>Yacimiento</u>	<u>E</u>	<u>F</u>	<u>Mzo</u>	<u>A</u>	<u>Myo</u>	<u>Jun</u>	<u>Jul</u>	<u>Ag</u>	<u>S</u>	<u>Oc</u>	<u>N</u>	<u>Dic</u>
<u>Centenario</u> :	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
Río Neuquén	4000	4000	4000	4000	4500	4500	4500	4500	4500	4000	4000	4000
Loma La Lata:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Cías Privadas: Año 1981 producción mensual en m3

	<u>E.</u>	<u>F.</u>	<u>Mzo.</u>	<u>Abr.</u>
Entre Lomas (Perez Companc)	1271	1089	1147	1055

Totales programados por G. del E. y Perez Companc para 1981/83 en m3

	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>
Loma La Lata	-	50.000	50.000
Río Neuquén	10.800	50.000	50.000
Centenario	50.500	11.000	11.000
Entre Lomas	4.562	-	-
TOTAL	65.862	111.000	111.000

Distribución de Petróleo

Sistema de Oleoductos

El crudo producido en los diferentes pozos en explotación alimenta las baterías (1). De allí por conductos en la mayoría de los casos se envía a las Plantas Industriales Deshidratadoras donde se decanta el H_2O ¹ sales y otras impurezas - gruesas (barros, bentonita, etc).

De las Plantas Industriales Deshidratadoras se envía por conductos a Estaciones de Bombeo que lo impulsan al oleoducto troncal.

Sólo en algunas excepciones se transporta el crudo en camiones. Lo generalizado en toda la provincia es la red de oleoductos. Antes se utilizaba el transporte ferroviario por ejemplo para enviar el crudo reducido de la Destilería Plaza Huincul desde la Estación de Challacó a Bahía Blanca. Prácticamente ha dejado de utilizarse esta vía.

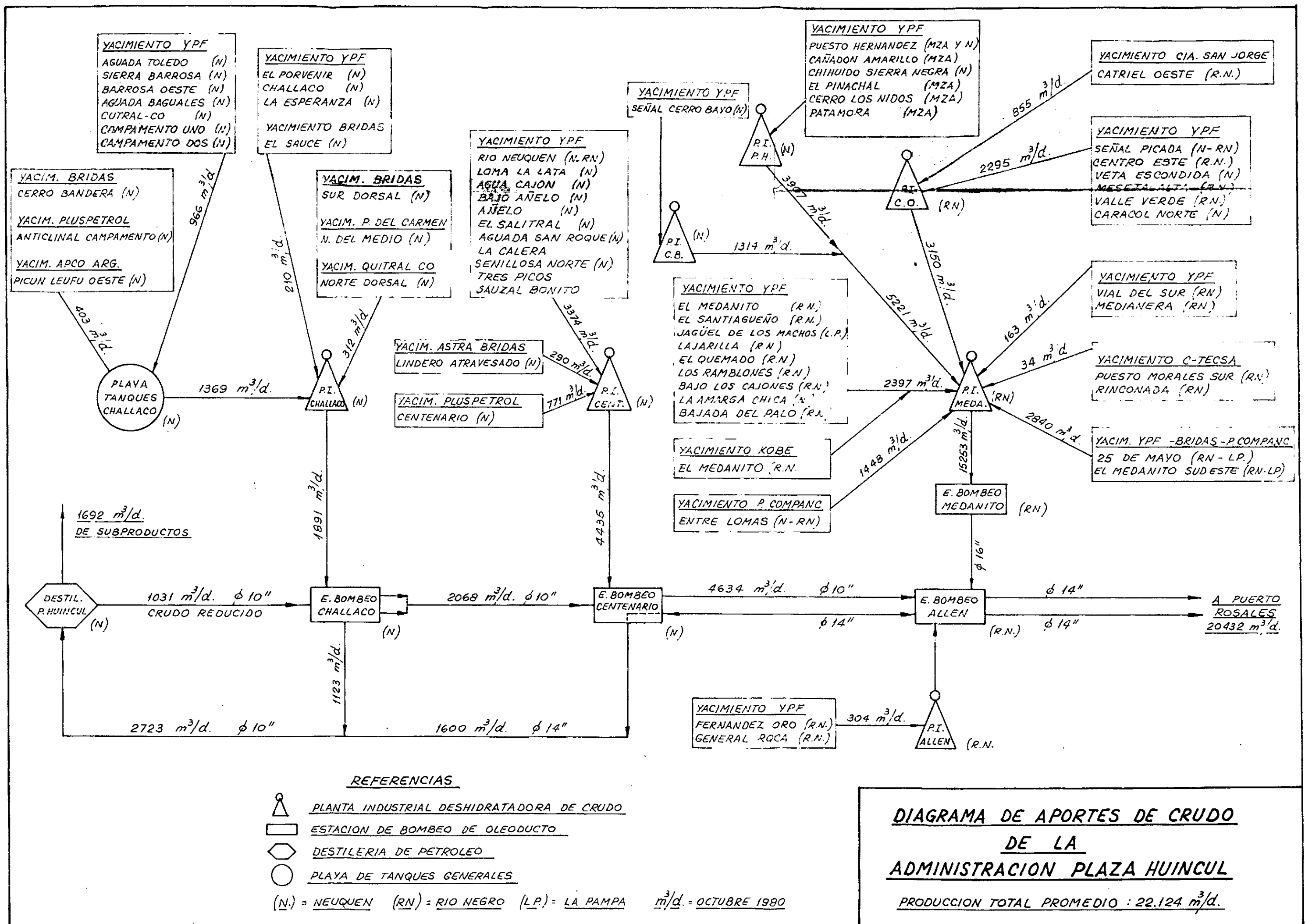
En el Diagrama adjunto se puede observar todo el esquema de aportes de crudo de la Administración Plaza Huincul. Este esquema incluye yacimientos, Plantas deshidratadoras y Estaciones de Bombeo y oleoductos que se encuentran no solo en Neuquén sino también en Río Negro, Sur de Mendoza y S. Oeste de La Pampa.

