

5
24

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE CIENCIAS POLITICAS Y SOCIALES

DIVISION DE ESTUDIOS SUPERIORES

TESIS QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

MAESTRO EN ESTUDIOS LATINOAMERICANOS

P R E S E N T A

RAUL CAYETANO VIZZI CALZONI

FALLA DE ORIGEN

MEXICO, D.F., 1990



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

LA POLITICA ENERGETICA ARGENTINA 1976-1983

INDICE

	PAG.
I. INTRODUCCION	1
II. CAPITULO I: <u>CONTEXTO MUNDIAL Y REGIONAL</u>	6
1. Energía primaria	13
2. Petróleo crudo	19
2.1. Reservas	19
2.2. Producción	21
2.3. Consumo	23
3. Gas natural	27
3.1. Reservas	27
3.2. Producción	29
3.3. Consumo	31
4. Carbón	32
4.1. Recursos	32
4.2. Consumo	34
5. Hidroelectricidad	36
5.1. Recursos	36
5.2. Capacidad instalada	37
5.3. Consumo	39
6. Uranio	39
6.1. Recursos	39
6.2. Consumo	41
7. Geotermia	42
Referencias bibliográficas	43

III. CAPITULO 2: <u>LA SITUACION ENERGETICA ARGENTINA</u>	45
1. Contexto histórico y lineamientos de política económica	45
2. Plan Energético Nacional 1977-1985	54
2.1. Inversiones en el sector energético	59
2.2. Proyecciones de la demanda de energía	61
Referencias bibliográficas	66
IV. CAPITULO 3: <u>LA INDUSTRIA PETROLERA ARGENTINA</u>	68
Evolución histórica de la explotación petrolera 1907-1976	68
Periodo 1976-1983	77
1. Reservas de crudo	77
2. Exploración	81
2.1. Ley de Contratos de Riesgo	83
2.2. Principales contratos	86
2.3. Exploración en áreas adyacentes a las Islas Malvinas	89
3. Producción de crudo	97
4. Capacidad de refinación	101
5. Comercio exterior de crudo y petrolíferos	104
Referencias bibliográficas	110
V. CAPITULO 4: <u>EL GAS NATURAL</u>	112
1. Reservas	112
2. Producción	113
3. Distribución del consumo	115
4. Programa de obtención	118
5. Programa de transporte	119

6.Exportaciones de gas natural	122
6.1.Proyecto para exportar gas licuado	123
Referencias bibliográficas	126
VI. CAPITULO 5:EL SECTOR ELECTRICO	127
1.Capacidad eléctrica instalada	127
2.Generación de electricidad	131
3.Consumo de electricidad	131
4.Hidroelectricidad	132
4.1.Principales proyectos hidroeléctricos	134
5.Carbón	137
6.Uranio	139
6.1.Reservas	140
6.2.Producción	141
6.3.Programa Nucleoeléctrico	144
Referencias bibliográficas	149
VII.CONCLUSIONES	150
Referencias bibliográficas	163
VIII.BIBLIOGRAFIA	164

<u>INDICE DE MAPAS</u>	PAG.
Mapa 1:Mapa petrolero de Argentina	84
Mapa 2:Areas de exploración y explotación	95
Mapa 3:Red de gasoductos	116
Mapa 4:Principales manifestaciones de combustibles sólidos	142
Mapa 5:Principales distritos y yacimientos uraníferos.	142

<u>INDICE DE GRAFICAS</u>	
Gráfica 1:Producción de crudo 1907-1983	99
Gráfica 2:Producción de crudo 1976-1983	102

<u>INDICE DE CUADROS</u>	
CAPITULO 1:	
Cuadro 1.1 :Consumo de energía primaria:tasas de crecimiento	16
Cuadro 1.2 :Estructura del consumo energético por fuentes	16
Cuadro 1.3 :América Latina:consumo de energía primaria en 1983	18
Cuadro 1.4 :América latina:producción de energía primaria en 1983	18
Cuadro 1.5 :Reservas mundiales de petróleo crudo en 1983	24
Cuadro 1.6 :América Latina:producción de petróleo 1976-1983	24
Cuadro 1.7 :Reservas mundiales de gas natural en 1983	30
Cuadro 1.8 :Reservas probadas recuperables de carbón	33
Cuadro 1.9 :América Latina:reservas y recursos carboníferos	34
Cuadro 1.10:América Latina:potencial hidroeléctrico	37
Cuadro 1.11:América Latina:capacidad de generación hidroeléctrica	40

CAPITULO 2

Cuadro 2.1 :Deuda externa argentina	53
Cuadro 2.2 :Relación entre intereses totales pagados y las exportaciones de bienes y servicios	54
Cuadro 2.3 :Inversiones en el sector energético en 1979	61
Cuadro 2.4.:Proyección de la demanda de energía 1977-1985	63
Cuadro 2.5 :Proyección de la demanda de energía 1980-2000	64
Cuadro 2.6 :Proyección de la demanda de energía 1985-2000	65

CAPITULO 3

Cuadro 3.1 :Producción e importación de petróleo 1916-1926	70
Cuadro 3.2 :Participación en el mercado interno de petrolíferos	72
Cuadro 3.3 :Producción y consumo petrolero 1922-1976	78
Cuadro 3.4 :Reservas probadas de crudo 1976-1983	79
Cuadro 3.5 :Distribución de las reservas de crudo en 1982	80
Cuadro 3.6 :Producción de crudo 1976-1983	98
Cuadro 3.7 :Producción de crudo de las empresas privadas en 1979	100
Cuadro 3.8 :Capacidad de refinación de crudo	105
Cuadro 3.9 :Importaciones de crudo 1976-1983	107
Cuadro 3.10:Exportaciones netas de petrolíferos	108
Cuadro 3.11:Balance de comercio exterior de crudo y petrolíferos	109

CAPITULO 4

Cuadro 4.1 :Reservas probadas de gas natural 1970-1983	113
--	-----

Cuadro 4.2 :Distribución de las reservas de gas natural en 1982	114
Cuadro 4.3 :Evolución de la producción de gas natural 1970-1983	114
Cuadro 4.4 :Distribución de la producción de gas natural	117
Cuadro 4.5 :Consumo de gas natural por sectores 1970-1983	117
Cuadro 4.6 :Valor de las exportaciones de gas natural	125
Cuadro 4.7 :Importaciones de gas natural	125

CAPITULO 5

Cuadro 5.1 :Consumo de combustibles para la generación eléctrica	128
Cuadro 5.2 :Capacidad eléctrica instalada	129
Cuadro 5.3 :Generación de electricidad	130
Cuadro 5.4 :Consumo de electricidad 1976-1983	132
Cuadro 5.5 :Comercio exterior de energía eléctrica	133
Cuadro 5.6 :Reservas hidroeléctricas	134
Cuadro 5.7 :Centrales eléctricas programadas para incorporarse de 1979 a 1995	136
Cuadro 5.8 :Producción de carbón mineral 1976-1983	138
Cuadro 5.9 :Importación de carbón mineral	138
Cuadro 5.10:Producción de uranio	143
Cuadro 5.11:Proyección de la capacidad de producción y del consumo interno de uranio	145

CONCLUSIONES

Cuadro 1 :Relación entre los precios del trigo y del petróleo	159
---	-----

I. INTRODUCCION

El análisis de las condiciones energéticas nacionales comenzó a recibir un énfasis especial con la fractura del esquema petrolero internacional ocurrido en 1973. Los acontecimientos que se suscitaron con la última guerra árabe-israelí de ese año, llevaron a un primer plano el tema del aprovisionamiento energético al nivel de "seguridad nacional", tanto por sus implicaciones económicas como estratégico-militares, principalmente entre los países industrializados. Sin embargo, sus repercusiones en las naciones con menor desarrollo relativo también fueron significativas, en particular en las que para satisfacer su demanda interna debían concurrir al mercado internacional.

El tema de la dependencia energética fue objeto de un tratamiento preferente entre los países más avanzados y su comprensión impulsó la ejecución de políticas orientadas a reducir la vulnerabilidad de sus condiciones, derivadas de la escasez de recursos en sus propios territorios. Así, la planeación estratégica del sector energético fue considerada un factor de vital importancia en la planificación integral del desarrollo nacional.

Este proceso fue extensivo tanto a los países importadores como a los exportadores de energía; aunque su orientación varió significativamente de una a otra condición y dependiendo de los recursos y avances tecnológicos, el común denominador de todos ellos fue obtener una disminución decisiva de la participación exageradamente mayoritaria del petróleo en sus balances energéticos, potencializando el aprovechamiento de otras fuentes de energía.

Así, a nivel mundial y en los diez años siguientes al primer shock petrolero, se produjo una disminución real e importante del consumo de crudo, reducción que fue producto de una serie de factores, entre los que se pueden mencionar la recesión económica, la aplicación de medidas de uso eficiente de la energía para evitar el derroche y la sustitución del petróleo por otras fuentes como el carbón, el gas natural y la nucleoelectricidad. Aunque esta tendencia se evidenció predominantemente en un contexto de altos precios del crudo, su continuidad debe asegurarse aún en las circunstancias opuestas, ya que el objetivo básico es alcanzar el mayor grado posible de independencia energética con respecto al exterior; esto último, para responder a un doble propósito: por un lado, evitar los trastornos de un suministro irregular o los riesgos de una interrupción del mismo y, por otro, reducir la carga de la factura petrolera en las ya deterioradas balanzas exteriores, particularmente, de las naciones en vías de desarrollo importadoras de petróleo.

Este es el marco de referencia que sirvió para la selección del tema de esta investigación, teniendo en cuenta las características energéticas de Argentina, las cuales, mediante una correcta planeación e incorporación al modelo de desarrollo a aplicarse, pueden constituir un factor fundamental para la consecución exitosa del mismo.

La experiencia política argentina de 1976 a 1983, si bien condujo a un total fracaso en todos los órdenes, en el plano energético se llevó a cabo un esfuerzo por mantener la autosuficiencia e incrementar la potencialidad de los recursos disponibles, así como también incorporar a algunos componentes del sector al comercio exterior del país. No obstante que las condiciones económicas y políticas imperantes no permitieron alcanzar las metas propuestas, la planeación energética del período puede

interpretarse como un intento orientado a lograr la seguridad energética nacional basada en la autosuficiencia.

El objetivo central de esta investigación es intentar un análisis pormenorizado de la situación energética de Argentina durante los años comprendidos entre 1976 y 1983. Este periodo corresponde al último gobierno militar, conocido bajo el rótulo de "Proceso de Reorganización Nacional" y cuyas políticas llevaron al país a la etapa más crítica que haya vivido en su historia, tanto en lo político como en lo económico y social.

El interés por el tema se deriva de dos aspectos muy vinculados uno con el otro; por un lado, Argentina puede considerarse un país energéticamente autosuficiente, condición que le permite tener una participación marginal, como importador, en el mercado internacional y, en consecuencia, las variaciones de los precios mundiales del petróleo tienen un impacto casi nulo en su balanza exterior (con excepción de algunos años con niveles de importaciones considerables). Por otra parte, durante el periodo que se analiza, se hicieron considerables esfuerzos para, aprovechando los recursos energéticos propios, impulsar al país a la categoría de exportador menor de hidrocarburos, siguiendo el esquema económico adoptado de potencializar las ventajas comparativas a nivel internacional. Este proyecto se apoyaba en las grandes reservas probadas de gas natural y en las oportunidades que brindaban los mercados de los países limítrofes dependientes de las importaciones de energía, como por ejemplo Brasil y Uruguay.

En el desarrollo de este trabajo, el primer capítulo se dedica a ubicar los recursos energéticos argentinos en el entorno regional latinoamericano y mundial y, en particular, comparándolos con los de las economías más avanzadas del subcontinente. En este contexto, y exceptuando a los

exportadores netos de petróleo, la situación energética argentina puede considerarse privilegiada por la variedad de sus recursos y su independencia con el exterior.

La primera parte del segundo capítulo se orienta a contextualizar política y económicamente los antecedentes inmediatos del periodo bajo estudio y los lineamientos generales de política económica en los que se basó el gobierno militar entre 1976 y 1983. Seguidamente, se comienza a abordar la problemática energética con la descripción del Plan Energético Nacional, que intentó ser el marco regulador de todo el desarrollo energético, incluyendo también las inversiones en el sector y las distintas proyecciones sobre la demanda de energía hasta el año 2000.

En el tercer capítulo se realiza un análisis de la industria petrolera argentina desde sus inicios hasta 1976, para luego analizar detalladamente su evolución en los ocho años siguientes, que corresponden al lapso que nos ocupa. En esta segunda parte, se presentan, en forma sucesiva, los principales aspectos de la industria como son: las reservas de crudo, la exploración y la producción, el consumo nacional y el comercio exterior, tanto de crudo como de derivados petrolíferos. Un tratamiento especial se le otorga a la legislación vigente sobre exploración y, particularmente, a esta actividad desarrollada en las áreas adyacentes a las islas Malvinas, así como a la potencialidad petrolera de las mismas.

El cuarto capítulo está dedicado a uno de los mayores recursos energéticos de Argentina: el gas natural y en él se analiza su desarrollo en términos de reservas y producción, distribución y consumo, así como los programas de obtención y transporte, para concluir con los proyectos de exportación.

En el quinto y último capítulo, se analiza el sector eléctrico, dando especial atención al Programa Nucleoeléctrico. Para complementar el cuadro

energético general, se incluyen aquí las reservas, producción y consumo de las demás fuentes energéticas, como son el carbón, el uranio y la hidroelectricidad.

En el apartado final, a modo de conclusiones, se procede a hacer una evaluación general de la política energética del período y de los resultados alcanzados por los distintos componentes del sector energético. Por último y sin que se interprete como una justificación a las deficiencias de este trabajo, debe señalarse que resulta muy difícil hacer un análisis globalizador de la situación energética argentina, por ser este un tema escasamente tratado en el país. Con excepción de las áreas técnicas sectoriales, la información sobre la materia es muy limitada; de ahí que se haya tenido que recurrir a información generada por la industria petrolera internacional, organismos internacionales y otras fuentes externas.

II. CAPITULO 1

CONTEXTO MUNDIAL Y REGIONAL

Las condiciones energéticas de Argentina durante el periodo comprendido entre 1976 y 1983, no contienen elementos destacables de relieve internacional en términos volumétricos y comparativos; sin embargo, la potencialidad y el aprovechamiento de sus recursos ocupan un lugar significativo, tanto al interior del país como en el contexto regional latinoamericano. En el primer plano, otorgan a Argentina una autosuficiencia energética casi total y con posibilidades para la exportación de excedentes, particularmente, de gas natural y, en forma temporal, de productos petrolíferos. En el marco regional, tanto las reservas como la producción y el consumo de los distintos energéticos sitúan a la nación en un destacado lugar entre las cuatro economías más avanzadas del área.

El objetivo de este capítulo será contextualizar la evolución de la situación energética argentina durante el lapso que abarca el Proceso de Reorganización Nacional (1976-1983) en dos niveles: uno mundial y otro regional o latinoamericano. En cuanto al primero, debe reiterarse que la relación de Argentina con el mercado internacional de los energéticos no reviste una significación importante en términos de dependencia o de volumen, no obstante que en algunos años, las importaciones tuvieron un fuerte impacto en la balanza comercial, en especial, porque éstas se incrementaron en etapas de precios ascendentes del crudo.

En el desarrollo de este capítulo se tratará de presentar un panorama general de las distintas fuentes de energía y de las políticas vinculadas, directa o indirectamente, con ellas; pero se otorgará una atención preferente al mercado del petróleo por la participación que este

energético tiene en el balance mundial de energía. Consecuentemente, se analizará la evolución de la situación energética tomando como centro o referencia el comportamiento del principal recurso energético de este siglo, es decir, el petróleo.

De alguna manera, puede afirmarse que desde el fin de la Segunda Guerra Mundial hasta octubre de 1973, el mercado internacional petrolero estuvo caracterizado por una larga estabilidad, producto del total control que sobre él ejercían las grandes corporaciones petroleras multinacionales, no obstante que en 1960 se había creado la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). La calma del mercado solo se había visto perturbada temporalmente por acontecimientos de orden político-bélicos, los cuales fueron fácilmente controlados y neutralizados, entre los que cabe mencionar la crisis del Canal de Suez de 1954. También fue afectado por sucesos acaecidos dentro de la misma industria petrolera como fueron las nacionalizaciones de las industrias iraní y libia, la irrupción de las compañías petroleras independientes y estatales que desafiaron el poder de las Siete Hermanas (1) y los acuerdos entre los países productores y las empresas tendientes a la fijación y mantenimiento de los precios reales del crudo frente a las devaluaciones del dólar y los acuerdos de participación de los productores en sus industrias locales (éstos últimos interpretados como una estrategia destinada a evitar los bruscos procesos de nacionalización de los recursos de hidrocarburos).

La crisis petrolera de 1973, originada en el boicot árabe a las exportaciones de crudo dirigidas hacia Estados Unidos y otros países simpatizantes de Israel, marcó un parteaguas histórico del mercado petrolero y el inicio de una nueva etapa caracterizada, fundamentalmente, por el control sobre la producción y los precios por parte de la OPEP y la

transformación del petróleo (al menos temporalmente) en un arma de negociación política internacional en poder de los países en desarrollo.

El crecimiento económico de los países industrializados estaba basado en un uso intensivo de la energía, en general y en la amplia disponibilidad de petróleo, en particular. Desde el inicio de la década de los 70, las altas tasas de crecimiento de esos países provocó una creciente demanda de crudo, situación que quedó evidenciada en un aumento de 33 % de las exportaciones petrolera de la OPEP entre 1970 y 1973; esto se tradujo en la utilización total de la capacidad de producción de la OPEP, en septiembre de 1973, que para entonces era de 32.6 millones de barriles diarios (MMBD) (2).

La máxima tensión ocasionada por el precario equilibrio entre la oferta y la demanda mundiales de petróleo, combinada con la ejecución del boicot petrolero árabe durante la guerra del Yom Kippur, dió como resultado un abrupto incremento de los precios del crudo, los cuales pasaron de 2.75 a 10.85 dólares por barril entre fines de 1973 y 1974 (3). Esta elevación de los precios originó una enorme transferencia de recursos financieros de los países importadores hacia los exportadores de hidrocarburos, recursos que comenzaron a ser utilizados en el largo proceso del desarrollo y la modernización de las atrasadas economías monoproductoras.

Las consecuencias inmediatas de la cuadruplicación de los precios petroleros tuvieron diferente impacto entre los países dependientes de las importaciones de crudo; no obstante, además está afirmar, que los más afectados fueron los países en desarrollo importadores, debido a que el pago de su nueva factura petrolera significó un agravamiento de las ya precarias condiciones de sus balanzas exteriores dependientes, en su mayoría, de las exportaciones de productos primarios, cuyos términos de intercambio estaban ya deteriorados.

El efecto de la crisis petrolera en el conjunto de los países desarrollados también varió de uno a otro, en especial, debido al grado de dependencia energética con el exterior. En el caso de los Estados Unidos, este país no solo salió beneficiado por la revalorización de sus reservas de crudo, sino que aumentó (temporalmente) su competitividad frente a sus pares industrializados; esto último se deriva del hecho que los Estados Unidos solo dependía de los aprovisionamientos externos en 30-40 %, debido a su oferta interna, en tanto que los países europeos y Japón importaban la totalidad de sus requerimientos petroleros.

Como una respuesta para contrarrestar el accionar de la OPEP, a fines de 1974, 24 países industrializados formaron la Agencia Internacional de Energía (AIE) con el propósito de implementar un programa de cooperación que promoviera un comercio internacional de la energía más estable, previniendo los riesgos en el suministro petrolero, compartiera productos en situaciones de emergencia y desarrollara todo tipo de acciones que les permitiera reducir su alta dependencia de crudo y la vulnerabilidad consecuente, tales como la eficiencia en la utilización de la energía, la creación de inventarios petroleros altos e iniciar programas de sustitución de petróleo y sus derivados por otras fuentes energéticas.

En un contexto energético amplio, la crisis de 1973-1974 tuvo varias facetas de gran interés, tanto en el campo petrolero como en el de otras fuentes de energía. En cuanto al primero, se incorporaron nuevas zonas productoras fuera del área de la OPEP, cuando el alto precio del crudo volvió rentable la explotación de reservas conocidas de elevado costo de producción o que requerían grandes inversiones, entre las que pueden mencionarse México, Alaska y el Mar del Norte.

Paralelamente, se incentivaron las políticas de conservación y uso

eficiente de la energía, como una forma de racionalizar el consumo y evitar dispendios costosos y, además, se fomentó la sustitución del petróleo por otras fuentes de energía, incrementándose la utilización del carbón, el gas natural y la energía nuclear para reducir la dependencia del crudo. También, se iniciaron procesos de investigación y desarrollo de tecnologías capaces de aprovechar los recursos energéticos renovables y la producción de combustibles sintéticos.

El estancamiento de las economías industrializadas posterior a la crisis de 1973, dió lugar a una disminución de la demanda del petróleo de la OPEP, provocando que las exportaciones de la Organización descendieran en 1975 a un promedio de 25 MMBD y que al interior de la misma predominaran las posiciones moderadas que pugnaban por un diálogo con los compradores, tendiente a la estabilización del mercado petrolero internacional.

Los años comprendidos entre 1975 y 1978 se caracterizaron por la conservación de los precios petroleros, los cuales solo experimentaron ligeras modificaciones tendientes a recuperar su valor real frente a los efectos negativos que sobre ellos tuvieron las devaluaciones del dólar. Sin embargo, los movimientos alcistas de los precios resultaron insuficientes para resarcir el poder adquisitivo del barril de crudo y en 1978 alcanzó una cotización de 12.70 dólares (4).

Esta reducción relativa del valor del crudo coincidió con una momentánea recuperación económica en los países industrializados, que elevó la demanda petrolera e hizo que las exportaciones de crudo ascendieran hasta 32.5 MMBD en el segundo semestre de 1978; este incremento fue satisfecho por la OPEP, en su mayor parte, y por los nuevos exportadores independientes que se habían incorporado recientemente al mercado.

De 1979 a 1980, la demanda mundial de petróleo fue significativamente mayor que el consumo, debido a la política de la AIE de incrementar los inventarios petroleros para amortiguar los efectos de una interrupción sorpresiva de los suministros.

La Revolución Islámica de Irán en 1979 provocó una contracción de la oferta petrolera de la OPEP de alrededor de 5 MMBBL, la cual, unida a la voraz demanda internacional, disparó los precios del crudo desde 18 dólares por barril en junio de 1979 hasta 28 dólares en abril de 1980 (en ambos casos, precios oficiales para el crudo marcador de la OPEP, el Arabian Light de 34 grados API). El pánico desatado por la reducción de la producción propició una gran especulación y en el mercado spot se llegó a pagar más de 40 dólares por barril de petróleo de alta calidad (5).

En agosto de 1980 se produjo un nuevo incremento del precio del crudo marcador que alcanzó los 30 dólares por barril, esto es, casi dos meses antes del estallido de la guerra entre Irán e Iraq. En el mercado spot, el precio superaba en 3.50 dólares por barril la cotización oficial.

En noviembre de ese año, la OPEP decretó una nueva alza del precio, que llevó al Arabian Light a 32 dólares del barril, al tiempo que la incertidumbre de la guerra del Golfo movía las cotizaciones en el mercado spot a 39 dólares por unidad (6).

Once meses más tarde, en octubre de 1981, el precio del crudo de referencia de la OPEP alcanzó su máxima valoración oficial al fijarse en 34 dólares por barril (7).

Debe señalarse que la guerra iranio-iraquí no engendró un pánico similar al que había caracterizado al mercado un año antes con la revolución en Irán; esto se debió a la seguridad dada al abastecimiento mundial por

Arabia Saudita y otros países del Golfo Pérsico (en el caso de los sauditas, la producción superó los 10 MMBD) y a la agudización de la crisis económica global que incidió en una menor demanda petrolera. Estos factores, reducción de la demanda y sobreproducción, engendraron presiones a la baja de los precios, a lo cual la OPEP respondió contrayendo su producción en 1982 a 17.5 MMBD, mediante la asignación de cuotas individuales a sus miembros, manteniendo así, artificialmente, el precio en los 34 dólares por barril (8).

En cuanto a la oferta mundial de petróleo, ésta mostró una tendencia creciente hasta 1979, año en que se alcanza el mayor volumen producido en la historia de la industria, con casi 63 MMBD. A partir de 1980 esta tendencia se revierte, llegando en 1983 a experimentar una reducción de 9,1 MMBD con respecto al pico de producción. Esta disminución fue absorbida, en su totalidad, por los miembros de la OPEP, provocando que la participación de la Organización en la oferta mundial petrolera disminuyera drásticamente de 56 % a 32.6 % entre 1973 y 1983. Paralelamente, a partir de 1977 es notoria la participación creciente de los nuevos actores del mercado petrolero internacional; para 1983 la región del Mar del Norte producía casi 3 MMBD y México llegaba a los 2.7 MMBD, cuando en 1973 tan solo aportaban 0.5 MMBD (9). Debe mencionarse que, respondiendo a las directrices de la AIE, los países importadores convirtieron en residual la oferta de la OPEP, es decir, se recurría a ella después de preferenciar a las áreas productoras independientes y seguras.

Como consecuencia de la reducción de la demanda y su pérdida de participación en el mercado, la OPEP decidió la primera disminución oficial de sus precios el 1ro de febrero de 1983, contracción que llevó al crudo marcador a los 30 dólares por barril; esta medida se repitió un mes más

tarde y se fijó el precio en 29 dólares por unidad (10).

De aquí en adelante, aunque se rebasa ya el periodo bajo análisis, el mercado petrolero internacional se caracterizará por una gran inestabilidad que hará explosión en 1986 con la abierta guerra de precios y la enconada competencia entre la OPEP y los demás exportadores por mantener y acrecentar su participación en la oferta petrolera mundial.

A continuación se procederá a analizar la evolución de la oferta y la demanda de energía primaria total, para luego observar en detalle el comportamiento de las distintas fuentes de energía entre los años 1976 y 1983. En forma paralela se harán comparaciones entre la situación mundial y la regional latinoamericana y, dentro de ésta última, entre los principales países y Argentina.

1. ENERGIA PRIMARIA

Las convulsiones del mercado del mercado petrolero internacional generaron un cambio estructural del consumo energético derivado, principalmente, del tránsito de un periodo de energía barata a otro con altos costos.

Las tensiones creadas por las crisis petroleras de 1973-74 y 1979-80, tanto en el suministro como en el precio del crudo, engendraron directa o indirectamente un bajo crecimiento de la economía mundial y suscitaron la implantación de políticas de ahorro y uso eficiente de la energía, así como sustituciones entre las diferentes fuentes de energía primaria. La combinación de los aumentos de los precios del crudo y las políticas de conservación provocaron la reducción del consumo energético y esta disminución generalizada implicó una importante pérdida de participación del petróleo en el balance energético mundial en favor de otras

fuentes, situación que se dió principalmente en los países desarrollados. Desde entonces, quedó demostrado fehacientemente que el crecimiento económico -cuando lo hubo- no llevó aparejado un crecimiento paralelo de igual intensidad o inclusive mayor en el consumo de energía, tal como se observaba antes de la crisis de 1973. Esto significó que se podía producir la misma cantidad, o aún más, con un consumo energético menor (esto se puede comprobar utilizando el indicador conocido como 'Eficiencia Energética' y que se define como la cantidad de PIB generado a través del consumo de una unidad de energía, expresado en dólares/millón BTU).

La conservación de la energía predominó en los ajustes del consumo energético a partir de la primera elevación importante de los precios petroleros en la década pasada. Es evidente que este proceso alcanzó magnitudes importantes en las economías industrializadas con un consumo intensivo de energía y dependientes de las importaciones petroleras. Por ejemplo, para Estados Unidos se proyectaba que la demanda total de energía primaria en 1982 llegaría a unos 53 millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente (MMBDFCE), sin embargo, en ese año sólo alcanzó 36 MMBDFCE. De la contracción de casi 17 MMBDFCE, 7.4 millones se atribuyen a los altos precios del petróleo y 9.6 millones fueron relacionados con la recesión económica. La reducción de la mayor parte de éstos últimos fue dentro del sector industrial (11). Paralelamente, la diferencia entre las demandas potencial y real de petróleo para 1982 ascendió a alrededor de 8.6 MMBD, originado un 40 % en las condiciones económicas y el 60 % restante en la conservación de la energía (12).

El incremento de los precios derivado de la revolución iraní incentivó aún más el uso eficiente de la energía, estimándose que entre 1979 y 1982 el consumo mundial de petróleo (excluyendo las áreas socialistas) se redujo en aproximadamente 7 MMBD (de 52 a 45 MMBD), cuyo 60 % fue atribuido a las

políticas de ahorro y a los altos precios del crudo, correspondiendo la diferencia a la recesión económica (13).

El efecto combinado de las políticas de conservación de la energía y los altos costos del petróleo provocaron una fuerte desaceleración de la tasa de crecimiento del consumo energético mundial. Entre 1965 y 1973 el crecimiento promedió 5.2 % anual, en tanto que para el periodo 1976-1983 la tasa media solo llegó a 1.4 %, al pasar de 126.4 a 139.2 MMBIPCE (14).

En tanto que entre 1965 y 1973 los países industrializados de Europa Occidental y América del Norte registraron tasas promedio de 5.2 % y 4.1 % anuales respectivamente, en el periodo bajo observación (1976-1983) experimentaron tasas negativas de 0.2 % y 0.7 % promedio anual, en el mismo orden. Las demás regiones del mundo redujeron sus tasas de crecimiento en forma drástica, tal como puede visualizarse en el Cuadro 1, mientras que solamente África la incrementó de 4.3 a 7 % al año. En lo que respecta a América Latina, se produjo una contracción de su tasa de crecimiento del consumo energético en casi la mitad, descendiendo de 6.6 % promedio anual en 1965-1973 a 4.06 % entre 1976 y 1983.

Como ya se indicó anteriormente, la reducción del consumo fue acompañada de un proceso de sustitución entre diversas fuentes de energía primaria, en detrimento de la participación del petróleo. Así, de representar el 47 % del consumo total de energía primaria en 1973, el petróleo solo aportó el 40 % en 1983. Entre los mismos años, el carbón y el gas natural aumentaron su participación en 2.1 % y 1.2 % respectivamente y la energía nuclear dió un salto de 0.9 % a 3.4 % en el mismo lapso (ver Cuadro 1.2).

Cuadro 1.1

Consumo de energía primaria:tasas de crecimiento
- en porcentaje -

R E G I O N E S	PERIODO 1965-1973	PERIODO 1976-1983
América Latina	6.6	4.06
América del Norte	4.1	-0.7
África	4.3	7.0
Asia	9.0	2.5
Europa Occidental	5.2	-0.2
Economías Centralmente Planificadas (ECP)	5.0	3.0
Medio Oriente	10.3	3.5

Fuente: Estimaciones propias elaboradas con información de la British Petroleum: Statistical Review of the World Energy, 1975 y 1983.

Cuadro 1.2

Estructura del consumo energético por fuentes 1973-1983
- en porcentaje -

F U E N T E S	1973	1976	1980	1983
Petróleo	47.3	46.0	43.2	40.3
Carbón	28.2	28.4	29.0	30.3
Gas Natural	18.0	18.1	18.9	19.2
Hidroelectricidad	5.6	5.8	6.3	6.8
Nucleoelectricidad	0.9	1.7	2.6	3.4

Fuente: Estimaciones propias elaboradas con información de la British Petroleum: Statistical Review of the World Energy, 1975 y 1983

Los mayores consumos unitarios de energía en 1976 correspondieron a América del Norte y al conjunto de los países socialistas con 62 % del total mundial; ambas regiones tuvieron un consumo muy semejante de alrededor de 40 MMBDFCE cada una, mientras que América Latina con solo 5.3 MMBDFCE acumuló apenas 4.2 % del total.

Para 1983 las participaciones en el consumo energético mundial habían variado significativamente, avanzando las economías centralmente planificadas a 34 %, América del Norte retrocedió a 28 % y nuestra región latinoamericana incrementó su consumo a 9 % del total. Para este año, se consumieron en Latinoamérica alrededor de 7 MMBDFCE considerando los cinco recursos citados en el Cuadro 1.2 y calificados como fuentes comerciales; en tanto que incorporando otras fuentes, en especial la biomasa en todas sus formas, el consumo ascendió a 9.1 MMBDFCE (15). Tomando esta última estimación, el mayor consumidor fue Brasil con una tercera parte del total regional, seguido por México con 27 %, Venezuela y Argentina con aproximadamente 10 % cada uno; esto significa que en las cuatro economías más avanzadas de Hispanoamérica se concentró el 80 % del consumo regional de energía primaria de 1983.

Pasando ahora a observar la producción de energía primaria de la región para 1983, se obtiene un resultado superavitario en relación al consumo, derivado fundamentalmente de los excedentes petroleros que se dedicaron a la exportación. Para ese año, la oferta total de energía primaria de América Latina alcanzó casi 12 MMBDFCE y el 84 % se concentró en los cuatro países más desarrollados, ocupando el primer lugar México con 36 % del total, seguido de Venezuela y Brasil con alrededor del 20 % cada uno. La producción energética de Argentina se colocó en el cuarto puesto regional con 7.4 % del total, en tanto que los demás países tuvieron participaciones

por debajo de los 0.50 MMBDPCE (16).

Cuadro 1.3

América Latina: Consumo de energía primaria en 1983
- MMBDPCE -

P A I S	CONSUMO	% DEL TOTAL
<u>América Latina</u>	<u>9.130</u>	<u>100.0</u>
Brasil	3.035	33.2
México	2.460	27.0
Venezuela	0.940	10.3
Argentina	0.890	9.7
Colombia	0.500	5.5
Perú	0.230	2.5
Chile	0.200	2.2

Nota: Incluye fuentes comerciales y no comerciales.

Fuente: Estimaciones propias elaboradas con información de SEMIP: Energía 1980-1985. Comparaciones Internacionales.

Cuadro 1.4

América Latina: Producción de energía primaria en 1983
- MMBDPCE -

P A I S	PRODUCCION	% DEL TOTAL
<u>América Latina</u>	<u>11.970</u>	<u>100.0</u>
México	4.342	36.3
Venezuela	2.460	20.5
Brasil	2.375	19.8
Argentina	0.890	7.4
Colombia	0.430	3.6
Perú	0.286	2.4
Ecuador	0.278	2.3
Trinidad-Tobago	0.276	2.3
Chile	0.154	1.3

Nota: Incluye fuentes comerciales y no comerciales.

Fuente: Estimaciones propias elaboradas con información de SEMIP: Energía 1980-1985. Comparaciones Internacionales.

Considerando las diferencias entre la oferta y la demanda de energía primaria en América Latina, el saldo regional de la balanza comercial de energía arrojó en 1983 un superavit global de 2.840 MMBDFCE, en su mayor parte atribuible a las exportaciones petroleras de México, Venezuela, Ecuador y Trinidad-Tobago. Brasil fue el país con el mayor déficit, calculado en 0.660 MMBDFCE (también en este caso debido al petróleo que debió importar). Argentina, por su parte, resultó con una balanza equilibrada al compensar las importaciones con sus exportaciones de energéticos; más del 70 % de las importaciones totales provinieron del gas natural comprado a Bolivia, 13 % del carbón y menos de 5 % del petróleo crudo, en tanto que del total exportado, el 82 % correspondió a productos refinados petrolíferos y el resto al carbón. Debe señalarse que la participación argentina en el comercio exterior de energía es de poca significación por los volúmenes que involucra.

2. PETRÓLEO CRUDO

2.1 Reservas

En el período que nos ocupa, las reservas probadas mundiales de petróleo crudo experimentaron un ligero crecimiento, con una tasa media anual de apenas 0.6 %, al pasar de 642,000 a 670,000 millones de barriles entre 1976 y 1983. Este incremento se debió, principalmente, al aumento de las reservas latinoamericanas que compensaron las reducciones del resto de las regiones (con excepción del Medio Oriente que las elevó tan solo en 4,500 millones de barriles). Mientras las reservas del área latinoamericana crecieron a una tasa promedio de 13.5 % anual, el descenso de las del resto del mundo promedió 0.5 % al año.

Para 1983 y en términos volumétricos, las reservas de crudo de América Latina, estimadas en 82,000 millones de barriles, se ubicaron detrás de las del Medio Oriente (370,000 millones) y la de los países comunistas en su conjunto (84,600), representando 12 % de los recursos probados mundiales (17).

Entre 1976 y 1983 las reservas probadas de crudo de nuestro subcontinente crecieron 2.4 veces debido al espectacular incremento de las reservas mexicanas y, en menor medida, de las venezolanas, pasando de 33,608 a 81,676 millones de barriles. Si bien es cierto que las primeras estimaciones del potencial petrolero mexicano fueron realizadas poco después de 1973, fue al inicio del gobierno de López Portillo cuando comenzó a explorarse más activamente y a incorporarse enormes yacimientos al concepto de reservas probadas (definidas como aquellas que pueden ser explotadas en términos rentables con la tecnología disponible). La transformación de México en un importante país petrolero coincidió temporalmente con la búsqueda de áreas de aprovisionamiento ajenas a la OPEP por parte de los principales importadores de petróleo.

Las reservas petroleras de México crecieron a una tasa anual de 23.4 %, elevándose de 11,000 millones de barriles en 1976 a 31,250 millones en 1979, para alcanzar los 48,000 millones en 1983. Por su parte, Venezuela, el otro gran exportador petrolero de la región, tuvo un crecimiento de sus reservas a un ritmo mucho menor que en el caso mexicano, promediando 7.2 % anual en el periodo 1976-1983 y se elevaron de 15,270 a 24,850 millones de barriles en el transcurso de los ocho años señalados (18).

Considerando en conjunto las reservas probadas de México y Venezuela, éstas representaron el 78 % del total latinoamericano en 1976 y el 89 % en 1983. En orden de magnitud, las reservas petroleras de Argentina se ubicaron

en tercer lugar regional, con un volumen relativamente constante entre 1976 y 1983, elevándose de 2,300 millones de barriles en el primer año a 2430 millones en el segundo. Un comportamiento similar se observó en Ecuador, donde las reservas se mantuvieron alrededor de 1,700 millones de barriles, no obstante las pronunciadas caídas ocurridas entre 1979 y 1981. Un caso importante de destacar fue Brasil, país que logró más que duplicar sus reservas durante el periodo observado, pasando de 800 a 1800 millones de barriles, gracias a un enorme esfuerzo de exploración desarrollado en áreas costafuera y tendientes a reducir la gran dependencia de las importaciones petroleras que afectaban gravemente su balanza de pagos. Para 1983, los países con reservas comprendidas entre 560 y 775 millones de barriles eran Colombia, Trinidad-Tobago, Chile y Perú. No obstante el reducido volumen de estas reservas, su explotación representaba un factor importante en sus economías por la generación de ingresos originados en las exportaciones petroleras para los casos de Trinidad-Tobago y Perú.