En el Diagrama también está indicada la cantidad de m³ que transportaron los conductos durante un mes tipo: Octubre de 1980.

A continuación del diagrama se desarrolla una breve

explicación del mismo y de los yacimientos y sus aportes promedio a cada Planta Industrial Deshidratadora.

Las baterías de tanques (de unos 300 m3. de capacidad) reciben crudo de un pozo o por lo general de varios pozos productores. Por decantación se produce una primera separación de agua del crudo. A veces también se produce una separación de líquido y gas ya sea porque este último se queme o se vuelque a un gasoducto.



Planta Industrial Deshidratadora Challacó

Esta planta recibe crudo de la Playa de Tanques Generales y directamente de yacimientos explotados por YPF y por compañías privadas contratistas de la Sociedad Estatal.

La Playa de Tanques Generales de Challacó

Recibe crudo de baterías a que aportan los siguientes yacimientos explotados por YPF :

Aguada Toledo, Sierra Barrosa, Aguada Baguales, Barrosa Oeste, Campamento Dos, Cutral-Có y Campamento Uno. El aporte promedio de crudo en Mayo de 1980 de este grupo fue de 1090 m³/día neto. El mayor correspondió a Aguada Toledo con 750 m³/día o sea un 69% del total. En octubre de 1980 el aporte fue de 966 m³/día.

También recibe de Compañías privadas contratistas de YPF:

de Bidas: Yacimiento Cerro Bandera.

de Pluspetrol: Yacimiento Anticlinal Campamento.

de Apco Argentina: Picón Leufú Oeste.

El aporte promedio de abril del 80 fue de 390 m³/día y en octubre del 80 : 403 m³/día.

La Planta Industrial Deshidratadora Challacó, además del aporte de la Playa de tanques Generales que en el mes de octubre de 1980 fue de 1369 m³/día recibe también aportes de crudo de yacimientos de YPF y de yacimientos explotados por compañías privadas.

De baterías de YPF a que aportan los siguientes yacimientos: El Porvenir, Challacó y La Esperanza cuya producción

promedio en Mayo de 1980 fue de 237 m³/día.

De la Cía. Bidas recibe crudo del Yacimiento El Sauce que aportó en Marzo de 1980 un promedio de 16 m³/día. El promedio de este grupo (los yacimientos de YPF y El Sauce de Bidas) aportaron en Marzo y Mayo de 1980 un promedio diario de 253 m³/d. neto y en octubre de 1980: 210 m³/d.

De la Compañía Petrolera El Carmen se recibe el aporte de crudo del Yacimiento Neuquén del Medio (131 m³/d. de promedio en abril de 1980).

El Yacimiento Al Sur de la Dorsal perteneciente a Bidas aportó 159 m³/d. en Abril de 1980 y el Yacimiento Al Norte de la Dorsal correspondiente a la Cía. Quitral Có aportó con 45 m³/día (promedio de Abril de 1980).

En octubre del 80 ambas aportaron 210 m³/día.

En total la planta Industrial Deshidratadora de Challacó durante el mes de octubre de 1980 recibió 1891 m³/día de crudo.

Todos los Yacimientos que aportan a esta planta están ubicados en la Prov. de Neuquén los cuales alimentan la Estación de Bombeo de Challacó.

Planta Industrial Deshidratadora Centenario

También esta planta recibe crudo de Yacimientos explotados por YPF y por Compañías Privadas. Todos ellos ubicados en la Provincia de Neuquén.

De baterías a que aportan crudo los siguientes yacimientos de YPF :

Río Neuquén, Loma La Lata (Formación Quintuco), Loma

La Lata (Formación Sierras Blancas), Aguada del Cajón, Añelo, Bajo Añelo, El Salitral, Aguada San Roque, La Calera, Senillosa Norte, Tres Picos, Sauzal Bonito y otros menores.

Estos yacimientos hicieron un aporte promedio durante el mes de Mayo de 1980 de 3200 m³/día. Se incluyen en esta cifra 65 m³/día de gasolina reinyectada de la Unidad Líquida Turbo Expansora Río Neuquén.

El Yacimiento Río Neuquén aporta un 43% de la producción de Gasolina. El Yacimiento Loma La Lata (en conjunto) un 41%.

Estos Yacimientos aportaron en octubre de 1980 3374 m³/día de crudo a la Planta Deshidratadora Centenario.

También la Planta Deshidratadora de Centenario recibe del Yacimiento Centenario, explotado por la Cía. Pluspetrol (730 m³/día de promedio en abril/80 y del Yacimiento Lindero Atravesado explotado por las Cías. Astra y Bidas que aportó en abril de 1980 un promedio de 140 m³/día. (Este aporte es prácticamente en su totalidad, gasolina). En octubre de 1980 Yacimiento Centenario aportó 771 m³/día de crudo y Lindero Atravesado 290 m³/día.

En conjunto la Planta Deshidratadora Centenario recibió en Mayo unos 4150 m³/día los cuales se envían a la Estación de Bombeo Centenario.

Planta Industrial Deshidratadora Cerro Bayo

Recibe el crudo de Yacimiento Cerro Bayo. Este yacimiento produjo en Mayo de 1980 830 m³/día. En octubre de 1980

aportó 1314 m³/día.

Es explotado por Y.P.F.

La Planta deshidratadora Cerro Bayo alimenta la Planta industrial deshidratadora Medanito localizada ya en la provincia de Río Negro.

Planta Industrial Deshidratadora de Puesto Hernández

Localizada en el linde con la provincia de mendoza recibe crudo de Yacimientos ubicados en las provincias de Neuquén y Mendoza y explotados por YPF.

Allí tenemos Yacimiento Puesto Hernández, localizado una parte en Neuquén y otra en Mendoza que cubre un 89% de la producción de este grupo. En mayo/80 aportó en promedio unos 3490 m³/día. También esta planta recibe crudo de baterías y camiones a los cuales aportan los yacimientos de Chihuido de la Sierra Negra (Neuquén), Cañadón Amarillo (Mza.), El Pichanal (Mza.), Cerro Los Nidos (Mza.) y Pata Mora (Mza.). En mayo estos últimos yacimientos aportaron 410 m³/d.

En octubre de 1980 La Planta Deshidratadora Hernández aportó 3907 m³/día a la Planta Industrial Deshidratadora Medanito.

Oleoducto troncal :

Parte de la localidad de Challacó a 3 km. al oeste de Plaza Huincul donde hay una Estación de Bombeo, pasa por la Estación de Bombeo de Centenario (Neuquén) y llega a la Estación de Bombeo de Allen (Río Negro). De Allen sigue hasta Puerto Rosales en Bahía Blanca (Bs.As.). En Puerto Rosales nace otro -

oleoducto troncal que llega hasta Destilería La Plata en Ensenada (Bs.As.).

Características:

Tramo Challacó - Centenario - Allen : Tiene Estaciones de bombeo en Challacó y Centenario. Terminal y cabecera en Allen.

Diámetro Externo: 14 pulgadas (el tramo Challacó-Centenario tiene 10 pulgadas).

Capacidad de transporte: 5000 m³/día.

Longitud : 110.000 m (110 km)

Potencia Bombas Instaladas: 2060 HP.

Tramo Allen - Puerto Rosales :

Este tramo consta de dos conductos paralelos de

Diámetro externo : 14 pulgadas.