2.2 Producción de petróleo

Los efectos de los altos precios del petróleo y de la recesión económica influyeron decisivamente en la demanda petrolera mundial y, consecuentemente, la oferta tuvo que adecuarse a esas circunstancias. El pico histórico de producción petrolera se alcanzó en 1979 con casi 63 MMBD, producto de un crecimiento promedio desde 1976 de 2.8 % anual. A partir de ese punto de inflexión, la producción se contrajo aceleradamente hasta 1983, cuando llegó a 53 MMBD, respondiendo a un ritmo de decremento de 4.1 % anual. La región más afectada por la caída de la producción fue el Medio Oriente, región que redujo a la mitad su oferta, comparando 1976 con 1983, de 22.1 a 11.7 MMBD.

Sin embargo, se observaron importantes avances en la producción, pudiendo destacarse a Europa Occidental donde la explotación de los yacimientos del Mar del Norte le permitió incrementar su oferta de 0.8 a 3.2 MMBD entre los años extremos del periodo analizado. Incrementos importantes también se produjeron entre los países socialistas por la elevación de la producción soviética y china que aportaron, en 1983, 2.3 MMBD más que en 1976 y, en América Latina, por los aumentos de la producción mexicana. Sintetizando, durante los ocho años analizados, la producción mundial de crudo experimentó una contracción de 1.2 % promedio anual.

Con respecto a América Latina, la producción de crudo aumentó a una tasa anual media de 4.5 %, al pasar de 4.5 a 6.1 MMBD, incremento que fue posible por la triplicación de la extracción petrolera de México y por aumentos menores en otros países.

Al interior de la región destacaron por el volumen producido Venezuela y México, países que acumularon más del 70 % del total. No obstante, el comportamiento de la oferta de ambos países fue diferente; el primero mantuvo una tendencia decreciente, exceptuando 1979, y su producción pasó de 2.3 a 1.8 MMBD entre 1976 y 1983, caída que equivalió a una tasa media de -3.4 % anual y que reflejó en parte el acatamiento a las decisiones de la OPEP en cuanto a restringir la oferta para mantener los precios. Mientras tanto, México, embarcado en un acelerado desarrollo de sus reservas, elevaba su producción de 0.9 a 2.7 MMBD en los ocho años observados, respondiendo a una impresionante tasa de crecimiento de 17 % al año.

A una escala mucho menor, el tercer volumen de producción regional fue extraído en Argentina que, con una tasa de crecimiento media de 2.7 % anual, pasó de 0.398 a 0.481 MMBD entre los años extremos del lapso considerado. En comparación con la producción petrolera total

latinoamericana, la argentina solo representó el 8 % en 1983, en tanto que en términos mundiales no alcanzó el 1 %.

El crecimiento de las reservas petroleras brasileñas, mencionado anteriormente, permitió también expandir su producción de crudo y reducir la brecha entre el consumo y la oferta interna de este energético. Entre 1976 y 1983 logró duplicar la extracción de crudo, que con una tasa media de 9 % anual, pasó de 0.171 a 0.315 MMBD (esta última cifra representó 5.2 % del total producido en América Latina).

Entre los productores menores, la producción ecuatoriana se incrementó de 0.188 a 0.236 MMBD y la peruana de 0.075 a 0.171 MMBD; ambos países dedicaron una parte importante de su oferta a las exportaciones. El caso de Trinidad-Tobago merece mencionarse como el de mayor decremento de la producción, promediando 5% anual y reduciendo el volumen extraído de 0.224 a 0.158 MMBD.

2.3 Consumo petrolero

Como consecuencia del incremento de los precios, la aplicación de políticas de uso eficiente de la energía, la sustitución de petróleo por otros energéticos y la contracción económica generalizada desde principios de la actual década, el consumo de petróleo en el mundo se redujo de 59.2 a 57.9 MMBD entre 1976 y 1983, promediando una tasa negativa de 0.31 % anual. Sin embargo, igual que en la producción, el periodo tiene su máximo consumo histórico en 1979, pudiendo distinguirse dos subperiodos de signos contrarios entre los ocho años. De 1976 a 1979, el consumo se incrementó unos 5 MMBD, lo que equivale a un ritmo de crecimiento de 2.7 % anual y entre 1979 y 1983 se redujo de 64.1 a 57.9 MMBD, respondiendo a una tasa media negativa de 12.5 % al año (19).

Cuadro 1.5
Reservas mundiales de petróleo crudo en 1983
 - millones de barriles -

P A I S	RESERVAS	% DEL TOTAL
Total Mundial	670,000	100.0
Arabia Saudita	166,000	25.0
Kuwait	63,900	9.5
Unión Soviética	63,000	9.4
Irán	51,000	7.6
México	48,000	7.2
Iraq	43,000	6.4
Abu Dhabi	30,400	4.5
Estados Unidos	27,300	4.0
Venezuela	24,850	3.7
Libia	21,270	3.1

Fuente: International Petroleum Encyclopedia 1984.

Cuadro 1.6
América Latina: Producción de petróleo 1976-1983
 - 1,000 barriles diarios -

P A I S E S	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Argentina	398	431	453	467	487	497	483	481
Brasil	171	162	160	161	182	215	252	315
Bolivia	41	35	30	30	30	24	24	22
Chile	24	22	21	23	29	40	41	39
Colombia	147	140	130	124	125	125	140	155
Ecuador	188	183	202	225	222	204	215	236
Guatemala	-	-	-	2	5	5	6.5	7.5
México	894	981	1207	1461	1936	2390	2734	2702
Perú	75	90	150	195	191	184	198	171
Trinidad-Tobago	224	230	240	215	211	240	282	158
Venezuela	2294	2238	2166	2356	2167	2093	1826	1791
Otros	-	-	-	-	-	-	0.6	0.5
T O T A L	4456	4512	4758	5259	5586	6017	6202.1	6078

Fuente: International Petroleum Encyclopedia 1984.

Las mayores reducciones del consumo ocurrieron en los países industrializados de Europa Occidental y América del Norte, con tasas de decremento de 2.41 % y 2.15 % promedio anual respectivamente, que se tradujeron en una baja total de 5 MMBD para las dos regiones entre 1976 y 1983.

Mientras tanto, en las demás regiones se produjo un incremento del consumo petrolero a ritmos muy diversos: África experimentó el crecimiento más acelerado con 5.4 % promedio anual, seguido de América Latina con 3.54 % al año, Medio Oriente con 2.93 % y los países socialistas con 2.07 % anual. El área de Asia/Pacífico mantuvo su consumo prácticamente sin variaciones a lo largo del período.

Los países de Latinoamérica resintieron el impacto de las negativas condiciones económicas internacionales y, en lo que respecta al consumo de petróleo, pueden diferenciarse dos etapas entre 1976 y 1983, en las cuales el ritmo de crecimiento de la demanda petrolera se desaceleró; después de haber registrado una tasa de 5.8 % promedio anual entre 1976 y 1979, de este último año a 1983 creció solo a razón de 1.9 % anual.

Sin embargo, en muchos países del área el consumo de petrolíferos decrece entre 1980 y 1983, siendo las tasas negativas más importantes las registradas en Perú (-5 %), Argentina (-3.5 %) y Brasil (-2.9 %). La reducción del consumo en México, resultado de la crisis económica y de la política de precios que eliminó una parte sustancial de los subsidios a los energéticos, fue solo de -0.5 % anual promedio. En el transcurso de estos cuatro años, otras economías importantes de la región elevaron su demanda petrolera a altas tasas anuales, como por ejemplo Colombia (8.51 %) y Venezuela (4.9 %) (20).

Exceptuando los dos países mencionados, se puede observar un descenso

generalizado de la participación del petróleo dentro de la estructura del consumo energético total en alrededor de 5 puntos porcentuales para los principales consumidores latinoamericanos (Brasil, México y Argentina). En términos volumétricos, los mayores consumos unitarios de petróleo en 1983 se dieron en México con 1.3 MMBD, Brasil con 0.97 MMBD, Argentina con 0.48 MMBD y Venezuela con 0.45 MMBD. Las demandas individuales de los demás países no alcanzaron a 0.250 MMBD. Como puede observarse, el 80 % del consumo petrolero de la región se concentró en los cuatro primeros países.

Haciendo un balance entre la producción y el consumo petrolero, América Latina resultó una región excedentaria, esto es, con exportaciones netas, las cuales crecieron a un promedio anual de 10.45 % entre 1976 y 1983. Este crecimiento se sustentó en el aumento de la producción mexicana, en primer lugar, seguida del mantenimiento de las exportaciones venezolanas -no obstante que éstas últimas decrecieron en respuesta a las directrices de la OPEP orientadas a sostener los precios a través de la reducción de la oferta a partir de 1981.

México y Venezuela concentraron el grueso de las exportaciones regionales que ascendieron a cerca de 1.4 MMBD en cada caso para 1983. Exportadores menores fueron Trinidad-Tobago, Ecuador y Perú. Mientras tanto, el mayor importador fue Brasil con volúmenes que pasaron de 0.82 a 1.0 MMBD entre 1976 y 1980; para 1983 las adquisiciones brasileñas se habían reducido a 0.65 MMBD, gracias al incremento de la oferta interna de petróleo y a la puesta en marcha del programa de producción de alcohol para combinar o sustituir a la gasolina (21).

3. G A S N A T U R A L

El gas natural es el tercer energético en importancia en el balance mundial de energía y ocupa un lugar destacado en la oferta energética de algunos países. El consumo de este hidrocarburo ha ido adquiriendo una importancia creciente, tanto por su disponibilidad como por el hecho de tratarse de un combustible limpio en relación a los derivados petrolíferos o al carbón y cuya utilización es recomendada para disminuir los efectos de la contaminación ambiental resultante de la transformación energética. Sin embargo, debe señalarse que su uso se encuentra limitado a las áreas productoras y a las regiones de continuidad o cercanía geográfica, las cuales son abastecidas por gasoductos, ya que el transporte interoceánico requiere de costosos procesos de licuefacción, lo que ha determinado un comercio internacional reducido cuando son necesarias travesías marítimas.

3.1 Reservas

Las reservas de gas natural, considerando los yacimientos de gas seco así como el volumen asociado con el petróleo, aumentaron significativamente entre 1976 y 1983, pasando de 2,343,223 a 3,199,950 miles de millones de pies cúbicos (22); este incremento global equivalió a una tasa media de 4.2 % anual.

La mayor parte de las reservas (44 %) estaban concentradas en la Unión Soviética, seguidas por las de los países del Medio Oriente (24 %). También estos países sobresalieron por las tasas de elevación de sus reservas entre los años señaladas que alcanzaron 5.8 % y 5.5 % anual respectivamente.

En términos generales, las reservas de América Latina en 1983 fueron superiores a las europeas y asiáticas y del mismo orden que las

africanas; no obstante, representaron dos terceras partes de las norteamericanas y proporciones ínfimas comparadas con las del Medio Oriente y las soviéticas.

Analizando ahora detalladamente la evolución de las reservas gasíferas del área latinoamericana, éstas se duplicaron en el período que abarca el estudio, elevándose de 90,325 a 186,396 miles de millones de pies cúbicos (23), crecimiento equivalente a una tasa promedio anual de casi 11 %, es decir, 2.6 veces mayor al incremento registrado en el resto del mundo. Sin embargo, en 1983 solo representaban el 6 % de las reservas mundiales de gas.

Para fines del período observado, las principales reservas de la región, en orden de importancia, se encontraban en México, Venezuela y Argentina, que en conjunto, representaron el 83 % del total del subcontinente y estaban comprendidas en un rango entre los 25,000 y 75,000 miles de millones de pies cúbicos.

En México, el crecimiento de las reservas fue paralelo al de las de crudo, por tratarse en su mayor parte de gas asociado al petróleo. Así, las reservas pasaron de 12,000 a 75,352 miles de millones de pies cúbicos entre 1976 y 1983, crecimiento que respondió a una tasa promedio anual de 30 %. En estos años, Argentina tuvo también una alta tasa de incremento de sus reservas de 20 % promedio anual. En este caso, se debió al descubrimiento de importantes cuencas gasíferas en la provincia de Neuquén, cercana a la Cordillera de los Andes; respondiendo al ritmo de crecimiento mencionado, las reservas se elevaron de 6,960 a 23,974 miles de millones de pies cúbicos.

Por su parte, en Venezuela las reservas crecieron moderadamente en comparación con los dos casos anteriores, a un promedio de 4.3 % al año y

partiendo de 40,700 miles de millones de pies cúbicos en 1976 se alcanzaron los 54,546 en 1983. En Trinidad -Tobago se cuadruplicaron las reservas al pasar de 3,425 a 13,100 miles de millones de pies cúbicos en los ocho años analizados. Del resto de los países latinoamericanos, se puede mencionar a Bolivia que mantuvo sus reservas en el orden de los 5,000 miles de millones de pies cúbicos. Este país, a pesar de sus limitadas reservas, exportó durante todo el periodo pequeños volúmenes de gas a Argentina y contemplaba proyectos de ventas a Brasil.

Paralelamente al aumento de las reservas petroleras, Brasil incrementó las de gas natural a un acelerado ritmo de 17 % promedio anual, triplicándolas al pasar de 900 a 2669 miles de millones de pies cúbicos.

En estos años, Ecuador se destacó por la velocidad de la caída de sus reservas, que promediaron - 16 % anual y las llevaron de 12,000 a 3,526 miles de millones de pies cúbicos (24).

3.2 Producción

La producción mundial de gas natural entre 1976 y 1983 tuvo un crecimiento anual de apenas 2 %, pasando de 23.6 a 27.1 millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente (MMBDFCE) (25). La Unión Soviética concentró en 1983 el 40 % de la producción mundial, seguida de Norteamérica que con solo 9 % de las reservas totales, produjo más de una cuarta parte de la oferta global; esto significa que la URSS, Estados Unidos y Canadá acumularon el 75 % del gas producido en todo el mundo. El Medio Oriente, a pesar de sus enormes reservas, escasamente produjo 3 %, en tanto que América Latina y Europa Occidental se ubicaron en 7 % y 11 % respectivamente.

Las tasas anuales de crecimiento más destacables de la producción gasífera fueron las de Latinoamérica con 6.9 % y URSS con 6.6 %, en tanto

que Norteamérica se destacó por su tasa negativa de 2.4 % anual, al pasar de 11.2 a 9.4 MMBDFCE entre 1976 y 1983. Para este último año, la producción de la URSS equivalió a casi 11 MMBD de crudo y la latinoamericana a solo 1.88 MMBDFCE. Europa Occidental se mantuvo produciendo alrededor de 2.9 MMBDFCE (26).

Cuadro 1.7

Reservas mundiales de gas natural en 1983

- miles de millones de pies cúbicos -

<u>P A I S</u>	<u>RESERVAS</u>	<u>% DEL TOTAL</u>
<u>Mundiales</u>	<u>3,199,950</u>	<u>100.0</u>
Unión Soviética	1,400,000	43.8
Irán	480,000	15.0
Estados Unidos	198,000	6.2
Arabia Saudita	121,000	3.8
Argelia	110,200	3.4
Canadá	90,500	2.8
México	75,352	2.4
Qatar	62,000	1.9
Noruega	58,800	1.8
Venezuela	54,546	1.7
Argentina	24,420	0.8

Fuente: International Petroleum Encyclopedia 1984.

Del total producido en América Latina, los volúmenes más importantes correspondieron a los poseedores de las mayores reservas, en el mismo orden: México, Venezuela y Argentina. La producción mexicana se duplicó en los ocho años del periodo, alcanzando 0.83 MMBDFCE en 1983; la argentina creció a un ritmo anual de 5 % y llegó a 0.27 MMBDFCE y la venezolana tuvo un crecimiento más moderado, de 3 % anual que le permitió producir 0.38 MMBDFCE al final del lapso (27). Como se puede observar, los tres países produjeron el 80 % de la oferta total de gas natural en 1983.

Es importante destacar que para el último año mencionado, el gas natural representaba proporciones relevantes dentro del total de la producción de energía primaria, destacándose Bolivia con 65 %, Trinidad-Tobago con 40 % y Argentina con 30 %; en un rango comprendido entre 15 y 20 % se encontraban Chile, Colombia, México y Venezuela.

3.3 Consumo

El consumo de gas natural en el mundo aumentó 2.2 % promedio anual entre 1976 y 1983, pasando de 22.9 a 26.7 MMBDFCE. Las mayores áreas consumidoras fueron los países socialistas (principalmente la URSS) y América del Norte con aproximadamente 37 % del total cada una, y Europa Occidental con 14 %. América Latina, si bien su consumo registró un crecimiento cercano al 6 % anual, su participación en el total mundial solo representó 6.7 % en 1983, al alcanzar 1.80 MMBDFCE (28).

México fue el mayor consumidor con 0.78 MMBDFCE que equivalieron a casi 32 % de su consumo total de energía primaria. En segundo término se ubicó Venezuela con 0.38 MMBDFCE que representaron el 40 % de la energía consumida y en tercer lugar Argentina, con 0.31 MMBDFCE equivalente a casi 35 % del total de energía que consumió en 1983 (29).

El comercio interregional de gas natural es insignificante; por

ejemplo, las compras argentinas a Bolivia representaron en 1983 solo 40,000 BDPCE y de una magnitud semejante fueron las exportaciones mexicanas a Estados Unidos.

4. CARBÓN

El carbón mineral, energético sobre el que se sustentó la Revolución Industrial y principal fuente de energía en las primeras décadas del presente siglo, fue desplazado por el petróleo, en especial, después de la Segunda Guerra Mundial. Las razones de este desplazamiento se pueden encontrar en el costo de producción, la facilidad del transporte, la calidad del combustible en cuanto a los efectos ecológicos, tanto en la producción como en su consumo y la amplitud de usos de los combustibles líquidos sobre los sólidos, así como en la variedad de sus derivados utilizables en el sector de transporte.

4.1 Reservas

Los recursos carboníferos son enormes y la mayor parte de ellos se encuentran en países industrializados, tanto capitalistas como socialistas, y su utilización ha ido en aumento a partir de los incrementos de los precios petroleros en la década de los 70. Su participación en el balance energético mundial es de segundo orden de importancia, después del petróleo, alcanzando en 1983, 30.3 % del total.

Los recursos de carbón estimados en sitio se elevaban en 1984 a 2,105,000 millones de toneladas, incluyendo los bituminosos y la antracita, los sub-bituminosos y el lignito (30). De esta cantidad, más de una tercera parte se encontraban en la República Popular China, 21 % en Estados Unidos y 14 % en la Unión Soviética, en tanto que a América Latina solo le

correspondía 1,2 % del total.

Pero si se consideran las reservas probadas recuperables, las magnitudes son significativamente menores y la distribución geográfica también varía. Se calcularon las reservas probadas mundiales en 838,000 millones de toneladas y las más importantes se localizaban en Estados Unidos con 31 % del total, seguidas por las soviéticas (29 %). Otros países con reservas del orden de los 65,000 a 40,000 millones de toneladas eran Australia, Republica Federal Alemana, Sudáfrica y Polonia. En el caso de nuestro subcontinente, las exiguas reservas carboníferas le otorgaban menos del 1 % del total mundial (31).

Las mayores reservas probadas latinoamericanas, según la Conferencia Mundial de Energía se encontraban en Brasil, seguidas por las mexicanas.

Cuadro 1.8

Reservas probadas recuperables de carbón

- millones de toneladas -

P A I S	RESERVAS	% DEL TOTAL
<u>Mundiales</u>	<u>838,000</u>	<u>100.0</u>
Estados Unidos	263,840	31.5
Unión Soviética	244,700	29.2
Australia	65,700	7.8
R.F.A.	59,070	7.0
Sudáfrica	58,400	7.0

Fuente: Elaborado con información de World Energy Conference 1984

Cuadro 1.9

América Latina: Recursos y reservas carboníferos

- millones de toneladas -

P A I S	RECURSOS	RESERVAS PROBADAS	RECURSOS ADICIONALES
	EN SITIO	RECUPERABLES	ESTIMADOS EN SITIO
Argentina	195	130	7735
Brasil	3098	2343	27916
Chile	4579	1181	125
Colombia	2073	1035	7990
Ecuador	-	18	6
Haití	13	-	27
Honduras	21		
México	2401	1917	2752
Perú	28	-	856
Venezuela	509	372	2251
<u>T O T A L</u>	<u>12917</u>	<u>6996</u>	<u>49658</u>

Fuente: Elaborado con información de World Energy Conference: Survey of Energy Resources, 1986.

4.2 Consumo

Entre 1976 y 1983 el consumo mundial de carbón se acrecentó a un promedio de 2.3 % anual, al pasar de 35.9 a 42.2 MMBDPCE (32). Los mayores consumos se produjeron en las economías centralmente planificadas, países que consumieron 19.2 MMBDPCE en el primer año y 22,1 MMBDPCE en el

segundo, acumulando el 53,5 % del consumo mundial al inicio del periodo y 52.3 % al término del mismo. En orden de importancia siguieron los países de América del Norte, quienes mantuvieron un consumo equivalente al 20.5 % del total. En el caso de América Latina, la utilización del carbón no alcanzó al 1 % del consumo mundial.

Entre los países latinoamericanos, en 1983, los mayores consumos de carbón se dieron en Brasil, Colombia y México; en el primero representó unos 140,000 BDPCE y en los otros dos no excedió de 70,000 BDPCE. Argentina consumió el equivalente a 10,000 barriles diarios de petróleo.

A Colombia le correspondió la mayor participación del carbón en su consumo total de energía primaria con 13.1 %, seguido de Chile con casi 12 %, Brasil 4.5 % y México 2.4 %. Para Argentina esa participación no alcanzó el 1 % del consumo energético total (33).

Las mayores importaciones del área las realizó Brasil con 80,000 BDPCE, seguidas de las argentinas de 10,000 BDPCE, en tanto que de las exportaciones realizadas en 1983, Argentina superó ligeramente sus compras al exterior y Colombia exportó una cantidad menor a la mitad argentina.

Para concluir puede decirse que el carbón latinoamericano no tiene ninguna relevancia a nivel mundial, tanto en términos de reservas, como de producción y consumo. Sin embargo, al interior de países como Colombia, Brasil y México este energético adquiere cierta significación; en el primer caso por su aportación al consumo total de energía primaria y por las posibilidades de exportación cuando se incentive la explotación. En el segundo país, por la calidad de autosuficiente para abastecer a su industria siderúrgica y en el caso mexicano, aunque de reservas limitadas, colabora en la diversificación energética para la generación de electricidad, así como para los requerimientos de su industria siderúrgica.

5. HIDROELECTRICIDAD

La fuerza hidráulica ha sido utilizada desde tiempos remotos en la realización de trabajos mecánicos, que permitieron al hombre contar con una fuerza importante y adicional a la humana y animal. Su utilización para la generación de electricidad es mucho más reciente y su aprovechamiento para este fin se ha venido ampliando, pero sin alcanzar una participación relevante en la producción total de energía primaria. La hidroelectricidad tiene la gran ventaja de usar como combustible un recurso renovable que es el agua, además de las obras colaterales de irrigación, control y navegación fluvial, etc.; sin embargo, su mayor desventaja consiste en las fuertes inversiones necesarias para la construcción de su infraestructura.

Si bien su aportación a la oferta total de energía primaria es reducida, su participación en la generación total de electricidad alcanza, en algunos países, proporciones que rebasan el 50 %.

5.1 Recursos

De acuerdo con la información de la Conferencia Mundial de la Energía de 1986, el potencial teórico bruto de los recursos hidráulicos mundiales aprovechables para la generación eléctrica ascendían en 1984 a más de 30 millones de Gigawatt/hora (GWH), de los cuales poco más de una tercera parte estaban localizados en América Latina. Sin embargo, la capacidad utilizable era mucho más reducida. Complementando la fuente citada con estadísticas de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE), el potencial de los recursos susceptibles de explotarse en nuestra región alcanzaban 2.5 millones GWH, equivalentes al 26 % del total mundial y posibles de generarse con la instalación de 600,000 MWe (34).

Los países latinoamericanos con mayores potenciales hidráulicos son Brasil con 37 % del total (932,000 GWH/213,000 MWe), Colombia, Perú, Argentina,

México y Venezuela, países que acumulaban casi el 83 % del total regional.

Cuadro 1.10

América Latina: Potencial hidroeléctrico

P A I S	1,000 GWH	1,000 MWe	% del total de GWH
<u>Total A.L.</u>	<u>2,500</u>	<u>600</u>	<u>100</u>
Brasil	932	213	37
Colombia	438	100	17.5
Perú	220	58	8.8
Argentina	170	45	6.8
México	170	40	6.8
Venezuela	140	36	5.6

Fuente: DLANE: Estadísticas Energéticas de América Latina, 1984.

5.2 Capacidad instalada

Considerando el total de la capacidad de generación eléctrica instalada en el mundo, aproximadamente una cuarta parte es atribuible a la hidroenergía; esto significa el doble de la nuclear, pero solo una tercera parte de la termoeléctrica.

Los cuatro países con mayor capacidad hidroeléctrica instalada eran (en 1985) Estados Unidos 85,000 Mwe, la URSS 61,250 Mwe, Canadá 57,500 Mwe y Brasil 36,900 Mwe. A América Latina en su conjunto le correspondieron 66,500 MWE equivalentes a alrededor del 13 % mundial (35).

En cuanto a su participación en la capacidad de generación eléctrica

regional, la hidroelectricidad aportaba 57 %, en tanto que a la termoeléctrica le correspondía 41 % y el resto era atribuible a la nucleoelectricidad y la geotermia.

El aprovechamiento de la hidroenergía, con relación a su enorme potencial, se situaba en cerca de 20 % considerando la capacidad instalada y la que se estaba construyendo en 1984. Más de la mitad de la capacidad instalada le correspondió a Brasil con 35,000 MWe, en tanto que los demás países del área disponían de capacidades muy reducidas: México 6,500 MWe, Argentina 5,360 MWe y Venezuela 4,420 MWe; en conjunto, los cuatro países mencionados acumulaban 83 % de la capacidad de generación hidroeléctrica total de América Latina.

Para 1984 se estaban construyendo casi 50,000 MWe de capacidad: 43 % en Brasil, 16 % en Paraguay, 13 % en Venezuela, 11 % en Argentina y casi 10 % en Colombia. Debe destacarse que más de las dos terceras partes de las construcciones se ubicaban en la Cuenca del Plata.

Para ese mismo año, estaba planeada la construcción de una capacidad hidroeléctrica de aproximadamente 140,000 MWe, cuyos dos tercios se concentraban en Argentina (27,800 MWe), Brasil (21,400 MWe), México (16,800 MWe), Colombia (19,500 MWe) y Perú (13,500 MWe) (36). Sin embargo, los grandes requerimientos de inversión de los proyectos y las precarias condiciones financieras de estos países, hacían poco probable su realización a mediano plazo, teniendo en cuenta que los escasos recursos disponibles han retardado mucho la terminación de las centrales en construcción y que el financiamiento internacional para este tipo de obras se encuentra estancado.

Como porcentaje de la producción total de energía primaria, la hidroelectricidad representaba una importante aportación en varios países

del área, alcanzando casi 70 % en Uruguay, 40 % en Costa Rica y 37 % en Brasil. Para las otras economías importantes de América Latina, su participación fue muy reducida y no llegó a superar el 5 % en los casos de Venezuela, Argentina y México (37).

5.3 Consumo

El consumo de hidroeléctricidad a nivel mundial tuvo una escasa participación en el consumo total de energía primaria, aún cuando entre 1976 y 1983 se incrementó a una tasa promedio de 3.75 % anual, al pasar de 7.30 a 9.40 MMBDFCE (38). Este incremento representó una alza en su porcentaje del consumo mundial de energía primaria de 5.8 % en 1976 a 6.8 % en 1983.

Las regiones con el mayor consumo de este energético, en 1983, fueron América del Norte con 32 %, Europa Occidental con 24 %, la economías centralmente planificadas con 19 % y América Latina con solo 11 % del total mundial.

En nuestro subcontinente, el consumo hidroeléctrico creció a razón de 5.6 % promedio anual y como porcentaje del consumo total de energía primaria, se mantuvo en alrededor del 15 % en el periodo indicado, aunque en términos volumétricos pasó de 0.72 a 1.06 MMBDFCE.

6. URANIO

6.1 Reservas

Para 1983 las mayores reservas de uranio, considerando los recursos razonablemente asegurados, se encontraban en Estados Unidos con 1.1 millones de toneladas, volumen que representaban el 40 % de las mundiales, seguido por Canadá con 0.76 millones y, con cantidades cercanas al 10 % de las totales, África y Australia (39). Las reservas de la Unión Soviética no aparecen en las estadísticas mundiales debido al carácter de secreto de

Estado que tienen.

Cuadro 1.11

América Latina: Capacidad hidroeléctrica
- en MWe -

P A I S	CAPACIDAD INSTALADA	CAPACIDAD EN CONSTRUCCION	CAPACIDAD PLANEADA
Argentina	5,360	5,600	27,800
Bolivia	304	-	10,296
Brasil	35,524	21,235	21,416
Chile	1,765	490	8,508
Colombia	2,908	4,731	19,512
Costa Rica	444	264	1,473
R. Dominicana	188	143	673
Ecuador	1,088	656	1,715
El Salvador	242	180	120
Guatemala	488	-	600
Guyana	2	-	2,200
Honduras	430	-	4,650
Jamaica	20	1	30
México	6,532	1,172	16,851
Nicaragua	103	-	2,091
Panamá	597	-	731
Paraguay	540	7,975	2,000
Perú	1,635	567	13,557
Surinam	189	-	300
Uruguay	881	-	282
Venezuela	4,418	6,430	6,796
T O T A L	63,658	49,444	141,601

Fuente: Elaborado con información de World Energy Conference: Survey of Energy Resources, 1986.

Los recursos uraníferos latinoamericanos se situaban entre 0.100 y 0.130 millones de toneladas, correspondiendo el mayor volumen a Brasil con 73,500 toneladas, seguido por Argentina (38,600 ton.) y con aproximadamente 10,000 toneladas cada uno México y Venezuela. Con este energético se repite la situación del carbón en cuanto que la región cuenta con proporciones insignificantes en relación a las mundiales: entre 4 y 5 % (40).

Con respecto a los recursos adicionales estimados también la cantidad de uranio latinoamericano es mínima y se calculaba entre 0.15 y 0.18 millones de toneladas frente a 2.3 millones de las mundiales (7-8 %). Dentro de este concepto, los mayores recursos se encontraban en África (32 %) y en Estados Unidos (26 %).

Según la OLADE, en 1980, los recursos razonablemente asegurados-inferidos (asimilables a los adicionales estimados) eran de 78,000 ton. en Brasil, 63,000 ton. en Argentina, 20,000 ton. en Venezuela, 14,500 ton en México y 5,100 ton en Chile (41).

6.2 Consumo

La nucleoelectricidad ha sido utilizada para desplazar importantes cantidades de petrolíferos que se consumían en la generación de electricidad. Así, entre 1976 y 1983 el consumo de nucleenergía se incrementó a una tasa promedio de 12 % anual, pasando de 2.15 a 4.75 MMBDPCE (42).

Al final de periodo analizado, el 72 % del consumo se concentró en América del Norte y Europa Occidental, otro 15 % en Asia (Japón en especial) y 12 % en los países socialistas, particularmente la URSS. América Latina solo tenía funcionando una central nucleoelectrica en Argentina, de forma tal que su participación en el consumo mundial fue de 0.30 %. Aunque se considerara la segunda central argentina y las que estaban en construcción

en Brasil y México, la participación latinoamericana no hubiese sobrepasado el 1 %.

7. GEOTERMIA

Esta fuente energética representa buenas posibilidades de incremento de la oferta de energía en algunos países latinoamericanos como México y las naciones centroamericanas. A nivel mundial, la Conferencia de la Energía, estimó los recursos globales para la generación geotérmica en 100 millones GWH, pero hasta el momento, su aprovechamiento es muy limitado y en 1984 solo se habían producido 26,475 GWH (43).

En el caso latinoamericano, los países de la región central y México disponen de un importante potencial; OLADE lo calculaba en 55,500 GWH, correspondiendo a México más de la tercera parte, Costa Rica y Guatemala acumulaban 20 % cada una y magnitudes menores se otorgaban a Nicaragua, El Salvador y Panamá. Este potencial permitiría la instalación de centrales con una capacidad de generación de aproximadamente 3,500 MWe en México, 2,880 MWe en Nicaragua y 1,800 MWe en Guatemala.

La capacidad de generación geotérmica en 1985 alcanzaba los 425 MWe en México, 95 MWe en El Salvador y 35 MWe en Nicaragua. En el primer país la aportación geotérmica a la capacidad eléctrica total instalada era de apenas 2 %, en tanto que en los otros países alcanzaba porcentajes significativos de 19 % y 9 % respectivamente (44).

RESUMEN

Las magnitudes del consumo de energía primaria se encuentran directamente relacionadas con cierto número de factores, entre los cuales destacan el nivel y tipo de actividades económicas, la población, las condiciones climatológicas, la extensión y el sistema de transporte, entre otros, siendo el primero el más determinante. Las condiciones del desarrollo de América

Latina en 1983 determinaron una baja demanda energética que solo representó 9 % del consumo mundial de energía primaria. Entre los países del área, los cuatro con mayor desarrollo relativo acumularon en ese año el 80 % del consumo regional, en el siguiente orden: Brasil 33 %, México 27 %, Venezuela y Argentina con 10 % cada uno.

La oferta energética latinoamericana superó a la demanda debido, principalmente, a las producciones excedentarias de petróleo de México, Venezuela, Ecuador y Trinidad-Tobago. De una producción total equivalente a 12 MMBD de petróleo, el 36 % correspondió a México, 40 % compartido en partes iguales por Brasil y Venezuela y solo 7.4 % a Argentina. Brasil fue el país con mayor déficit originado en sus importaciones petroleras, en tanto que Argentina presentó una balanza energética equilibrada.

En lo que se refiere al petróleo crudo, entre 1976 y 1983, las reservas crecieron a un ritmo promedio de 13.5 % anual, alcanzando los 82,000 millones de barriles, volumen equivalente tan solo al 12 % de las reservas mundiales. El incremento de las reservas en 2.4 veces estuvo determinado por los descubrimientos mexicanos y venezolanos, países que acumularon el 89 % del total regional en 1983. Argentina solo disponía de reservas por 2430 millones de barriles, en tanto que las venezolanas alcanzaban 25,000 y las mexicanas ascendían a 48,000 millones de barriles.

Este aumento de las reservas se tradujo en un acelerado crecimiento de la producción que promedió 4.5 % anual entre 1976 y 1983, alcanzando este último año 6.1 MMBD, pero mientras México triplicaba su oferta, Venezuela la redujo para adecuarla a las directrices de la OPEP; en tanto que la producción argentina creció a una tasa media de 2.7 % anual, llegando a los 0.48 MMBD que representaron apenas el 8 % de la oferta petrolera total de América Latina.

El consumo petrolero evidenció una alta tasa de crecimiento de 6 % anual de 1976 a 1979, para luego reducirse a una tercera parte entre 1980 a 1983, como reacción a los incrementos de los precios (periodo en el cual alcanzaron las máximas cotizaciones históricas) y por la recesión económica en que se vió sumida el área. El principal consumidor fue México con 1.3 0 MMBED, seguido por Brasil con 0.97 MMBED, mientras que Argentina y Venezuela consumieron poco menos de 0.50 MMBED cada uno. Las exportaciones petroleras crecieron más de 10 % anual, correspondiendo a México y Venezuela los mayores volúmenes con alrededor de 1.4 MMBED cada uno en 1983.

En comparación con las mundiales, las reservas de gas natural del área solo equivalieron en 1983 a 6 %, aún cuando se habían duplicado desde 1976. Las mayores concentraciones de este energético se encontraban en México, Venezuela y Argentina y a los mismos países correspondieron las más altas ofertas y demandas regionales.

El carbón no es una fuente de energía importante en Latinoamérica y sus reservas suman un porcentaje insignificante respecto a las mundiales; sin embargo, al interior de algunos países, constituye un elemento significativo del consumo energético para la generación de electricidad.

Los recursos hidráulicos de América Latina acumulan la cuarta parte del potencial teórico bruto mundial, concentrados en su mayor parte en Brasil y seguidos por los de Colombia, Perú, Argentina, México y Venezuela. Sin embargo, su aprovechamiento todavía es limitado aún cuando en esta fuente se depositan grandes esperanzas para diversificar el consumo y desplazar al petróleo en la generación eléctrica. La capacidad instalada de la región alcanzaba el 13 % de la mundial y más de la mitad se encontraba en Brasil y una cuarta parte la representaban conjuntamente México, Argentina y Venezuela. Durante el periodo estudiado, la hidroelectricidad aportó un

promedio de 15 % del total de energía primaria consumida en Latinoamérica y en 1983 se estimaba en 1 MMBOPCE.

El uranio es otro energético escaso en la región, con alrededor del 5 % de los recursos mundiales; las mayores ocurrencias se daban en Brasil, Argentina y México y su consumo era extremadamente limitado ya que en el subcontinente solo existía una planta nucleoelectrica en operación, localizada en Argentina.

En síntesis, puede afirmarse que la región latinoamericana es energéticamente autosuficiente, con excedentes exportables importantes de petróleo crudo. Los principales recursos son los hidrocarburos y la hidroelectricidad, siendo las demás fuentes marginales; Brasil se ha destacado por ser el país más vulnerable por su dependencia de las importaciones petroleras y por el mayor esfuerzo realizado para reducirla, implementando una política energética que no solo incentivó el sector petrolero sino que también ha realizado una efectiva diversificación energética apoyada en la hidroelectricidad, la biomasa y la energía nuclear (aunque en este campo solo quede el recuerdo de un ambicioso programa). México y Venezuela eran los principales excedentarios petroleros, con una estructura energética interna altamente dependiente de los hidrocarburos. Por su parte, Argentina, se destacó como país autosuficiente y con posibilidades reales de una importante diversificación energética apoyada en los extensos recursos hidráulicos, gasíferos y de uranio.