Capacidad : 11000 m³/día.

Longitud : 515.000 m (515 km.)

Potencia Bombas instaladas: 32.900 HP.

Tiene terminal y cabecera en Allen.

Puerto Rosales tiene bombeo y terminal.

Además cuenta con las siguientes estaciones de bombeo:

Chinchinales, Chimpay, Zorrilla, P. Mahuía, Colorado, Algarrobo y Sierra de la vidriera.

Su construcción se inició en 1969.

La continuación de este conducto troncal es el oleoducto Puerto Rosales, La Plata.

Oleoducto Puerto Rosales - La Plata.

Tiene bombeo y terminal en Puerto Rosales y terminal y cabecera en La Plata.

Sus Estaciones de bombeo son :

Coronel Dorrego, Laprida y Las Flores.

Características:

Diámetro exterior: 32 pulgadas.

Capacidad de transporte: 42.000 m³/día.

Longitud: 585.300 m (585,3 km).

Potencia de bombas instaladas: 24.000 HP.

Transporte anual por Conductos troncales

En 1978 el oleoducto troncal :

Challacó - Allen - Puerto Rosales - La Plata transportó 11.260,5 m³/km x 10⁶ lo que representó un 76% del total transportado por todos los oleoductos y poliductos troncales del país.

En 1979 transportó : 12.020,6 m³/km. x 10⁶ de petróleo, un 80% del total transportado en todo el país.

Oleoducto - Allen - Challacó - Pza. Huincul

Este conducto lleva crudo a la Destilería Plaza Huincul y tiene :

Diámetro exterior { 14 pulgadas (tramo Allen-Challacó) 350.
10.3/4 pulgadas (tramo Challacó-P.Huincul) 350.

Longitud 131.000 m (131 km.)

Caudal 5.000 m³/día.

Potencia Bombas Instaladas: 2.150 HP.

El tramo Allen - Centenario últimamente bombea en sentido inverso (Centenario-Allen).

Oleoducto Plaza Huincul - Challacó

Transporta el crudo reducido, fondo del topping, de la Destilería Plaza Huincul, que es enviado a Destilería La Plata. Este crudo reducido a partir de la Estación de Bombeo de Challacó se mezcla con el petróleo crudo colectado de los yacimientos constituyendo lo que se denomina intermedio Plaza Huincul.

Características:

Diámetro exterior : 10 pulgadas

Longitud : 21000 m (21km)

Caudal: 4100 m³/día.

Potencia Bombas Instaladas: 785 HP.

Otros oleoductos. Características

	<u>Ø</u> <u>(en pulg)</u>	<u>Cap</u> <u>m³/día</u>	<u>Long (en m)</u>
Cerro Bandera-Challacó	6	1700	52700
Challacó-Planta Deshid.	8	4000	4600
Planta Desh.-Est.Challacó (paralelo)	7 y 8	8000	3440
D.P.H.- Est.Carga a Pza.Huincul	6	2000	2000
Camp.Nº1- D.P.Huincul	6	2000	1500
Cerro del Medio-Challacó	6	2500	17000
Barda González-D.P.Huincul	6 y 7	3000	13288
Río Neuquén- Centenario	8		
El Sauce-Challacó	10 ³ /4	2500	71000
Loma La Lata-Río Neuquén			
Centenario-Empalme Oleoducto			

Challacó Allen o Centenario

Challacó - D.P. Huincul.	10	5500	600
Puesto Hernández-Medanito (RN)	14		129000

Ya en Río Negro tenemos:

Catriel Oeste - Medanito	8 ⁵ / ₈	2500	33200
Medanito - Allen	16	16000	110000
Medanito-Medianera	6	1200	13000
Señal Picada-Catriel Oeste	7	1500	5100
Charco Bayo-Medanito	10 ³ / ₄		22000

Capacidad Futura

Programa de transporte 1981 - 1983

La Sociedad Estatal YPF ha fijado para el oleoducto troncal Allen - Puerto Rosales - La Plata el siguiente plan de transporte. Las cifras son en miles de m³ x km. x 10³.