CAPITULO 1:REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- (1) .Siete Hermanas,término acuñado por italiano Enrico Mattei para referirse a las grandes compañías petroleras :Royal Dutch Shell,British Petroleum,Exxon,Gulf,Texaco,Mobil y Social (Chevron).
- (2) .OPEC:Annual Statistical Bulletin 1985.
- (3) .International Crude Oil and Product Prices,Enero 1976.
- (4) .Idem,Enero 1979.
- (5) .Idem,Julio 1981.
- (6) .Idem,Enero 1982.
- (7) .OPEC Bulletin,Noviembre 1981.
- (8) .Idem,junio 1982.
- (9) .Oil & Gas Journal,dltimos números de 1976 a 1983.
- (10).International Crude Oil and Product Prices,Julio 1983.
- (11).Meloe,Tor:"The impact of the conservation on future oil demand",The Indonesian Petroleum Association,12 Th Annual Convention,Jakarta,Indonesia,Junio 7-8,1983,pag. 5.
- (12).Idem,pag. 6.
- (13).Idem,pag. 1.
- (14).British Petroleum:Statistical Review of the World Energy,1975-1983 y estimaciones propias.
- (15).SEMIF:Energía 1980-1985.Comparaciones Internacionales,México,1988.
- (16).Idem.
- (17).International Petroleum Encyclopedia 1983 y Oil & Gas Journal,dltimos números de 1976 a 1983.
- (18).Idem.
- (19).Estimaciones propias basadas en estadísticas de la International Petroleum Encyclopedia 1983.

- (20).Idem.
- (21).SEMIP,op. cit.
- (22).International Petroleum Encyclopedia 1983 y Oil & Gas Journal.
- (23).Idem.
- (24).Idem.
- (25).British Petroleum,op. cit.
- (26).Estimaciones propias basadas en estadísticas de la British Petroleum Statistical Review of the World Energy 1983.
- (27).British Petroleum,op. cit.
- (28).Idem.
- (29).SEMIP,op. cit.
- (30).World Energy Conference (WEC):Survey of Energy Resources,1986.
- (31).Idem.
- (32).British Petroleum,op. cit.
- (33).SEMIP,op. cit.
- (34).OLADE:Estadísticas Energéticas de América Latina,1983.
- (35).WEC,op. cit.
- (36).WEC,op. cit.
- (37).SEMIP,op. cit.
- (38).British Petroleum,op. cit.
- (39).WEC,op. cit.
- (40).British Petroleum y OLADE,op. cit.
- (41).OLADE,op. cit.
- (42).British Petroleum,op. cit.
- (43).WEC,op. cit.
- (44).SEMIP,op. cit.

III. CAPITULO 2

LA SITUACION ENERGETICA DEL PERIODO 1976-1983

1. Contexto histórico y lineamientos generales de política económica

Los siguientes párrafos tienen por objeto describir el contexto político y económico de Argentina antes del advenimiento de los militares al gobierno, así como los lineamientos económicos generales del período 1976-1983.

Las elecciones generales de marzo de 1973 pusieron fin al gobierno militar de facto iniciado en 1966 con el derrocamiento del presidente constitucional Dr. Arturo Illia. Por abrumadora mayoría, el Partido Justicialista triunfó en esa oportunidad y, exceptuando el breve período de la presidencia del Dr. Héctor Cámpora, el gral. Juan Domingo Perón accedió por tercera y única ocasión en la historia argentina a la Primera Magistratura del país.

A la muerte del gral Perón ocurrida en julio de 1974, su esposa, María Estela Martínez (Isabelita), asumió el gobierno en su calidad de vicepresidente y de acuerdo con las normas constitucionales de sucesión presidencial en primera instancia.

Los dos años del gobierno de Isabelita se caracterizaron por una gran inestabilidad políticoeconómica, que sumió a la nación en la peor de las crisis vividas hasta entonces. Los infortunados resultados de las políticas económicas ensayadas, el gran descontento popular, el accionar de los grupos paramilitares de extrema derecha y de extrema izquierda y la incapacidad

del gobierno para contrarrestar los efectos desestabilizadores, sirvieron de elementos justificatorios para la nueva irrupción de los militares en la vida política argentina. El gobierno elegido por el pueblo fue derrocado en abril de 1976 y se inició el periodo histórico más oscuro y trágico, conocido como "Proceso de Reorganización Nacional" y que se prolongaría hasta 1983.

El gobierno dictatorial de las fuerzas armadas, entre 1976 y 1983, estuvo representado por los comandantes del Ejército que, en orden cronológico fueron los generales Videla, Viola, Galtieri y Bignone, éste último responsable de la convocatoria a elecciones generales y de la transición hacia la democracia después de la desgraciada aventura de las Islas Malvinas de su antecesor.

A continuación se procederá a describir los lineamientos generales de la política económica desarrollada por el régimen militar, que sirvieron de marco a la política del sector energético y que, de manera importante, condicionaron su desarrollo e influyeron en su situación general.

El gobierno militar iniciado en abril de 1976 heredó una situación extremadamente caótica cuyos elementos preponderantes pueden resumirse como sigue (para el primer trimestre de 1976): una inflación anual del de 3000 %, un déficit fiscal de 13 % del PIB, unas reservas monetarias casi inexistentes y un estado cercano a la cesación de pagos al exterior (1).

En estas condiciones y de acuerdo con el economista Aldo Ferrer, el gabinete económico que tomó las riendas del país, estableció como marco teórico para el desarrollo económico argentino el enfoque monetario de la balanza de pagos generado en la Escuela de Chicago, no obstante el rechazo que hacían de esta filiación, argumentando que se trataba de una política

pragmática y realista. Según Ferrer, las principales líneas del discurso monetarista se resumían como sigue: "El mercado interno es muy reducido para sostener una estructura industrial diversificada y, en consecuencia, la sustitución de importaciones ha provocado el desarrollo de actividades ineficientes. En consecuencia, para eliminar los errores del pasado, la economía debe ser abierta a la competencia internacional. Al mismo tiempo, el sector público debe reducirse y no interferir con el funcionamiento del mercado, mecanismo básico de la distribución del ingreso y de la asignación de recursos. Es el llamado principio de subsidiaridad del Estado. Los controles de precios deben ser eliminados ... La industrialización se ha apoyado en dos subsidios: la alta protección frente a la competencia externa y tasas de interés reales negativas. La primera promovió estructuras oligopólicas y altos costos. La segunda, una asignación irracional del capital. Ambos subsidios deben ser eliminados ... La equiparación de los precios relativos internos con los internacionales permitirá una reasignación de recursos hacia los sectores competitivos. Esto posibilitará un crecimiento de la producción, del ingreso, del producto por hombre ocupado y, eventualmente, del empleo" (2).

Este reordenamiento profundo de la economía argentina implicaba su estrecha integración con la internacional, por un lado, incrementando el volumen de las exportaciones de aquellos sectores calificados de competitivos y, por otro, obligando a la industria local a una renovación tecnológica de avanzada, lo cual se lograría con mayores importaciones liquidadas con el crédito externo, las inversiones extranjeras y la expansión de las exportaciones; para ello era necesario centralizar el capital y promover aquellos sectores con ventajas comparativas

internacionales reconocidas. Sin embargo, el logro de estas medidas implicaban costos socioeconómicos altos, "ninguno de estos objetivos podía alcanzarse sin atacar frontalmente las conquistas sociales y laborales, reducir drásticamente el salario real de los trabajadores, reorganizar sobre nuevas bases el mercado de trabajo y la estructura social, disminuir el gasto público complementario al salario y reducir el peso de las empresas medianas y pequeñas, o sea, la burguesía marginal"(3).

Resultaba evidente que el propósito del gobierno era la implementación de una economía abierta, prácticamente especializada en la producción agropecuaria y sus ramas derivadas, en el marco de una nueva asignación de la división internacional del trabajo, por tratarse de actividades competitivas a nivel mundial, esto significaba retroceder al esquema agroexportador de finales de siglo pasado y principios del actual, donde le estaba reservado a Argentina el rol de abastecedor de cereales y carnes a las potencias de entonces, pero con el agravante de que los mercados eran definitivamente diferentes a los de la época analizada, donde debía enfrentar a competidores industrializados como Estados Unidos, Canadá, de la Comunidad Económica Europea, Australia y Nueva Zelanda, muchos de ellos antiguos importadores de productos alimenticios argentinos.

Siendo el agro uno de los principales sectores de punta de la nueva política económica, se dieron varios cambios que buscaban estimular su crecimiento, pudiendo contarse entre ellos la reforma del sistema cambiario, la eliminación de derechos de exportación, la modernización tecnológica, la eliminación de minifundios, la venta de tierras del Estado a los grandes productores agropecuarios y la comercialización privada interna y externa de cereales y carnes.

Con respecto a la industria, el programa económico de 1976 prometió la liberación de precios internos, la promoción de inversiones extranjeras, la

reconstitución del mercado interno de capitales para las empresas, el aliento a la eficiencia mediante las reducciones arancelarias, la descentralización de la industria y la reforma de la ley de contratos de trabajo para alcanzar una mayor productividad. Así mismo, el gobierno se comprometió a promover las industria básicas, facilitar las inversiones, estimular las exportaciones de manufacturas y reactivar la promoción industrial.

En lo que atañe al sector público, se fijaron como objetivos la disminución del gasto y la eliminación del déficit de las empresas estatales. Para reducir el déficit fiscal se proyectó aumentar los ingresos y disminuir los gastos e inversiones, reorganizar las empresas públicas y privatizar las que había absorbido el Estado por diversas razones; se intentaba que este sector participara directamente solo en aquellas áreas donde no existiera interés o posibilidades por parte de la iniciativa privada.

Para sintetizar, se puede afirmar que "los objetivos fundamentales del programa económico consistían en transformar de manera sustancial la estructura de la economía, pasando de un sistema de industrialización extendida, protegida y no selectiva y de no aprovechamiento pleno de las ventajas comparativas, a otro basado en el disfrute de las ventajas comparativas por parte de los propietarios rurales, sin traslado de ingresos hacia la industria. En esta última, el sistema de expansión no selectiva sería sustituido por uno más competitivo en términos de costos y de baja protección. En todo momento, el gobierno antepuso el cumplimiento de los objetivos de largo plazo a los aspectos más inmediatos y fue en este sentido que la lucha antiinflacionaria quedó en un plano secundario o subordinado a la obtención de los objetivos fundamentales "(4).

Siguiendo a Aldo Ferrer en el análisis de la política económica del

periodo 1976-1983, sus rasgos principales se resumen en torno a las siguientes áreas: precios y salarios, política fiscal, apertura externa, reforma financiera y política monetaria; estos elementos conjuntos formaban el núcleo del programa económico y eran justificados e interpretados así: "La caída de los salarios reales y la participación de los asalariados en el ingreso nacional permite aumentar las ganancias y las inversiones, reducir costos y frenar la inflación. La caída de los salarios reales hasta sus costos de oportunidad permitirá sostener el empleo, pese a la reducción inicial del consumo y los efectos contractivos de las políticas fiscal y monetaria. La tasa de interés debe ser positiva en términos reales y expresar el costo de oportunidad del capital. Esto promoverá el ahorro y su asignación más productiva. El sistema financiero debe ser libre y la tasa de interés reflejar el precio del capital. El sistema financiero local debe vincularse al mercado internacional por medio del libre movimiento de fondos en el exterior. Finalmente, el tipo de cambio debe reflejar las condiciones del mercado y facilitar el ajuste de los pagos internacionales. Estas políticas deben producir inevitablemente la estabilidad de precios y el desarrollo económico" (5). Sin embargo, los resultados adversos alcanzados demostraron el completo fracaso del proyecto económico monetarista impuesto por los militares y sus cómplices nacionales y extranjeros.

El más claro indicador del fracaso del programa económico impuesto al país por el régimen del Proceso de Reorganización Nacional de 1976 a 1983 fue, sin lugar a dudas, la abultada deuda exterior acumulada durante esos años, que situó a Argentina entre los principales deudores internacionales. A los elementos que condujeron a ese creciente

endeudamiento con el exterior habría que agregarles el derivado del proceso de modernización y reposición de los equipos de las Fuerzas Armadas originados en los peligros de una guerra con Chile en 1978 y la desgraciada aventura militar de las Islas Malvinas en 1982. Aunque no se conoce con exactitud el monto de la deuda por este rubro, las estimaciones más serias la sitúan entre los 8,000 y 10,000 millones de dólares, es decir, cerca de una cuarta parte de la deuda total argentina en 1983. Como dato esclarecedor basta decir que el presupuesto de defensa y seguridad en 1981 era diez veces mayor que el de salud pública y poco más del doble del de cultura y educación.

Los economistas Schaposnik y Vacchino (6) aportan un particular análisis sobre la deuda externa que explica claramente la forma como se incrementaba la dependencia con el sistema financiero internacional. Ellos afirman que el ministro de economía había ideado el procedimiento de 'alquilar' dólares para mantenerlos como reserva del Banco Central y conseguir cierto viso de legalidad, como respaldo de la emisión monetaria. Por este medio, calculan que solo en 1980 se perdieron 10,000 millones de dólares en los siguientes conceptos: 2,400 por déficit comercial externo, 1,600 por servicios, en especial, para el endeudamiento contraído para dar un monto de solvencia a la economía argentina; el resto, 6,000 millones por remesas de ganancias de las empresas transnacionales, evasión de capitales, inversiones financieras, inmobiliarias y viajes al exterior, así como tráfico de mercancías en zonas limítrofes. Esos 10,000 millones significaron una caída de las reservas del Banco Central de 3,400 millones y un endeudamiento neto en el exterior de 6,600 millones, para mantener el nivel de nuevos ricos de entonces.

En cuanto al endeudamiento del sector público, se observa para 1979 un

incremento superior al 100 % en relación a 1976; sin embargo, la inversión en equipos duraderos de ese año y en los subsiguientes registra tasas inferiores a las de 1977; ello indica que la incorporación de estos capitales fue de neto corte especulativo y destinada a obtener ganancias aseguradas por el régimen de tipos de cambio preconocidos y garantizados por el Estado, que en un momento llegaron a tener rendimientos hasta de 4 % mensual en dólares.

En el Cuadro 2.1 se detalla la evolución de la deuda externa argentina desde 1976 a 1981, sin embargo, las magnitudes que se señalan son diferentes e inferiores a las estimadas por el Banco Mundial en sus World Debt Tables para los años 1980 a 1983. Para los dos últimos años del cuadro, la diferencia asciende a 3,038 y 3,689 millones de dólares respectivamente, para situar la deuda total en 30,200 y 39,360 millones. Para 1982 y 1983, el endeudamiento total alcanzaba 43,630 y 45090 millones de dólares, calculándose que aproximadamente tres cuartas partes correspondían al sector público y el resto al privado (la mitad de ésta garantizada por el Estado).

Un indicador que refleja el dramatismo de este fenómeno es la relación entre los intereses totales de la deuda externa pagados y las exportaciones de bienes y servicios. Entre 1977 y 1979, el servicio de la deuda era saldado dedicando entre 7.6 y 13 % del valor total de las exportaciones. A partir de 1980 y combinando el incremento de las tasas de interés en el mercado financiero internacional con el deterioro de los ingresos generados por las ventas al exterior, en particular por la caída de los precios de los cereales, el porcentaje señalado se duplicó en ese año y alcanzó a una tercera parte del valor total de las exportaciones en

1981. En los dos últimos años del gobierno militar el servicio de la deuda absorbió más de la mitad de los ingresos generados por exportaciones (7).

Cuadro 2.1

Evolución de la deuda y reservas externas 1974-1981

ANO	DEUDA PUBLICA	DEUDA PRIVADA	TOTAL	RESERVAS	DEUDA NETA
1974	4,230	2,470	6,770	1,622	5,148
1975	4,021	3,854	7,875	737	7,124
1976	5,189	3,091	8,280	1,034	7,246
1977	6,044	3,034	9,678	2,630	7,048
1978	6,357	4,139	12,489	5,516	6,980
1979	9,960	9,074	19,034	8,269	10,765
1980	14,459	12,703	27,162	9,191	17,971
1981	20,024	15,647	35,671	4,634	31,037

Fuente: Banco Central de la República Argentina, en Treber, Salvador: "La economía argentina actual 1970-1983", Ediciones Macchi, Buenos Aires, 1983, pag. 132

Cuadro 2.2

Relación entre los intereses totales pagados y las exportaciones de bienes y servicios

-en porcentajes-

1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
7.6	9.6	12.8	22.0	31.7	54.6	51.0

Fuente: F.M.I.; Balance of Payment Yearbook, CEPAL e información oficial argentina para 1983.

2. PLAN ENERGETICO NACIONAL 1977-1985

Los lineamientos fundamentales de la política energética argentina durante el gobierno del Proceso de Reorganización Nacional estaban contenidos en el Plan Energético Nacional que abarcaba de 1977 a 1985 y había sido elaborado por la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía; el Plan definía los principales aspectos energético en torno a seis grandes objetivos.

El primero de ellos era la disminución de la tasa inflacionaria, azote constante del país desde 1975, que limitaba la inversión global del Estado en obras públicas, porque sobrepasando cierto porcentaje del PIB, ésta se

convierte en un factor inflacionario; en este punto hay que recordar que todo el sector energético argentino -Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), Gas del Estado, Agua y Energía Eléctrica, incluyendo Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGRA)- pertenece al sector público de la economía.

El segundo objetivo era el aumento de la oferta de energía eléctrica y su mayor distribución nacional, a fin de garantizar su acceso a toda la población del país. El Plan preveía para 1985 un consumo per cápita de 2,100 Kwh/hab contra los 1,160 Kwh/hab de 1976, para lo cual se debía incrementar la oferta de 30,000 a cerca de 64,000 Gwh entre los dos años citados. Como elemento de comparación se señalaba que Argentina consumía en 1978 cinco veces más electricidad que Bolivia, pero solo una quinta parte del consumo de la República Federal de Alemania y una novena parte del de los Estados Unidos.

Como tercer objetivo figuraba la utilización de los recursos renovables, dando prioridad a la hidroelectricidad y la sustitución de las centrales térmicas alimentadas con hidrocarburos. En este sentido, el complejo hidroeléctrico de Chocón Cerros Colorados demostró las ventajas que ofrecía el aprovechamiento de los recursos hidráulicos para la generación de energía eléctrica y sus beneficios complementarios como son la regularización fluvial, las obras de riego, etc. Del cuadro sobre reservas energéticas probadas se desprende la importancia que reconocía el Gobierno al desarrollo de la hidroenergía; en 1976, las reservas se calculaban en 61 % hidráulicas, 25 % hidrocarburos y 14 % combustibles minerales, vegetales y uranio.

Por otra parte y en ese año, el consumo de energía se satisfizo con hidrocarburos en 84 %, la hidroelectricidad solo contribuyó con 5 % y el 11

% restante fue aportado por el carbón, combustibles vegetales y energía nuclear. Aunque estos antecedentes no dejan ninguna duda acerca de la prioridad que exigía el desarrollo del potencial hidroeléctrico, la sustitución de las centrales térmicas planteaba un problema específico: las adquisiciones hechas antes de 1976 que comprendían plantas de 1,780 Mwe cuya instalación y costos se debían afrontar. De hecho, el Plan de Equipamiento Eléctrico de la Secretaría de Energía contemplaba la instalación de esas centrales, la terminación de las obras iniciadas antes de 1976, la construcción de líneas de transmisión para unir los grandes centros de generación con los de consumo, así como las respectivas instalaciones de transformación, medición y distribución.

El cuarto objetivo se orientaba a la reducción y, en lo posible, la eliminación de la dependencia externa de hidrocarburos (aunque años después se lanzó la idea de la potencialidad de exportador). En relación con este aspecto, cabe señalar la participación de las distintas fuentes de energía en los aprovisionamientos globales de acuerdo con los estudios que fundamentaron el Plan Energético 1977-1985; para este último año, se proyectaba que el 80 % de la energía consumida provendría de los hidrocarburos y el 13.5 % de la hidro y de la nucleoelectricidad.

Los cálculos de la demanda indicaban que, incluso acelerando la puesta en servicio de plantas generadoras hidroeléctricas y nucleares, seguirían en funcionamiento numerosas centrales térmicas de vapor, turbogas y diesel. A éstas se agregaban los requerimientos de combustibles para el transporte que, salvo cierta electrificación ferroviaria, seguiría consumiendo derivados petrolíferos; con estos elementos se justificaba el alto nivel de consumo de hidrocarburos para mediados de la década de los 80.

Con el fin de entender las dificultades que conllevaba la sustitución de

fuentes energéticas es preciso considerar que para lograr una participación del 13.5 % de la hidro y la nucleoelectricidad en 1985, se requería una tasa de crecimiento anual de 14.5 % para la primera y de 10.4 % para la segunda. En cambio, la tasa de crecimiento del consumo de gas natural era de 6.6 % y la del petróleo no llegaba a 3 % anual. La demanda de energía eléctrica se proyectaba que crecería con un ritmo de 8.5 % anual, mientras que la de energía total lo haría con una tasa de solo 4.6 %.

Para 1985 se proyectaba un consumo petrolero de 630,000 barriles diarios en comparación con los 451,000 registrados en 1976. En el caso del gas natural, el consumo pasaría de 1,144 millones de pies cúbicos al día (MMPCD) a 1,632 MMPCD, para lo cual la producción se debería elevar en 46 % durante el periodo que abarcaba el Plan. Las metas de producción para 1985 y el mantenimiento de un volumen adecuado de reservas suponían el descubrimiento entre 1977 y 1985 de casi 2,000 millones de barriles de crudo y de 7,800 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. "Estos 2,000 millones de barriles de nuevas reservas a descubrir, pueden compararse con los casi 3,000 millones de barriles extraídos entre 1907 y 1977 y los 7,800 miles de millones de pies cúbicos de gas natural con los 5,650 miles de millones producidos hasta fines de 1977, para tener una cabal idea del formidable esfuerzo a realizar en pocos años" (8).

El quinto objetivo del programa recaía en la promoción de la investigación y los proyectos para utilizar las fuentes no convencionales de energía; entre ellas se consideraba no solo el aprovechamiento futuro de la energía solar, sino también de los recursos naturales disponibles en volúmenes importantes, en especial, la biomasa. Así, por ejemplo, el desecho de los bosques y los residuos de las agroindustrias, los cuales contienen energía

solar aprovechable como calor o electricidad. De esta forma se consideraba utilizar el residuo de la explotación maderera, el aserrín, la cáscara de ciertos cereales, el bagazo de la caña de azúcar y otros residuos industriales para sustituir petróleo y gas. Por su parte, la energía eólica, la geotermia y la solar de la atmósfera se consideraban sustitutos con menores impactos ecológicos para el próximo siglo.

Finalmente, el sexto objetivo comprendía las campañas de uso eficiente de la energía a través de la concientización de la población (9). Para 1980 ya se había elaborado un programa sobre conservación de energía que en la primera etapa contemplaba una serie de medidas orientadas a lograr resultados mediante la educación y responsabilidad de los consumidores. Entre las acciones más importantes, el programa preveía:

- a) Con la colaboración del Ministerio de Educación y del gobierno de la ciudad de Buenos Aires, desarrollar en los distintos niveles de enseñanza cursos de acción destinados a crear en el educando conciencia de la necesidad de una utilización racional de la energía, así como programas dedicados a la comunidad en general.
- b) Fomentar en las grandes empresas, la formación de grupos de trabajo que realizaran en forma permanente estudios e investigaciones dirigidos al aprovechamiento integral de la energía que utilizan.
- c) Solicitar a los distintos ministerios, entidades municipales y provinciales, la adopción y difusión de normas de conducta orientadas a que en sus respectivos ámbitos, se evitara el derroche, sin perjuicio de usar toda la energía necesaria para el desarrollo de las actividades.
- d) Difundir a través de revistas de instituciones y organismos representativos que desearan colaborar (Automóvil Club Argentino, cámaras empresariales, etc.) recomendaciones encaminadas a lograr economías de

energía en sus diversas aplicaciones.

e) Desarrollar seminarios y encuentros con los principales sectores consumidores de energía contando con la participación de especialistas en proyectos sobre el tema (10).

Debe destacarse que si bien éste era uno de los primeros planes de largo alcance, el logro de sus objetivos se vió postergado, en algunos aspectos, por la crisis económica que se profundizó en los últimos años de los 70, producto de la decisión de imponer un proyecto económico totalmente inadecuado para la realidad argentina. No obstante, la fuerte depresión económica contribuyó a desacelerar el crecimiento del consumo energético de forma tal que la conservación energética no resultó de una concientización de la población sino por vía de los precios y por la parálisis de un sector importante de la industria nacional.

2.1 Inversiones en el sector energético

Las innovaciones en la legislación energética, hechas por el gobierno de facto, permitieron la incorporación al sector de compañías privadas de origen nacional y extranjero, pero aún así, el peso principal de las inversiones para el desarrollo energético continuó recayendo sobre el gobierno federal. Por ejemplo, durante el periodo de 1977 a 1980 las inversiones extranjeras en Argentina totalizaron cerca de 2,500 millones de dólares, predominando las de origen estadounidense, italiano y holandés; pero lo que conviene destacar es que de ese total 34.1 % fue orientado a las actividades de exploración y explotación de crudo y gas natural (11).

Mientras tanto, la inversión pública en energía para el periodo 1979-1981

sumó 6,600 millones de dólares, que representó el 58 % del total invertido por el Estado en obras federales. Solo para 1979 las inversiones del gobierno en el sector energético alcanzaron 1,443.7 millones de dólares, que equivalieron al 39 % de la inversión total, correspondiendo 21 % a YPF y a las obras de desarrollo hidroeléctrico. En el Cuadro 2.3 puede observarse la distribución de las inversiones en energía para ese año.

Un nuevo ajuste sobre los requerimientos financieros para el Programa Energético 1979-1982 elevó a aquellos a un total de 12,000 millones de dólares (de 1979); de ese monto, 7,400 millones se debían destinar a nuevas inversiones y 3,500 millones al pago de la deuda del sector (solo YPF tenía un pasivo superior a los 5,000 millones de dólares).

Por último, para el periodo 1980-1989, se estimó necesaria una inversión pública total equivalente a los 120,000 millones de dólares y como porcentaje del PIB, ésta declinaría del 8.6 % en 1980 a 6.8 % en 1989; como porcentaje de la inversión total, también se proyectaba un descenso rápido de 50 % en 1977 a 32.8 % en 1980 y solo 23.1 % en 1989. De los proyectados 120,000 millones de dólares, 58.7 % se destinaría a inversiones en obras de competencia federal y el resto sería asignado a los presupuestos provinciales y municipales. De esos 70,400 millones, las inversiones para el sector energético absorberían 44 %, esto es, 31,000 millones que se orientarían como sigue: 23 % a la energía eléctrica (hidro, núcleo y termoelectricidad) y 21 % sería asignado a la explotación del petróleo, gas natural y carbón (12).

Cuadro 2.3

Inversiones en el sector energético en 1979

-en millones de dólares-

DESTINO	INVERSION	%
Agua y Energía Eléctrica	264.5	18.3
Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA)	47.0	3.3
Energía nuclear	152.0	10.5
Gas del Estado	92.1	6.4
Hidroelectricidad	482.7	33.5
Yacimientos Petrolíferos Fiscales	405.4	28.0
TOTAL	1,443.7	100.0

Fuente: Ministerio de Economía

2.2 Proyecciones de la demanda de energía

En las proyecciones sobre la demanda de energía que realizó el Ministerio de Economía, resaltaba la paulatina disminución del consumo de combustibles fósiles y vegetales, así como una creciente participación de la hidroelectricidad y la energía nuclear; sin embargo, dentro del primer grupo se proyectaba un importante avance del gas natural y uno poco significativo del carbón.

Para 1985 las proyecciones hechas tomando como base los años 1977 y 1980

eran prácticamente iguales (en los cuadros, la mínima diferencia puede atribuirse a los factores de conversión). Para el período que abarca hasta el año 2000, los pronósticos del Ministerio podrían compararse con los realizados por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), tomando en consideración el crecimiento del PIB.

En el Cuadro 2.4 se presenta la proyección a 1985 con año base 1977 y en ella se muestra en forma desagregada el sector de los combustibles fósiles. Es importante resaltar en este pronóstico el decremento de la participación de los derivados del petróleo durante los años comprendidos entre 1977 y 1985, que pasa de 63.6 % a 51.5 %, baja que fue compensada por el aumento del gas natural y la hidroelectricidad principalmente.

En las proyecciones realizadas en 1980 y que cubren hasta el año 2000, se hicieron algunos ajustes con respecto a 1985 en términos de participación por fuentes, ya que la demanda total prácticamente no variaba y se seguía situando en alrededor de los 1,090,000 barriles diarios de petróleo crudo equivalente (bdpce); en ella, a la hidroelectricidad le asignaba 2.4 % menos y a la nucleoelectricidad -0.3 %. Para 1985, también se proyectaba la demanda con una hipótesis de ahorro de 3 %, lo cual la llevaría a los 1,056,000 bdpce; este porcentaje de conservación iba aumentando paulatinamente hasta el año 2000, fecha en la que alcanzaba 10 % sobre la proyección original (ver Cuadro 2.5).

En cuanto a las proyecciones de OLADE tomando en consideración el crecimiento del PIB, estaban por completo desfasadas de las anteriores, exceptuando las de los años 1995 y 2000, sobre el supuesto de un incremento del PIB del 7 % anual en promedio desde 1978; en apariencia, el elemento distorcionador sería la demanda energética utilizada en el año base (1978) que es inferior en más de 20 % a la registrada en 1977. No obstante, se presenta este ejercicio de proyección en el Cuadro 2.6.

Cuadro 2.4

Proyección de la demanda de energía 1977-1985

-en 1,000 bdpce-

F U E N T E S	1977	%	1985	%
Derivados del petróleo	478.4	63.6	560.8	51.5
Gas natural	175.0	23.3	297.5	27.3
Combustibles sólidos	56.3	7.5	82.4	7.7
Hidroelectricidad	34.2	4.5	114.6	10.5
Nucleoelectricidad	8.0	1.1	32.2	3.0
T O T A L	751.9	100.0	1,087.5	100.0

Fuente: Ministerio de Economía, en OLADE: Actualidad Energética Latinoamericana, Quito, diciembre 1978, pag. 3.

Ahora bien, tomando la proyección 1980-2000 como la más realista, se debería señalar que dadas las perspectivas económicas del país, difícilmente podrían cumplirse. Con un aparato productivo casi paralizado, con obligadas economías domésticas de energía debido al deterioro de los ingresos y con una política de conservación vía precios para los combustibles en general, resultaba casi imposible imaginar un rápido aumento del consumo energético desde 1978 en adelante. Aún en un próximo programa de recuperación, la demanda energética no se incrementará a un ritmo tal que permita alcanzar lo proyectado. En estas circunstancias y a medida que la oferta se eleva, las posibilidades de llevar a cabo un proyecto de pequeño

exportador eran más claras y viables. No obstante, la experiencia internacional ha demostrado la escasa validéz de las proyecciones a largo plazo en el campo energético, modificadas sustancialmente por la ocurrencia de fenómenos fuera de control y que escapan a la mecánica económica del mercado, para situarse en el plano de las decisiones políticas difíciles de prever.

Cuadro 2.5

Proyecciones de la demanda de energía 1980-2000

-en 1000 bdpce-

AÑO	COMBUSTIBLES FOSILES						HIPOTESIS			
	Y VEGETALES		HIDRO		NUCLEAR		TOTAL		DE AHORRO	
	VOL.	%	VOL.	%	VOL.	%	VOL.	%	VOL.	%
1980	790	91.6	61	7.1	11.5	1.3	826.5	100	826.5	100
1985	973	89.2	88	8.1	29.0	2.7	1090.0	100	1056.6	3.0
1990	1196	82.2	213	14.6	46.6	3.2	1455.6	100	1383.4	5.0
1995	1422	76.2	377	20.2	67.3	3.6	1866.3	100	1736.0	7.0
2000	1707	71.5	556	23.2	126.5	5.3	2388.5	100	2150.0	10.0

Fuente: Panorama Energético Argentino, op. cit., pag. 10.

Cuadro 2.6

Proyecciones de la demanda de energía 1985-2000

-en 1,000 bdpc-

CRECIMIENTO (% PROMEDIO/ANO)	DEL				FIB
	1985	1990	1995	2000	
3.5	693.6	823.4	977.5	1,160.5	
5.7	803.3	1,059.2	1,396.6	1,841.4	
7.0	874.9	1,226.1	1,718.3	2,408.0	

Fuente:OLADE Bulletin, Quito, julio-agosto 1981, No. 21, pag. 23.

RESUMEN

El régimen militar que gobernó Argentina entre 1976 y 1983 enfrentó los graves desajustes económicos heredados con la aplicación de una política basada en el enfoque monetario de la balanza de pagos, generado por la Escuela de Chicago. Sus lineamientos fundamentales forzaban a una liberalización absoluta de la economía nacional y reducía la actuación del Estado solo en aquellas áreas donde no hubiese interés o posibilidades de participación por parte de la iniciativa privada nacional o extranjera; se trató de abrir la economía argentina a la competencia internacional y especializarla en exportaciones que dispusieran de ventajas comparativas evidentes en el mercado mundial, eliminando los subsidios y obligando a una renovación tecnológica de avanzada para poder estar en condiciones de competir en mejores condiciones en el exterior.

Las consecuencias de la aplicación de estas medidas se tradujo en la peor crisis económica que vivió el país evidenciada en los niveles de inflación, recesión, desocupación, quiebras de pequeñas y medianas industrias, déficits fiscales sin precedentes, pauperización generalizada de la población y empresas públicas en situaciones cercanas a la bancarrota. Pero el indicador que más claramente demostró el fracaso del modelo económico aplicado fue la deuda externa nacional, que de 8,280 millones de dólares en 1976 ascendió a 45,000 millones en 1983; para este último año, el pago de los intereses totales implicaba el 51 % del valor generado por las exportaciones totales de bienes y servicios, cuando en 1977 solo se dedicaba el 7.6 %.

La política energética proyectada por el régimen, contenida en el Plan Energético Nacional 1977-1985, tuvo como objetivos primordiales incrementar la oferta de energía basada en la diversificación de las fuentes y utilizando los recursos renovables como la hidroelectricidad, para reducir el consumo de petrolíferos, al tiempo que se trataba de eliminar la dependencia externa del sector petrolero.

CAPITULO 2:REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- (1) .Ferrer,Aldo:"El monetarismo en Argentina y Chile",Revista Comercio Exterior,México,Vol. 31,No. 1,enero 1981,pag. 5.
- (2) .Idem.
- (3) .Abalo,Carlos:"Argentina 1976-1981.Objetivos y resultados de la política económica",Revista Comercio Exterior,México,Vol. 31,No. 6,junio 1981,pag. 636-637.
- (4) .Idem,pag. 638.
- (5) .Ferrer,Aldo,op. cit.,pag. 5.
- (6) .Schaposnik E. y Vacchino,J.:"Argentina:fracaso de un ministro o de un sistema",Revista Comercio Exterior,México,Vol. 32, No. 1,enero 1982,pag. 8.
- (7) .Fondo Monetario Internacional:Balance of Payment Yearbook 1982, CEPAL e información oficial argentina para 1983.
- (8) .Brunella,Daniel (Secretario de Energía),ponencia en "Primeras Jornadas sobre el Proyecto del Paraná Medio",Paraná, agosto de 1978.
- (9) . "Política Energética Nacional",Boletín Semanal del Ministerio de Economía,Buenos Aires,4 de septiembre, 1978,No. 249,pag. 1-4.
- (10).Comité Argentino a la Conferencia Mundial de la Energía:"Panorama Energético Argentino",Buenos Aires,1980,34 pag.

- (11). "Las inversiones extranjeras en Argentina", Revista de Economía, Madrid, junio 1980, No. 362, pag. 26-27, y "Aumento de las inversiones extranjeras", Información Económica de la Argentina, Buenos Aires, febrero 1981 No. 108, pag. 15.
- (12) Información Económica de la Argentina, Buenos Aires, junio-agosto 1980, No 108, pag. 8.

IV. CAPITULO 3

LA INDUSTRIA PETROLERA ARGENTINA

Evolución histórica de la explotación petrolera 1907-1976

La historia de la industria petrolera argentina está marcada por periodos sucesivos en los que prevalece una de las dos alternativas de desarrollo de la explotación de los hidrocarburos que se han aplicado en el país: por un lado, una fuerte vocación nacionalista que concentra y dedica todos sus esfuerzos al ente estatal, en el convencimiento de que es capaz de lograr un desempeño eficiente para hacer frente a las crecientes necesidades interiores en materia de hidrocarburos y, por otro, la basada en la cruda realidad de la escasez de recursos financieros y tecnológicos, que abre la industria a las inversiones y operaciones de la iniciativa privada, tanto nacional como extranjera, como única opción para un crecimiento sostenido de la oferta de petróleo y gas natural que satisfaga los requerimientos internos y, aún más, que permita transitar de la condición de país autosuficiente a la de exportador de materias primas y derivados energéticos. Estas alternativas de desarrollo de la industria petrolera son expresiones de los distintos programas económicos que se aplicaron en Argentina a lo largo del presente siglo y han suscitado una larga polémica política entre nacionalistas y liberales.

A continuación se analizará brevemente la evolución de la explotación petrolera desde sus inicios, a principios de siglo, hasta 1975, para luego observar en profundidad el periodo 1976-1983 que representa el objetivo

central de esta investigación.

En diciembre de 1907 se produjo el primer descubrimiento de petróleo por un equipo estatal que perforaba en la zona costafuera de Comodoro Rivadavia, en la sureña provincia de Chubut y la reacción inmediata del gobierno fue decretar el establecimiento de una reserva nacional sobre una extensión de 2,000 kilómetros cuadrados. Sin embargo, este hallazgo no suscitó el interés del Estado ni de los particulares debido a varias razones, entre las que destacan la lejanía del área con respecto a los centros de consumo, las dificultades y alto costo de su desarrollo, así como la falta de capital y tecnología necesaria para la explotación por parte del gobierno.

Más tarde, en 1910 el gobierno comenzó a dar mayores signos de interés y tomó medidas para iniciar el aprovechamiento de los recursos petrolíferos; una de ellas fue el establecimiento de la Dirección General de Explotación del Petróleo de Comodoro Rivadavia y por otra se determinó reducir la reserva nacional a solo 50 kilómetros cuadrados, dejando el resto a las empresas privadas nacionales y extranjeras. Posteriormente, se concedieron permisos de explotación a varias empresas extranjeras, entre las que se encontraban las ya importantes Royal Dutch Shell y Standard Oil of New Jersey (embarcada ya en un rápido proceso de internacionalización). En lo que respecta a la producción, durante el período comprendido entre 1907 y 1914 los volúmenes extraídos fueron reducidos y no alcanzaron los 1,000 barriles diarios (b/d), correspondiendo su totalidad a las actividades de equipos gubernamentales. En 1916 se inicia la producción de las compañías privadas y en este mismo año se logra el primer descubrimiento exitoso por parte de una empresa privada argentina, ASTRA; para 1920, la participación no estatal llegaba al 15 % de la producción total.

En 1922 se produjeron dos acontecimientos de gran trascendencia para la industria petrolera argentina que denotan el interés y la importancia concedida por el gobierno a los recursos hidrocarburíferos; uno de ellos fue la creación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) como empresa del estado, con derechos exclusivos en toda futura exploración y explotación petrolera y el otro, la decisión de ampliar la reserva petrolera nacional a cerca de 33,000 Kilómetros cuadrados (1).

Durante la década de los 20, la producción se incrementó rápidamente pasando de los 4,000 a los 24,700 b/d entre los años extremos, correspondiendo a YPF alrededor del 60 % del total. Este aumento de la oferta interna permitió contraer de manera importante las importaciones que pasaron a representar el 47 % del consumo nacional en 1926, en comparación con el 94 % de 1916 (ver Cuadro 3.1); en este contexto debe destacarse que la producción de las compañías privadas se incrementó en forma más acelerada que la del gobierno.

Cuadro 3.1

Producción e importación de petróleo 1916-1926

-en porcentajes del consumo interno-

	1916	1922	1926
Producción compañías privadas	1	7	21
Producción gubernamental	6	23	32
TOTAL PRODUCCION INTERNA	7	30	53
Importaciones	93	70	47

Fuente: Solberg, Carl E., "Oil and Nationalism in Argentina: a History", Stanford, Stanford University Press, 1979, pag. 67.

En este mismo decenio, el gobierno implementó medidas que elevaron su participación en la industria, ingresando a la refinación y ampliando sus actividades de comercialización de petrolíferos; en 1925, se construyó en La Plata la que fuera en ese momento la refinería más grande del mundo y también en ese año, se contrató a la empresa argentina Auger y Cia. para que comercializara los derivados producidos por el Estado; al finalizar el plazo estipulado en 1928, YPF poseía 823 subagencias de ventas y 736 estaciones de servicio que representaban cerca del 15 % del mercado nacional. No obstante, para 1931 la producción de petrolíferos de las compañías era mayor que la de YPF, cuyos volúmenes fueron 24,000 y 21,000 b/d respectivamente.

Las empresas privadas experimentaron un mayor impulso en la producción durante los años 30, llegando a extraer el 62.5 % del total nacional que ascendió a 38,400 b/d. Sin embargo, la producción local como porcentaje del consumo total descendió del 53 % en 1926 a menos del 42 % a principios de la década siguiente.

En el plano de la comercialización, YPF siguió incrementando su participación y en 1937 logró un acuerdo con las compañías para la división del mercado al menudeo de productos petrolíferos, cuya comparación con 1928 se muestra en el Cuadro 3.2.

Esta estructura de participación, en la cual se observa un fuerte deterioro de la posición de la transnacional estadounidense ahora conocida como Exxon, subsistiría por los siguientes diez años.

Regresando al aspecto productivo, en el decenio de los 40 la producción promedió los 62,000 b/d, pero con fuertes fluctuaciones, lográndose los niveles más altos durante los años de la segunda guerra mundial; resulta

evidente que el gran esfuerzo de este periodo obedecía principalmente a las dificultades del aprovisionamiento proveniente del exterior. En lo que respecta al comportamiento de las compañías privadas, su extracción petrolera continuó con la tendencia descendente de la década pasada, representando en promedio 35 % de la producción total del país.

Cuadro 3.2

Participación en el mercado interno de petrolíferos

-en porcentajes-

	1928	1937
Standard Oil of New Jersey (EXXON)	45.9	21.2
Royal Dutch Shell	27.6	29.8
Y P F	14.6	32.5
Otras compañías	11.9	16.5

No obstante el apoyo otorgado por el gobierno, YPF no estuvo en condiciones para satisfacer la creciente demanda de productos petrolíferos, originada por la rápida industrialización del país durante el gobierno del general Perón y por la falta de acceso a los nuevos desarrollos tecnológicos y de capital necesarios para nuevas exploraciones y explotación; una evidencia clara al respecto fue que YPF no pudo desarrollar sus reservas probadas de entonces. La consecuencia inmediata de esta situación fue el aumento de las importaciones, las cuales se duplicaron entre 1947 y 1955.

Entre 1950 y 1955, esto es, durante el segundo periodo de gobierno peronista, la producción experimentó un incremento global del 30 % pasando de 64,300 a 83,600 b/d. Sin embargo, conciente de que YPF no estaba en condiciones de abastecer adecuadamente la demanda interna, en 1953 el gobierno comenzó a tomar medidas legales que posibilitaron la inversión extranjera en la industria petrolera y en 1955 la administración peronista inició negociaciones con empresas foráneas, en especial con Atlas Corporation y Standard Oil of California; pero en septiembre de ese año se produjo el golpe de estado contra el general Perón sin que se hubiera firmado ningún contrato con su gobierno.

En 1957 asciende a la presidencia Arturo Frondizi, quien estaba convencido de que YPF podía y debía desarrollar por sí misma la industria petrolera, pero, una vez en el poder, la realidad lo obligó a modificar su posición y ante la falta de capital para ampliar las operaciones petroleras estatales, inició negociaciones secretas con empresas nacionales y extranjeras. Entre 1958 y 1961, el gobierno firmó contratos de perforación con el Ente Nazionale d'Idrocarburi (ENI), Kerr Mc Gee Oil (traspasado a Transworld Drilling en 1963) y Compañía Perforadora del Sureste de Argentina, también concluyó contratos de desarrollo con Standard Oil of Indiana (después AMOCO), Cities Service Group, Tennessee Gas Transmission, Astra Compañía Argentina de Petróleo y Compañía Argentina para el Desarrollo de la Industria del Petróleo y Minerales SA (CADIPSA) y, por último, otorgó contratos de exploración y desarrollo a Exxon, Shell, Marathon, Continental Oil y Union Oil of California (2).

Las compañías que operaban bajo contratos de perforación debían perforar un determinado número de pozos en un área asignada y se les pagaba de

acuerdo a la profundidad y el tiempo dedicado; una vez terminados los pozos eran entregados a YPF. En cuanto a los contratos de desarrollo, las empresas debían perforar en áreas conocidas por sus recursos petroleros y se les retribuía de acuerdo con el volumen de crudo que producían sus pozos; por último, las compañías que firmaban acuerdos de exploración y desarrollo, asumían todos los riesgos ya que el potencial petrolero de las áreas no se les aseguraba y recibían el pago solo si los pozos producían cantidades comerciales de crudo.

Para fines de la década de los 50, la producción total del país rebasaba por primera vez los 100,000 b/d, gracias al esfuerzo de YPF que extrajo el 83.4 % de los 122,000 b/d producidos; para 1959, las compañías bajo contrato y las privadas aportaron casi en partes iguales alrededor de 20,000 b/d entre ambas.

Como resultado de los contratos firmados por Frondizi, la oferta petrolera interna mejoró notablemente; para 1963 la producción alcanzaba 266,000 b/d y ello permitió reducir las importaciones a un nivel casi insignificante de 29,000 b/d que representaban menos del 10 % del consumo local. Sin embargo, un nuevo cambio de gobierno iba a introducir modificaciones importantes, cuyas consecuencias se traducirían en un considerable deterioro de la industria petrolera. A los cuatro meses de asumir la primera magistratura, en noviembre de 1963 Arturo Illia canceló los contratos otorgados por Frondizi mediante tres decretos presidenciales; pero esta anulación no significó el cese o la reducción de las actividades de las compañías. La producción total de 1964 sobrepasó los 274,000 b/d y para el año siguiente disminuyó a 270,000 b/d; paralelamente, la demanda de derivados continuó elevándose, alcanzando 357,000 b/d en 1965; este desequilibrio entre la oferta y la demanda debió

cubrirse con importaciones de 87,000 b/d en promedio, que eran equivalentes al 25 % del consumo interno.

En cuanto a los contratos, el gobierno de Illia decidió declararlos nulos y compensar a las compañías por los acuerdos cancelados. El primer arreglo fue firmado en 1965 con Astra, la única empresa argentina que estaba produciendo crudo para YPF, la cual recibió una compensación por sus inversiones más intereses. Otras compañías también negociaron acuerdos similares con el gobierno, en tanto que empresas como Cities Sercice, Pan American y Tennessee cuya producción conjunta de crudo ascendía al 26 % de la oferta nacional total, continuaron sus actividades en las áreas concesionadas.

Paralelamente a la anulación de los contratos, el gobierno dió pasos importantes para renovar la participación de las empresas privadas en la industria y en 1965 YPF abrió una licitación para perforar en dos provincias. Se presentaron cuatro compañías, tres de ellas antiguas contratistas del ente petrolero estatal (Astra, ENI y Transworld Drilling); sin embargo, el programa de perforación no condujo a ningún descubrimiento. Por otra parte, se eliminó el monopolio de YPF en la importación de crudo y las empresas pudieron realizar importaciones directas después de recibir la aprobación oficial.

Con la nueva irrupción de los militares en el gobierno en 1966, se reabrieron las puertas a las inversiones y tecnología extranjeras y para principios de 1968 YPF había firmado contratos con nueve empresas internacionales; con este formal reingreso de los contratistas, la producción aumentó considerablemente y las importaciones descendieron a un nivel equivalente al 10 % del consumo nacional.

Pasando ahora a la evolución de la producción de crudo durante la década de los 60, debe hacerse notar que la extracción de los contratistas aumentó a grandes saltos, duplicándose durante este lapso de tiempo hasta alcanzar casi 100,000 b/d; mientras tanto, la producción directa de YPF también se duplicó llegando a 256,000 b/d. En síntesis, de la oferta global de crudo de 356,400 b/d, el 72% le correspondió a la empresa estatal, 37 % a los contratistas y el resto a las compañías privadas.

Nuevamente, durante los primeros años de los 70, en especial a partir de 1973 con el gobierno constitucional, las medidas nacionalistas de política petrolera desestimularon la participación de las empresas privadas en la industria, en parte debido al poco atractivo del sistema gubernamental de fijación de precios para los productos refinados. Así, la producción de las empresas contratistas pasó de 124,000 a 106,000 b/d entre 1970 y 1975, al tiempo que YPF no aumentaba suficientemente su oferta para hacer frente a una demanda interna en ascenso; en consecuencia, se debió recurrir a las importaciones en un momento en que los precios internacionales del crudo se cuadruplicaban, representando una fuerte carga para la balanza petrolera, que pasó de 58 a 558 millones de dólares durante los años comprendidos entre 1972 y 1974.

El nivel máximo de producción de este período se logró en 1972 con 434,000 b/d, sin embargo para cuando los militares vuelven a tomar el poder en 1976 ya había caído a 395,000 b/d y las importaciones totales alcanzaban los 90,000 b/d equivalentes a 19 % del consumo nacional. En el Cuadro 3.3 se muestra la evolución de la producción, las importaciones y el consumo a partir de 1922.

PERIODO 1976-1983

En esta sección se procederá a hacer una descripción y análisis detallado del sector petrolero argentino incluyendo las reservas, la exploración y la producción de crudo, para concluir con la capacidad de refinación y el comercio exterior de crudo y derivados.

1. Reservas de crudo

Las reservas probadas de petróleo crudo experimentaron ligeras variaciones durante el periodo comprendido entre 1976 y 1983, lo cual muestra que la incorporación de nuevos volúmenes solo llegó a compensar la producción acumulada en estos años; así, en los ocho años analizados, las reservas se incrementaron de 2,393 millones de barriles en 1976 a 2,450 millones al finalizar la administración militar (estas cifras fueron obtenidas del Anuario Estadístico de YPF de 1983, convirtiendo las cantidades originales expresadas en metros cúbicos, utilizando como factor de conversión $1 \text{ m}^3 = 6.29$ barriles).

Para 1983, si se tiene en cuenta la extracción realizada, las reservas incorporadas resultan 210 millones de barriles, es decir, que el incremento real fue de solo 31 millones de barriles de petróleo. En el Cuadro 3.4 puede observarse la evolución de las reservas en el periodo analizado.

En cuanto a las proyecciones de las reservas existen estimaciones que las sitúan en los 6,500 millones de barriles para el año 2000; por otra parte, respecto a las reservas potenciales, medidas en barriles equivalentes de petróleo para hidrocarburos totales, la OLADE calculaba que oscilaban

Cuadro 3.3

Producción y consumo de petróleo 1922-1976

-en barriles diarios-

AÑO	P R O D U C C I O N 1				CONSUMO	
	Y P F	CONTRATISTAS	CIAS PRIV.	TOTAL	IMPORTACIONES	TOTAL
1922	6,000	-----	2,000	8,000	18,000	26,000
1925	11,000	-----	6,000	17,000	15,000	32,000
1930	14,000	-----	10,000	24,000	34,000	58,000
1935	16,000	-----	23,000	39,000	28,000	67,000
1940	34,000	-----	22,000	56,000	33,000	89,000
1945	42,000	-----	20,000	62,000	ND	ND
1950	47,000	-----	17,000	64,000	91,000	115,000
1955	70,000	-----	14,000	84,000	108,000	192,000
1960	123,000	42,000	10,000	175,000	72,000	247,000
1965	176,000	88,000	5,000	269,000	88,000	357,000
1970	256,000	124,000	3,000	393,000	56,000	449,000
1976	295,000	101,000	3,000	399,000	91,000	490,000

1/ operan campos propios

Fuente: Solberg, Carl, op. cit., International Petroleum Encyclopedia, Twentieth

Century Petroleum Statistics, Anuario Estadístico de YPF 1983.

entre 29,000 y 135,000 millones de barriles. Para 1983, utilizando la misma unidad, las reservas ascendían a 7,245 millones de barriles, de los cuales dos terceras partes correspondían al gas natural; de mantenerse esta proporción en la estimación de la Organización Latinoamericana de Energía,

las reservas potenciales de crudo variarían entre 10,000 y 45,000 millones de barriles.

Teniendo en cuenta la producción de crudo de 1983 (490,000 barriles diarios) la relación Reservas /Producción para ese año alcanzó los 14 años. Desde que comenzó la explotación comercial en 1907, Argentina ha logrado una producción acumulada hasta finales de 1983 de 3,754 millones de barriles (debe hacerse notar que del total de reservas probadas solo el 55 % estaba desarrollado y contribuía a la producción).

Cuadro 3.4

Reservas probadas de crudo 1976-1983

-en millones de barriles-

ANO (1)	RESERVAS
1976	2,393
1977	2,316
1978	2,425
1979	2,448
1980	2,464
1981	2,426
1982	2,429
1983	2,450

(1) Al 31-XII de cada año

Fuente: Anuario Estadístico de YPF 1983.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Cuadro 3.5

Distribución de las reservas de crudo en 1982

en millones de barriles-

CUENCA	PROVINCIA	ORIGINAL RECUPERABLE	EXTRAIDO	RECUPERABLE REMANENTE
	SALTA	251	99	152
	JUJUY	59	58	1
NOROESTE		310	157	153
CUYANA	MENDOZA NORTE	1,063	833	230
	MENDOZA SUR	134	50	84
	NEUQUEN	1,041	363	678
	RIO NEGRO	556	360	196
	LA PAMPA	105	60	45
NEUQUINA		1,836	833	1,003
	CHUBUT	1,272	837	435
	SANTA CRUZ NORTE	1,222	766	456
GOLFO DE SAN JORGE		2,494	1,603	891
	SANTA CRUZ SUR	84	34	50
	TIERRA DEL FUEGO	163	115	48
	CUENCA MARINA	52	--	52
AUSTRAL		299	149	150
T O T A L		6,002	3,575	2,427

Fuente:Yacimiento Petroliferos Fiscales.

En relación a la distribución de las reservas en el territorio nacional, casi el 80 % se concentra en dos cuencas, la Neuquina y la del Golfo de San Jorge; en el Cuadro 3.5 se presentan las reservas probadas de crudo por cuencas, con volúmenes originales, los extraídos y los remanentes.

2. Exploración

Desde 1907, fecha en que se produjo el primer descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia, se ha venido desarrollando una intensa actividad exploratoria con resultados positivos en varias zonas del país. Las extensiones de las cuencas sedimentarias de interés petrolero tienen una magnitud de 2 millones de kilómetros cuadrados, de los cuales 1.5 millones están situados costadentro y el resto en la plataforma continental del país (3).

Existen 18 cuencas sedimentarias identificadas, de las cuales dos terceras partes se encuentran en el continente (ver Mapa 1):

1. Cuenca Noroeste, subdividida en carbónica, cretácica y devónica, comprende parte de las provincias de Salta, Jujuy, Tucumán y Santiago del Estero.

2. Cuenca Noreste, comprende casi toda la Mesopotamia (Misiones, Corrientes y Entre Ríos) y la provincia de Santa Fe, parte del Chaco y Formosa, Córdoba y una pequeña porción de Buenos Aires.

3. Cuenca Las Salinas, abarca una reducida extensión entre las provincias de Santiago del Estero y Córdoba.

4. Cuenca Ischigualasto-Villa Unión, es una pequeña cuenca que se extiende a ambos lados de la frontera provincial entre San Juan y La Rioja.

5. Cuenca San Luis, la mayor parte de esta cuenca se extiende por la provincia del mismo nombre, pero se prolonga a San Juan y Mendoza.

6. Cuenca Cuyana, se ubica en la provincia de Mendoza.

7. Cuenca Mercedes, estrecha cuenca que ocupa territorios de San Luis y Córdoba.

8. Cuenca Lavalle, está ubicada en el centro del país y va de Córdoba a La Pampa, adentrándose un poco en Buenos Aires.

9. Cuenca Macachin, se localiza al sur de la provincia de Buenos Aires, con estribaciones en La Pampa.

10. Cuenca El Salado, es una cuenca continental-marina, situada en la provincia de Buenos Aires y que se extiende al mar continental.

11. Cuenca Neuquina, poseedora de grandes reservas de gas natural, abarca la provincia de Neuquén y partes de Mendoza, La Pampa y Río Negro.

12. Cuenca del Colorado, cuenca mayoritariamente costafuera, abarca la costa del sur de la provincia de Buenos Aires y se extiende hasta la plataforma continental.

13. Cuenca Nirihuau, está ubicada en las estribaciones de los Andes, entre las provincias de Río Negro y Chubut.

14. Cuenca Península de Valdez, parte de la península que le dá su nombre y se extiende hacia mar adentro.

15. Cuenca del Golfo de San Jorge, tiene una sección costafuera y se extiende entre Chubut y Santa Cruz.

16. Cuenca Austral, es una amplia cuenca que abarca todo el extremo sur del país, desde Santa Cruz a Tierra del Fuego, cubriendo también el litoral atlántico.

17. Cuenca Marina Austral, totalmente costafuera, se localiza entre el continente y las islas Malvinas.

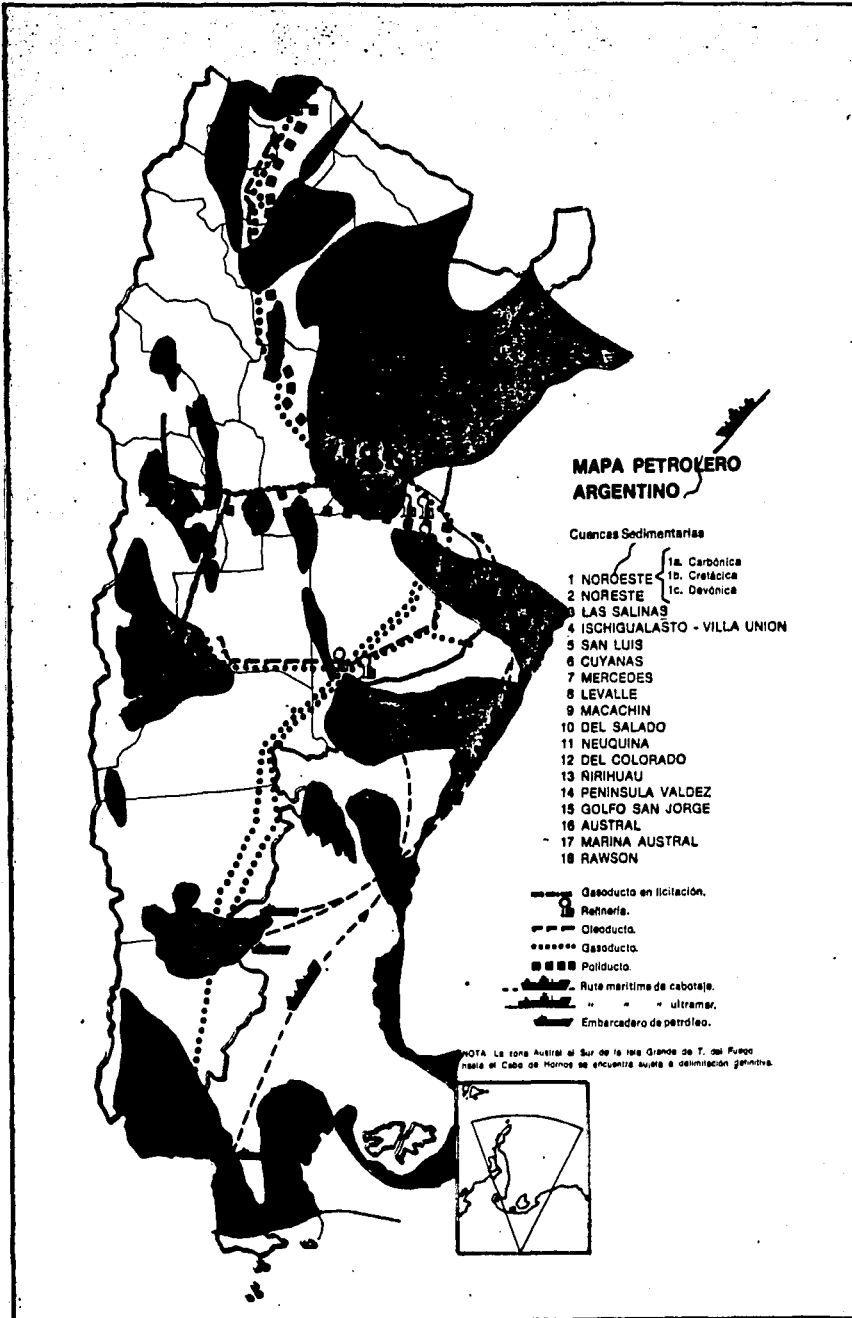
18. Cuenca Rawson, también costafuera, comienza frente a la Cuenca Península de Valdez y se extiende hacia el sur bordeando las islas Malvinas por el oriente y se une con la Cuenca Austral (4).

2.1. Ley de Contratos de Riesgo

En 1978, con el propósito de incentivar la exploración y evitar la pesada carga fiscal que representaban estas riesgosas operaciones ejecutadas directamente por YPF, el gobierno promulgó una ley que reglamentó la incorporación en la actividad prospectiva de compañías privadas, tanto nacionales como extranjeras. Esta ley conocida como de Contrato de Riesgo, lleva el número 21,778 y los principales aspectos de su contenido son los siguientes:

1. Se encomienda la convocatoria de las licitaciones a las empresas estatales Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y Gas del Estado (G del E).
2. Establece la obligación de las empresas contratistas a asumir los riesgos inherentes a las operaciones, aportando los recursos técnicos y financieros para su ejecución.
3. Estipula que las empresas contratistas percibirán una compensación en dinero en efectivo, con base en los volúmenes de petróleo y/o gas que entreguen a la empresa estatal contratante.
4. Supedita el eventual pago en especie -petróleo o gas- a que el país alcance el autoabastecimiento y un adecuado margen de reservas.
5. Reglamenta el procedimiento de licitación y contratación así como las condiciones que deberán cumplir las empresas contratistas, garantizando los compromisos de inversión y el cumplimiento de los planes de

MAPA 1



trabajo, incluidos en sus ofertas respectivas, sometiendo los contratos correspondientes a la aprobación del Poder Ejecutivo Nacional.

6. Se declara que estos contratos quedan sujetos al régimen impositivo general, con algunas adiciones que complementan la modalidad específica de estas operaciones de alto riesgo:

a) Liberación de gravámenes para la etapa de exploración.

b) Exención de derechos de importación y de todo otro gravamen para la introducción de bienes y equipos destinados a la ejecución de estos contratos, con la obligación correlativa de reexportar los mismos a la finalización de los convenios.

c) Facultad para reajustar los precios en función de las variaciones de la carga impositiva, teniendo en cuenta la necesidad de mantener la ecuación económica de estos contratos de larga duración.

d) Desgravación especial para las sumas que se inviertan en empresas locales de capital nacional, con el destino específico de su inversión en contratos de riesgo.

7. Precisión explícita de las normas aplicables, para garantizar la seguridad jurídica y estabilidad de este tipo de contratos (5).

Casi en forma paralela a la publicación de la ley mencionada, apareció la lista de las áreas que se licitarían bajo el nuevo régimen de contratos de riesgo. Estas fueron 18, de las cuales 14 eran costadentro y las cuatro restantes offshore. Estas cuatro áreas estaban ubicadas, tres de ellas en la Cuenca Sedimentaria Austral y la otra en la del Colorado; en cuanto a las áreas continentales, seis de ellas estaban concentradas en la Cuenca Noroeste y son conocidas como Santa Victoria, Acambuco, Río Seco, Río Filcomayo, Río Bermejo, Rivadavia y Río Juramento. Otras cinco se localizaban en la Cuenca Neuquina, llamadas Cañadón Amarillo, Narambuena, Cañadón

Nogales, Aguada San Roque y Picán Leufá. Otra zona en licitación se encontraba en la Meseta Guenguel, en la Cuenca de San Jorge y, por último, las conocidas como Palique y Fuente de Coyle se localizaban en la parte continental de la Cuenca Austral.

Principales contratos

El mismo año de la promulgación de la ley de Contratos de Riesgo, la empresa del estado había firmado una serie de contratos con varios consorcios nacionales y extranjeros, entre los cuales figuraban los siguientes: uno para la exploración de una extensión de 10,655 Km², por un periodo de nueve años, en un área situada al este de Tierra del Fuego, sobre el océano Atlántico; en este contrato se establecía que de encontrarse petróleo se firmaría un convenio de explotación por 20 años de duración, sin que YPF debiera efectuar ningún desembolso ni afrontar riesgos en la operación. Las compañías contratistas eran dos argentinas, Arfranco y Bidas, una francesa Total y una germanooccidental Deminex (6).

Al mismo tiempo, YPF firmó con otras empresas contratos de explotación, cuyos resultados se detallarán en la parte dedicada a la producción, contándose entre ellas British Petroleum, con una extensión offshore frente a Bahía Blanca, Amoco International, Cities Service y APCO Oil Corporation (7).

Con posterioridad y ante los exitosos resultados obtenidos por estas empresas, se lograron numerosos nuevos contratos que involucraron tanto a compañías del país como extranjeras, así como consorcios mixtos, que

abarcaron las zonas en licitación mencionadas.

A mediados de 1981 se aprobó un contrato para el desarrollo, explotación y recuperación secundaria de hidrocarburos en el área de Cañadón Amarillo, provincia de Mendoza, entre YPF y el consorcio argentino integrado por Quintral, Alianza Petrolera Argentina, Sentra y J.M. Aragón (8).

Un grupo encabezado por Argentina Cities Service Exploration Inc. recibió la aprobación del gobierno para explorar 4,500 Km² del bloque Río Negro Norte, ubicado entre las provincias de Río Negro y Neuquén. El consorcio proyectaba gastar ocho millones de dólares en tres años, durante la fase de exploración. Los integrantes del grupo eran Cities Service, Aminoil Argentina Petroleum Co. y Argentina Hunt Oil Co., cada una con 30 % de participación y Petrolar SA con el 10 % restante.

Otro contrato de exploración-producción fue firmado por YPF con la compañía estadounidense Union Oil of California y cubría un área de 2,400 Km² en la zona centrooeste del país; la empresa planeaba perforar cinco pozos en un sector de 443 Km² para determinar la factibilidad de un proceso térmico de recuperación de un yacimiento de crudo pesado ya descubierto. Los socios de Union Oil en esta concesión eran Alianza Petrolera con 40 % e Inalruco con 10 % de participación.

La empresa Buttes Argentina, filial de Buttes Gas & Oil, que ya operaba en el país, aumentó su participación en una concesión de 250 Km² cerca de Comodoro Rivadavia, del 17.5 al 30 % e hizo un ofrecimiento para comprar otro 10 % a la compañía argentina DESACI, operación que se concretó en 1981. Buttes había perforado cuatro pozos, tres de ellos comercialmente marginales y uno seco, pero en su programa de trabajo que cubría hasta abril de 1985 la empresa contemplaba la perforación de 23 pozos.

La zona de exploración con mayores expectativas era la cuenca costafuera

de Magallanes, en Tierra del Fuego y en ella estaban trabajando los principales consorcios internacionales:

- El grupo liderado por Shell Hydrocarbons BV tenía planeado perforar un total de cuatro pozos costafuera, cerca de su descubrimiento que estaba produciendo por ese entonces alrededor de 2,000 b/d.

- El consorcio encabezado por la empresa francesa Total, junto con Bridas y Deminex, exploraba un bloque al este de la isla y ya había obtenido de su pozo Aries XI un flujo de 1,450 b/d de crudo y 28 millones de pies cúbicos de gas natural (9).

- Exxon por su parte, descubrió petróleo en el bloque 1 de Tierra del Fuego y su flujo inicial fue de 3,100 b/d.

- Shell Argentina descubrió en un porción argentina del estrecho de Magallanes un yacimiento que producía 5,000 b/d de crudo con una calidad de 32º API (10).

- La compañía italiana SAIPEM y la argentina Bridas combinaron sus operaciones de perforación en una nueva empresa conjunta llamada Río Colorado Drilling Group; contaba con 74 equipos, lo que la convertía en una de las firmas contratistas más importantes del mundo y según el plan quinquenal de la misma, sus activos iniciales de 280 millones de dólares crecerían a 530 millones. Bridas Sapic se dedicaría a la exploración como operador, pero además estaba perforando bajo tres nuevos contratos de riesgo. Es importante destacar que esta empresa argentina es una de las principales productoras privadas del país, aportando alrededor del 10 % de la producción total de crudo.

A principios de 1982 se lograron otros contratos con consorcios extranjeros:

- En febrero YPF otorgó un contrato de riesgo a un grupo de empresas argentino-estadounidenses integrados por Mobil Oil, Atlantic Richfield,

Cities Service, Quintral y SOCOMA, cubriendo un área del estrecho de Magallanes de 13,500 Km²; fuentes de la industria estimaban que el contrato cubría un periodo de siete años para la exploración y veinte años para el desarrollo y la producción, con posibilidades de extenderse cinco años más (11).

- Para fines de julio de 1982, Total reinició la exploración en el área offshore de Tierra del Fuego y sus pozos Hidra 1 y 2 revelaron cantidades potencialmente interesantes de petróleo; para septiembre Hidra 2 estaba produciendo 1,600 b/d de crudo (12).

- En el continente, Occidental Petroleum en su concesión de Malarque Sur, en la provincia de Mendoza, obtuvo de su pozo La Brea 1 una producción de casi 3,600 b/d de crudo de 322, con una relación gas/crudo de 1,040 pies cúbicos por barril. En consorcio que encabezaba la Occidental con 37.5 % de los intereses, lo integraban Bridas con 20 %, Química con 10 % y Texas Union con 32.5 % (13).

A continuación se dedicará un apartado especial a la exploración en las áreas adyacentes a las Islas Malvinas, cuyo potencial petrolero saltó a la especulación pública con motivo de la invasión militar argentina al archipiélago en 1982.

Exploración en áreas adyacentes a las Islas Malvinas

La cuenca Marina Austral comprendida entre el continente y las islas Malvinas, también quedó incluida en la nueva legislación de concesión a intereses privados, bajo la forma de contratos de riesgo. Pero ya en mayo de 1981, el Ministerio de Asuntos Exteriores de Gran Bretaña publicó un llamado de atención a las compañías internacionales, amenazándolas con

acción legal si aceptaban los contratos ofrecidos por YPF para perforar alrededor de las islas. El texto del anuncio de advertencia es el que sigue y apareció en la revista especializada Petroleum Economist del mes de mayo de 1981.

Es probable que a consecuencia de esta abierta amenaza, tiempo después la empresa noruega Geophysycal postergó sus planes de efectuar un programa de estudios sísmicos en el área (14).

Advertisers' Announcement

FALKLAND ISLANDS

In connection with the recent invitation by the Argentine State Petroleum Company (YPF) for tender to drill for oil on the Magallanes Este Block, Tender No 14048/80, Her Majesty's Government wish to draw to the attention of oil companies the following question and answer given in the British Parliament on 15 December:—

Lord AVEBURY asked Her Majesty's Government: whether they have reached any agreement with the government of Argentina on the demarcation of the boundary between the exclusive economic zones of the Falkland Islands and Argentina; whether they are aware that the Argentine state petroleum company (YPF) advertised in the 6 November Herald Tribune for tenders to drill for oil on the Magallanes Este Block, Tender No 14048/80 and that this Block is well over the Falkland Islands side of any putative median line; and whether they will circulate a notice to all potential bidders making it clear that the United Kingdom does not recognise Argentina's sovereignty over this Block and will reserve its rights to take legal action for the recovery of damages against any company which drills there.

Lord CARRINGTON: No agreement has been reached between the United Kingdom and Argentine Governments on the delimitation of the continental shelf as between the Falkland Islands and Argentina. In the absence of an agreed boundary, neither party, in Her Majesty's Government's view, would be entitled to exercise continental shelf rights beyond the median line between the Falkland Islands and Argentina. We have protested to the Argentines about the YPF tender which does indeed go beyond the median line. We are continuing to keep the situation under review and will take further action as necessary to preserve our legal position.

Her Majesty's Government assume that oil companies will take the above into full account in considering whether to place tenders to drill for oil on the Magallanes Este Block.

*Foreign and Commonwealth Office
30 April 1981*

Con motivo de la ocupación militar argentina del archipiélago de las Malvinas, la riqueza petrolera de la zona pasó a ocupar casi un primer

plano después de los argumentos de reivindicación histórica esgrimidos por el gobierno de las fuerzas armadas argentinas. Aún cuando no existen estudios profundos y determinantes de la potencialidad petrolera de la región, las especulaciones sobre ella no tardaron en presentarse. Aquí se mencionarán algunas de ellas, que van desde las vertidas por un representante de los Kelpers (denominación que reciben los habitantes de las islas) hasta de compañías petroleras e investigadores universitarios.

El entonces representante de los habitantes de las islas en Londres, Brian Frow, manifestó que en la plataforma marina malvinense existe más petróleo que en el Mar del Norte y que el objetivo de la acción militar argentina a largo plazo era el petróleo. Para fundamentar su argumento hizo mención de investigaciones realizadas por los gobiernos argentino y británico, el instituto de investigaciones geológicas de Estados Unidos, dos universidades inglesas y varias compañías petroleras de nivel internacional; en cuanto al volumen de las reservas potenciales, las estimaciones varían ampliamente y tomando como referencia las del Mar del Norte, Frow estima que serían superiores a los 22,500 millones de barriles, en tanto que la versión de YPF las supone que podrían ser nueve veces las del Mar del Norte y esto significaría alrededor de 200,000 millones de barriles (cifra superior a las reservas probadas más grandes de entonces que eran las de Arabia Saudita).

Un estudio privado más reciente de la Western Geophysical Co. de Estados Unidos es mucho más cauteloso y califica las perspectivas de la zona como 'muy alentadoras' pero sin arriesgar cifras. Por otra parte, un vocero de la empresa British Petroleum indicó que 'las evidencias de las investigaciones sísmicas son muy promisorias, pero para tener seguridad en los volúmenes de petróleo se necesitan muchas perforaciones' (15).

En 1976 el gobierno británico realizó una profunda investigación de la zona que rodea a las Malvinas, la cual fue llevada a cabo por una unidad económica de inteligencia encabezada por el exministro Lord Shackleton; su informe "Economic Survey of the Falkland Islands" (dos tomos con más de quinientas páginas) indicó que la zona tenía sorprendente similitud geológica con el Mar del Norte e identificó cuatro regiones particularmente promisorias: la cuenca de las Malvinas, entre la costa argentina y el archipiélago; la meseta de las Malvinas, al este-sudeste de las islas; el banco Burwood, al sur de las islas y la cuenca de San Jorge y la plataforma submarina argentina entre Comodoro Rivadavia y Río Deseado. Las únicas perforaciones en la zona analizadas las realizó Argentina e incluyeron un pozo que dió una producción de 2,000 b/d. En Londres estaban pendientes unas 50 solicitudes de empresas para explorar en el área, pero el gobierno no había aprobado ninguna a causa de la disputa por la soberanía de las islas incluso, como se señaló anteriormente, advirtió a la industria internacional que no aceptara los ofrecimientos de la empresa estatal argentina.

Gran parte del optimismo por el potencial petrolero de la región se basa en un pozo perforado por la Royal Dutch Shell Group en aguas argentinas que tuvo un rendimiento inicial de 5,000 b/d, provenientes de una formación geológica muy prometedora llamada Springhill Sand que, en opinión de algunos especialistas, se extiende hasta las islas Malvinas (16).

A su vez, Bernardo Grossling, funcionario del Banco Interamericano de Desarrollo que estudió previamente la región como empleado del Servicio Geológico de Estados Unidos, dice que en el mar cercano a las islas puede haber de 1,000 a 20,000 millones de barriles y que el potencial petrolero en las aguas territoriales argentinas, exceptuando la zona en disputa, es de 40,000 a 200,000 millones de barriles (17).

No obstante lo anterior, las indicaciones más serias (aunque también inciertas) provienen de un estudio sísmico realizado en 1973-1974 que confirmó la hipótesis de que la cuenca de las Malvinas, el banco Burwood, la plataforma de las Malvinas y la cuenca de San Jorge son áreas de potenciales reservas de hidrocarburos y entre ellas la primera es considerada como la más promisoría.

Actualmente poco se sabe sobre el potencial offshore; YPF perforó el primer pozo en el área (Cuenca de las Malvinas) llamado Ciclón en 1980, descubriendo petróleo y gas entre los 3,700 y 4,300 metros de profundidad, pero suspendió la perforación antes de llegar a los 4,500 m cuando se había programado alcanzar los 5,500 m. Se descubrió una secuencia sedimentaria similar a la cuenca de Magallanes y la operación delineatoria descubrió a 220 m areniscas en la base del cretácico que produjo gas en el lodo de perforación y petróleo de calidades mediana y pesada.

Geólogos de Estados Unidos reconocen que es posible que los yacimientos de la costa atlántica se extiendan a la plataforma continental; de hecho, esta posibilidad produjo hace algunos años un programa de perforación exploratoria por parte de Shell, Exxon y Total en aguas entre el continente y las islas. Exxon perforó trece pozos delineatorios de los cuales dos contenían petróleo, sin embargo los hallazgos no fueron importantes. Por su parte, Shell encontró petróleo en la formación tobifera del jurásico superior (18).