1981

ENERO :	1.087.672,4
FEBRERO :	997.106,7
MARZO :	1.111.273,6
ABRIL :	1.074.553,1
MAYO :	1.115.683,1
JUNIO :	1.088.941,5
JULIO :	1.159.689,6
AGOSTO :	1.089.650,2
SETIEMBRE	1.099.719,5
OCTUBRE :	1.130.322,4
NOVIEMBRE :	1.099.634,0
DICIEMBRE :	1.146.755,0
TOTAL :	13.201.001,1
1982 :	13.634.179,9
1983 :	13.352.375,9
1984 :	13.579.366,3
1985 :	13.810.215,5
1986 :	14.044.989,2
1987 :	14.044.989,2

1988 :	14.044.989,2
1989 :	14.044.989,2
1990 :	14.044.989,2

Programa de transporte en miles de m3.

	<u>Allen - Puerto Rosales</u>	<u>Puerto Rosales - La Plata</u>
<u>1981</u>		
ENERO	645,6	1149,8
FEBRERO	601,1	1043,2
MARZO	664,6	1168,8
ABRIL	656,9	1114,2
MAYO	681,4	1157,7
JUNIO	669,1	1125,4
JULIO	696,3	1216,5
AGOSTO	699,1	1093,5
SETIEMBRE	685,2	1125,5
OCTUBRE	708,3	1152,5
NOVIEMBRE	692,9	1117,1
DICIEMBRE	721,7	1165,9
TOTAL	8122,2	13630,1
<u>1982</u>	8789,6	13630,5
<u>1983</u>	8333,0	13629,9
1984	8749,6	14311,4
1985	9187,1	15026,9
1986	9646,5	15778,3
1987	9646,5	15778,3

1988	9646,5	15778,3
1989	9646,5	15778,3
1990	9646,5	15778,3

Oleoducto Puesto Hernández - Luján de Cuyo.

En 1982 se estima comenzará a operar el oleoducto que unirá Yacimiento Puesto Hernandez en el límite con Mendoza con la Destilería Luján de Cuyo sita a pocos km. de la ciudad de Mendoza. El costo estimado de este oleoducto es de 60 millones de dólares.

Se ha previsto que transporte en :

1982	463.222 m ³ /km x 10 ³	y	1.228.000 m ³
1983	994.209	"	2.626.700 "
1984	1.011.110	"	2.863.100 "
1985	1.028.299	"	3.006.200 "
1986	1.048.865	"	3.156.600 "
1987	1.069.843	"	3.156.600 "
1988	1.069.843	"	3.156.600 "
1989	1.069.843	"	3.156,600 "
1990	1.069.843	"	3.156.600 "

De este conducto sólo está construido el tramo Divisadero - Malarquen en la provincia de Mendoza y que tiene unos 70 km de longitud.

La construcción del resto aún no ha sido iniciada, - pero Hacienda informó el 08.05.81 su segura aprobación. No es aventurado afirmar que esta situación puede provocar un atraso

del orden de un año en las previsiones de transporte hechas por YPF en su Plan 81-83.

La concreción de este conducto permitirá llevar crudo Medanito a Destilería Luján de Cuyo (Mendoza) por el oleoducto Medanito - Puesto Hernández. Este crudo, sin embargo, muy apto para la elaboración de lubricantes es actualmente procesado por Destilería La Plata.

Gasolinoducto Loma La Lata - Destilería Plaza Huincul

Actualmente se halla en construcción por parte de una contratista de Gas del Estado un gasolinoducto que unirá el Yacimiento de Loma La Lata con la Destilería Plaza Huincul.

Su longitud aproximada será de 70 km.

Hasta la finalización de este gasolinoducto el transporte hasta la Destilería se hace en camiones.

La gasolina va directamente al blending de naftas para integrar las motonaftas común y super.

Conducto paralelo Río Neuquén - Centenario

Hay un proyecto de construir un conducto paralelo al existente que posibilite circular separadamente la gasolina por conducto y el petróleo por el otro desde Río Neuquén hasta la Planta Industrial Deshidratadora de Centenario.

Distribución de Combustibles

La Destilería de Plaza Huincul elabora (aparte del crudo reducido ya mencionado que se envía a Destilería La Plata

por oleoducto) los siguientes derivados del petróleo, todos -
ellos combustibles :

Motonafta común o normal.

Motonafta super.

Aerocombustible JP-1

Gas oil

Diesel oil

Kerosene

Fuel oil parafínico.

Estos combustibles son almacenados en la Planta de Plaza Huincul desde donde son despachados para toda la provincia de Neuquén y gran parte de Río Negro y Chubut.

La distribución se hace por carretera mediante camiones tanques. A través de los agentes oficiales de YPF llegan a las bocas de expendio: Estaciones de Servicio, garages, surtidores, etc. y a grandes consumidores industriales.