Stanley Turner, exdirector de la Central Intelligence Agency (CIA), presentó un informe en el que se concluía que la plataforma continental argentina junto con el mar de China Medional y algunas regiones árticas (parte de la URSS) son las regiones de mayor potencial petrolífero en el mundo. A su vez, el geólogo Griffiths de la Universidad de Birminham afirma que las

130



Cap. 262

Dirección General de Bibliotecas

1

Fecha	idioma	g	Clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden	Registro de Tesis
			003			05	
\$500	321309			Año en que se presenta la tesis: 1990			
\$1000	Autor:	TANUS	ALEJANDRE	Micaela Amalia			
\$1000	Autor:	Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
\$1000	Autor:	Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
\$2451	Título:	Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
	LA RESPONSABILIDAD PENAL DE LAS PERSONAS QUE PRACTICAN LA EUTANASIA.						
	Subtítulo:						
\$2600	Lugar de Edición:	MEXICO, D.F.					
\$3000	Número de páginas:	179	Ilustraciones:	SI	NO	Idioma:	
Grado:	<input checked="" type="checkbox"/> M	<input type="checkbox"/> D	<input type="checkbox"/> E	Carrera: DERECHO			
Facultad o escuela: UNIVERSIDAD DEL TEPEYAC, A.C.							
Universidad: UNIVERSIDAD DEL TEPEYAC, A.C.							
Temas que trata la tesis: CONCEPTO DE EUTANASIA, ANTECEDENTES HISTORICOS GENERALES, LOS PRO Y LOS CONTRA DE LA EUTANASIA, EL HOMICIDIO ENCUADRA							
DRADO COMO UNA FORMA DE EUTANASIA, LA RESPONSABILIDAD PENAL DE LAS PERSONAS QUE PRACTICAN LA EUTANASIA.							
Grado del asesor de tesis: LIC. PEDRO HERNANDEZ OROZCO.							
<input checked="" type="checkbox"/> M <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/> E Nombre del asesor: LIC. PEDRO HERNANDEZ OROZCO.							
\$6500							
\$6000							
\$9100							

131



Cap 262
Dirección General de Bibliotecas

Fecha	idioma	g	clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden.	Registro de Tesis
			0114			05	
\$05000	308917			Año en que se presenta la tesis: 1990			
\$10000	Autor:		Pezzi	Castañeda	Mario		
\$10000	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$10000	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$24510	Título:		Diseño de un ablandador de madera por medio de vaporización indirecta para la obtención de chips.				
	Subtítulo:						
\$26000	Lugar de Edición:		México D.F.				
\$30000	Número de páginas:		147	Ilustraciones:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	Idioma:
Grado:	<input checked="" type="checkbox"/> M	<input type="checkbox"/> D	<input type="checkbox"/> E	Carrera: Ingeniero Mecánico Electricista area Ingeniería Industrial			
Facultad o escuela: Escuela de Ingeniería.							
Universidad: Universidad Panamericana.							
Temas que trata la tesis: Vaporización Indirecta, Construcción de Tinajas para este método, de sus tapaderas, para optimizar rendimientos.							
Grado del asesor de tesis:	<input checked="" type="checkbox"/> M	<input type="checkbox"/> D	<input type="checkbox"/> E	Nombre del asesor: Ing. Mariano Herrera Hernández			
\$65000							
\$60000							
\$90100							

132



Page 262

Dirección General de Bibliotecas

3

Fecha	idioma	g	clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden.	Registro de Tesis
			007			04	
\$050	300602				Año en que se presenta la tesis: 1990		
\$100	Autor:		Borquin	Samillan	Julio Alberto		
\$100	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$100	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$245	Título:		Fundamentos y estrategias de mercadotecnia para productos infantiles				
	Subtítulo:						
\$260	Lugar de Edición:		México D.F.				
\$300	Número de páginas:		241	Ilustraciones:	<input checked="" type="checkbox"/>		
	Idioma:						
Grado:	M	D	E	Carrera: Licenciado en administración			
Facultad o escuela:		Universidad La Salle					
Universidad:							
Temas que trata la tesis:		Estrategias de mercadotecnia para la promoción de productos infantiles					
Grado del asesor de tesis:		Nombre del asesor: Sin asesor					
\$650							
\$600							
\$900							

133



Cap 262

4

Dirección General de Bibliotecas

Fecha	idioma	clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden.	Registro de Tesis
		1007			05	
\$05000	300602			Año en que se presenta la tesis: 1990		
\$10000	Autor: Roldán		Moreno	Edgar		
\$10000	Apellido paterno		Apellido materno	Nombre(s)		
\$10000	Apellido paterno		Apellido materno	Nombre(s)		
\$2451	Título: "LA ADMINISTRACION EN LA EMPRESA AGRICOLA"					
:	Subtítulo:					
\$26000	Lugar de Edición: México Distrito Federal					
\$30000	Número de páginas: 95		Ilustraciones: SI NO		Idioma:	
Grado: X M D E		Carrera: ADMINISTRACION				
Facultad o escuela: Escuela de Contaduría y Administración.						
Universidad: Universidad La Salle.						
Temas que trata la tesis: Antecedentes y Principios fundamentales de los trabajadores del campo; importancia de la administración en la empresa agrícola; Elementos básicos y problemas de la empresa agrícola						
Grado del asesor de tesis: X M D E		Nombre del asesor: Nidia Arciniega Castellanos				
\$65000						
\$60000						
\$90000						

134



Cap 262

5

Dirección General de Bibliotecas

Fecha	idioma	g	clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden.	Registro de Tesis
			0107			05	
\$05000	300603			Año en que se presenta la tesis: 1990			
\$10000	Autor:		CANTON	CANTON	JOSE MANUEL		
\$10000	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$10000	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$24510	Título:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
	CONJUNTO HABITACIONAL DE INTERES SOCIAL Mexico, D.F.						
	Subtítulo:						
\$26000	Lugar de Edición: México D. F.						
\$30000	Número de páginas:		100	Ilustraciones:	NO	Idioma:	
Grado:	Carrera: ARQUITECTURA						
X M D E	Facultad o escuela: Escuela Mexicana de Arquitectura						
	Universidad: LA SALLE						
	Temas que trata la tesis: Desarrollo de un conjunto en un terreno sin colindantes a la calle excepto por el acceso.						
	Grado de asesor de tesis:		Nombre del asesor: Eduardo Eichmann y Diaz				
X	D	E					
\$65000							
\$40095							
\$11065							

135



Cap 962

Dirección General de Bibliotecas

Fecha	Idioma	g	clave U.	Nº de matriz	f. cat.	Iden.	Registro de Tesis
\$0500				2012			Año en que se presenta la tesis: 1990
\$1000	Autor:	RODRIGUEZ	OSORIO	ARTURO JAVIER			
		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
\$1000	Autor:	VALENCIA	ROZ	HECTOR ALONSO			
		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
\$1000	Autor:						
		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
\$2451	Título:	PLANTA DE PROCESAMIENTO PRIMARIO PARA ESPECIES DE ESCAMA EN EL PUERTO PESQUERO DE CHUZ DE HUACAXTLE, MAYAT.					
	Subtítulo:						
\$2600	Lugar de Edición:	ACATLAN ESTADO DE MEXICO.					
\$3000	Número de páginas:	26	Ilustraciones:	(SI) NO	Idioma:	ESPAÑOL	
Grado:	(L) M D E	Carrera: ARQUITECTURA.					
Facultad o escuela:	ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES ACATLAN.						
Universidad:	UNIVERSIDAD DE MEXICO.						
Temas que trata la tesis:	* PROYECTO DE UNA PLANTA PESQUERA. — ESTUDIOS GENERALES — MEDIO FISICO, — INFRAESTRUCTURA URBANA, — INFRAESTRUCTURA PORTUARIA, — FUNCIONAMIENTOS Y FLUJOS OPERACIONALES DEL PUERTO Y PROYECTO ARQUITECTONICO.						
Grado del asesor de tesis:	(L) M D E	Nombre del asesor: ARQ. SERGIO/ISLAS CARPIZO.					
\$6500							
\$6000							
\$9000							

136



Cop. 562

Dirección General de Bibliotecas

Fecha	i	idioma	g	clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden	017	Registro de Tesis
\$05000				31921					Año en que se presenta la tesis: 1990
\$10000	Autor:	Hernández		Rangel					Maria de los Angeles
\$10000	Autor:	Apellido paterno		Apellido materno					Nombre(s)
\$10000	Autor:	Juárez		Jiménez					Beatriz
\$10000	Autor:	Apellido paterno		Apellido materno					Nombre(s)
\$10000	Autor:	Ortiz		Rocha					Esther
\$24510	Título:	Apellido paterno		Apellido materno					Nombre(s)
	Título:	Terapia familiar sistémica: una revisión teórica-práctica							
	Subtítulo:								
\$26000	Lugar de Edición:	Tlanepantla, Estado De México.							
\$30000	Número de páginas:	219	Ilustraciones:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	Idioma:			
Grado:	<input checked="" type="checkbox"/> M	<input type="checkbox"/> D	<input type="checkbox"/> E	Carrera:	Licenciatura En Psicología				
Facultad o escuela:	Escuela Nacional De Estudios Profesionales Iztacala								
Universidad:									
Temas que trata la tesis:	Características Y Enfoques De la Terapia Familiar Sistémica, Revisión Epistemológica y Práctica De la Terapia Familiar, Historia De la Terapia Familiar y Características De la Familia.								
Grado del asesor de tesis:	<input checked="" type="checkbox"/> M	<input type="checkbox"/> D	<input type="checkbox"/> E	Nombre del asesor:	Arturo Jalife Alvarez				
\$65000									
\$60000									
\$60100									

137



Fecha	idioma	g	clave U.	N° de matriz	f. cat.	iden	05	Registro de Tesis
\$050000				40721				Año en que se presenta la tesis: 1989
\$100000	Autor:	FLORES		ORTEGA	JESUS.			
\$100000	Autor:	Apellido paterno		Apellido materno	Nombre(s)			
\$100000	Autor:	Apellido paterno		Apellido materno	Nombre(s)			
\$24510	Título:	Apellido paterno		Apellido materno	Nombre(s)			
		ANÁLISIS SOCIO-JURÍDICO DE LOS FACTORES QUE PROPICIAN LA FARMACODPENDENCIA EN LOS ADOLESCENTES.						
	Subtítulo:							
\$260000	Lugar de Edición:	San Juan de Aragón, Estado de México.						
\$300000	Número de páginas:	68	Ilustraciones:	SI	NO	Idioma:		
Grado:	X	M	D	E	Carrera: Licenciado en Derecho.			
Facultad o escuela: ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES UNIDAD "ARAGÓN"								
Universidad:								
Temas que trata la tesis: Es un análisis concreto de los factores que propician la farmacodependencia en los adolescentes tanto a nivel externo como interno desde un enfoque social y jurídico, principalmente buscando una solución concisa y veraz del problema que afecta principalmente a los jóvenes que están en la etapa de la adolescencia.								
Grado del asesor de tesis:	X	M	D	E	Nombre del asesor: María Graciela León López.			
\$650000								
\$600000								
\$900000								

ca

(138)



Fecha	idioma	g	clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden.	MS	Registro de Tesis
\$05000	00721				Año en que se presenta la tesis: 1990			
\$10000	Autor: Satela		Abundiz		García			
\$10000	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)			
\$10000	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)			
\$2451	Título: Situación jurídica de los Trabajadores Eventuales							
	al Servicio del Estado							
	Subtítulo:							
\$26000	Lugar de Edición: México D.F.							
\$30000	Número de páginas: 100		Ilustraciones: SI NO		Idioma:			
Grado:	X M D E		Carrera: Licenciado en Derecho					
Facultad o escuela: Facultad de Derecho								
Universidad:								
Temas que trata la tesis: El Estado Mexicano, El Estado Mexicano y los Servidores Públicos, Trabajadores Eventuales al Servicio del Estado								
Grado del asesor de tesis:		Nombre del asesor: Magdalena / Porta Decoing						
X M D E								
\$65000								
\$60000								
\$90100								

139



Fecha	idioma	g	clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden	05	Registro de Tesis
\$0500	01121			Año en que se presenta la tesis: 1970				
\$1000	Autor: Rivas		Mendoza		Carlos Edgar			
\$1000	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)			
\$1000	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)			
\$2451	Título: Destilación Solar: Una alternativa para obtener agua dulce a partir de agua de mar							
Subtítulo:								
\$2600	Lugar de Edición: México D.F.							
\$3000	Número de páginas: 145		Ilustraciones: <input checked="" type="checkbox"/> NO		Idioma: Español			
Grado: <input checked="" type="checkbox"/> M <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/> E		Carrera: Ingeniero Civil						
Facultad o escuela: Ingeniería								
Universidad: U.N.A.M.								
Temas que trata la tesis: I.- Introducción; II.- Desalación y Energía Solar; III.- Obras de Toma; IV.- Breve descripción de los sistemas de desalación; V.- Diseño de una planta de destilación								
Grado del asesor de tesis: <input checked="" type="checkbox"/> M <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/> E		Nombre del asesor: Ing. Jorge Luis Lara Gonzalez						
\$6500								
\$6000								
\$6100								

Conclusiones y Recomendaciones Solar, VI.

140



2111519	0								05	Registro de Tesis	
\$050			00721							Año en que se presenta la tesis: 1990	
\$100	Autor:	Fragoso		Fragoso	Angélica						
\$100	Autor:	Apellido paterno		Apellido materno	Nombre(s)						
\$100	Autor:	Apellido paterno		Apellido materno	Nombre(s)						
\$245	Título:	Apellido paterno		Apellido materno	Nombre(s)		Clasificación del Homicidio en orden al tipo				
	Subtítulo:										
\$260	Lugar de Edición:	México D.F.									
\$300	Número de páginas:	195	Ilustraciones:	<input checked="" type="checkbox"/>							Idioma:
Grado:	<input checked="" type="checkbox"/> M	<input type="checkbox"/> D	<input type="checkbox"/> E	Carrera:	Derecho						
Facultad o escuela:	Derecho										
Universidad:											
Temas que trata la tesis:	Antecedentes del Delito de Homicidio, sus elementos y estudio de la Clasificación										
Grado del asesor de tesis:	<input checked="" type="checkbox"/> M	<input type="checkbox"/> D	<input type="checkbox"/> E	Nombre del asesor:	Armando Granados Carreon						
\$650											
\$600											
\$901											

741



Cop. 262

12

Dirección General de Bibliotecas

Fecha	idioma	g clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden	Registro de Tesis
\$05000		00323			015	Año en que se presenta la tesis: 1990
\$10000	Autor: García Naumis Gerardo					
\$10000	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)	
\$10000	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)	
\$24510	Título: Generación de estructuras cuasicristalinas por el método dual generalizado					
	Subtítulo:					
\$26000	Lugar de Edición: C.d. de México					
\$30000	Número de páginas: 96		Ilustraciones: <input checked="" type="checkbox"/> NO		Idioma:	
Grado: <input checked="" type="checkbox"/> M <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/> E Carrera: Físico						
Facultad o escuela: Ciencias						
Universidad:						
Temas que trata la tesis: Cristalografía; Cuasicristales.						
Grado del asesor de tesis: <input type="checkbox"/> L <input type="checkbox"/> M <input checked="" type="checkbox"/> E Nombre del asesor: Dr. David / Romén Casajvana						
\$65000						
\$60000						
\$91000						

142



Cop 262

Dirección General de Bibliotecas

Fecha	Idioma	g	clave U.	Nº de matriz	t. car.	iden	015	Registro de Tesis
\$05000	00423				Año en que se presenta la tesis: 1990			
\$10000	Autor: Reza		Becerril		Fernando			
\$10000	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
\$10000	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
\$2451	Título:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
El bachillerato tecnológico en México : análisis crítico a la formación bivalente (propedéutica y tecnológica),								
Subtítulo: a partir de las opiniones emitidas por docentes								
\$26000	Lugar de Edición: los y alumnos del propio sistema en la							
\$30000	Número de páginas: 169		Ilustraciones: SI NO		Idioma: década de los ochenta			
Grado: L M D E		Carrera: Sociología						
Facultad o escuela: Ciencias políticas y sociales								
Universidad: UNAM								
Temas que trata la tesis: Educación tecnológica, Bachillerato en México								
Grado del asesor de tesis: L M D E		Nombre del asesor: Luis Miguel Valdivia Santa María						
\$65000								
\$60000								
\$90100								

143



1990					05	Registro de Tesis
Fecha	Idioma	Clave U.	Nº de matriz	f. cat.	Iden.	
\$050	01421			Año en que se presenta la tesis: 1990		
\$100	Autor: Rivco		Vázquez		María Esther	
\$100	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)	
\$100	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)	
\$100	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)	
\$2451	Título: Rehabilitación de dientes desvitalizados					
:	Subtítulo:					
\$260	Lugar de Edición: Mexico Distrito Federal					
\$300	Número de páginas: 52		Ilustraciones: <input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO		Idioma:	
Grado:	Carrera: Cirujano Dentista					
<input checked="" type="checkbox"/> M <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/> E	Facultad o escuela: Odontología					
Universidad:						
Temas que trata la tesis: El tratamiento endodáctico restaurador. Tipos de restauraciones: car. dientes deculpadas. Preparación del diente para su reconstrucción. Técnicas de impresión y Terminación de la restauración.						
Grado del asesor de tesis:			Nombre del asesor: José Manuel Ornelas e Ibarra			
<input checked="" type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/> E						
\$650						
\$600						
\$901						

144



1191910						05	Registro de Tesis
Fecha	Idioma	g	clave U.	Nº de matriz	f. cat.	Iden.	
\$050	01421			Año en que se presenta la tesis: 1990			
\$100	Autor:	López	Sánchez	Núñez Elizabeth			
\$100	Autor:	Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
\$100	Autor:	Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
\$100	Autor:	Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
\$2451	Título:	Nutrición Geriátrica					
	Subtítulo:						
\$260	Lugar de Edición:	México Distrito Federal					
\$300	Número de páginas:	109	Ilustraciones:	SI	NO	Idioma:	
Grado:	X	M	D	E	Carrera:	Cirujano Dentista	
Facultad o escuela:	Odontología						
Universidad:							
Temas que trata la tesis:	Nutrición, Nutrimientos que aportan energía, Nutrimientos de apoyo, Nutrición en el ciclo de vida y Nutrición Geriátrica.						
Grado del asesor de tesis:	X	D	E	Nombre del asesor:	Jose Manuel Ornelas e Ibañez		
\$650							
\$600							
\$60							

145



						05	Registro de Tesis
Fecha	Idioma	g	clave U.	N° de matriz	f. cat.	Eden	
\$050M				00721	Año en que se presenta la tesis: 1990		
\$100M	Autor: González Luna Bueno Federico José						
\$100M	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$100M	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$24510	Título: Insuficiencia constitucional y legal en el control por órgano político sobre la contratación y el						
	Subtítulo: ejercicio de la deuda nacional						
\$260M	Lugar de Edición:						
\$300M	Número de páginas: 160		Ilustraciones: SI NO		Idioma:		
Grado: X M D E Carrera: DERECHO							
Facultad o escuela: DERECHO							
Universidad:							
Temas que trata la tesis: Aspectos económicos, legales y políticos sobre la contratación y gasto de la deuda nacional							
Grado del asesor de tesis: M D E Nombre del asesor: Horacio Castellanos Coutino							
\$650M							
\$600M							
\$901M							

146



Cap 262

17

Dirección General de Bibliotecas

Fecha	idioma	g clave U.	N° de matriz	t. cat.	iden	07	Registro de Tesis
\$050M			01621	Año en que se presenta la tesis:			1990
\$100M	Autor: Ramirez Payan María Guillermina		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$100M	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$100M	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$2451	Título: Utilización de un análogo sintético del GnRH para solucionar el anestro posparto en vacas		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
	Subtítulo: Cebú en condiciones tropicales						
\$260M	Lugar de Edición:						
\$300M	Número de páginas: 32		Ilustraciones: SI NO		Idioma:		
Grado:	M	D	E	Carrera: Medico Veterinario y Zootecnista			
Facultad o escuela: Fac. Med Vet y Zootecnia							
Universidad: UNAM							
Temas que trata la tesis: Fisiología reproductiva							
Grado del asesor de tesis:							
	M	D	E	Nombre del asesor: Hector Basurto Camberos			
\$650M	Agapito Martinez Aburto						
	Liberio Ramón Morales Rivera						
\$600M							
\$650M							

148



Cap 262

19

Dirección General de Bibliotecas

Fecha	i	idioma	g	clave U.	N° de matriz	f. cat.	iden.	Registro de Tesis
\$0500					00721			Año en que se presenta la tesis: 1990
\$1000	Autor: <u>Kula</u> <u>Carra</u> <u>Eduardo</u>							
\$1000	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)			
\$1000	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)			
\$2451	Título: <u>El ARBITRAJE</u>							
	Subtítulo:							
\$2600	Lugar de Edición: <u>México, Instituto Federal</u>							
\$3000	Número de páginas: <u>107</u>		Ilustraciones: <u>SI</u> <u>NO</u>		Idioma:			
Grado:		Carrera: <u>Licenciado en Derecho</u>						
X M D E		Facultad o escuela: <u>Facultad de Derecho</u>						
		Universidad:						
		Temas que trata la tesis: <u>ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL ARBITRAJE GENERALIDADES, ESTRUCTURA Y CONTENIDO DEL ARBITRAJE, EL LAJAC ARBITRAL.</u>						
Grado del asesor de tesis:		Nombre del asesor: <u>Licenciado EDUARDO LOJERO BATEYA</u>						
X M D E								
\$6500								
\$6000								
\$9010								

149



Cap 262

29

Dirección General de Bibliotecas

Fecha	Idioma	g	clave U.	N° de matriz	f. cat.	iden	015	Registro de Tesis
\$05000	01421				Año en que se presenta la tesis: 1989			
\$10000	Autor: Lara		López		PEDRO			
	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)			
\$10000	Autor:		Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)	
\$10000	Autor:		Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)	
\$2451	0		Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)	
Título: Generalidades en el uso de resinas en operatoria dental								
Subtítulo:								
\$26000	Lugar de Edición: México D.F.							
\$30000	Número de páginas: 42			Ilustraciones: SI		Idioma:		
Grado: X M D E		Carrera: Cirujano Dentista						
Facultad o escuela: Facultad de Odontología								
Universidad: U.N.O.M.								
Temas que trata la tesis: Antecedentes históricos, Tipos de Resinas, Resinas de polimerización, selladores, sellado para puntos y fisuras								
Grado del asesor de tesis: (L) M D E		Nombre del asesor: C.D. Arturo Trejo Alvarado						
\$65000								
\$60000								
\$90100								

150



Fecha	idioma	g clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden	05	Registro de Tesis
\$05000	00521			Año en que se presenta la tesis: 1990			
\$10000	Autor: Vázquez		Requierez		Martha		
\$10000	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)		
\$10000	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)		
\$24510	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)		
	Título: Determinación de la velocidad de deposición de SO ₂ en placa de sulfatación de PbO ₂						
	Subtítulo:						
\$26000	Lugar de Edición: Mexico, D. F.						
\$30000	Número de páginas: 63		Ilustraciones: SI NO		Idioma:		
Grado:		Carrera: Ingeniero Químico					
X M D E		Facultad o escuela: Facultad de Química					
Universidad:							
Temas que trata la tesis: Corrosión Atmosférica, Influencia del SO ₂ atmosférico en la velocidad de corrosión de metales expuestos. Determinación del depósito de SO ₂ .							
Grado del asesor de tesis:		Nombre del asesor: Juan Gonesca' Lengueras					
L M X E							
\$65000							
\$60000							
\$91000							

151



Fecha	idioma	g	clave U.	N° de matriz	f. cat.	iden	015	Registro de Tesis
\$050M	00721				Año en que se presenta la tesis: 1990			
\$100M	Autor:		Negrete Luna		Moria Irene			
\$100M	Autor:		Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)	
\$100M	Autor:		Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)	
\$245M	Título:		Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)	
	El derecho de protección a la salud en la Sociedad Mexicana							
	Subtítulo:							
\$260M	Lugar de Edición: México D.F.							
\$300M	Número de páginas: 144			Ilustraciones: SI NO		Idioma:		
Grado: X M D E		Carrera: Licenciado en Derecho						
Facultad o escuela: Facultad de Derecho								
Universidad:								
Temas que trata la tesis: La Seguridad Social La Salud El derecho de Protección a la Salud								
Grado del asesor de tesis: L M X E			Nombre del asesor: José Manuel Vargas Alenchaca					
\$650M								
\$600M								
\$901M								

152



Cap 262

23

Dirección General de Bibliotecas

Fecha	idioma	clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden	05	Registro de Tesis
\$05000		00421					Año en que se presenta la tesis: 1990
\$10000	Autor:	Pacheco Micete Javier					
\$10000	Autor:	Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
\$10000	Autor:	Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
\$24512	Título:	Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)			
	Subtítulo:	el desarrollo de las elites en la región					
\$26000	Lugar de Edición:	México, D.F.					
\$30000	Número de páginas:	135	Ilustraciones:	* NO	Idioma:		
Grado:	* M D E	Carrera: Relaciones Internacionales					
Facultad o escuela:	Ciencias Políticas y Sociales						
Universidad:	Universidad Nacional Autónoma de México						
Temas que trata la tesis:	Desarrollo Histórico, El Nacionalismo Árabe, Repercusiones de la Creación de Israel, El Renacimiento Islámico, La División del Poder						
Grado del asesor de tesis:	L * D E	Nombre del asesor: Zidane Zeraoui					
\$65000							
\$60000							
\$60100							

153



Cup 262

27

Dirección General de Bibliotecas

Fecha	idioma	clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden	Registro de Tesis
\$0500		00721				Año en que se presenta la tesis: 1990
\$1000	Autor: Sardeneta		Gama	Claudia Lilia		
\$1000	Apellido paterno		Apellido materno	Nombre(s)		
\$1000	Apellido paterno		Apellido materno	Nombre(s)		
\$2451	Apellido paterno		Apellido materno	Nombre(s)		
\$2451	Título: Filiación en materia civil					
	Subtítulo:					
\$2600	Lugar de Edición: México, D.F.					
\$3000	Número de páginas: 93		Ilustraciones: SI NO		Idioma: Español	
Grado: <input checked="" type="checkbox"/> M <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/> E		Carrera: Licenciado en Derecho				
Facultad o escuela: Derecho						
Universidad: Nacional Autónoma de México						
Temas que trata la tesis: Filiación matrimonial, extramatrimonial, legitimación, reconocimiento e inseminación artificial						
Grado del asesor de tesis: <input checked="" type="checkbox"/> M <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/> E		Nombre del asesor: Lic. José Luis Lechuga Martínez				
\$6500						
\$6000						
\$9010						

154



Fecha	Idioma	clave U.	Nº de matriz	t. cat.	iden	05	Registro de Tesis
\$0500	00465			Año en que se presenta la tesis: 1990			
\$1000	Autor: Vizzi		Calzoni		Raul Cayetano		
\$1000	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$1000	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$2451	Título:		La política energética argentina 1976-1983				
	Subtítulo:						
\$2600	Lugar de Edición:						
\$3000	Número de páginas: 169		Ilustraciones: <input checked="" type="checkbox"/> NO		Idioma:		
Grado:	L	<input checked="" type="checkbox"/> D	E	Carrera: Estudios latinoamericanos			
Facultad o escuela: Fac. Ciencias políticas y Sociales							
Universidad: UNAM							
Temas que trata la tesis: Contexto energético mundial y latinoamericano, planeación energética, industria petrolera: historia y desarrollo actual, otros sectores energéticos							
Grado del asesor de tesis:			Nombre del asesor: Manuel Millor Mauri				
L			<input checked="" type="checkbox"/> M		E		
\$6500							
\$6000							
\$9010							

155



Cape 269

26

Dirección General de Bibliotecas

Fecha	idioma	g	clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden	Registro de Tesis
\$0500B	01421				Año en que se presenta la tesis: 1990		
\$1000B	Autor: SIERRA		ROSAS		HERIBERTO MARGARITO		
\$1000B	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)		
\$1000B	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)		
\$24510	Título: EDUCACIÓN QUIRURGIA e historia de la cirugía bucal						
	Subtítulo:						
\$2600B	Lugar de Edición: MEXICO, DISTRITO FEDERAL						
\$3000B	Número de páginas: 147		Ilustraciones: SI NO		Idioma:		
Grado: X M D E		Carrera: CIRUJANO DENTISTA					
Facultad o escuela: FACULTAD DE ODONTOLOGIA							
Universidad:							
Temas que trata la tesis: - HISTORIA DE LA CIRUGIA Y ANTECEDENTES ODONTOLÓGICOS, ESTERILIZACIÓN, ANTISEPTICOS, ZONAS DE ASES QUIRURGICOS, FUNDAMENTALES DE LA CIRUGIA PERI-IMPLANTARIA Y POS-OPERATORIOS, PRINCIPALES COMPLICACIONES DE LA CIRUGIA BUCAL							
Grado del asesor de tesis: L M D E		Nombre del asesor: JOSE LUIS CORTEZ BASURTO					
\$6500B							
\$4009B							
\$9010B							

156



Fecha	idioma	g	clave U.	Nº de matriz	f. cat.	iden	Registro de Tesis
\$0500				00721		05	Año en que se presenta la tesis: 1990
\$1000	Autor:		ORTIZ	DEL PRADO	MARTIN		
\$1000	Apellido paterno		Apellido materno		Nombre(s)		
\$1000	Autor:		Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)		
\$2451	Título:		ASPECTOS	PROCESALES	DE LA QUIEBRA		
:		Subtítulo:					
\$2600	Lugar de Edición:		MEXICO D.F.				
\$3000	Número de páginas:		119	Ilustraciones:	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	Idioma:
Grado:		Carrera: Licenciado en Derecho					
<input checked="" type="checkbox"/> M		Facultad o escuela: FACULTAD DE DERECHO					
<input checked="" type="checkbox"/> D		Universidad:					
<input checked="" type="checkbox"/> E		Temas que trata la tesis: CAPITULO I JULCIOS UNIVERSALES					
		CAPITULO II LA QUIEBRA CAPITULO III ASPECTOS PROCESALES DE LA QUIEBRA					
Grado del asesor de tesis:		Nombre del asesor: Lic. Silvestre MENDOZA GONZALEZ					
<input checked="" type="checkbox"/> M							
<input checked="" type="checkbox"/> D							
<input checked="" type="checkbox"/> E							
\$6500							
\$6000							
\$9000							

reservas potenciales de la zona son de alrededor de cuatro veces las del Mar del Norte (cerca de 90,000 milloones de barriles).

Los intereses británicos están muy activos en la zona y han obtenido de Argentina importantes concesiones costafuera; Shell se le otorgó una extensión superior a los 40,000 Km², distribuidas entre Río Gallegos (8,542 Km²), Magallanes (4,890 Km²), San Jorge Centro (14,837 Km²) y San Jorge (13,222 Km²) (19).

Sin embargo, después de la fracasada y absurda aventura militar, no volvió a mencionarse el aspecto petrolero de la región, el cual en opinión de algunos expertos, constituirá un serio obstáculo para las posibles negociaciones sobre el futuro de las Malvinas, si se tienen en cuenta las perspectivas petroleras de Gran Bretaña en el Mar del Norte.

Al ritmo de producción actual, hacia principios de la próxima década se iniciará una tendencia decreciente en la explotación petrolera británica que podría conducir al país nuevamente a su condición de importador neto de crudo. Aceptando esta condición resultaría viable el argumento de que el Reino Unido mantendrá una rígida posición frente a cualquier posibilidad de ceder la soberanía sobre estas áreas, que podrían constituir una importante reserva petrolera en una perspectiva de mediano plazo. No obstante, el aprovechamiento de los recursos de la zona dependerá, como se mencionó, de los riesgos de dependencia petrolera del Reino, pero también de los resultados concretos de la exploración petrolera, los avances de la tecnología de producción en aguas profundas y de la evolución de los precios internacionales del crudo que hagan redituable la explotación.

A continuación se puede observar el Mapa 2 con las áreas en exploración y en explotación asignadas a las empresas contratista hasta 1980, seguido de la tabla explicativa del mismo.

Areas de Exploración y Explotación

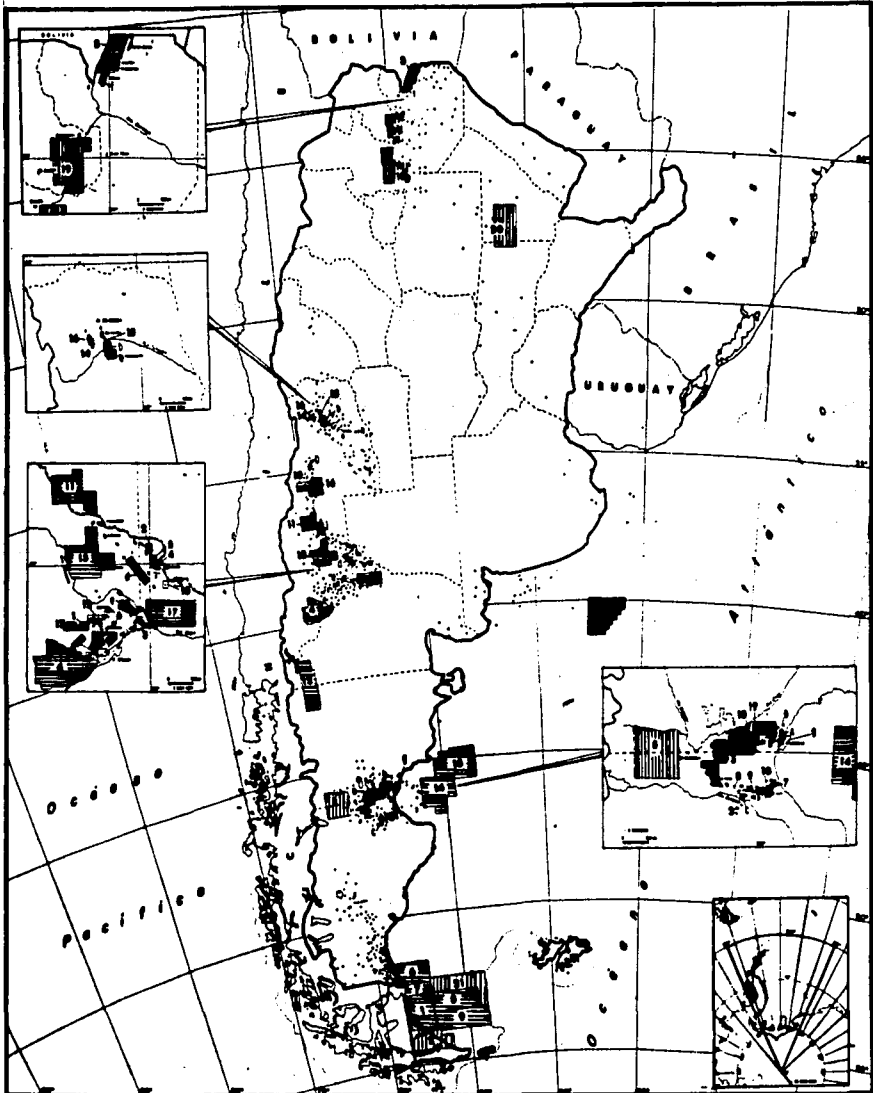


TABLA EXPLICATIVA DEL MAPA 2

Yacimientos de Petróleo y/o Gas

✦ **Pozos exploratorios improductivos**

□ **CONCESIONES**

Nº	Añadjudic	COMPANIA	Superf. Km ²
A	1915	ASTRA CAP.S.A.	75
B	1916	ALICURA, DECAVIA, VIAL DEL SUR (ex Petroquim.)	103
C	1935	C.A.P.S.A. (ex Diadema)	90
D	1935	SOSNEADO	
E	1935	ESSO S.A.P.A.	56

■ **CONTRATOS DE DESARROLLO Y EXPLORACION**

Nº	Añadjudic	Area	Superficie Km ²	COMPANIA
a	1958	C Dragón-C Grande	2.724	AMOCO
b	1958	La Ventana-V Muerto	480	CITIES SERV, AMINOIL, ALLIED CHEM.
c	1962	El Valle	62	CADIPSA
d	1967	Entre Lomas	748	PEREZ COMPANC
e	1971	L. Atravesado	511	ASTRA, BRIDAS
f	1979	Ramos	232	PLUSPETROL, J. LEWIS, TECHINT
g		C. Costero C.R.	232	BUTTES, TECHINT, DESACI
h	1980	Monantiales Behr	972	AMOCO, ASTRA, PEREZ COMPANC
i		Los Perales-L. Cuy	913	A. EVANGELISTA, PETROMIN
j		Cañadón Amarillo		
k		San Roque	810	

CONTRATOS DE EXPLORACION (Contratos de Riesgo)

■ **CONTRATOS DE RECUPERACION SECUNDARIA**

Nº	Yacimiento	Añadjudic	COMPANIA
1	C. Bandera-El Sauce	1967	BRIDAS, RYDER SCOTT
2	Catriel Oeste	1972	PSAN JORGE, P. COMPANC
3	Centenario	1977	I. TAURO, SOCOMA, I. SIDECO, J. LEWIS, PLUS
4	25 Mayo - Medonito	1977	BRIDAS, P. COMPANC
5	Medianera	1977	VIAL DEL SUR, R. SCOTT
6	Del Medio	1977	EL CARMEN
7	Cañadón Seco	1977	ASTRA, SASETRU, INALRUCO
8	Piedra Clavada	1977	BRIDAS, P. COMPANC, ECOFISA
9	El Cordón	1978	BRIDAS, P. COMPANC
10	Meseta Espinosa	1978	ASTRA, A. EVANGELISTA
11	Sur de la Dorsal	1978	BRIDAS, R. SCOTT
12	Norte de la Dorsal	1978	QUITRAL-CO., I. AGROPECUARIAS
13	Rinconada	1978	TECSA
14	Chañares Herrados	1978	H. LAPEYRADE, E. T. PETROLEROS
15	Río Tunuyán	1978	ASTRA
16	Tupungato	1978	P. S. JORGE, S. CEMENTO, O. PORTUAR.
17	A. Compomenta	1979	PLUSPETROL, I. TAURO, J. LEWIS
18	C. Tartuga-L. Flores	1979	AUSPETROL, ASCOT, GRUY, GRAZIANI
19	P. Castillo-L. Guitormo	1979	P. COMPANC, SADE, I. AMERICAN ASOC.
20	K. Kayike-El Valle	1979	P. COMPANC, SADE, I. AMERICAN ASOC.

■ **Licitados** ■ **Adjudicados** ■ **A licitar**

Nº	Licitados	Area	Superficie Km ²	Adjud.	COMPANIA
1	IX-77	T. Fuego Nº 1	10.655	XI-78	TOTAL, DEMINEX, BRIDAS, ARFRANCO
2	IX-77	T. Fuego Nº 2A/B	10.417	—	
3	VII-78	Acambuco	2.182	79	BRIDAS, SOCOMA, INALRUCO
4	VII-78	Picún Leufú	6.500	IX-79	APCO, COSPESA, TECNOC, INALRUCO, DESACI
5	VII-78	M. Guenquel	7.500	—	
6	VII-78	Río Gallegos	8.615	VII-79	SHELL HYDR, SHELL, PETROLAR
7	VII-78	Magallanes	4.725	VI-79	SHELL HYDR, SHELL, PETROLAR
8	V-79	T. Fuego Este 1	11.108	X-79	ESSO, ASTRA, P. COMPANC, CADIPSA
9	V-79	T. Fuego Este 2	12.772	X-79	ESSO, ASTRA, P. COMPANC, CADIPSA
10	VI-79	Malargüe Sur	2.100	80	OCCIDENTAL, BRIDAS, UTEXAS, QUIMCA
11	VI-79	Confluencia	3.183	VII-80	ALIANZA, A. EVANGELISTA, QUITRAL-CO
12	VI-79	Nirihuau	9.970	VII-80	PLUSPETROL
13	IX-79	A. San Roque O.	4.392	VII-80	TECHINT, CADIPSA
14	X-79	S. Jorge Centro	13.322		SHELL HYDR., SHELL, PETROLAR
15	X-79	S. Jorge Norte	14.827		SHELL HYDR., SHELL, PETROLAR
16	XI-79	Llanconelo	2.400		UNION OIL, INALRUCO
17	III-80	Río Negro Norte	4.352		CITIES SERVICE, AMINOIL, PETROLAR
18	IV-80	Río Juramento	9.807		
19	VI-80	Ledesma	5.742		
20	VII-80	Las Breñas	9.800		
21	X-80	Magallanes Este	13.264		

3. Producción de crudo

La producción argentina alcanzó en 1983 los 490,000 b/d, volumen modesto comparado solo con los dos principales productores de América Latina: México (2.7 millones b/d) y Venezuela (1.8 millones b/d); sin embargo, medida esta oferta en función del grado de autosuficiencia nacional adquiere mayor relevancia, dado que entre 1976 y 1983 se situó siempre por encima del 80 % de la demanda interna.

En términos globales, la producción experimentó un crecimiento promedio anual de 4.5 % entre 1976 y 1981 para luego sufrir una desminución de 1.2 % en 1982 y mantenerse al mismo nivel en 1983. Para el periodo completo, la tasa de crecimiento fue de 2.7 %. Sin embargo, debe destacarse que la producción directa de YPF mostró una tendencia creciente, con excepción de 1978 y 1981, al pasar de los 294,000 b/d en 1976 a 338,000 b/d en 1983; paralelamente, las compañías contratistas tuvieron un comportamiento similar en cuanto a su oferta ascendente, salvo las reducciones de los dos últimos años del periodo. Por su parte, las compañías privadas con campos propios siguieron siendo productores marginales, aún cuando triplicaron su producción durante estos ocho años, pasando de 3,300 a 10,500 b/d.

Desde la promulgación de la ley de contratos de riesgo, se otorgaron quince contratos de este tipo referentes a exploración y doce de explotación, lo que hizo crecer la participación de las compañías privadas y elevó los flujos de capital extranjero y nacional hacia la industria petrolera.

Los operadores privados invirtieron más de 1,200 millones de dólares en el desarrollo de áreas petroleras y gaseras entre 1978 y 1981 y proyectaban que para 1983 estarían produciendo alrededor de 240,000 b/d, es decir, 44 % de la producción total del país; sin embargo, esta previsión no se cumplió y

la participación de los contratistas más las compañías privadas solo llegó a 32 % de la oferta nacional de ese año. En 1981 se dió el mayor porcentaje de la iniciativa privada en la industria del periodo, cuando representó 37 % de la producción total.

En lo que respecta a los actores de la industria, entre 1976 y 1980 se incorporaron 22 nuevos operadores, para hacer un total de 19 empresas extranjeras y 45 argentinas (muchas de ellas con participaciones mínimas en consorcios con socios extranjeros mayoritarios) de las cuales 35 trabajaban bajo contratos de riesgo con YPF.

Cuadro 3.6

Producción de crudo 1976-1983

-en 1,000 b/d-

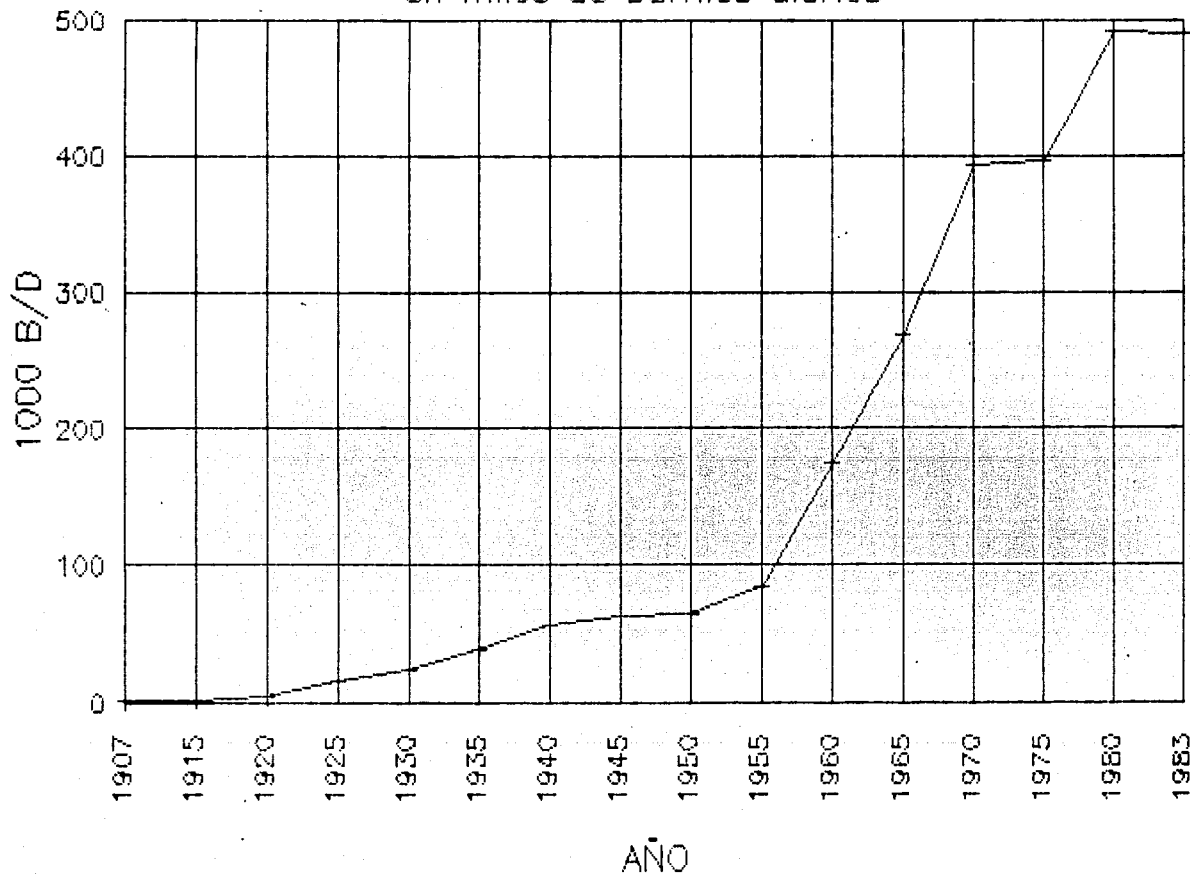
AÑO	Y.P.F.	COMPANIAS		TOTAL	FORCENTAJE DE
		CONTRATISTAS	PRIVADAS		YPF / TOTAL
1976	294.5	101.1	3.3	398.9	74.0
1977	323.7	104.3	3.6	431.6	75.0
1978	306.6	141.7	4.2	452.5	68.0
1979	314.9	153.1	4.7	472.7	67.0
1980	316.5	168.8	6.9	492.2	64.0
1981	313.4	176.0	7.7	497.1	63.0
1982	318.7	162.7	9.2	490.6	65.0
1983	333.7	146.4	10.5	490.6	68.0

Fuente: Anuario Estadístico de YPF 1983.

ARGENTINA: PRODUCCION DE CRUDO 1907-1983

-en miles de barriles diarios-

GRAFICA 1



Cuadro 3.7

Producción de las empresas privadas en 1979

-en 1,000 b/d-

OPERADOR	PRODUCCION	% PRODUCCION TOTAL
AMOCO	50.4	11
PEREZ COMPAC	45.1	10
CITIES SERVICE	29.4	6
BRIDAS	16.0	3
ASTRA	9.6	3
PLUSPETROL	6.0	1
PETROLERA SAN JORGE	3.7	MENOS DEL 1 %
VIAL DEL SUR	1.6	
AUSPETROL	1.2	
PETROLERA DEL CARMEN	.7	
CADIPSA	.5	
OTRAS:	.8	
QUINTRAL CIA.		
HECTOR LAFERAIDE		
TESCA		
T O T A L	165.0	

Fuente: Oil & gas journal, agosto 25, 1980, pag. 90.

Entre las compañías nacionales existían tres con activos superiores a los 100 millones de dólares, como Bidas, Perez Compac y Techint, las cuales fueron creadas antes de 1950; otras como Astra, Plus Petrol, Quintral Cia. e Inalruco tenían activos entre 20 y 70 millones de dólares.

En cuanto a la producción destacaban AMOCO con 30 % del total producido por las compañías, seguida de Perez Compac con 27 %, Argentina Cities Service Development Co. con 18 % y Bidas Sapic con 10 %. En el Cuadro 3.7 se presenta la producción de las empresas relacionada con el total nacional.

A pocos meses de concluir el gobierno militar, se llevaron a cabo negociaciones entre YPF y las compañías contratistas para incrementar el pago por el petróleo producido por éstas últimas; se renegociaron 20 contratos y el nuevo precio se elevó en más de 80 % a partir del primero de abril de 1983. El nuevo precio que pagaba YPF era de 7.70 dólares por barril, aunque en algunos casos llegaba hasta 20 dólares por unidad; al mismo tiempo, las compañías estaban obligadas a invertir en la industria petrolera 170 millones de dólares, suma que equivalía a más de la mitad de los beneficios que recibían por la nueva cotización.

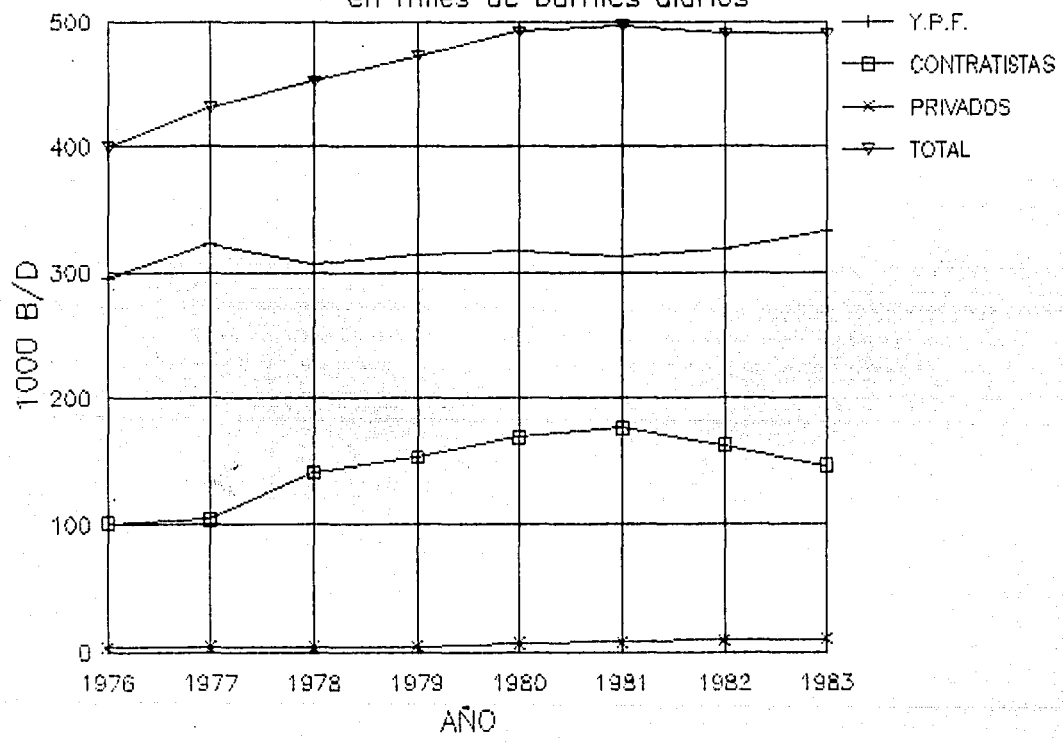
Esta revisión del precio del petróleo entregado a YPF ha sido políticamente controvertida y el nuevo contrato otorgaba el derecho de renegociación por parte del gobierno a elegirse en octubre de 1983; en consecuencia, no se esperaba que las compañías hicieran esfuerzos importantes para elevar su nivel de producción durante ese año. (20).

Capacidad de Refinación

De la capacidad de refinación global del país, que sobrepasaba los 700,000

ARGENTINA: PRODUCCION DE CRUDO 1976-1983

- en miles de barriles diarios -



b/d en 1983, el 65 % correspondía a la empresa estatal, distribuido entre seis plantas de las cuales destacaban dos que acumulaban más de tres cuartas partes del total de YPF.

El 35 % restante era propiedad de empresas privadas argentinas y filiales de transnacionales petroleras, destacándose las refineries de Shell y Exxon, que representaban cerca del 90 % de la capacidad conjunta de la refinación privada. En el Cuadro 3.8 puede observarse la capacidad de refinación por planta y su ubicación para 1983.

Durante el periodo analizado, la capacidad de proceso no ha tenido variaciones importantes y solo una empresa, Isaura SA, tuvo un proyecto para construir su segunda planta en San Lorenzo, provincia de Santa Fe, capaz de procesar 100,000 b/d de crudo; sin embargo, al término del gobierno militar no se había avanzado en su realización.

En lo referente a la capacidad utilizada de refinación entre 1976 y 1983, ésta se mantuvo oscilando en promedio alrededor del 75 %, siendo el primer año el más bajo con solo 66 %; sin embargo, si se analiza el comportamiento de los dos sectores de refinación, se observa un mayor aprovechamiento de la capacidad en las plantas de YPF que en las privadas. Como ejemplo de ello, para 1980 la empresa estatal utilizaba el 85 % de su capacidad, en tanto que las compañías lo hacían al 59 %.

Considerando el consumo de los cinco principales productos refinados (gasolina, diesel, combustóleo, GLP y Kerosenes), las variaciones ocurridas entre 1976 y 1983 fueron mínimas, consecuencia de una tasa de crecimiento de solo 0.6 % promedio anual. Sin embargo, se produjeron cambios significativos en el uso individual de cada uno de los petrolíferos mencionados: el GLP y los Kerosenes se mantuvieron en el mismo volumen; el diesel aumentó en 2.7 % anual porque su precio hacía atractiva la compra

de automóviles alimentados con este combustible; la gasolina experimentó un crecimiento de 4.2 % anual y lo más significativo fue la abrupta caída del combustible, de 8.5 % anual, motivada por la disminución de la actividad industrial, así como por su sustitución por gas natural. (Se hace la aclaración que los datos anteriores no incluyen el consumo de estos combustibles en la generación de electricidad).

Comercio exterior de hidrocarburos

Tradicionalmente Argentina ha sido un pequeño importador de crudo, aunque los niveles de esa dependencia variaron de acuerdo con la evolución de la producción aunada al comportamiento de la demanda interna. Entre 1976 y 1983 el volumen de crudo importado se redujo de 60,700 a 0, debido al aumento de la oferta interna y al estancamiento de la demanda originada en la grave recesión económica que sufrió el país (ver Cuadro 3.9).

Cuadro 3.8

Capacidad de refinación de crudo

-en barriles diarios-

COMPANIA	UBICACION	CAPACIDAD
Y.P.F.	LA PLATA	233,000
	SAN LORENZO	40,000
	LUJAN DE CUYO	129,000
	DOCK SUD	4,200
	PLAZA HUINCUL	25,000
	CAMPO DURAN	34,600
	<u>SUBTOTAL Y.P.F.</u>	465,800
ASTRASUR SA	COMODORO RIVADAVIA	6,300
DESTILERIA ARGENTINA DE PETROLEO SA	LOMAS DE ZAMORA	2,000
ESSO-SAPA	BAHIA BLANCA	17,000
	CAMPANA	94,400
ISAURA SA	BAHIA BLANCA	13,850
SEHLL CIA. ARGENTINA DE PETROLEO SA	BUENOS AIRES	115,000
	SUBTOTAL COMPANIAS	248,550
	T O T A L	714,350

Fuente: Anuario Estadístico de YPF 1983 e International Petroleum Encyclopedia 1983.

El origen de las importaciones ha variado notablemente desde 1975, cuando el principal abastecedor era Libia con 37 % del total, seguido por Bolivia con 31 %; en 1976 el productor norafricano dejó de ser un proveedor importante y al año siguiente desapareció de la lista de vendedores.

El 1976 el crudo procedente de la Zona Neutral del Golfo Pérsico (compartida por Arabia Saudita y Kuwait) representó 28 % y el de Gabón 24 %. Para 1977, el 53 % del crudo importado provino de abastecedores del Golfo Pérsico (Kuwait, Iraq y Zona Neutral), 15 % se importó de Bolivia y una proporción semejante de Gabón. Cabe destacar que el cambio de procedencia del crudo estaba bastante ligado a la política comercial hacia el exterior desarrollada en esa época y que tendió a abrir nuevos mercados para los productos argentinos en Africa y el Medio Oriente; un ejemplo claro de esta orientación fue el origen africano del 82 % de las importaciones realizadas por YPF en 1979 (30 % de Gabón, 24 % de Angola, 24 % del Congo y 4 % de Nigeria).

A partir de 1980 existe una nueva reorientación de las compras estatales de crudo hacia el Golfo Pérsico y Arabia Saudita se transformó en el abastecedor principal con el 65 % del total importado en ese año y en los dos siguientes.

Debe mencionarse que no hubo consecuencias por la guerra iraní-iraquí en el aprovisionamiento petrolero para Argentina, aún cuando en 1980 las compras hechas a Iraq representaron el 27 % del total importado por YPF; esto se debió a que la sobreoferta que existía en el mercado internacional de crudo permitió sustituir rápidamente al oferente, sin que se produjeran situaciones que afectaran la seguridad energética del país. En lo que respecta a las exportaciones netas de productos petrolíferos, desde 1977 se iniciaron las ventas de combustóleo (fuel oil)

Cuadro 3.9

Importaciones de petróleo crudo 1976-1982

-en 1,000 b/d-

ANO	IMPORTACION TOTAL
1976	60.7
1977	58.8
1978	43.2
1979	21.8
1980	38.8
1981	24.9
1982	14.5
1983	0

Fuente:OLADE, Estadísticas Energéticas de América Latina 1981, Anuario Estadístico de YPF 1983 e Información del Ministerio de Economía.

cuyo volumen fue en constante ascenso hasta 1981 y a partir de 1980 también se exportaron cantidades reducidas de diesel y en los dos últimos años del periodo también se vendieron pequeños volúmenes de gasolina. Además debe señalarse que desde 1970 se exportaron otros productos para usos energéticos y no energéticos (asfalto, lubricantes). Estos excedentes exportables fueron consecuencia de la reducción del consumo interno originado en la recesión económica, pero también debidos a la sustitución del combustóleo por el gas natural fomentada por el gobierno, que desplazó volúmenes considerables del primero.

La mayor parte de las ventas de diesel tuvieron como destino principal a Brasil, que absorbió entre 44 y 92 % en el periodo 1980-1983, seguido por Paraguay. Sin embargo, las exportaciones de combustóleo tuvieron como clientes mayoritarios a Estados Unidos y Holanda, en tanto que Brasil adquirió relevancia solo en 1983 con el 30 % del total exportado.

Cuadro 3.10

Exportaciones netas de petrolíferos

-en 1,000 b/d-

ANO	COMBUSTOLEO	DIESEL	GASOLINA	OTROS
1976	-0.9	-8.5	1.1	2.6
1977	3.2	-10.2	-0.4	5.2
1978	6.1	-3.1	-0.2	7.3
1979	5.6	-16.7	-6.9	5.0
1980	21.2	3.7	-4.6	5.6
1981	37.4	13.7	-5.7	6.7
1982	30.5	9.4	0.4	5.1
1983	22.2	3.5	0.3	13.5

Fuente: Anuario Estadístico de YPF 1983 y OLADE: Estadísticas Energéticas de América Latina, 1986.

En términos volumétricos, la balanza exterior de petróleo crudo y derivados tuvo un saldo positivo en los últimos tres años del periodo, esto es, de

1981 a 1983, debido al incremento de las exportaciones de productos petrolíferos y a la disminución y posterior eliminación de las importaciones de crudo. De esta forma, se pasó de un superávit de casi 18,000 barriles diarios en 1981 a 38,600 barriles diarios en 1983.

Cuadro 3.11

Balance de Comercio Exterior de crudo y petrolíferos

- en barriles diarios -

ANO	CRUDO	PETROLIFEROS	TOTAL
1976	-60,726	-17,505	-78,231
1977	-58,841	-8,954	-67,795
1978	-43,203	-2,444	-45,647
1979	-21,775	-30,990	-52,765
1980	-38,882	14,156	-24,726
1981	-24,934	42,775	17,841
1982	-14,445	45,375	30,920
1983	0	38,584	38,584

Fuente: OLADE: Estadísticas Energéticas de América Latina, 1986.

RESUMEN

Argentina dispone de reservas petroleras de reducidas magnitudes comparadas con las existentes en México, Venezuela o el Medio Oriente; sin embargo, han resultado suficientes para abastecer, cuando no totalmente, altos porcentajes de la demanda nacional. El escaso crecimiento de las reservas entre 1976 y 1983 demuestra que la incorporación de nuevos yacimientos, producto de la actividad explotatoria desarrollada, solo compensó los volúmenes extraídos.

Con el propósito de incentivar las exploraciones petroleras, se promulgó la ley de Contratos de Riesgo, mediante la cual se permitía la participación de las empresas privadas nacionales y extranjeras bajo su cuenta y riesgo en la prospección, a cambio de una serie de estímulos fiscales y del pago por los volúmenes de crudo producidos en caso de descubrimientos rentables; el pago en especie estaba codicionado al logro de la autosuficiencia petrolera nacional. El ingreso de estas compañías permitía aligerar las presiones sobre YPF, en momentos que su nivel de endeudamiento le impedía hacer frente a los gastos de operación que implicaba la continuación de los trabajos exploratorios acordes con los requerimientos del país.

En los ocho años del lapso analizado, la producción petrolera se incrementó a una tasa promedio de apenas 2.7 % anual, pasando de 400 a 490 MBD y la participación de la empresa estatal descendió de 74 % a 68 % del total extraído, en favor de los contratistas privados. Este aumento de la producción hubiese resultado insuficiente de cumplirse las proyecciones hechas sobre la evolución del consumo interno, lo cual hubiera implicado una mayor dependencia de las importaciones; en este caso, el menor ritmo de

crecimiento del consumo derivado de la crisis económica impidió el agravamiento de las condiciones del sector petrolero, posibilitando incluso la exportación de excedentes.

Durante el periodo, las importaciones de crudo fueron reduciéndose paulatinamente desde los 60.000 BD comprados en en 1976 hasta eliminarse por completo en 1983; paralelamente, se fueron incrementando las exportaciones de productos petrolíferos, en especial combustóleo, y a partir de 1981 se registró una balanza petrolera excedentaria, alcanzando los 38,600 BD en 1983 considerando las ventas de combustóleo, diesel y otros productos.

CAPITULO 3:REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- (1) .Mosconi, Enrique: "La batalla del petróleo, YPF y las empresas extranjeras", Problemas Nacionales, Buenos Aires, 1957, pp. 28-30.
- (2) .MiKessell, R.F.: "Foreign investement in the petroleum and mineral industries: case studies of investor-host country relations". Johns Hopkins University Press, Baltimore, 1971, pp. 158-159.
- (3) .Instituto Argentino del Petróleo, publicación para el Noveno Congreso mundial del Petróleo, Tokio, mayo 11-16, 1975.
- (4) .Comité Argentino a la Conferencia Mundial de la Energía: "Panorama Energético Argentino", Buenos Aires, 1980.
- (5) .OLADE: "Actualidad Energética Latinoamericana", Quito, agosto 1978, pp. 1-3.
- (6) .OLADE: op. cit., julio 1978, pag. 1.
- (7) .Petroleum Review, Londres, octubre 1978, pag. 6 y International Petroleum Encyclopedia 1978, pag. 102.
- (8) .Boletín Semanal del Ministerio de Economía, Buenos Aires, 20 de julio de 1981, No 399, pag. 634.
- (9) .International Oil News, 18 de enero de 1982, No 3, pag 4.
- (10) .Boletín Semanal del Ministerio de Economía, Buenos Aires, 2 de marzo de 1981, No 378, pag. 521.
- (11) .Platt's Oilgram News, Nueva York, 12 de febrero de 1982, Vol. 60, No. 30, pag. 2 e International Oil News, 22 de febrero de 1982, No. 8, pag. 4.
- (12) .International Oil News, 2 de agosto de 1982, vol. 30, No. 31, pag. 4 y 13 de septiembre de 1982, vol. 30, No. 37, pag. 4.

- (13). International Oil News, 20 de septiembre de 1982, vol. 30, No. 38, pag. 4.
- (14). International oil News, 7 de junio de 1982, vol 30, No. 23, pag. 4.
- (15). Smith, Mark: "Hay más petróleo en las islas Malvinas que en el Mar del Norte", Londres, A.F., 4 de abril de 1982, en Excelsior, México, 5 de abril de 1982, pag. F-6.
- (16). Martin, Douglas: "Es incierto el potencial petrolero de las islas Malvinas: Estados Unidos", New York Times, 11 de abril de 1982, en Excelsior, México, 12 de abril de 1982, pag. F 5 y 7.
- (17). Grossling, Bernardo: "El petróleo y el problema mundial de la energía. Situación actual y perspectivas energéticas en América Latina". Cuadernos de Prospectiva Energética, México, No. 69, 1985.
- (18). McCaslin, John: "Falksland seen attractive wildcat target". Oil & Gas Journal, Tulsa, 26 de abril de 1982, pp. 201-202.
- (19). Silenzi de Stagni, Adolfo: "El petróleo de las Malvinas y los intentos de desnacionalizar YPF", El Día, Sección Documentos y Testimonios, México, 17 de mayo de 1982, pag. 12.
- (20). Petroleum Intelligence Weekly, Nueva York, 13 de junio de 1983, vol. XXII, No. 24, pag. 6.

V. CAPITULO 4

EL GAS NATURAL

El gas natural ocupaba el segundo lugar de importancia en el abastecimiento energético de Argentina, como resultado de un proceso que se inició en 1950, cuando se puso en servicio el primer gasoducto de país que transportaba este fluido desde Comodoro Rivadavia hasta Buenos Aires. Diez años más tarde, comenzó la utilización a gran escala de este combustible en los sectores doméstico e industrial, apoyado en la expansión de la oferta derivada de la construcción del gasoducto del Norte que era abastecido desde los yacimientos de Campo Durán y Madrejones, localizados en la norteaña provincia de Salta.

1. RESERVAS

A partir de 1977 se puso en práctica una activa política de exploración de las cuencas gasíferas y se estableció un precio realista para este energético en boca de pozo, lo cual incentivó las operaciones de prospección que permitieron triplicar las reservas probadas entre 1976 y 1979. No obstante, la intensidad de las actividades exploratorias continuó después, dando como resultado la incorporación de nuevos volúmenes a las reservas probadas; éstas se elevaron de 7,000 a 24,000 miles de millones de pies cúbicos entre 1976 y 1983.

En cuanto a las reservas probables, en 1982 la empresa estatal Gas del Estado las situaba en 8,800 miles de millones de pies cúbicos y, de acuerdo con sus propias proyecciones, las reservas disponibles para el año 2000 ascenderían a 29,700 miles de millones de pies cúbicos, considerando que además las reservas a incorporar superaban los 27,000 miles de millones de

pies cúbicos (1).

En los cuadros 4.1 y 4.2 se presentan la evolución de las reservas de gas entre los años 1970 y 1983 y la distribución geográfica de las mismas.

Cuadro 4.1

Reservas probadas de gas natural 1970-1983.

-en miles de millones de pies cúbicos-

ANO	RESERVAS	ANO	RESERVAS
1970	6,050	1977	8,693
1971	6,705	1978	15,261
1972	6,947	1979	20,259
1973	7,124	1980	22,640
1974	7,100	1981	22,929
1975	7,076	1982	24,422
1976	6,960	1983	23,974

Fuente: YPF, Anuario Estadístico 1983.

2. Producción de gas natural.

En los últimos años la producción de gas natural se ha venido incrementando constantemente a tasas reducidas, en comparación con el aumento de la oferta global bruta; pero aún así, a lo largo de la década pasada casi se ha duplicado. Para 1990 se proyectaba que la producción

Cuadro 4.2

Distribución de las reservas de gas natural en 1982
- miles de millones de pies cúbicos -

CUENCA	PROVINCIA	RESERVAS PROBADAS		
		ORIGINAL	EXTRAIDO	REMANENTE
	SALTA	4,898	1,425	3,473
	JUJUY	126	91	35
<u>NOROESTE</u>		<u>5,024</u>	<u>1,516</u>	<u>3,508</u>
<u>CUYANA</u>	MENDOZA NORTE	<u>158</u>	<u>137</u>	<u>21</u>
	MENDOZA SUR	356	34	322
	NEUQUEN	15,856	1,483	14,373
	RIO NEGRO	1,311	868	443
	LA PAMPA	146	75	71
<u>NEUQUINA</u>		<u>17,669</u>	<u>2,460</u>	<u>15,209</u>
	CHUBUT	736	544	191
	STA. CRUZ NORTE	2,791	1,637	1,154
<u>GOLFO SAN JORGE</u>		<u>3,527</u>	<u>2,181</u>	<u>1,346</u>
	STA. CRUZ SUR	2,581	888	1,693
	TIERRA DEL FUEGO	3,197	551	2,646
<u>AUSTRAL</u>		<u>5,778</u>	<u>1,439</u>	<u>4,339</u>
<u>TOTAL NACIONAL</u>		<u>32,156</u>	<u>7,733</u>	<u>24,422</u>

Fuente: Yacimiento Petrolíferos Fiscales y Gas del Estado.

Cuadro 4.3

Evolución de la producción de gas natural 1970-1983
- en millones de pies cúbicos diarios -

ANO	PRODUCCION	ANO	PRODUCCION
1970	741.4	1977	1,128.3
1971	785.2	1978	1,113.0
1972	804.5	1979	1,240.0
1973	862.3	1980	1,302.7
1974	912.0	1981	1,318.6
1975	994.0	1982	1,501.0
1976	1,067.2	1983	1,662.3

Fuente: OLADE, Estadísticas Energéticas de América Latina, 1986.

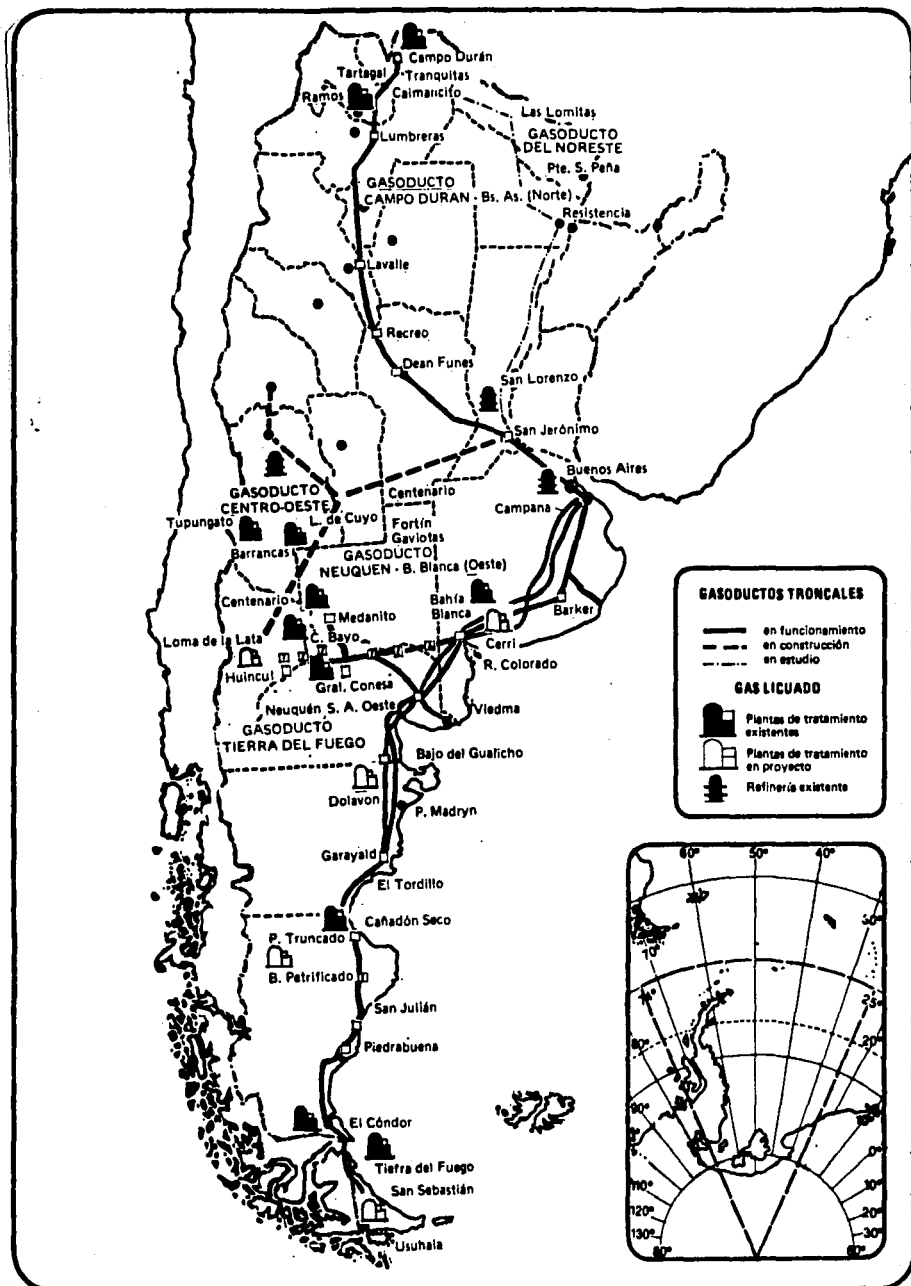
oscilaría entre los 1,800 y 2,000 miles de pies cúbicos diarios. Considerando el periodo 1975-1979, la producción pasó de 994 a 1,240 millones de pies cúbicos diarios, pero paradójicamente, al elevarse la producción se ha ido incrementando el porcentaje del gas no aprovechado que se ventila en la atmósfera o se quema; entre los años extremos del periodo mencionado la relación entre la producción total y el gas desperdiciado aumentó de 22 a 30 %, alcanzando su máximo nivel en 1978 con 32 %. Este hecho reviste importancia no solo por el costo que implica su no aprovechamiento, sino porque paralelamente se estaba importando gas desde Bolivia. Si se considera que para ese entonces el precio internacional del gas natural se situaba alrededor de los 4 dólares por millar de pies cúbicos, el desperdicio de 350 millones de pies cúbicos diarios representaba una pérdida de 505 millones de dólares, y si se suma la cantidad que se estaba importando, se arriba a una pérdida total de cerca de 570 millones anuales.

3. Distribución del consumo de gas

En 1979, de acuerdo a las ventas por destino, el sector doméstico absorbía 30 % del consumo total de gas natural, el industrial 49 % y para la generación de electricidad se destinaba 21 % (ver cuadro 4.5).

La gran expansión del uso de esta fuente energética fue posible gracias a la construcción de una enorme infraestructura de producción y transporte. A fines de 1980, la longitud de los gasoductos troncales era de 7,500 Km, en tanto que las redes de captación en yacimiento llegaban a 1,650 Km, los ramales a ciudades y grandes centros industriales sumaban 5,500 Km y las redes de distribución domiciliaria alcanzaban 20,200 Km. En el Mapa 3 se muestra la distribución de los gasoductos en servicio y el trazado de los proyectados o en construcción.

MAFA 3



Cuadro 4.4

Distribución de la producción de gas natural
-en millones de pies cúbicos diarios-

DESTINO	1975	1976	1977	1978	1979
PRODUCCION	994.0	1,067.2	1,128.3	1,113.0	1,240.0
INYECTADO A POZOS	34.5	23.0	69.5	48.3	23.7
CONSUMO EN YACIMIENTO	110.2	112.0	116.7	107.0	127.0
VENTA/CONSUMO	629.0	624.0	637.0	604.0	716.0
NO APROVECHADO	220.0	298.0	305.0	353.0	372.0
IMPORTADO	150.0	186.0	204.0	218.0	176.0
REL. PRODUC/NO APROVECHADO	22 %	28 %	27 %	32 %	30 %

Fuente: Panorama Energético Argentino, 1981.

Cuadro 4.5

Consumo de gas natural por sectores 1970-1979
-en millones de pies cúbicos diarios-

AÑO	DOMESTICO	INDUSTRIAL	ELECTRICIDAD	TOTAL
1970	117.5	250.4	72.5	440.4
1971	135.7	250.7	81.2	467.6
1972	140.2	284.0	117.6	541.8
1973	160.0	305.0	151.0	616.0
1974	175.5	326.0	165.8	667.3
1975	190.0	340.0	176.1	706.1
1976	215.0	377.4	163.7	756.1
1977	207.0	396.3	169.0	772.3
1978	230.0	356.5	166.0	752.5
1979	241.2	397.0	171.1	809.3
1980		675.4	227.7	902.1
1981		687.4	219.8	907.2
1982		716.6	288.2	1,004.8
1983		884.0	298.1	1,182.1

Fuente: El gas natural en la República Argentina y OLADE: Estadísticas Energéticas de América Latina, 1986.

4. Programa de obtención de gas natural

El Programa de obtención de gas natural comprendía las obras destinadas a su captación a partir de la boca de pozo, los tratamientos a que debía someterse y el transporte hasta las cabeceras de gasoductos. Abarcaba también las obras requeridas para la obtención de gas licuado con el fin de reducir las erogaciones de divisas y tenían por objetivo el autoabastecimiento de este combustible. Las principales obras consideradas en el Programa eran:

- Planta Gral. Cerri, ubicada cerca de Bahía Blanca, con una capacidad de proceso de 640 MMPCD y abastecida con el gas proveniente de los yacimientos neuquinos y de la zona de Fico Truncado, el Cóndor-Cerro Redondo (pcia. de Sta. Cruz) y de la isla de Tierra del Fuego. La planta está localizada en el punto de unión de los gasoductos del Sur y del Oeste. La producción de esta planta estaba programada para cubrir las necesidades de materia prima para el polo petroquímico a desarrollarse en Bahía Blanca, abasteciendo el etano con que Petroquímica Bahía Blanca producirá el etileno que ha de utilizarse en las plantas satélites para la elaboración de productos petroquímicos. La producción se estimaba en 280,000 toneladas anuales de etano y más de 350,000 toneladas anuales de GLP y gasolina natural.