Planta de Almacenaje Plaza Huincul

Ubicada en el km. 1287 de la ruta nacional 22 sus tanques están en terrenos de la Destilería Plaza Huincul.

La planta tiene la siguiente capacidad de almacenaje por producto :

Nafta c-mún	6624 m3
Nafta súper	4418 "
Kerosene	934 "
Gas oil	8988 "
Diesel oil	1020 "

Aerocombustible JP 1 1638 m3.

Productos Envasado: 2268 m3 de espacio útil de almacenaje.

Tinglado para tambores: 5540.

Bocas de Expendio:

Provincia de Neuquén:

La planta Plaza Huincul abastece la totalidad de la provincia.

Estaciones de Servicio

Autorizadas :	16
Oficiales ACA :	13
100 x 100 :	6
En Construcción :	1
En Construcción ACA:	<u>1</u>
TOTAL :	37

Surtidores:

Vía pública :	11
Vía pública aisladas:	1
Consumo propio clientes:	19
Internos instalados en	
Agencias:	<u>3</u>
TOTAL :	34

Garages:

Con Servicios :	1
-----------------	---

NOTA: 100 x 100 son las Estaciones que por su bajo volumen de ventas no reciben bonificación por parte de YPF.

Río Negro:

La Planta de Plaza Huincul abastece gran parte de la provincia (desde Cipolletti y Cinco Saltos hasta Río Colorado y San Antonio Oeste) excepto Viedma y su zona de influencia.

En San Carlos de Bariloche hay una pequeña planta de almacenaje que abastece prácticamente la ciudad y alrededores. Tiene la siguiente capacidad de almacenaje por producto :

Nafta Común :	135 m3.
Nafta Súper :	1205 "
Kerosene :	1215 "
Gas oil :	1265 "
Aerocombustible JP-1:	1110 m3.
Aeronaftas :	90 " (son elaboradas en DEstilería La Plata).

Estaciones de Servicio:

Autorizadas :	38
Oficiales ACA:	12
En Construcción :	<u>4</u>
TOTAL :	54

Surtidores:

Vía Pública :	23
Consumo propio clientes:	42
Internos en AGencia :	<u>2</u>
TOTAL :	67

Garages:

Sin servicio :	1
----------------	---

Chubut:

Desde la Planta de Plaza Huincul se abastece toda la mitad norte de la provincia hasta las localidades de Trelew, Paso de los Indios y Garayalde inclusive. La mitad sur es abastecida desde Comodoro Rivadavia.

Estaciones de Servicio:

Autorizadas :	29
Oficiales ACA :	10
100 x 100 :	3
En construcción :	6
En construcción ACA :	<u>2</u>
TOTAL :	50

Surtidores:

Vía pública :	22
Consumo propio clientes :	<u>32</u>
TOTAL :	54

EXPEDIENTE N°

Agregado N°

4 JUN 1981

FECHA

VICTOR P. SILBER
INGENIERO QUIMICO
CASEROS 2127 - OLIVOS
1636 Bs. As. - Tel. 791-2777

70.225

Buenos Aires, junio 4 de 1981. -

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

San Martín 871

CAPITAL FEDERAL

At.: Ing. Juan J. Ciágera

Gte. Gral. de la C.F.I.S.A.C.

De mi consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. adjuntando el capítulo I del trabajos sobre aprovechamientos industrial de Energía Eléctrica, gas, y petróleo para la provincia de Neuquén que me fuera encomendado por ese Organismo.

Informo asimismo que en la fecha estoy en disposición de dar comienzo al capítulo II si contara con la información que contractualmente debe suministrar la provincia del Neuquén.

Ruego al Señor Gerente General quiera interceder ante las autoridades pertinentes de dicha provincia para que la mencionada información sea enviada con la mayor premura posible a fin de no generar mayores retrasos en la ejecución del trabajo.

Como es de su conocimiento, el capítulo I que hoy entrego queda con algunos párrafos incompletos debido a la ausencia de los datos de la provincia. No obstante

VICTOR P. SILBER
INGENIERO QUIMICO
CASEROS 2127 - OLIVOS
1636 Bs. As. - Tel. 791-2777

//2.

he realizado un especial esfuerzo para que la entrega pudiera realizarse en fecha. Considero que es de interés de todos los involucrados acelerar el trámite para completar el estudio con la rapidéz que el tema merece.

Sin otro particular y agradeciendo desde ya su atención a la presente hago propicia la oportunidad para saludarlo con mi mayor consideración.-

V. P. Silber

1979 38.890

1980 52.342