- Cuenca Norte: se inició la producción del yacimiento Tranquitas en la provincia de Salta, con un nivel de 17.6 MMPCD.

- Cuenca Neuquense vinculó el yacimiento Salitral a la red de media presión de Centenario (Neuquén) y la batería No. 1 del yacimiento Barrosa Oeste a la red de captación de Plaza Huincul, lo que permitió un incremento de la producción del orden de los 12.4 MMPCD. También se inició la obra de

optimización de la planta desgasolinadora El Medanita (Río Negro) que amplió su capacidad de tratamiento de 19.5 a 44.1 MMPCD.

- La vinculación del yacimiento Loma de la Lata permitió aumentar la disponibilidad de gas en 42.4 MMPCD. De los yacimientos concesionados a particulares Río Neuquén y Fernández Oro se extraían 94 MMPCD y de los de la cuenca Fueguina, Cañadón Alfa y Cañadón Piedra fluían otros 106 MMPCD.

5. Programa de transporte

Con el fin de aumentar la oferta de gas y su entrega a los centros de consumo, se puso en marcha un amplio programa que incluía la construcción y ampliación de la red de gasoductos y la instalación de equipos que permitieran incrementar la capacidad de transporte de los existentes; entre las principales obras se contaban las siguientes:

- Ampliación del Gasoducto Norte. Su capacidad pasó de 250 a 330 MMPCD para adecuarlo al ingreso de nuevos caudales de gas provenientes de Bolivia y de los yacimientos de la cuenca Noroeste.

- Planta Compresora de San Jerónimo, localizada cerca de Rosario, encargada de comprimir el gas natural proveniente del gasoducto Norte y del Centro-Oeste, con una capacidad de proceso de 350 MMPCD.

- Gasoducto Paralelo San Jerónimo-Gral. Rodríguez. Durante 1980 se completó el estudio técnico-económico para incrementar la capacidad del Gasoducto Norte a 450 MMPCD para así poder distribuir los excedentes del flujo proveniente del Gasoducto Centro-Oeste y de los yacimientos del norte. La obra consistía en construir un gasoducto paralelo entre las localidades mencionadas, de aproximadamente 320 Km, además de la instalación de ramales

para abastecer y reforzar el suministro de gas a centros de consumo de la zona de influencia del mismo. En noviembre de 1982 se otorgó la adjudicación de la obra al consorcio argentino-mexicano Conevial, poniendo fin a una larga polémica debido a que otras empresas que habían participado en la licitación (la argentino-italiana Techint, la holandesa Nacap y la argentina Victor Contreras) presentaron cotizaciones inferiores; podría interpretarse que el apoyo político concedido por México a Argentina durante el conflicto del Atlántico Sur, determinó la elección de la empresa que se haría cargo de las obras (2).

- Gasoducto San Sebastian-Ushuaia; con una extensión de 280 Km, partiendo de la planta de San Sebastian hasta la ciudad capital de Tierra del Fuego, además de un ramal que abastece de gas a Río Grande, la segunda localidad de importancia de la isla.

- Gasoducto Centro-Deste. Se trata del proyecto más ambicioso de la industria gasera argentina que permitió ampliar considerablemente la producción, al mismo tiempo que disponer de la infraestructura inicial para la exportación. Después que YPF comprobó que las reservas de gas natural de la cuenca Neuquina ascendían al orden de los 16,000 miles de millones de pies cúbicos, la empresa Gas del Estado llamó a licitación internacional para la construcción de un sistema de gasoductos que permitiera aumentar la producción en 350 MMPCD una vez concluida la obra. El sistema tiene una longitud total de 1,730 Km, correspondiendo 1,100 Km al gasoducto troncal y 630 Km a los ramales; partiendo de Loma de la Lata (pcia. de Neuquén) se une cerca de Rosario con el sistema Campo Durán-Buenos Aires (ver Mapa 3). Las capacidades de transporte que se programaron fueron situadas en los siguientes niveles: 176 MMPCD al inaugurarse, 247 MMPCD al año de operación, 353 MMPCD al segundo año y posteriormente la capacidad potencial máxima de 635 MMPCD.

Los trabajos de construcción se iniciaron en 1980 por el consorcio argentinoholandés COGASCO a quien se le otorgó la construcción, la operación y el mantenimiento del sistema por 15 años (3); a cambio, Gas del Estado suministró gas al consorcio desde el yacimiento y le paga una tarifa por el transporte del fluido y otros servicios, durante el lapso del acuerdo. Todas las instalaciones quedan bajo la responsabilidad de COGASCO hasta la expiración del acuerdo, pasando luego a ser propiedad de la empresa estatal. La tarifa de transporte por unidad de gas se calculaba según una fórmula que aseguraba al contratista la recepción del importe total necesario para la recuperación de la inversión, gastos fijos, impuestos, beneficios y gastos variables de operación, cualquiera sea el caudal de gas transportado (4); esto significaba que la empresa pública le aseguraba al consorcio la rentabilidad del proyecto con quince años de anticipación.

Este proyecto, muy necesario para cubrir los crecientes requerimientos del mercado a partir de 1981, aportaba las siguientes ventajas:

- a) Sustituir importaciones de petróleo crudo o combustóleo en un volumen que se calculaba, para los tres primeros años de operación, en casi 33,000 b/d, que a precios del momento (29 dólares por barril) representaban más de 1,000 millones de dólares al año.
- b) Suministrar gas natural a la zona de Cuyo (formada por las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis), atendiendo las demandas actuales y futuras.
- c) Cumplir con las necesidades operativas de vincular los yacimientos de la cuenca Neuquina con las áreas industriales de consumo de Córdoba, Rosario y Gran Buenos Aires.

d) Permitir suministrar gas a la zona sur de la provincia de Entre Ríos, posibilitando la extensión al resto de la Mesopotamia (provincias de Misiones y Corrientes).

e) Con extensiones a las fronteras, permitirá la exportación a Uruguay y Brasil (5).

Debido al volumen de la reservas de la cuenca Neuquina, se consideró también que podrían alimentar un segundo gasoducto con una capacidad diaria de 350 MMPC por espacio de veinte años.

- El Gasoducto Tierra del Fuego-Cóndor fue otro proyecto de gran importancia porque permitió incorporar a la oferta la producción de gas de la isla, a través de un tramo submarino que cruza el estrecho de Magallanes y que se une a la red nacional de gasoductos. Debe recordarse que las reservas de la cuenca Austral suman 3,400 miles de millones de pies cúbicos de gas, que equivalen al 15 % de las reservas totales del país. Su capacidad era de 212 MMPCD, pero incorporando una planta de compresión en Cerro Redondo se podrá incrementar a 400 MMPCD; en la primera etapa se programó un transporte de 100 a 125 MMPCD, volumen que se iría incrementando a medida que se desarrollasen, entre otros, los campos de Cañadón Alfa y Cañadón Piedra. Para marzo de 1979, la operación de este gasoducto le permitía un ahorro de unos 100 millones de dólares por concepto de importaciones de crudo y derivados (6).

6. Exportaciones de gas natural

Los proyectos de exportación de gas natural estaban relacionados con la entrada en operación del gasoducto Centro-Oeste, cuyas prolongaciones se transformarían en ramales de exportación a Brasil y Uruguay.

En el caso de Uruguay, debía tenderse un ramal de 630 Km, los primeros 280 Km entre las ciudades de Paraná y Gualeguaychú, en Argentina y 350 Km entre Fray Bentos y Montevideo ya en el país vecino. En enero de 1983, Gas del Estado calculaba que las ventas iniciales promediarían 35 MMPCD, aunque este nivel sería susceptible de incrementarse entre 50 y 100 MMPCD con la instalación de plantas compresoras intermedias, para aumentar la capacidad de transporte; estos volúmenes serían suficientes para satisfacer la demanda del mercado uruguayo.

El proyecto de exportar gas natural a Brasil revestía mayor complicación debido a que había que tender un ducto de 2,300 Km de longitud, de los cuales 960 Km correspondían a la parte brasileña. La cabecera del ducto estaría en Campo Durán (pcia. de Salta) y su trazo beneficiaría a las provincias argentinas de Chaco, Corrientes y Misiones. La inversión requerida para este proyecto alcanzaba los 2,000 millones de dólares y Gas del Estado calculaba las exportaciones en alrededor de 325 MMPCD (7).

Haciendo un análisis de los volúmenes a exportar y a los precios vigentes en ese momento en el mercado internacional, ambos proyectos permitirían una importante captación de divisas, muy necesarias para paliar los desequilibrios de la balanza exterior argentina. En el Cuadro 4.6 se presentan las estimaciones del valor de las exportaciones de gas natural, basadas en precios de 1982 y que arrojan totales que fluctuaban entre 632 y 788 millones de dólares anuales.

6.1 Proyecto para exportar gas licuado

Un consorcio argentinoestadounidense estaba estudiando un proyecto para exportar gas licuado desde Argentina a Estados Unidos y, posiblemente, a Europa y Japón a partir de 1987. El volumen de las exportaciones se

estimaba en 500 MMPCD o 163,000 MMPC/año de gas proveniente del campo Loma de la Lata y en 1981 su costo se calculaba en 2,300 millones de dólares.

El proyecto denominado Argentina GNL-1 era promovido por la empresa nacional de inversiones SOGMA SA, una compañía privada propiedad de la Armada, llamada EDESA, la Gulf Interstate Co., firma de ingeniería con sede en Houston y la Appalachian Co., empresa energética independiente con sede en Columbus, Ohio. El gas natural procedente de Loma de la Lata se transportaría a través de un gasoducto de 560 Km y 650 MMPCD de capacidad, hasta la planta de licuefacción y terminal de embarque que se ubicarían a 7 Km de Puerto Madryn, en la provincia de Chubut. El proyecto incluía la construcción de una planta de deshidratación en el campo y la incorporación de estaciones compresoras adicionales que podrían añadir mayor capacidad.

Los detalles de financiamiento eran manejado por Shearson American Express Inc. de Nueva York y se concertaría a través de créditos de los abastecedores, aportaciones societarias y préstamos a largo plazo, ya que se trataba de un proyecto totalmente privado, sin participación de los gobiernos argentino y estadounidense.

Para el momento en que se estaba estudiando este proyecto, la empresa Natural Gas Pipeline de Estados Unidos había expresado su interés en un acuerdo de compra de gas por veinte años y, por otra parte, según el consorcio que lo auspiciaba, el comercio de gas licuado con Estados Unidos representaría más del 10 % del valor de las exportaciones totales argentinas y el flujo monetario sería superior a los 800 millones de dólares anuales (8).

Cuadro 4.6

Valor de las exportaciones de gas natural
-en millones de dólares-

DESTINO	VOLUMEN (MMPCD)	VALOR ESTIMADO
URUGUAY	35	(1) 62
	50	88
	100	(2) 175
BRASIL	325	(3) 570
	350	(4) 613
VALOR TOTAL MINIMO (1+3)		632
VALOR TOTAL MAXIMO (2+4)		788

Estimaciones propias realizadas sobre la base de un precio de 4.80 dólares por millar de pies cúbicos.

Cuadro 4.7

Importaciones de gas natural 1976-1983
-en MMPCD -

AÑO	VOLUMEN
1976	201
1977	220
1978	235
1979	194
1980	220
1981	234
1982	242
1983	233

Fuente: OLADE, Estadísticas Energéticas de América Latina, 1986.

RESUMEN

Sobre el gas natural recayó la mayor parte del proceso de diversificación energética llevado a cabo por el gobierno militar, teniendo en consideración que los proyectos hidroeléctricos sufrieron postergaciones importantes debido a la falta de financiamiento necesario para su ejecución. El gas logró desplazar el uso de petrolíferos en un significativo porcentaje en los distintos sectores consumidores, muy especialmente en la generación de electricidad.

Este energético recibió una atención preferente por su enorme potencialidad al comprobarse sus reservas, las cuales se triplicaron entre 1976 y 1979 y continuaron creciendo hasta 1983, año en que alcanzaron 24,000 miles de millones de pies cúbicos, partiendo de los 7000 al inicio del periodo.

A medida que se fueron incorporando las nuevas reservas, se aceleró la construcción de la infraestructura necesaria para su producción y transporte a los grandes centros consumidores, donde posibilitó su sustitución por los derivados petrolíferos en los sectores industrial y eléctrico, al mismo tiempo que se ampliaba la oferta para el sector residencial. La gran disponibilidad de gas natural fomentó el estudio de proyectos de exportación a países limítrofes, como Uruguay y Brasil, los cuales no llegaron a concretarse.

CAPITULO 4:REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- (1) .Comité Argentino a la Conferencia Mundial de la Energía: "Panorama Energético Argentino", Buenos Aires, 1980, pag. 22.
- (2) .El Heraldó de México, México, 10 de noviembre de 1982, pag. 3.
- (3) .Información Económica de la Argentina, Buenos Aires, septiembre 1978, No. 88, pp. 16-17 y Bosch, H.: "1730 Km Gas system underway for Gas del Estado", Pipeline and Gas Journal, octubre 1980.
- (4) .Información Económica de la Argentina, Buenos Aires, septiembre 1978, No. 88, pag 17.
- (5) .International Petroleum Encyclopedia 1982 y Petroleum Economist, enero 1982, No. 1, pag. 30.
- (6) .Petróleo Internacional, marzo 1979, pp. 12-14.
- (7) .Petroleum Economist, enero 1982, No 1, pag. 30; Platt's Oilgram News, 10 de junio de 1982, vol. 59, No. 112, pag.3 e Información Económica de la Argentina, Buenos Aires, abril 1981, No. 116, pp. 17-19.
- (8) .Oil & Gas Journal, Tulsa, 4 de enero de 1982, vol. 80, No. 1, pp. 58-59.

VI. CAPITULO 5

EL SECTOR ELECTRICO

De acuerdo con el programa de incorporación de nuevas centrales eléctricas durante el periodo 1979-1995, destacaba el hecho de que el 80.8 % estaría generado por potencia hidroeléctrica, correspondiendo a las nucleares 9.8 % y a las térmicas el 9.5 % restante. Estas proporciones daban la pauta de la prioridad otorgada al aprovechamiento de los recursos energéticos renovables y del gran esfuerzo para diversificar la oferta de energía y, paralelamente, reducir el consumo de hidrocarburos en la generación de electricidad, pudiendo orientarse éstos últimos a satisfacer la creciente demanda proyectada del mercado interno o a la exportación. En el Cuadro 5.1 se presenta el consumo de combustibles para la generación de electricidad entre 1970 y 1983.

Del consumo de combustibles para este fin, la sustitución del combustible óleo revestía gran importancia, ya que en 1980 requería más del 30 % de la producción total del país; en el caso del diesel esta relación no superaba el 10 % y para el gas natural se acercaba al 20 %, aunque en este caso se disponía de una oferta abundante y prolongada, teniendo en cuenta las reservas probadas nacionales.

1. Capacidad eléctrica instalada

Siguiendo el Cuadro 5.2, para 1980 la capacidad instalada se distribuía en 67 % para las centrales térmicas, 30 % para las hidroeléctricas y 3 % para las nucleares. Las proyecciones realizadas para 1990 calculaban una

drástica reducción de las primeras al 34 % del total, un fuerte aumento de las segundas a 58 % y un ligero incremento para la nucleoelectricidad a 8 % (1). Para 1995 las proyecciones del Plan de Equipamiento Eléctrico

Cuadro 5.1

Consumo de combustibles para la generación de electricidad

AÑO	COMBUSTOLEO (B/D)	DIESEL (B/D)	GAS NATURAL (MMPCD)	CARBON (TON/A)	URANIO (TON/A)
1976	51,100	16,120	157.2	381,000	59
1977	57,950	20,450	164.2	252,000	48
1978	51,950	15,010	166.0	384,000	70
1979	57,100	19,150	165.0	342,000	68
1980	37,000	13,750	222.7	408,000	55
1981	40,750	11,800	219.8	433,000	68
1982	27,430	11,390	288.2	334,000	44
1983	27,800	11,745	298.1	393,000	78

Fuente: OLADE, Estadísticas Energéticas de América Latina.

pronosticaban una mayor diversificación y disminución de la participación de la generación a base de hidrocarburos. El Plan proyectaba una capacidad total de 29,820 MWe distribuidos en 66.5 % para la hidroelectricidad (19,840 MWe), 23.6 % para las térmicas (7,030 MWe) y 9.9 % para la nuclear (2,950 MWe).

Cuadro 5.2

Capacidad eléctrica instalada

-en MWe-

A N O	HIDROELECTRICA	TERMICA	NUCLEAR	T O T A L
1970	609	6,085	0	6,694
1971	712	6,408	0	7,120
1972	715	6,679	0	7,394
1973	1,332	7,021	0	8,353
1974	1,532	7,266	340	9,198
1975	1,530	7,360	340	9,230
1976	1,745	7,670	370	9,785
1977	1,944	7,732	370	10,046
1978	2,944	7,873	370	11,187
1979	3,169	7,959	370	11,498
1980	3,626	7,992	370	11,998

Fuente: OLADE, Estadísticas Energéticas de América Latina

La proyectada participación de la hidroelectricidad en la capacidad de generación total estaba basada en el aprovechamiento de los grandes recursos hidráulicos del país, sin embargo, la crisis económica impidió orientar hacia estos proyectos los enormes requerimientos financieros que implicaban.

Cuadro 5.3

Generación de electricidad

-en GWh-

A N O	HIDROELECTRICA	TERMICA	NUCLEAR	T O T A L
1970	1,555	20,172	0	21,727
1971	1,544	22,080	0	23,624
1972	1,404	23,802	0	25,306
1973	2,994	23,667	0	26,661
1974	5,028	21,886	1,036	27,950
1975	5,201	21,625	2,517	29,343
1976	5,013	22,640	2,572	30,216
1977	5,766	25,009	1,638	32,413
1978	7,752	27,227	2,895	33,434
1979	10,660	24,289	2,692	37,641
1980	15,148	22,188	2,340	39,676

Fuente:OLADE, Estadísticas Energéticas de América Latina.

2. Generación de electricidad

El Cuadro 5.3 presenta la evolución de la generación de electricidad entre 1970 y 1980 por fuentes; para el último año, las centrales térmicas aportaban 56 % del total, correspondiendo el resto a la hidroelectricidad (38 %) y a la nucleoelectricidad (6 %). Según la proyección del Plan de Equipamiento Eléctrico, para 1995 se proyectaba que la hidroelectricidad avanzaría hasta el 73 %, la nuclear a 15 % y la térmica se reduciría a 12 %.

3. Consumo de electricidad

Durante los ocho años del periodo analizado, el consumo eléctrico experimentó un crecimiento importante de aproximadamente 5 % promedio anual, que partiendo de los 25,218 millones de KWh en 1976 alcanzó los 35,352 millones de KWh en 1983; lo anterior fue resultado de una mayor electrificación en los sectores residencial e industrial. La evolución del consumo de electricidad se muestra en el Cuadro 5.4.

A partir de 1980 se inicia una rápida tendencia de aumento de las importaciones de energía eléctrica, a raíz de la entrada en operación de la central hidroeléctrica de Salto Grande, sobre el río Uruguay y producto de un proyecto binacional entre Argentina y la República Oriental del Uruguay. Los excedentes de producción correspondientes al socio uruguayo fueron adquiridos por Argentina y para 1983 las compras llegaron a representar casi el 10 % del consumo interno (ver Cuadro 5.5).

Cuadro 5.4

Consumo de electricidad 1976-1983

-en millones KWh -

ANO	CONSUMO	ANO	CONSUMO
1976	25,218	1980	34,514
1977	27,200	1981	33,716
1978	28,878	1982	33,695
1979	33,061	1983	35,352

Fuente:OLADE, Estadísticas Energética de América Latina, 1986.

4. Hidroelectricidad

Del total de los recursos energéticos con que cuenta el país, alrededor del 50 % corresponde al potencial hidroeléctrico, de aquí la prioridad otorgada a su desarrollo tanto en el Plan de Energía 1977-1985 como en el Plan de Equipamiento Eléctrico que abarcaba hasta 1995. En el periodo analizado, la capacidad hidroeléctrica instalada equivalía a menos del 15 % de las reservas probadas y se proyectaba que para mediados de la década de 1980 se estaría aprovechando el 55 % del potencial total, al alcanzar una capacidad de generación del orden de los 20,000 MWe. Debe hacerse notar que faltaban por desarrollar los enormes recursos de la zona noreste del país y en ella se tenía programado incorporar hasta 1995 grandes complejos como los de Yaciretá de 2,700 MWe, Corpus de 3,400 MWe, Garabi de 2,200 MWe,

Cuadro 5.5

Comercio exterior de energía eléctrica

-en millones KWK -

ANO	EXPORTACION	IMPORTACION	IMPORTACION NETA
1976	1	90	89
1977	2	81	79
1978	4	77	73
1979	46	45	1
1980	6	1,181	1,175
1981	5	1,500	1,495
1982	6	2,534	2,528
1983	6	3,546	3,540

Fuente: OLADE, Estadísticas Energéticas de América Latina, 1986.

Paraná Medio o Chapeton de 2,300 MWe y Roncador de 5,000 MWe, entre los más importantes.

Para 1980 la compañía estatal Agua y Energía Eléctrica había evaluado las reservas totales en 31,602 MWe, capaces de generar casi 150,000 GWh. En el Cuadro 5.6 se muestra la distribución de las reservas hidroeléctricas por cuenca.

Cuadro 5.6

Reservas hidroeléctricas

CUENCA	R E C U R S O S	
	MWe	GWh
DEL PLATA	16,000	97,500
MEDITERRANEA	520	1,500
DEL COLORADO-CUYO	4,100	13,500
PAMPEANA	12	90
PATAGONICA-PACIFICO	870	4,500
PATAGONICA-ATLANTICO	9,500	31,990
T O T A L	31,402	148,990

Fuente: Agua y Energía Eléctrica.

4.1 Principales complejos hidroeléctricos

Exceptuando el proyecto argentino-uruguayo de Salto Grande, que entró en servicio en 1980 con una capacidad de 1,890 MWe, los más grandes complejos permanecían en las etapas previas a su construcción. Por ejemplo, Yaciretá, proyecto binacional con Paraguay, se estimaba originalmente que se podría terminar de construir en 1985, pero a finales de 1983 todavía no habían comenzado las obras que requieren un mínimo de cinco años de ejecución.

En cuanto al financiamiento, en 1979 ambos gobiernos estaban gestionando un préstamo al Banco Mundial y al Banco Interamericano de Desarrollo por 400 millones de dólares, en tanto que otros países habían prometido aportaciones financieras superiores a los 3,000 millones de dólares: Estados Unidos a través del Eximbank (775 millones), Gran Bretaña (200 millones), Canadá mediante la Export Corporation (775 millones), Alemania Federal (250 millones), el Eximbank de Japón (775 millones), Italia (250 millones) y España (150 millones); por su parte, Francia financiaría todos los equipos que se comprasen a sus empresas e igual posición adoptaron Portugal y la Unión Soviética (2).

En la región del Comahue, al centrooeste del país, lentamente se estaba llevando a cabo otro importante proyecto hidroeléctrico conocido como Alicurá, sobre el río Limay, a 130 Km al noroeste de Bariloche. La central tenía una potencia nominal de 750 MWe y una generación media cercana a los 2000 GWh y su terminación se tenía prevista para 1985. Su costo total se preveía en 740 millones de dólares, de los cuales el BID proveería en 21 %, la empresa Hidronor el 68.4 % y el resto provisto por créditos de proveedores. Esta central en la primera etapa del complejo Alicopa que cuando entre en operación tendrá una capacidad de generación superior a la proyectada para Yaciretá-Apipé (3).

Pero dentro del desarrollo de los recursos hidroeléctricos, uno de los proyectos más ambiciosos era el del Paraná Medio, que consiste en una compleja serie de presas que abarcan 600 Km a lo largo del río Paraná entre la ciudades de Corrientes y Santa Fe; la potencia total del complejo se calculaba en 5,000 MWe, distribuida en dos centrales de 2,304 y 3,000 MWe, y se estimaba que una vez concluida permitiría ahorrar a Argentina 124,000 b/d de combustóleo.

Cuadro 5.7

Centrales eléctricas programadas para incorporarse de 1979 a 1995

AÑO	NOMBRE	TIPO	REGION	POTENCIA
1979	SALTO GRANDE	HIDROELECTRICA	LITORAL	1,890
1979	INDEPENDENCIA	TURBOVAPOR	NOROESTE	50
1979	T.G. PATAGONICO	TURBOGAS	PATAGONIA	16
1979	T.G. CUYO	TURBOGAS	CUYO	132
1979	T.G. M. DEL PLATA	TURBOGAS	BUENOS AIRES	16
1979	T.G. NOROESTE	TURBOGAS	NOROESTE	32
1979	T.G. NORESTE	TURBOGAS	NORESTE	108
1981	AGUA DE TORO	HIDROELECTRICA	CUYO	130
1981	SORRENTO 13	TURBOVAPOR	LITORAL	160
1982	COSTANERA 7	TURBOVAPOR	CENTROESTE	310
1982	EMBALSE RIO III	NUCLEAR	CENTRO	644
1982	GUEMES	TURBOVAPOR	NOROESTE	120
1982	ARROYITO	HIDROELECTRICA	COMAHUE	120
1983	LUJAN DE CUYO	TURBOVAPOR	CUYO	125
1983	MISIONES	TURBOVAPOR	NORESTE	20
1983	LOS REYUNOS	HIDROELECTRICAS	CUYO	224
1983	BAHIA BLANCA	TURBOVAPOR	BUENOS AIRES	620
1983	SAN NICOLAS	TURBOVAPOR	LITORAL	350
1984	LAS MADERAS	HIDROELECTRICA	NORESTE	31
1984	PTE. ULLUM	HIDROELECTRICA	CUYO	30
1984	PIEDRAS MORAS	HIDROELECTRICA	CENTRO	6
1985	RIO GRANDE	HIDROELECTRICA	CENTRO	760
1985	ALICURA	HIDROELECTRICA	COMAHUE	750
1985	YACIRETA	HIDROELECTRICA	NORESTE	2,700
1987	T.G. RIVADAVIA	TURBOGAS	PATAGONIA	120
1988	ATUCHA II	NUCLEAR	LITORAL	644
1989	PIEDRA DEL AGUILA	HIDROELECTRICA	COMAHUE	1,590
1990	CORPUS	HIDROELECTRICA	NORESTE	3,406
1990	FICHI FICUN LEUFU	HIDROELECTRICA	COMAHUE	300
1991	C.N. CUYO	NUCLEAR	CUYO	644
1993	GARABI (1)	HIDROELECTRICA	NOROESTE	2,196
1993	MICHIHUAO	HIDROELECTRICA	COMAHE	600
1994	PARANA MEDIO Ch.	HIDROELECTRICA	LITORAL	2,304
1994	RONCADOR	HIDROELECTRICA	NORESTE	3,000
1994	CONDOR CLIFF	HIDROELECTRICA	PATAGONIA	600
1995	SAN PEDRO	HIDROELECTRICA	LITORAL	736
1995	C.N. NOROESTE	NUCLEAR	NOROESTE	644
1995	C. DIESEL	DIESEL	VARIAS	330
T O T A L				26,458

(1) Solo el 50 % es asignable a Argentina

Fuente: Panorama Energético Argentino, op. cit., pag. 29.

El diseño final del complejo fue otorgado a la firma soviética Technoexport y el estudio de factibilidad también fue elaborado por los soviéticos, quienes estaban interesados en brindar asesoramiento técnico y proveer turbinas y generadores, repitiendo la experiencia de Salto Grande (4). Esta obra reviste una enorme trascendencia ya que permitirá el desarrollo equilibrado de la zona, que padece periódicamente de inundaciones por desbordamiento del Paraná, regularizará el caudal fluvial, mejorará la navegación, etc.

5. Carbón

Las reservas de carbón conocidas en el país se concentran en Río Turbio, provincia de Santa Cruz, en el extremo suroccidental y sus 450 millones de toneladas representaban el 98.9 % del total nacional; pero de este volumen solo 135 millones se consideraban comercialmente explotables (ver Mapa 4). La producción comenzó a decaer en 1980 cuando se calculaba que había llegado a 389,000 toneladas y se habían aprobado programas para elevarla a 1.5 millones de toneladas al año para 1983. Tanto en el pasado como en el futuro, la producción se destinará exclusivamente a la industria metalúrgica y a la generación de electricidad; no obstante, en 1979 y 1980 se compraron al exterior 947,000 y 870,000 toneladas respectivamente (5); en los años siguientes las importaciones comenzaron a reducirse hasta alcanzar los 478,000 toneladas en 1983, esto es, la mitad del nivel registrado cinco años atrás. La evolución de la producción se muestra en el cuadro 5.8 y la de las importaciones en el cuadro 5.9.

Cuadro 5.8

Producción de carbón mineral

-en 1,000 ton/año-

ANO	PRODUCCION
1976	615
1977	533
1978	434
1979	729
1980	389
1981	498
1982	515
1983	486

Cuadro 5.9

Importaciones de carbón mineral

-en 1,000 ton/año

ANO	IMPORTACION
1976	857
1977	1,131
1978	837
1979	974
1980	896
1981	726
1982	751
1983	478

Fuente: OLADE, Estadísticas Energéticas de América Latina, Quito, 1986.

La reducción de las importaciones de carbón se debió a la disminución de su uso derivado de la contracción económica y, particularmente por su desplazamiento en la generación de electricidad. Después de alcanzar el máximo consumo dentro del sector eléctrico en 1981 con 433,000 toneladas anuales comienza a caer aceleradamente por las mayores posibilidades que brindaba el uso del gas natural para el mismo fin, ya que se trataba de un abundante recurso nacional y por considerarse un combustible limpio, en términos medioambientalistas.

6. URANIO

El organismo rector de la industria nuclear argentina es la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) creada en 1951 y sus actividades abarcan todo el ciclo del combustible, esto es, desde la exploración hasta la operación de centrales nucleoelectricas. Una modificación en la legislación correspondiente permitió, a partir de 1980, la incorporación de empresas privadas nacionales y extranjeras en las etapas de exploración y producción de uranio, actividades que anteriormente recaían en exclusiva en la CNEA.

Los distritos uraníferos están localizados principalmente en la región occidental, pero también se extienden por el centro y sur del país. Los distritos más importantes son Tonco-Amblayo (Salta), Guandacol y Sanogasta (La Rioja), Cosquín y Los Gigantes (Córdoba), Comechingones (San Luis), Sierra Cuadrada, Los Adobes y Pichinan (Chubut). Uno de los yacimientos más grandes es el de Sierra Pintada, en la provincia de Mendoza, cuyas reservas se estimaban en 12,000 toneladas de mineral. Para observar la distribución geográfica de las áreas uraníferas de Argentina ver Mapa 5.

En el periodo estudiado, las principales partes del programa de la Comisión en cuanto a exploración eran:

- Planeaba perforar 120,000 metros en el área de Sierra Pintada, bajo un contrato ofrecido a compañías argentinas y extranjeras; estos trabajos comenzaron en 1980.
- Trabajos de radiometría aérea sobre una extensión de 23,000 Km² en la provincia de Córdoba, también bajo contrato otorgado después de una licitación internacional.

- Perforar con equipos de la CNEA en Salta y Córdoba;
- Profundizar los estudios de ocurrencias de uranio en Chubut, Córdoba y Mendoza.

6.1 RESERVAS

Después de Brasil, las mayores reservas latinoamericanas de uranio se localizaban en Argentina y se estimaban en más de 50,000 toneladas, clasificadas de la siguiente manera:

I. Recursos razonablemente asegurados:

1. Recuperables a costos menores de us\$ 80/Kg	24,990 ton.
2. Recuperables a costos entre us\$ 80-130/Kg	5,270 ton.
3. Recuperables a costos entre us\$ 130-260/Kg	2,600 ton.

II. Recursos adicionales estimados

1. Recuperables a costos menores de us\$ 80/Kg	3,820 ton.
2. Recuperables a costos entre us\$ 80-130/Kg	9,560 ton.
3. Recuperables a costos entre us\$ 130-260/Kg	7,300 ton.
T O T A L	20,680 ton.

Los datos anteriores fueron reportados por la Agencia de Energía Nuclear de la OECD (6) en su informe anual de 1982 y en él se mostraba una abierta diferencia con las estimaciones realizadas en 1977, cuando señalaba recursos especulativos del orden de 271,000 toneladas recuperables a un costo entre 80 y 30 dólares el kilogramo de uranio (7). Por su parte, OLADE

calculaba el potencial uranífero de Argentina en 62,850 toneladas, considerando los recursos razonablemente asegurados y los inferidos(8).

6.2 Producción de Uranio

En 1983, Argentina produjo 209 toneladas de concentrado de uranio que representó más que lo planeado y casi 78% superior a las 117 toneladas producidas el año anterior.

Durante la década de los 80, la producción estaba programada a crecer de acorde con los requerimientos de la demanda derivada del Programa Nuclear, que preveía la entrada en operación de cuatro centrales más hasta 1995.

Las plantas productoras de concentrados con que contaba el país eran propiedad de la CNEA y era operadas por ella; a continuación se mencionan las plantas en operación y las que se programaron incorporar a corto plazo:

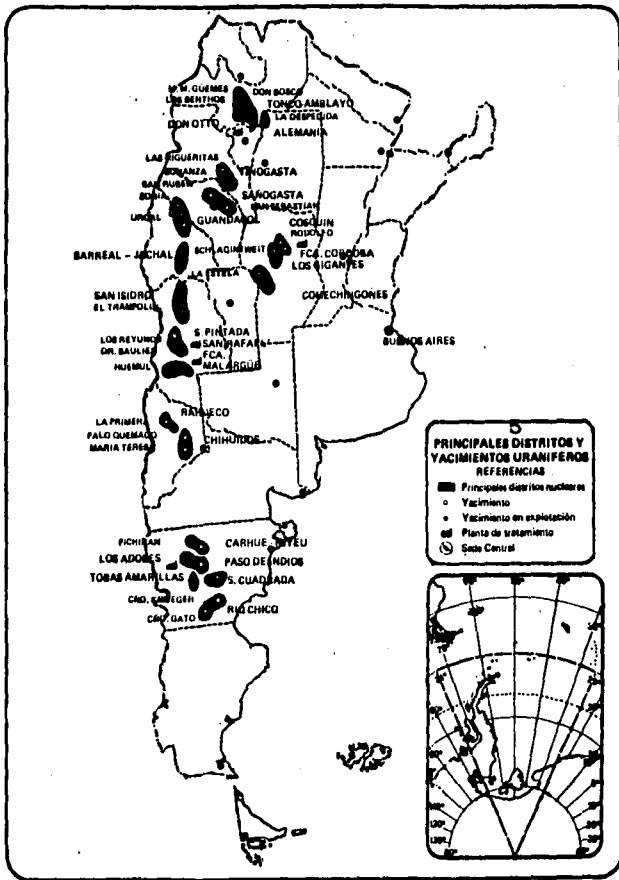
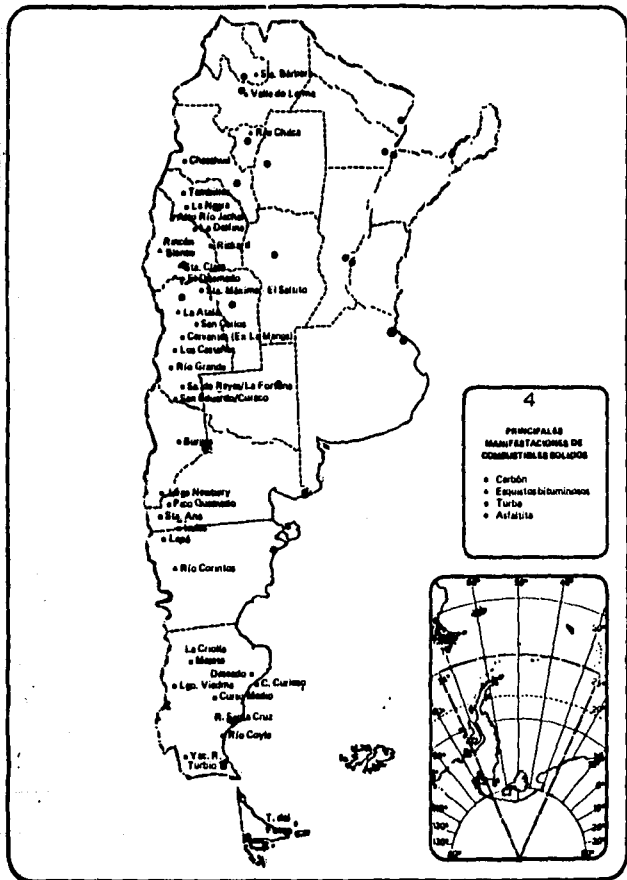
-San Rafael, en Mendoza, tenía una producción de 60 toneladas anuales y una capacidad para procesar diariamente 500 toneladas de mineral

-Malargue, también en la provincia de Mendoza, contaba con una capacidad de producción de 70 toneladas anuales de concentrado y era capaz de procesar hasta 500 toneladas diarias de mineral.

-Don Otto, localizada en la norteña provincia de Salta, tenía una capacidad de producción de 50 toneladas al año.

-Los Adobes, en la provincia de Chubut, estaba en condiciones de producir hasta 55 toneladas al año de concentrados de uranio.

-Los Gigantes, en la mediterránea provincia de Córdoba, estaba planeada para terminarse en 1981, con una capacidad de producción de 100 toneladas



Cuadro 5.10

Producción de uranio 1976-1983

-en toneladas anuales-

ANO	PRODUCCION
1976	158
1977	114
1978	188
1979	108
1980	146
1981	181
1982	117
1983	129

Fuente: Información Económica de la Argentina, mayo 1981; OECD Nuclear Energy Agency-IAEA: Uranium. Resources, Production and Demand, 1977 y 1982 y OLADE: Estadísticas Energéticas de América Latina, 1986.

anuales de concentrados procesando diariamente entre 1,000 y 2,000 toneladas de mineral; al entrar en operación se convertiría en la principal planta productora del país, si se exceptúa la proyectada planta de Sierra Pintada, en Mendoza, con 500 toneladas anuales y cuya fecha inicial de entrada en operación era 1984; por último,

-San Luis, construida por la empresa Uranco SA de Argentina tenía una

capacidad para producir de 20 a 25 toneladas anuales y comenzó a operar en 1982 (9).

Dentro de los planes de la CNEA con respecto a la capacidad de producción futura, ésta se proyectaba de manera excedentaria con relación a la demanda interna (ver cuadro 5.11).

6.3 PROGRAMA NUCLEOELECTRICO

El otro componente decisivo junto con el gas natural y la hidroelectricidad para la diversificación de la oferta energética, aunque a menor escala, fue el desarrollo de la energía nuclear para la generación de electricidad. Argentina fue el primer país latinoamericano en poner en servicio una central nucleoelectrica y su importancia se acrecenta por el buen resultado alcanzado en el dominio de la tecnología nuclear y porque el tipo de reactores seleccionados (CANDU; Canadian Deuterium Uranium) le permitirá, a mediano plazo, lograr la autosuficiencia en el ciclo del combustible, rompiendo así las relaciones de dependencia que implica la otra opción nuclear (ya que no hay transferencia de tecnología para el enriquecimiento del uranio por parte de los países desarrollados).

El programa nuclear contemplaba para 1995 la operación de cinco centrales: una de ella en funcionamiento desde 1974 (Atucha I), la segunda programada para incorporarse a la red eléctrica en 1983 (Embalse de Río III), Atucha II cuya construcción comenzó en 1981 y se calculaba que estaría en operación en 1987; había otras dos centrales más en proyecto, la de Cuyo y la del Noroeste que se esperaba terminarlas en 1991 y 1995 respectivamente. En todas las centrales se utilizarían reactores CANDU, que consumen uranio natural como combustible y agua pesada como moderador, con una capacidad de generación de 644 MWe (exceptuando Atucha I ya en

Cuadro 5.11

Proyección de la capacidad de producción y del consumo interno de uranio

-en toneladas anuales-

ANO	CAPACIDAD PLANEADA	CONSUMO
1981	180	126
1982	240	156
1983	240	156
1984	240	156
1985	500	285
1986	500	240
1987	500	240
1988	500	240
1989	500	370
1990	500	300

Fuente: OECD Nuclear Energy Agency-IAEA.

operación, de una capacidad menor). A continuación se hará una breve reseña de los principales características de cada una de las centrales.

ATUCHA I: Se comenzó a construir en 1968 en Lima, provincia de Buenos Aires y después de un retraso de dos años fue entregada a la Comisión Nacional de Energía Atómica en 1974; fue construida por las empresas Siemens, quien

proveyó el reactor y los servicios de ingeniería y Kraftwerk Union que fue la proveedora del reactor, ambas germanooccidentales.

Desde el inicio, la CNEA procuró la mayor participación posible de las empresas argentinas, lográndose alcanzar el 38% del costo total del proyecto. Algunas ramas de la industria, como la de artículos electromecánicos obtuvo una participación del 12 % del total requerido mientras que las compañías nacionales de ingeniería contribuyeron en forma mínima debido a la inexperiencia en el área. La central operó exitosamente entre 1974 y 1976 y después de treinta meses, en enero de 1977 se efectuó un examen general y se introdujeron modificaciones para que operara al 108% de su capacidad de diseño; fue reconectada a la red y en mayo siguiente alcanzó los 337 MWe, esto es, 27 MWe adicionales.

EMBALSE DE RIO III, ubicada en la localidad del mismo nombre, en la provincia de Córdoba, se programó para que entrara en servicio en 1983 y fue construida por la Atomic Energy of Canada LTD (AECL) y por la empresa italiana Italimpianti; la primera fue además la proveedora del reactor. La participación de la industria argentina se proyectaba en 1978 en alrededor del 49.7% del costo total de la obra, lográndose un avance notorio en los abastecimientos electromecánicos (17.2%), en los trabajos de ingeniería civil (13%), construcción (8.7%), dirección del proyecto, administración, entrenamiento de personal e inspección de gastos (5.4%), así como porcentajes menores al 2.2 % en ingeniería, transportación marina y terrestre y seguros (10).

ATUCHA II, situada a 500 metros de la primera central nuclear, sus obras se iniciaron en marzo de 1981 y se esperaba incorporarla al servicio en 1987,

con un 70% de su capacidad de diseño. Su construcción fue autorizada en 1979 al aprobarse la oferta hecha por la empresa alemana Kraftwerk Union para que se encargara de la erección de la planta. El acuerdo dió origen a la formación de una empresa germanoargentina que cumplirá las funciones de arquitecto industrial en la construcción de Atucha II y en las otras centrales que incluía el Plan Nuclear. La empresa mixta recibió el nombre de Empresa Argentina de Centrales Electronucleares (ENACE) y la participación mayoritaria recayó en la CNEA, con 75% y el 25% restante fue para la KWU. La participación de la industria nacional en la construcción se proyectaba que sería de 30.2% de los suministros electromecánicos, 100% de la ingeniería, 71% de la dirección de la obra, montaje y puesta en marcha y 100% del primer núcleo de combustible y la primera carga de agua pesada. Con una capacidad de 698 MWe será la primera central que utilizará elementos combustibles y moderador producidos en el país y también en la que intervengan técnicos y profesionales argentinos en todas las etapas y facetas del proyecto (11).

Dentro del programa de incorporación de centrales eléctricas 1979-1985, existían otras dos centrales nucleares en proyecto, ambas de 644 MWe, que se localizarían en la región de Cuyo y el Noroeste, cuyas fechas tentativas de incorporación era 1991 y 1995 respectivamente.

Como componente de alta prioridad en el programa nuclear, se otorgó un contrato a la compañía suiza Sulzer Brothers LTD para la construcción de una planta productora de agua pesada en la localidad de Arroyito, provincia de Neuquén; esta planta tendrá una capacidad de 250 toneladas anuales y su terminación se previó para 1984.

Dentro de los principales proyectos ya realizados o a realizar por la CNEA hasta 1985 se contaban importantes plantas que contribuirán al tan ansiado

ciclo del combustible autosuficiente;entre ellas:una planta piloto para la fabricación de esponjas de circonio,una planta productora de combustible y elementos de UO₂, una planta para almacenamiento de liquidos de intensa actividad de desperdicios radiactivos,una planta piloto para producir entre dos y tres toneladas al año de agua pesada,de diseño y construcción argentinos,una planta para la construcción de fundas de circaloy para elementos combustibles y completar la primera etapa de una planta experimental para la solidificación de liquidos con intensa actividad radiactiva.

RESUMEN

La política de diversificación energética durante los años 1976 y 1983 otorgaba al desarrollo de los recursos hidráulicos un papel de primer orden,ejemplificado claramente en el programa de incorporación de centrales eléctricas de 1979 a 1995, en el cual el 80 % de la capacidad a incorporar era hidroeléctrica, en tanto que el 20 % restante se distribuía en partes iguales entre las nucleares y las térmicas.

Teniendo en cuenta que en 1980 la participación de la hidroelectricidad alcanzaba solo a 30 % de la capacidad eléctrica total instalada, las proyecciones sobre su aportación futura resultaban inciertas debido a que, por un lado, los recursos financieros requeridos para la rápida expansión proyectada no existían y las posibilidades de obtenerlos eran remotas por las condiciones de la economía nacional y el desprestigio del gobierno a nivel mundial y, por otro, porque ya se estaba desarrollado una acelerada utilización del gas natural en la generación de electricidad.

En cuanto a la contribución de la nucleoelectricidad, si bien es cierto que no se había proyectado una participación importante, las demoras en la construcción de la central de Embalse de Río Tercero y en el inicio de

Atucha 2, impidieron la incorporación de una segunda central al sistema eléctrico (Atucha 1 estaba en operación desde 1973) y consecuentemente, esta fuente no contribuyó a incrementar la oferta energética en el periodo que se analiza. Sin embargo, se hicieron esfuerzos significativos para aumentar la participación de la industria nacional en la industria nuclear, tanto en la construcción de centrales como en las otras fases del ciclo del combustible, que permitieron avanzar en el grado de autosuficiencia nacional en el campo de la nucleoelectricidad.

El consumo de electricidad creció a una tasa promedio anual de 5 % entre 1976 y 1983, como resultado de la mayor electrificación de los sectores residencial e industrial, consumo que fue satisfecho con base en la generación alimentada, mayoritariamente, con hidrocarburos. En este último aspecto debe recordarse el rápido crecimiento del uso del gas natural, que permitió desplazar volúmenes considerables de combustóleo y diesel, los cuales quedaron disponibles para la exportación.

CAPITULO 5:REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- (1) .Información Económica de la Argentina,Buenos Aires,Junio-agosto, 1980,No. 108,pag. 58.
- (2) .OLADE:"Actualidad Energética Latinoamericana",Quito,mayo 1979, pp. 1-2.
- (3) .Idem,noviembre 1978,pag. 1.
- (4) .Latin American Economic Report,Londres,17 de noviembre de 1978, vol. II,No. 45,pag. 353.
- (5) .OLADE:"Estadísticas Energéticas de América Latina",Quito,1981, pp. 133-135.
- (6) .OECD Nuclear Energy Agency-International Atomic Energy Agency: "Uranium,Resources,production and demand",Paris,fe-
brero 1982,pp. 51-58.
- (7) .Idem,diciembre 1977,pp. 44-47.
- (8) .OLADE:"Estadísticas Energéticas de América Latina",Quito,1981 y 1986.
- (9) .OECD,op. cit.,febrero 1982 e Información Económica de la Argentina, Buenos Aires,mayo 1981,No 117,pag 35.
- (10).Cosentino,J.O.:"The Argentine Nucleoelectric Program",Transaction, Chicago,1978,vol. 29,pp. 20-26.
- (11).Boletín Semanal del Ministerio de Economía,Buenos Aires,11 de mayo de 1981,No 389,pp. 1101-1102 e Información Económica de la Argentina,Buenos Aires,mayo 1981,No 117,pp. 32-37.

VII. CONCLUSIONES

En los capítulos que anteriores se examinó detalladamente la situación los distintos componentes del sector energético argentino entre los años 1976 y 1983, así como los principales lineamientos para su desarrollo contenidos en el Plan de Energía, realizado por el gobierno del Proceso de Reorganización Nacional. En este apartado final se intentará hacer una evaluación general de las condiciones energéticas y los resultados alcanzados al término del lapso analizado; se concluirá con una serie de recomendaciones tendientes a consolidar el principio de la seguridad energética nacional y, al mismo tiempo, se apoyará el proyecto exportador con las justificaciones que se consideran pertinentes.

Haciendo una breve recapitulación, puede afirmarse que durante la década de los años 60 y principios de los 70, la estrategia energética argentina consistió en elevar la producción petrolera y la capacidad de refinación del país con el fin de eliminar las importaciones de crudo y productos derivados. No obstante que la oferta petrolera interna creció 2.3 veces entre 1960 y 1975, se debió recurrir a las compras al exterior para satisfacer la demanda local; aún cuando esa dependencia no revistió una significación importante por los volúmenes adquiridos, se tuvo que hacer frente al engrosamiento de la factura petrolera por la revalorización del crudo a partir de octubre de 1973.

El proyecto politicoeconómico inaugurado en abril de 1976 se propuso, dentro del sector energético, una serie de importantes metas orientadas a alcanzar la total autosuficiencia nacional y emprender acciones dirigidas a incorporar al sector en el comercio exterior, en calidad de exportador neto, aprovechando la disponibilidad de recursos y

las condiciones energéticas deficitarias de los países vecinos.

El prerequisite esencial para una consecución exitosa de esos dos ambiciosos objetivos era el incremento de las reservas de los recursos energéticos propios, para dar paso a un acelerado proceso de diversificación de la oferta de las distintas fuentes de energía. En este sentido, uno de los propósitos primordiales fue aumentar la disponibilidad de recursos alternos al petróleo, que permitieran reducir su participación en el balance energético argentino, mediante la sustitución por otras fuentes, lo cual también se interpreta como una forma de disminuir las presiones sobre la producción petrolera.

El Plan de Energía establecía que entre 1976 y 1985 se debían incorporar 2,000 millones de barriles de crudo a las reservas existentes al inicio del período. En una primera aproximación, si se tiene en cuenta la producción acumulada de 1976 a 1983 y las variaciones netas de las reservas entre esos dos años, la adición de reservas equivalió a 1,418 millones de barriles de crudo; aún considerando los mismo elementos señalados para los dos años siguientes, con el fin de estimar los resultados del lapso completo del Plan, las reservas incorporadas no hubiesen sobrepasado los 1,700 millones de barriles, es decir, que se situarían en 15 % por debajo del volumen propuesto.

Lo anterior implica que la relación entre las reservas y la producción no pudo superar la barrera histórica de los 14-15 años y, consecuentemente, no fue posible acelerar la producción por la falta de nuevas adiciones netas de reservas, por el riesgo que acarrearía para el equilibrio de los yacimientos y la seguridad petrolera a corto y mediano plazos. La falta de nuevas reservas se estuvo contrarrestando con un volumen creciente de recuperación secundaria, cuya participación en el total de la producción

pasó de 8 % en 1970 a más de 14 % en 1982 (1).

Considerando esta última observación, no debería asimilarse el volumen de la producción acumulada con la incorporación de reservas y, por lo tanto, las cantidades estimadas anteriormente varían y la diferencia entre lo programado y lo realizado se amplía a 20 % o más.

Este podría considerarse el primer fracaso del Plan, no solo por una desviación negativa de 20 %, sino porque aún cuando se hubiese cumplido cabalmente, no hubiera satisfecho la demanda proyectada para 1985 en términos de autosuficiencia; además no considera una elevación de la relación reservas-producción que permitiese un mayor margen de maniobra para enfrentar las posibles demoras en la incorporación de otras fuentes energéticas y la diversificación de la oferta derivada de las mismas sin tener que recurrir a las importaciones. Quizás podría pensarse en un exceso de confianza en cuanto a que la diversificación provocaría una rápida caída del consumo petrolero. Paralelamente, resultaron frustrantes los esfuerzos realizados en pos de una mayor participación de la iniciativa privada nacional y extranjera en el área de exploración, tanto por la escasa respuesta como por los resultados obtenidos. Al respecto, cabe señalar que los descubrimientos se hicieron solo en seis de las dieciocho cuencas sedimentarias con que cuenta el país y que cubren dos millones de kilómetros cuadrados de territorios explorables con probabilidades petroleras.

En cuanto a las reservas de gas natural, se contemplaba incorporar 7,800 miles de millones de pies cúbicos entre 1976 y 1985; en este caso, los descubrimientos en la cuenca Neuquina y otras de menor importancia, sobrepasaron ampliamente esta proyección, duplicando el volumen indicado, aún sin considerar la producción acumulada de esos años.

La incorporación de las nuevas reservas gasíferas se hizo con un ritmo promedio de 19.3 % anual durante los ocho años considerados, en tanto que las de crudo solo aumentaron 0.3 % al año. La magnitud de las reservas de gas natural sustentaron el programa de expansión de la oferta de este energético, fomentando su mayor utilización en los sectores consumidores y forzando el remplazo de otros combustibles por éste, donde el cambio era posible. Así, el consumo en los sectores residencial e industrial se incrementó 5.7 % anual, en tanto que su uso en la generación de electricidad se duplicó, respondiendo a una crecimiento promedio de 9.6 % de 1976 a 1983. Para este último año, los primeros dos sectores acumularon el 75 % del consumo total de gas natural y el 25 % restante correspondió al utilizado por la industria eléctrica.

En las proyecciones sobre el consumo de energía efectuadas por el Ministerio de Economía y las contenidas en el Plan de Energía, ambas para 1985, calculaban que el consumo de hidrocarburos llegaría a 78.8 % y 80 % del consumo total de energía primaria respectivamente. Para 1983, la participación conjunta del petróleo y del gas natural llegó a 89.2 %, lo cual también se tradujo en una participación menor que la esperada para la hidro y nucleoenergía. Sin embargo, debe destacarse que al cotejar las proyecciones del Ministerio sobre la participación por separado del crudo y del gas con el consumo de 1983, se observa que el segundo energético rebasó las expectativas iniciales de 27.3 % para llegar a 34.5 %, en tanto que el petróleo y sus derivados alcanzaron 54.7 % cuando se pronosticaba una aportación menor (51.5 %).

El Plan estimaba que durante su vigencia, el consumo total de energía aumentaría a una tasa promedio de 4.6 % anual, sin embargo, la recesión económica determinó un crecimiento mucho menor y en el periodo 1976-1983 solo lo hizo a un ritmo de 2.5 % al año. Cabe señalar que el incremento

más acelerado del consumo de registró entre 1976 y 1980 con 3.8 % anual, en tanto que entre este año y 1983 promedió solo 1.8 % anual.

Pasando ahora a comparar las tasas de aumento del consumo proyectadas y las alcanzadas para los principales componentes de la oferta energética, se concluye que, con excepción del gas natural, tampoco se cumplieron:

- el uso del gas natural se incrementó en promedio 6.5 % anual, cuando el Plan le asignaba 6.6 %.
- A la electricidad se le estimó un incremento anual de 8.5 %, pero solo se registró 4.9 % al año.
- Para los cinco principales derivados del petróleo (gasolina, combustóleo, diesel, GPL y Kerosenes) les estaba reservado un ritmo de crecimiento de 3 % anual, en tanto que la realidad arrojó un promedio de 0.6 % al año.

En términos volumétricos, la proyección del consumo de gas para 1985 se alcanzó en 1983, en tanto que la de crudo quedó desfasada al calcularse en 630,000 barriles diarios. Esta cantidad hubiese implicado una elevación considerable de las importaciones, teniendo en cuenta el lento ritmo de crecimiento de la producción; las importaciones, cuyo volumen se ha estimado en 100,000 barriles al día, se hubiesen producido en momentos en que el crudo alcanzaba las mayores cotizaciones históricas de 32-34 dólares por barril, lo cual hubiese implicado un costo de alrededor de 1,200 millones de dólares anuales.

Las demoras en comenzar la construcción de las centrales hidroeléctricas y nucleares, así como el lento ritmo de desarrollo de las obras ya iniciadas, originadas en las restricciones financieras, no permitieron a estas fuentes tener una participación a la altura de las proyecciones realizadas.

No obstante el panorama anterior, se podría sintetizar la situación para 1983 como sigue: la economía argentina empleaba en promedio 17 % más energía por unidad de producción que en 1970, debido principalmente a dos

factores: por un lado, la constante electrificación de los sectores industrial y residencial y, por otro, al incremento del uso de la energía en los sectores residencial y de transporte pese a la recesión económica. Además, la economía empleaba 13 % menos petróleo por unidad de producción que en 1970 debido, fundamentalmente, a la constante sustitución del petróleo por gas natural y, en cierta medida, al reducido nivel de producción de algunas actividades industriales que más requerían el uso intensivo del petróleo (2).

En el sector industrial, el consumo de energía se contrajo en 1.7 % anual entre 1975 y 1980 y en 0.7 % anual entre 1980 y 1983, mientras que en los sectores de transporte y residencial aumentaba el consumo en 5.3 % y 3.2 % respectivamente para el primer período y en 2.1 % y 3.4 % durante el segundo (3).

Con respecto al sector eléctrico, la conversión de las unidades termoeléctricas alimentadas con combustibles petrolíferos a gas natural ha sido rápida. En 1980 había disminuido a 38 % el uso del petróleo en la generación termoeléctrica, cuando en 1970 ascendía a 77 %, en tanto que la participación del gas natural se elevó de 2% a 41 % entre los mismos años (4). Entre 1976 y 1983 el consumo de gas natural en la industria eléctrica se incrementó a una tasa de 9.6 % anual, mientras el combustible y el diesel descendían en promedio 8.3 % y 4.4% anual respectivamente.

Teniendo presente los resultados concretos de los ocho años del período estudiado, la diversificación energética propugnada solo provino del gas natural y esto implicó que el balance energético continuara siendo mayoritariamente dependiente de los hidrocarburos. El aprovechamiento del otro gran recurso, la hidroelectricidad, se vio obstaculizado, particularmente en la Cuenca del Flata, por problemas presupuestales y de

financiamiento, en tanto que en el resto del país se observaba un muy lento avance, originado en las mismas causas. Así, el programa de incorporación de centrales hidroeléctricas experimentó corrimientos severos en su cronograma y esto retrasó el desplazamiento de los combustibles utilizados en la generación eléctrica.

Por su parte, en el programa nucleoelectrico tampoco se cumplieron las metas fijadas; hubo demoras para terminar la central de Embalse de Río Tercero (la cual no entró en operación en 1983 como se esperaba) y para iniciar la construcción de Atucha II, con lo cual, al terminar el período del último gobierno militar, se siguió contando con la única nucleoelectrica en servicio desde 1974 (Atucha I) y con una aportación muy modesta de este tipo de energía a la oferta global (1.1% del total).

Es necesario señalar que las consecuencias de no alcanzar los objetivos propuestos podrían haber acarreado dificultades mayores, bajo una hipótesis de crecimiento económico moderado, ya que la magnitud del fracaso en lograr los objetivos del Plan se vió disimulada por la contracción de la demanda general de energía, originada en las condiciones recesivas que vivió la economía del país desde 1980. Como se indicó anteriormente, en circunstancias diferentes, no solo hubiese habido necesidad de incrementar las importaciones petroleras sino que tampoco se hubieran obtenido excedentes exportables de productos refinados.

Justificación del proyecto exportador

A continuación se analizarán los elementos que pudieron sustentar el proyecto exportador de gas natural y petrolíferos durante el periodo que nos atañe, no obstante que los mismos mantuvieron su vigencia a posteriori. Dentro del esquema económico de tipo monetarista adoptado en Argentina en 1976, le estaba reservado un lugar de primer orden a la producción y las exportaciones agrícolas, por las ventajas comparativas internacionales que disfrutaban. Sin embargo, la colocación de los excedentes cerealeros en el mercado mundial sufrió serios inconvenientes debido al desplazamiento de los productos argentinos por los provenientes de los propios países industrializados y así, el comercio exterior agrícola comenzó a tener una elevada dependencia de las compras hechas por la Unión Soviética. Por otra parte, los demás componentes del comercio exterior argentino no eran relevantes en la generación de divisas.

En estas circunstancias, parecía imponerse la idea de contrarrestar el continuo deterioro de los términos de intercambio en materia de cereales, incorporando otros productos cuyo valor en el mercado estuviera, aparentemente, asegurado. El proyecto de transformar a Argentina en un exportador menor de hidrocarburos estaba orientado hacia ese objetivo y una justificación se intenta a continuación.

Entre 1950 y 1973 se requerían, en promedio, alrededor de 1 bushel de trigo (aproximadamente 50 Kilogramos) para comprar un barril de petróleo; pero debido a los incrementos del precio del crudo iniciados en octubre del último año, la relación fue creciendo en detrimento del cereal: en 1976 eran necesarios 3.2 bushel para adquirir un barril de petróleo, en 1980 se elevó a 6.1 y en 1982 alcanzó los 7.7 bushel por barril, cuando el crudo se cotizaba a más de 33 dólares por unidad y el bushel de trigo costaba

4,36 dólares (ver cuadro 1). En otros términos, mientras el barril de crudo incrementaba su precio a una tasa promedio de 26.6 % anual entre 1973 y 1983, el bushel de trigo lo hizo a solo 1.33 % al año. Además, en 1982 se produjeron reducciones en el precio del trigo y del maíz, estimadas en 8.7 % y 24.1 % respectivamente (5).

Aunque escape al horizonte temporal de la investigación, es necesario señalar que con la caída de los precios del petróleo durante 1986, la relación bushel de trigo/barril de crudo se revirtió, para alcanzar niveles semejantes a los anteriores a 1973; sin embargo, con la recuperación del precio a alrededor de 18 dólares por barril, se requerían poco menos de 3 bushel, esto es, el nivel de 1976 y 1978.

No obstante, teniendo en cuenta la tendencia de revalorización del crudo a corto y mediano plazos, así como los tiempos necesarios para concluir los trabajos de construcción de la infraestructura de transporte, la viabilidad y factibilidad económica del proyecto exportador se mantienen vigentes, tanto para los derivados petrolíferos como para el gas natural. Aquí se hará referencia solo al segundo recurso ya que, como se dijo anteriormente, la continuidad de las exportaciones de subproductos del petróleo estará condicionada al nivel de las reservas y al comportamiento de la demanda interna, porque si bien existe una capacidad de refinación ociosa, no puede decirse lo mismo con respecto a la producción de crudo.

La idea de exportar gas natural, en la actualidad, goza de un marco referencial más propicio que durante el gobierno militar porque puede implementarse entre los proyectos multinacionales de integración regional que involucran a Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay. Empero, no se trata solo de decisiones políticas sino de flujos cuantiosos de financiamiento necesarios para la construcción de los gasoductos desde los yacimientos o

o desde la red existente de distribución a las fronteras, en el caso argentino y desde éstas a los centros de consumo en los países vecinos.

Cuadro 1

Relación entre los precios del trigo y del petróleo 1950-1983
- en us\$ dólares-

ANO	P R E C I O S T R I G O	C R U D O	BUSHEL REQUERIDOS FOR BARRIL
1950	1.91	1.71	0.9
1955	1.77	1.93	1.1
1960	1.58	1.50	1.0
1965	1.62	1.33	0.8
1970	1.50	1.30	0.9
1971	1.68	1.65	1.0
1972	1.90	1.90	1.0
1973	3.81	2.70	0.7
1974	4.90	9.76	2.0
1975	4.06	10.72	2.6
1976	3.62	11.51	3.2
1977	2.81	12.40	4.4
1978	3.48	12.70	3.6
1979	4.36	16.97	3.9
1980	4.70	28.67	6.1
1981	4.76	32.50	6.8
1982	4.36	33.47	7.7
1983	4.35	28.50	6.6

Nota: 1 bushel equivale a alrededor de 50 Kg.

Fuente: FMI, Monthly Financial Statistics, 1980-1983 Yearbooks, Washington, 1980-1983. En Brown, Lester R.: State of the World 1984, Worldwacht Institute, Washington, 1984, pag. 15. .

En el apartado dedicado a proyectos de exportación de gas natural, se pueden observar las dimensiones de las obras requeridas y algunas estimaciones de los costos.

En vista de las perspectivas de los precios del crudo y considerando que que precio del gas natural está asociado a aquel (en términos de valor calórico), la parte argentina tendría oportunidad de obtener importantes ingresos de divisas que podrían destinarse a una rápida amortización de las inversiones y, en una etapa posterior, coadyuvar a reforzar las reservas monetarias internacionales del país.

El principal obstáculo es encontrar la fuente de financiamiento para la

construcción, si es que no se opta por la alternativa de los gasoductos por peaje, como el Centro-Oeste construido en Argentina. Las condiciones económicas actuales de los países de la Cuenca del Plata, en particular, el grado de endeudamiento exterior y las dificultades para hacer frente a los pagos del mismo podrían retrasar la concreción del proyecto, si no se obtiene una renegociación de la deuda que permita canalizar al desarrollo una parte considerable de los recursos que se dedica al pago de su servicio y se abran nuevas líneas crediticias para apoyar el crecimiento.

Para concluir, se considera que la futura estrategia de desarrollo energético en Argentina deberá consolidar las condiciones internas que afiancen la seguridad energética, a través de una serie de acciones que permitan dar un decisivo apoyo al proceso de recuperación económica, sobre la base de la autosuficiencia y la generación de excedentes exportables del sector energético.

- Avanzar con determinación en el proceso de despetrolización de la estructura energética, dando lugar a una mayor diversificación de las fuentes de la oferta de energía.
- Incentivar la adopción de medidas de uso eficiente de la energía y mejorar la eficiencia energética para elevar la competitividad de los costos de los productos argentinos.
- Estimular la exploración petrolera en áreas promisorias, para incorporar nuevas reservas y elevar significativamente la relación reservas / producción, mediante el fortalecimiento financiero y técnico de YPF y la participación de empresas privadas en calidad de contratistas.
- Cumplido lo anterior, elevar la producción y eliminar (en caso de que existan) las importaciones de crudo y petrolíferos y dedicar los

excedentes de crudo a la elaboración de derivados con destino al exterior, cuando se haya asegurado el abastecimiento interno y se disponga de niveles adecuados de inventarios.

- Adecuar la capacidad de refinación a las proyecciones de consumo y de las de exportaciones.
- Desestimular, vía precios, el crecimiento acelerado del consumo de petrolíferos, particularmente en el sector transporte.
- Sostener los esfuerzos en la exploración del gas natural e incorporar nuevas reservas.
- Extender la red de distribución para abastecer nuevos centros de consumo y desplazar así el uso de otros combustibles.
- Aumentar la participación del gas en la generación de electricidad y el sector industrial en detrimento del combustóleo, el diesel y el carbón.
- Estudiar la factibilidad de proyectos de exportación de gas licuado.
- Incorporar las centrales hidroeléctricas y nucleares en construcción.
- Reducir el consumo de petrolíferos mediante la incorporación del gas natural en la generación termoeléctrica.
- Extender la red de distribución para lograr la mayor electrificación de las áreas alejadas de las tres grandes concentraciones urbanas (Buenos Aires, Rosario y Córdoba).
- Continuar con el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos, dando prioridad a los que puedan abastecer nuevos polos de desarrollo industrial.
- Replantear el Programa Nucleoeléctrico con base en la consulta popular y, en caso afirmativo, decidir la construcción de nuevas centrales en sitios de escasos recursos energéticos y avanzar en el dominio del ciclo del combustible nuclear para la tecnología ya adoptada.

- Fomentar la electrificación del transporte a larga distancia, tanto de pasajeros como de carga.

- Eliminar el uso del carbón en la generación de electricidad y reducir al mínimo las importaciones, mediante la elevación de la oferta interna.

Con relación a lo que puede denominarse Política Exterior Energética, enmarcada dentro del proceso de integración regional, se plantean las siguientes directrices:

Hidroelectricidad: desarrollar las máximas posibilidades de proyectos binacionales, procurando la mayor participación de las empresas públicas y privadas de los países involucrados, favoreciendo, en segundo lugar, a otras compañías latinoamericanas. Proponer la creación de un consorcio latinoamericano dedicado a la construcción de centrales hidroeléctricas con la participación de las empresas privadas y paraestatales de la región, así como la instalación de una fábrica de turbinas; ambos proyectos orientados a reducir significativamente la dependencia externa en este campo.

Energía Nuclear: ampliar los acuerdos de cooperación técnica en el uso pacífico de la energía nuclear con países de menor desarrollo relativo en esta área, así como acuerdos de complementación con aquellos que, como Brasil y México, tienen una mayor experiencia.

Gas Natural: concretar acuerdos de exportación con Uruguay, Brasil y Chile; promover la participación de empresas latinoamericanas en la construcción de gasoductos para, partiendo de la actual red de distribución argentina, completar la infraestructura necesaria para llegar a los mercados exteriores señalados.

Petróleo: sobre la base de la autosuficiencia nacional, mantener una plataforma estable de exportación de productos petrolíferos, dedicando

especial atención al mercado brasileño y estudiar la rentabilidad de importar petróleo crudo para procesarlo y exportar sus derivados, aprovechando la capacidad de refinación subutilizada. Fomentar la participación de empresas petroleras latinoamericanas, por ejemplo Petrobras, en la exploración y explotación petrolera argentina sobre la base de acuerdos de cooperación o como concesionarios independientes. Ofrecer asistencia técnica a productores menores como Bolivia y Perú y analizar las posibilidades de exploraciones conjuntas con Chile en las zonas limítrofes del Estrecho de Magallanes.

Los puntos anteriores se consideran lineamientos generales de política energética a tener en cuenta en cualquier intento de planeación del sector, sobre la base de una estrategia de potencialización y aprovechamiento de los recursos nacionales que eliminen la dependencia de los suministros externos para satisfacer el mercado interno. El escollo más importante para su ejecución, como ya se ha señalado, será disponer de los medios de financiamiento que requiere, pero antes se impone una clara comprensión de la problemática energética y su definición por parte del equipo que administrará el desarrollo de la energía en el país.

CONCLUSIONES, REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- (1) .FIDE, Coyuntura y Desarrollo, Buenos Aires, febrero 1984, No. 66.
- (2) .Idem, noviembre 1983, No. 63.
- (3) .Ghirardi y Ketoff: "Análisis de la demanda de energía en Argentina", Cuadernos sobre Prospectiva Energética, México, septiembre 1985, No. 72.
- (4) .FIDE, op. cit., noviembre 1983, No. 63.
- (5) .UNCTAD: Boletín de precios de productos básicos, Suplemento septiembre 1983.

VIII. BIBLIOGRAFIA

Abalo, Carlos: "Aldo Ferrer y el dilema económico de Argentina";

Comercio Exterior, México, agosto 1978, vol. 28,
no. 8, pag. 990-995.

Abalo, Carlos: "Argentina 1976-1981. Objetivos y resultados de la

política económica"; Comercio Exterior, México, ju-
nio y septiembre 1981, vol. 31, no. 6y9, pag. 635-648
y 1017-30.

Adelphi Papers: "The Middle East and the International System".

International Institute of Strategic Studies, Londres,
No. 45, 1975.

Banco Interamericano de Desarrollo: "Necesidades de inversiones

y financiamiento para energía y minerales en Amé-
rica Latina"; Banco Interamericano de Desarrollo,
Washington, 1982.

British Petroleum: "Statistical Review of the World Energy".

Central Intelligence Agency: "The World Oil Market in the Years Ahead",

CIA, Langley, 1979.

Comité Argentino a la Conferencia Mundial de la Energía.

"Panorama Energético Argentino", Buenos Aires, 1980.

Conant, Melvin y Gold, Fern: "Geopolítica de la energía", Editorial

Fraterna SA, Buenos Aires, 1980.

Consentino, J.O.: "The Argentine Nucleoelectric Program",

Transaction, vol. 29, 1978, pag. 20-26.

- Chuocri, Nazli: "International Politics of Energy Interdependence. The case of Petroleum", Lexington Books, Lexington, 1976.
- Despraires, Pierre: "Energy Demand: Prospects and Trends", Middle East Economic Survey, vol. 29, No. 22, 19 de mayo de 1986, pp. D1-D10.
- Farrel, Trevor: "The World Oil Market 1973-1983 and the Future Oil Prices", OPEC Review, vol. ix, No. 4, winter 1985, pp. 389-416.
- Ferrer, Aldo: "El monetarismo en Argentina y Chile", Comercio Exterior, México, enero y febrero 1981, vol. 31, no. 1 y 2 pag. 3-13 y 176-192.
- Ferrer, Aldo: "Crisis y alternativas de la política económica Argentina", Fondo de Cultura Económica, Buenos Aires, 1977.
- Ferrer, Aldo: "La deuda externa: el caso argentino"; Comercio Exterior, México, diciembre 1982, vol. 32, pag. 1338-1345.
- Ferrer, Aldo: "La reforma financiera: de la cesación de pagos a la Argentina viable"; Comercio Exterior, México, noviembre 1983, vol. 33, no. 11, pag. 1036-1044.
- García Silva, Marcelo: "Petróleo y alternativas energéticas de América Latina", Editorial CEESTEM-Nueva Imagen, México, 1984.
- Gas del Estado: "Memoria y Balance General 1983", Gobierno del Estado, Buenos Aires, 1984.
- Ghadar, Fariborz: "The Petroleum Industry in the Oil Importing Developing Countries"; Lexington Books, Lexington, 1983.

Ghirardi, A. y Ketoff, A.: "Análisis de la demanda de energía en Argentina". Cuadernos sobre Prospectiva Energética, México, septiembre 1985, No. 72.

Guzmán, O y Altomonte, H.: "Perspectivas energéticas y crecimiento económico en Argentina"; El Colegio de México, México, 1982.

Grossling, Bernardo: "El petróleo y el problema mundial de la energía. Situación actual y perspectivas energéticas de América Latina". Cuadernos sobre Prospectiva Energética, México, 1985, No. 69.

Hill, Z. et al.: "New approaches in Planning Energy". 13th Congress of the World Energy Conference, octubre 1986.

Mikesell, R.F.: "Foreign Investments in the Petroleum and Mineral Industries: Case of Studies of Investor-Host Country Relations"; Johns Hopkins University Press, Baltimore 1971.

Ministerio de Economía: "Boletín Semanal de Economía";

Buenos Aires, 1981.

"Boletín Semanal del Ministerio de Economía";

Buenos Aires, 1978-1981.

"Información Económica de la Argentina";

Buenos Aires, 1980-1981.

OECD Nuclear Energy Agency-IAEA: "Uranium Resources, Production and Demand", OECD, Paris 1977-1982.

Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP):

OPEC Bulletin

OPEC Annual Statistics Bulletin

OPEC Review

- Organización Latinoamericana de Energía: "Actualidad Energética Latinoamericana", Quito, 1977-1979.
"Boletín Energético", Quito, 1980-1982.
"Estadísticas Energéticas de América Latina", Quito, 1981 y 1986.
- Randall, Laura: "An Economic History of Argentina in the Twenty Century", Columbia University Press, Nueva York 1978.
- Secretaría de Energía, Minas e Industria Parastatal (SEMIP): "Energía 1980-1985. Comparaciones Internacionales". México, 1988.
- Serrano, Angel: "Argentina: las condiciones económicas de un nuevo ciclo democrático"; Comercio Exterior, México, noviembre 1983, vol. 33, no. 11, pag. 1018-1022.
- Shaposnik, E. y Vacchino, J.: "Argentina: ¿fracaso de un ministro o de un sistema?"; Comercio Exterior México, enero 1982, vol. 32, no. 1, pag. 2-13
- Solberg, Carl E.: "Oil and Nationalism in Argentina: a History"; Stanford University Press, Stanford, 1979.
- Styrikovich, M.A.: "La situación energética mundial. El punto de vista soviético". Cuadernos sobre Proyección Energética, México, 1980.
- Tanzer, Michael: "Energéticos y política mundial", Editorial Nuestro Tiempo, México, 1975.
- The World Bank: "Argentina, Economic Memorandums (A World Bank Country Study)", The World Bank, Washington 1985.

Treber, Salvador.: "La economía argentina 1970- 1983", Ediciones
Macchi, Buenos Aires, 1983.

Varios: "América Latina: Petróleo y política", Academia de Ciencias
de la URSS, Serie de Estudios de Científicos Soviéticos,
No. 28, Moscú, 1985.

World Energy Conference: "Survey of Energy Resources 1986".

Wynia, Gary W.: "Argentina in the Postwar Era", University of New Mexico
Press, Albuquerque, 1978.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales: "Anuario Estadístico 1983", YPF, Buenos
Aires, 1984.

Publicaciones periódicas consultadas:

Bulletin de l'Industrie Petroliere,1981-1983.

Excelsior,Sección Financiera,1981-1983.

International Oil News,1980-1982.

International Petroleum Encyclopedia,1976-1983.

Latin American Economic Report,1977-1980.

Nuclear Engineering International,1977-1979.

Nuclear News,1977-1982.

Oil & Gas Journal,1977-1983.

Petroleum Economist,1979-1983.

Petroleum Review,1979-1981.

Petróleo Internacional,1979-1980.

Petroleum Intelligence Weekly,1979-1983.

Platt's Oilgram News,1980-1983.

Platt's Oilgram Prices Report,1980-1983.

World Oil,1981-1983.